

Petróleo, derivados e gás combustível: evolução recente e perspectivas

LUIZ OCTÁVIO SOUZA E SILVA
WASHINGTON LAND
LUIZ PEREIRA BARROSO

1. Introdução

Os combustíveis líquidos e gasosos constituem hoje a principal fonte de energia no mundo. Paralelamente, têm sido desenvolvidos processos petroquímicos em que eles entram como matéria-prima para a produção de compostos orgânicos (usos não energéticos), o que contribui para aumentar-lhes a importância na economia mundial.

As novas técnicas de transporte e utilização desses combustíveis, aliadas ao melhor conhecimento de suas reservas, têm estimulado intensamente o seu consumo. Por outro lado, a melhoria de rendimento nesses processos e a sua substituição por outras fontes de energia figuram entre os fatores que tendem a diminuir-lhe o consumo. Não obstante, as perspectivas são de acentuada elevação da produção de diversos países, notadamente da URSS e dos EUA.

No Brasil, os combustíveis líquidos e gasosos constituem, no momento, cerca de metade do consumo total de energia primária; as importações dos produtos equivalem, em valor, a cerca de 11% das importações totais brasileiras e a 12% da receita de exportação. Estima-se que a demanda cresça nos próximos dez anos à taxa cumu-

Nota da Redação — Luiz Octávio Souza e Silva é economista pela UFRJ, possuindo o Curso de Engenharia Econômica da UFRJ. Foi economista do BNDE, é conselheiro do Conselho Nacional do Petróleo e faz parte do quadro de economistas "senior" do IPEA/IPLAN, exercendo, no momento, as funções de Coordenador do Setor de Energia e Secretário Executivo do Projeto Matriz Energética Brasileira.

Washington Land é engenheiro pela UFRJ, tendo concluído em 1958 o curso de refinação de petróleo da PETROBRAS. Foi posteriormente professor de Termodinâmica nesse curso tendo, em seguida, exercido diversas funções de chefia na Empresa. Faz parte do quadro de engenheiros "senior" do IPEA/IPLAN, exercendo no momento as funções de Coordenador-Adjunto do Setor de Energia.

Luiz Pereira Barroso é engenheiro químico pela UFRJ (1970) tendo passado a integrar o quadro de engenheiros do IPEA/IPLAN, a partir de 1971.

lativa média anual da ordem de 10%, evidenciando-se, assim, a importância de tais produtos na economia nacional.

O presente trabalho propõe-se a analisar a evolução desse setor a partir de 1964, data em que medidas adequadas evitaram o seu estrangulamento total que então se prenunciava inevitável, até 1974, último ano para o qual foram elaborados projetos bastante definidos, sendo, em alguns casos, mencionadas as perspectivas a prazo mais longo. Começa-se com um estudo de mercado de petróleo e derivados, passando-se, em seguida, a indicar quais os principais programas (e os projetos em que estes se apoiam), a fim de atender à demanda. Neste capítulo, tecem-se considerações principalmente sobre problemas estruturais em refinação, possibilidades de produção de petróleo, situação atual e principais problemas relativos a transporte e comercialização dos produtos petrolíferos. O capítulo seguinte, sobre gás combustível, apresenta um estudo de mercado, procurando-se mostrar o balanço entre a oferta e a demanda para o gás liquefeito de petróleo (GLP), gás natural e gás de cidade. Ao longo de todo o trabalho, sugerem-se novas linhas de estudos e pesquisas, para melhor identificação e solução de problemas ainda existentes na área.

2. Petróleo e derivados

2.1. Evolução recente do setor

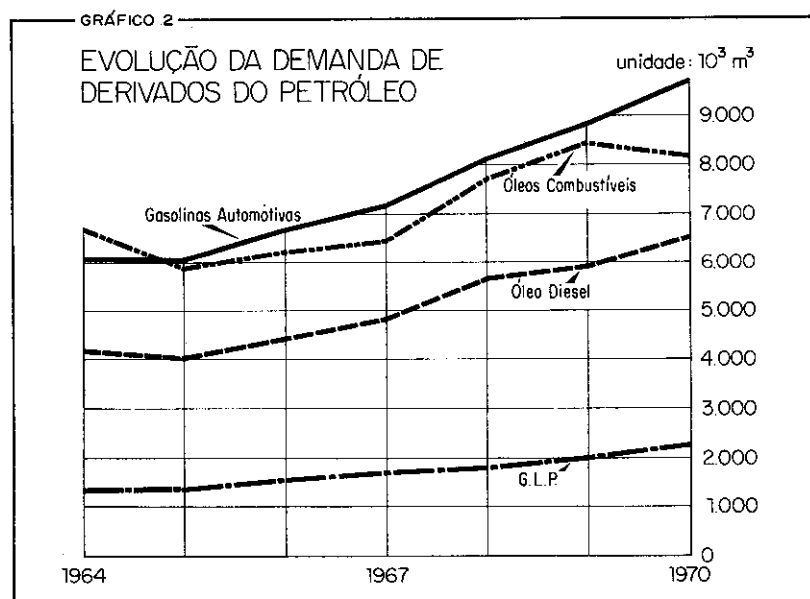
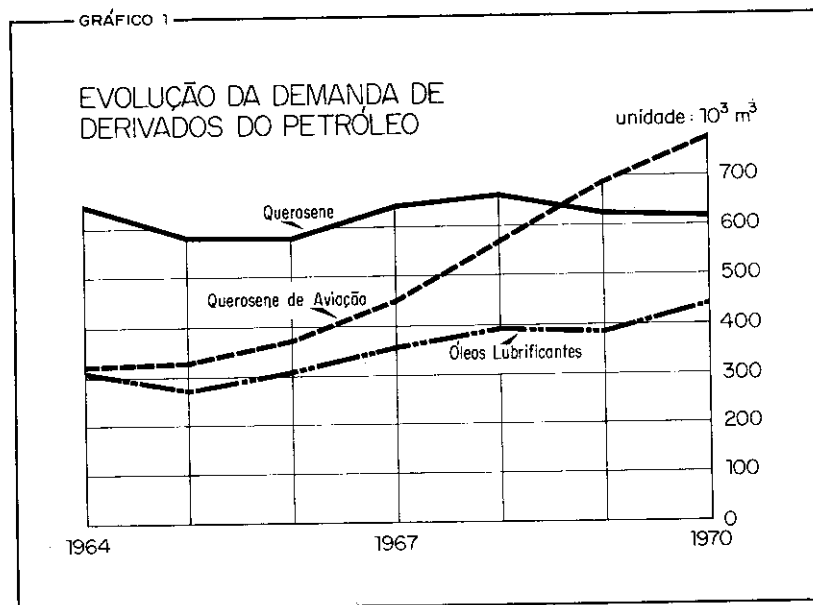
A demanda de derivados de petróleo durante o período 1964/70 apresentou grande expansão, conforme indicam o Quadro 1 e os Gráficos 1 e 2. Da análise destes dados observa-se que:

QUADRO 1

Demanda de derivados de petróleo
(em milhares de m³)

	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Óleos Combustíveis	6 660	5 932	6 157	6 355	7 688	8 425	8 120
Óleo Diesel	4 160	4 068	4 410	4 826	5 513	5 932	6 515
Querosene	643	578	572	633	659	623	613
Gasolinas Automotivas	6 075	6 041	6 639	7 247	8 219	8 747	9 704
Querosene de Aviação	323	324	371	445	567	684	775
G.L.P.	1 330	1 365	1 515	1 689	1 908	2 062	2 265
Óleos Lubrificantes	311	268	306	353	393	382	437

FONTE: CNP.



- O crescimento médio anual do consumo de GLP, que fôra de 20% entre 1960 e 1964, reduziu-se para 10,7% no período 1965/70. Isto se deveu às restrições impostas pelo CNP ao crescimento da quantidade consumida, por ser este produto em grande parte importado (ver Quadro 2), além de fortemente subsidiado. Mesmo assim, ainda é bastante elevada sua taxa de crescimento, persistindo um grande potencial de consumo industrial, ainda não atendido devido à escassez da oferta do produto.
- A série de demanda de querosene apresenta-se declinante em virtude de sua substituição pelo GLP. Esta substituição é acelerada pelo crescimento do seu preço real, em contraste com a queda do preço real do GLP: a relação Preço do GLP (kg) / Preço do querosene (l) passou de 2,68, em 1959, para 1,74, em 1970. Esta substituição incide especialmente sobre o consumo doméstico de querosene, que constitui cerca de 90% da demanda total deste produto.
- O consumo de gasolina apresentou, no período de 1964/70, crescimento de cerca de 60%, o que demonstra a grande vitalidade do mercado. Para os próximos anos, estima-se que o PIB continuará crescendo a taxas elevadas, o que constitui um indicador seguro de boas perspectivas para o consumo total de gasolina.
- Nos últimos anos tem ocorrido, por motivos de custo operacional, a substituição de veículos pesados a gasolina por veículos a Diesel, o que explica, em parte, o aumento de 58% verificado no consumo deste produto no período 1964/70. Seu comportamento também depende muito do Produto Industrial o que, até certo ponto, explica as altas taxas de crescimento no período.
- O óleo combustível é consumido nas indústrias e nas termelétricas. Em 1965, a recessão industrial e as más expectativas causaram decréscimo do consumo. A partir de 1966 e até 1969, além das maiores taxas de crescimento do Produto Industrial, contribuíram para o aumento do consumo as altas taxas de crescimento das refinarias, da indústria

de cimento, e a recuperação da siderurgia. Em 1970, a redução do consumo nas termelétricas foi responsável pela diminuição no consumo total.

- Quanto ao consumo de lubrificantes, este depende diretamente do crescimento do Produto Industrial e da frota de veículos, responsáveis, portanto, pela elevação de cerca de 42% no período 1964/70.
- Quanto ao querosene de aviação, a substituição das aeronaves convencionais pelas movidas a jato e o aumento de frota, foram responsáveis pelo crescimento de 143% no consumo durante o período 1964/70.

QUADRO 2

Importação de derivados de petróleo

(10³ m³)

	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Gasolina Automotiva	142	—	—	—	277	220	—
G.L.P.	204	327	438	518	732	753	687
Óleo Combustível	—	20	—	—	378	—	—
Óleos Lubrificantes	170	250	329	312	407	330	418
Querosene de Aviação	161	320	340	246	240	15	10
Gasolina de Aviação	112	203	174	194	175	118	105
Petróleo	12 390	12 132	13 199	12 500	15 203	17 520	19 853

FONTE: PETROBRÁS/DECOM.

A tendência de expansão da demanda de derivados de petróleo influenciou decisivamente nas importações de petróleo bruto e derivados, que são sempre realizadas para complementar a produção interna (Quadro 2) e, conseqüentemente, no aumento dos gastos em divisas com esses produtos.

O Quadro 3 e o Gráfico 3 apresentam a maneira pela qual evoluiu a participação do petróleo e derivados, na importação global do País no período 1964/70.

QUADRO 3

Valor das importações de petróleo e de derivados

(CIF — 10⁸ dólares)

	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Petróleo	164 770	157 605	162 245	174 305	205 919	227 652	268 166
Derivados	28 705	40 101	59 574	62 544	76 617	51 488	51 660
A) Total (Petróleo+ Derivados)	193 475	197 706	221 819	236 849	282 536	279 140	319 826
B) Importação Global	1 264 000	1 096 000	1 496 000	1 668 000	2 132 000	2 265 000	2 849 000
% A/B	15,3	18,0	14,8	14,2	13,3	12,3	11,2

FONTE dos dados básicos: PETROBRAS.

Apesar do aumento em termos absolutos verificado nas importações de petróleo e derivados, observa-se que sua importância relativa nas importações totais do País caiu de um máximo de 18%, verificado em 1965, para 11%, em 1970, em virtude não só do grande aumento destas últimas, mas também devido à elevação da produção de petróleo (ver Seção 2.1.4), à entrada em funcionamento de quatro novas unidades industriais e à realização de ampliações em seis outras.¹

¹ Refinaria Gabriel Passos, em Minas Gerais (operação iniciada em abril/1968) e Refinaria Alberto Pasqualini, no Rio Grande do Sul (operação iniciada em agosto/1968). As Fábricas de Asfalto de Fortaleza-Ceará — e de Madre de Deus — Bahia — iniciaram suas operações em 1966.

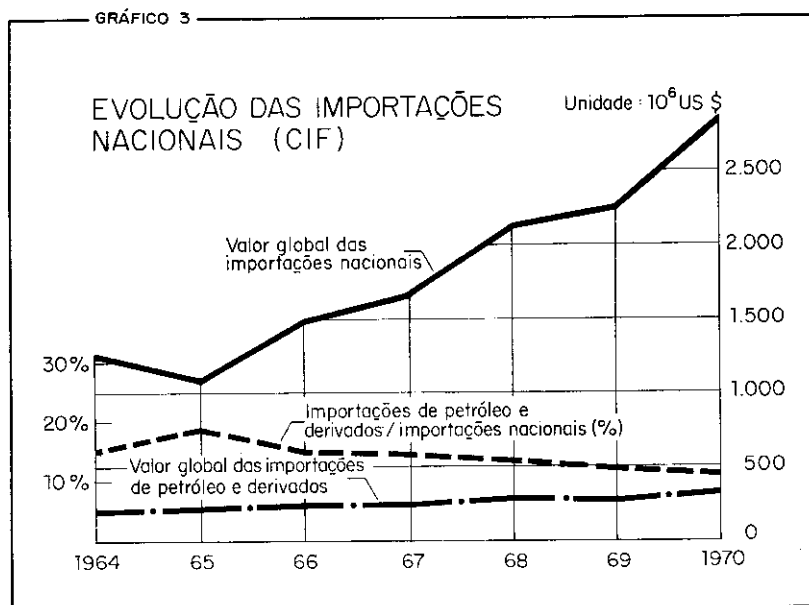
No mesmo período, houve as seguintes ampliações:

— Em 1968, a Refinaria de Manaus foi autorizada a aumentar sua capacidade de refino em favor do monopólio estatal, de 795 para 1.113 m³/dia de operação.

— A Refinaria Presidente Bernardes, em 1969, aumentou sua capacidade de 18.440 para 20.190 m³/dia de operação.

— A Refinaria Duque de Caxias, em 1966, passou de 19.080 para 23.850 m³/dia de operação e em 1969 sua capacidade foi novamente elevada, situando-se em 25.920 m³/dia de operação.

— A Refinaria Landulpho Alves, por sucessivos acréscimos, aumentou sua capacidade de 7.950 para 13.830 m³/dia de operação.



As capacidades de refino, ao final de cada ano do período 1964/70, são mostradas no Quadro 4. No Gráfico 4 é feita a comparação entre esses valores e o montante da demanda total de derivados, expressa em petróleo equivalente. Através deles se verifica já ser a produção interna suficiente para cobrir a demanda desses produtos, havendo, porém, clara necessidade de adição de nova capacidade de refino em 1971 ou início de 1972, já que a curva de consumo ultrapassa a de capacidade de refino, em 1970.

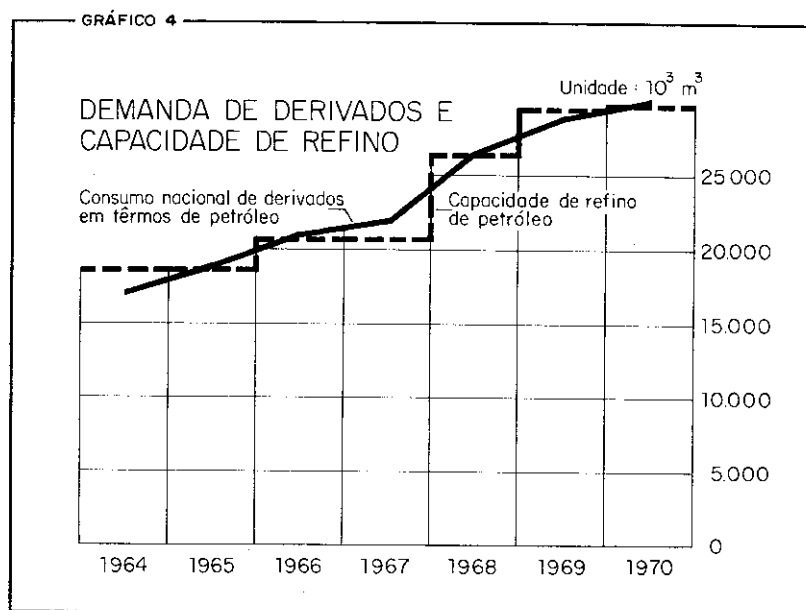
Em termos internacionais as cifras relativas ao Brasil são insignificantes, pois em fins de 1970 a capacidade total de refino no mundo ocidental era de 6,8 milhões de m^3 /dia. No ano de 1970 a capacidade mundial de refino foi acrescida de cerca de 476 mil m^3 /dia estimando-se um aumento de 1,3 milhões m^3 /dia até fins de 1972.

— As Refinarias Gabriel Passos e Alberto Pasqualini, que iniciaram operações em 1968 com a capacidade de 7.160 m^3 /dia, cada uma ao término de 1970 estavam com suas capacidades elevadas para 8.490 m^3 /dia de operação.

QUADRO 4
Capacidades efetivas de refino
(em m³/dia de operação)

	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
<i>Unidades Estadais</i>	45 470	45 470	51 440	51 440	66 180	76 200	77 520
Ref. Landulpho Alves	7 950	7 950	8 550	8 550	8 970	12 510	13 830
Ref. Duque de Caxias	19 080	19 080	23 850	23 850	23 850	25 920	25 920
Ref. Alberto Pasqualini	—	—	—	—	7 160	8 490	8 490
Ref. Gabriel Passos	—	—	—	—	7 160	8 490	8 490
Ref. Pres. Bernardes	18 440	18 440	18 440	18 440	18 440	20 190	20 190
Fábrica de Asfalto de Fortaleza	—	—	600	600	600	600	600
<i>Unidades Privadas</i>	9 062	9 062	9 062	9 062	9 320	9 320	9 320
Manaus	795	795	795	795	1 113	1 113	1 113
Manguinhos	1 590	1 590	1 590	1 590	1 590	1 590	1 590
União	4 930	4 930	4 930	4 930	4 930	4 930	4 930
Rio-grandense	64	64	64	64	64	64	64
Matarazzo	143	143	143	143	143	143	143
Ipiranga	1 480	1 480	1 480	1 480	1 480	1 480	1 480
TOTAL	54 472	54 472	60 442	60 442	75 500	85 520	86 840

FONTES: CNP e PETROBRÁS.



2.1.1. Investimentos em refino

O Quadro 5 relaciona os investimentos globais realizados pela PETROBRÁS em refino, no período 1964/70, estando aí incluídos os montantes correspondentes aos aumentos de capacidade (52% no mesmo período) conforme referido na seção anterior. Verifica-se que, em termos reais, os investimentos atingiram mais do dôbro em apenas sete anos, esforço êste necessário para que se pudesse acompanhar o crescimento da demanda, que evoluiu a taxas próximas de 8% a.a., em média.

QUADRO 5

Refino

Investimentos em capital fixo

(PETROBRÁS)

(Cr\$ milhões — Preços de 1972) *

	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Investimentos em Refinação	246	253	209	182	159	209	533

FONTE: Relatórios Anuais da PETROBRÁS.

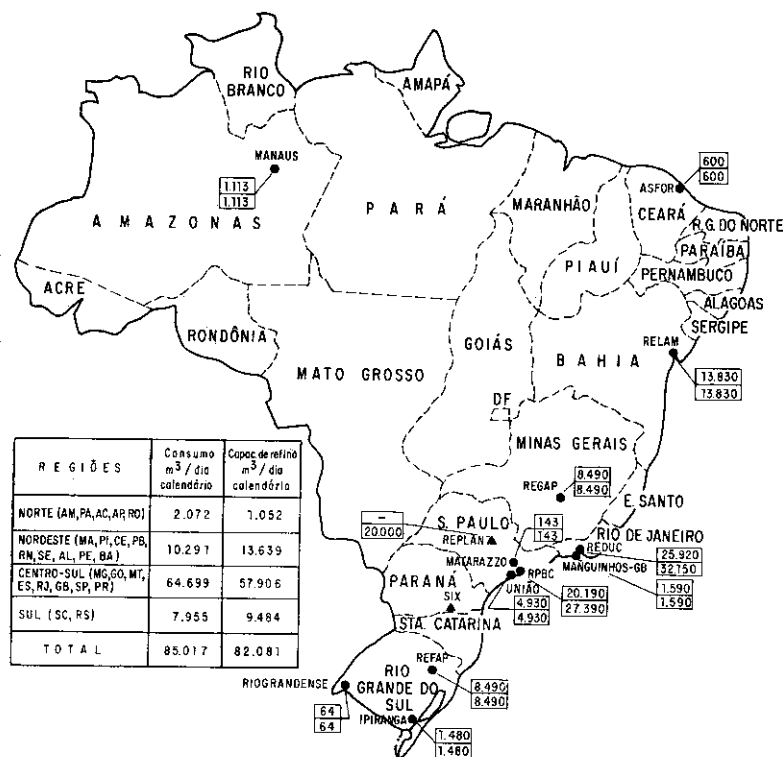
* Considerou-se uma taxa de inflação de 15% em 1971 e 12% em 1972.

No Brasil, a maior parte das refinarias e também a maior capacidade de refino está localizada no eixo Rio—São Paulo—Minas, que também se constitui no maior centro de consumo de derivados. As Regiões Norte e Nordeste são supridas pelas Refinarias de Manaus e Landulpho Alves e o Rio Grande do Sul, sul do Paraná e Santa Catarina, pelas existentes no Rio Grande do Sul (ver mapa).

No momento, constrói-se mais uma refinaria em Paulínia, município de Campinas, havendo indicações da necessidade de outra grande expansão da capacidade de refino, até 1975, para atender ao crescimento acelerado do consumo de derivados na Região Sudeste. Em futuro próximo, o Norte e o Nordeste poderão ser atendidos por ampliações de Manaus e Landulpho Alves. No entanto, em prazo mais longo, uma nova refinaria deverá ser planejada para

GRÁFICO 5

LOCALIZAÇÃO DAS UNIDADES INDUSTRIAIS DA PETROBRÁS E PARTICULARES - 1971



SIGLAS DAS UNIDADES DA PETROBRÁS

- ASFOR - FÁBRICA DE ASFALTO DE FORTALEZA
- REDUC - REFINARIA DUQUE DE CAXIAS
- REFAP - REFINARIA ALBERTO PASQUALINI
- REGAP - REFINARIA GABRIEL PASSOS
- ▲ REPLAN - REFINARIA DO PLANALTO PAULISTA
- RELAM - REFINARIA LANDULPHO ALVES
- RPBC - REFINARIA PRESIDENTE BERNARDES
- ▲ SIX - SUPERINTENDÊNCIA DE INDUSTRIALIZAÇÃO DO XISTO - UNIDADE PROTÓTIPO

CAPACIDADE DE REFINO EM 1970	m ³ / dia de operação
CAPACIDADE DE REFINO EM 1974	

▲ UNIDADES EM CONSTRUÇÃO

atender a estas regiões. O mapa acima indica, no tocante às regiões, o respectivo consumo e capacidade de refino em 1970, para que se possa ter uma idéia dos saldos ou *deficits* de produção existentes em cada uma delas.

2.1.2. Problemas estruturais do subsetor de refino

Anteriormente à Segunda Guerra Mundial, a maioria das refinarias no mundo era orientada para as fontes de matérias-primas como, por exemplo, as de Abadan e Curaçau. Após a década dos quarenta, tornou-se necessário um programa de expansão de refinarias, principalmente na Europa Ocidental. A demanda de produtos locais, a par do progresso da tecnologia em refino e transporte, possibilitou a competição entre as refinarias localizadas no mercado e aquelas das áreas produtoras, sem entretanto afetar a variedade do produto.

Essas refinarias do pós-guerra situavam-se tôdas, inicialmente, nas costas marítimas. Recentemente, um número cada vez maior delas está sendo construído no interior para servir a grandes áreas industriais, recebendo o óleo através de oleodutos que vêm das costas.²

Existe atualmente uma tendência para inversão destes padrões locacionais de modo a que a nova capacidade do continente europeu seja orientada para os principais portos marítimos, ao invés das localizações dispersas pelo interior. Os mais significantes exemplos disto são as grandes expansões da SHELL na área de Rotterdam, as da ESSO e da CHEVRON.

Existe, também, procura de pequenas refinarias a fim de atenderem aos mercados locais, particularmente nos países em desenvolvimento da África e da Ásia. Novos processos tecnológicos possibilitam a essas refinarias operar eficientemente, ainda que sua produção seja pequena. A construção de tais refinarias ainda é relativamente cara. Todavia é agora menos onerosa que na última década.

² Entre alguns exemplos deste caso teríamos:

- Refinaria de Godorf, perto de Colônia, suprida pelo oleoduto Rotterdam — Reno;
- Refinaria de Reichstett-Vendenheim, perto de Strasbourg, suprida pelo oleoduto Sul Europeu;
- Refinaria de Ingolstadt, suprida pelo oleoduto Transalpino e a
- Refinaria de Cressier, suprida por uma extensão do oleoduto do Jura.

Computadores estão sendo agora utilizados com relação a vários aspectos do refino, particularmente na pesquisa de processos, incluindo a utilização da programação linear para o cálculo de esquemas econômicos de refinarias, projetos de processos e de engenharia, e escalas de manutenção. A aplicação de controle por computador em operação das unidades de processamento vem demonstrando resultados animadores. A aplicação da combinação *in line* proporcionou redução geral de tancagem.

No Brasil, os problemas estruturais no subsetor refino de petróleo (caracteristicamente pouco absorvente de mão-de-obra em relação ao capital investido, devido ao elevado grau de automação já alcançado), não se situam apenas do lado da capacidade de produção das refinarias, mas também dizem respeito à sua localização. Por outro lado, há necessidade de se reduzir a um mínimo os custos de transporte dos centros de abastecimento de óleo cru para os de transformação, e destes para os centros de consumo. Os problemas relativos a transportes e possibilidades de armazenamento de crus e produtos acabados, constituirão dois aspectos fundamentais da estratégia e da problemática estrutural nos anos próximos.

2.1.3. Exploração de petróleo

A atividade desenvolvida no período 1964/70, no que diz respeito à pesquisa de hidrocarbonetos, pode ser considerada como satisfatória.

Em 1964, foi concluída a delimitação e a afirmação do Campo de Carmópolis (Sergipe); o fato marcante dessa atividade, foi a descoberta em 1965 do campo de Miranga (Bahia); em 1966, maior esforço foi concentrado na Bahia (Recôncavo), em Sergipe e no Maranhão (Bacia de Barreirinhas), tendo como resultado a incorporação de cinco novos campos às áreas produtoras do País. Em 1967, novas descobertas de petróleo foram registradas na Bahia e em Sergipe—Alagoas (Siririzinho). Em junho de 1968, tiveram início os trabalhos de perfuração na plataforma continental e, no final do ano, dos cinco poços trabalhados nessa região, dois foram concluídos (no Espírito Santo e em Sergipe) sendo este último considerado como produtor. Finalmente, em 1969, face às condições promissoras

da plataforma continental, foram enfatizadas as atividades exploratórias nessa zona, com o resultado que, dos onze poços perfurados em Alagoas e Sergipe, três revelaram-se produtores de óleo e dois produtores de gás. Em 1970, embora sem prejuízo das explorações terrestres, teve prosseguimento uma concentração de esforços na plataforma continental, sendo realizadas perfurações no Amapá, Pará, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo e Paraná. Dos 32 poços exploratórios, concluídos na plataforma até o final do ano, 9 se revelaram produtores de óleo e 4 de gás.

Os montantes totais de recursos alocados às atividades de exploração, no período 1964/70, são apresentados no Quadro 6, discriminados por região. Até 1969, a Região de Produção da Bahia foi a que recebeu o maior montante, tendo em vista as melhores possibilidades de produção de óleo evidenciadas nas pesquisas ali realizadas. Em 1970, a Plataforma Continental passou a absorver a maior parte dos recursos já que os resultados iniciais aí observados são bastante promissores. A tendência declinante observada no montante alocado à Região de Exploração do Norte deve-se às perspectivas menos otimistas com relação às outras regiões mencionadas.

QUADRO 6

Recursos totais aplicados em exploração

(Cr\$ 1.000 — Preços de 1972)

UNIDADE	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Região de Prod. da Bahia	190 532	262 115	176 953	238 696	195 951	192 666	183 984
Região de Prod. do Nordeste	59 501	62 848	75 536	98 013	71 556	68 767	71 989
Região de Exploração do Norte	140 681	118 134	108 325	111 395	103 554	85 882	84 654
Distrito de Exploração do Sul	18 331	9 695	9 014	5 612	3 265	3 023	2 943
Serviço Expec. de Exploração da Plataforma Continental	—	—	—	—	61 199	131 735	226 223
TOTAL	409 045	452 792	369 828	453 716	435 525	482 073	569 793

FONTE: PETROBRÁS/SERPLAN.

Apesar de elevados em termos absolutos, tais recursos ainda são insuficientes para a pesquisa intensiva de nossas bacias sedimentares, que alcançam cerca de 3.200.000 km² e, portanto, para que sejam elevadas as taxas de crescimento da produção de óleo cru, como se verá a seguir. Estima-se que, até o momento, apenas cerca de 5% de nossas bacias sedimentares foram suficientemente pesquisadas, apesar de todo o esforço já realizado, o que é um indício do grande volume de capitais necessários para que se conclua da existência ou não de petróleo no País em quantidades apreciáveis.

2.1.4. Produção de petróleo

A despeito de alguns resultados positivos obtidos nas atividades de exploração de petróleo, eles não foram suficientes para permitir uma produção que acompanhasse a demanda do País. Segundo o Quadro 7, houve uma elevação na produção absoluta ao longo do período 1964/69, acompanhado porém de um decréscimo no percentual de atendimento do consumo, a partir de 1967. Adicionalmente, observa-se que o aumento percentual das reservas foi infe-

QUADRO 7

Produção e reservas de petróleo no País

	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
1 — Produção de Petróleo e Líquido de Gás Natural (10 ⁶ m ³)	5 428	5 611	6 374	8 628	9 516	10 170	9 697
— Alagoas	15	22	29	30	36	37	37
— Sergipe	2	11	135	666	1 284	1 666	1 746
— Bahia	5 411	5 578	6 710	7 932	8 196	8 467	7 914
2 — Variação Anual da Produção (%)	— 5,9	+ 22,5	+ 25,5	+ 25,5	+ 10,3	+ 6,9	— 4,6
3 — Produção Nacional/Consumo (%)	28,4	28,6	32,6	37,8	36,2	36,0	32,1
4 — Reservas Nacionais de Petróleo (10 ⁶ m ³)	107 130	105 800	110 780	126 510	130 670	135 470	136 250
5 — Variação Anual das Reservas (%)	+ 8,9	— 0,3	+ 3,7	+ 13,7	+ 3,7	+ 3,8	+ 0,9

FONTE: PETROBRÁS.

rior ao aumento percentual da produção. Esses fatos analisados em conjunto permitem concluir da necessidade de incrementar-se a exploração no Território Nacional, principalmente tendo-se em vista a acelerada elevação dos preços de petróleo no mercado internacional onde o preço do barril passou de 2,0 dólares em 1969 para mais de 3,0 dólares em 1971, com perspectivas de novos aumentos em futuro próximo. Na Seção 2.2.8, são fornecidos detalhes adicionais sobre a produção nacional.

2.2. Perspectivas

2.2.1. Demanda de petróleo bruto³ e capacidade de refino

A demanda de petróleo bruto deverá apresentar uma taxa de crescimento médio anual cumulativo da ordem de 10%,⁴ no período 1971/74 (ver Quadro 8) .

Por outro lado, dentre os fatores que afetam o consumo dos diversos derivados, deverão contribuir para a elevada taxa de crescimento os seguintes:

- Os novos planos de ampliação de refinarias da PETROBRÁS prevêem suficiência de capacidade de produção de GLP em 1972/73, o que deverá provocar mudança da política governamental com relação aos preços e quotas de distribuição. Estas últimas serão certamente ampliadas. Assim, estima-se um crescimento médio do consumo do produto nos próximos anos entre 11 e 13% a.a.
- O consumo industrial de querosene, por sua vez, deverá manter a taxa positiva de crescimento, continuando, porém, sua substituição por GLP, no consumo doméstico, embora em menor escala.

³ Para um estudo sobre a metodologia utilizada para a projeção da demanda global de energia, ver: P. Ailleret, *Energétique — Les Besoins d'Energie* (Paris, Eyrolles, 1963) pp. 112 a 133.

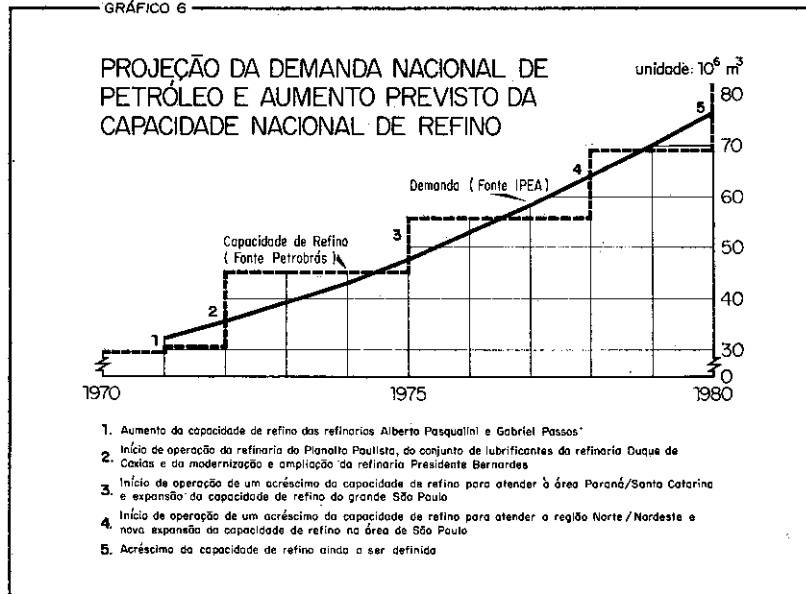
⁴ Calculada com base em *Cross-Section* internacional — Para maiores detalhes ver: "Luiz P. Barroso — Aplicação do Método *Cross-Section* Internacional ao Estudo da Projeção da Demanda de Petróleo e Alguns Derivados no Brasil" — mimeografado — IPEA — Setor Energia — Jan/1971.

- Nos próximos anos estima-se que o PIB continuará crescendo a taxas elevadas, o mesmo acontecendo com a produção de veículos, o que assegurará altas taxas de crescimento do consumo de gasolina.
- Deverá continuar prevalecendo a substituição de veículos pesados a gasolina por veículos a Diesel, o que, aliado ao crescimento do Produto Industrial, permite prever também altas taxas de crescimento de consumo de Diesel.
- As elevadas taxas de crescimento do consumo das refinarias, da indústria de cimento e da siderurgia, além de taxas maiores do Produto Industrial e a ampliação do programa de construção naval (a maior parte das embarcações consumirá misturas que contêm predominantemente óleo combustível) permitem esperar maiores crescimentos no consumo de óleo combustível.
- As perspectivas de crescimento do Produto Industrial e da frota de veículos deverão contribuir para os aumentos esperados no consumo de lubrificantes, enquanto que a continuação do programa de substituição de aeronaves convencionais pelas movidas a jato concorrerá para o aumento esperado no consumo de querosene de aviação.

A conveniência de se dispor de certa margem de capacidade de refino, com relação à demanda prevista de petróleo e derivados, conveniência esta ditada pela existência de indivisibilidades e por razões de maior flexibilidade da indústria refinadora, aconselha que se projete a capacidade acima da demanda prevista, admitindo-se um fator médio de utilização das instalações de 0,8. Consideradas as previsões de demanda total de petróleo bruto — tendo-se em conta a demanda nacional para usos energéticos e a estimada para usos não-energéticos — obtém-se um acréscimo de capacidade de refino da ordem de 45% no período 1971/74 conforme indica o Quadro 8. O Gráfico 6 projeta a capacidade de refino num período mais longo, 1971/80, dando, inclusive, indicações quanto à localização destes novos acréscimos.

No momento, a capacidade total anual das refinarias e fábricas de asfalto instaladas no País é de 29.960 milhares de m³, sendo

GRÁFICO 6



QUADRO 8

Projeção da demanda total de petróleo bruto e capacidade total de refino prevista

(em mil m^3)

	1971	1972	1973	1974
Demanda de Derivados para Fins Energéticos em Termos de Petróleo Bruto	30 867	34 089	37 574	41 416
Idem, usos não Energéticos	1 454	1 606	1 770	1 951
Demanda Total em Termos de Petróleo Bruto	32 321	35 695	39 344	43 367
Capacidade Total de Refino Prevista	30 667	45 000	45 000	45 000

FONTE: PETROBRÁS e IPLAN/Setor de Energia.

6 estatais, cuja capacidade é de 26.744 milhares de m³ e 6 da iniciativa privada, com capacidade de 3.216 milhares de m³. Encontram-se em fase de andamento a ampliação da refinaria Presidente Bernardes, a Unidade de Lubrificantes e a ampliação da Unidade de Craqueamento Catalítico da Refinaria Duque de Caxias e a construção da Refinaria do Planalto Paulista, em Paulínia. Essas obras, juntamente com a elevação da capacidade das refinarias Gabriel Passos — MG, e Alberto Pasqualini — RS, deverão incorporar, até 1972, o total de 15.040 milhares de m³ anuais à capacidade nacional de refino. A demanda estimada de petróleo, porém, evidencia a necessidade de que, no período 1972/75, se inicie e conclua outra expansão da capacidade nacional de processamento do produto.

De acôrdo com a política do govêrno após 1964, as novas refinarias a serem instaladas deverão ser localizadas tendo-se em conta, principalmente, a intensidade e a estrutura da demanda de produtos petrolíferos e os aspectos relacionados com a economia de transporte. A influência dos custos de transporte nas indústrias de petróleo e na distribuição de seus produtos é bastante significativa e pesa consideravelmente no custo final, existindo diferenças marcantes de acôrdo com o meio utilizado, conforme veremos a seguir.

2.2.2. Transporte marítimo

A tendência moderna em matéria de transporte marítimo de petróleo é no sentido do emprêgo de navios petroleiros de tonelage cada vez maior pelas economias que se obtém à medida que crescem as distâncias a percorrer. Não obstante, o emprêgo de petroleiros de grande tonelage está condicionado ao calado e aos meios de descarga disponíveis nos portos de recebimento.⁵ Há, pois, a necessidade de estudar-se a conveniência de construir portos reguladores que possam receber navios de mais de 300.000 TPB. Dêstes portos reguladores se poderia distribuir o produto às refinarias, através de navios menores, de cêrca de 50.000 TPB, que só necessitam de 13 metros de dragagem para manobrar. Desta forma, seria possível reduzir sensivelmente a capacidade total de tanques para o armazenamento de petróleo bruto.

⁵ Ver Y. Mainguy — *L'Économie de l'énergie* (Paris, Dunod, 1967), pp. 46 a 50.

O Quadro 9 detalha a evolução da frota petroleira brasileira no período 1964/70. A última coluna indica uma tendência no sentido da construção de navios de tonelagem cada vez maior.

QUADRO 9

Evolução da frota petroleira brasileira — PETROBRÁS

Tonelagem de Porte Bruto — TPB				
ANOS	N.º de Navios	Em dezembro	Aumento Anual (%)	TPB/Navio
1964	42	600 401	—	14 295
1965	41	599 290	— 0,19	14 617
1966	43	637 350	+ 6,35	14 822
1967	40	590 545	— 7,34	14 764
1968	40	635 563	+ 7,62	15 889
1969	31	799 735	+ 25,83	25 798
1970	32	807 153	+ 0,93	25 223

FONTE: PETROBRÁS.

Com relação à expansão futura da frota petroleira, foram realizados na PETROBRÁS alguns estudos alternativos, os quais estão na dependência do que vier a ocorrer na plataforma continental em termos de produção de petróleo, para que se possa determinar a solução ótima no que diz respeito à tonelagem da frota e rotas de transporte.

Não existe alienação prevista de navios até 1978, sendo a seguinte a relação das encomendas já efetivadas pela PETROBRÁS:

QUADRO 10

Encomenda de navios feita pela PETROBRÁS

Época de Entrega	N.º de Navios	Material a ser Transportado	TPB/Navio	TPB Total
1971	2	Produtos claros	14 800	29 600
1973	1	Minério/Petróleo	265 300	265 300
1973/74 (*)	4	Petróleo	29 000	116 000
1973/74 (*)	3	Petróleo	115 000	345 000
1973/74 (*)	3	Minério/Petróleo	130 000	390 000

FONTE: PETROBRÁS.

* Dados sujeitos a retificação.

Dessa maneira, em 1974, a frota petroleira (PETROBRÁS) deverá alcançar um total de cerca de 2.000.000 TPB, ou seja, terá triplicado em apenas 10 anos. Tal cifra, porém, ainda é reduzida, se comparada à frota petroleira mundial, que já alcançava, em 1-1-71, 170.000.000 TPB, estando assim constituída:

QUADRO 11

Frota petroleira mundial

PAÍS	Milhões TPB	%
Libéria	41.3	24.3
Grã-Bretanha	22.2	13.1
Noruega	20.8	12.2
Japão	18.9	11.1
USA	9.0	5.3
Grécia	7.9	4.7
Panamá	6.4	3.7
França	6.0	3.6
Outros	37.5	22.0
TOTAL	170.0	100.0

FONTE: Information Handbook — 71/72 — Shell International.

2.2.3. Tubulações

As tubulações (oleodutos, gasodutos etc.) eram originariamente empregadas quase que exclusivamente para transportar óleo cru dos campos de produção para os navios-tanques ou diretamente para as refinarias. Atualmente, o oleoduto vem-se tornando cada vez mais transportador de energia, pois suas primitivas funções têm sido complementadas pelas de transportador de produtos finais das refinarias e de distribuidor de gás natural, já que aumenta a cada ano o número de países que passou a adotar esse produto. Esses principais sustentáculos da indústria de ductos têm provocado a criação de novos tipos nos últimos anos. Como exemplo, temos as tubulações de GLP, distribuindo butano, eteno, propeno, bem como misturas de petróleo. Outras linhas de ductos para distribuição de gás natural e de gás de carvão vêm sendo estudadas e previstas para implantação em futuro próximo.

O papel dos condutos no quadro energético é ressaltado pelos seguintes fatos:

- existe no mundo mais de um milhão e seiscentos mil quilômetros de troncos e rêsdes de tubulações; dêstes, cêrca de 70% destinam-se a gás natural, 20% a óleo cru e o restante a outros produtos energéticos;

- em 1970, cêrca de 32 000 km de troncos e rêsdes de ductos foram construídos no mundo;

- muitas das novas construções são feitas com tubos de grandes diâmetros (30, 36, 42 polegadas);

- a atividade das tubulações submarinas está-se expandindo até em águas bem profundas, de modo a trazer para terra a produção de óleo e de gás dos campos de produção mais distantes;

- grandes companhias de produtos químicos estão interligando suas fábricas através de ductos.

A economia dos condutos ⁶ caracteriza-se por grandes investimentos, custos de operação relativamente baixos e decréscimo do custo unitário para maiores volumes. A curva típica de custo para ductos com determinado diâmetro demonstra que o elemento fixo no custo unitário de transporte — isto é, principalmente as taxas de capital sôbre o investimento inicial — é elevado, comparado com os custos variáveis.

Contrastando com outras formas de transporte, as operações com condutos requerem pouca mão-de-obra. Os elementos substanciais nos custos variáveis são as taxas de capital adicional para bombas e para a energia necessária em níveis mais altos de escoamento, especialmente nos últimos anos.

O custo de construção de uma tubulação de determinada extensão é mais ou menos proporcional ao diâmetro dos tubos e depende da espécie de terreno e da habilidade da mão-de-obra disponível. Quando o volume aumenta, o investimento por tonelada de capacidade decresce. Em vista da importância dos “custos fixos”, uma

⁶ Ver, sôbre o assunto: Cabet, “L'Economie des pipe-lines” (“Bulletin l'Association Française des techniciens du Pétrole”, 31 de março de 1958).

grande produção significa, geralmente, custos unitários de transporte mais baixos, ou seja, custos de transportes sujeitos a rendimentos crescentes de escala.

Esta é a razão por que as companhias de petróleo, competindo em outros setores, tendem a unir-se no tocante à construção de oleodutos. Suas produções conjuntas justificam, geralmente, oleodutos maiores, de modo que o custo de transporte torna-se reduzido para todos.

A escolha de linhas mais econômicas implica a seleção de diâmetros que proporcionem os mais baixos custos unitários de transporte, com relação à durabilidade dos condutos. Uma vez que os mesmos podem durar até mais de 20 anos, haverá, portanto, a possibilidade de uma acurada previsão a longo prazo.

No Brasil, no que se refere ao transporte por oleodutos, existem operando, atualmente, os seguintes sistemas principais:

- *Oleoduto São Sebastião* — transporta petróleo do porto de Santos à Refinaria Presidente Bernardes. Características:
 - Extensão: 123 km
 - Diâmetro nominal: 610 mm (24 polegadas)
 - Capacidade de bombeamento: 43.730 m³/dia
- *Oleoduto Rio-Belo Horizonte* — transporta petróleo para a Refinaria Gabriel Passos. Características:
 - Extensão: 365 km
 - Diâmetro nominal: 460 mm (18 polegadas)
 - Capacidade de bombeamento: 11.130 m³/dia
- *Oleoduto Carmópolis-Aracaju* — transporta petróleo da região produtora até Aracaju. Características:
 - Extensão: 47 km
 - Diâmetro nominal: 460 mm (18 polegadas)
 - Capacidade de bombeamento: 7.950 m³/dia
- *Oleoduto Tramandai-Canoas* — transporta petróleo para a Refinaria Alberto Pasqualini, no Rio Grande do Sul. Características:
 - Extensão: 96 km
 - Diâmetro nominal: 410 mm (16 polegadas)
 - Capacidade de bombeamento: 7.155 m³/dia

Estão em fase de construção os seguintes sistemas:

- *Oleoduto Santos — REPLAN* — transportará petróleo do pôrto de Santos à Refinaria do Planalto Paulista. Características:
 - Extensão: 225 km
 - Diâmetro nominal: 610 mm (24 polegadas)
 - Capacidade de bombeamento prevista:
 - em setembro/71: 28.620 m³/dia
 - a partir de 1975: 42.930 m³/dia
- *Oleoduto REPLAN — Cidade de São Paulo* — transportará derivados da refinaria do Planalto para São Paulo e será constituído por duas tubulações. Características:

Sistema de Produtos Claros:

- Extensão: 100 km
- Diâmetro nominal: 360 mm (14 polegadas)
- Capacidade de bombeamento prevista:
 - em princípios de 1972: 9.540 m³/dia
 - em 1977/78: 14.310 m³/dia

Sistema de Produtos Escuros:

- Extensão: 100 km
- Diâmetro nominal: 250 mm (10 polegadas)
- Capacidade de bombeamento prevista:
 - em princípios de 1972: 2.385 m³/dia
 - em 1977/78: 4.134 m³/dia

O Departamento de Exploração e Produção da PETROBRÁS estuda no momento um sistema de escoamento de petróleo da plataforma continental na costa de Sergipe.

O sistema brasileiro de gasodutos resume-se, praticamente, nos da CEG-GB e COMGAS-SP, até o momento.

A conveniência de que a instalação de novos ductos redunde em economia substancial nos transportes internos torna aconselhável o estudo de um programa de condutos em todo o País que leve em conta a evolução do mercado a longo prazo.

2.2.4. Transporte por rodovia e ferrovia

O transporte por rodovia é realizado através de caminhões-tanques, para tal existindo algumas firmas constituídas assim como transportadores autônomos. No Brasil, a Região Sudeste apresenta o maior parque de caminhões-tanques com 3.542 unidades. Segue-se a Região Sul com 1.790 unidades, somando as demais regiões apenas 1.032 veículos conforme mostra o Quadro 12 a seguir.

QUADRO 12

Frota brasileira de caminhões-tanques

(Situação em dezembro/1970)

	Número de Veículos	Capacidade Total Estimada (m³)
I - Região Norte	32	437
II - Região Nordeste	823	8 865
III - Região Sudeste	3 542	47 902
IV - Região Sul	1 790	21 662
V - Região Centro-Oeste	177	2 895
VI - Brasil	6 364	81 761

FONTE: Conselho Nacional do Petróleo e IPLAN/Setor de Energia.

Observações: a) Os veículos estão agrupados segundo as regiões de licenciamento. b) Não estão incluídos veículos para transporte de GLP.

Por via férrea o transporte é feito por meio de vagões-tanques das principais ferrovias brasileiras. A frota brasileira de vagões-tanques soma cerca de 123 mil metros cúbicos de capacidade, estando como no caso de caminhões-tanques, altamente concentrada na Região Sudeste (ver Quadro 13).

O transporte por rodovias e por ferrovias ainda não foi suficientemente estudado, tendo seu desenvolvimento ocorrido espontaneamente, sem um planejamento adequado.

O nível de consumo atingido no País e o seu crescimento previsto nos próximos anos, aliados à observância de economias de escala no que se refere ao dimensionamento das refinarias, levam à necessidade de exportação de derivados, em termos regionais. As distâncias

QUADRO 13

*Frota brasileira de vagões-tanques **

(Situação em dezembro/1970)

	Para Derivados Claros	Para Derivados Escuros	Total
I — <i>Região Norte</i>			
I.1 — Número de Vagões	2	—	2
I.2 — Capacidade Total (metros cúbicos)	90	—	90
II — <i>Região Nordeste</i>			
II.1 — Número de Vagões	262	43	305
II.2 — Capacidade Total (metros cúbicos)	6 463	969	7 432
III — <i>Região Sudeste</i>			
III.1 — Número de Vagões	1 478	533	2 011
III.2 — Capacidade Total (metros cúbicos)	55 300	19 178	74 478
IV — <i>Região Sul</i>			
IV.1 — Número de Vagões	970	199	1 169
IV.2 — Capacidade Total (metros cúbicos)	33 892	6 849	40 741
V — <i>Brasil</i>			
V.1 — Número de Vagões	2 712	775	3 487
V.2 — Capacidade Total (metros cúbicos)	95 745	26 996	122 741

FONTE: Matriz Energética Brasileira.

* Não inclui vagões para transporte de GLP. Para o levantamento do quadro acima foram consideradas as seguintes ferrovias, segundo as regiões: Norte — E. F. do Amapá; Nordeste — E. F. São Luís-Teresina, Rêde de Viação Cearense, Rêde Ferroviária do Nordeste, E. F. Leste Brasileiro; Sudeste — E. F. Centro-Oeste, E. F. Central do Brasil, E. F. Leopoldina, E. F. Santos-Jundiaí, E. F. Noroeste do Brasil, E. F. Araraquara, Companhia Paulista de Estrada de Ferro, Companhia Mogiana de Estrada de Ferro, E. F. Vitória-Minas, E. F. Sorocabana; Sul — Rêde de Viação Paraná-Santa Catarina; V. F. do Rio Grande do Sul.

a serem percorridas são grandes e há necessidade de um estudo integrado de transporte de petróleo e derivados em toda a Nação, simultaneamente envolvendo os principais sistemas, quais sejam: marítimo, oleodutos, ferroviário e rodoviário.

Tal estudo permitiria calcular os valores ótimos das trocas inter-regionais de modo a minimizar a participação dos custos de transportes nos preços dos derivados, considerando restrições quanto à

tecnologia, disponibilidade relativa de insumos e fatores primários de produção. Paralelamente o modelo poderia incorporar instrumentos de política econômica tais como os incentivos ao setor ferroviário. A partir destes resultados chegar-se-ia, finalmente, a um dimensionamento das frotas necessárias ao abastecimento do País, assunto de maior interesse para a economia brasileira.

2.2.5. Armazenamento

A determinação da capacidade total de armazenamento do País depende dos seguintes fatores principais:

- a) localização das refinarias;
- b) frota marítima para derivados de petróleo;
- c) instalações de descarga nos portos;
- d) oleodutos;
- e) meios de transporte ferroviário;
- f) meios de transporte rodoviário; e
- g) instalações de recebimento.

Ainda com relação aos itens acima os seguintes fatores oneram os custos de transportes:

- inadequada estrutura da frota para o transporte de derivados, tendo em vista as características dos portos de recebimento;
- em alguns casos, instalações de descarga nos portos operando simultaneamente com as de outros produtos, ocasionando interferências e demoras;
- desenvolvimento insuficiente do sistema de oleodutos;
- incompleta modernização do parque de vagões-tanques;
- insuficiência do parque de caminhões-tanques e limitações derivadas da infra-estrutura do transporte rodoviário;
- capacidade insuficiente de armazenamento das instalações particulares.

Com o objetivo de assegurar o abastecimento interno, o Conselho Nacional do Petróleo — CNP — através da Resolução n.º 5/58, de 30 de outubro de 1958, fixou os critérios para o estabelecimento da capacidade mínima de armazenamento de petróleo e derivados, com

base na situação existente na época. Posteriormente, em 15 de março de 1966, o CNP baixou a Resolução n.º 2/66, que atualizou as exigências referentes ao armazenamento mínimo de gás liquefeito. Entretanto, os critérios referentes às capacidades mínimas de armazenamento dos derivados e do petróleo mostraram-se inadequados às suas finalidades. No caso do petróleo bruto, são inadequados devido à necessidade de garantir o fluxo de óleo cru durante os períodos de suspensão de embarques em determinada fonte supridora. No caso dos derivados, devido à dificuldade do equacionamento, de critérios relativos aos dias de consumo na região e outros fatores condicionantes do problema, tais como: meios de transporte, tempo gasto no percurso refinaria-base, volume mínimo transportável economicamente e o que esse volume representa em termos de investimento e de capital imobilizado.

Dado o vulto do problema, o Conselho está ultimando uma reformulação completa da Resolução n.º 5/58, de modo a considerar as condições atuais nacionais e internacionais.

O Quadro 14 detalha a capacidade atual de armazenamento de petróleo e de derivados.

QUADRO 14

Capacidade de armazenamento de petróleo e de derivados

(em mil m³)

	Petróleo	GLP	Outros Derivados
PETROBRÁS (Refinarias e Terminais)	3 167	83	2 025
Refinarias Particulares	601	8	273
Distribuidoras de GLP	—	134	—
Distribuidoras de outros Derivados (*)	—	—	1 581
TOTAL	3 768	225	3 879

Fonte: Matriz Energética Brasileira

* Inclui dados da PETROBRÁS.

Considerando-se a capacidade atual de refino das refinarias brasileiras e o consumo nacional de derivados, os volumes apresen-

tados no Quadro 14 correspondem em valor médio, ao seguinte esquema de abastecimento:

— Petróleo bruto	— 43 dias
— Gás liquefeito de petróleo	— 38 dias
— Demais derivados	— 52 dias

Seria conveniente que na reformulação ora em execução no CNP, da Resolução n.º 5/58, fôsse estabelecida, no caso dos grandes consumidores industriais, uma capacidade mínima de armazenamento, correspondente a um período de 15 dias a um mês de consumo. Essa exigência teria como objetivo reduzir a capacidade mínima imposta às refinarias e às companhias distribuidoras, o que significaria redução de seus custos.

2.2.6. Comercialização de derivados

Com relação à atividade da comercialização, deve-se assinalar que a participação da PETROBRÁS em regime de livre concorrência com as distribuidoras privadas, tem contribuído para melhor atendimento do público consumidor, não só pelo aumento do número de postos de serviço, como pela melhoria da qualidade do atendimento. Assim é que houve aumento do número de postos de serviço conforme mostra o Quadro 15.

QUADRO 15

Número de postos de serviço no País

	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
PETROBRÁS	24	90	175	295	333	373	532
Particulares (*)	7 834	8 552	9 216	9 501	10 008	11 188	12 062
TOTAL	7 858	8 642	9 391	9 796	10 341	11 561	12 534

FONTE: IPEA — Setor Energia.

* Foram computadas as seguintes companhias: Shell, Esso, Atlantic, Ipiranga, Texaco, Petrominas, Nacional e S. Paulo Distribuidores.

Embora tenha havido um acréscimo de 59,5% no período 1964/70, ainda não se alcançou a densidade necessária, no Território Nacional, existindo trajetos, especialmente em rodovias secundárias e rotas turísticas de temporada, nos quais é patente a falta desses serviços.

A participação da PETROBRÁS no mercado de derivados pode ser acompanhada no Quadro 16, onde se observa a crescente penetração da empresa nesse setor.

QUADRO 16

Participação da PETROBRÁS no Mercado Nacional de Derivados

PRODUTOS	PERCENTAGENS						
	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Gasolina Automotiva "A"	2,0	3,6	4,2	4,9	5,3	5,8	7,0
Gasolina Automotiva "B"	1,8	3,6	5,4	6,0	5,4	4,5	5,9
Querosene	0,8	2,4	3,0	4,2	4,4	6,4	7,1
Óleo Diesel	7,5	12,4	14,2	14,5	14,0	14,3	14,8
Óleos Combustíveis	11,3	21,2	25,1	25,8	29,5	34,2	30,6
Asfaltos	—	0,7	4,0	4,7	3,5	5,6	14,1
Solventes	—	1,8	1,6	0,8	1,0	1,3	1,3
TOTAL	6,1	10,9	12,9	13,2	14,8	16,9	15,9

FONTE: IPEA — Setor Energia.

A aparente reversão da tendência de expansão da empresa em 1970 deve-se ao menor consumo de óleos combustíveis nesse ano, derivado distribuído em sua maior parte pela PETROBRÁS.

2.2.7. Investimentos

Os investimentos previstos no subsetor petróleo — excluídos os correspondentes à pesquisa e ao desenvolvimento de novos campos — são discriminados no Quadro 17.

QUADRO 17

*Projeção dos investimentos em capital fixo (em milhões de cruzeiros)
(Preços de 1972)*

	1972	1973	1974
Refinação	501	525	478
Transporte Marítimo, Terminais e Oleodutos	401	386	350
Comercialização de Derivados	90	110	120
Industrialização de Xisto	10	10	10
Pesquisas Tecnológicas	29	35	40
TOTAL	1 031	1 066	998

FONTE: PETROBRÁS.

Observa-se que apenas o setor refino deverá absorver cerca de 50% do total previsto, em virtude da necessidade de elevada expansão da capacidade de processamento de petróleo para fazer face ao crescimento da demanda que deverá evoluir a taxas próximas de 10% a.a., no período, como já mencionado anteriormente.

2.2.8. Exploração e produção de petróleo

Os resultados positivos já alcançados na exploração aconselham uma intensificação dessa atividade, tanto em terra quanto na plataforma submarina nos próximos anos. Os investimentos previstos para o período (a preços de 1972) deverão alcançar Cr\$ 663 milhões em 1972, Cr\$ 624 milhões em 1973 e Cr\$ 608 milhões em 1974.

Na atividade de produção de petróleo estão previstos os seguintes montantes (igualmente a preços de 1972): Cr\$ 290 milhões em 1972, Cr\$ 470 milhões em 1973 e Cr\$ 560 milhões em 1974.

Considerando-se um custo de 280 dólares por barril/dia de produção, uma taxa de crescimento da demanda de 10% a.a., média no período, e uma razão produção/reservas de 13 correspondente ao nível médio internacional,⁷ o esforço a ser realizado pela Petrobrás

⁷ Para maiores detalhes sobre a metodologia de cálculo, ver *Plano Decenal de Desenvolvimento Econômico e Social* (Ministério do Planejamento e Coordenação Geral, tomo III, volume I, 1967).

na atividade de exploração e produção de petróleo, equivalente a cerca de 200 milhões de dólares anuais deveria, em uma estimativa grosseira, ser duplicado de modo a conduzir o País à auto-suficiência em 10 anos.

Tendo em vista, entretanto, o caráter altamente intensivo de capital, como é a exploração e produção de petróleo, é preciso ter sempre em mente os seguintes aspectos: a) levando-se em conta as possibilidades geológicas, econômico-financeiras, técnico-administrativas, tanto se pode optar pela auto-suficiência da produção de petróleo, como por um esquema de produzir internamente parcela substancial (digamos, acima de 70%) do consumo interno, mantendo pequena margem de importações;

b) ao adotar uma decisão é indispensável manter uma adequada relação produção/reservas;

c) é indispensável atentar também para o volume global de recursos destinados ao setor petróleo, levando em consideração a inequívoca prioridade dessa área, mas evitando um superinvestimento que, evidentemente, teria lugar em prejuízo de outros setores prioritários.

3. Gás combustível⁸

3.1. Evolução recente do setor

3.1.1. Gás de cidade

A demanda de gás de cidade no período 1964/70 manteve-se praticamente estagnada nas duas únicas cidades que contam com sistema de distribuição de gás canalizado no País: Rio de Janeiro e São Paulo.

⁸ O gás combustível, sob o prisma de sua utilização como fonte de energia, compreende: gás natural e gás manufaturado. O primeiro é proveniente de poços subterrâneos, em geral, e o segundo, originado do tratamento de fontes primárias de energia (petróleo, hulha, madeira). O gás manufaturado recebe diversas denominações, entre as quais as principais são: *gás de cidade*, formado pela reunião de gases combustíveis, cujo poder calorífico se situa entre 4.000 a 4.500 kcal./m³. Sua distribuição aos usuários domésticos, comerciais e industriais é normalmente feita através de encanamentos; *gás liquefeito de petróleo*, é originário do petróleo, apresentando em sua constituição o propano, e o butano. No Brasil, até o momento, a sua distribuição é feita apenas em botijões. Tanto o GLP quanto o gás natural podem ser distribuídos como gás de cidade.

Nas grandes concentrações urbanas, este é o meio mais indicado para distribuição de gás para consumo doméstico. Somente em 1969/70 esta demanda apresentou um incremento da ordem de 6,1% em virtude da execução dos planos de expansão das concessionárias. O poder calorífico do gás distribuído também quase não se elevou, tendo-se verificado, em 1970, um poder calorífico médio da ordem de 4.400 kcal/m³. O Quadro 18 detalha a evolução da oferta e da demanda. Deve-se mencionar que nestes dados não está computada a demanda reprimida, difícil de ser calculada a partir das informações atualmente disponíveis, mas que deve alcançar níveis significativos.

QUADRO 18

Balanço de gás de cidade

(em mil metros cúbicos)

	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Produções	355 827	347 029	341 740	350 263	360 124	354 990	380 542
Perdas Totais	28 827	34 855	33 548	34 360	33 427	34 409	40 303
DEMANDA	326 644	311 827	307 850	315 553	326 337	320 226	339 859

FONTE: Produtoras de gás de cidade.

Observa-se ainda que o percentual correspondente às perdas foi da ordem de 9,5% (as perdas internacionalmente admitidas são de 7%). As mesmas são devidas às seguintes causas:

- a) perdas nas linhas de distribuição;
- b) perdas provenientes de erros nas medições;
- c) perdas devido à condensação de uma parcela de vapor d'água que acompanha o gás. Esta parcela corresponde a, aproximadamente, 80% das perdas totais.

Este fato tem como consequência uma elevação da tarifa de gás, uma vez que esta é calculada tomando em consideração o m³ vendido.

Pode-se constatar, também, que apenas uma pequena parcela da população do Estado da Guanabara (32,5%) e da Cidade de São Paulo (6%) é atendida por gás canalizado. Note-se que estes são os únicos Estados do Brasil a possuírem sistemas de distribuição de gás canalizado, que, conforme já mencionado, constitui-se no sistema mais indicado, em termos de custos, para grandes concentrações urbanas.

Por razões tecnológicas e econômicas, as fábricas de gás de cidade vêm desenvolvendo, de forma progressiva, um programa de reconversão de suas instalações de produção e distribuição, substituindo os equipamentos de produção — baseados na destilação de carvão — por instalações de craqueamento de naftas leves.

A demanda de matérias-primas pelas fábricas de gás de cidade, devido à mudança experimentada em seus sistemas de produção, vem seguindo, portanto, uma tendência de substituição de carvões por naftas. Observe-se, porém, que ainda não se alcançou o grau de substituição previsto.

O desenvolvimento do programa de modernização e de reconversão das fábricas de gás de cidade tornou necessária a realização de investimentos crescentes, como indica o Quadro 19. Todavia, isto só se verificou a partir de 1967, quando foi iniciado o processo de modernização das instalações existentes, afastando-se, a partir de então, a possibilidade de um colapso total no abastecimento de gás de cidade.

QUADRO 19

Investimentos em gás de cidade

(em milhares de cruzeiros — preços de 1972)

	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Novas Instalações de Produção	82	158	118	4 076	11 107	7 731	6 937
Rédes de Distribuição	4 249	3 145	2 383	3 140	2 157	2 323	6 962
TOTAL	4 331	3 303	2 501	7 216	13 264	10 054	13 899

FONTE: Produtoras de Gás de Cidade.

3.1.2. Gás liquefeito de petróleo

Por sua vez, a demanda de gás liquefeito de petróleo tem-se caracterizado por um elevado crescimento, ocasionando um considerável aumento da capacidade de produção.

O Quadro 20 apresenta a evolução da demanda no período 1964/70, onde pode ser observado um acréscimo de 70,4% no consumo de GLP. As razões dessa elevada taxa já foram mencionadas na Seção 2.1.

QUADRO 20

Gás liquefeito de petróleo — demanda, produção e número de usuários domésticos

	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Demanda (10 ³ t)	731	751	833	929	1 049	1 134	1 246
Aumento Anual (%)	—	2,7	10,9	11,5	12,9	8,1	9,8
Produção (10 ³ t)	479	571	626	667	721	805	921
Aumento Anual (%)	—	19,2	9,7	6,5	8,0	11,8	14,3
Usuários (1 000)	5 522	6 131	6 822	7 578	8 493	9 443	10 469
Aumento Anual (%)	—	11,0	11,2	11,0	12,0	11,1	10,8

FONTES: CNP, PETROBRÁS e ASSOCIGÁS.

Do quadro acima constam os dados da produção nacional, podendo-se observar, pela comparação desses números com os da demanda, que a despeito do grande aumento da capacidade de produção houve a necessidade de importação desse combustível.

O Quadro 20 mostra também a evolução do número de usuários⁹ domésticos de gás liquefeito de petróleo no País. É importante assinalar que no período 1964/70 houve um acréscimo total de 89,5% no número de consumidores desse derivado, pelos motivos já expostos anteriormente, e também pela diminuição de seu preço real em relação ao querosene e vantagem comparativa de sua utilização em relação ao querosene e outros combustíveis de uso doméstico (limpeza, maior poder calorífico, mais eficiente sistema de distribuição).

⁹ Consideram-se usuários, os domicílios onde ocorre o consumo de GLP. Sendo de 5 a média de pessoas por domicílio, vemos que em 1970, mais de metade da população brasileira era consumidora do produto.

A diferença entre esse aumento de consumidores e o acréscimo percentual da demanda está a indicar as seguintes hipóteses:

- o mercado de GLP está atingindo usuários de consumos médios mais baixos e/ou
- a eficiência do sistema de suprimento de GLP aos usuários está decaindo face à escassez de oferta desse derivado.

Uma programação eficiente do setor deveria ter como objetivos sanar qualquer deficiência de suprimento e simultaneamente promover a real interiorização da atividade de distribuição de GLP, de modo a atingir o mercado em potencial representado pelos consumidores de lenha e de carvão vegetal, tradicionais depredadores das reservas florestais brasileiras. A possibilidade de atendimento do mercado industrial deveria ser igualmente estudada.

A evolução dos investimentos manteve, a partir de 1967, quando se iniciou a recuperação econômica do País, uma relação bastante direta com o desenvolvimento exigido para esta atividade, em virtude do crescimento da demanda. Os investimentos realizados alcançaram os valores mostrados no Quadro 21.

QUADRO 21

Investimentos realizados pelas distribuidoras de gás liquefeito de petróleo

(em milhares de cruzeiros — Preços de 1972)

	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Investimentos	83 958	78 719	67 739	71 271	87 821	90 541	91 541

FONTE: ASSOCIGÁS.

3.1.3. Gás natural

A produção de gás natural, realizada no País unicamente através da PETROBRAS (Lei 2.004/53) cresceu de cerca de 135% no período 1964/70, tendo a Bahia contribuído com mais de 95% deste total. O mesmo Estado ainda concentra 88% das reservas recuperáveis

de gás natural (ver Quadro 22). De acordo com os critérios econômicos existentes para justificar o transporte do produto a grandes distâncias, sabe-se que as reservas ainda são insuficientes para tornar viável a construção de um gasoduto para abastecer a região Centro-Sul do País. Caberia, entretanto, um estudo, a fim de se constatar a viabilidade de abastecimento em maior escala, em termos regionais, da indústria e/ou do consumo doméstico.

QUADRO 22

Produção e reservas recuperáveis de gás natural

RESERVAS EM 31-12 (10 ⁶ m ³)							
	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Bahia	14 195	16 940	22 977	22 457	25 092	23 059	22 956
Sergipe	2 187	1 940	1 834	1 863	1 560	2 073	3 110
Alagoas	157	157	162	156	150	152	259
Maranhão	—	—	—	—	—	288	288
TOTAL	16 539	19 037	24 973	24 476	26 802	25 572	26 613

PRODUÇÃO ANUAL (10 ⁶ m ³)							
	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
Bahia	531 715	683 131	788 568	874 921	964 787	1 220 650	1 230 159
Sergipe	—	—	2 094	11 928	17 989	26 415	32 777
Alagoas	—	—	373	520	549	806	657
Maranhão	—	—	—	—	—	—	—
TOTAL	531 715	683 131	791 035	887 369	983 325	1 247 871	1 263 593

FONTE: PETROBRÁS.

O consumo do gás natural, por aquele motivo, tem ocorrido nas regiões produtoras, quer pela própria PETROBRÁS (reinjeção nos campos produtores de petróleo, propiciando uma recuperação secundária e absorção na Planta de Gasolina Natural) ou ainda por algumas indústrias do Estado da Bahia.¹⁰ No Quadro 23 são apresentados dados atinentes a este consumo.

¹⁰ Essas indústrias são principalmente: Empresas de Águas Minerais, White Martins Nordeste S/A, Lithcote do Brasil S/A, Refinaria Landulpho Alves, Fábrica de São Benedito.

QUADRO 23

Consumo de gás natural

(10³m³)

	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970
1. Gás Aproveitado	487 523	353 534	322 577	282 455	374 736	390 137	364 350
1.1 — Fornecimento a Indústrias e Refinarias	33 353	33 381	31 270	31 335	7 316	4 727	9 355
1.2 — Injetado nos Campos	184 266	263 245	209 839	164 551	267 774	280 508	246 276
1.3 — Consumo Interno	269 904	56 908	81 468	86 569	99 646	104 902	108 718
2. Gás não Aproveitado (*)	44 192	329 597	468 458	604 914	608 589	857 734	899 243
TOTAL	531 715	683 131	791 035	887 369	983 325	1 247 871	1 263 593

FONTE: PETROBRÁS.

* Gás empregado no bombeamento pneumático tipo *gas lift*.

Os números acima evidenciam, por si só, a necessidade de um aproveitamento mais eficiente do gás natural brasileiro, já que o item "gás não aproveitado" alcança cerca de 70% da produção global.

3.2. Perspectivas

A demanda total de combustíveis gasosos deverá experimentar um forte acréscimo no período 1971/74, não só em virtude do programa de expansão das empresas concessionárias distribuidoras de gás de cidade, como também da maior oferta de GLP que se verificará com a entrada em funcionamento da REPLAN, permitindo ampliar o atendimento principalmente do mercado industrial.

A estrutura prevista dessa demanda é mostrada no Quadro 24.

Observa-se que é provável que se mantenha, no período, a atual estrutura de demanda de combustíveis gasosos, onde o GLP participa com cerca de 85,5% e o gás de cidade com 14,5%.

QUADRO 24

Projeção da estrutura da demanda de combustíveis gasosos

(em %)

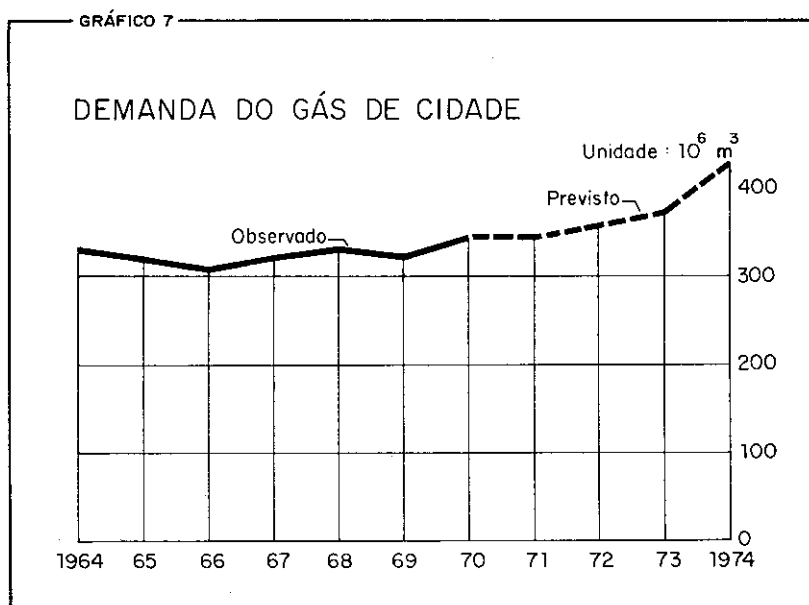
	1971	1972	1973	1974
Gás de Cidade	14,5	13,9	13,8	14,4
GLP	85,5	86,1	86,2	85,6
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0

FONTE: Produtoras de gás de cidade e PETROBRÁS.

Obs.: A comparação foi feita em termos de massa.

3.2.1. Gás de cidade

De acordo com as previsões das empresas produtoras de gás de cidade, a demanda deste combustível deverá experimentar um crescimento anual e cumulativo de cerca de 8,2% durante o próximo quadriênio, conforme mostram o Quadro 25 e o Gráfico 7 a seguir.



QUADRO 25

Projeção da demanda de gás de cidade e de matérias-primas

	1971	1972	1973	1974
Demanda (10 ³ m ³ de 4 400 kcal/m ³)	340 000	353 000	380 000	430 000
Carvão Nacional (t)	18 170	6 000	—	—
Carvão Importado (t)	157 500	72 000	—	—
Nafta (t)	135 850	158 700	190 000	215 000

FONTE: Produtoras de gás de cidade.

Para esse crescimento da demanda, deverão contribuir os seguintes fatores: a modernização das fábricas de gás de cidade a ser concluída no decorrer de 1972, seguida de importantes ampliações das capacidades de produção e distribuição que permitirão o fornecimento de maiores quantidades de um produto de melhor qualidade. Ao fim do processo de modernização de tais fábricas, as naftas substituirão em sua totalidade os carvões, sendo provável, também, em um futuro mais distante, que se venha a fornecer GLP e gás natural para esse fim. Isto se deve ao fato de que, na última década, a produção de gás de cidade baseada na destilação de carvão revelou-se obsoleta e antieconômica, dados os seus investimentos e custos operacionais elevados, em relação a outros processos, baseados nas matérias-primas mencionadas. O Quadro 26 mostra a evolução da demanda de matérias-primas da indústria de gás de cidade.

Deve-se assinalar que as modernas instalações de produção de gás a partir do craqueamento catalítico das naftas são suscetíveis de transformarem-se, com pequenas modificações, para efetuar o processamento de gás natural.

Os avanços tecnológicos introduzidos no subsetor gás de cidade supõem certas variações no nível de ocupação, estimando-se por isso que em 1974 o número de empregados nessa atividade será da ordem de 2.900.

3.2.2. Gás liquefeito de petróleo

Estima-se que o crescimento da demanda de GLP será da ordem de 27% no período 1971/74, sendo previstas as seguintes quantidades demandadas:

QUADRO 26

Projeção da demanda de GLP

	1971	1972	1973	1974
Demanda de GLP (10 ⁹ m ³)	2 457	2 667	2 895	3 119
Crescimento anual (%)	8,4	8,6	8,5	7,7

FONTE: PETROBRÁS/SERPLAN.

Os aumentos previstos nas capacidades de produção, engarrafamento, transporte e distribuição de GLP permitirão cobrir a curto prazo a quase totalidade da demanda. Em 1971 e início de 1972 ainda será necessário realizar algumas importações, estando previsto que a partir do segundo trimestre de 1972 a oferta interna cobrirá totalmente o consumo do País.

No que se refere ao nível de ocupação, deverá haver aumento na atividade de distribuição, estimando-se que em 1974 o número de trabalhadores diretamente ocupados será da ordem de 25.720, o que significa um aumento em relação aos níveis atuais.

3.2.3. Gás natural

A importância crescente desse produto no mercado energético mundial e as novas técnicas de transporte desenvolvidas permitem prever uma expansão da utilização desse tipo de energia no mercado brasileiro até 1980, seja por importação, seja através do aumento da produção brasileira.

A estimativa da produção de gás natural para o quadriênio 1971/74 se situa em torno de 3.400 — 3.500 milhares m³/dia, considerando-se apenas os campos produtores atuais e não sendo levada em conta a potencialidade da Plataforma Continental.

Na eventualidade de não se vir a contar com nenhuma descoberta significativa de novas reservas, deverá haver um deslocamento do suprimento de gás natural, das companhias que o empregam como fonte de energia, para as indústrias que o utilizarão como matéria-prima. Esse deslocamento obedece ao estipulado pela Resolução n.º 8/66, de 6-9-66, do Conselho Nacional do Petróleo, segundo a qual serão abastecidas, prioritariamente:

— a PETROBRÁS — para reinjeção nos campos petrolíferos, para absorção na Planta de Gasolina Natural e para outras atividades industriais;

— a Indústria Petroquímica — para emprêgo como matéria-prima;

— a Indústria Siderúrgica — para emprêgo como agente redutor.

Oportunamente, a destinação setorial da produção de gás natural mais adequada ao País deverá ser estabelecida pelo Grupo de Trabalho/Matriz Energética Brasileira.

3.2.4. Investimentos em gás combustível

Em termos globais, os investimentos no subsetor de combustíveis gasosos deverá apresentar um acréscimo de 42% até 1974, conforme indica o Quadro 27 a seguir.

QUADRO 27

Projeção dos investimentos

(em milhares de cruzeiros — Preços de 1972)

	1971	1972	1973	1974
Gás de cidade	77 181	126 113	137 323	142 928
GLP	69 678	73 201	62 832	67 989
TOTAL	146 859	199 314	200 155	210 917

FONTE: Produtores de gás de cidade e Distribuidores de GLP.

Obs.: a) Os investimentos previstos para GLP são os correspondentes à comercialização pelos agentes distribuidores. b) Os dados relativos a gás de cidade serão eventualmente retificados. c) Os investimentos relativos a gás natural estão intimamente ligados às atividades de exploração e produção de petróleo, sendo muito difícil destacá-los destes.

3.2.5. Considerações sobre problemas estruturais

A modernização das instalações de produção de gás de cidade implica a instalação de redes de transporte de gás a pressão mais elevada do que a atual.

Por outro lado, as mudanças que se registrarão na estrutura da demanda de gases exigirão modificações na legislação da oferta. Tais modificações não deverão ser levadas a efeito isoladamente, mas, ao contrário, terão que considerar a necessidade de coordenação, seja quanto aos princípios de ordem técnica seja no concernente aos de ordem fiscal que se deva aplicar à distribuição de cada tipo de energia.

A conveniência de se dispor de uma rede nacional de gasodutos em um período que excede o prazo de análise do presente estudo, aconselha que se estude este aspecto do problema em âmbito nacional e se prevejam as reformas estruturais que acarretariam sua realização. Neste sentido, deve assinalar-se que o estabelecimento de uma rede nacional de gasodutos exige que se cumpram as seguintes condições:

- existência de uma demanda anual, potencial ou efetiva, da ordem de 5.000 milhões de m³ nas zonas onde haja grande densidade de consumo;
- um preço CIF do gás natural, que torne rentável o investimento.

De acordo com esses critérios e levando-se em conta a existência de duas importantes zonas — Rio de Janeiro e São Paulo — com elevada densidade de consumo, e o Paraná e Minas Gerais com elevado potencial de desenvolvimento industrial, a determinação da estrutura da rede e as possibilidades atuais de abastecimento deverão considerar as seguintes circunstâncias:

- a) oferta possível de gás natural liquefeito;
- b) abastecimento mediante gasodutos.

Estas possibilidades, tendo-se em conta a situação geográfica da região indicada, podem oferecer as seguintes variações:

- a) ampliação das fábricas de gás já existentes, com instalações para oferta do produto também às indústrias;

b) construção de um terminal para recebimento de gás natural liquefeito no Rio de Janeiro e/ou Santos.

Em qualquer das duas hipóteses, será necessário definir um eixo de desenvolvimento, parecendo que o mais adequado seja o do Vale do Paraíba em virtude do elevado grau de industrialização e da densidade populacional já alcançada nessa área e adjacentes. A partir daí se estabeleceriam os gasodutos que alimentariam também Minas e Paraná, determinando-se os pontos de interconexão em razão de condições técnico-econômicas.

De qualquer maneira, a solução definitiva estará condicionada pelo preço CIF do gás natural ou do gás natural liquefeito, por fatores técnicos e econômicos e de mercado que incidem no transporte e na distribuição, e pelas garantias de oferta.

4. Resumo e conclusões

Do diagnóstico e perspectivas mencionadas resultam:

a) A demanda de combustíveis líquidos e gasosos deverá crescer nos próximos 10 anos a uma taxa cumulativa média anual da ordem de 10%, o que evidencia a necessidade de que sejam carreados para o setor os volumes necessários de recursos para que a oferta possa acompanhar o ritmo de crescimento da demanda, evitando-se, assim, racionamentos e importações indevidas, com reflexos desagradáveis sobre a economia nacional.

b) A produção interna de derivados de petróleo é suficiente para cobrir a demanda aos níveis atuais. No entanto, urge que sejam cumpridos os prazos de construção de novas refinarias e de ampliação das já existentes, a fim de evitar gastos em divisas que poderiam ser perfeitamente dispensados.

c) Os montantes totais de recursos alocados às atividades exploratórias ainda são insuficientes para conduzir a auto-suficiência no setor de produção de petróleo, a curto prazo.

d) Deve ser acelerado o programa de reconversão e modernização das fábricas de gás de cidade, ampliadas as redes de distribuição de gás canalizado existentes, e estudada a possibilidade de implantação desse sistema de distribuição em outras cidades do País.

e) Deve ser planejada a produção nacional de GLP, levando-se em conta sanar qualquer deficiência e, simultaneamente, promover a real interiorização da atividade de distribuição do produto, no sentido de ser atingido o mercado potencial representado pelos consumidores de lenha e de carvão vegetal, tradicionais depredadores das reservas florestais brasileiras. Deve ser estudado, também, o atendimento do mercado industrial.

f) Caberia um estudo do gás natural do Nordeste a fim de constatar a viabilidade de abastecimento do produto em maior escala, em termos regionais, para a indústria e/ou para consumo doméstico.

g) Tendo em vista o fato de que o emprêgo de petroleiros de grande tonelagem está condicionado ao calado e aos meios de descarga disponíveis nos portos de recebimento, deverá ser estudada a conveniência de se construírem portos reguladores que permitam receber navios de mais de 3.000.000 TPB. Dêstes portos reguladores se poderia distribuir o produto às refinarias, através de navios menores, de cerca de 50.000 TPB, que só necessitam de 13 metros de dragagem para manobrar. Desta forma, se poderá reduzir sensivelmente a capacidade total de tanques para o armazenamento de petróleo bruto.

h) A conveniência de que a instalação de novos ductos redunde em uma economia substancial nos transportes internos torna aconselhável que se estude um programa de condutos para todo o País que leve em conta a evolução do mercado a longo prazo.

i) O transporte de derivados de petróleo por via marítima, por rodovias e por ferrovias não foi ainda suficientemente estudado, tendo o seu desenvolvimento ocorrido espontaneamente, sem um planejamento adequado. Como as distâncias a serem percorridas são em geral bastante grandes é importante que se faça um estudo integrado de transporte de petróleo e derivados em toda a Nação, envolvendo os principais sistemas. Tal estudo alocaria aos diversos sistemas o volume a ser transportado, considerando fatores de ordem econômica, no sentido de minimizar a participação do custo do transporte nos preços dos derivados, chegando-se, então, a um dimensionamento das frotas necessárias ao abastecimento do País.

j) Seria conveniente que na reformulação ora em execução no CNP, da Resolução n.º 5/58, fôsse estabelecida, para os grandes consumidores industriais de derivados de petróleo, uma capacidade

mínima de armazenamento, correspondente a um período de 15 dias a um mês de consumo. Essa exigência teria como objetivo reduzir a capacidade mínima imposta às refinarias e às companhias distribuidoras.

l) A participação da PETROBRÁS em regime de livre concorrência com as distribuidoras privadas tem contribuído para a melhoria do atendimento do público consumidor, tendo-se verificado, no período 1964/70, um acréscimo de 60% no número de postos de serviço no País, a par da melhoria da qualidade do atendimento. Todavia, ainda existem trajetos, especialmente em rodovias secundárias e rotas turísticas de temporada, nas quais é patente a falta desses serviços.

m) De acordo com as previsões das empresas produtoras de gás de cidade, a demanda desse combustível deverá experimentar um crescimento médio anual cumulativo de cerca de 8,2% no período 1971/74. A par do atendimento desse acréscimo, as concessionárias do Rio e de São Paulo deverão empreender um vultoso programa de ampliação e modernização de suas fábricas, o que permitirá o fornecimento de maiores quantidades de um produto de melhor qualidade. Ao fim do processo de modernização de tais fábricas, as naftas substituirão em sua totalidade os carvões, sendo provável, também, em futuro mais distante, que se venha a fornecer GLP e gás natural para o mesmo fim.

n) Os aumentos previstos nas capacidades de produção, engarrafamento, transporte e distribuição de GLP permitirão cobrir, a curto prazo, a quase totalidade da demanda. Em 1971 e início de 1972, ainda será necessário realizar algumas importações, estando previsto que a partir do segundo trimestre de 1972 a oferta interna cobrirá totalmente o consumo do País.

o) A conveniência de se dispor de uma rede nacional de gasodutos aconselha que se estude este aspecto do problema em seu âmbito nacional e se prevejam as reformas estruturais que acarretariam sua realização.

