



UNIVERSIDADE SALVADOR – UNIFACS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA E ARQUITETURA
MESTRADO EM REGULAÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA

LIVIA KARAOGLAN FOLKERTS

A NOVA INDÚSTRIA NACIONAL DE BENS E SERVIÇOS
APÓS A FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO DE
PETRÓLEO

Salvador
2004

LIVIA KARAOGLAN FOLKERTS

**A NOVA INDÚSTRIA NACIONAL DE BENS E SERVIÇOS
APÓS A FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO DE
PETRÓLEO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em
Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador
– UNIFACS, como requisito parcial para obtenção do grau
de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. David Zylbersztajn

Salvador
2004

Ficha Catalográfica elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da Universidade Salvador -
UNIFACS

Folkerts, Livia Karaoglan

A nova indústria nacional de bens e serviços após a flexibilização do monopólio de petróleo / Livia Karaoglan Folkerts. - 2004.
218 f.

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador - UNIFACS.

Orientador: Prof. Dr. David Zylbersztajn

1. Monopólios. 2 Equipamento industrial - Brasil. 3. Indústria petrolífera – Brasil. 4. Petróleo – Brasil. 5. Indústria de serviços – Brasil. 6. Reguladores. I. Zylbersztajn, David, orient. II. Universidade Salvador – UNIFACS. III. Título.

CDD: 338.82

TERMO DE APROVAÇÃO

LIVIA KARAOGLAN FOLKERTS

A NOVA INDÚSTRIA NACIONAL DE BENS E SERVIÇOS APÓS A FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO DE PETRÓLEO

Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em
Regulação da Indústria de Energia, Universidade Salvador – UNIFACS, pela seguinte
banca examinadora:

David Zylbersztajn – Orientador _____
Doutor em Economia da Energia, Institut D’Economie et de Politique de L’Energie (IEPE)
França
Universidade Salvador – UNIFACS

Luiz Antonio Magalhães Pontes _____
Doutor em Engenharia Química, Faculdade de Engenharia Química, UNICAMP, Campinas
Universidade Salvador – UNIFACS

James Silva Santos Correia _____
Doutor em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo (USP)
Universidade Salvador – UNIFACS

Eloi Fernández y Fernández _____
Pós-Doutor em Engenharia Mecânica, University of Califórnia, Berkeley, EUA
Doutor em Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
(PUC-RJ)
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC – RJ)

Salvador, 14 de dezembro de 2004

In Memoriam

A

Luiz Maurício Britto Carvalheira, pernambucano, filósofo, mestre em teatro pós-graduado pela USP, professor de filosofia, bonequeiro, circense, ator e diretor de teatro, secretário de cultura, autor dos livros “Por um teatro do povo e da terra” e “Rito: O Mistério de Juliano”¹, criador e diretor artístico do Grande Circo Popular do Brasil, mentor e fundador da Universidade Livre do Circo. Ensinou-me o significado do amor incondicional. Obtive a dádiva de tê-lo tido como meu melhor amigo e confidente. Apesar de não ter vivido para ver o resultado deste trabalho, tenho a convicção de que esteve ao meu lado durante toda a sua elaboração.

¹ “Por um teatro do povo e da terra – Hermilo Borba Filho e o Teatro do Estudante de Pernambuco”, Recife: Fundação do Patrimônio Histórico e Artístico de Pernambuco (FUNDARPE), 1986.
“Rito: O Mistério de Juliano”, Rio de Janeiro: Letras & Expressões, 2000.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. James Correia pelos conselhos, quando cogitei em desistir durante o primeiro semestre de aula. A sensibilidade contida em suas ponderações não só me emocionou como me fez fazer uma profunda reflexão. Resultado: despertei da tremenda bobagem que estava pensando em fazer... Também, por ter me presenteado o Prof. David Zybersztajn como meu orientador.

Ao meu orientador, pelo incentivo, atenção, confiança e paciência. Sua inteligência, sabedoria, admirável perspicácia e entusiasmo não só fizeram dele um verdadeiro mestre, mas também me proporcionaram a oportunidade de vivenciar uma das experiências mais enriquecedoras da minha vida.

Ao meu filho, meu cúmplice de vida, que sempre me incentivou e apoiou todas as minhas decisões, mesmo se não estivesse de acordo. Pela compreensão por todas as viagens que deixamos de fazer porque eu estava estudando.

Ao meu pai, pelo incentivo, apoio, cumplicidade, resignação, confiança e paciência. Por ter compreendido o que este trabalho representou para mim, e, portanto, ter concordado (mesmo a contra-gosto) com a minha ausência.

À minha mãe e Ed por terem me dado o fôlego final do qual necessitei para conseguir terminar. Por terem compreendido e incentivarem a minha ausência em prol de um objetivo maior.

Às minhas amigas de infância, Áurea e Puni que juntamente com seus parceiros de vida, Claude e Rhatto, respectivamente, meus amigos, me ensinaram a apreciar o pôr-do-sol. Pelos inúmeros pores-do-sol que contemplamos juntos na Barra e pela paciência de terem me ouvido quando eu não tinha outro assunto.

Aos meus amigos Eudes e Marcos pela vibração contagiante e incentivo. Por terem me 'seqüestrado' do computador, independente da minha vontade.

Aos meus amigos Edu e Nana, exemplo de vida para mim, pela dedicação, compreensão, incentivo e apoio. Por terem estado sempre disponíveis ao tempo e à hora.

À minha amiga Tamara pela paciência de ter me ouvido quando eu não tinha outro assunto e por ter estado sempre disponível ao tempo e à hora.

A todos os meus professores, em especial, Luíz Pontes, Paulo Guimarães, Maria Olívia e André Valente.

A todos os meus colegas, em especial à Dani, por todos os *happy-hours* às terças-feiras em Copacabana, onde estabelecíamos marcos de incentivo ao falarmos de um futuro que parecia tão distante e que repentinamente se tornou presente.

A todos os meus colegas de trabalho na Bahia e no Rio de Janeiro pelo interesse e paciência.

A todos que prontamente me prestaram informações. Foram tantos que para não cometer alguma injustiça não me atrevo a relacioná-los.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para este trabalho.

“No dia que tal acontecer e o Brasil passar de comprador a vendedor de petróleo, então deixaremos de ver essa coisa tristíssima de hoje – milhões de brasileiros descalços, analfabetos, andrajosos – na miséria”.

Visconde de Sabugosa do Poço Fundo, personagem do livro infantil *O Poço do Visconde*, referindo-se ao dia em que o petróleo seria descoberto no Brasil.

Monteiro Lobato, 1937.

RESUMO

A flexibilização do monopólio de petróleo aprovada em 1997 teve como objetivo, entre outros, a atração de novas empresas petrolíferas para a execução das atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil. Como, de modo geral, estas já possuíam fornecedores em seus países de origem, caberia ao poder público implementar mecanismos que as estimulassem a aquisição de bens e serviços junto à indústria nacional. Desta maneira, a flexibilização poderia promover o crescimento e fortalecimento da indústria já instalada, criar novas, e conseqüentemente gerar aumento de renda e empregos no país. Este trabalho objetiva levantar quais os mecanismos de estímulo implementados e analisar sua eficácia e impactos. A pesquisa desenvolvida indicou que na ausência de uma política industrial formal e estruturada para o setor de petróleo, a agência reguladora implantou mecanismos de estímulo que visaram aumentar a capacidade concorrencial da indústria. Estes mecanismos objetivaram assegurar a maior participação da indústria nacional nas aquisições das concessionárias, prover apoio financeiro voltado à sua capacitação tecnológica, formar mão-de-obra especializada que o setor demandaria e proporcionar isonomia tributária aos produtos nacionais frente aos importados. Os resultados encontrados apontam que os mecanismos implantados atenderam aos seus objetivos, foram eficazes e deram início a um novo padrão de relacionamento entre os agentes de toda a cadeia produtiva de petróleo. É possível concluir que instrumentos regulatórios podem proporcionar o crescimento e fortalecimento da indústria. No entanto, a partir de 2003, novas regras foram introduzidas na regulação que conduzem a uma possível reversão dos esforços anteriormente empreendidos.

Palavras chaves: flexibilização do monopólio de petróleo, regulação, indústria nacional de bens e serviços, mecanismos de estímulo.

ABSTRACT

The opening of the Brazilian oil sector approved in 1997 had the objective, among others, of attracting new oil companies to the exploration and production activities. As in general, these already had suppliers at their countries of origin, it was up to public administration to implement mechanisms that would stimulate them to buy goods and services at the local industry. In this way, the opening of the oil sector could promote growth and strengthen the already installed industry, create new ones, and consequently generate the country's growth of income and job creation. The objective of this dissertation is to raise which were the mechanisms implemented and analyze their effectiveness and impacts. The research developed indicated that in the absence of a formal and structured industrial policy for the oil sector, the mechanisms implemented by the regulatory agency aimed to increase the industry's bidding capacity. These mechanisms aimed to assure a greater participation of the Brazilian industry in the purchases of the concessionaires, provide financial support to be applied in its technological capability, develop specialized labor that the sector would demand and promote tributary isonomy to the Brazilian products in regard to the imported ones. The results obtained appoint that the mechanisms implemented reached their objectives, were effective and started a new standard of relationship between the agents of the oil production chain. It is possible to conclude that regulatory instruments can promote growth and strengthen the industry. However, as of 2003, new rules were introduced in regulation which may lead to a possible reversal of the efforts previously endeavored.

Key words: Opening of the oil sector in Brazil, regulation, Brazilian goods and services' industry, stimulus mechanisms.

LISTA DE FIGURAS

Gráfico 1 -	Concessionárias Vencedoras nos Leilões da ANP	58
-------------	---	----

LISTA DE QUADROS

- Quadro 1 - Investimentos Petrobras 1954 a 2002 em US\$ mil
- Quadro 2 - Investimentos Petrobras 1954 a 2002 em % por Área
- Quadro 3 - Produção x Consumo de petróleo e gás natural: 1954 a 2002
- Quadro 4 - Balança Comercial (Importação e Exportação) de petróleo e derivados: 1954 a 2002
- Quadro 5 - Empreendimentos no *Downstream* da Petrobras: 1994 a 1998
- Quadro 6 - Construção de Plataformas de Produção pela Petrobras: 1994 a 1998
- Quadro 7 - Rodada 6: Conteúdo Local Mínimo declarado nas ofertas vencedoras dos blocos terrestres
- Quadro 8 - Evolução da Produção Mundial de petróleo (1997 a 2003) em mil b/d

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação 1979 com 1988	52
Tabela 2 – Previsão de aquisições de bens e serviço no período de 1998 a 2010	83
Tabela 3 – Blocos Ofertados e Concedidos – Rodadas 1 a 4	88
Tabela 4 – Resultados das Rodadas 1 a 4	89
Tabela 4.1 – Resultados das Rodadas 1 a 4 – Petrobras como operadora	90
Tabela 4.2 – Resultados das Rodadas 1 a 4 – Concessionárias estrangeiras como operadoras	90
Tabela 4.3 – Resultados das Rodadas 1 a 4 – Novas Petroleiras brasileiras como operadoras	91
Tabela 5 – Balanço dos Convênios CTPetro Realizados: Valores em R\$ MM	104
Tabela 6 – Número de bolsas concedidas pelo PRH-ANP, por modalidade	105
Tabela 6.1 – Número de bolsas concedidas pelo PRH-ANP, por região	105
Tabela 7 – Investimentos realizados pelo PRH-ANP: em R\$ Mil	105
Tabela 8 – PEM por Leilão da ANP	110
Tabela 9 – Área concedida por Leilão da ANP	110
Tabela 10 – Razão PEM / km ² por Leilão da ANP	111
Tabela 11 – Resultado das Rodadas 5 e 6 em blocos localizados em águas profundas	113
Tabela 11.1 – Resultado das Rodadas 5 e 6 em blocos localizados em águas rasas	113
Tabela 11.2 – Resultado das Rodadas 5 e 6 em blocos localizados em terra	114
Tabela 12 – Índice de Compras Diretas Realizadas no País	124

Tabela 12.1 – Índice de Compras Indiretas Realizadas no País (construção de plataformas <i>offshore</i>)	124
Tabela 13 – Ranking das petroleiras por produção e reservas provadas (valores aproximados) e crescimento médio da produção de óleo e gás	131
Tabela 14 – Evolução dos custos de extração da Petrobras na composição do custo total em US\$/boe	132
Tabela 15 – Custo Operacional de Extração: Ano 2002	133
Tabela 16 – Custo de Descoberta e Desenvolvimento: Média de 2000-2002 em US\$/boe	133
Tabela 17 – Evolução do Lucro Líquido da Petrobras (1997 a 2003) em Reais (MM)	137
Tabela 18 – Royalties 1999 a 2004 – em R\$ MM	143
Tabela 19 – Participação Especial 1999 a 2004 – em R\$ MM	144
Tabela 20 – Plano de Investimentos Petrobras (2003-2007)	145
Tabela 21 – Investimentos da Petrobras durante o milagre econômico (1967-1973) em US\$ bilhões a Preços de 2002	146
Tabela 22 – Investimentos da Petrobras durante o II PND (1974-1979) em US\$ bilhões a Preços de 2002	146
Tabela 23 – Investimentos da Petrobras pós-abertura (1997-2002) em US\$ bilhões a Preços de 2002	147
Tabela 24 – Distribuição dos investimentos por segmento em US\$ bilhões a Preços de 2002	147

Tabela 25 – Distribuição dos investimentos da Petrobras no Brasil (2003-2007)	
em US\$ bilhões	148
Tabela 26 – Novo Plano de Investimentos da Petrobras (2004-2010)	149
Tabela 27 – Destinação x aplicação no CTPetro em R\$ MM	160
Tabela 28 – Participação Especial 1999 a 2004 – em R\$ MM	160

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABCE	Associação Brasileira dos Consultores de Engenharia
ABDIB	Associação Brasileira para o Desenvolvimento das Indústrias de Base
ABDIB	Associação Brasileira da Infra-Estrutura e Indústria de Base
ABEMI	Associação Brasileira de Montadores Industriais
ABIMAQ	Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos
ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ABITAM	Associação Brasileira da Indústria de Tubos e Acessórios de Metal
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRAPET	Associação Brasileira dos Perfuradores de Petróleo
ADIN	Ação Direta de Inconstitucionalidade
AEPET	Associação dos Engenheiros da Petrobras
AF	Autorização de Fornecimento
AFM	Autorização de Fornecimento de Material
AFRMM	Adicional de Frete para Renovação da Marinha Mercante
AHTS	Anchor Handling Tug Supply
ANM	Árvore de Natal Molhada
ANP	Agência Nacional de Petróleo
API	American Petroleum Institute
BBL	Barril, equivalente a 0,159 m ³
BNDE	Banco Nacional para o Desenvolvimento Econômico

BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BOE	Barris de óleo equivalente
BOEPD	Barris de óleo equivalente por dia
BOPD	Barris de óleo por dia
B/D	Barris por dia
Braspetro	Petrobrás Internacional S/A
CACEX	Carteira de Comércio Exterior
CENPES	Centro de Pesquisa Leopoldo Américo Miguez de Mello
CERA	Cambridge Energy Research Associates
C&T	Ciência e Tecnologia
CF	Constituição Federal
CFCE	Conselho Federal de Comércio Exterior
CKB	Companhia Kellogg Brasileira
CNI	Confederação Nacional da Indústria
CNP	Conselho Nacional de Petróleo
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNPq	Conselho Nacional de Pesquisa Científica e Tecnológica
COBRAPI	Companhia Brasileira de Projetos Industriais
CPI	Comissão Parlamentar de Inquérito
CRCC	Certificado de Registro e Classificação Cadastral
CSN	Conselho de Segurança Nacional
CTPetro	Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor Petróleo e Gás Natural

DNC	Departamento Nacional de Combustíveis
DNPM	Departamento Nacional de Propriedade Mineral
DNVI	Departamento Nacional de Válvulas Industriais
DTI	Department of Trade and Industry
EC	Emenda Constitucional
ENAPE	Empresa Nacional de Petróleo
EPC	Engineering, Procurement, Construction
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
E&P	Exploração e Produção
EVTE	Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica
FEDERASUL	Federação das Associações Empresariais do Rio Grande do Sul
FGIN	Fundo Garantidor da Indústria Naval
FIEB	Federação da Indústria do Estado da Bahia
FIEMG	Federação da Indústria do Estado de Minas Gerais
FIERGS	Federação das Indústrias do Rio Grande do Sul
FIESP	Federação das Indústrias do Estado de São Paulo
FINAME	Fundo de Financiamento para Aquisição de Máquinas e Equipamentos Industriais
FINDES	Federação da Indústria do Estado do Espírito Santo
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
FIRJAN	Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
FMI	Fundo Monetário Internacional
FMM	Fundo de Marinha Mercante

FNDCT	Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
FPAL	First Point Assessment Ltd.
FPSO	Floating, Production, Storage and Offloading
FRONAPE	Frota Nacional de Petroleiros
GASPETRO	Petrobras Gás S/A
GEIMAPE	Grupo Executivo da indústria de máquinas pesadas
IADC	International Association of Drilling Contractors
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo
IBS	Instituto Brasileiro de Siderurgia
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
II	Imposto de Importação
IMO	International Maritime Organization ou Organização Marítima Internacional (em Português)
IMQ	Índice de Melhoria da Qualidade
INT	Instituto Nacional de Tecnologia
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
ISO	International Organization for Standardization
JIT	Just In Time
JK	Juscelino Kubitschek
LDO	Lei de Diretrizes Orçamentárias
LH	Line Handling
MCT	Ministério de Ciência e Tecnologia
MMA	Ministério do Meio Ambiente

MME	Ministério de Minas e Energia
N	Norte
NE	Nordeste
OMC	Organização Mundial do Comércio
ONIP	Organização Nacional da Indústria de Petróleo
OPEP	Organização dos Países Exportadores do Petróleo
PADCT	Programa de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico
PDET	Plano Diretor de Escoamento e Transporte
PEC	Proposta de Emenda à Constituição
PGQMSA	Programa de Garantia da Qualidade de Materiais e Serviços Associados
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PEM	Programa Exploratório Mínimo
Petrobras	Petróleo Brasileiro S/A
PETROQUISA	Petrobrás Química S/A
PIB	Produto Interno Bruto
Plano SALTE	Plano de Saúde, Alimentação, Transporte e Energia
PND	Plano Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
PND	Plano Nacional de Desestatização
PQU	Petroquímica União
PR	Paraná
PRH – ANP	Programa de Recursos Humanos para o Setor de Petróleo e Gás
PROMINP	Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás

PSD	Partido Social Democrático
PSV	Platform Supply Vessel
PTB	Partido Trabalhista Brasileiro
PUC-Rio	Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
RBT	Rede Brasil de Tecnologia
RECAP	Refinaria de Capuava
REDE PETRO-RS	Rede Gaúcha de Fornecedores de Base Tecnológica para a Cadeia de Produção de Petróleo de Gás
RLAM	Refinaria Landulfo Alves
REPAR	Refinaria de Araucária no Paraná
REVAP	Refinaria Henrique Lage
RPBC	Refinaria Presidente Bernardes
SEBRAE	Serviço de Apoio às Pequenas e Médias Empresas
SEC	Securities Exchange Commission
SEINPE	Secretaria de Energia, Infra-estrutura, Indústria Naval e Petróleo
SGMB	Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro
SIMME	Sindicato das Indústrias Mecânicas e de Material Elétrico do Município do Rio de Janeiro
SINAVAL	Sindicato Nacional da Indústria de Construção Naval
SINDIPETRO	Sindicato dos Petroleiros
SMS	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
SOBENA	Sociedade Brasileira de Engenharia Naval
SPE	Sociedade de Propósito Específico

STF	Supremo Tribunal Federal
SUMOC	Superintendência da Moeda e do Crédito
TBG	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A
TPB	Toneladas de Porte Bruto
UDN	União Democrática Nacional
UFBA	Universidade Federal da Bahia
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UN	Unidade de Negócios
UNE	União Nacional de Estudantes

SUMÁRIO

	Introdução	22
1	Uma breve retrospectiva histórica do petróleo no Brasil	25
1.1	Lobato: O marco da descoberta	26
1.2	A instauração do monopólio da União	32
1.3	A Política Petrolífera Nacional e a Flexibilização do Monopólio	44
2	A implantação e desenvolvimento do fornecedor nacional	59
2.1	Nacionalização de equipamentos para aplicação em Refino	59
2.2	Nacionalização de equipamentos para aplicação em E&P	65
2.3	O fornecedor nacional e a flexibilização do monopólio	73
3	A regulação e as perspectivas para o fornecedor nacional	85
3.1	Os mecanismos de estímulo implantados pela ANP (1999-2002)	85
3.1.1	Isonomia nas aquisições das concessionárias	86
3.1.2	A Instituição Mobilizadora	93
3.1.3	Fatores de competitividade	101
3.2	Novas regras a partir de 2003	109
3.3	Índice de Nacionalização vs. Compras Realizadas no País	123
4	Resultados, Perspectivas e Desafios	128
4.1	Resultados	128
4.2	Perspectivas	145
4.3	Desafios	151
	Conclusão	167
	Referências	173
	Anexos	185

INTRODUÇÃO

Este trabalho trata de como a flexibilização do monopólio de petróleo aprovada em 1997, afetou a indústria nacional de bens e serviços. Um dos objetivos da flexibilização foi o de atrair novas empresas petrolíferas para a execução das atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil. Como, de modo geral, estas já possuíam fornecedores em seus países de origem, caberia ao poder público implementar mecanismos que estimulassem a aquisição de bens e serviços junto à indústria nacional. Desta maneira, a flexibilização poderia promover o crescimento e fortalecimento da indústria já instalada, criar novas, e conseqüentemente gerar aumento de renda e empregos no país. A escassez de estudos sobre este importante segmento industrial motivou a realização deste trabalho, que objetiva levantar os mecanismos implementados e analisar sua eficácia e impactos. A pergunta chave a ser respondida é em que medida o processo de flexibilização provocou os resultados esperados na evolução da indústria nacional de bens e serviços e quais medidas foram úteis para a sua realização.

A pesquisa foi realizada através de documentos diversos, tais como, da história da regulação de petróleo no Brasil, da legislação pertinente, de documentos parlamentares, de publicações especializadas, além de participações em seminários, workshops e nos leilões de concessão de blocos, e de estudos disponibilizados na Internet e cedidos gentilmente pelos autores e pelas organizações e associações de classe, de dissertações de mestrado e através de entrevistas a pessoas atuantes no Setor Petróleo.

O Capítulo 1 faz uma retrospectiva da história brasileira da regulação de petróleo, de forma sucinta, a partir de 1919 até os dias atuais. Os contratos de risco celebrados no período de 1975 a 1988 são abordados mais demoradamente, na tentativa de descobrir o

motivo do seu fracasso. O Capítulo 2, também histórico, visou descobrir como e por que a indústria nacional de bens e serviços surgiu e relata sua implantação. Também a contextualiza dentro das ações empreendidas pela Petrobras, indutora de seu desenvolvimento. O Capítulo 3 descreve os mecanismos de estímulo implementados pela agência reguladora, e constata sua eficácia e impactos. Também descreve as novas regras introduzidas na regulação, a partir de 2003, que poderão conduzir a uma possível reversão dos esforços anteriormente empreendidos. O Capítulo 4 descreve alguns dos resultados alcançados com a flexibilização do monopólio, descreve as perspectivas para a indústria nacional de bens e serviços e enumera alguns desafios a serem ultrapassados para que a estabilidade regulatória proporcione a sua evolução de forma sustentável.

Foi apurado que a flexibilização do monopólio proporcionou a reativação da combatida indústria naval, o ingresso de empresas nacionais na atividade de E&P - as chamadas produtoras independentes – e o compartilhamento com a sociedade dos recursos financeiros gerados pela atividade do Setor Petróleo através de pagamento de *royalties* e participação especial arrecadados pelos Estados e Municípios. Foi constatado que a Petrobras, ao ser transformada em concessionária, foi dotada com maior flexibilidade de manobra empresarial e financeira na qual resultou na melhoria de seus resultados de desempenho operacionais e financeiros.

Foi possível concluir que os mecanismos de estímulo implementados pela agência reguladora asseguraram a participação da indústria nacional nas aquisições das concessionárias através das regras nos leilões de concessão de blocos, proveram apoio financeiro à indústria voltado à sua capacitação tecnológica, estimularam a formação profissional e proporcionaram isonomia tributária aos produtos nacionais frente aos importados. Similarmente, teve início um novo paradigma de relacionamento entre os

agentes do Setor Petróleo ao congregá-los na instituição mobilizadora da indústria, que foi criada.

Também foi possível concluir que na ausência de uma política industrial formal e estruturada para o Setor Petróleo, instrumentos regulatórios podem proporcionar o crescimento e fortalecimento da indústria. No entanto, a partir de 2003, novas regras introduzidas nos contratos de concessão de blocos e exigência de um conteúdo nacional mínimo na construção de plataformas marítimas, conduzem a uma possível reversão dos esforços anteriormente empreendidos.

Esperamos que este trabalho contribua para aprimorar o conhecimento sobre a indústria nacional de bens e serviços e como a regulação pode afetá-la.

Capítulo 1 – Uma breve retrospectiva histórica do petróleo no Brasil

De forma sucinta, este capítulo faz uma retrospectiva histórica do petróleo no Brasil a partir de 1919, quando o governo decidiu prospectar petróleo após a Primeira Guerra Mundial. Tem sido apontado com frequência que o marco da nossa descoberta de petróleo foi em Lobato, Bahia, em 21 de janeiro de 1939 pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP). A história evidencia que estes fatos são parcialmente verdadeiros. Um dos objetivos deste capítulo é resgatar esta memória, ao relatar a descoberta em Lobato - o marco da nossa história.

Outro objetivo é apresentar a regulação do petróleo, enfatizando a controvérsia do Nacionalismo vs. Cosmopolitismo¹ no período de 1940 a 1953, quando manobras empreendidas pelas companhias internacionais de petróleo, os chamados *trustes*, chegaram ao fim com a instauração do monopólio da União, tendo a Petrobras como sua executora e o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) como seu órgão fiscalizador, através da Lei 2.004 de 03/10/1953.

Por último, descreve a política petrolífera nacional a partir da criação da Petrobras, detalha os contratos de risco que vigoraram no período de 1975 a 1988 e relata a mudança de atuação do Estado que flexibilizou o monopólio da União, através da Lei N° 9.478/97 criando a Agência Nacional de Petróleo (ANP) e promovendo a abertura do mercado de petróleo num ambiente de livre concorrência.

¹ Hélio Jaguaribe (1958) adota este termo em substituição ao termo “entreguismo” (ideologia que se opunha ao Nacionalismo), com o objetivo de excluir a implicação valorativa do mesmo. O termo cosmopolitismo também é utilizado neste trabalho, pelo mesmo motivo.

1.1 – Lobato: O marco da descoberta

Da tomada de decisão do governo brasileiro em prospectar petróleo após a Primeira Guerra Mundial, até sua descoberta oficialmente reconhecida em 1939, transcorreram vinte anos. Em nome da soberania militar e econômica, o Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro (SGMB)¹ direcionou suas atividades ao petróleo em 1919. Sem legislação específica até 1934 e dotado de uma verba anual de US\$ 25.000, o órgão perfurou, até este ano, 65 poços (média de 4/ano) em todo território nacional, com média de profundidade de 325,55 metros sem obter resultado comercial. Vale destacar a relevância histórica do poço nº 24 em Mallet, Paraná, onde foi encontrado gás natural em 1922, até então desconhecido no País como recurso mineral. (MOURA & CARNEIRO, 1976).

Com o *slogan Não tirar petróleo, nem deixar que tirem!*, Monteiro Lobato lançou campanha contra o SGMB acusando-o de agir a favor dos *trustes*, que na sua opinião não tinham interesse em que fosse descoberto petróleo no Brasil para continuarem a exportar o seu. Advogava que era imprescindível ao Brasil possuir suprimento próprio para desonerar a balança de pagamentos e promover o desenvolvimento. Só assim o país obteria o que ele chamava de “13 de maio econômico”. Contestava a falta de resultados e a lentidão do órgão, confrontando a estatística de que no mesmo período (1919-34), nos Estados Unidos haviam sido perfurados 380.000 poços (média de 70/dia) com média de profundidade de 3.000 metros. Outrossim, acusava o diretor do órgão de possuir “interesses ocultos” ao perfurar a profundidades rasas, fechar o poço e declarar não existir petróleo. (LOBATO,

¹ O Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro, subordinado ao Ministério da Agricultura, foi criado em 1907 (Decreto Nº 6.323 de 10/01) com a finalidade de estudar a geologia do subsolo brasileiro. A criação do órgão foi motivada pelo relatório pessimista do catedrático americano I.C.White que declarou em 1906 que não existia petróleo no Brasil. Até a Primeira Guerra Mundial, as atividades do Serviço estavam voltadas ao carvão, ferro, siderurgia e exploração de manganês, diamantes e ouro. (DIAS & QUAGLINO, 1993).

1955). Formaram-se duas correntes antagônicas no País: uma formada por particulares que afirmava a existência de petróleo e outra, formada por funcionários do poder público, que afirmava o contrário.

Em 1934, o governo Vargas promove profundas mudanças institucionais e regulatórias promulgando uma nova Constituição e decretando um Código de Minas que pioneiramente separa o petróleo de outros minerais. (TÁVORA, 1955). O Art. 5º da Constituição estabelece a competência da União a legislar sobre *bens de domínio federal, riquezas do subsolo, mineração, metalurgia, águas, energia hidroelétrica, florestas, caça e pesca e sua exploração*. Institui-se o direito dominial de propriedade onde as propriedades do solo e do subsolo são distintas. O subsolo passa a ser bem inalienável da União. Até então, vigorava a propriedade de acessão, onde o solo e o subsolo pertenciam ao mesmo proprietário. Determina-se a obrigatoriedade das concessões federais², estas sendo *conferidas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil*. A propriedade das minas só será reconhecida se forem ‘manifestadas’ ao serviço público no prazo de um ano, sob pena de serem transferidas à propriedade da União. (VALOIS, 2000).

O órgão responsável pela outorga e fiscalização das concessões, pela execução da pesquisa e lavra das jazidas e pela realização de estudos científicos sobre os minerais, rochas e combustíveis passou a ser o Departamento Nacional de Propriedade Mineral (DNPM), que substituiu o SGMB após o novo Ministro de Agricultura, General Juarez

² Até a Revolução de 1930, a Lei Simões Lopes (Nº 15.211 de 28/12/1921) facultava a qualquer pessoa residente no País ou empresa nele organizada a explorar o subsolo de qualquer propriedade, desde que ele fosse o “inventor” da mina. Para tal, bastava registrar em cartório, o ‘manifesto da descoberta’. Ao proprietário, cabia autorizar a exploração ou ter sua propriedade desapropriada. Receberia 3% do lucro líquido da produção. Era-lhe facultado também realizar a exploração ele mesmo. As terras pertencentes à União, o “inventor” necessitava de autorização do poder público à pesquisa e à lavra. Esta autorização era concedida descentralizadamente pelos Estados. (VALOIS, 2000). Na reforma Constitucional de 1926, foi aprovado no Art. 72, §17 que *As minas e jazidas minerais necessárias à segurança e defesa nacionais e as terras onde existirem não podem ser transferidas a estrangeiros*. (CUPERTINO, 1976 e DIAS & QUAGLINO, 1993).

Távora, tê-lo extinto. Távora supervisiona a elaboração do Código de Minas que regulamenta o regime de concessões, instituindo obrigações e penalidades ao concessionário. Também concede isenção de pagamento dos impostos de importação aos materiais e equipamentos destinados à exploração. (TÁVORA, 1955).

O novo Código obrigou Manuel Bastos e Oscar Cordeiro, “inventores” da mina de petróleo em Lobato nos arredores de Salvador, Bahia, a solicitarem autorização ao órgão inclusive para iniciar a perfuração. Apesar de terem enviado amostra do óleo para análise do DNPM, não terem recebido sonda emprestada (a legislação obrigava ao Ministério de Agricultura a emprestar metade dos seus equipamentos à iniciativa privada) e, portanto, terem importado uma pequena sonda, não obtiveram autorização. Diante do destaque dado pela imprensa às negações do DNPM, o órgão divulga que a amostra recebida não era petróleo porque não continha enxofre e não possuía espessura suficiente dos sedimentos.³

Vale ressaltar que o contexto da época era muito emocional, com embates frontais e ataques pessoais através da imprensa. Oscar Cordeiro exigia explicações ao Ministro Juarez Távora, que por sua vez concordava com as acusações dos seus geólogos de que o petróleo em Lobato era falso, colocado dentro do poço, e, portanto, um caso de polícia. Oscar Cordeiro e Monteiro Lobato⁴ foram rotulados de “mistificadores do petróleo”. Este embate durou três anos.

³ O laudo verdadeiro da análise só foi publicado em 1939. Dias & Quaglino (1993, p.34) relatam a experiência do geólogo Mário da Silva Pinto: “E eu, no Laboratório, analisei este petróleo de Lobato. E curiosamente, eu não sou amaldiçoado na história do petróleo no Brasil porque eu não sou totalmente obtuso. Porque o petróleo de Lobato era singular. Ele era um petróleo que começava a destilar a 150 graus, como se fosse um petróleo do qual se tivesse extraído as frações leves. Ele tinha um ponto de início de destilação bem definido. Ele não tinha enxofre, de modo que era um petróleo puríssimo. Então, eu fui muito instado na ocasião a dizer que não era petróleo natural, que era um produto artificial. Tal era a crença de alguns geólogos que aquilo era uma fraude, tinha sido colocado. Mas eu estudei a questão e verifiquei que havia petróleos no mundo sem enxofre, e havia petróleos com ponto de destilação igual ao de Lobato...”

⁴ No intuito de tornar pública a discussão da causa do petróleo, Monteiro Lobato publicou em 1936 o livro *O Escândalo do Petróleo* contendo seu e outros depoimentos à Comissão Parlamentar de Inquérito (CPI) instaurada a mando de Vargas sobre as denúncias feitas por ele às ações do DNPM e seus diretores. Em 1937,

Formaram-se duas correntes entre os geólogos: os que afirmavam que o petróleo em Lobato era falso e os que afirmavam que o petróleo em Lobato era verdadeiro. Este debate se intensificou na Academia de Ciências do Rio de Janeiro com emotividade e obteve tanto destaque e pressão da imprensa, que Getúlio Vargas interferiu pessoalmente, dando ordem para furar (LIMA, 1975). Em julho de 1937, a primeira perfuração é iniciada e interrompida por causa de acidente. Nova perfuração é iniciada. Após sete meses, atinge-se o cristalino (camada final da rocha que uma vez atingida a pesquisa é interrompida) e recomenda-se a sua paralisação. (DIAS & QUAGLINO, 1993).

Novo regime ditatorial de Vargas (Estado Novo: 1937-1945) é instaurado. Além de promulgar (10/11/1937) nova Constituição, adota duas medidas que revolucionam a política petrolífera: a decretação de que todos os campos comerciais pertenceriam à União (Decreto-Lei N° 366, em 11/04/1938) e a criação do Conselho Nacional do Petróleo - CNP (Decreto-Lei N° 395, em 29/04/1938). Esta Constituição torna-se mais protecionista quando impede a participação de estrangeiros a exploração das riquezas minerais. A autorização à exploração só será expedida a cidadãos brasileiros e a empresas constituídas por acionistas brasileiros. A Constituição anterior (1934) nada mencionava sobre a nacionalidade dos acionistas, exigindo apenas que as empresas fossem constituídas no Brasil.

Segundo depoimento de Pereira (*In Lima, 1975*), o Decreto 395/38 foi elaborado em absoluto sigilo pelo Conselho Federal de Comércio Exterior (CFCE)⁵. A intenção de Getúlio Vargas era surpreender os *trustes*, tidos como adversários.⁶

publicou o livro infantil *O Poço do Visconde*, que juntamente com *História do Mundo para Crianças* foram proibidos em algumas escolas, sendo o último queimado como herético. (SILVEIRA, 2003).

⁵ Presidido por Vargas, era composto de quinze membros com representação permanente dos ministérios. O CFCE era um órgão deliberativo e legislativo e passou a criar a legislação econômica do país. (LIMA, 1975).

O Decreto também declara o abastecimento de petróleo de utilidade pública e determina que as atividades de importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo e derivados sejam atribuições do CNP. Também coube ao órgão regulador autorizar a instalação de refinarias (proibido aos estrangeiros), realizar pesquisa e lavra de petróleo, constituir reservas petrolíferas, estabelecer nível mínimo de estoque de derivados regulando o abastecimento, fiscalizar empresas privadas e propor taxações. As atividades de pesquisa e lavra de petróleo, no entanto, só começaram a serem realizadas pelo CNP após receber os equipamentos transferidos do DNPM, através do Decreto nº 1.369 de 23/06/1939. (DIAS & QUAGLINO, 1993).

Segundo Carvalho (1976), esta nova política de Vargas foi o marco na mudança da ideologia nacionalista no país: o nacionalismo cultural e político se transformaram em um nacionalismo econômico. O autor também atribui ao Exército, cujo mentor foi o General Júlio Caetano Horta Barbosa, a iniciativa na formulação desta política. Barbosa propusera ao CFCE transformar o petróleo em monopólio do Estado, descontente com a lentidão do Ministério de Agricultura em sua prospecção e enfatizando que o Exército iria assumir o papel de formulador da política petrolífera nacional. Acreditava que a nacionalização do refino seria fonte de financiamento às atividades de pesquisa e lavra e essencial à criação da indústria petrolífera brasileira. Apesar de sentir aversão na “penetração constante da Standard Oil, Shell, Anglo-Mexican, etc... nos menores recantos da pátria”,⁷ não era contrário que a distribuição de derivados continuasse dominada pelos *trustes*.

⁶ In Lima (1975, p.173), Luiz Vergara, secretário de Vargas ratifica: “Quanto à luta pela defesa do petróleo, a história não foi completamente contada. Começou no Conselho Federal de Comércio Exterior, quando se tratou da criação do Conselho Nacional do Petróleo. A ‘curiosidade’ das companhias estrangeiras tornou-se tão intensa e agressiva, que foi preciso cercar os estudos para a criação do conselho e legislação correspondente ao seu funcionamento de providências sigilosas, as mais completas, a fim de evitar a intromissão de interesses contrários em franca atividade sabotadora”.

⁷ In CARVALHO, 1976, p.24.

Após a criação do CNP, o chanceler Oswaldo Aranha foi visitado em caráter oficial pelos embaixadores da Inglaterra e dos Estados Unidos que protestaram contra a exclusão das companhias estrangeiras na prospecção de petróleo. (CUPERTINO, 1976). Como o protesto não surtiu efeito, os *trustes* tentaram tornar-se membros do CNP.⁸ Mas, um novo decreto (Decreto-Lei N° 538 de 07/07/1938), também elaborado sigilosamente pelo CFCE, organiza o CNP e nomeia seus membros com representantes dos ministérios (os militares com poder de veto), associações comerciais e industriais. Também veda a participação de qualquer pessoa que não seja brasileiro nato ou que tivesse tido envolvimento nos últimos cinco anos em companhias privadas. Subordinado ao Presidente da República, seu primeiro presidente (1938-1943) foi o General Horta Barbosa.

Re-inicia-se a perfuração em Lobato em 29/07/1938, no poço DNPM n° 163, com uma sonda possante transferida do Paraná. Em carta emocionada enviada a Monteiro Lobato, Cordeiro informa que em 22 de janeiro de 1939, testemunhou solitariamente o petróleo escorrendo do poço. No dia seguinte, na presença de comitiva oficial, o CNP reconheceu e atestou que o petróleo era verdadeiro. (LOBATO, 1955). O poço, no entanto, não era comercial e produziu mil litros entre 23 de janeiro e 1 de fevereiro (110 p/dia): 600 litros foram enviados para análise e 400 foram distribuídos com a população. (MOURA & CARNEIRO, 1976).

⁸ Cabe destacar que até a criação do CNP, os *trustes* não demonstravam abertamente interesse em explorar os recursos petrolíferos no Brasil. Este aparente desinteresse vem confirmar as denúncias de Monteiro Lobato e a estratégia por *eles* adotada com relação aos países subdesenvolvidos importadores de petróleo que Tanzer (1972) detalha: As metas dos *trustes* abrangiam as áreas de exploração e produção, refino e transporte. Na área de exploração, por já possuírem grandes reservas com produção a baixo custo em outros países, os mesmos não se interessavam em prospectar nos países importadores e tentavam impedir que estes empreendessem a exploração. Na área de refino, o interesse era construir refinarias para escoar seu petróleo. Tentavam impedir a construção de refinarias de propriedade estatal para que estas não conduzissem os esforços à exploração. No tocante ao transporte, o domínio sobre a frota internacional de petroleiros propiciava redução de custos no frete no longo prazo, assim maximizando seus lucros.

Em 8 de fevereiro de 1939, o Decreto N° 3.701 nacionaliza o poço n° 163 e constitui uma área com raio de 60 km de circunferência ao seu redor como reserva petrolífera federal. Sem qualquer indenização⁹, Oscar Cordeiro além de ter sido expulso do seu campo, foi demitido da presidência da Bolsa de Mercadorias da Bahia, instituição que fundou e presidiu durante doze anos.

1.2 – A instauração do monopólio estatal

O CNP inicia o mapeamento geológico do Recôncavo enquanto atua fortemente na regulação. É decretado um novo Código de Minas (Decreto Lei N° 1.985 de 29/01/1940) revisando as leis referentes ao aproveitamento industrial das *jazidas de rochas betuminosas e pirobotuminosas, petróleo e gases naturais*, atribuindo ao CNP a sua execução. As leis são revisadas através do Código de Petróleo (Decreto Lei N° 3.236 de 07/05/1941) que institui o *domínio imprescritível da União* sobre as jazidas de petróleo e gases naturais, cancelando os ‘manifestos’ em curso. À iniciativa privada é obrigatório obter autorização do Presidente do CNP à pesquisa através de requerimento que deverá conter detalhamento da localização da área, prova de constituição da empresa, a capacidade financeira e a nacionalidade brasileira dos seus acionistas. A autorização, sujeita ao pagamento de uma taxa, teria validade de dois anos, podendo ser prorrogada. À realização da lavra, é obrigatório obter nova autorização (cuja taxa é o dobro da primeira) bem como à perfuração do poço com apresentação de plano detalhado. Se convier ao CNP uma produção máxima

⁹ Em 1965 a Petrobras reconheceu sua autoria na descoberta e concedeu-lhe pensão vitalícia. A Petrobras também reconheceu a autoria de Manuel Bastos na descoberta e no mesmo ano concedeu pensão à sua viúva. Bastos faleceu prematuramente de infarto em 1940.

por poço poderá ser fixada. Dez por cento da sua produção¹⁰ ou o valor correspondente em dinheiro será pago ao CNP. O permissionário¹¹ detém o direito de desapropriação.

O CNP poderá constituir reservas em nome da União, que serão vedadas às autorizações à pesquisa e lavra. Para a realização de estudos geológicos e geofísicos bem como para a perfuração de poços, o CNP é autorizado a contratar empresas especialistas nacionais ou estrangeiras. À iniciativa privada é proibida a realização de tais contratações, bem como celebrar contratos com governos ou empresas estrangeiras *à pesquisa, lavra, refinação ou utilização de produtos*. As imposições do Código de Petróleo engessavam a atuação da iniciativa privada, provocando protestos de empresários e seus simpatizantes dentro do governo. Monteiro Lobato acusa Horta Barbosa de trancar o subsolo brasileiro, de perseguir as empresas e de querer instaurar o monopólio estatal. Segundo Coutinho & Silveira (1957), apesar de Monteiro Lobato ter sido pioneiro em combater os *trustes* no Brasil, ele nunca compreendeu que Horta Barbosa compartilhava do mesmo objetivo, agindo, no entanto, por caminhos diferentes.

Na área econômica, o CNP adota duas medidas que foram consideradas revolucionárias: a criação do imposto único¹² e a unificação dos preços ao consumidor dos derivados em todo território nacional, transformando-o em preço único.

Para as atividades de pesquisa e lavra, o CNP importa três sondas rotativas dos Estados Unidos, enviando duas ao Recôncavo. Contrata empresa para a realização de

¹⁰ A empresa também estará obrigada a separar o hélio ou outros *gases raros misturados com hidrocarburetos gasosos* do petróleo. O custo da separação acrescido de 10% como bonificação será pago pelo CNP.

¹¹ O Decreto classifica de *permissionário* a empresa que realiza a lavra e de *pesquisador* o que realiza a pesquisa, podendo ser empresas distintas.

¹² Decreto Nº 2.615 de 21/09/1940. Existiam 12.000 (doze mil) impostos e taxas sobre os derivados importados cobrados pela União, estados e municípios. O imposto único incidirá também sobre os derivados a serem produzidos no país e será arrecadado exclusivamente pela União para a criação e conservação da rede rodoviária nacional. (MOURA & CARNEIRO, 1976). O imposto único seria rateado em 40% à União, 48% aos estados e 12% aos municípios com o seu repasse mediante recebimento dos planos rodoviários. Oito anos mais tarde, foi transformado no Fundo Rodoviário Nacional. (LIMA, 1975).

perfurações e outra para a realização de serviços de geofísica. Ambas, americanas, são contratualmente obrigadas a ministrar treinamento a técnicos brasileiros, assim como a realizar intercâmbio. (LIMA, 1975).

A primeira descoberta comercial ocorreu em maio de 1941 em Candeias. Em seguida foi descoberto um campo de gás em Aratu e no ano seguinte, petróleo na ilha de Itaparica. As sondagens em Lobato, porém, não foram exitosas. Após quatro anos de atividade, 17 poços foram perfurados (total 13.153,66 metros): 7 foram declarados como sub-comerciais e 10 secos. (MOURA & CARNEIRO, 1976).

Com a intensificação da atividade exploratória no Recôncavo, a Standard Oil propôs ao governo em três ocasiões distintas executar atividade exploratória no País. Em 1940 propôs a criação de uma sociedade mista com empresas privadas nacionais, sendo a Standard acionista majoritária. Em 1941 e em 1942 propôs a cooperação com empresas nacionais privadas e com o CNP. Em contrapartida, a legislação nacionalista deveria ser alterada. As rejeições das três propostas foram capitaneadas por Horta Barbosa, apoiado pelo Ministro da Guerra, General Eurico Gaspar Dutra. (CARVALHO, 1976).

Em 1942, no entanto, as dificuldades da Segunda Guerra Mundial obrigam o CNP a desacelerar a atividade exploratória, assim como a decretar o racionamento de combustíveis. Em julho de 1943, Barbosa regressa ao Exército e o Coronel João Carlos Barreto o substitui (1943-1951). O segundo presidente do CNP pouco conseguiu fazer nos anos de 1944 e 1945. Seu maior problema permanecia na dificuldade de importação de equipamentos devido a problemas de transporte e obtenção de licenças de exportação¹³.

¹³ De uma encomenda de bens de capital feita aos Estados Unidos em 1944, no valor total de US\$ 1,0 milhão, o CNP só conseguiu importar US\$ 174 mil. Em 1945, a importação foi ainda menor. (CARVALHO, 1976).

Após quase dois anos de inatividade, Barreto sugere¹⁴ a Vargas modificar a legislação petrolífera.

Suas recomendações eram uma antítese à atuação do CNP até então: permitiria a participação do capital estrangeiro na pesquisa, lavra e refino de petróleo e impediria o monopólio à pesquisa e lavra. Justificava que tais atividades requeriam capacitação tecnológica, mão de obra especializada e investimentos que o governo não dispunha. Vargas não modifica a legislação, mas autoriza a realização de concorrência pública (publicada um dia após sua deposição) para instalação de refinarias privadas, compostas por acionistas brasileiros. (LIMA, 1975).

Em dezembro de 1945, o General Dutra é eleito novo Presidente da República, juntamente com um novo Congresso, re-iniciando a democratização do País. A nova Constituição redigida pela Assembléia Constituinte abre a possibilidade ao capital estrangeiro de explorar os recursos minerais e energia hidráulica através de autorizações ou concessões, desde que as sociedades sejam organizadas no País, não havendo mais a obrigatoriedade dos acionistas serem brasileiros natos. Segundo Cupertino (1976) e Coutinho & Silveira (1957) esta alteração foi enxertada no §1º do Art. 153 através de manobras de Paul Schoppel, enviado do governo norte-americano com a missão de alterar a legislação petrolífera brasileira. Ainda segundo os autores, apesar da trama ter sido descoberta e desmascarada e as forças armadas alertadas, o Congresso aprovou a alteração.

Em fevereiro de 1947, Dutra institui uma comissão para elaborar um anteprojeto de lei à nova legislação de petróleo. Nomeada pelo CNP e presidida por Odilon Braga¹⁵ o

¹⁴ Exposição de Motivos 2558 de maio de 1945. Ver CUPERTINO, 1976, pp.73-4.

¹⁵ Ex-Ministro de Agricultura, sucessor de Juarez Távora no governo de Getúlio Vargas. Também não acreditou na existência de petróleo em Lobato. Agora, deputado pela UDN.

anteprojeto foi elaborado baseado na ‘Exposição de Motivos’ que Barreto apresentara a Vargas dois anos antes.

Conhecido como Estatuto do Petróleo¹⁶, o mesmo desagradou aos *trustes*¹⁷ e dividiu os militares. Os Generais Juarez Távora e Horta Barbosa, ambos nacionalistas defendiam posições antagônicas, debatendo-as em conferências realizadas no Clube Militar.¹⁸ Távora era favorável aos investimentos estrangeiros. Acreditava que através de múltiplos agentes, a atividade exploratória seria acelerada e o país obteria em curto prazo a auto-suficiência e a soberania. A nacionalização das reservas seria feita progressivamente até serem todas revertidas ao Estado. Advogava que o CNP deveria ser unicamente regulador, repassando as atividades de pesquisa e lavra a outros órgãos governamentais que disporiam de fundo a ser criado ao seu financiamento. As refinarias poderiam ser de economia mista desde que a maioria dos acionistas fosse brasileira. Outrossim, recomendava ao CNP a aquisição em curto prazo de uma frota de petroleiros. Horta Barbosa era contrário ao capital estrangeiro e defensor do monopólio estatal. Advogava que as refinarias deveriam ser estatais e os lucros auferidos seriam canalizados ao financiamento das atividades de pesquisa e lavra.

A partir da publicação destas conferências e após o envio em 04/02/1948 do Estatuto para votação do Congresso, iniciou-se um amplo debate na sociedade dicotomizando opiniões. Para coordenar campanha contra o Estatuto, a União Nacional dos Estudantes (UNE) funda o Centro de Estudos e Defesa do Petróleo, cujos presidentes

¹⁶ Ver Anexo 1 para seus principais pontos. Cabe destacar o artigo 5º que previa a criação de um fundo nacional de petróleo para financiar a implantação da indústria fabricante de equipamentos com recursos oriundos das receitas obtidas pela União com as autorizações de pesquisa de petróleo e concessões à sua produção. O art. 101 concedia “isenção de direitos de importação para máquinas, aparelhos, ferramentas e material de consumo, que não existirem no País em igualdade de condições”.

¹⁷ Os *trustes* não aceitavam nada diferente do modelo de concessão *fifty-fifty* que vigorava na Venezuela e no Oriente Médio. Neste, a parcela que caberia ao governo (taxas e royalties) poderia ser aumentada até que se igualasse ao lucro líquido da empresa naquela concessão. No refino e no transporte, no entanto abririam a exceção de aceitarem 51% na sociedade. (VALOIS, 2000 e LIMA, 1975)

¹⁸ Para os discursos de Juarez Távora no Clube Militar, ver TÁVORA, 1955.

honorários são Horta Barbosa e Artur Bernardes¹⁹. O Centro congrega jornalistas, intelectuais, políticos, estudantes e militares a favor do monopólio estatal. Utilizando o *slogan* “O Petróleo é Nosso!” organiza manifestações populares em todo país. O movimento passional e xenófobo, aderido também pelos comunistas, não debatia a auto-suficiência, mas rotulava os que não aderiam à campanha de “cosmopolitas”. Tão forte foi a repercussão provocada pela campanha nos círculos de decisão civis e militares, que em 1948, as discussões em torno do Estatuto do Petróleo foram abandonadas pelo Congresso. (LIMA, 1975).

Ignorando a controvérsia, Dutra envia (10/05/1948) ao Congresso um plano quinquenal: SALTE (Saúde, Alimentação, Transporte, Energia). Antes da sua votação, solicita verba especial para o programa de petróleo, que é aprovada por unanimidade, destinada a:²⁰

1º) Pesquisa intensiva, em parte de algumas áreas das diferentes bacias sedimentárias, que atingem a 300 milhões de hectares, aquisição de todo o material especializado necessário à perfuração de poços e execução dos trabalhos complementares.

2º) Aquisição e montagem de refinarias para produção diária de 45 mil barris e ampliação da refinaria da Bahia para produção de 5 mil barris diários.

3º) Aquisição de 15 petroleiros de 15 mil toneladas cada um ou tonelagem total equivalente.

O Plano SALTE dotou o país pioneiramente com a Frota Nacional de Petroleiros (FRONAPE), duplicou a capacidade da Refinaria Nacional de Petróleo S/A²¹ e aprovou a

¹⁹ O deputado Artur Bernardes, que denunciara a “missão Shoppel”, era contra a participação do capital estrangeiro na exploração de qualquer recurso mineral no país.

²⁰ in LIMA, 1975, p.182

²¹ Conhecida como Refinaria Mataripe (hoje, RLAM da Petrobras) também foi constituída por Dutra, através do Decreto Lei N° 9.881 de 16/09/1946 para processar o petróleo do Recôncavo com capacidade de 2.500 barris/dia, controlada pelo CNP. Vale destacar os seus artigos 7º e 3º § único (respectivamente): os preços de

instalação de uma nova refinaria²². Outrossim, Dutra criou a Comissão de Industrialização do Xisto e declarou a plataforma submarina como parte integrante do território nacional. Possibilitou também que através do Banco do Brasil, as duas refinarias privadas²³ obtivessem divisas para importar os equipamentos necessários às suas montagens, visto que falharam em obter financiamentos externos à compra dos mesmos.

Esta falha foi resultado de manobra por parte da Standard Oil e Shell, para forçar com que 49% das ações lhe fossem vendidas tão logo a legislação brasileira o permitisse, fato que tinham como certo de ocorrer. Em troca, garantiriam o fornecimento de petróleo para ser processado nas refinarias e empréstimos para importação dos equipamentos, construção, instalação e assistência técnica. (LIMA, 1975 e CARVALHO, 1976).

Com medidas concretas Dutra avançou no tema petróleo. Falhou, no entanto, em resolver o embate entre os nacionalistas e cosmopolitas que ficaria para Getúlio Vargas resolver após vencer as eleições de 3 de outubro de 1950, com a promessa de promover a industrialização do país. Ao reassumir a presidência, Vargas instituiu três núcleos de planejamento à industrialização: Comissão Mista Estados Unidos-Brasil, Assessoria do Ministério da Fazenda e Assessoria Econômica.

A Comissão Mista elaborou o plano de Desenvolvimento Econômico (1951-1953) concentrando em projetos de infra-estrutura que pudessem obter financiamentos externos e

seus produtos não poderão ultrapassar os preços de venda dos similares importados; e, os materiais, matérias-primas, máquinas e equipamentos a serem utilizados nas suas instalações e manutenção gozarão de *isenção de direitos de importação e demais taxas aduaneiras e tributos*.

²² A nova refinaria seria montada em Belém, Pará, porém por recomendação do Conselho de Segurança Nacional (CSN) foi transferida para Cubatão (hoje, a Refinaria Presidente Bernardes - RPBC da Petrobras). Seus equipamentos foram importados da França em meados de 1949.

²³ Vencedoras da concorrência pública, os dois grupos que receberam as concessões em 1946 foram: Soares Sampaio (Refinaria União em Capuava, SP, hoje Refinaria de Capuava - RECAP da Petrobrás) e Drault Ernany (Refinaria do Distrito Federal, hoje Refinaria Manguinhos, do grupo Peixoto de Castro e RepsolYPF).

utilizando *supplier's credit* à importação de equipamentos americanos. A criação do Banco Nacional para o Desenvolvimento Econômico (BNDE) em 1952 surgiu deste plano.

À Assessoria Econômica, liderada por Rômulo de Almeida, coube a elaboração da política energética, que ficou a cargo de Jesus Soares Pereira²⁴. Segundo os depoimentos de Almeida e Pereira (*In LIMA, 1975*), a orientação de Vargas em relação ao petróleo foi de reforçar o nacionalismo, sem afugentar a iniciativa privada. A Assessoria concluiu que, para tanto, a legislação em vigor deveria ser mantida. Tentar fazer uma reforma constitucional para retroceder às condições da Constituição de 1937 não seria recomendável devido à conjuntura política: a UDN era abertamente favorável à linha privatista, o PSD não inspirava confiança e o PTB (partido de Vargas) era minoria. Reabrir o debate em torno da participação do capital estrangeiro, poderia absorver todo o mandato governamental sem atingir resultados concretos. A recomendação da Assessoria Econômica à Vargas foi a criação de uma empresa petrolífera controlada pelo Estado, livre da burocracia do serviço público.

O projeto Petrobras²⁵, elaborado em absoluto sigilo, foi enviado ao Congresso em 06/12/1951. Previa a criação de uma sociedade de economia mista com o controle mínimo de 51% das ações pelo Estado. O restante das ações poderia ser vendida pelo governo federal conforme a política que na sua avaliação atendesse da melhor maneira aos interesses nacionais. “As empresas estrangeiras, por sua vez, não poderiam adquirir individualmente mais que um décimo de um por cento das ações com direito a voto, enquanto a participação do capital privado como um todo não poderia exceder 15 por cento

²⁴ Jesus Soares Pereira trabalhou no primeiro mandato de Vargas como secretário da CFCE e posteriormente no CNP na gestão de Horta Barbosa. No segundo mandato de Vargas foi trabalhar na Assessoria Econômica e redigiu o projeto da Petrobras e a Lei 2.004/1953. No governo militar foi exilado. Ao retornar ao Brasil, passou seus últimos dias em Petrópolis, onde faleceu em 1975. Toda sua experiência no serviço público é relatada por ele em depoimento a LIMA, 1975. O prefácio do livro foi escrito por Rômulo de Almeida.

²⁵ As informações a seguir foram baseadas em CARVALHO, 1976 e LIMA, 1975.

do total das ações”.²⁶ Para assegurar o controle da União, o presidente, e seus três diretores seriam nomeados pelo Presidente da República. Outrossim, previa-se a criação de uma *holding* com subsidiárias encarregadas para cada atividade, dando maior flexibilidade à empresa. O projeto não definia quais seriam estas subsidiárias. Recomendava, porém, a criação de uma subsidiária para administrar a frota de petroleiros e outra para administrar as refinarias. Também recomendava o seu ingresso no setor da indústria mecânica mediante associação com grupos privados brasileiros para criar fábricas de equipamentos voltados à indústria de petróleo²⁷.

A pesquisa e a lavra seriam conduzidas pela *holding*. Um campo que obtivesse alta produção seria emancipado adquirindo uma direção empresarial própria. Não haveria concessões para pesquisa e lavra e o governo seria o único a explorar petróleo. As concessões na área de refino estariam restritas às existentes. O CNP seria o formulador da política petrolífera, repassaria seus ativos à Petrobras e controlaria suas operações. Como recursos financeiros, a empresa contaria nos seus primeiros cinco anos de operação com o equivalente de 10 bilhões de cruzeiros ou US\$ 500 milhões (três vezes o investimento da Usina Siderúrgica de Volta Redonda). O capital inicial, totalmente subscrito pela União, seria de 4 bilhões de cruzeiros. Outras fontes de receita seriam: vinte e cinco por cento do imposto único sobre os combustíveis; tributação de artigos de luxo; imposto adicional sobre carros importados; transferência dos estados e municípios de parte dos seus recursos do

²⁶ CARVALHO, 1976, pp. 50-51.

²⁷ Esta recomendação foi vetada na votação do Projeto. A importação de equipamentos era a única forma de participação do capital estrangeiro aceita pelos nacionalistas ao desenvolvimento da indústria petrolífera. Segundo Mascarenhas (1959) os nacionalistas acreditavam que este tipo de investimento não comprometeria a libertação econômica nacional. O autor nos informa que os fornecedores estrangeiros concediam financiamentos de longo prazo e a juros baixos no fornecimento de sondas, máquinas, navios, etc..

Fundo Rodoviário Nacional (tornar-se-iam sócios da empresa); aquisição obrigatória de certificados (que poderiam ser substituídos por ações da empresa posteriormente) para obtenção de licença para uso de veículos (automóveis, barcos e aviões) a partir da promulgação da lei até 1956. Não constava no texto do projeto um monopólio *de jure*, mas o mesmo conduzia a um monopólio *de fato*, por dois motivos. A Assessoria Econômica supôs que o monopólio *de jure* pudesse bloquear o projeto no Congresso e que inibisse a atuação da Petrobras no exterior.

Ao contrário do esperado, uma onda de combate ao projeto transbordou o cenário político, indo às ruas e à imprensa, em tom passional a exemplo da campanha “O Petróleo é Nosso!”. A discussão entre nacionalistas e cosmopolitas foi reacendida. Na seara política, a direita (apoiada pelos Estados Unidos) era contra o projeto, alertando que o mesmo era perigosamente intervencionista. A esquerda exigia o monopólio estatal. A grande surpresa partiu da UDN, cujo presidente Odilon Braga, opôs-se ostensivamente ao projeto Petrobras alegando que não era nacionalista o suficiente. Em 6 de junho de 1952, o deputado udenista Olavo Bilac Pinto, contrariando a linha privativista do partido, apresenta à Câmara um projeto substitutivo chamado Empresa Nacional de Petróleo (ENAPE) que constituiria o monopólio estatal sobre a exploração, produção, refino e transporte de petróleo. Estas atividades seriam realizadas diretamente, sem a intermediação de subsidiárias por julgar que estas poderiam associar-se ao capital estrangeiro. A ENAPE seria totalmente financiada com os recursos provenientes do imposto único sobre combustíveis e absorveria as refinarias privadas no prazo de um ano.

Historiadores opinam sobre quais teriam sido os motivos que levaram a UDN a uma mudança radical de posição, confundindo Vargas. O brasilianista Skidmore (2000) acredita que a reversão de posição da UDN teve como objetivo roubar a bandeira nacionalista de

Vargas. Rômulo de Almeida (*In* LIMA, 1975) supõe ter sido oportunismo político de Bilac Pinto e não uma posição partidária. “Bilac Pinto jogou uma cartada hábil com sua emenda, que continha em sua pressa erro técnico (monopólio de ‘gases raros’ em vez de ‘gás natural’), mas que foi inegável êxito político”.²⁸ Opina que o deputado talvez nem estivesse convicto da própria emenda, uma vez que não se insurgira contra o Estatuto do Petróleo.

Além do substitutivo da ENAPE, vários outros foram apresentados. Vargas, temendo que seu projeto tivesse o mesmo fim que o Estatuto do Petróleo, barganhava discretamente com seus adversários, enquanto afirmava publicamente que ninguém tiraria dele a bandeira nacionalista.

O projeto levou vinte e três meses em tramitação até ser sancionado por Vargas, em 03/10/1953 (data comemorativa da revolução de 1930). A Lei Nº 2.004 instituiu o monopólio da União em todas as fases da indústria petrolífera, exceto na distribuição, tendo a Petrobras e suas subsidiárias como órgãos executivos e o CNP como órgão de orientação e fiscalização. As concessões às refinarias privadas foram mantidas, mas proibidas de ampliar suas capacidades. O art. 23º isentou a Petrobras do pagamento dos impostos de importação das máquinas e equipamentos a serem utilizados em suas instalações, ressalvando os materiais e equipamentos que tivessem similares de fabricação nacionais. Esta ressalva causa estranheza, uma vez que não existia fabricação de similar nacional naquela época. Talvez tenha sido incluída porque a subsidiária proposta para que a Petrobras ingressasse no setor da indústria mecânica para montar fábricas de equipamentos necessários à indústria de petróleo foi vetada.

O art. 27º determinou o pagamento trimestral de indenizações (*royalties*) aos Estados e Territórios correspondentes a 5% sobre o valor do óleo, xisto ou gás extraídos,

²⁸ *In* LIMA, 1975, p. 22.

devendo estes repassar 20% aos Municípios produtores. Outrossim, recomendou que estes recursos fossem aplicados preferencialmente na produção de energia elétrica e na construção de rodovias.

A Lei Nº 2004/53 não estabeleceu quais as subsidiárias que deveriam ser criadas. Autorizou a Petrobras a associar-se a entidades destinadas à exploração de petróleo fora do território nacional, *desde que a participação do Brasil ou de entidades brasileiras seja prevista, em tais casos, por tratado²⁹ ou convênio* (art. 41º).

A Petrobras, constituída através do Decreto nº 35.308 de 02/04/1954, iniciou suas atividades em 10/05/1954, recebendo os ativos do CNP: as instalações dos campos petrolíferos do Recôncavo com produção diária de 2.700 barris, o acervo da Comissão de Industrialização do Xisto Betuminoso, a refinaria de Mataripe já em funcionamento, a refinaria de Cubatão em construção, uma fábrica de fertilizantes sendo montada em Cubatão e 22 petroleiros da FRONAPE. (CADERNOS, 1980).

Meses depois, tramitavam no Congresso dois projetos de lei para extinguir a Petrobras. Os opositores de Vargas tramavam modificar a legislação petrolífera, baseada no Estatuto do Petróleo. Ambos foram arquivados, no entanto, diante das manifestações populares pró-Getúlio provenientes do trauma causado pelo seu suicídio (24/08/1954), cuja carta-testamento³⁰ encontrada ao seu lado denunciava o ódio contra a Petrobras.

²⁹ Provavelmente, tratava-se do Tratado de 1938 para exploração do petróleo boliviano, que em 1958 foi substituído pelo Acordo de Roboré. Ver MASCARENHAS, 1959 e CONDURU, 2001.

³⁰ Para carta-testamento de Vargas, ver FIGUEIREDO, 2003.

1.3 – A Política Petrolífera Nacional e a Flexibilização do Monopólio

Com 3.200 mil km² de bacias sedimentares a serem exploradas e com 2.700 barris/dia de produção, o País se depararia com o dilema do tipo de auto-suficiência que deveria ser perseguida para atingir a soberania nacional e garantir o abastecimento. Priorizar-se-ia a construção de refinarias, para ser auto-suficiente em derivados (refinando petróleo importado) ou intensificar-se-ia a pesquisa, exploração e produção (E&P) para obter o suprimento próprio de petróleo?

A política macroeconômica adotada pelos governos norteou esta decisão. Até a década de 1980, a substituição de importações foi perseguida na busca da economia de divisas necessária ao equilíbrio da balança comercial, influenciando o volume e aplicação de investimentos da Petrobras. A aplicação dos investimentos, alternadamente, ora em refino ora em E&P, determinou a política petrolífera nacional e será abordada a seguir. Os efeitos desta política sobre a indústria nacional fornecedora de bens e serviços determinaram seu surgimento e desenvolvimento e serão relatados no Capítulo 2.

Em 1954, a Petrobras aplicou 76,9% de seus investimentos em refino. (Quadro 2 anexo). Com uma atividade exploratória incipiente, priorizou-se o refino visto que a Refinaria de Mataripe estava em fase de ampliação, a Refinaria de Cubatão estava em construção juntamente com a fábrica de fertilizantes, também em Cubatão.

Na gestão de Janari Nunes (1956-1958), a Petrobras concentrou o investimento em E&P na busca da auto-suficiência em petróleo. Entre 1959 e 1962 os investimentos voltaram a priorizar a área de refino. Já no período de 1963 a 1969, maior volume de recursos foi aplicado em E&P novamente. Em 1969, apesar da produção interna ser bem

deficitária em relação ao consumo interno, o Brasil ocupava o 21º lugar no *ranking* dos países produtores de petróleo. Já no consumo, ocupava o 13º lugar. (TAMER, 1980).

A busca pela auto-suficiência em derivados predominou na década de 1970 sob o firme comando do General Ernesto Geisel, primeiro como Presidente da Petrobras (1969 a 1973) e depois como Presidente da República (1974 a 1979). Poucos meses após sua posse (14/11/1969), Geisel anunciaria ao Congresso a política a ser adotada: “atender ao contínuo crescimento do mercado nacional de derivados de petróleo e cujo suprimento é o objeto essencial e a própria razão de ser da Petrobrás”.³¹ Este posicionamento contrariava a política delineada pelo então Ministro de Minas e Energia, Antonio Dias Leite Junior, que considerava essencial ao País minorar a dependência da importação de petróleo, concentrando esforços em E&P. Em 1970, a Petrobrás produzia 164.088 barris/dia (30,9% do consumo) e importava 359.214 barris/dia para atender ao consumo de 530.297 barris/dia. (Quadros 3 e 4, respectivamente, anexos). O país gastava com a importação de petróleo e derivados o montante de US\$ 330,5 milhões, o que representava aproximadamente 13% das exportações. (TAMER, 1980).

Em 1º de setembro de 1970, Dias Leite propôs ao Presidente Médici (10/1969 a 03/1974), em reunião interministerial, que fossem buscadas outras fontes de suprimento de petróleo, abrindo a exploração às empresas estrangeiras. Uma área previamente estudada seria cedida à pesquisa por prazo determinado, em regime de risco. A empresa que descobrisse petróleo receberia um prêmio em dinheiro ou em petróleo e o campo seria revertido à Petrobrás a fim de preservar o monopólio. O prêmio poderia ser de US\$ 0,35 por barril³² produzido. Também no intuito de aumentar o fornecimento ao País, os mesmos

³¹ In TAMER, 1980, p.36.

³² O preço do barril na época era de US\$ 1,80.

tipos de contrato poderiam ser firmados no exterior pela Petrobras. Além de reduzir a dependência externa, sua proposta visava intensificar a pesquisa (dividindo o risco) e absorver nova tecnologia. A viabilidade deste modelo já havia sido indagada à empresa Occidental Petroleum, que se mostrara interessada em participar. Sob a alegação de Geisel de que os contratos de risco quebrariam o monopólio, e, portanto, não obteriam o apoio das Forças Armadas nem da opinião pública, a proposta foi rejeitada. Mediante concordância de Geisel sobre a atuação da Petrobrás no exterior, a subsidiária Braspetro viria a ser criada em 1972. (TAMER, 1980).

Foi incluída na Constituição Federal de 1967, no Art. 162 que *A pesquisa e a lavra do petróleo em território nacional constituem monopólio da União, na forma da lei*. Assim, as atividades da indústria petrolífera passaram a ser regidas tanto pela Carta Magna quanto pela Lei N° 2.004/53. Segundo Valois (2000), esta duplicidade assegurava que sua alteração só poderia ser feita mediante Emenda Constitucional. A celebração dos contratos de risco não representaria uma ameaça à quebra do monopólio. Para que o monopólio fosse quebrado, seria necessário realizar uma Emenda Constitucional. Portanto, a alegação de Geisel não tinha muito fundamento.

O Ministro Dias Leite perderia outro embate com Geisel na criação da subsidiária Petrobras Distribuidora S/A em 1971. Leite era contra a entrada da Petrobras na atividade de distribuição. Geisel, que era a favor, convenceu o Congresso da sua importância alegando que a distribuição de derivados auferia grandes lucros e que estes poderiam ser investidos na pesquisa de petróleo. Também defendeu que já que todas as companhias petrolíferas exerciam esta atividade, inclusive no Brasil, não haveria motivo para que a Petrobrás também não a exercesse. (TAMER, 1980).

Dentro da linha de diversificação das atividades da Petrobras perseguida por Geisel, a empresa passou a atuar fortemente na indústria petroquímica através da sua primeira subsidiária Petroquisa. Criada em 1967 para possibilitar a associação da Petrobras ao grupo Moreira Salles na PQU, a Petroquímica União foi inaugurada em 1972 com 70% da composição acionária pertencente à Petroquisa. (FOLKERTS *et. Alli.*, 2002).

Em 1973, a crise internacional proveniente do primeiro choque do petróleo se instaurou quando a OPEP³³ elevou o preço do barril de US\$ 1,80 em dezembro de 1970 para US\$ 11,58 em 1974³⁴. A era do petróleo abundante e barato chegara ao fim com reajustes sucessivos e controle da produção por parte da OPEP. A Petrobras produzia 19,5% do petróleo que o país consumia (Quadro 3). As divisas gastas com importação de petróleo e derivados aumentou de US\$ 600,6 milhões em 1972 para US\$ 1,1 bilhão em 1973 e para US\$ 3,4 bilhões em 1974 (Quadro 4) representando 22,5% das importações. Em 1971, o petróleo e derivados correspondiam a 10,1% das importações brasileiras. (TAMER, 1980).

O valor das importações de petróleo e derivados sobre o valor das exportações se elevou de 11,3% em 1971 para 35,7% em 1974, aumentando expressivamente seu peso sobre a balança comercial. O balanço de pagamentos apresentou um déficit de US\$ 1,2 bilhão em contraste com o superávit de US\$ 2,2 bilhões em 1973. (CARVALHO, 1976).

As conseqüências danosas à economia brasileira fizeram com que Geisel reconhecesse que se tornava imprescindível ao País aumentar a atividade exploratória para elevar o suprimento interno. A produção de petróleo encontrava-se praticamente estagnada.

³³ A crise ou choque de petróleo de 1973 mudou definitivamente as relações de poder entre os países produtores e as empresas multinacionais de petróleo. Apesar da OPEP ter sido criada em 1960, somente em 1970 ela saiu da sua inatividade à tomada de consciência política. Gradativamente o poder saiu das mãos das empresas para os países produtores. Para detalhes da crise, ver TAMER, 1980.

³⁴ Revista Brasil Energia, Edição Especial, N° 275, outubro/2003, p.149.

A produção dos campos baianos, responsáveis por 80% da produção nacional, estava em declínio já em fase de segunda e terceira recuperação. A única nova descoberta que se mostrara comercial, o campo de Guaricema na plataforma continental de Sergipe, iniciava sua produção, representando 3% da produção total em 1973. Em 9 de outubro de 1975, Geisel anunciou à Nação que, em nome do interesse nacional, autorizava a Petrobras a assinar contratos com cláusula de risco, sem quebra do monopólio estatal. À Petrobras coube a seleção das áreas, a execução das licitações e a elaboração dos contratos.

Das 40 empresas pré-qualificadas, 18 compraram o Edital, e cinco apresentaram propostas: Esso, British Petroleum (BP), Texaco, e os consórcios Elf Aquitaine/Agip e Shell/Pecten Brazil Company. Em 9 de novembro de 1976, um ano após o anúncio de Geisel à nação, o primeiro contrato foi assinado.

Em 1979, vinte³⁵ empresas haviam assinado contratos de risco com a Petrobras. Desde o início das operações, 52.400 km de linhas sísmicas foram levantadas e processadas ao custo aproximado de US\$ 20,6 milhões. Vinte e sete poços foram perfurados: 15 na bacia de Santos e 12 na Foz do Amazonas. Considerados como leoninos pela empresas, os contratos determinavam que a propriedade do petróleo e gás descobertos seriam da Petrobras, que realizaria com exclusividade as operações de produção assim como o controle e a supervisão dos serviços durante as fases de exploração e desenvolvimento. A decisão quanto à realização de levantamentos sísmicos e a declaração de comercialidade do campo também era da estatal. Ao final do período exploratório, se não houvesse descoberta comercial, o contrato terminaria sem ônus à Petrobras. Caso a descoberta tivesse sua

³⁵ Foram elas: Agip, Allied Checimal Corporation, BP, CESP – Companhia Energética de São Paulo, Cities Service Company, Ensearch Exploration Inc., Exxon Corporation, Hispânica de Petróleos S/A (Hispanoil), Hudson's Bay Oil and Gas Company Ltd., IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo, Marathon Oil Company, Norcen Energy Resources Ltd., Occidental Petroleum Corporation, Ocean Drilling & Exploration Company, Pennzoil Company, Shell Oil Company, Shell Petroleum N.V., Société National Elfaquitaine, Standard Oil Company of California e Union Oil Company of California. (TAMER, 1980).

comercialidade declarada, a contratante seria reembolsada dos investimentos realizados em moeda (em período a ser negociado), assim como receberia uma remuneração sobre sua produção (por um tempo determinado). A empresa contratada também era submetida a outras obrigações: procedimentos contábeis, acatamento à legislação brasileira, cláusulas de preferência ao emprego de brasileiros e a preferência de compra de equipamentos na indústria nacional.

Em 1979, outra crise mundial teve início no Irã, provocando o segundo choque de petróleo³⁶. A OPEP majorou o preço do barril de US\$ 13,60 em dezembro de 1978 para US\$ 30,03 em 1979.³⁷ Esta escalada de preços provocou novamente resultados desastrosos à economia brasileira. Conforme Quadro 4 em anexo, o Brasil importou US\$ 7,0 bilhões de petróleo e derivados em 1979 e exportou US\$ 323 milhões. Em 1980, importou US\$ 10,3 bilhões e exportou US\$ 527 milhões.

A dívida externa brasileira pulou para US\$ 50 bilhões e o déficit da balança comercial para US\$ 2,7 bilhões. Cabe ressaltar que a dívida externa não aumentou só em função da alta dos preços de petróleo. A mesma já vinha escalando progressivamente em função do ambicioso plano de desenvolvimento implementado por Geisel, no período de 1974 a 1979, que para realizar os investimentos optou-se pelo endividamento externo.³⁸ Este Plano será descrito no Capítulo 2.

Em 4 de julho de 1979, em reunião do Conselho de Desenvolvimento Econômico, o então ministro do Planejamento, Mário Henrique Simonsen, previa que em 1980, o déficit da balança de pagamentos seria tão grande, que as exportações estimadas em US\$ 14,7

³⁶ Para detalhes da crise de petróleo de 1979, ver TAMER.

³⁷ Revista Brasil Energia, Edição Especial, No 275, outubro/2003, p.149.

³⁸ Em 1974 (após o primeiro choque) a dívida era de US\$ 17 bilhões. Em 1975, passou para US\$ 21,2 bilhões, em 1976 para US\$ 26,0 bilhões, em 1977 para US\$ 32,0 bilhões, e em 1978 para US\$ 43,5 bilhões. (BRESSER-PEREIRA, 2003).

bilhões, não seriam suficientes para pagar as duas maiores contas: a do petróleo (estimada em US\$ 11 bilhões) e o serviço da dívida – juros mais amortização (estimada em US\$ 8,8 bilhões). Simonsen reafirmou³⁹ que a Petrobras precisava aumentar a produção de petróleo, intensificar o esforço exploratório e abrir novas áreas para os contratos de risco. (TAMER, 1980). Outrossim, no mesmo ano, as taxas de juros internacionais se elevaram drasticamente. Segundo Bresser-Pereira (2003), o Brasil pagou em 1981, US\$ 9,2 bilhões de juros, sobre a dívida externa de US\$ 61,4 bilhões, o que equivaleu a 39% das exportações.

O Presidente da República era o General João Baptista Figueiredo (03/1979 a 03/1985), que anunciou as medidas a serem adotadas para aumentar a produção interna de petróleo⁴⁰:

- 1) Maior ênfase no orçamento da Petrobrás ao item ‘exploração e desenvolvimento da produção de petróleo’;
- 2) Ampliação das áreas de contrato de risco;
- 3) Estímulo à empresa nacional para que participe dos programas de pesquisa e lavra de petróleo;**
- 4) Avaliação permanente e atualizada das reservas comprovadas e recuperáveis de petróleo e gás natural;
- 5) Continuidade da exploração em países estrangeiros;
- 6) Diversificação das fontes externas de fornecimento de petróleo;
- 7) Otimização e racionalização do transporte, com atenção especial à cabotagem.

Como meta a ser atingida em 1980, Figueiredo recomendou que a Petrobras programasse a perfuração de 1 milhão de metros. Figueiredo também exigiu que a

³⁹ Esta reafirmação advém do fato que no mesmo dia, o Presidente Figueiredo havia criado a Comissão Nacional de Energia, para racionalizar o consumo de derivados, aumentar a produção de petróleo e encontrar meios de substituição de combustíveis. Em seu discurso, Figueiredo afirmou que o melhor substituto para o petróleo importado seria o petróleo nacional. (TAMER, 1980).

⁴⁰ TAMER, 1980, pp.273-4. Grifo nosso.

Petrobras introduzisse as seguintes modificações nos contratos de risco para torná-los mais atrativos: abrir à iniciativa privada as áreas que não estavam sendo prospectadas com recursos próprios da estatal; dar acesso às informações geológicas das bacias sedimentares para que as empresas pudessem escolher os blocos de interesse; decisão conjunta sobre a comercialidade do campo; e, reembolsar e remunerar a empresa contratada em moeda estrangeira ou petróleo, ressalvados os momentos de crise.

Na opinião de Tamer (1980), estas modificações foram introduzidas tardiamente, em função do excessivo risco geológico e oportunidades mais promissoras em outros países. O autor também opina que apesar da Petrobras ter cedido às exigências do governo, os contratos de risco deveriam ter sido feitos por outra entidade isenta de interesses e com poder de decisão. Não pela própria Petrobras.

Entre 1976 e 1988, 243 contratos de risco foram assinados entre a Petrobras e 32 empresas sem qualquer resultado significativo, com exceção da descoberta de um campo de gás natural na bacia de Santos (Campo de Merluza), pela Pecten, e pequenos campos de petróleo *onshore* (em terra) na bacia Potiguar, pela empresa Azevedo Travassos. Segundo dados revelados pelo Jornal do Brasil, em 03/12/1990⁴¹, no período de 1977 a 1989 foram investidos US\$ 1,8 bilhão pelas empresas contratadas, dos quais: US\$ 550 milhões da Paulipetro, US\$ 875 milhões gastos no exterior com equipamentos e salários, e US\$ 375 milhões de ingresso efetivo no país. Neste mesmo período, a Petrobras investiu US\$ 26,08 bilhões, dos quais US\$ 8,36 bilhões foram aplicados em exploração, descobriu reservas⁴²

⁴¹ Os dados foram revelados por Diomedes Cesário da Silva, presidente da Associação dos Engenheiros da Petrobrás. (VICTOR, 1991).

⁴² Não deve ser reservas provadas, visto que as reservas provadas segundo a Petrobras em 1988 foram de 4,8 bilhões de barris, conforme Quadro 3.

de 8 bilhões de barris de petróleo e 133,46 bilhões de m³ de gás, contra 9,18 bilhões de m³ de gás dos contratos de risco.

Apesar do fracasso dos contratos de risco, as empresas estrangeiras introduziram novas filosofias de trabalho e dados técnicos desconhecidos pela Petrobras que a beneficiaram: busca de reservatórios mais profundos (na Bacia de Santos as perfurações chegaram a 5.000 metros), utilização de tecnologia avançada de sísmica, estratégia na perfuração de poços mais econômica e elaboração de modelos para a exploração, que poderiam resultar em descobertas de jazidas mesmo nas bacias já pesquisadas. (TAMER, 1980).

As medidas adotadas no governo Figueiredo propiciaram um bom resultado se os anos de 1979 e 1988 forem comparados, conforme Tabela 1.

Tabela 1 – Comparação 1979 com 1988

	1979	1988
Produção petróleo (b/d)	165.401,2	554.896,0
Consumo petróleo (b/d)	1.189.836,9	1.270.614,1
Relação Produção/Consumo petróleo (%)	13,9	43,7
Importação petróleo (b/d)	1.002.742,3	640.358,0
Exportação petróleo (b/d)	Zero	3.721,7
Importação derivados (b/d)	23.450,2	85.909,5
Exportação derivados (b/d)	29.394,6	155.588,1
Reservas Provadas petróleo (milhão barris)	1.283,8	4.848,4

Fonte: Quadros 3 e 4 anexos

Apesar da Petrobrás ter aumentado a produção em 235% e as reservas provadas de petróleo em 278% (em 1988 com relação a 1979) e ter aumentado a relação produção/consumo para 43,7% em 1988, a auto-suficiência ainda estava longe de ser atingida.

No início da re-democratização do País, no final da década de 1980, a Assembléia Constituinte eleita em 1986 redige uma nova Constituição Federal (CF) promulgada em 05/10/1988. O Art. 177 (Incisos I a IV) manteve o monopólio da União nas atividades de *pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás natural*⁴³ e outros hidrocarbonetos fluidos, incluiu as atividades de transporte marítimo e conduto (constantes na Lei 2.004/53), importação e exportação⁴⁴ de petróleo e seus derivados e vedou a celebração dos contratos de risco, ressalvando os vigentes em parágrafo único do art. 45 do ‘Ato das Disposições Constitucionais Transitórias’. A Petrobras permaneceu como executora do monopólio em nome da União e o CNP como fiscalizador. Dois anos mais tarde foi substituído pelo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC).

O governo Fernando Collor (1990-1992) aderiu ao Consenso de Washington⁴⁵, que preconizava como objetivos básicos para terminar a crise na América Latina, a democracia e a economia de mercado. A intervenção do Estado nas atividades da economia seria reduzida ao mínimo e a economia passaria a se auto-regular, através das forças interna e externa de mercado, pela iniciativa privada. Em 1991, o Programa Nacional de Desestatização (PND) foi lançado dando início à privatização de várias empresas estatais, entre elas, Copesul, PQU e Copene, na indústria petroquímica⁴⁶. Com o impeachment de Collor, as reformas impostas pelo Consenso ainda não tinham sido totalmente realizadas.

⁴³ O gás natural substituiu a expressão ‘gases raros’ constante na Lei 2.004/53, assim consertando o erro oriundo da manobra política da UDN em 1953.

⁴⁴ Esta atividade (importação e exportação) não constava na Lei 2.004/53, mas vinha sendo exercida pela Petrobras através do Decreto nº 53.337 de 23.12.1963. (VALOIS, 2000).

⁴⁵ Ver BATISTA (1995) e BRESSER-PEREIRA (2003).

⁴⁶ Como o governo priorizou na década de 1980, investimentos na Petrobras à E&P, a Petroquisa ficou incapacitada de investir para expandir as atividades na petroquímica - uma indústria capital intensiva. Com a baixa rentabilidade provocada pela abertura comercial na redução das barreiras aduaneiras e a queda drástica nos preços dos produtos petroquímicos, o setor petroquímico foi incluído no PND. Das centrais de matéria prima formadas pelo modelo tripartite no governo Geisel, a primeira a ser privatizada foi a Copesul em 1992, seguida da PQU em 1994 e a Copene em 2001. (FOLKERTS *et alli*, 2002).

Coube aos governos Itamar Franco (1992-94) e Fernando Henrique Cardoso (1995-2002), dar seu prosseguimento.

Em 16 de fevereiro de 1995, o Presidente Fernando Henrique enviou Mensagem ao Congresso, acompanhada de Exposição de Motivos,⁴⁷ propondo uma emenda constitucional para alterar o art. 177 da CF/88. Sob a alegação da necessidade de adequar a indústria petrolífera ao modelo energético visando o desenvolvimento econômico, propõe flexibilizar o monopólio para que a União pudesse contratar com outras empresas à realização de *pesquisa e lavra de petróleo e gás natural, refino de petróleo, importação e exportação de petróleo, gás e derivados, bem como o transporte marítimo de petróleo, derivados e gás natural, inclusive por meio de dutos*. A flexibilização também poderá possibilitar que a Petrobras realize *joint ventures* e parcerias com outras empresas em empreendimentos de grande porte⁴⁸. Aceita como Proposta de Emenda à Constituição (PEC) nº 06/95⁴⁹, a mesma foi convertida na Emenda Constitucional (EC) nº 9 aprovada pelo Congresso e promulgada em 9 de novembro de 1995. A EC nº 9/95 deu nova redação ao Art. 177 da CF/88, mantendo o monopólio da União sobre as atividades propostas, porém permitindo que empresas fossem contratadas para executá-las através de órgão regulador a ser criado por lei federal. Também estabeleceu que o monopólio da União fosse regulado por lei federal e vedou edição de medida provisória para alterar o art. 177. Segundo Valois (2000) a aprovação da Emenda foi fruto de negociação política de que a Petrobras não seria privatizada.

⁴⁷ Ver Exposição de Motivos nº 39 de 16/02/1995, publicado no Diário do Congresso Nacional, Seção I, p. 3.416.

⁴⁸ A Exposição de Motivos cita como exemplo o caso da construção da nova refinaria no Nordeste.

⁴⁹ Para Parecer da Comissão Especial do Congresso, ver Diário do Congresso Nacional, Seção I, maio, 1995.

Em 6 de agosto de 1997, a Lei N° 9.478 (conhecida como a Lei do Petróleo) foi promulgada para regular o monopólio da União, criar o órgão regulador - a Agência Nacional de Petróleo (ANP) - e estabelecer a política energética nacional. Também revogou a Lei N° 2.004/53.

As atribuições⁵⁰ da ANP (incorporou o DNC) são: regular, contratar e fiscalizar todas as atividades da indústria de petróleo e gás natural, garantindo o abastecimento nacional de combustíveis, autorizando a qualquer empresa a realização de refino, transporte de qualquer modalidade, importação e exportação, estudando e delimitando os blocos a serem oferecidos em leilão através de licitações à concessão de exploração e produção (elaborados e promovidos por ela), fiscalizando os contratos dos concessionários e protegendo os interesses do consumidor quanto ao preço, qualidade e oferta de produtos.

O risco da exploração é exclusivamente do concessionário e o petróleo ou gás natural produzido será de sua propriedade, mediante pagamento dos tributos e participações definidos nos contratos e na Lei. (Art. 26). Os critérios de cálculo e cobrança das participações governamentais (bônus de assinatura, *royalties*, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área) foram definidos no Decreto N° 2.705 de 03/08/1998. Tanto o Decreto quando a Lei do Petróleo falharam em não recomendar aos Estados e Municípios como estes recursos deveriam ser aplicados, a exemplo da Lei N° 2.004/53.

A Petrobras⁵¹ passará a desenvolver suas atividades econômicas *em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado*. A empresa foi

⁵⁰ Para o detalhamento das atribuições da ANP, ver Art. 8 da Lei N° 9.478/97.

⁵¹ Ver Capítulo IX da Lei do Petróleo sobre a Petrobras.

autorizada a constituir subsidiárias,⁵² devendo constituir uma para operar e construir dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte.⁵³ A realização de *joint ventures* e parcerias com outras empresas (inclusive nas subsidiárias), também foi autorizada. Como a empresa passou a competir livremente no mercado, as informações em seus acervos relativas às bacias sedimentares foram transferidos à ANP, responsável por promover a realização de estudos geológicos e sísmicos das mesmas.

Como recursos para contratação destes serviços, a ANP contava com 40% da arrecadação da participação especial pago pelas concessionárias sobre a produção de petróleo e gás natural (Art. 50º da Lei 9.478/97), até que a Lei Nº 10.848 de 15/03/2004 (*dispõe sobre a comercialização de energia elétrica*) alterou esta condição (Art. 10) destinando 30% (dos 40%) ao MME a serem aplicados no *custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético* (50%) e no *financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos no território nacional* (50%).⁵⁴

A Lei do Petróleo se assemelha ao Estatuto do Petróleo de 1947 que também mantinha sob o domínio da União a pesquisa e a lavra de petróleo e outros hidrocarbonetos fluidos que poderia executar estas atividades diretamente ou através de concessões. Também eram objetos de concessões o transporte por meio de conduto ou navios-tanques e o refino de petróleo. A concessionária detinha a propriedade do petróleo extraído, podendo exportá-lo após garantir o abastecimento interno nacional durante três anos.

⁵² A Petrobras Gás S/A - Gaspetro foi constituída em maio/1998 para comercializar gás natural. É acionista majoritária (51%) da empresa Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S/A – TBG, dona e administradora do Gasoduto Bolívia-Brasil, cujo último trecho foi inaugurado em março/2000.

⁵³ A Petrobras Transporte S/A - Transpetro foi constituída em 12/06/1998. Os ativos da FRONAPE foram transferidos à subsidiária em 1999 e os dos dutos e terminais em 2000, passando a ser de sua responsabilidade a administração operacional dos mesmos.

⁵⁴ Este alteração será comentada no Capítulo 4.

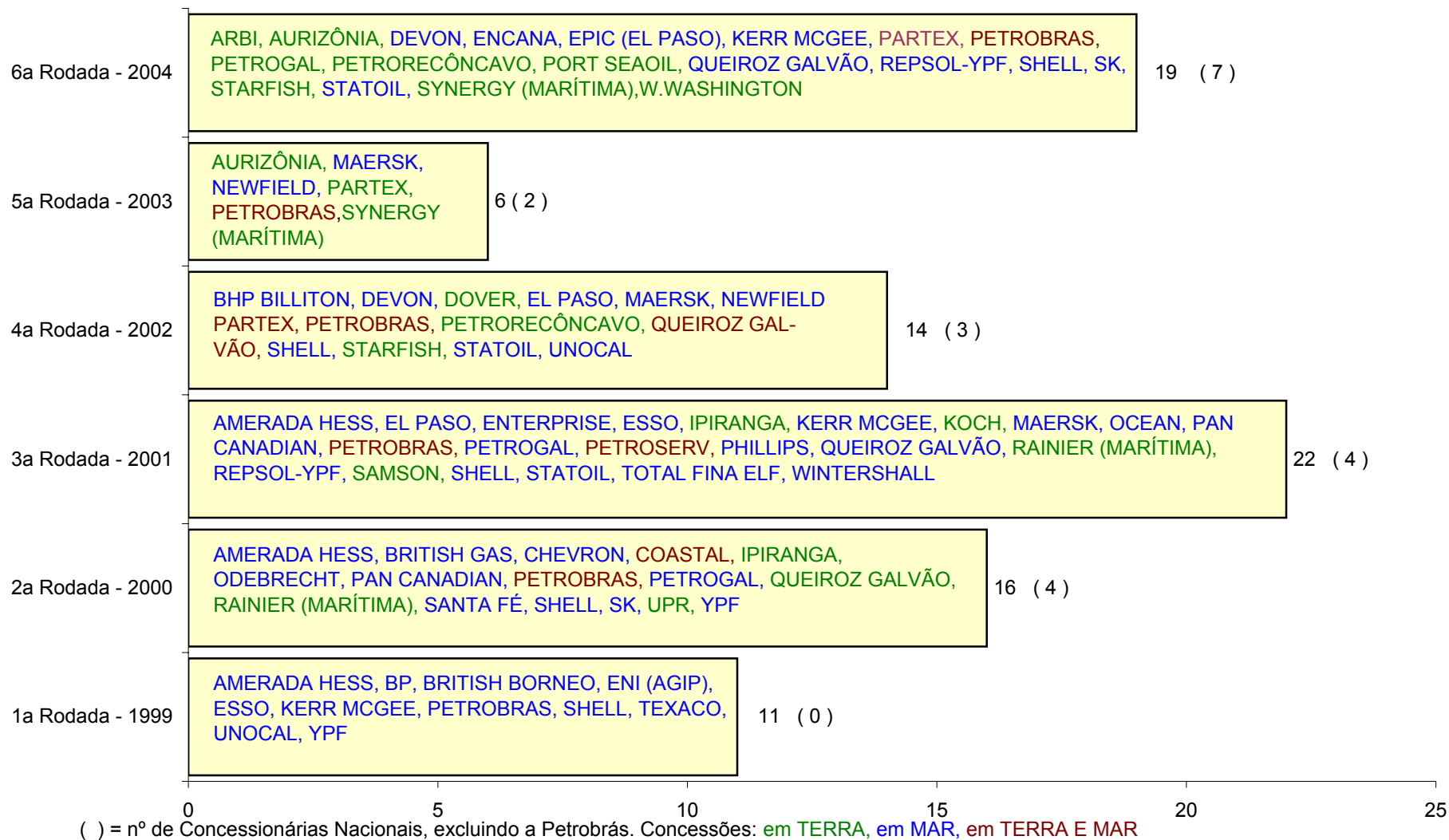
Em função da Petrobras ter passado a competir livremente, seu programa de E&P foi submetido à ANP. Os 282⁵⁵ campos que se encontravam em produção foram concedidos, mediante Contratos de Concessão, assinados em 06/08/1998. Nos blocos onde a empresa já havia realizado investimentos, foi facultada sem licitação a continuidade das explorações por um período de três anos. Chamados de blocos azuis ou blocos da Rodada Zero (*Round 0*), também foram assinados 397⁵⁶ Contratos de Concessão em 06/08/1998. Findo este período, os blocos seriam concedidos se tivessem suas comercialidades declaradas, caso contrário deveriam ser devolvidos à ANP para licitá-los ao mercado. Para a realização de algumas destas prospecções a Petrobras firmou parcerias com outras empresas.

O primeiro leilão de concessão (Rodada ou *Round 1*) foi realizado em 1999, pela ANP, que vem desde então os realizando anualmente. Existem 43 concessionárias (inclusive Petrobras) prospectando petróleo e gás no Brasil. O Gráfico 1 abaixo mostra quais são, a evolução (Rodadas 1 a 6) de entrada no mercado e a localização das concessões (se em terra ou em mar).

⁵⁵ Para lista detalhada, ver link para Rodada 0 em www.brasil-rounds.gov.br/geral/resumo_geral.asp#

⁵⁶ 115 blocos em exploração, 51 campos em desenvolvimento e 231 campos em produção. Fonte: *Idem*.

Gráfico 1 - Concessionárias Vencedoras nos Leilões da ANP



Capítulo 2 – A implantação e desenvolvimento do fornecedor nacional

A indústria fornecedora de equipamentos e serviços especializados ao setor petróleo é conhecida como “parapetroleira” ou “parapetrolífera”. Segundo Zamith (1999) esta terminologia é oriunda da literatura francesa. Esta denominação, no entanto, é pouco utilizada no Brasil, sendo difundida predominantemente nos meios acadêmicos. O MME, a ANP e a Organização Nacional da Indústria de Petróleo (ONIP) a denominam de “indústria nacional de bens e serviços” ou “indústria nacional de petróleo e gás” ou simplesmente de “indústria nacional”. Há quase cinco décadas na condição de monopsonista, a Petrobras a intitula de “fornecedor nacional”. A indústria também se auto-intitula de “fornecedor nacional”. Este trabalho adota a terminologia utilizada pelo MME, ANP, ONIP, Petrobras e pela própria indústria.

Este capítulo tem como objetivo contextualizar as ações empreendidas pela Petrobras guiadas pela política industrial do Estado, onde a política de substituição de importações perdurou até o final da década de 1980. A Petrobras foi responsável pela implantação do fornecedor nacional ocorrida em duas etapas: nacionalização de equipamentos para aplicação em refino e nacionalização de equipamentos para aplicação em E&P.

2.1 – Nacionalização de equipamentos para aplicação em Refino

A primeira tentativa de desenvolver o fornecedor nacional foi empreendida pelo CNP na construção da Refinaria de Mataripe. The M. W. Kellogg Co. sediada em Nova

Iorque, venceu a licitação para instalação da refinaria, assinando o contrato em novembro de 1946. O contrato previa o fornecimento da engenharia básica e de detalhamento, os dados de engenharia civil das fundações, o fornecimento de todos os equipamentos, pessoal para supervisionar a construção e montagem, treinamento aos brasileiros, supervisão do *start-up*¹ e acompanhamento inicial da operação. Para a construção e montagem da refinaria, o CNP realizou concorrência entre as empresas nacionais de engenharia civil, visto que naquela época não existiam empresas especializadas em montagem pesada.

Após 14 meses, apesar de ter executado os serviços de terraplenagem, arruamento e grande parte das fundações, a empresa vencedora teve seu contrato rescindido por não conseguir realizar a obra devido ao seu ineditismo. Os requerimentos técnicos de qualidade e precisão exigidos eram desconhecidos no Brasil. A sua continuidade e conclusão, que durou mais 26 meses, realizada pelos engenheiros do CNP, culminou na produção do primeiro litro de gasolina em 18 de setembro de 1950².

Mal entrou em operação, a primeira ampliação dobrando a capacidade para 5 mil barris/dia foi executada. Em seguida, foi iniciado o projeto da terceira ampliação, conhecida por “Matamplia”, que além de prever o aumento de capacidade para 35 mil barris/dia, também previa a instalação da primeira unidade de óleos lubrificantes.

Em 1951, o então presidente do CNP, Plínio Catanhede, convidou industriais paulistas para conhecer os equipamentos utilizados na refinaria de Mataripe para “avaliar a possibilidade de sua construção no Brasil”.³ Dois anos mais tarde, a empresa Máquinas Piratininga recebia as especificações dos equipamentos a serem utilizados no projeto

¹ Partida da planta para iniciar a operação.

² Para os detalhes e dificuldades na implantação da refinaria de Mataripe, ver BARRETO, 2000.

³ PIMENTEL, 1984, p.203.

“Matamplia” para analisar juntamente com outras indústrias quais os equipamentos que poderiam ser fabricados no Brasil.

Dando continuidade à iniciativa do CNP, a Petrobras convidou seis empresas paulistas (Cobrasma, Bardella, Dedini, Villares, Máquinas Piratininga e Cavallari) a fundarem uma associação para desenvolver esta indústria. Em 5 de maio de 1955, foi fundada a Associação Brasileira para o Desenvolvimento das Indústrias de Base (ABDIB)⁴. (SILVA, 1985). A atuação da ABDIB, capitaneada pela Petrobras, no entanto, só começou a dar resultado a partir de 1956, quando o governo desenvolvimentista (1956-1960) de Juscelino Kubitschek (JK) implantou o seu Plano de Metas.

Este Plano teve como premissa básica a atração de investimentos públicos e privados, nacionais e estrangeiros necessários ao desenvolvimento de setores selecionados. Contendo 30 metas (além da construção de Brasília considerada meta símbolo por tratar-se de compromisso de campanha) os setores selecionados foram: Energia (Metas 1 a 5), Transporte (Metas 6 a 12), Alimentação (Metas 13 a 18), Indústrias de Base (Metas 19 a 29) e Educação (Meta 30)⁵. A meta 4 estabelecia o aumento de produção de petróleo de 6.800 barris/dia em 1955 para 100 mil barris/dia em 1960. A Meta 5 estabelecia o aumento da capacidade de refino de 130 mil barris/dia em 1955 para 330 mil barris/dia em 1960. A Meta 29 estabelecia a implantação e expansão da indústria de mecânica pesada e de material elétrico, cuja demanda baseava-se no cumprimento de outras metas. A execução do Plano ficou a cargo do Conselho de Desenvolvimento, que criou grupos de trabalho ou grupos executivos, para cada meta.

⁴ A partir de 1997 passou a chamar-se de Associação Brasileira da Infra-Estrutura e Indústrias de Base.

⁵ Para detalhamento das metas ver FARO & SILVA, 2002 e LAFER, 2002. Vale mencionar que a indústria automobilística e de construção naval foram implantadas através das Metas 27 e 11, respectivamente.

Para a realização de “Matamplia”, a Petrobras contratou The M.W.Kellogg Co. nos mesmos termos que o contrato anteriormente firmado pelo CNP, com exceção do fornecimento dos equipamentos. Um índice de nacionalização de 20% foi imposto. Para cumprir este índice, a Kellogg instalou no Brasil a Companhia Kellogg Brasileira – CKB, responsável pelo agenciamento das compras e passou a assessorar a Petrobras no mapeamento das indústrias locais que poderiam fabricar equipamentos de caldeiraria, tubulação, válvulas e material elétrico. O trabalho desenvolvido junto aos futuros fornecedores pela CKB também abrangeu o auxílio na elaboração das propostas comerciais, a emissão de pareceres técnicos, assessoria quanto à melhor matéria prima a ser utilizada no produto, bem como a ferramenta mais adequada a ser utilizada em sua fabricação. Durante o processo produtivo, a CKB realizava inspeções nos equipamentos objetivando detectar não conformidades para evitar prejuízos e atrasos. (SILVA, 1985).

A ABDIB teve um papel fundamental neste processo, assumindo a articulação com as indústrias. Promoveu a difusão de técnicas e processos produtivos a serem utilizados na fabricação dos equipamentos, até então desconhecidas no país. Ofertou às indústrias um serviço de qualificação de soldadores para atender as exigências das normas de construção internacionais. Solicitou às projetistas Kellogg e Hydrocarbon⁶ que incluíssem em seus projetos de detalhamento especificações de aço semelhantes aos utilizados como matéria prima no Brasil. Posteriormente, em conjunto com a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), elaborou as primeiras normas nacionais para equipamentos (válvulas, tanques de armazenamento e outros) e qualificação de processos de soldagem e soldadores. Estas normas eram “necessárias para obrigar os projetistas estrangeiros a desenhar

⁶ A Hydrocarbon foi a projetista da refinaria de Cubatão.

equipamentos de acordo com as possibilidades de fabrico nacional”.⁷ Em coordenação com a CKB e a Petrobras, em 1958, foi elaborado o primeiro *vendor's list*⁸ da Petrobras.

Juntamente com o BNDES, Sumoc e Cacex, a ABDIB integrou o Grupo Executivo da Indústria de Máquinas Pesadas (Geimape). O Geimape, responsável pelo cumprimento da Meta 29, aprovava e recomendava os projetos com seus respectivos incentivos. Foram dados incentivos à Mecânica Pesada S/A, Cobrasma, Funge, Cia. Brasileira de Caldeiras, entre outras, e à AEG, Arno, Brown-Boveri, Irne, Pirelli e Fundação Tupi para produção de material elétrico. À medida que os equipamentos eram fabricados no Brasil, as taxas de câmbio para importação deixavam de ser preferenciais. (LAFER, 2002).

O “Matamplia” atingiu um índice de nacionalização de 25%, superando assim as expectativas. Foram comprados no Brasil chapas de aço, perfilados e barras, tanques de armazenamento, tubulações e suportes, intercambiadores, fornalhas, materiais elétrico, estruturas metálicas, bombas, motores e turbinas, vasos e tambores. (SILVA, 1985).

Com relação ao cumprimento das Metas, a 29 foi totalmente satisfeita. A produção de máquinas e equipamentos em 1960 aumentou em 100% em relação a 1955 e 200% no caso de material elétrico. A Meta 5 foi cumprida em 66,7%, com o volume refinado em 1960 atingindo 218 mil barris/dia. A Meta 4 foi cumprida em 75,5%, com a produção de 75.500 barris/dia atingida pela Petrobras. (FARO & SILVA, 2002).

A implantação bem sucedida do fornecedor nacional no fornecimento para “Matamplia”, apoiada pela política industrial do Estado, impulsionou a indústria de bens de capital na continuação da nacionalização de equipamentos para a construção das outras refinarias.

⁷ Silva, 1985, pp.220-1.

⁸ *Vendor's list* é uma lista de empresas fornecedoras previamente qualificadas para fornecer os bens e serviços que serão adquiridos que atendam aos requisitos de qualidade, produto e tecnologia.

Em 1964, a ABDIB contava com 39 empresas associadas, aumentando para 110 em 1976. (SILVA, 1985). Neste período, foram instaladas no país, todas as refinarias da Petrobrás com exceção da Refinaria de Araucária no Paraná - REPAR (1977) e da Refinaria Henrique Lage - REVAP (1980). Segundo Cadernos (1980) o índice de nacionalização da REVAP atingiu 88%. A engenharia de detalhamento foi realizada por empresas nacionais.

De acordo com Tadini (1985), os índices de nacionalização dos principais equipamentos registrados pela ABDIB em 1974 foram:

Projeto 50% importado com fabricação local: Bombas e Compressores – 65%, Caldeiras – 85 %, Torres e Colunas – 85%, Vasos de pressão – 85%, Fornos – 85%, Agitadores – 85%, Misturadores – 85%;

Projeto 30% importado com fabricação local: Válvulas – 65%;

Projeto 100% importado com fabricação local: Instrumentação - 50%;

Projeto 100% nacional com fabricação local: Tubulação – 95%, Trocadores de calor – 85%, Tanques – 95%, Motores Elétricos – 95%, Transformadores – 95%, Quadros Elétricos – 85% (componentes importados); e,

Projeto 100% importado sem fabricação local: Reatores.

Em 1985, estes índices evoluíram para: Dos equipamentos cujos projetos eram 50% importados, 30% foram nacionalizados; dos que eram 30% importados, 10% foram nacionalizados; e, dos que eram 100% importados, 20% foram nacionalizados. O projeto dos reatores foi totalmente nacionalizado. Com relação à fabricação local, todos os equipamentos (com exceção de instrumentação e válvulas cujos dados não estavam disponíveis) evoluíram para 95% de nacionalização, inclusive os reatores que não tinham fabricação local.

2.2 – Nacionalização de equipamentos para aplicação em E&P

A nacionalização de equipamentos para aplicação em E&P foi iniciada durante a crise econômica (1962-66) atravessada pelo País e ocorreu em duas etapas: equipamentos para *onshore* e equipamentos para *offshore* (final da década de 1970).

Em 8 de maio de 1962, o então presidente da Petrobras (01/62 a 06/63), Francisco Mangabeira, realizou reunião na FIESP com 400 representantes das indústrias objetivando sensibilizá-los a fabricar equipamentos para E&P. Embora a Marinha fabricasse *tool-joints* e *conectores* (componentes da coluna de perfuração), a Petrobras importava 95% dos equipamentos que utilizava. Tornara-se necessário economizar divisas, padronizar os equipamentos em busca de uma fácil e rápida reposição, “segurança político-econômico-financeira da Petrobras em qualquer época ou circunstância” e “integração do monopólio, pela auto-suficiência de seu suprimento em materiais e equipamentos, no próprio País”.⁹ Elogiou a atuação da ABDIB na cooperação com a Petrobrás e com a intenção de mostrar ao mercado o potencial que a Petrobras representava apresentou as cifras abaixo:¹⁰

Em 1962 (*sic*)¹¹, do total de compras efetuadas pela Petrobras, na ordem de Cr\$ 22.982.660.000,00, podemos dizer, em números redondos, que foram adquiridos no País materiais e equipamentos no valor de Cr\$ 15.276.530.000,00, (66%) enquanto que no exterior tal cifra foi de Cr\$ 7.706.130.000,00 (34%).

⁹ MANGABEIRA, 1964, p.167.

¹⁰ *Idem*, p.172. Os percentuais foram inclusão nossa.

¹¹ Se o discurso foi feito em 8/05/1962, as cifras anuais de compra apresentadas não podem ter sido do ano de 1962. Acreditamos que houve erro de impressão e, portanto devem ter sido do ano de 1961.

Estas cifras, no entanto, referiam-se às compras realizadas pela Petrobrás e não a equipamentos nacionalizados. Este assunto será abordado no Capítulo 3.

Também conclamou auxílio aos bancos ao financiamento das encomendas futuras utilizando as AF's¹² da Petrobras como instrumento de crédito. Este seria de curto prazo com a garantia do pagamento à vista pela Petrobras. Afirmou que tentaria um acordo com o governo para que depósitos fossem feitos no BNDES destinados para a realização de empréstimos às indústrias pioneiras no desenvolvimento e fabricação dos equipamentos.

Quando deixou a presidência da Petrobras, estavam em andamento 40 processos de nacionalização, entre eles brocas de perfuração, brocas sísmicas, unidades de limpeza aos campos produtores, aditivos de lama, *casings*, compressores, *lifting* para *drill-collars* e válvulas de alta pressão para os campos da Bahia¹³.

No final de 1965, a oferta de equipamentos para perfuração fabricados localmente era bastante diversificada: três empresas fabricavam brocas de perfuração, uma fabricava *casings*, uma forjava brocas e *tool joints*, uma fabricava produtos licenciados pela American Petroleum Institute (API), uma fabricava equipamentos para controle da lama de perfuração e árvores de natal, uma fabricava cabos de perfuração e outra fabricava sondas pequenas. Em relação ao total de equipamentos utilizados na perfuração, no entanto, a oferta ainda era irrisória. Cabe ressaltar que o FINAME, Fundo de Financiamento para Aquisição de Máquinas e Equipamentos Industriais, gerido pelo BNDES e criado em dezembro de 1964, facilitou a compra e venda dos equipamentos nacionais. (NEVES, 1986).

A partir de 1967, o modelo de desenvolvimento adotado para tirar o País da crise econômica possibilitou um novo ciclo de crescimento da economia. O “milagre

¹² AF (Autorização de Fornecimento) é o pedido de compra emitida pela Petrobras. Atualmente chama-se AFM – Autorização de Fornecimento de Material.

¹³ Para equipamentos que compõem uma sonda terrestre e coluna de perfuração, ver THOMAS, 2001.

econômico” que perdurou até 1973 visou ao crescimento dos mercados interno e externo, fortalecendo os setores industriais já instalados. Segundo Bresser-Pereira (2003) alguns produtos da indústria de bens de capital e bens intermediários continuaram a ter sua importação substituída durante este período.

Em 1968, foi realizada uma outra reunião entre a Petrobras e a indústria nacional objetivando substituir importações, em que a indústria sugeriu: que fosse realizado um planejamento de compras para que o horizonte da demanda fosse conhecido; que fosse criada uma comissão para analisar conjuntamente a criação de condições especiais de pagamento às compras antecipadas; que fosse criada uma comissão para elaborar conjuntamente a padronização de equipamentos e especificações de materiais visando à redução de custos e prazos de entrega, bem como a elaboração de *vendor's list* dos equipamentos para E&P; que o estímulo a novos entrantes ao mercado compreendesse os equipamentos que ainda não eram fabricados no país, uma vez que a oferta já estava bastante diversificada nos equipamentos existentes. (NEVES, 1985).

Os equipamentos priorizados a serem nacionalizados obedeceram aos seguintes critérios: equipamentos de maior custo para importação, equipamentos cuja falta prejudicasse as operações e equipamentos que tivessem suas importações inviabilizadas. Adotando critérios de controle da qualidade e capacitação técnica e produtiva, os fabricantes foram avaliados pela Petrobras visando qualificá-los a fabricar os equipamentos desejados. Através de emissão de AF's Pioneiras às empresas selecionadas, a Petrobras deu apoio técnico ao aperfeiçoamento da tecnologia empregada e pagamento de adiantamento de parte do valor total ou pagamento em parcelas após o cumprimento de eventos pré-estabelecidos durante o processo fabril. A aprovação final do equipamento estava vinculada a sua performance durante um período de teste pré-estabelecido após sua instalação. O

pagamento da última parcela também. As AF's Pioneiras foram utilizadas pela Petrobras até o início da década de 1980 na nacionalização de equipamentos de E&P.

Bresser-Pereira (2003) apresenta as estatísticas do “milagre econômico”: crescimento médio anual do PIB: 11,3%; crescimento médio anual do produto industrial: 12,7%; e, crescimento médio anual das indústrias de bens de capital e bens intermediários: 18,1 % e 13,5% respectivamente. Não obstante, as importações de bens de capital em 1972 representaram 41% das importações brasileiras, ao passo que as importações com petróleo atingiram perto de 12% no mesmo ano. (TADINI, 1985).

Após o “milagre econômico”, interrompido pelo primeiro choque de petróleo, a economia brasileira inicia um ciclo de desaceleração contínua, culminando na recessão de 1981. Ignorando a recessão internacional, o Presidente Geisel implementou em termos grandiosos, o II Plano Nacional de Desenvolvimento (1974-9) cujo programa de investimentos visava à substituição de importações de equipamentos para solucionar o déficit da balança de pagamentos. O Plano detalhava mudanças com “ênfase nas indústrias básicas, notadamente o setor de bens de capital e de eletrônica pesada, assim como o de insumos básicos, a fim de substituir importações, e, se possível, abrir novas frentes de exportações”.¹⁴ As importações de bens de capital elevaram-se de US\$ 621 milhões em 1968 para US\$ 2,14 bilhões em 1974.

Uma das medidas adotadas para alcançar um déficit mínimo na balança comercial em 1976 foi a redução em 15% nas importações de todos os ministérios e empresas estatais durante o ano de 1975, incluindo equipamentos, matérias-primas e bens de consumo. Para apoiar a produção nacional de equipamentos, Geisel decretou que todos os órgãos governamentais dessem “preferência nos seus programas, aos bens de capital de produção

¹⁴ II PND p.16, *in* Tadini, 1985, p.45.

nacional, desde que similares aos produzidos no exterior”.¹⁵ Para não prejudicar a execução de programas prioritários das empresas estatais, uma linha de crédito especial para compra de equipamentos nacionais foi disponibilizada através do FINAME. Para proteger a indústria nacional, também foi decretado o aumento das tarifas aduaneiras.

Durante a implantação do II PND o protecionismo à indústria brasileira foi intensificada através de mini-desvalorizações da moeda e os impostos de importação eram tão altos que o país praticamente se fechou ao mercado internacional. As importações requeriam prévia autorização, cujo controle levava em consideração, entre outros, a Lei do Similar e a regulação de índices mínimos de conteúdo local nos grandes projetos governamentais para suprimento de bens de capital. (SUZIGAN & VILLELA, 1997).

Segundo Castro & Souza (2004), os vultuosos investimentos das empresas públicas, entre elas, Eletrobrás, Petrobras, Siderbrás e Embratel eram os pilares do programa, sendo responsáveis pela industrialização brasileira, mesmo que o II PND não o explicitasse.

Bresser-Pereira (2003) apresenta as estatísticas no período de 1974 a 1981: crescimento médio anual do PIB: 5,4%; crescimento médio anual do produto industrial: 5,4%; e, crescimento médio anual das indústrias de bens de capital e bens intermediários: 7,41 % e 8,3% respectivamente. Apesar dos resultados terem sido inferiores ao período do “milagre econômico”, levando-se em consideração a recessão internacional, estes resultados foram bons.

O esforço para nacionalizar equipamentos para E&P *offshore* teve início neste período. Entre 1974 e 1977, a Petrobras encomendou a construção de sete plataformas fixas¹⁶ a empresas nacionais. A instalação das mesmas seria em Sergipe no campo de

¹⁵ TAMER, 1980, p.330.

¹⁶ Para os tipos de plataforma, ver THOMAS, 2001.

Guaricema, cuja descoberta comercial ocorreu em 1968. Apesar da indústria fabricante de equipamentos ter tido uma pequena participação nestas encomendas, as empresas de engenharia, ao contrário, tiveram uma participação importante. A tecnologia e assistência eram de empresas estrangeiras. Em função da inter-relação entre as empresas e a Petrobras, aos poucos a tecnologia de construção foi nacionalizada. A estatal também firmou contrato com a Companhia Brasileira de Projetos Industriais (COBRAPI) em 1975, e com a COPPE/UFRJ, em 1979, para desenvolvimento de tecnologia de estruturas das plataformas fixas. (NEVES, 1986).

No intuito de nacionalizar equipamentos, a Petrobras promoveu no Rio de Janeiro e em São Paulo, a Feira “Expopeças Petrobras”, em julho e agosto de 1978. Nesta, expôs mais de 3.000 equipamentos que necessitavam ser nacionalizados. Às empresas interessadas em fabricar estes equipamentos, a Petrobras prestou informações técnicas, financeiras e auxílio administrativo à fabricação. Em seguida, o IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo realizou o I Congresso Brasileiro de Petróleo¹⁷ com objetivo de discutir a capacitação da indústria nacional em atender a demanda da Petrobras. (RANDALL, 1993). Segundo Neves (1986) a atuação da Petrobras foi não só a de nacionalizar os equipamentos anteriormente importados, mas também de transferir a tecnologia de produção dos mesmos aos fabricantes nacionais. Também segundo a autora, a Petrobras comprou no exterior 78% dos equipamentos *offshore* em 1978, decrescendo para 51% em 1980 e mais ainda nos anos subseqüentes.

Para o desenvolvimento da Bacia de Campos, foram projetados pelo CENPES, os chamados *sistemas de produção antecipados*, pioneiros na América Latina. Estes sistemas

¹⁷ Desde então o IBP realiza, a cada dois anos no Rio de Janeiro, este Congresso juntamente com uma Feira onde os fabricantes nacionais e estrangeiros expõem seus produtos. A Rio Oil & Gas tornou-se o evento mais importante do setor.

provisórios possibilitaram que o petróleo fosse produzido a partir do poço exploratório, enquanto os sistemas produtores definitivos, ou seja, as plataformas, eram construídas. Estes possibilitaram o início da produção em prazo mais curto e permitiram que fossem coletadas “valiosas informações sobre as características e o comportamento dos reservatórios produtores, tornando mais segura a implantação dos sistemas definitivos”.¹⁸ O primeiro a entrar em operação em águas profundas¹⁹ foi o do campo de Enchova (1977). Já em águas rasas²⁰, foi o de Garoupa/Namorado (1979). Sete sistemas semelhantes foram utilizados enquanto os sistemas definitivos eram construídos. No sistema de Garoupa foram utilizados os seguintes equipamentos fabricados pela indústria nacional: três câmaras submarinas e suas bases adaptadoras, a base de estação coletora central, duas torres articuladas e as válvulas para controle dos poços. (CADERNOS, 1980). Segundo Pimentel (1984), estes sistemas foram utilizados até 1980 e remanejaram 8,8 milhões de barris de petróleo.

A partir de 1979, seguindo a re-orientação na política petrolífera determinada pelo Presidente Figueiredo (Capítulo 1), a Petrobras intensificou os esforços exploratórios para aumentar a produção interna de petróleo. Estimulou empresas nacionais a prestarem serviços *offshore* utilizando equipamentos de perfuração próprios. Em 1979, foram assinados dois contratos de afretamento de plataformas fixas, sendo, um com a Montreal Engenharia S/A, (Montreal III) e outro com a Odebrecht Perfurações Ltda. (Norbe I). Similarmente, foram estimuladas empresas de engenharia nacionais a prestarem serviços de perfuração *onshore*, porém utilizando equipamentos da própria Petrobras. A Construtora Queiroz Galvão foi contratada para operar duas sondas terrestres, a Etesco S/A Comércio e

¹⁸ CADERNOS, 1980, p.70.

¹⁹ Lâmina d'água superior a 400 metros de profundidade.

²⁰ Lâmina d'água até 400 metros de profundidade.

Construções para perfurar e completar os poços utilizando duas sondas, e uma associação de empresas²¹ para operar quatro sondas. (NEVES, 1986).

O Plano Quinquenal de Exploração (1981-85) da companhia previa a aplicação de US\$ 4,5 bilhões e tinha como meta a produção de 500 mil barris/dia. As reservas já provadas permitiriam a produção de 370 mil barris/dia. Para atingir a meta, seria necessário desenvolver a produção destes campos e descobrir novas reservas que permitissem a produção de 130 mil barris/dia. (CADERNOS, 1980). Segundo Pimentel (1984) a meta foi atingida em 1984.

Foram encomendadas 11 plataformas e 84 módulos de produção ao mercado nacional (1980-81), assim como os *casings* à Confab, que duplicou sua capacidade e também forneceu (1981) quase sete toneladas de estacas a serem utilizadas nas plataformas. Em 1982, a Petrobras tentou nacionalizar duas semi-submersíveis que seriam construídas na França. A parte de perfuração das mesmas seriam construídas parte no Brasil e parte nos Estados Unidos pela empresa fornecedora da tecnologia. Devido à sua sofisticação tecnológica, o índice de nacionalização destas foram bem menores que as das sondas terrestres. Das quatorze sondas terrestres encomendadas às empresas nacionais em 1981, três (Equipamentos Villares S/A) atingiram 65% de índice de nacionalização e onze (cinco à Equipetrol e seis à Wirth Latina) atingiram 85% de índice de nacionalização. (NEVES, 1986).

Em 1984, a Petrobras definiu uma terceira área de produção na Bacia de Campos, batizada de Pólo Nordeste (Carapeba, Vermelho e Pargo). Para o desenvolvimento da produção, o CENPES projetou sete plataformas. (PIMENTEL, 1984). Segundo Neves,

²¹ Foram elas: Perforaciones Marines del Golfo S/A – Permargo (mexicana), Batsco Ltd. (Lichtenstein) e UNAP – União Nacional de Perfuração Ltda., composta de três empresas nacionais: Sotep – Sociedade Técnica de Perfuração S/A, Comercial Perfuradora Delba Baiana Ltda. e Brastech Industrial S/A.

(1986) os projetos de plataformas marítimas foram desenvolvidos pelo CENPES e as empresas de engenharia nacionais. As empresas nacionais realizaram as operações de instalação utilizando seus equipamentos ou equipamentos da Petrobras, assim como os serviços de inspeção submarina. Segundo Randall (1993), o CENPES dominou, em dez anos (1976 a 1986), 59 tipos de tecnologia e adquiriu outras oito através de transferência, elevando o Brasil à condição de pioneiro em desenvolvimento de plataformas de produção *offshore*.

A implantação e desenvolvimento do fornecedor nacional foram decorrentes dos planos dos governos JK e Geisel. Suzigan & Villela (1997) apontam o Plano de Metas e o II PND como os únicos dois programas de planejamento ao desenvolvimento implantado no Brasil que adotaram uma política industrial inter-relacionada à política macroeconômica do Estado. Segundo os autores, a política macroeconômica afeta a política industrial, na determinação das políticas cambial, de juros e fiscal e nível de investimentos em infraestrutura, assim como a adoção de uma política industrial bem sucedida poderá auxiliar na política macroeconômica contribuindo para o aumento da eficiência dos fatores produtivos e para a economia em geral. Ambos continham um plano indicativo com metas específicas e mecanismos formais de incentivos e de políticas industrial e macroeconômica.

2.3 – O fornecedor nacional e a flexibilização do monopólio

A política econômica do governo Collor no início da década de 1990 praticamente dizimou a indústria brasileira com a abertura unilateral e abrupta do mercado. De uma só vez, todos os obstáculos não-tarifários foram eliminados e teve início um processo de

redução acelerada das barreiras tarifárias. Não houve preocupação em buscar contrapartidas aos produtos brasileiros no mercado externo, nem de “dotar o país de um mecanismo de salvaguardas contra práticas desleais de comércio de nossos competidores”.²² O conceito da globalização foi “introduzido” e o pensamento reinante era que os produtos brasileiros não prestavam. O próprio Presidente Collor dizia que o automóvel brasileiro era uma carroça. O país foi invadido por produtos estrangeiros de todos os tipos, sem que a indústria tivesse tempo de se preparar para a concorrência externa antes inexistente.

Em plena recessão mundial, os fabricantes estrangeiros subfaturavam seus produtos uma vez que não conseguiam vendê-los em seus países de origem. Outrossim, ainda financiavam suas vendas, por seis meses, por exemplo, cobrando juros que eram muito mais baixos que os praticados no Brasil. O produto nacional muitas vezes deixava de ser comprado em função deste financiamento. (D’ARAUJO & CASTRO, 1997).

Na indústria fornecedora ao petróleo, o cenário não foi diferente. A monopsonista Petrobras passou a comprar de fabricantes estrangeiros em detrimento do similar nacional. Uma enxurrada de empresas estrangeiras passou a fazer parte do cadastro da estatal. Os critérios de cadastramento, no entanto, foram desiguais. Enquanto ao fornecedor nacional que tinha sido obrigado a testar seu equipamento nas instalações da Petrobras para fazer parte do cadastro, ao estrangeiro bastava uma descrição técnica do produto e uma lista de referências de fornecimentos anteriores a outras petroleiras.

Ao analisar o desempenho da indústria de bens de capital sob encomenda em 1992, Terra (1993) o compara ao ano de 1986: faturamento aproximado em 1986 - US\$ 8 bilhões contra US\$ 4,584 bilhões em 1992 (redução de 43%); número de empregos em 1986 –

²² Batista, 1995, p. 134.

107.000 contra 62.000 em 1992 (perda de 45.000 postos de trabalho). Especificamente no fornecimento ao setor petróleo, a indústria faturou cerca de US\$ 1,13 bilhão em 1986, contra US\$ 378 milhões em 1992 (queda de 67%). No tocante aos postos de trabalho, a indústria empregava 15.000 pessoas em 1986, reduzindo para 6.887 em 1992. Com relação à capacidade utilizada, o vice-presidente da ABDIB informa que “ao longo da crise econômica, as indústrias foram reduzindo suas instalações, de maneira que chegamos a 1992 com 52,4% de utilização da capacidade instalada”.²³

No segmento metal-mecânico, mais especificamente no setor de válvulas, os fabricantes nacionais se depararam com práticas comerciais predatórias dos seus concorrentes estrangeiros, tendo que enfrentar subfaturamento de importações e *dumping* onde os preços eram inferiores à metade dos seus preços. Num ato de desespero e entrando numa rota suicida, alguns produtos passaram a ser comercializados com preços abaixo dos custos. Muitas empresas fecharam ou mudaram de ramo de atividade. Em entrevista concedida à revista Química e Derivados (junho/1995), o presidente do Departamento Nacional de Válvulas Industriais (DNVI)²⁴ afirmou que era “muito fácil desmontar o setor, difícil vai ser montar de novo quando for preciso”. Nas válvulas com vertente tecnológico mais sofisticado, o cenário era menos alarmante, apesar das incertezas quanto ao realinhamento dos preços nos contratos de longo prazo, característica dos produtos sob encomenda. (FAIRBANKS, 1995).

A globalização obrigou os fabricantes nacionais a se modernizarem. Estando com capacidade ociosa e sem capital para investir, a modernização passou pela adoção de técnicas de manufatura e administração para diminuir suas ineficiências. Estas focalizavam

²³ Terra, 1993, p.143.

²⁴ O DNVI pertence à Associação Brasileira da Indústria de Máquinas e Equipamentos (Abimaq/Sindimaq). Seu presidente na época era Newton Silva Araújo.

a gestão da Qualidade Total objetivando o aumento da produtividade. Importadas do Japão, a *Total Quality Management* abrigava os processos de JIT, Kanban, Kaizen²⁵ entre outras. Como tinham interface com os sub-fornecedores, foi inaugurado um novo padrão de relacionamento em toda a cadeia produtiva. Muitas empresas também adotaram o “Método Deming²⁶ de Administração”. A adequação dos sistemas de qualidade à norma internacional, série ISO 9000, também passou a ser um novo paradigma importante.

Em 21/06/1993, a Lei Nº 8.666 instituiu normas às licitações e contratos da Administração Pública. Apesar dos processos licitatórios terem se tornado mais lentos, a Lei imprimiu transparência às compras. As propostas abertas em sessões públicas tornavam de conhecimento público os preços dos licitantes e as especificações técnicas ofertadas. Esta informação serviria de referência a licitações futuras e à montagem de estratégias comerciais, inclusive em relação aos concorrentes estrangeiros. Além de serem analisados em conjunto, qualquer empresa poderia solicitar vistas ao processo posteriormente, respeitando os prazos legais, e contestar mediante recurso administrativo qualquer discordância em relação ao resultado técnico e/ou comercial, anunciado formalmente pela Petrobras. Muitos licitantes, no entanto, entravam com recurso administrativo contra a Petrobras, por qualquer vírgula que estivesse fora do lugar nas propostas dos concorrentes. Estas práticas, utilizadas para ganhar tempo ou como ato de desespero para vencer a licitação, engessavam a atuação da Petrobras. A mesma começou a adotar a modalidade de contratação *turn key*²⁷, onde a engenharia básica e detalhada assim como o fornecimento de equipamentos era de responsabilidade da construtora. Esta novidade excluía os fabricantes

²⁵ JIT = Just in Time. Seu enfoque era a redução de estoques. Kanban era um controle visual através de cores dos estágios da produção. Kaizen quer dizer a busca de melhoramento contínuo.

²⁶ W. Edwards Deming, um americano que revitalizou a indústria japonesa. Sua principal filosofia era o trabalho em equipe e não o trabalho do indivíduo. Ver Walton, 1989.

²⁷ A tradução do termo na literatura especializada é “chave na mão”.

nacionais, visto que as empresas construtoras estrangeiras utilizavam produtos fabricados em seus países de origem.

Tendo passado seus piores anos em 1992 e 1993, os fornecedores nacionais começaram a se recuperar lentamente a partir do Plano Real em 1994. Esta recuperação, porém, se deu principalmente mais em função da política de âncora cambial adotada (encareceu o produto importado) e da estabilização dos preços, do que a uma política pública de isonomia fiscal, obtenção de crédito a juros baixos e mecanismos de estímulo governamentais.

Entre 1994-1998²⁸, a Petrobras construiu doze novas unidades na área de refino e processamento de gás natural (*downstream*) com 70% de índice médio de nacionalização (ver Quadro 5 anexo). No mesmo período, também foram construídos quinze plataformas de produção (doze nos estaleiros de Cingapura, Holanda, Portugal, Espanha, China, Coréia e Canadá e três no Brasil) com índice médio de nacionalização inferior a 20%. (ver Quadro 6 anexo).

Dois motivos levaram a Petrobrás a contratar as obras no exterior: 1) fechamento de estaleiros, empresas de construção e montagem e de engenharia nacionais ou redução drástica de capacidade; e 2) as limitações econômico-financeiras impostas às empresas estatais através do acordo firmado pelo Brasil com o Fundo Monetário Internacional (FMI), onde os investimentos estatais eram limitados a um determinado patamar, uma vez que era contabilizada como despesas e conseqüentemente como endividamento público. Para fugir desta limitação, a Petrobras buscou recursos financeiros no exterior que fossem *off-budget*

²⁸ As informações a seguir foram baseadas em RAPPEL, 2003.

e/ou *off-balance sheet*.²⁹ No caso dos financiamentos considerados *off-balance* os ativos (plataformas, dutos) só passam a pertencer à estatal após alguns anos, a depender do contrato. Duas modalidades adotadas permitem isto: *project finance*³⁰ e contratos tipo EPC.

O desenvolvimento do Campo gigante de Marlim (produção média de petróleo em 2001 de 550 mil b/d, em novembro/2000 representou 33,9% da produção nacional) na Bacia de Campos, foi uma operação de *project finance* realizado pela Petrobras e o BNDES através da SPE Companhia Petrolífera Marlim, que aportou US\$1,5 bilhão (30% do total necessário) ao empreendimento. Das quinze plataformas construídas no período de 1994-1998, seis foram para Marlim (total 8).

Os contratos do tipo EPC – *Engineering, Procurement & Construction* são semelhantes aos contratos *turn-key* que já vinham sendo realizados pela Petrobrás. A empresa contratada (EPCista ou *main contractor*) é responsável pela engenharia do projeto, o fornecimento de equipamentos e a construção do empreendimento, entregando-o em funcionamento. A diferença é que o EPCista constitui uma empresa especificamente para este fim, o que não ocorria com os contratos *turn-key*.

Estas modalidades de contratação limitam a participação do fornecedor nacional. Alguns financiamentos restringem a aplicação dos recursos no Brasil, ou determinam que os mesmos sejam utilizados em compras de equipamentos e serviços no país de origem ou

²⁹ *Off-budget*: Tendo a Petrobras limite legal para utilização de recursos do Orçamento da União, os recursos deveriam ser obtidos fora do Orçamento da União. *Off-balance sheet*: Tendo a Petrobras limite legal de endividamento, os recursos deveriam ser obtidos de forma que a estruturação financeira do empréstimo permitisse a exclusão do investimento do seu balanço. (BONOMI & MALVESI, 2002).

³⁰ Considerado como o novo instrumento do novo capitalismo, *project finance* é um mecanismo de estruturação financeira onde cada participante (empreendedores, bancos, seguradoras, fornecedores e investidores) pode escolher o risco e o retorno mais adequado ao seu investimento. Seu maior diferenciador é a capacidade que o empreendimento tem de gerar resultados, exigindo a criação de uma nova empresa, as chamadas Sociedades de Propósito Específico (SPE), cujo objetivo é de o separar os resultados obtidos pelo empreendimento dos resultados anteriores, para que não haja contaminação do passado. (BONOMI & MALVESI, 2002).

em países coligados à engenharia financeira do empréstimo. No caso dos EPCistas, quando a plataforma marítima é construída em estaleiros no exterior, os equipamentos e serviços também são contratados no exterior junto aos seus fornecedores.

O Quadro 6 demonstra que as doze plataformas construídas no exterior com investimentos na ordem de US\$ 2,2 bilhões, menos que US\$ 148,9 milhões (7%) foram contratados no Brasil. As três plataformas que foram construídas no Brasil com investimentos na ordem de US\$ 586 milhões, menos que US\$ 70,6 milhões (12%) foram contratados no Brasil.

Além destas dificuldades, o fornecedor nacional enfrentava outro problema: a falta de isonomia fiscal frente aos concorrentes estrangeiros. A legislação tributária brasileira permitia a importação de equipamentos em regime de admissão temporária. Neste regime, o equipamento entrava no país com isenção total dos impostos (IPI, ICMS e II)³¹ desde que permanecesse por um prazo máximo de doze meses e depois retornasse ao seu país de origem. Este prazo, no entanto, passou a ser estendido para a duração do projeto, que no caso de plataformas marítimas poderia ser superior a 20 anos! A agravante desta isenção (na ordem de 55% do valor do produto importado) é que não se considerava a existência de produtos similares fabricados no Brasil. A desvantagem competitiva era evidente: o produto importado entrava no país com carga tributária zero, ao passo que o produto nacional era onerado em torno de 35% com os impostos incidentes (IPI, ICMS, PIS/COFINS). A adoção deste regime aduaneiro por parte da Petrobras, que estimulava a importação de equipamentos, penalizou o fornecedor nacional. Para a estatal, a economia obtida em seus

³¹ IPI – Imposto sobre Produtos Industrializados; ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços; II – Imposto de Importação.

grandes empreendimentos era evidente: 55% de isenção de pagamento do valor do produto importado contra o pagamento de 35% dos impostos incidentes sobre o produto nacional.

A célebre pergunta formulada originalmente na gestão do General Geisel se aplica: O que é bom para a Petrobras é bom para o Brasil? Neste caso, não. O País perdia divisas com estas importações que poderiam ser adquiridos localmente gerando impostos, emprego e renda.

A Lei do Petróleo não previu qualquer mecanismo de estímulo ao fornecedor nacional. O art. 67 previu a adoção de procedimento licitatório simplificado por parte da Petrobrás para aquisição de bens e serviços. O Decreto N° 2.745 de 24/08/1998 definiu as novas regras de contratação, desobrigando-a do cumprimento da Lei 8.666/93. As discussões parlamentares, que antecederam a aprovação da EC 09/95 e da própria Lei, giraram em torno do monopólio reacendendo a disputa entre nacionalistas e cosmopolitas. O fornecedor nacional foi utilizado como argumento dos nacionalistas, como exemplo de prosperidade: “a Petrobras compra no país 85% de tudo o que investe. Três mil fornecedores de bens e serviços trabalham parcial ou totalmente para a Petrobras gerando em torno de 2 milhões de empregos indiretos no país”.³² Este percentual, no entanto, não se refere a índice de nacionalização. Tampouco foi explicado que os três mil fornecedores incluíam os estrangeiros cadastrados na Petrobras. Este assunto será tratado no Capítulo 3.

Em agosto de 1998, para enfrentar e tentar reverter a alienação do fornecedor nacional face às compras da Petrobras através dos EPCistas e importação através de admissão temporária, alguns empresários se mobilizaram, criando o Movimento Compete

³² Discussão da EC 09/95: Voto em Separado dos Deputados Coriolano Sales e Edson Ezequiel – Representantes do PDT, Diário do Congresso Nacional, 20/05/1995, p. 10650.

Brasil. Composto inicialmente por sete entidades empresariais³³, o Compete Brasil visava aumentar a competitividade da indústria nacional através de isonomia fiscal, criação de linhas de financiamento competitivas, e mecanismos de estímulo à participação nos negócios de E&P da Petrobras e suas futuras concorrentes. Visava “maximizar, dentro do país, as compras de equipamentos, parte e peças, bem como serviços ligados à indústria de petróleo, em condições competitivas”.³⁴ A preocupação do Compete Brasil era de que modelos antigos protecionistas não fossem aplicados. A competitividade da indústria deveria permitir que ela fosse competitiva internacionalmente para que pudesse buscar outros mercados na exportação de seus produtos e serviços. Desta maneira, não seria refém dos ciclos de compra da Petrobras, que gerava descontinuidade no volume de encomendas. A articulação do Compete Brasil junto ao Governo abrangeu numa primeira etapa a apresentação das reivindicações à ANP, à Petrobras e ao BNDES. Numa segunda etapa, seria apresentá-las a membros do Congresso Nacional e aos Ministérios de Planejamento e de Indústria e Comércio. (SIQUEIRA, 1998b).

No mesmo ano, em face das oportunidades de investimentos que a abertura do mercado propiciaria, as indústrias petrolíferas (*oil companies*) encomendaram um estudo à CERA – Cambridge Energy Research Associates, visando demonstrar ao governo brasileiro que a revisão de algumas medidas adotadas no âmbito regulatório poderia beneficiar a indústria e o governo. A preocupação era com o montante a ser pago através das participações governamentais (*government take*) e as taxações indiretas que incidiria no faturamento. As participações governamentais previstas no Decreto nº 2.705 somam

³³ Associação Brasileira dos Consultores de Engenharia (ABCE), Associação Brasileira de Montadores Industriais (ABEMI), ABDIB, Associação Brasileira dos Perfuradores de Petróleo (ABRAPET), Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN), Sindicato das Indústrias Mecânicas e de Material Elétrico do Município do Rio de Janeiro (SIMME) e Sindicato Nacional da Indústria de Construção Naval (SINAVAL).

³⁴ In RAPPEL, 2003, p.105.

aproximadamente 15%. Quanto às taxações indiretas, houve controvérsias na metodologia de cálculo utilizada. Segundo Knoedt (1998), o cálculo simulado para a ANP pela Unicamp, demonstrou que as empresas pagariam 47% e não 55% como previsto originalmente somando as participações governamentais e taxações indiretas. O cálculo realizado pelas *oil companies*, no entanto, resultou em 70%, o que tornaria o investimento impraticável. Esta diferença era proveniente da utilização da isenção tributária através de admissão temporária, facilidade obtida apenas pela Petrobras. Ainda segundo o autor, oficiosamente as *oil companies* consideravam tolerável o patamar médio de 55% de taxações desde que fosse equacionada a questão das taxações indiretas, o direito de exportar, o pagamento das vendas internas em moeda forte e a ampliação dos três anos nas concessões da Petrobras aos blocos azuis. O interesse das *oil companies* nesta revisão quanto os blocos azuis eram as parcerias que estavam em formação com a Petrobras.

O estudo da CERA simulou dois cenários utilizando modelos macroeconômicos, ambos abrangendo um período de doze anos (1998 a 2010):

Cenário 1: manutenção de todas as taxações: interesse moderado dos investidores, podendo resultar em investimentos de US\$ 54 bilhões, gerando aproximadamente 680 mil empregos e arrecadando US\$ 21 bilhões em tributos, com previsões de compras estagnadas aos fornecedores nacionais à exploração de 27% e à produção de 63%. Este cenário também previa a produção de b/d de petróleo: partindo de 1.000 mil em 1998, chegando em 2004 produzindo 1.500 mil e estacionando neste patamar até 2010. Não previa exportação de petróleo e preconizava um déficit na balança comercial na ordem de US\$ 1,4 bilhão a partir de 2005.

Cenário 2: manutenção das taxações excluindo as indiretas: interesse maior dos investidores, resultando em investimentos de US\$ 88 bilhões, gerando aproximadamente

1,565 milhão de empregos e arrecadando US\$ 22,5 bilhões em tributos, com previsões evolutivas de compras aos fornecedores nacionais à exploração de 27% para 40% e à produção de 63% a 70%. A previsão de produção de petróleo em b/d neste cenário partindo de 1.000 mil em 1998, chegando em 2004 a 1.735 mil e atingindo 3.122 mil b/d de petróleo em 2010. Deixando de ser importador e passando a ser exportador, o país ultrapassaria a auto-suficiência a partir de 2005 podendo exportar US\$ 20 bilhões em petróleo e atingir um superávit na balança comercial na ordem de US\$ 46 bilhões. (KNOEDT, 1998).

Baseado no estudo da CERA, os investimentos previstos pelas *oil companies* a serem realizados em aquisições de bens e serviços aos fornecedores nacionais poderiam ser conforme a Tabela 2 abaixo:

Tabela 2 – Previsão de aquisições de bens e serviços no período de 1998 a 2010

	Cenário 1: US\$ 54 bilhões de investimentos totais		Cenário 2: US\$ 88 bilhões de investimentos totais	
	%	Valor US\$ bilhões	%	Valor US\$ bilhões
Exploração	27	14,6	40	35,2
Produção	63	34,0	70	61,6

As oportunidades de negócios que a abertura do mercado proporcionaria ao fornecedor nacional eram tremendas. Porém, como assegurar que as compras fossem realizadas no País se a própria Petrobras contratara a construção de doze plataformas marítimas no exterior com menos de 7% de aquisições locais? Também, as três plataformas que foram contratadas no Brasil, menos de 12% foi adquirido localmente. Como assegurar que as *oil companies* realizassem suas aquisições numa indústria que não conhece, já que elas possuem seus fornecedores habituais? Sensível a estas questões e ao Movimento

Compete Brasil, a ANP encomendou em 1998 um estudo à Pontifca Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) para identificar “mecanismos de estímulo à empresas concessionárias de petróleo a adquirirem equipamentos/materiais e serviços no mercado nacional”.³⁵ As recomendações deste estudo bem como os mecanismos implementados pela ANP serão descritos no Capítulo 3.

³⁵ Estudo, 1998.

Capítulo 3 – A regulação e as perspectivas ao fornecedor nacional

Na ausência de uma política industrial formal e estruturada¹ para o setor de petróleo, a ANP implantou a partir de 1998 mecanismos de estímulo ao fornecedor nacional que serviram de instrumentos a uma política setorial. Em 2003 foram acrescentadas pelo governo Luís Inácio Lula da Silva novas regras aos leilões de concessão e exigências, antes inexistentes, nas contratações de plataformas marítimas pela Petrobras. Este capítulo descreve tais mecanismos implementados e as mudanças nas regras, com o objetivo de demonstrar como a regulação pôde impactar nos negócios do fornecedor nacional.

3.1 – Os mecanismos de estímulo implantados pela ANP

Seguindo recomendações contidas no Estudo da PUC-Rio, a ANP implantou um modelo flexível “voltado para estimular o aumento da competitividade e a participação do parque supridor nacional nas demandas por bens e serviços do Setor Petróleo”.² O Estudo mapeou os fornecedores e estimou que teriam capacidade de fornecer aproximadamente 60% dos bens e serviços (em termos valorativos) que compõem uma plataforma marítima flutuante. Também constatou, historicamente, sua capacidade de adaptação a novas situações. Três linhas principais de ação foram propostas: 1) assegurar as oportunidades de participação da indústria nacional nas aquisições das concessionárias, através do Edital de

¹ Por política industrial formal e estruturada, este estudo considera como sendo uma política industrial horizontal, implementada pelo governo, voltada a um determinado setor da economia com políticas de fomento e incentivo destinadas à exportação e importação, obtenção de crédito diferenciado para investimentos e inovação tecnológica, educação e política tributária.

² Estudo, 1998, Proposta Preliminar de Mecanismos, p.5.

Licitação e cláusulas específicas nos Contratos de Concessão; 2) implantar uma Instituição para mobilizar as concessionárias, a indústria de bens e serviços e outras instituições objetivando simplificar as interfaces entre as empresas, agregando-as num fórum de cooperação mútua (ONIP); e, 3) atuar sobre os fatores de competitividade (financiamento, regulação e infra-estrutura econômica) junto ao Governo e as próprias empresas.

3.1.1 – Isonomia nas aquisições das concessionárias

A primeira linha de ação adotada pela ANP foi a de assegurar a participação da indústria nacional nas aquisições das concessionárias. Regras nos Editais de Licitação (ver Anexo 6) e Cláusulas nos Contratos de Concessão (ver Anexo 5) foram implementadas para se obter isonomia frente aos concorrentes estrangeiros. Foi instituído nos Editais, como critério de julgamento das ofertas, pesos e pontos proporcionais ao comprometimento com as compras no Brasil, nas fases de exploração e desenvolvimento, além do Bônus de Assinatura. Na avaliação final da oferta vencedora, o maior valor do Bônus de Assinatura tinha um peso de 85% e o maior percentual de comprometimento de aquisição local de bens e serviços de 15%, sendo 12% para a etapa de desenvolvimento e 3% para a fase de exploração. (SIMÕES FILHO, 2001).

Para citar um exemplo, o compromisso com o conteúdo nacional foi decisivo para o consórcio Santa Fé, SK e Odebrecht vencer a concessão do bloco BM-C-8, na 2ª Rodada, apesar de ter ofertado um bônus de assinatura (R\$ 12.025.000) menor que a concorrente Maersk (R\$ 13.400.000). O consórcio vencedor ofertou percentuais de compras locais nas

fases de exploração de 35% e na etapa de desenvolvimento de 40%, ao passo que a concorrente ofertou 10% e 15%, respectivamente.³

Este modelo não exigiu conteúdo nacional mínimo obrigatório de aquisição, deixando a critério da concessionária a livre iniciativa da compra, estimulado pelo critério de julgamento. Segundo o Estudo (1998), a obrigação de aquisição de um percentual mínimo junto ao fornecedor nacional seria protecionista e se constituiria numa reserva de mercado. Também, não atenderia ao objetivo de aumentar a competitividade global do modelo e não preservaria o princípio da livre concorrência. Ao atender a exigência, a concessionária não se preocuparia em interagir com a indústria local, o que prejudicaria a sua possível inserção progressiva no mercado internacional. Esta inserção poderá proporcionar oportunidades futuras de negócios ao conquistar evolutivamente este novo mercado, exportando para estas concessionárias em outras partes do mundo. Desta maneira a indústria nacional estaria gerando aumento de renda e divisas ao país e sairia da dependência da sazonalidade das compras por parte da Petrobras.

O Estudo também apontou que a exigência de um percentual mínimo poderia colocar a ANP numa ‘armadilha’. As concessionárias poderiam solicitar a redução deste percentual alegando que a baixa competitividade da indústria nacional prejudicaria a competitividade de suas ofertas, e os fornecedores nacionais, por outro lado, poderiam solicitar o aumento destes percentuais buscando proteção contra os concorrentes estrangeiros. Seria mais fácil para ambos solicitar à ANP alterações do percentual, do que conseguir alterações na legislação tributária e redução nas taxas de juros junto ao Governo. Outro argumento utilizado pelo Estudo foi de que a exigência de um conteúdo nacional

³ Fonte: www.brasil-rounds.gov.br/geral/RESUMO_geral.asp, link para 2ª Rodada, acesso 26/09/04 e presença no Leilão.

mínimo não foi praticada em nenhuma parte do mundo, nem mesmo na Noruega, cuja indústria tinha baixa competitividade quando de seu início.

Cento e cinqüenta e sete blocos foram ofertados e oitenta e oito foram concedidos nas Rodadas 1 a 4 (1999 a 2002), conforme Tabela 3. As Rodadas 5 e 6 (2003 e 2004) serão tratadas separadamente (na próxima seção), uma vez que, com as mudanças nas regras não é possível compará-las.

Tabela 3 – Blocos Ofertados e Concedidos – Rodadas 1 a 4

	Blocos Ofertados		Quantidade de Blocos Concedidos			
	Qt.*	Área média em km ² **	Petrobras ***	Estrangeiras ***	Brasileiras Novas***	Total*
Rodada 1	27	4.289	3	9	-	12
Rodada 2	23	2.577	7	9	5	21
Rodada 3	53	2.900	13	17	4	34
Rodada 4	54	2.669	8	8	5	21
Soma	157	3.109	31	43	14	88

Fonte:* www.brasil-rounds.gov.br/geral/RESUMO_geral.asp, acesso em 26/09/04.

** Rodadas 1, 2 e 4: MERCIO, 1999, 2000 e 2002, respectivamente. Rodada 3: SIMÕES FILHO, 2001.

*** Elaboração própria a partir de www.brasil-rounds.gov.br/geral/RESUMO_geral.asp, nos respectivos links de cada Rodada, acesso em 26/09/04.

Nota-se a redução do tamanho das áreas dos blocos ofertados nas Rodadas 2 a 4 com relação à Rodada 1. Devido ao pioneirismo da Rodada 1, a estratégia adotada pela ANP naquele primeiro momento foi o de atrair para o Brasil, as grandes *oil companies* do mercado internacional. Com o sucesso obtido, a Rodada 2 visou atrair um maior número e diversidade de empresas. Para cumprir com este objetivo, a ANP reduziu o tamanho das áreas dos blocos a serem ofertados, uma vez que uma área exploratória menor requer um menor volume de investimentos. Desta maneira, a incerteza exploratória e o volume de investimentos das companhias seriam proporcionais ao tamanho do bloco. (MERCIO, 2000). Os blocos para exploração *onshore* também foram introduzidos. As Rodadas 3 e 4

seguiram a mesma filosofia, assim tornando o ambiente exploratório mais competitivo e dinâmico entre as concessionárias.

A Tabela 4 mostra os resultados do compromisso declarado pelas concessionárias de aquisição junto à indústria local nas fases de exploração e desenvolvimento dos seus blocos.

Tabela 4 – Resultados das Rodadas 1 a 4

	Rodadas			
	1	2	3	4
Conteúdo Local Médio (Fase de Exploração) em %	25,4	41,8	28,4	39,1
Conteúdo Local Médio (Fase de Desenvolvimento) em %	26,7	47,9	39,9	53,8

Fonte: www.brasil-rounds.gov.br/geral/RESUMO_geral.asp, acesso em 26/09/04.

O baixo comprometimento da Petrobras na Rodada 1, em adquirir na indústria nacional causou surpresa. Era esperado que a Petrobras, na condição de monopsonista e indutora do seu desenvolvimento, tivesse índices de comprometimento muito maiores que os das empresas estrangeiras. A comparação das Tabelas 4.1 (Petrobras como operadora) e 4.2 (Concessionárias estrangeiras como operadoras) demonstra que as empresas estrangeiras, que mal conheciam a indústria nacional, declararam na Rodada 1 compromissos médios semelhantes aos da Petrobras!

Tabela 4.1 - Resultados das Rodadas 1 a 4 – Petrobras como operadora

	Rodadas			
	1	2	3	4
Conteúdo Local Médio (Fase de Exploração) em %	26,7	39,3	26,9	43,1
Conteúdo Local Médio (Fase de Desenvolvimento) em %	33,3	41,4	39,2	61,3

Fonte: Elaboração própria a partir do acesso aos respectivos links de cada Rodada, acessados em 26/09/04, constantes em www.brasil-rounds.gov.br/geral/RESUMO_geral.asp.

Tabela 4.2 - Resultados das Rodadas 1 a 4 – Concessionárias estrangeiras como operadoras

	Rodadas			
	1	2	3	4
Conteúdo Local Médio (Fase de Exploração) em %	25,0	39,1	24,5	30,6
Conteúdo Local Médio (Fase de Desenvolvimento) em %	24,4	40,7	33,3	45,0

Fonte: Elaboração própria a partir do acesso aos respectivos links de cada Rodada, acessados em 26/09/04, constantes em www.brasil-rounds.gov.br/geral/RESUMO_geral.asp.

Ao comparar a Rodada 2 com a anterior, nota-se que houve um salto evolutivo no comprometimento das operadoras. Apesar dos comprometimentos da Petrobras e das operadoras estrangeiras terem evoluído, novamente foram quase idênticos. O aumento do compromisso das empresas estrangeiras demonstrou que elas adquiriram um conhecimento maior da indústria, provavelmente através da atuação da ONIP na divulgação do parque supridor nacional. Porém, o que ajudou a elevar a média geral de comprometimento foi o ingresso das novas petroleiras brasileiras, que declararam altos índices de compromisso com o conteúdo nacional, conforme Tabela 4.3 (Novas Petroleiras brasileiras como operadoras).

Tabela 4.3 - Resultados das Rodadas 1 a 4 – Novas Petroleiras brasileiras como operadoras

	Rodadas			
	1	2	3	4
Conteúdo Local Médio (Fase de Exploração) em %	-	50,0	50,0	46,0
Conteúdo Local Médio (Fase de Desenvolvimento) em %	-	70,0	70,0	56,0

Fonte: Elaboração própria a partir do acesso aos respectivos links de cada Rodada, acessados em 26/09/04, constantes em www.brasil-rounds.gov.br/geral/RESUMO_geral.asp.

A expectativa de tendência evolutiva do compromisso com o conteúdo nacional não se concretizou na 3ª Rodada, apesar da ANP ter realizado um ajuste⁴ no cálculo da multa como forma de “incentivar a nacionalização sem penalizar quem está efetivamente usando os fornecedores locais”.⁵ A involução pode ser atribuída à nova metodologia de avaliação de ‘serviços prestados no Brasil’ introduzida pela ANP nesta Rodada. As Rodadas anteriores não estabeleceram que o valor dos bens e serviços locais fossem agregados aos valores dos serviços prestados.⁶

Após quatro anos da sua implantação e com o processo de assimilação do modelo pelos agentes, em curso, era de se esperar que o compromisso com o conteúdo nacional evoluísse na Rodada 4, como de fato ocorreu. O mesmo saltou de 25,4 % (Rodada 1) para 39,1 % (Rodada 4) na fase de exploração e de 26,7 % (Rodada 1) para 53,8 % (Rodada 4) na fase de desenvolvimento, conforme Tabela 4.

⁴ Nas rodadas anteriores, a multa era aplicada em dobro sobre o valor de investimentos não realizados. Por exemplo, se uma concessionária investiu R\$ 100 milhões e declarou que compraria da indústria nacional o percentual de 50% (R\$ 50 milhões) mas comprou R\$ 30 milhões, a multa a ser paga era de R\$ 40 milhões. Se outra concessionária também investiu R\$ 100 milhões e declarou que compraria da indústria nacional o percentual de 20% (R\$ 20 milhões) mas comprou R\$ 10 milhões, a multa a ser paga por esta era de R\$ 20 milhões. A concessionária que realizou um maior volume de investimentos, seria penalizada com o pagamento de uma multa maior do que a que investiu menos. O ajuste realizado no cálculo da multa a partir da Rodada 3, passou a ser calculada sobre a metade do valor de investimentos não concretizados. (CARDOSO, 2001).

⁵ Ivan Simões Filho, então superintendente de Licitações da ANP, *in* Cardoso, 2001.

⁶ NT.ONIP 001/2003 e anexo 6.

Além desta regra instituída nos Editais de Licitação de blocos, foram instituídas cláusulas nos Contratos de Concessão que também objetivaram garantir condições isonômicas aos fornecedores nacionais na participação das concorrências de venda de bens e serviços a serem adquiridas ao cumprimento do Contrato. Nestas, a concessionária compromete-se a convidar os fornecedores nacionais a apresentar propostas; a enviar as mesmas especificações a todas as empresas convidadas; em garantir prazo igual de apresentação das propostas e de fornecimento do bem ou prestação de serviço a todas as empresas convidadas; em não demandar exigências técnicas e certificações adicionais aos fornecedores nacionais além do necessário para a fabricação do bem ou prestação do serviço a ser fornecido; e, em manter-se informado e atualizado sobre os fornecedores nacionais aptos a oferecer propostas de fornecimento junto às associações de classe e organizações pertinentes. Outrossim, a concessionária assegurará a preferência na contratação do fornecedor nacional quando este apresentar condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às ofertas dos fornecedores estrangeiros. Também, caso o campo esteja sujeito ao pagamento de Participação Especial, o Contrato obriga a concessionária a investir em Pesquisa & Desenvolvimento no valor equivalente a 1% (um por cento) da receita bruta da sua produção, da seguinte forma: até 50% (cinquenta por cento) poderá ser desenvolvida através de contratação de empresas nacionais ou nas instalações da própria concessionária localizada no Brasil; e, os outros 50% (cinquenta por cento) deverá ser contratado junto a universidades ou institutos de pesquisa nacionais, previamente credenciados pelo ANP. (ver Anexo 5).

Também como forma de fomentar políticas de estímulo voltadas à aquisição de bens e equipamentos nacionais, a ANP instituiu em sua Portaria N° 10, de 13/01/1999, a possibilidade de adoção de coeficientes de depreciação acelerada incentivada, objetivando

incentivar a implantação, renovação ou modernização de instalações e equipamentos. Estes coeficientes deverão ser estipulados pela Secretaria da Receita Federal do Ministério da Fazenda ou pela ANP. A soma da depreciação acumulada (normal, acelerada e acelerada incentivada), no entanto, não poderá ultrapassar o custo de compra do bem. (Art. 36).

O estabelecimento, por parte da ANP, de pesos e pontos aplicáveis ao compromisso de aquisição local no critério de julgamento do cálculo das ofertas vencedoras e de cláusulas nos Contratos de Concessão para assegurar a igualdade de oportunidade na apresentação de ofertas do bem ou serviço a ser prestado para o seu cumprimento, assim como a realização de pesquisa e desenvolvimento no país, tiveram como objetivo criar oportunidade isonômica à indústria nacional frente aos seus concorrentes estrangeiros. Sem esta igualdade de oportunidades, as concessionárias estrangeiras tenderiam a não comprar bens e serviços dos fornecedores nacionais, uma vez que importariam os bens e serviços dos seus fornecedores tradicionais.

3.1.2 – A Instituição Mobilizadora

A segunda linha principal de ação adotada pela ANP foi o estímulo à criação, inovadora no Brasil, da ONIP como instituição mobilizadora. Segundo o Estudo (1998), instituições semelhantes foram bem sucedidas na Noruega (INTSOK) e no Reino Unido (CRINE) na cooperação mútua entre os fornecedores e as *oil companies* e *main contractors*. Após cinco anos, estas instituições conseguiram elevar o índice de participação das indústrias locais para 70% no suprimento de bens e serviços, “atendendo a

investimentos das operadoras na faixa de US\$ 7 a US\$ 8 bilhões anuais”.⁷ Como resultado desta cooperação, os custos CAPEX (custos de investimentos) das plataformas de produção foram reduzidos em torno de 60% na Noruega e 47% no Reino Unido. Os custos OPEX (custos operacionais) foram reduzidos em 30% no Reino Unido.

Criada em 1999 como uma organização não governamental sem fins lucrativos, a ONIP iniciou um novo paradigma de relacionamento entre os agentes do Setor Petróleo, ao congregar fornecedores, petroleiras, governo federal, estadual e municipal e organismos financeiros como seus associados⁸, assim ambientando um fórum permanente de cooperação, articulação e mobilização. Além de inovadora, este tipo de instituição foi inédita no mundo, visto que a INTSOK é mantida pela iniciativa privada e a CRINE pelo Departamento de Indústria e Comércio do governo britânico. A ONIP é mantida tanto pela iniciativa privada quanto por órgãos governamentais. Segundo seu primeiro diretor geral, Eduardo Rappel, a missão da ONIP é “promover o aumento da participação nacional no fornecimento de bens e serviços para o setor de petróleo e gás, estimulando novos investimentos, de forma a maximizar os benefícios da indústria petrolífera para o país, com ênfase na geração de renda e emprego”.⁹ Às atividades de articulação, mobilização e interlocução foram criados comitês setoriais ou temáticos cujos participantes são os

⁷ Estudo, 1998, Proposta Preliminar de Mecanismos, p.13.

⁸ Representando os fornecedores: Confederação Nacional da Indústria (CNI), FIESP, Federação da Indústria do Estado do Espírito Santo (FINDES), Federação da Indústria do Estado da Bahia (FIEB), Federação da Indústria do Rio de Janeiro (FIRJAN), Federação da Indústria do Estado de Minas Gerais (FIEMG), ABIMAQ, Associação Brasileira de Montadores Industriais (ABEMI), Associação Brasileira dos Consultores de Engenharia (ABCE), Associação Brasileira de Tubos e Acessórios de Metal (ABITAM), Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE), Associação Brasileira dos Perfuradores de Petróleo (ABRAPET), ABDIB, Instituto Brasileiro de Siderurgia (IBS), Sindicato Nacional da Indústria de Construção Naval (SINAVAL), Sociedade Brasileira de Engenharia Naval (SOBENA) e Serviço de Apoio às Pequenas e Médias Empresas (SEBRAE). Representando as petroleiras estrangeiras: Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP). Representando os Ministérios de Minas e Energia, Desenvolvimento de Comércio Exterior e Ciência e Tecnologia, a ANP, o BNDES e a FINEP, respectivamente. Os governos estaduais do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Rio Grande do Norte também são associados, assim como a prefeitura municipal de Macaé. A Petrobras também.

⁹ RAPPEL, 2003, p.106.

próprios associados e convidados especialistas em assuntos de interesse comum. Os comitês são: Engenharia, Logística e Infra-Estrutura *Downstream*, Logística e Infra-Estrutura *Upstream*, Competitividade, Indústria Naval e *Offshore*, Capacitação Tecnológica e Assuntos Tributários. Estes se transformaram em fóruns ativos e especializados, discutindo os problemas da indústria ao almejar encontrar soluções consensuais através do envolvimento de todos os agentes.

Para estimular o conhecimento e aumento da competitividade da indústria nacional, a ONIP criou, em meados de 2000, o Programa MAXPETRO - Maximizando a Competitividade da Indústria de Petróleo que contou com a colaboração do *Centre for Research in Innovation Management* da Universidade de Brighton na Inglaterra, do Núcleo de Pós-Graduação em Administração da Universidade Federal da Bahia (UFBA) e do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Utilizando a técnica de *benchmarking* nacional e internacional, o objetivo básico do Programa foi o de implantar uma Rede de Aprendizado entre as empresas da cadeia de suprimento, focalizando nos bens e serviços às plataformas marítimas. Operadoras (não participaram), *main contractors* e supridoras de bens e serviços foram convidadas a integrar a Rede. Um termo de compromisso (com os objetivos do Programa) e confidencialidade (no tratamento das informações a serem cedidas pelas empresas) foram firmados entre a ONIP e cada participante.¹⁰ Num processo interativo e cooperativo, os indicadores de desempenho¹¹ a

¹⁰ A autora deste trabalho foi uma das participantes da Rede.

¹¹ Baseados nas informações de 1999 foram eles: financeiros (faturamento por empregado, rentabilidade do patrimônio líquido e endividamento total), processos internos (fornecedores de bens e serviços: taxa de gravidade de acidentes e acidentes ambientais no ano; fornecedores de bens: produtividade, giro de estoque e índice de defeitos; e, fornecedores de serviços: custo do projeto), mercado/cliente (fornecedores de bens e serviços: pedidos entregues no prazo, assistência técnica e tratamento das insatisfações dos clientes; e, fornecedores de serviços: modificações no projeto), aprendizado e crescimento (fornecedores de bens e serviços: desenvolvimento de recursos humanos, rotatividade da mão de obra, absenteísmo, gastos em P&D; e, fornecedores de bens: faturamento com novos produtos).

serem utilizados no *benchmarking* foram definidos em conjunto salvaguardando as diferenças nas naturezas dos negócios dos fornecedores de bens e de serviços. Práticas intra e interorganizacionais ao sucesso competitivo dos fornecedores de bens também foram definidas.¹²

Para o *benchmarking* internacional, a equipe Maxpetro utilizou dados fornecidos pelo departamento de petróleo e gás do *Department of Trade and Industry* (DTI), e *First Point Assessment Ltd.* (FPAL) ambas do Reino Unido. A FPAL, uma organização sem fins lucrativos criada por recomendação do CRINE, certifica fornecedores ao suprimento para o petróleo. Trabalha para quarenta operadoras e *main contractors* e possui mais de 2.000 fornecedores em seu cadastro.

Os resultados obtidos na comparação das empresas da Rede Maxpetro com as empresas estrangeiras foram: as empresas Maxpetro são menos rentáveis e mais endividadas que as empresas estrangeiras e investem menos em treinamento e em P&D. O faturamento com novos produtos são em média um terço menor do que o faturamento com novos produtos das empresas estrangeiras. Esta comparação demonstrou que o fornecedor nacional tem dificuldade em obter crédito competitivo, possui uma carga tributária maior e tem uma baixa inovação tecnológica.

Por outro lado, a comparação demonstrou que as empresas Maxpetro gastam menos com assistência técnica de seus produtos. Aparentemente contraditório, uma explicação para este menor gasto pode estar associada ao fato da não exportação de seus produtos. Estando mais próximo do seu cliente, o fornecedor nacional gasta menos com

¹² Foram elas: gestão da produção, gestão automática da produção, automação do projeto e da fabricação, qualidade, gestão de suprimento, organização do trabalho, gestão de recursos humanos, estrutura organizacional, planejamento, inovação e outras práticas organizacionais como terceirização, conservação de energia e *benchmarking*.

deslocamentos de seus técnicos para avaliação de problemas e com transporte dos equipamentos para suas fábricas.

Além das bases de dados acima mencionadas, foram entrevistadas treze empresas européias e dezesseis empresas norte americanas durante a Feira Rio Oil & Gas de 2000, com as quais foi realizada o *benchmarking* das práticas intra e interorganizacionais. Nesta comparação as empresas Maxpetro estão bem equiparadas, tendo se destacado nos processos de automação de projeto e fabricação e gestão de recursos humanos. Este destaque confirma que o fornecedor nacional foi exitoso na diminuição de suas ineficiências internas quando adotou novas técnicas de manufatura e administração para se modernizar frente à globalização “introduzida” no país pelo governo Collor.

Como resultado do *benchmarking* nacional, cada participante recebeu confidencialmente os resultados dos cálculos de seus indicadores e práticas, para que pudesse analisar e se situar dentro dos resultados gerais. Caberia a cada empresa tomar suas decisões empresariais para promover as melhorias necessárias.

A parceria da ONIP com a UFRJ resultou na criação do Informativo Infopetro com o objetivo de “apoiar os processos de decisão das empresas através de um sistema de informações econômicas, análise dos impactos da expansão dos investimentos, capacitação para integração de sistemas e serviços, rede de aprendizado e apoio à promoção da indústria nacional”.¹³ O Infopetro é uma publicação mensal, acessível a todos através do *site*: www.ie.ufrj.br/infopetro.

Além de congrega a indústria nacional, a ONIP passou a abrigá-la num cadastro que conta atualmente com mais de mil fornecedores, divididos em classes de materiais e

¹³ Maximizando a Competitividade da Indústria de Petróleo, mimeo, Seminário de lançamento da Rede Maxpetro, Rio de Janeiro, 5/06/2000.

serviços. Por questões de praticidade e padronização, esta divisão seguiu a mesma nomenclatura técnica utilizada pela Petrobras em seu cadastro. Acessível a todos através do site www.onip.org.br, o cadastro evoluiu de três empresas, em abril de 2000, para 1019 em agosto de 2004. (Ver Site). O trabalho de divulgação promovido pela ONIP também inclui a promoção comercial da indústria nacional através de participação em missões empresariais, Feiras e Congressos nacionais e internacionais.¹⁴

A ONIP obteve o primeiro resultado na sua atuação de promover o aumento da participação do fornecedor nacional nos projetos de investimentos a serem realizados no país, no projeto da Petrobras nos campos de Barracuda e Caratinga na Bacia de Campos. Para a realização do maior projeto integrado de produção de petróleo no mundo, orçado em US\$ 2,5 bilhões, a Petrobras contratou a Halliburton-KBR. Além da conversão de dois navios em plataformas tipo FPSO¹⁵ (P-43 para Barracuda e P-48 para Caratinga, ambas com capacidade inicial para processar 150.000 b/d cada), o projeto incluiu a fabricação e montagem de todos os módulos de processo dos *topsides*, além da perfuração e completação de 55 poços. Em 1999, o MME obrigou a Petrobras a

¹⁴ Participou com estande ou Pavilhão Brasil nas Feiras *Offshore Technology Conference* (OTC) em Houston - E.U.A. (2000, 2001, 2002, 2003 e 2004), *Offshore Europe* em Aberdeen - Escócia (2001 e 2003), *Offshore Northern Seas* em Stavanger - Noruega (2000, 2002 e 2004), *World Petroleum Congress* (WPC) em Calgary - Canadá (2000) e Rio de Janeiro (2002), Brasil *Offshore* em Macaé (2001 e 2003) e Rio Oil & Gas no Rio de Janeiro (2000, 2002 e 2004). A ONIP também integrou as missões empresariais organizadas pelo Ministério das Relações Exteriores no sudeste asiático em 2001 e nos países nórdicos em 2002. Segundo Rappel (2003), a importância do trabalho mobilizador da ONIP foi destacado pelo Departamento de Comércio dos Estados Unidos através do documento “*Leading Sectors for U.S. Exports and Investments: Oil & Gas Machinery and Services*” (2002). No WPC do Rio de Janeiro, a ONIP realizou, pioneiramente, um encontro com instituições mobilizadoras de outros países (Reino Unido, Noruega, Austrália, Escócia e Lafayette - EUA) visando intercambiar experiências e oportunidade de negócios entre elas, assim iniciando um *network*. Infelizmente este trabalho não teve prosseguimento após a mudança da gestão da Organização em 2003. Como importante trabalho de visibilidade internacional, a ONIP atendeu a um convite da ABNT para atuar como seu Comitê Técnico de Normatização de Materiais, Equipamentos e Estruturas *Offshore*. Assim, passou a sediar, a partir de 2001, o ABNT/CB-50. O Comitê Brasileiro CB-50, membro do comitê-espelho da *Technical Committee 67* (TC-67) da ISO, trata dos requisitos, terminologia, métodos de ensaios e generalidades relativos à normatização de E&P *onshore* e *offshore*, refino e transporte por meio de dutos. Esta iniciativa de importância estratégica para o País possibilitou que a indústria nacional tenha assento nos fóruns internacionais de normatização ao Setor petróleo. (RAPPEL, 2003).

¹⁵ Floating, Production, Storage and Offloading.

incluir no contrato que a Halliburton contratasse 40% (em termos valorativos) de bens e serviços no Brasil para os dois FPSO's. Em contrapartida, o BNDES *Exim* financiou 30% do projeto (US\$ 760 milhões). Foram construídos no Brasil, os módulos da P-43 (em quatro canteiros em Niterói) e a P-48 completa, no estaleiro Brasfels (ex-Verolme), Angra dos Reis – RJ. A conversão, montagem e integração dos módulos marcaram o início da revitalização dos estaleiros nacionais na construção de plataformas no país. Segundo Cordeiro (2002a), a ONIP promoveu diversas reuniões entre a Halliburton e os fornecedores nacionais e criou um sistema de monitoramento com a *main contractor* de cumprimento das contratações locais. As contratações superaram os 40% impostos contratualmente e segundo declarações da Halliburton isto foi possível devido a qualidade e preços competitivos do fornecedor nacional frente aos fornecedores estrangeiros.

Outro projeto que contou com a articulação da ONIP foi o desenvolvimento dos campos Bijupirá e Salema (orçado em US\$ 600 milhões), na época concessão da empresa Enterprise, hoje Shell. Diversas reuniões foram promovidas pela ONIP entre os fornecedores e a concessionária. Segundo Rappel (2003), o conteúdo local ficou em torno de 40%, apesar da plataforma tipo FPSO (orçado em US\$ 250 milhões) não ter sido construída no Brasil. Com capacidade de 80.000 barris/dia, a decisão da empresa em construí-la no exterior gerou grande insatisfação no governo do Rio de Janeiro. Empregos e renda estavam sendo exportados no momento em que os estaleiros fluminenses iniciavam sua revitalização. O FPSO Fluminense já se encontra em produção e a Shell é a única concessionária privada a produzir petróleo na Bacia de Campos.

A plataforma FPSO P-50 foi a última contratação realizada pela Petrobras antes de 2003. Com capacidade para processar 180.000 barris/dia, sua instalação será no Campo de Albacora Leste na Bacia de Campos. O estaleiro Jurong de Cingapura venceu a

concorrência para realizar a conversão com 6% (seis por cento) a menos do que o orçamento dado pela nacional Fels Setal. Este resultado causou descontentamento, polêmica e embate entre a ONIP e a Petrobras. Uma corrente de opinião defendia que a Petrobras deveria absorver os seis por cento de diferença e contratar a Fels Setal para não transferir renda e geração de empregos ao exterior. Segundo Cordeiro (2002b), outra corrente de especialistas defendia que como a Petrobras não exercia mais o papel de estatal desenvolvimentista, esta decisão não era mais de sua alçada. A decisão da competitiva Petrobras deveria ser estritamente financeira. A decisão econômica cabia ao governo federal, responsável por definir uma política industrial ao setor.

A empresa estrangeira Aker localizada na Malásia venceu a licitação para fornecer os módulos de processo. As pressões políticas do governo do Rio de Janeiro, de parlamentares, dos sindicatos dos trabalhadores e da ONIP levaram a Aker Malásia a negociar a construção dos módulos (orçado em US\$ 115 milhões) no estaleiro Mauá Jurong em Niterói. Em entrevista à Revista Brasil Energy¹⁶, a ONIP e o diretor comercial do estaleiro informaram que esta construção garantirá mais dois anos de trabalho aos 1.500 trabalhadores mobilizados no projeto Barracuda e Caratinga, além de criar mais 800 empregos na fase de integração dos módulos. Apesar de vários equipamentos terem sido adquiridos no Brasil, o conteúdo nacional não é conhecido.

O caso da P-50 exemplificou que a mobilização dos empresários, dos trabalhadores e do governo estadual em torno do objetivo comum de geração de renda e empregos ao país surtiu efeito. As pressões no caso da P-50 visavam também tentar assegurar que as duas plataformas (P-51 e P-52), que a Petrobras anunciara para contratar ainda em 2002, fossem construídas no país. O cenário destas novas contratações apontava que as mesmas seriam

¹⁶ N° 360, August, 2002, materia P-50 Modules To Be Made in Brasil.

construídas no exterior. Sem a limitação de investimentos estatais, que eram contabilizados como endividamento público a partir de um determinado patamar, re-negociada em 2001 com o FMI, onde esta restrição foi retirada da Petrobras, as duas plataformas poderiam ser construídas no Brasil sem a necessidade da empresa recorrer ao artifício financeiro de *off-budget* ou *off-balance*. Temia-se que estas fossem construídas em estaleiros no exterior por dois motivos: 1) O efeito de arraste nas compras de bens e serviços provocados pelo estaleiro. Com a maioria das compras sendo efetuada pelo estaleiro localizado no exterior, os fornecedores nacionais teriam poucas chances de obter encomendas. 2) A construção no Brasil era importante para assegurar a continuidade da revitalização dos estaleiros.

3.1.3 – Fatores de competitividade

A terceira linha de ação adotada pela ANP para estimular o aumento da competitividade do fornecedor nacional foi atuar sobre os fatores de competitividade (financiamento, regulação e infra-estrutura econômica) junto a outros órgãos governamentais e as próprias empresas. As principais articulações compreenderam: o provimento de apoio financeiro voltado à capacitação tecnológica; a formação de mão-de-obra especializada; e, isonomia tributária.

O Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor Petróleo e Gás Natural (CTPetro) foi criado como instrumento de fomento à política de inovação, assim regulamentando o art. 49 da Lei Nº 9.478/97 (ver Anexo 3). Segundo Rocca (2002), a

política de Ciência e Tecnologia (C&T) no País vinha sendo conduzida no âmbito ministerial, através de instituições como o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), Programa de Apoio ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico (PADCT)¹⁷ e FINEP. Ainda segundo o autor, estas instituições promoviam ações de forma descentralizadas que, além de não seguirem uma diretriz, não contavam com a interação e envolvimento de todos os agentes (governo, empresas e sociedades científicas).

A experiência bem sucedida do CTPetro de canalizar as ações para diminuir o gargalo tecnológico existente, foi utilizada para a criação de outros fundos setoriais seguindo a mesma filosofia. Administrado pelo MCT, conta com uma parcela dos *royalties* transferidos pela ANP como recursos financeiros, como também com o apoio técnico prestado pela Agência na celebração de convênios com universidades e centros de pesquisa. A destinação dos recursos é administrada por um Comitê de Coordenação, composto por nove¹⁸ membros designados pelos ministros de C&T e Minas e Energia e pelo diretor geral da ANP.

A aplicação dos recursos, gerida pela FINEP, se dá através de editais onde são selecionados projetos voltados à inovação e capacitação tecnológica ao Setor Petróleo. A obrigatoriedade de aplicação de 40% nos estados do Norte e Nordeste visa descentralizar a capacitação técnico-científica no País. É requisito básico à pré-qualificação da empresa

¹⁷ O CNPq, vinculada ao MCT é uma agência de fomento em C&T assim como a FINEP. O FNDCT, criado em 1969, visa o apoio institucional e formação de grupos de pesquisas nas universidades e centros de pesquisa à realização de investimentos de infra-estrutura e equipamento para laboratórios. O PADCT, criado em 1984 como instrumento complementar ao fomento à C&T, visa o aumento à pesquisa, com a introdução de novos critérios, procedimentos e mecanismos indutivos em áreas prioritárias. (ROCCA, 2002).

¹⁸ A ONIP tem assento neste Comitê como representante do setor de petróleo e gás e participou até 2002. Desde 2003, no entanto, a Organização não foi convidada a integrá-lo.

quando da apresentação do seu projeto tecnológico, que realize parceria com uma universidade ou centro de pesquisa nacionais. Uma vez aprovado, um Convênio é firmado entre a FINEP, a empresa e seu parceiro tecnológico. O projeto é financiado com 50% a fundo perdido (sem reembolso) e os outros 50% financiado pela empresa sendo que esta poderá obter financiamento específico da FINEP. Este financiamento conta com condições diferenciadas de outras linhas de crédito, inclusive da própria FINEP, com juros mais baixos e prazos para pagamento mais longos.

Esta interação formal entre a academia e o setor privado, além de inovadora no País, proporciona um aprendizado mútuo. A empresa conta com todo apoio científico de pesquisadores e a academia aprimora seu relacionamento com o mundo empresarial. Este aprendizado também é extensivo à FINEP, uma vez que a Financiadora tem que lidar simultaneamente com duas entidades cujos objetivos e motivações são tão díspares. Esta parceria é sem dúvida um acesso importante à tecnologia para as pequenas e médias empresas, e este novo ambiente cria as condições necessárias à promoção de um amplo projeto de desenvolvimento nacional. Com uma média anual de desembolso de R\$ 83,5 milhões, a Tabela 5 faz um balanço dos Convênios CTPetro realizados no período de 1999 a 2003. Nota-se pela coluna de percentual dos recursos aplicados em projetos nos estados do Norte e Nordeste, que só no ano de 2002 a exigência de aplicação de 40% foi cumprida.

Tabela 5 – Balanço dos Convênios CTPetro Realizados: Valores em R\$ MM

Ano	Qt de Convênios	Valor Total	Qt Convênios N/NE	Valor N/NE	% N/NE
1999	71	95,46	22	33,96	35,6
2000	218	135,03	77	48,92	36,2
2001	205	116,08	44	39,63	34,1
2002	47	48,10	18	24,32	50,6
2003	4	22,84	1	8,49	37,2
Total	545	417,51	162	155,32	37,2

Fonte: MEDEIROS, 2004.

Outra iniciativa importante da ANP foi a de estimular a formação profissional através do Programa de Recursos Humanos para o Setor Petróleo e Gás - PRH-ANP (ver Anexo 4). Baseada em pesquisa encomendada pela ONIP, foram identificados, caracterizados e quantificados 87 perfis profissionais que seriam demandados entre 2000 e 2005, totalizando 15.600 técnicos, 55% de nível superior e 45% de nível médio e fundamental.¹⁹ Esta ação inédita, planejada e integrada, unindo o governo e o setor privado, é essencial para dotar o país com a mão de obra na quantidade e na qualidade necessária. “Caso contrário, há uma forte tendência de vir a ser preciso importar técnicos de outros países..., gerando uma situação próxima ao absurdo – investir na criação de empregos no país para trabalhadores estrangeiros”.²⁰ Conforme Tabelas 6 e 6.1 foram concedidas um total de 2.709 bolsas no período de 1999 a 2003 pelo PRH – ANP por modalidade e por região, respectivamente. A previsão para 2004 é de conceder 585 bolsas.

¹⁹ Demanda de Recursos Humanos no Setor de Petróleo e Gás. Identificação, Caracterização e Quantificação dos Perfis Profissionais Demandados Pela Indústria de Petróleo e Gás, entre 2000 e 2005. Rio de Janeiro: Revisão1–21/02/2001. Disponível para *download* em www.onip.org/main.php?idmain=informacoes&mainpage=estudos_projetos.htm

²⁰ RAPPEL, 2003, p.115.

Tabela 6 - Número de bolsas concedidas pelo PRH-ANP, por modalidade:

Ano	TEC	GRA	MSc	DSc	Total
1999	-	74	52	18	144
2000	-	179	101	37	317
2001	672	201	108	44	1025
2002	-	322	162	57	541
2003	141	322	162	57	682
2004*	0	360	166	59	585
Total	813	1458	751	272	3294

Fonte: Email recebido da ANP em 08/07/04 por solicitação. * Previsão

Tabela 6.1 - Número de bolsas concedidas pelo PRH-ANP, por região:

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Total
1999	3	18	95	28	144
2000	3	141	145	28	317
2001	63	433	471	58	1025
2002	3	196	253	89	541
2003	3	271	312	96	682
2004*	19	169	297	100	585
Total	94	1228	1573	399	3294

Fonte: Email recebido da ANP em 08/07/04 por solicitação. * Previsão

A Tabela 7 mostra que foram investidos R\$ 65,7 milhões na concessão das bolsas no período de 1999 a 2004. Cabe ressaltar que nos dados de investimentos recebidos da ANP, o ano de 2004 consta como realizado e não como previsto.

Tabela 7 - Investimentos realizados pelo PRH-ANP: em R\$ Mil

Ano	PRH-ANP/MCT Superior	PRH-ANP/MEC Técnico	Recursos ANP	Recursos CTPetro	Total
1999	539	-	539	-	539
2000	8.325	-	-	8.325	8.325
2001	13.031	3.413	3.413	13.031	16.444
2002	18.076	645	645	18.076	18.721
2003	11.154	874	874	11.154	12.028
2004	9.256	417	417	9.256	9.673
Total	60.381	5.349	5.886	59.842	65.730

Fonte: Email recebido da ANP em 08/07/04, por solicitação.

No aspecto regulatório e tributário, o decreto nº 2.889 de 21/12/1998 (Admissão Temporária) foi substituído pelo Decreto nº 3.161 de 02/09/1999, conhecido como REPETRO (ver Anexo 2). A prática de Admissão Temporária, além de não conceder isonomia fiscal à indústria nacional era uma facilidade obtida apenas pela Petrobras. Esta vantagem competitiva à Petrobras criava uma instabilidade regulatória na atração de investimentos ao País.

O REPETRO proporcionou tratamento isonômico aos produtos nacionais e importados quanto à isenção dos impostos federais. Com relação ao imposto estadual ICMS, no entanto, os estados não interpretaram que a isenção também os afetava. Sem querer perder a receita tributária, continuaram taxando o produto nacional e isentando o importado! Esta receita, no entanto, não se concretizava visto que em função desta taxa exclusiva, o produto nacional não ganhava as concorrências na maioria das vezes.

Na tentativa de corrigir esta distorção, o Decreto nº 3.663 de 16/11/2000 modificou o art. 3º do REPETRO, estendendo a modalidade de exportação ficta a todos os produtos de fabricação nacional para aplicação no Setor Petróleo.²¹ Para tanto, os produtos teriam que ser adquiridos por empresa sediada no exterior, em moeda estrangeira e com entrega no País. Também, sendo considerada uma exportação, mesmo que ficta, o fornecedor nacional poderia pleitear um financiamento ao BNDES, para tornar seu produto mais competitivo.

Para citar dois casos, as plataformas P-43 e P-48 foram beneficiadas pelo regime do REPETRO. Aos módulos que foram construídos no Brasil, assim como para a P-48, o fornecedor nacional para vender seus produtos teria que obter um pedido de compra emitido no exterior com entrega no Brasil. O produto, fabricado no Brasil, seria entregue num entreposto aduaneiro como se tivesse sido exportado. Em seguida, entrava no país

²¹ Antes, apenas os produtos constantes no Quadro 1 do REPETRO eram beneficiados por esta modalidade.

com isenção de impostos, como se tivesse sido importado. Esta burocrática operação dificulta o acesso da isenção tributária às pequenas e médias empresas. Como a maioria não exporta, a obtenção de um pedido de compra de uma empresa sediada no exterior constitui-se em dificuldade, além de não possuir estrutura administrativa adequada à realização da sistemática que esta operação requer. Uma empresa que pediu para não ser identificada, conseguiu vender seus produtos a outra no exterior, em dólar norte-americano com entrega no Brasil. Para tornar sua proposta mais competitiva, utilizou em seus cálculos de preços, as vantagens creditícias dos quais teria direito, por tratar-se de uma operação REPETRO. Ao pleitear o financiamento ao BNDES, o mesmo foi negado sob a alegação de que o projeto de Barracuda e Caratinga já tinha sido financiado à Halliburton-KBR, e que, portanto, os recursos haviam se esgotados. Para que pudesse conseguir algum financiamento, que a empresa procurasse a *main contractor*! Depois de quase um ano após a entrega dos produtos conforme a sistemática, sofreu processo judicial da Receita Federal por irregularidade fiscal!

Se por um lado o REPETRO estimula os investimentos estrangeiros, por outro, desestimula o fornecedor nacional. Mesmo assim, recentemente o Decreto nº 5.138 de 13/07/2004 ampliou a extensão do REPETRO até o ano 2020.

Uma iniciativa pró-ativa alinhada com os objetivos da ANP e da ONIP de maximizar a participação da indústria nacional nos investimentos do Setor Petróleo foi o desenvolvimento pelo governo gaúcho em 2000 da Rede Petro-RS – Rede Gaúcha de Fornecedores de Base Tecnológica para a Cadeia de Produção de Petróleo e Gás. “Trata-se basicamente da articulação de Instituições Governamentais e de Fomento, Empresas e Centros de Pesquisa, com vistas a acelerar o processo de engajamento da base industrial

local no processo de adequação tecnológica²² ao atendimento da demanda da indústria petrolífera. Coordenada pela Secretaria de Ciência e Tecnologia do Estado do Rio Grande do Sul, a Rede contou com a adesão inicial de 36 empresas, instituições financeiras como o BNDES e a FINEP²³, com as Federações das Indústrias e Associações Empresariais (FIERGS e FEDERASUL, respectivamente), com instituições de pesquisa e cinco universidades gaúchas (somando 20 laboratórios)²⁴ e com a Petrobras. Os objetivos gerais da Rede foram: aproximar localmente as empresas dos centros de pesquisa e agências de fomento objetivando o desenvolvimento de tecnologias com alto valor agregado; estimular a formação de grupos de trabalho entre estes agentes visando incrementar a troca de conhecimento para obter uma redução de custos das empresas; ampliar o mercado das empresas, assim fortalecendo-as e diversificando seus negócios; desenvolver tecnologias no Estado que sejam adequadas às necessidades das operadoras de petróleo, objetivando obter uma fatia do mercado internacional; equipar e qualificar os centros de pesquisa gaúchos; contribuir com a Petrobras na manutenção de sua liderança mundial em tecnologia de exploração em águas profundas; e, gerar empregos no Estado através da substituição de importação compatível com os objetivos da ANP recomendados no Estudo Puc-Rio. (VILLAVERDE *et alli*, 2000).

Os resultados colhidos da Rede demonstraram que a iniciativa bem articulada e coordenada envolvendo todos os agentes foi um sucesso. Para citar um dos exemplos, três empresas e duas universidades gaúchas em parceria com a Petrobras nacionalizaram o equipamento denominado cavalo de pau que a Petrobras importava dos Estados Unidos e

²² VILLAVERDE *et alli*, 2000, p.113.

²³ Utilizando inclusive recursos do CTPetro.

²⁴ Atualmente a Rede possui mais de 100 empresas e 80 laboratórios e centros de pesquisa cadastrados. Fonte: www.sct.rs.gov.br/petro-rs, acesso em 10/10/04.

da Romênia despendendo o montante de US\$ 12 milhões anuais. (LOPES, 2003). Esta nacionalização proporcionou economia de divisas ao país e a vantagem para a Petrobras de adquirir o equipamento localmente.

O modelo da Rede Petro-RS foi tão exitoso que foi copiado três anos depois pelo MCT, na criação da Rede Brasil de Tecnologia (RBT), que será descrita na próxima seção.

3.2 – Novas regras a partir de 2003

Duas novas regras introduzidas nos contratos de concessão a partir de 2003 terão forte impacto sobre o fornecedor nacional: Programa Exploratório Mínimo (PEM) e conteúdo de aquisição local.

A mudança introduzida no PEM provocará diminuição de investimentos no país e será demonstrado a seguir. Nas Rodadas 1 a 4, a concessionária era obrigada a declarar um valor mínimo obrigatório de investimento a ser realizado em seu PEM na primeira fase de exploração. Nas Rodadas 5 e 6, esta obrigatoriedade mínima de investimento deixou de existir. O PEM passou a integrar o critério de julgamento com peso (30%) na avaliação final da oferta vencedora juntamente com o bônus de assinatura (30%) e a declaração do conteúdo de aquisição local (40%).

A Tabela 8 informa os investimentos declarados dos PEM's pelas concessionárias em cada leilão da ANP.

Tabela 8 – PEM por Leilão da ANP

Rodada – Ano	PEM em (US\$ MM)
1 – 1999	1,363
2 – 2000	1,446
3 – 2001	1,961
4 – 2002	700
5 – 2003	121
6 – 2004	683

Fonte: Rodadas 1 a 4: BARRETO, 2004.

Rodada 5: www.brasil-rounds.gov.br/round5/resultados/resumo_operadora.pdf, acesso em 16/05/04.²⁵

Rodada 6: www.brasil-rounds.gov.br/resultados/resumo_categoria.pdf, acesso em 26/09/04.²⁶

Observação: Os valores nesta tabela foram os declarados em cada rodada, e, portanto, não foram excluídos os valores dos blocos devolvidos.

A interpretação destes valores só é possível de ser realizada se for feita uma relação entre investimento e o tamanho das áreas (km²) concedidas, uma vez que a metodologia²⁷ de seleção de blocos leiloados também foi alterada nas Rodadas 5 e 6. A Tabela 9 informa a área concedida em km² em cada leilão da ANP.

Tabela 9 – Área concedida por Leilão da ANP

Rodada – Ano	Área Concedida em km ²
1 – 1999	54.659
2 – 2000	48.111
3 – 2001	48.629
4 – 2002	25.289
5 – 2003	21.951
6 – 2004	39.657

Fonte: www.brasil-rounds.gov.br/resultados/resumo_geral.pdf, acesso em 26/09/04.

²⁵ Os valores totais divulgados de cada operadora somam a R\$ 363.504.000. Para sua conversão, foi utilizada a taxa de US\$ 1,00 = R\$ 3,00.

²⁶ O valor total divulgado em reais foi de R\$ 2.049.828.000. Para sua conversão, foi utilizada a taxa de US\$ 1,00 = R\$ 3,00.

²⁷ A partir da 5ª Rodada, as bacias sedimentares foram divididas em setores ou regiões e todos os blocos contidos nos setores foram leiloados. Os blocos ou células têm áreas definidas que variam entre 30 a 768 km² a depender da localização das mesmas. (FORMAN, 2003). Na 5ª Rodada, 908 blocos foram licitados e 101 foram concedidos. Na 6ª Rodada, 913 blocos foram licitados e 154 foram concedidos. (acessado em 26/09/2004, www.brasil-rounds.gov.br/resultados/resumo_geral.pdf).

Dividindo o valor do PEM pelo tamanho da área concedida encontra-se o valor do investimento por km² em cada Rodada. A Tabela 10 mostra esta razão.

Tabela 10 – Razão PEM / km² por Leilão da ANP

Rodada – Ano	Razão PEM em US\$ / km ²
1 – 1999	24.936,00
2 – 2000	30.055,00
3 – 2001	40.326,00
4 – 2002	27.680,00
5 – 2003	5.512,00
6 – 2004	17.223,00

Fonte: Elaboração própria a partir das Tabelas 8 e 9.

Por este indicador, conclui-se que quando era exigido um valor mínimo no PEM, as concessionárias estavam “dispostas” a investir mais. Quando o volume de investimento passou a ser espontâneo (Rodadas 5 e 6) com peso de 30% no cálculo da oferta vencedora, a disposição de investir caiu significativamente comparada com as Rodadas 1 a 4. Com volumes menores de investimentos, o volume de aquisição junto à indústria nacional também será menor.

A segunda mudança de regra introduzida nos contratos de concessão que terá impacto sobre o fornecedor nacional refere-se ao conteúdo de aquisição local. Esta descaracteriza o modelo de competitividade global anteriormente implantado pela ANP.

A partir da 5ª Rodada, um conteúdo de aquisição local mínimo passou a ser exigido dos concessionários. (ver Anexo 7). Operadores do tipo A foram obrigados a declarar em suas propostas o conteúdo local mínimo de 30% na fase de exploração e 30% na etapa de desenvolvimento. Operadores do tipo B e C foram obrigados a declarar em suas propostas o conteúdo local mínimo de 50% e 70% na fase de exploração e 60% e 70% na etapa de

desenvolvimento, respectivamente²⁸. Também, a declaração de compromisso com o conteúdo nacional foi desmembrada por atividade inerente a cada etapa na exploração e no desenvolvimento, conforme demonstrado nas Tabelas 11, 11.1 e 11.2. A oferta será desqualificada se não explicitar o conteúdo mínimo exigido. Se explicitar um conteúdo nacional maior do que o mínimo, ganhará pontos adicionais na avaliação final da oferta vencedora.

Apesar de alguns especialistas opinarem que esta mudança demonstra um forte compromisso do governo com o aumento de compras no País, outros opinam que a mesma constitui em reserva de mercado e, portanto, não favorece a evolução tecnológica e a competitividade da indústria. O objetivo inicial da ANP de promover a competitividade global do modelo, certamente ficará prejudicado. A interação entre as concessionárias e os fornecedores na busca conjunta de redução dos custos CAPEX e OPEX das operadoras não acontecerá. As operadoras comprarão dos fornecedores porque estão sendo obrigados a fazê-lo e os fornecedores poderão majorar seus preços uma vez que têm uma fatia do mercado garantida. Ao invés de se fortalecerem, estarão se enfraquecendo, pois continuarão na dependência da interferência do Estado. A exigência de um conteúdo nacional mínimo nas aquisições das concessionárias certamente não se enquadra no contexto atual de um mundo globalizado, regido por regras da Organização Mundial do Comércio (OMC) e que não aceita reserva de mercado.

Como esta mudança vai de encontro à regra das Rodadas 1 a 4, não é possível efetuar comparação de evolução dos índices de comprometimento de aquisição local. Não obstante, esta comparação foi feita por publicações na imprensa e pela própria ANP em seu

²⁸ Operador A: Habilitado para explorar blocos em águas profundas, rasas e em terra. Operador B: Habilitado para explorar blocos em águas rasas e em terra. Operador C: Habilitado para explorar blocos em terra.

site, logo após a 6ª Rodada²⁹. Provavelmente reconhecendo que a comparação é impropriedade, a ANP substituiu a divulgação dos resultados em seu site. A substituição está demonstrada nas Tabelas 11, 11.1 e 11.2 para os blocos localizados em águas profundas, rasas e em terra, respectivamente.

Tabela 11 – Resultado das Rodadas 5 e 6 em blocos localizados em águas profundas

	Blocos localizados em mar águas profundas	Rodada 5	Rodada 6
Conteúdo Local Médio na Fase de Exploração (%)	C = Processamento de dados geofísicos, estudos de geologia e geofísica.	100,00	96,49
	D = Perfuração, completção e avaliação de poços.	30,00	37,11
Conteúdo Local Médio na Etapa de Desenvolvimento (%)	H=Serviços de engenharia de detalhamento.	90,00	97,58
	I = Perfuração, completção, avaliação, construção e montagem da plataforma, plantas de processo e utilidades, sistema de coleta de produção e escoamento da produção.	50,00	63,35

Fonte: www.brasil-rounds.gov.br/geral/RESUMO_geral.asp, acesso em 26/09/2004.

Tabela 11.1 – Resultado das Rodadas 5 e 6 em blocos localizados em águas rasas

	Blocos localizados em mar águas rasas	Rodada 5	Rodada 6
Conteúdo Local Médio na Fase de Exploração (%)	C = Processamento de dados geofísicos, estudos de geologia e geofísica.	78,55	95,10
	D = Perfuração, completção e avaliação de poços.	55,00	77,10
Conteúdo Local Médio na Etapa de Desenvolvimento (%)	H=Serviços de engenharia de detalhamento.	88,48	98,10
	I = Perfuração, completção, avaliação, construção e montagem da plataforma, plantas de processo e utilidades, sistema de coleta de produção e escoamento da produção.	70,87	71,10

Fonte: www.brasil-rounds.gov.br/geral/RESUMO_geral.asp, acesso em 26/09/2004.

²⁹ Foi noticiado que o percentual médio de comprometimento na fase de exploração evoluiu da 5ª para a 6ª Rodada de 78,8% para 85,7% e na etapa de desenvolvimento de 85,5% para 88,8%, respectivamente. Alguns órgãos de imprensa ainda compararam estes índices com as Rodadas 1 a 4, afirmando que esta evolução valorizava tremendamente a indústria nacional, a exemplo de RANGEL, 2004 (a).

Tabela 11.2 – Resultado das Rodadas 5 e 6 em blocos localizados em terra

	Blocos localizados em terra	Rodada 5	Rodada 6
Conteúdo Local Médio na Fase de Exploração (%)	E = Aquisição de dados de geologia e geofísica.	99,25	97,87
	F = Processamento de dados geofísicos, estudos de geologia e geofísica.	92,00	98,26
	G = Perfuração, completção e avaliação de poços.	88,00	99,44
Conteúdo Local Médio na Etapa de Desenvolvimento (%)	J = Serviços de engenharia de detalhamento.	97,30	100,00
	L = Perfuração, completção, avaliação, estações coletoras e unidades de tratamento e sistema de escoamento da produção.	90,50	99,72

Fonte: www.brasil-rounds.gov.br/geral/RESUMO_geral.asp, acesso em 26/09/2004.

Ao observar o conteúdo local declarado nas ofertas vencedoras dos blocos localizados em terra da 6ª Rodada, nota-se que houve uma proliferação generalizada de comprometimento de compra de 100% junto a indústria nacional. (ver Quadro 7 anexo). As concessionárias podem ter adotado esta estratégia para melhorar sua pontuação visando vencer a concorrência. Isto, porém não é factível, já que estes equipamentos não são fabricados no país na sua totalidade. Caberá à ANP acompanhar e fiscalizar o seu cumprimento. Ao comentar o resultado da 6ª Rodada, o atual diretor geral da ONIP, Elói Fernandez y Fernandez, declarou em entrevista: “Minha preocupação é que esses índices não sejam aplicáveis. Não quero que haja uma desmoralização do conteúdo nacional”.³⁰ Também alertou em outra entrevista³¹ que esta banalização poderá levar a ANP a deixar de exigir o indicador de conteúdo mínimo local.

Uma incoerência detectada refere-se aos índices médios de nacionalização da atividade I na Tabela 11. Apesar de ter evoluído de 50% para 63,35%, o comprometimento continua baixo se for levado em consideração que o governo passou a exigir da Petrobras, a

³⁰ CORDEIRO, 2004 (b), p. 23.

³¹ RANGEL, 2004 (a).

partir de 2003, um índice de nacionalização médio de 65% na construção das plataformas P-51, P-52, P-53, P-54 e PRA-1.

Dos 55 blocos concedidos em águas profundas na 6ª Rodada, 48 foram concedidos à Petrobras como operadora (87%), reiterando o domínio da Petrobras em relação à tecnologia de exploração e desenvolvimento em águas profundas. Os outros sete blocos tiveram percentuais declarados à atividade I conforme segue: 1 bloco (CAL-M-122) Statoil: 40%; 3 blocos (CAL-M-3, CAL-M-58 e CAL-M-60) Statoil como operadora em consórcio com a Petrobras: 40%; 1 bloco (CM-101) Devon como operadora em consórcio com SK, EnCana e KerrMcGee: 81%; 1 bloco (CM-61)³² Devon como operadora em consórcio com SK e KerrMcGee: 81%; 1 bloco (S-M-170) Shell como operadora em consórcio com a Petrobras e Repsol-YPF: 50%.³³ Nos blocos onde a Petrobras não participou nos consórcios, os comprometimentos de nacionalização foram maiores do que nos blocos onde participou. Isto significa que ela puxou a média para baixo e demonstra que existe um conflito entre o que a Petrobras está sendo obrigada (pelo governo) a fazer e o que ela está disposta a fazer com relação à contratação de plataformas. Esta interpretação advém do fato de que o índice médio da atividade I, que já inclui os 30% mínimo obrigatórios, está inferior ao índice de nacionalização médio de 65% imposto pelo governo na construção de plataformas.

Outra consequência que a exigência deste conteúdo nacional mínimo provocou, foi o de ter aniquilado as funções de mobilização e articulação da ONIP. Os seus comitês apesar de ainda existirem formalmente, foram engessados com a implantação por parte do

³² Apesar da Petrobras ter ofertado um bônus de assinatura (R\$ 37,4 milhões) maior que o consórcio estrangeiro vencedor (R\$ 28,5 milhões), perdeu por ter ofertado um índice de nacionalização (70%) inferior ao que o consórcio vencedor ofertou (81%) na construção de plataformas, além de um PEM menor. (MONTEIRO, 2004 a).

³³ Fonte: www.brasil-rounds.gov.br/resultados/resultados.asp, acesso em 29/09/04.

governo do PROMINP – Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás.

Sob a coordenação do MME, o PROMINP adotou a missão da ONIP como objetivo: “maximizar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas e sustentáveis, na implantação de projetos de óleo e gás no Brasil e no exterior”.³⁴ O Programa foi dividido em três temas estratégicos: 1) Capacitação (tecnológica, industrial e qualificação profissional); 2) Instrumentos de Política Industrial (financiamento, regulação, política tributária e fomento à pequena e média empresa); e, 3) Desempenho Empresarial (sustentabilidade, competitividade e SMS). Para sua estruturação foi realizado em 7 e 8 de agosto de 2003 o I Workshop Temático³⁵ que contou com a participação de cerca 200 representantes da indústria, do governo, das operadoras de petróleo e da Petrobras. Foram identificadas e propostas ações (chamadas de projetos) para que a indústria nacional se prepare e seja preparada para atender a demanda de bens e serviços das concessionárias, mas principalmente as demandas que a Petrobras iria requerer para o cumprimento da sua carteira de investimentos de US\$ 34,3 bilhões previstos em seu planejamento estratégico de 2003 a 2007.

Uma das metas deste planejamento estratégico era a de que o país atinja a sonhada auto-suficiência em 2007. O investimento previsto para o período de 2004 a 2007 era da ordem de US\$ 27,9 bilhões dividido da seguinte maneira: para a produção de 1.860 mil b/d seria necessário construir e instalar treze plataformas (investimento de US\$ 18,0 bilhões); realizar a ampliação simultânea de nove refinarias para aumentar a capacidade instalada (investimento de US\$ 5,9 bilhões); e, realizar a ampliação da malha dutoviária em 3.000

³⁴ ALMEIDA, 2003.

³⁵ A autora deste trabalho participou deste Workshop.

km e 1.000 km de dutos submarinos (investimento de US\$ 1,8 bilhões).³⁶ (ALMEIDA, 2003).

Apesar da Petrobras ser a grande demandante e ter sido utilizada como empresa âncora do PROMINP, as outras *oil companies* também poderão se beneficiar de seus resultados, uma vez que utilizarão os bens e serviços ofertados pela mesma indústria. Representadas no Workshop Temático pelo IBP, seu porta-voz anunciou uma previsão de investimentos de US\$ 6,4 bilhões para 2003 a 2007, distribuídos da seguinte maneira: US\$ 0,9 bilhões na Área de Gás, Energia e Dutos (construção de 2.000 km de gasodutos de transferência e transporte com uma vazão total de 23,3 MM m³/dia, quatro estações de compressão, uma termelétrica e cinco UPGN's); US\$ 2,8 bilhões em E&P (construção de oito plataformas fixas para águas rasas com produção total estimada de 10,5 MM m³/dia de gás natural, construção de duas plataformas FPSO com produção total estimada de 230 mil bopd, uma plataforma SPAR com produção total estimada de 50 mil bopd e 900 km de dutos de transferência *offshore* e *onshore*); US\$ 2,7 bilhões na área de Abastecimento (construção de uma refinaria com capacidade de 200 mil b/d para processar óleo de 16° API e produzir diesel e nafta e um terminal de estocagem de derivados). Na visão das companhias de petróleo, para que estes investimentos sejam viabilizados torna-se necessário que o país tenha regulamentação estável, mecanismos de financiamento competitivos e regime tributário adequado e estável para garantir a competitividade do produto nacional. Para tal, elas consideram que a adoção de políticas que conduzam à competitividade é imprescindível para evitar a reserva de mercado. Por competitividade elas entendem que os preços deverão ser competitivos a nível internacional, que a

³⁶ Também estavam previstas a implantação do Plano Diretor de Escoamento e Transporte - PDET (investimento de US\$ 1,2 bilhão) e a construção de treze navios (investimento de US\$ 1,0 bilhão).

capacitação tecnológica e a qualidade deverão ser uma preocupação permanente da indústria e que os prazos de entrega deverão ser compatíveis com os prazos do mercado internacional. São da opinião que é vantajoso ter uma indústria local forte porque conseguem uma melhoria no atendimento prestado no projeto, fabricação, entrega e pós-venda, diminui o risco cambial e evita os processos burocráticos de importação. Na percepção e estimativa das *oil companies*, a indústria nacional tem condições de fornecer entre 60 a 80% para sua carteira de investimentos. Porém, questões estruturais, tais como escala na produção, capacitação tecnológica, adequação da tributação, financiamento segundo padrões internacionais e planejamento de médio e longo prazo, ainda precisam ser resolvidas. (TEIXEIRA, 2003).

Como resultado do Workshop, os projetos foram submetidos e aprovados pelo MME e o Presidente da República instituiu o PROMINP, através do decreto nº 4.925, de 19/12/2003. (ver Anexo 8). Atualmente, o Programa possui um total de 48 projetos e podem ser acessados em www.prominp.com.br. O anexo 9 os detalha.

Conforme dito anteriormente, o exitoso modelo da Rede Petro-RS foi copiado pelo Decreto nº 4.776 de 10/07/2003, que o centralizou na esfera federal e criou a RBT. Vinculada ao MCT, a RBT que abrange outros setores além do Setor Petróleo e tem o objetivo semelhante de “promover a articulação institucional do Governo Federal de modo a propiciar a interação eficiente entre a administração pública, a universidade brasileira, as empresas e os agentes financeiros, para o desenvolvimento tecnológico dos setores produtivos locais”.³⁷ Suas diretrizes também semelhantes são: estímulo ao desenvolvimento de redes de tecnologia; o desenvolvimento tecnológico através da aproximação de empresas e centros de pesquisas locais e das agências de fomento; a

³⁷ Decreto nº 4.776 de 10/07/2003, Art. 1º.

articulação na formação de grupos de trabalho entre as empresas e centros de pesquisa; e, o desenvolvimento de projetos tecnológicos articulados visando promover a substituição competitiva de importação de bens e serviços em setores estratégicos. (Art. 1º). A Rede PETRO-RS passou a ser representante local da RBT e outras redes foram instituídas nos estados de Sergipe, Espírito Santo, Bahia, Alagoas, Rio Grande do Norte, Ceará e Amazonas. Atualmente, 559 laboratórios, 160 prestadoras de serviços e 395 empresas integram a Rede.³⁸ As demandas tecnológicas das empresas e dos centros de pesquisas são divulgadas no *site* da RBT em busca de parcerias. As demandas da Petrobras, no entanto, são divulgadas através de Editais de Chamadas Públicas realizados pela FINEP.

O primeiro Edital lançado pela RBT (Chamada Pública MCT- RBT / FINEP / CTPETRO 01/2003) onde a Petrobras divulgou os equipamentos, produtos e serviços a serem desenvolvidos visando à substituição competitiva nas importações contou com R\$ 4 milhões de recursos do CTPetro. Um total de 35 produtos e serviços demandados foram elencados, sendo 19 para E&P, 6 para Refino e 10 para Gás Natural. Outros produtos da cadeia produtiva de petróleo que demonstrassem vantagens competitivas à Petrobras, também foram objeto de análise. Um total de treze projetos foi contratado.³⁹

No segundo Edital (Chamada Pública MCT / FINEP / Ação Transversal – RBT 01/2004) lançado nos mesmos moldes que o primeiro, a Petrobras elencou uma demanda de 24 produtos e serviços sendo 11 para E&P, 1 para Refino e 12 para Gás Natural. Neste, a Eletrobrás também divulgou suas demandas tecnológicas para as áreas de Geração, Transmissão e Distribuição. Além dos produtos solicitados pela Eletrobrás, outros poderão ser objeto de análise ao financiamento, notadamente os para aplicação em energias

³⁸ Fonte: www.redebrasil.gov.br, acesso em 09/10/2004.

³⁹ Fonte: www.finep.gov.br, acesso em 10/10/04.

alternativas. Este Edital contou com o total de recursos de R\$ 13,2 milhões (R\$ 7,5 milhões do CTPetro e R\$ 5,7 milhões do CT-Energ) que serão disponibilizados da seguinte maneira: 67% em 2004, 20% em 2005 e 13% em 2006. Até 10/10/04 os resultados dos projetos contratados ainda não tinham sido divulgados.

Se as demandas tecnológicas elencadas pela Petrobras nos dois editais forem comparadas, nota-se a re-incidência de produtos no segundo edital. Três situações podem ter ocorrido para que estas demandas fossem re-apresentadas: falta de interesse das empresas e centros de pesquisa em desenvolvê-las, falta de divulgação do primeiro edital ou recursos insuficientes disponibilizados para o CTPetro.

Segundo Cordeiro (2003), os recursos liberados pelo MCT ao CTPetro são sempre muito inferiores ao arrecadado. A expectativa de arrecadação para 2003 era de mais de R\$ 400 milhões. Na votação da Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO) em 2002 para o exercício de 2003, foi autorizada a liberação de apenas R\$ 90 milhões. Infelizmente, os cortes do governo não só atingiram o CTPetro. O PRH-ANP também foi atingido. Em entrevista ao autor, o coordenador geral do Programa informou que a ANP tinha a expectativa de criar 600 novas bolsas de pesquisa em nível técnico e 60 em nível superior em 2003. Porém, o contingenciamento do governo, obrigou a ANP a apenas manter as bolsas ativas. “Apesar do aumento da demanda do setor petróleo, teremos de manter o programa no mesmo nível de 2002”.⁴⁰ Conforme demonstrado na Tabela 6, foram concedidas 141 bolsas novas de nível técnico em 2003. Nenhuma bolsa nova foi concedida de nível superior. Com relação aos recursos liberados, a Tabela 7 demonstra que o orçamento do PRH-ANP sofreu uma queda de 36% em 2003 em relação a 2002.

⁴⁰ Raimar van den Bylaardt, coordenador geral do PRH-ANP, *in* Cordeiro, 2003, p.47.

Em entrevista concedida,⁴¹ o atual diretor geral da ANP informou que dos R\$ 2,6 bilhões que a Agência teria direito de receber em 2004 para a realização de pesquisas geológicas e geofísicas, apenas R\$ 19 milhões foram liberados pelo governo federal. Outrossim, declarou: “Reconheço a necessidade de se conseguir o superávit primário, mas, se não forem feitas as pesquisas geológicas, em pouco tempo não teremos dados para o desenvolvimento da indústria petrolífera...”.⁴² Não bastasse o contingenciamento dos recursos, a Lei N° 10.848, de 15/03/2004 desviou parte dos recursos a serem arrecadados com a participação especial que seriam repassados à ANP, para o custeio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao MME e criada pela Lei N° 10.847 de 15/03/2004.

No Workshop Temático do PROMINP realizado em agosto de 2003, as companhias de petróleo manifestaram preocupação de que o país tivesse uma regulamentação e um regime tributário estável para que seus investimentos pudessem ser viabilizados. Estavam se referindo à Lei Valentim (Lei Estadual N° 3.851/02) que entrara em vigor no mês anterior. Através desta Lei, o Rio de Janeiro, numa iniciativa isolada, decidiu onerar qualquer produto que fosse importado no estado com a cobrança de 19% de ICMS. Plataformas marítimas construídas fora do território estadual (mesmo aquelas construídas em outro estado do território nacional) também estão sujeitas a esta taxa. A Lei Valentim “altera profundamente as análises de viabilidade dos projetos, afetando os planos de investimentos de longo prazo das concessionárias de blocos para exploração e produção”,⁴³ assim criando uma instabilidade regulatória. Para tentar derrubar esta Lei, as companhias de petróleo entraram com uma Ação Direta de Inconstitucionalidade (Adin), uma vez que ela conflita com o REPETRO, que é federal. A mesma aguarda julgamento.

⁴¹ ORDOÑEZ, 2004.

⁴² Sebastião do Rego Barros, *in* Ordoñez, 2004.

⁴³ RAPPEL, 2003, p.105.

Enquanto esta questão não se resolve, e face às pressões recebidas do IBP, ABRAPET e International Association of Drilling Contractors (IADC) o governo fluminense recuou parcialmente, ao assinar o Decreto estadual nº 34.811 em 17/02/2004, desonerando as plataformas e equipamentos destinados à fase de exploração. (MACEDO, 2004).

Se a Lei Valentim criou uma instabilidade regulatória ao país na atração de investimentos ao Setor Petróleo, a Adin proposta pelo governador do Estado do Paraná e dada liminar pelo ministro Carlos Ayres Britto do Supremo Tribunal Federal (STF) foi muito mais nefasta. Concedida em 16/08/2004 às 20h50m⁴⁴, (poucas horas antes do início da 6ª Rodada de licitações na manhã seguinte), a liminar surpreendeu o governo e a indústria. Nela, foram alterados os artigos 26, 28, 43, 51 e 60 da Lei do Petróleo. Cancelou a propriedade do petróleo ou gás natural extraídos pelo concessionário revertendo-a à União (caput do Art. 26); determinou que o concessionário só poderá “ser brasileiro ou empresa constituída sob as leis brasileiras e que tenha a sua sede e administração no País”⁴⁵ (caput do Art. 26), estabeleceu que a ANP terá que se manifestar sobre os planos e projetos do concessionário de desenvolvimento e produção (§ 3 do Art. 26); cancelou o término da concessão por vencimento do prazo contratual ou por motivos de rescisão previstos no Contrato de Concessão (Incisos I e III do Art. 28); determinou que o prazo de exploração previsto no Contrato de Concessão não será prorrogado (Parágrafo Único do Art. 43 e 51); e, estabeleceu que a ANP não poderá conceder autorização às atividades de importação e exportação de petróleo e derivados, gás natural e condensado (Caput do Art. 60). Na manhã seguinte, o Presidente do STF cassou a liminar e o Leilão foi realizado. A Adin, no entanto, ainda será julgada.

⁴⁴ Informativo do Globo Online Petróleo e Gás, contendo na íntegra a decisão do ministro. Acesso em 25/08/04.

⁴⁵ *Idem*.

3.3 – Índice de Nacionalização vs. Compras Realizadas no País

Tem sido feita referência indiscriminada ao Índice de Nacionalização e às Compras Realizadas no País pela Petrobras, como se ambos fossem o mesmo indicador. Não são. Dois fatos na história iniciam a evidência desta afirmativa.

Quando a Petrobras exigiu contratualmente à Kellogg (ver capítulo 2), um índice de nacionalização de 20% no fornecimento de equipamentos para “Matamplia”, não existiam fabricantes de equipamentos no país para o Setor Petróleo. A intenção era desenvolver esta indústria, integrante do Plano de Metas do governo JK. O índice de nacionalização atingiu 25%, superando assim as expectativas, ou seja, 25% dos equipamentos que integraram a refinaria foram nacionalizados, ou seja, fabricados no país.

Em 1962, poucos anos depois, Mangabeira ao conclamar os empresários na FIESP para fabricar equipamentos para E&P informava que enquanto a Petrobras importava 95% dos equipamentos que utilizava, realizara 66% das suas compras no Brasil. No intuito de economizar divisas, assegurar a segurança política, econômica e financeira da estatal, assim como realizar a integração do monopólio pela auto-suficiência de suprimento em materiais e equipamentos, tornava-se necessário nacionalizá-los, ou seja, fabricá-los no próprio País. Dos produtos fabricados no Brasil, 66% foi adquirido localmente sendo os outros 34% importados. Foram importados porque não existia fabricação nacional, ou, porque as condições comerciais no exterior eram mais vantajosas.

Sabedora da diferença entre estes dois indicadores, a ANP definiu nos Contratos de Concessão como ‘Bem de Produção Nacional’ o equipamento e/ou material que é fabricado no país, cujo valor constante na Nota Fiscal de venda contenha no máximo 40% de

componentes importados, excluindo os impostos, exceto o imposto de importação. (ver anexos 6 e 7).

No Workshop Temático do PROMINP, foram apresentados os índices de Compras Diretas e Indiretas Realizadas no País pela Petrobras, conforme Tabelas 12 e 12.1, respectivamente.

Tabela 12 – Índice de Compras Diretas Realizadas no País.

	1950	1960	1970	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002	2003
%	5	60	50	72	45	93	87	80	75	79	87

Fonte: ALMEIDA, 2003.

Semelhante ao exemplo anterior, considerando todos os equipamentos e materiais de fabricação nacional, a Petrobras registrou em 2003 valores de Compras Realizadas no País que atingiram 87% do total adquirido. Obviamente aqueles que não são fabricados no país não integram este cálculo. Existe uma situação, no entanto, que contraria esta afirmativa. A compra pode ser feita a um distribuidor brasileiro de um produto fabricado no exterior, onde o distribuidor realiza a importação, internaliza o produto pagando todos os impostos e o vende à Petrobras em reais. Como o distribuidor é constituído no Brasil e a venda foi realizada em moeda brasileira, então esta compra é considerada como Compra Realizada no País, apesar do produto ter sido fabricado no exterior.

Tabela 12.1 – Índice de Compras Indiretas Realizadas no País (construção de plataformas *offshore*)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003
%	54	34	11	23	42	43

Fonte: ALMEIDA, 2003.

Compras Indiretas Realizadas no País, conforme Tabela 12.1, são aquelas realizadas a fornecedores nacionais pelas *main contractors*, neste caso na construção de plataformas *offshore*. Estes são os índices de nacionalização. Como as compras não foram realizadas diretamente pela Petrobras, apesar da empresa ser a usuária final do bem ou serviço, as mesmas não integram o cálculo do seu índice de compras. O índice de nacionalização de 42% registrado em 2002 pode ter sido a construção das plataformas P-43 e P-48 realizada pela KBR. Similarmente, o índice de 43% registrado em 2003 pode ter sido a construção dos módulos da P-50 realizada pela Mauá Jurong.

Considerando que estes índices estão abaixo da capacidade de fornecimento da indústria nacional de bens e serviços, o governo federal passou a exigir que as contratações a serem realizadas pela Petrobras na construção de plataformas a partir de 2003, contemplem um índice de nacionalização médio de 65%. Quatro projetos do PROMINP integrantes do tema estratégico ‘Capacitação’ visam diagnosticar as lacunas existentes no fornecimento nacional de bens e serviços para E&P, Transporte Marítimo, Abastecimento e Gás e Energia e Transporte Dutoviário. (Ver anexo 9). Em entrevista⁴⁶, Marcelo Arantes, coordenador de um destes projetos, informou que o MME espera chegar em 2007 com um índice de nacionalização de 90% em todos os empreendimentos do Setor Petróleo. Acrescentou que o índice gira atualmente em torno de 50% e para que a meta seja atingida será necessário nacionalizar alguns equipamentos que ainda não são fabricados no país. Completa que “se chegarmos a um índice de 70 a 80% já será uma grande vitória”.⁴⁷

Portanto, para se atingir a estes índices de nacionalização almejados, torna-se necessário que o governo crie condições para atrair novas fábricas a se instalarem no país,

⁴⁶ BADENES, 2004.

⁴⁷ *Idem*.

ou, que não contingencie os recursos do CTPetro para que as empresas nacionais possam desenvolver estes produtos.

No âmbito regulatório, uma lacuna que existia com relação ao conteúdo nacional, era a forma de apuração deste indicador, necessário para a fiscalização da ANP nos Contratos de Concessão. Num estudo encomendado pela Agência em 2002, a ONIP iniciou o trabalho *Desenvolvimento de Metodologias para Determinação do Índice de Nacionalização de Bens e Serviços no Setor Petróleo e Gás Natural*. Englobado no PROMINP no tema estratégico ‘Política Industrial’, no item ‘Regulação’, o mesmo foi absorvido e transformado no projeto IND P&G-5 “Construção de Metodologia, Sistemática, Aferição e Auditoria para a Apuração do Conteúdo Local” (ver anexo 9), cujo primeiro resultado foi a confecção da *Cartilha do Conteúdo Local de Bens, Sistemas e Serviços Relacionados ao Setor de Petróleo e Gás Natural*. Lançada pelo MME em 26/07/04, define métodos e critérios para o cálculo do conteúdo local de equipamentos, subsistemas, sistemas, conjunto de sistemas e serviços relacionados ao Setor Petróleo. Na introdução do documento é salientado que a metodologia é “totalmente baseada em custos, documentação e informações de caráter exclusivo e sigiloso de fabricantes, fornecedores, subfornecedores e prestadores de serviços e será instrumento de trabalho de todos os presentes na cadeia produtiva do setor”.⁴⁸ Também ressalta que “essas empresas serão as responsáveis pela prestação de informações, pelo cálculo dos Conteúdos Locais e pela manutenção da documentação comprobatória a ser apresentada,... para efeito de apuração e aferição dos resultados dessa apuração”.⁴⁹ Não obstante, o assunto em torno do indicador

⁴⁸ Cartilha, 2004, p. 4 de 51.

⁴⁹ *Idem*.

de nacionalização ou conteúdo nacional ainda não está totalmente esgotado e aparentemente ainda não foi assimilado por todos os agentes do Setor.

Uma das cinco ações judiciais que a AEPET impetrou contra o leilão de concessão da Rodada 6, referiu-se ao compromisso com aquisição local de bens e serviços nos Contratos de Concessão. Alegou que o peso de 40% utilizado como parte do critério de julgamento das ofertas relativo ao conteúdo nacional era superior ao peso de 30% utilizado no bônus de assinatura e, portanto, ia de encontro aos interesses dos cofres públicos. “A decisão judicial dizia ainda que as concessões durariam 35 anos e que não havia como prever a capacidade da indústria nacional neste período”.⁵⁰ A ANP cassou a liminar em 11 de outubro. Esta alegação torna-se improcedente quando se considera que os equipamentos não serão adquiridos em 35 anos e sim na fase prévia de preparação do poço para iniciar sua produção. Por não serem descartáveis e possuírem uma vida útil de muitos anos, não há necessidade de substituí-los freqüentemente. Sofrem manutenção periódica. Nas instalações *subsea*, por exemplo, os equipamentos são projetados para trabalhar durante 20 anos sem intervenção para manutenção. A periodicidade de intervenção para manutenção de qualquer equipamento é determinada pela sua qualidade e sofisticação tecnológica, fator diferenciador entre um fabricante e outro (do mesmo equipamento), uma vez que ambos são regidos por normas e padrões internacionais que permitem a intercambiabilidade de seus equipamentos. Chamado de custo global de compra considera o custo inicial de compra mais todas as intervenções para manutenção e a duração da sua vida útil até seu descarte. A Petrobras percebeu esta diferença e está modificando sua filosofia de compras, o que será relatado no Capítulo 4.

⁵⁰ RANGEL, 2004 b.

Capítulo 4 – Resultados, Perspectivas e Desafios

Este capítulo descreve alguns dos resultados alcançados com a abertura do mercado de petróleo, descreve as perspectivas para a indústria nacional e enumera alguns desafios a serem alcançados para que a estabilidade regulatória proporcione o desenvolvimento de forma contínua.

4.1 – Resultados

O principal resultado que a abertura do mercado de petróleo proporcionou foi a quebra do paradigma de que o petróleo é um bem intocável, de propriedade da Petrobras e estratégico para a soberania da Nação. Principal insumo energético do mundo¹ assumiu sua definição: *commodity*. Chamar o petróleo de *commodity* num passado não muito distante provocava reações nacionalistas vorazes. Uma *commodity* que começou a ser negociada em 30/03/1983 na bolsa de Nova Iorque (*New York Mercantile Exchange*)² está ao mesmo tempo inserida na política energética de forma planejada e regida por regras estabelecidas pelo ente regulador. Cabe à agência reguladora garantir que o petróleo conserve seu caráter estratégico através de regras claras, supervisão, fiscalização e em conjunto com outros órgãos governamentais promover a estabilidade regulatória. O ex-diretor geral da ANP,

¹ O *BP Statistical Review of World Energy*, junho 2004, divulgou que do total de 9.741,1 milhões de toneladas de óleo equivalente consumidos no mundo em 2003, o petróleo participou com 37,3%; o gás natural com 24%; o carvão com 26,5% e energias nuclear e hidrelétrica com 6% cada uma. O petróleo e o gás natural respondem por 61,3% de toda energia primária consumida. In BACCOLI, 2004.

² YERGIN, 2003.

David Zylbersztajn, destaca as tarefas mais importantes da Agência que dirigiu durante seus quatro primeiros anos:³

1. Supervisionar o poder de mercado dos operadores e evitar práticas anticompetitivas;
2. Organizar a entrada de novos operadores e promover a competição; zelar pela implementação de um novo modo de organização industrial;
3. Defender e interpretar as regras, arbitrando os eventuais conflitos entre atores;
4. Complementar o processo de regulamentação; e,
5. Estimular a eficiência e a inovação, estimulando a repartição, com o consumidor, dos ganhos de produtividade registrados na indústria.

A somatória destes fatores - livre concorrência; atração de investimentos de novos agentes; estímulo à eficiência e à inovação da simbiótica indústria fornecedora de bens e serviços e o surgimento de uma nova organização industrial da até então monopsonista Petrobras - poderão propiciar um novo modelo de desenvolvimento, cujos resultados poderão ser compartilhados com a sociedade.

Portanto, no caminho escolhido e que vem sendo trilhado há sete anos, não há mais espaço para o nacionalismo passional e melancólico. A afirmativa de que “O Petróleo é Nosso!” é mais verdadeira hoje do que no passado quando o governo interferia na Petrobras e fazia dela uma caixa-preta.

Com esta quebra de paradigma a abertura do mercado proporcionou à Petrobras uma nova forma de atuação. Livre para realizar parcerias, a empresa expandiu sua atividade na área de E&P adquirindo o direito de concessão em consórcio com outras petroleiras como forma de alavancar novos negócios. Dotada com maior flexibilidade de manobra

³ ZYLBERSZTAJN, 1998.

empresarial e financeira, já que os investimentos são compartilhados, esta nova condição poderá acelerar a descoberta de novas reservas petrolíferas.

Também, como passou a competir livremente com as operadoras que se instalaram no Brasil, a Petrobras deixou de ser um instrumento da política macroeconômica do governo e passou a perseguir resultados econômico-financeiros, perseguindo o lucro e a remuneração aos seus acionistas como qualquer empresa do setor privado. Uma nova forma de organização foi implantada através da descentralização, subdividindo a empresa em Unidades de Negócios (UN). Cada UN passou a buscar o aumento da sua eficiência, produtividade, competitividade e a redução de seus custos objetivando obter melhores resultados e desempenho.

A missão, ajustada, da Petrobras passou a ser:⁴

Atuar de forma segura e rentável nas atividades da indústria de óleo, gás e energia, nos mercados nacional e internacional, fornecendo produtos e serviços de qualidade, respeitando o meio ambiente, considerando os interesses dos seus acionistas e contribuindo para o desenvolvimento do País.

Também com esta visão, a meta para 2010 passou a ser: “A Petrobras será uma empresa de energia com forte presença internacional e líder na América Latina, atuando com foco na rentabilidade e responsabilidade social”.⁵

Na área de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS), a Petrobras adotou como meta para 2007, não permitir que o volume máximo de vazamentos ultrapasse 770 m³. Isto representa uma redução de 73%, comparado com o volume médio de vazamentos ocorridos

⁴ DUQUE, 2003.

⁵ *Idem*.

no período de 1997 a 1999, de 2.850 m³. Os volumes de vazamentos registrados nos anos de 2000, 2001 e 2002 foram de 5.983 m³, 2.619 m³ e 197 m³, respectivamente. Apesar da meta ter sido atingida já em 2002, o primeiro trimestre de 2003 registrou um volume ainda menor, de 50m³. (DUQUE, 2003). Segundo Gabrielli (2004), a meta para 2010 é não permitir que o volume máximo de vazamentos ultrapasse 598 m³.

Na produção de barril de óleo equivalente por dia (boepd) e reservas provadas em barril de óleo equivalente (boe) em 2002, a Petrobras figurou como a 6^a petroleira no *ranking* internacional, conforme Tabela 13.

Tabela 13 – Ranking das petroleiras por produção e reservas provadas (valores aproximados) e crescimento médio da produção de óleo e gás.

Petroleiras	Produção e Reservas Provadas			Crescimento médio da produção de óleo e gás (1998-2002)	
	Colocação	Produção milhões boepd	Reservas provadas bilhões boe	Colocação	%
Exxon Móbil	1 ^a	4,2	24	9 ^a	-0,5
Shell (RD)	2 ^a	4,0	22	6 ^a	1,7
BP Amoco	3 ^a	3,5	15	4 ^a	3,6
Chevron Texaco	4 ^a	2,7	12	8 ^a	-0,4
Total Fina Elf	5 ^a	2,4	11	5 ^a	2,8
Petrobras	6 ^a	1,75	10	1 ^a	11,2
Conoco Phillips	7 ^a	1,4	7	3 ^a	4,8
ENI	8 ^a	1,0	5	2 ^a	7,6
Repsol YPF	9 ^a	1,0	5	7 ^a	1,5

Fonte: PALAGI, 2003. Obs.: Cálculo das Reservas pelo método SEC (Securities Exchange Commission)⁶.

Também conforme a Tabela 13, a Petrobras foi a petroleira que registrou a maior taxa de crescimento médio (11,2%) em produção de óleo e gás, no período de 1998 a 2002.

⁶ Segundo Shah (2004), a SEC recomenda que as reservas só sejam consideradas ‘provadas’ quando o grau de certeza seja de no mínimo 90 por cento.

A nova forma de atuação da Petrobras também resultou numa diminuição significativa nos seus custos de extração de óleo e gás, conforme Tabela 14. O custo de US\$ 5,4 por boe em 1997 foi reduzido para quase metade em 2002, atingindo US\$ 3,0 por boe. Esta redução foi possível devido ao “aumento da produção; avanços tecnológicos; otimização da logística, da operação e do processo administrativo; e, automação de poços, plataformas e plantas de processos”.⁷ A meta para 2005 é diminuir o custo de extração para US\$ 2,8/boe e em 2010 para US\$ 2,4/boe.⁸ Considerando que este custo foi de US\$ 3,41 por boe⁹ em 2003 e analisando os custos de extração para o período de 1999 a 2002 que se mantiveram praticamente no mesmo patamar, a meta para 2005 deverá ser de difícil alcance.

Tabela 14 – Evolução dos custos de extração da Petrobras na composição do custo total em US\$/boe

Ano	Custo de Extração (A)	Participação Governamental (B)	Custo Total (A+B)
1997	5,4	0,8	6,2
1998	4,8	0,7	5,5
1999	3,2	1,7	4,9
2000	3,3	3,7	7,0
2001	3,3	3,3	6,6
2002	3,0	4,0	7,0

Fonte: PALAGI, 2003.

Apesar do custo total de extração ter aumentado em função do aumento das participações governamentais, o custo operacional diminuiu significativamente e foi o segundo menor custo obtido entre as petroleiras internacionais, conforme Tabela 15.

⁷ PALAGI, 2003, slide 7 de 41.

⁸ Fonte: Meta para 2005: PALAGI, 2003. Meta para 2010: GABRIELLI, 2004.

⁹ Gabrielli (2004).

Tabela 15 – Custo Operacional de Extração: Ano 2002

Petroleiras	Custo de Extração em US\$ boe
Total Fina Elf	2,3
Petrobras	3,0
Exxon Móbil	3,4
BP Amoco	3,5
ENI	3,9
Shell	3,9
Conoco Phillips	4,7
Chevron Texaco	4,8

Fonte: PALAGI, 2003. Obs.: Repsol YPF não foi enumerada.

Dentro do *benchmarking* realizado, a Petrobras obteve o menor custo de descoberta e desenvolvimento (média de 2000-2002), tendo registrado o valor de US\$ 3,2 por boe contra a média de US\$ 4,3 / boe, conforme Tabela 16.

Tabela 16 – Custo de Descoberta e Desenvolvimento: Média de 2000 – 2002 em US\$/boe

Petroleiras	Custo de Descoberta e Desenvolvimento em US\$ boe
Petrobras	3,2
BP	3,5
Total Fina Elf	3,5
Exxon Móbil	4,2
Shell	4,4
Chevron Texaco	4,7
Conoco Phillips	4,8
ENI	6,1
Média	4,3

Fonte: PALAGI, 2003. Obs.: Repsol YPF não foi enumerada.

Na área de materiais, a Petrobras iniciou uma mudança de relacionamento com seus fornecedores ao implantar o Programa de Garantia da Qualidade de Materiais e Serviços

Associados (PGQMSA).¹⁰ Aprovado pela Diretoria Executiva em 04/07/2001, o fato motivador para a criação do Programa foi a perda de qualidade dos produtos fornecidos, fruto dos acontecimentos da década de 1990: sucateamento do parque fabril e a conseqüente perda de mão de obra qualificada causada pela retração dos investimentos; abertura do mercado (governo Collor) sem que o fabricante nacional tivesse tempo para se preparar para a concorrência súbita com os fabricantes estrangeiros; falta de acesso a fontes de financiamentos competitivos; e, a exigência de certificação da série ISO 9000 cujo enfoque é o Sistema da Qualidade e não a qualidade do produto. O fruto desta não qualidade gerou um prejuízo de R\$ 280 milhões para a Petrobras (1998-2002), sem considerar os lucros cessantes, ocasionados por paradas na operação de unidades, não programadas, e acidentes.

O Programa objetiva “garantir a qualidade dos materiais e serviços associados fornecidos à Petrobras; contribuir para a inserção de novos conceitos de confiabilidade operacional e de alta performance; e, desenvolver o mercado para atendimento às necessidades da Petrobras”¹¹. Setenta tipos de materiais a serem trabalhados foram selecionados. Apesar do prazo total estimado de implementação ser de cinco anos, espera-se a obtenção de resultados em menor tempo.

Para a realização do Programa foram definidas as seguintes diretrizes de atuação: “efetuar Auditorias de Qualidade com foco no produto; atuar junto aos fornecedores de itens críticos; buscar a adequação da engenharia industrial, da mão de obra e da capacidade fabril do mercado; e, conscientizar o mercado fornecedor”.¹² Enfocando a garantia de

¹⁰ As informações sobre o PGQMSA foram baseadas em Martins, 2003. A autora deste trabalho participou desta palestra. Em 25/11/04 a autora entrevistou Martins para atualizar alguns dados divulgados na palestra.

¹¹ MARTINS, 2003, slides 5 e 6 de 36.

¹² *Idem*, slide 11 de 36.

qualidade dos materiais, a competitividade e a maximização do conteúdo nacional, os mercados nacional e internacional foram mapeados. O grau de competitividade do fornecedor nacional foi analisado. O fornecedor estrangeiro foi selecionado baseado na complementaridade para suprir a insuficiência do mercado nacional.

Os requisitos de produto e processo a serem auditados e monitorados foram: Gestão da Qualidade; Tecnologia do Projeto; Certificação e Procedimentos Especiais; Recursos Humanos em Engenharia do produto (incluindo projeto), garantia/controle da qualidade; Tecnologia do processo fabril; Recursos para montagem e testes; Serviços de assistência técnica e pós-venda. A avaliação também abrange o Sistema da Qualidade, a Engenharia do Produto incluindo o projeto, a capacitação e a capacidade fabril e a logística de fornecimento da empresa.

Em 2003, os segmentos de caldeiraria, bombas e válvulas do mercado nacional foram trabalhados abrangendo 11 tipos de materiais¹³. Em 2004, os segmentos de equipamentos para o E&P, equipamentos elétricos e de instrumentação e equipamentos de condução do mercado nacional estão sendo trabalhados abrangendo 17 tipos de materiais¹⁴.

Os fornecedores estrangeiros selecionados também estão sendo trabalhados em 2004. Esta seletividade foi baseada na complementaridade de produtos para suprir a insuficiência do mercado nacional, seja por carência tecnológica ou por fator crítico de competitividade.

¹³ Foram eles: vasos de pressão, reator de processo, torre de processo, permutador de calor e resfriador a ar (caldeiraria); bombas centrífugas e alternativas; e, válvulas esfera, gaveta, globo e retenção. (MARTINS, 2003).

¹⁴ São eles: Materiais para o E&P: BCS, bomba de fundo, BCP, ANM, Manifold, Cabeça de poço submarino, Haste de bombeio, Umbilical e Linhas Flexíveis. Equipamentos elétricos e de instrumentação: Motor, gerador, Transformador de potência, Subestação e Estações de Medição e Vazão. Equipamentos de condução: Tubo API 5L, Tubo de Produção e Mangotes marítimos. (MARTINS, 2003).

Para apuração dos resultados, foram atribuídos pontos e pesos para os itens avaliados nas auditorias, consolidando-os numa nota única. Para pontos iguais ou superior a 80 foi atribuído a nota A, para pontos entre 60 e 80 foi atribuído a nota B e para pontos menor ou inferior a 60 pontos foi atribuído a nota C. Um Índice de Melhoria da Qualidade do Mercado (IMQ) foi elaborado como indicador de qualidade.

Os resultados das avaliações técnicas de cada fabricante foram encaminhados através de relatório confidencial, juntamente com a nota alcançada e sua situação em relação ao segmento de mercado em que atua. Reuniões foram realizadas com os integrantes de cada segmento para apresentação dos resultados gerais.

Baseado no resultado das avaliações, Planos de Ação individuais foram implementadas com adoções de medidas corretivas para a melhoria da qualidade. Verificações periódicas serão realizadas em cada fabricante assim como sua reclassificação, se for o caso. Também, a adequação e padronização da sua linha de fornecimento serão realizadas em seu Certificado de Registro e Classificação Cadastral (CRCC). O setor de Cadastro de Materiais está monitorando a entrada de novos fornecedores nacionais para serem incluídos no Programa. A divulgação das informações é de uso exclusivo da Petrobras e as mesmas serão disponibilizadas em sua Intranet contendo os questionários, relatórios e mapas de avaliação, a classificação dos fabricantes e os mapas consolidados, para que cada UN tenha conhecimento da situação técnica dos fornecedores.

Em setembro de 2003, a Petrobras tinha em seu cadastro, um total de 1.635 fornecedores de materiais e equipamentos, sendo 1.170 nacionais e 465 estrangeiros, e 2.640 fornecedores de serviços, sendo 2.591 nacionais e 49 de serviços, com 1.804 famílias de materiais e 582 classes de serviços. (FILHO, 2003).

Com relação aos indicadores de resultados financeiros, a Petrobras registrou um aumento espetacular de 1.077,7% em seu lucro líquido em 2003 comparado com 1997, conforme Tabela 17.

Tabela 17 – Evolução do Lucro Líquido da Petrobras (1997 a 2003) em Reais (MM)

Ano	Lucro Líquido em MM	Variação % Um ano para o outro
1997	1.511	
1998	1.389	-8,1
1999	1.757	26,5
2000	9.942	465,9
2001	9.867	-0,8
2002	8.098	-17,9
2003	17.795	119,7

Fonte: Anos 1997 a 2002: Revista Brasil Energia, no 275, outubro/2003, p.164.
Ano 2003: Pires, 2004.

Em termos de produção de petróleo para o país, o período pós-abertura proporcionou um aumento de 78,8% em 2003 em relação a 1997. Em 2003, o Brasil ocupou o 15º lugar no *ranking* dos países produtores de petróleo em barris por dia.¹⁵ Em 1997, figurava em 21º lugar, mesmo patamar que em 1969 (Capítulo 1). Já as reservas provadas, saltaram de 7,1 bilhões de barris de petróleo em 1997 para 10,6 bilhões em 2003: um acréscimo de 49%. (BP, 2004).

A flexibilização do monopólio também proporcionou a reativação da combalida indústria naval. Sua simbiose com o Setor Petróleo pode ser dividida em quatro atividades distintas: 1) construção de embarcações que dão suporte logístico às plataformas marítimas de perfuração e produção; 2) construção de navios petroleiros; 3) construção de plataformas de perfuração e produção; e, 4) serviços de reparos navais. Implantada através do Plano de

¹⁵ Fonte: BP, 2004. Ver Quadro 18 anexo, para evolução da produção mundial em petróleo no período de 1997 a 2003.

Metas do governo JK, a indústria naval iniciou em 1959, com 6.200 toneladas de porte bruto (TPB) contratadas e com a geração de 1.430 postos de trabalho em 1960. Atingiu seu ápice durante o milagre econômico com 3,3 milhões de TPB contratadas (1974) e gerando 39.155 empregos diretos e 120 mil empregos indiretos (1979). Seu declínio começou no final da década de 1980. Em 1998, a indústria produziu apenas 6.000 TPB, praticamente o mesmo que quando iniciou, e contratou 1.800 pessoas, nos estaleiros que operavam minimamente, localizados no Estado do Rio de Janeiro. (GASPARI, 1999).

Uma conjunção de fatores deu início a sua revitalização: 1) A criação em 1999 da Secretaria de Energia, Infra-estrutura, Indústria Naval e Petróleo (SEINPE), com objetivos e metas específicas para reativar esta indústria; 2) Articulação do empresariado, da SEINPE, MME, Ministério dos Transportes, e ANP na reversão do corte causado por um acordo com o FMI do Fundo de Marinha Mercante (FMM). Este Fundo, gerido pelo BNDES para aplicação em construções e investimentos na indústria naval, é composto pelo Adicional de Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM), uma taxa de 0,25% cobrada sobre as importações por via portuária. Sem encomendas, os recursos do Fundo não eram utilizados e ao final de cada ano os mesmos retornavam para os cofres da União. Esta articulação resultou na revisão do corte, assim re-estabelecendo os recursos do Fundo. Também, voltou a ser efetivamente utilizado para o financiamento das encomendas que gradativamente começaram a surgir, conforme será relatado abaixo. 3) A orientação da Petrobras de realizar reparos dos petroleiros da Transpetro nos estaleiros fluminenses. Em 1999, foram confirmados reparos em 14 dos 65 petroleiros da frota. 4) A decisão da Petrobras em contratar *supply boats*¹⁶ de bandeira nacional, para substituir 21 embarcações

¹⁶ *Supply boats*, ou *Platform Supply Vessel* (PSV) são embarcações que dão suporte logístico às plataformas marítimas de perfuração e produção. De propriedade de armadores, são arrendados pelas petroleiras.

de bandeira estrangeira que prestavam serviço à Petrobras cujos contratos de afretamento iriam vencer em 2000. 5) Diferimento de ICMS para reparos e construções navais no Estado do Rio de Janeiro pelo governo estadual. 6) Atração de empresas estrangeiras no arrendamento ou realização de sociedade com os estaleiros fluminenses. O grupo Keppel Fels de Cingapura arrendou o estaleiro Verolme em Angra dos Reis em associação com a Setal. O grupo Jurong, também de Cingapura, adquiriu controle acionário dos estaleiros Mauá e EISA. O grupo Aker-Kvearner adquiriu o estaleiro Promar. 7) A exigência do conteúdo nacional de 40% nas construções das plataformas P-43 e P-48.

Em setembro de 2001, a carteira da construção naval fluminense contava com um volume de encomendas de US\$ 894 milhões e com uma força direta de trabalho de 8.000 trabalhadores, “impulsionado principalmente pelo setor petróleo”.¹⁷ Estas encomendas compreenderam os módulos das plataformas P-43 e P-48, a conversão e construção da P-48, uma plataforma semi-sub de perfuração, quatro petroleiros¹⁸ e nove embarcações de apoio. Estas nove embarcações fizeram parte da decisão da Petrobras de substituir gradualmente a frota de embarcações de apoio de bandeira estrangeira por bandeira nacional. Um programa de substituição foi elaborado. O número de embarcações a serem construídas aumentou para 22, incorporando outros tipos de embarcações, a exemplo dos tipos AHTS e LH¹⁹. (ZAIDER, 2001). A Petrobras também aproveitou para aumentar a

¹⁷ Zaider, 2001, p.43.

¹⁸ Por falta de garantias reais exigido pelo BNDES para a liberação do financiamento para o estaleiro que venceu a licitação, a contratação foi cancelada após dois anos. Estes quatro petroleiros foram incluídos na carteira de encomendas de 22 petroleiros da Transpetro cuja licitação foi adiada para 2005. Sucessivos adiamentos vem sendo realizados, enquanto não se resolve a sistemática de garantias para financiamento ao setor, vetada pelo Presidente da República no texto da Lei 10.893/2004 que criava o Fundo Garantidor da Indústria Naval (FGIN).

¹⁹ *Anchor Handling Tug Supply* são embarcações que manuseiam âncoras. *Line Handling* manuseiam espias.

potência e a capacidade das embarcações, “que enfrentarão condições cada vez mais adversas de ventos e correntes em águas cada vez mais profundas”.²⁰

Em 2002, o plano de substituição de *supply boats* foi concluído. Segundo Cordeiro (2002c), devido ao seu sucesso que gerou investimentos de aproximadamente US\$ 500 milhões e deu ocupação a seis estaleiros, a Petrobras intenciona realizar um segundo plano para dar continuidade à substituição da frota. Na Bacia de Campos, das 93 embarcações que prestam serviço à Petrobras, apenas 30 são de bandeira brasileira. Em função deste novo potencial de encomendas, alguns armadores nacionais encomendaram aos estaleiros a construção de embarcações de apoio, mesmo sem ter contratos firmados com a Petrobras. Apesar do risco de investir sem ter um contrato firmado, os mesmos estavam confiantes no aumento da atividade exploratória que necessitará mais embarcações e na Lei N° 9.432, de 08/01/1997, que dá preferência a embarcações de bandeira brasileira em novas contratações. A Petrobras, assim, fica obrigada a realizar consulta prévia aos armadores nacionais quanto à disponibilidade das suas embarcações antes de realizar uma licitação internacional.

Atualmente existem encomendas nos estaleiros nacionais para construção de embarcações de apoio que totalizam US\$ 521,5 milhões (US\$ 300,3 milhões no Rio de Janeiro).²¹ Empresas nacionais também venceram as concorrências para construção das plataformas P-51, P-52, P-54 e PRA-1, cujos valores somam a mais de US\$ 2,3 bilhões. Todas serão construídas nos estaleiros fluminenses, com exceção da PRA-1 que será construída na Bahia. Está em licitação a construção da plataforma flutuante P-53 e da plataforma fixa que será instalada do campo de Manati, na Bacia de Camamu. Segundo

²⁰ Zaider, 2002, p.41.

²¹ Fonte: Monteiro, 2004.

Rocha (2003), os estaleiros contrataram 15.000 pessoas em 2003, e existe a expectativa de contratar mais 5.000 até o final de 2004.

Apesar desta pujança, a indústria naval vive um momento de expectativa com o edital de licitação orçado em mais de US\$ 1 bilhão, que a Transpetro vai colocar no mercado para construção, num primeiro momento, de 22 novos navios petroleiros para iniciar a substituição da sua frota. Esta substituição ocorrerá por dois motivos: 1) A vida útil dos mesmos está chegando ao fim; e, 2) Por determinação da Organização Marítima Internacional (IMO, sigla em inglês) toda a frota mundial de petroleiros de casco simples deverá ser substituída para casco duplo, até 2008. Os petroleiros de casco simples não poderão mais aportar nos principais portos do mundo, a exemplo dos norte-americanos. Dos 51²² navios da Transpetro, apenas seis são de casco duplo. (MONTEIRO, 2004). O governo federal ainda precisa resolver a questão da garantia financeira dos estaleiros nacionais para o financiamento das contratações. Caso contrário, boa parte destas construções poderá ser feita em estaleiros estrangeiros, que possuem incentivos governamentais e acesso fácil a crédito competitivo.

Outro resultado proporcionado pela abertura do mercado foi o ingresso de empresas nacionais na atividade de E&P. Chamadas de produtores ou petroleiras independentes, adquiriram concessões como operadoras ou em consórcio a partir da 2ª Rodada. São elas: Arbi, Aurizônia, Coplex, Koch, Marítima (Petrosynergy e Rainier), Odebrecht²³, Petróleo Ipiranga, Petrorecôncavo, Petroserv, Queiroz Galvão, Starfish e W.Washington. (ver Gráfico 1). A maior parte das concessões estão localizadas *onshore*, que exige volumes de investimentos menores que em *offshore*.

²² www.transpetro.com.br/portugues/empresa/transporteMaritimo/transporteMaritimo.shtml, acesso em 01/11/2004.

²³ A Odebrecht vendeu seus ativos e não possui mais nenhuma concessão.

Dentre elas, se destacam a Marítima e a Queiroz Galvão. Com concessões *onshore*, nas Bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Potiguar, a Marítima descobriu petróleo em uma de suas concessões no Recôncavo, após dez anos sem novas descobertas nesta Bacia. Já produz, juntamente com outra concessão na Bacia de Sergipe-Alagoas, 400 boepd (março/2004). Tem a expectativa de dobrar a produção para 900 boepd até o final do ano. Após seu ingresso neste seleto mercado, expandiu suas atividades de E&P para o exterior, onde detém concessões nos Estados Unidos (Texas), Colômbia e Equador. Nas concessões nestes países sul-americanos, produziu em março de 2004 um total de 10.620 boepd. Tem a expectativa de incrementar a produção em torno de 20% até o final do ano, atingindo a produção de 12.650 boepd. (BARRETO, 2004).

A Queiroz Galvão possui concessões *onshore* e *offshore*, na maioria em consórcio com outras petroleiras, inclusive a Petrobras. Quatro destas se encontram em fase de desenvolvimento ou produção e possuem um total de 121 milhões boe de reservas provadas: 1) Campo de Manati na Bacia de Camamu: Reserva provada de 23 Bm³ de gás, entrará em operação em outubro de 2005, produzindo para o mercado deficitário de gás na Bahia. A empresa detém 55% do consórcio, a Petrobras (operadora) e a Petroserv detém 35% e 10%, respectivamente. 2) Campos de Estrela do Mar e Coral na Bacia de Campos: Detém 30% do consórcio. A Petrobras é a operadora (35%) juntamente com a Coplex e a Starfish que detêm 27,5% e 7,5%, respectivamente. Somados, os campos possuem reservas provadas de 44 MM bbl. Iniciou a produção em 2003, tendo produzido (maio a dezembro) 2 MM bbl. 3) Campo de Cavalo Marinho também localizado na Bacia de Santos e com o mesmo consórcio. Possui reservas provadas de 22 MM bbl. Tem sua produção prevista para iniciar em 2007. (FERNANDES, 2004).

Apesar do surgimento desta nova categoria de empresas, face às oportunidades de investimentos, questões regulatórias precisariam ser ajustadas para atrair um maior número de empresas.

Outro resultado que a abertura do mercado proporcionou foi o compartilhamento com a sociedade dos recursos financeiros gerados pela atividade do Setor Petróleo através de pagamento de *royalties* e participação especial, conforme a Lei 9.478/97 Art. 49 e 50 e Decreto nº 2.705 de 03/08/1998. Conforme a Tabela 18, os Estados e Municípios arrecadaram com os *royalties* os montantes ascendentes de R\$ 658 milhões em 1999 a R\$ 2,0 bilhões em 2004, até agosto.

Tabela 18 - Royalties 1999 a 2004 - em R\$ MM

Destinação	1999	2000	2001	2002	2003	2004*
Estados (E)	331	623	763	1.021	1.413	979
Municípios (M)	327	623	769	1.070	1.475	1.025
Soma E + M	658	1.246	1.532	2.091	2.888	2.004
MCT	120	229	282	392	542	373
Ministério da Defesa	137	262	326	467	-	-
Comando da Marinha	-	-	-	-	645	442
Soma União	257	491	608	859	1.186	815
Fundo Especial	69	131	163	234	322	221
Total Brasil	984	1.868	2.303	3.184	4.396	3.040

Fonte: Ano de 1999: www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/1999.pdf, acesso 22/10/04.

Ano de 2000: www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/2000.pdf, acesso 22/10/04.

Ano de 2001: www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/2001.pdf, acesso 22/10/04.

Ano de 2002: www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/2002.pdf, acesso 22/10/04.

Ano de 2003: www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/2003.pdf, acesso 22/10/04.

Ano de 2004: www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/2004.pdf, acesso 22/10/04. * De janeiro a agosto.

Adicionalmente, conforme a Tabela 19, os Estados e Municípios arrecadaram com a participação especial os montantes crescentes de R\$ 519 milhões em 2000 a R\$ 1,8 bilhões em 2004, até agosto.

Tabela 19 - Participação Especial 1999 a 2004 – em R\$ MM

Destinação	1999	2000	2001	2002	2003	2004*
Estados (E)	-	415	690	1.006	1.999	1.414
Municípios (M)	-	104	171	249	500	354
Soma E + M	-	519	861	1.255	2.499	1.768
MME	-	415	689	1.004	1.999	1.414
MMA	-	104	172	251	500	354
Soma União	-	519	861	1.255	2.499	1.768
Total Brasil	-	1.038	1.722	2.510	4.998	3.536

Fonte: Ano de 1999: www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/1999.pdf, acesso 22/10/04.

Ano de 2000: www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/2000.pdf, acesso 22/10/04.

Ano de 2001: www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/2001.pdf, acesso 22/10/04.

Ano de 2002: www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/2002.pdf, acesso 22/10/04.

Ano de 2003: www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/2003.pdf, acesso 22/10/04.

Ano de 2004: www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/2004.pdf, acesso 22/10/04. * De janeiro a agosto.

Somando as duas arrecadações, os Estados e Municípios arrecadaram os montantes de: R\$ 658 milhões em 1999; R\$ 1,8 bilhões em 2000; R\$ 2,4 bilhões em 2001; R\$ 3,3 bilhões em 2002; R\$ 5,4 bilhões em 2003; e, R\$ 3,8 bilhões em 2004, até agosto. Nestes seis anos (2004 até agosto), foram arrecadados o montante total de R\$ 17,4 bilhões.

Os resultados de desempenho da indústria nacional de bens e serviços após a flexibilização do monopólio, no entanto, não são conhecidos! A CNI segue a classificação do IBGE, que não possui uma categoria industrial específica para a indústria de bens e/ou serviços para o Setor Petróleo. Na busca desta informação, duas associações de classe foram pesquisadas. Nem a ABIMAQ nem a ABDIB possui dados dos indicadores financeiros (faturamento, rentabilidade, lucro), capacidade fabril ou nível de empregos das empresas deste segmento industrial. A ABDIB informou que fez este acompanhamento até 1996. Em 1997 deixou de fazê-lo, uma vez que seu estatuto foi alterado e empresas de outros segmentos passaram a ser suas associadas (instituições financeiras, telefonia e infraestrutura) também. Urge que este acompanhamento seja feito para que os impactos econômicos da flexibilização sobre esta indústria sejam conhecidos. Fica como sugestão

que a ONIP passe a fazê-lo e que seja adotada a mesma sistemática utilizada no programa MAXPETRO para a coleta das informações.

4.2 – Perspectivas

O Planejamento Estratégico da Petrobras para o período 2003-2007 previa investimentos da ordem de US\$ 34,3 bilhões, sendo 85% a serem aplicados no Brasil (US\$ 29,2 bilhões), conforme Tabela 20, com uma média anual de US\$ 5,8 bilhões.

Tabela 20 – Plano de Investimentos Petrobras (2003-2007)

Áreas		US\$ bi	%	US\$ bi / ano**
E&P	B	18,0	53	3,6
Downstream	R	7,6	22	1,5
Distribuição	A	1,1	3	0,2
Gás & Energia	S	1,7	5	0,4
Áreas Corporativas	I	0,8	2	0,1
Subtotal	L	29,2	85	5,8
Internacional		5,1	15	1,0
Total		34,3	100	6,8

Fonte: DUQUE, 2003. ** Calculado aplicando o percentual de cada segmento sobre a média anual

Para se ter uma idéia da grandiosidade destes números, a Petrobras investiu durante o milagre econômico (1967-1973) no Brasil²⁴ o montante de US\$ 10,5 bilhões, e, US\$ 26,1 bilhões²⁵ durante o II PND (1974-1979), conforme Tabelas 21 e 22, respectivamente. A

²⁴ Investimentos no Brasil significa os não realizados na Área Internacional.

²⁵ Estes valores já estão deflacionados e correspondem a preços de 2002 em dólares norte-americanos. Ver Quadro 8.

média anual de cada período foi de US\$ 1,5 bilhão durante o milagre econômico e US\$ 4,4 bilhões durante o II PND.

Tabela 21 – Investimentos da Petrobras durante o milagre econômico (1967-1973) em US\$ bilhões a Preços de 2002.

Ano	Valor Total
1967	1,0
1968	0,9
1969	1,0
1970	1,5
1971	2,0
1972	1,9
1973	2,2
Total	10,5

Fonte: Quadro 1

Tabela 22 – Investimentos da Petrobras durante o II PND (1974-1979) em US\$ bilhões a Preços de 2002.

Ano	Valor Total
1974	3,4
1975	4,6
1976	4,5
1977	4,6
1978	4,7
1979	4,3
Total	26,1

Fonte: Quadro 1

No período pós-abertura até 2002 a Petrobras investiu US\$ 29,3 bilhões, conforme Tabela 23, representando uma média anual de US\$ 4,9 bilhões.

Tabela 23 – Investimentos da Petrobras pós-abertura (1997-2002) em US\$ bilhões a Preços de 2002.

Ano	Valor Total
1997	4,5
1998	5,5
1999	4,3
2000	4,3
2001	4,3
2002	6,4
Total	29,3

Fonte: Quadro 1

Aplicando os percentuais que foram investidos em cada segmento (Quadro 9), encontra-se a sua distribuição, conforme Tabela 24.

Tabela 24 – Distribuição dos investimentos por segmento em US\$ bilhões a Preços de 2002.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	Soma
E&P	2,1	2,8	2,5	3,2	2,8	2,9	16,3
Abastecimento	1,1	0,9	0,6	0,5	0,6	0,9	4,6
Gás e Energia	0,0	0,6	0,5	0,0	0,2	0,4	1,7
Internacional	0,9	0,9	0,5	0,3	0,5	2,0	5,1
Distribuição	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,5
Outros	0,3	0,2	0,1	0,3	0,1	0,1	1,1
Total	4,5	5,5	4,3	4,3	4,3	6,4	29,3

Fonte: Quadro 2

Se os valores investidos na Área Internacional forem subtraídos destes totais, encontra-se o valor total investido no Brasil para o período - US\$ 26 bilhões, com uma média anual de US\$ 4,3 bilhões – cujo volume foi praticamente igual ao volume investido durante o II PND.

Segundo Duque (2003), os investimentos de US\$ 29,2 bilhões a serem aplicados no Brasil que constavam no Planejamento Estratégico de 2003-2007 seriam distribuídos conforme demonstrado na Tabela 25.

Tabela 25 - Distribuição dos investimentos da Petrobras no Brasil (2003-2007) em US\$ bilhões.

Atividade	Investimento no Brasil	Compras no mercado nacional	Índice de Nacionalização (%) **
Construção e Montagem	15,0	8,8	59
Aquisição de Materiais e Equipamentos	8,7	6,4	75
Impostos	2,9	1,8	59
Outros (inclui afretamentos, aquisições e combustíveis).	2,6	2,0	75
Total	29,2	19,0	65

Fonte: DUQUE, 2003. ** Foi aplicado o índice de nacionalização para se obter o valor de compras no mercado nacional.

Do total (US\$ 29,2 bilhões) a ser investido no Brasil, US\$ 19,0 bilhões seriam efetivamente aplicados no mercado nacional, em construção e montagem, aquisição de materiais e equipamentos, impostos, afretamentos, aquisições e combustíveis. Utilizando o conceito de Índice de Nacionalização, conforme foi aplicado (ao invés de Compras Efetuadas no Brasil), de 59% e 75% para construção e montagem e aquisição de materiais e equipamentos, respectivamente, seria adquirido junto aos fornecedores nacionais, o montante total de US\$ 15,2 bilhões, ou, uma média anual de US\$ 3,0 bilhões. Portanto, refazendo o cálculo, dos US\$ 34,3 bilhões de investimentos totais, US\$ 15,2 bilhões, ou 44%, seriam adquiridos junto aos fornecedores nacionais. O percentual anunciado de investimentos no Brasil de 85% induz à interpretação de que US\$ 29,2 bilhões seriam efetivamente aplicados na indústria nacional. Conforme demonstrado, ao aplicar o conceito

de Índice de Nacionalização esta afirmativa não é verdadeira. Sua veracidade depende do conceito aplicado.

Mesmo assim, as oportunidades que se apresentam para os fornecedores nacionais são expressivas. A média anual de investimentos de US\$ 3,0 bilhões refere-se efetivamente à compra de bens e serviços nacionalizados, ao contrário das médias dos períodos anteriores mencionados, quando só se aplicava o conceito de Compras Efetuadas no Brasil.

O novo Planejamento Estratégico da Petrobras para o período 2004-2010 prevê um plano de Investimentos de US\$ 53,6 bilhões, conforme Tabela 26.

Tabela 26 – Novo Plano de Investimentos da Petrobras (2004-2010)

Áreas	US\$ bi	%	US\$ bi / ano**
E&P	32,1	60	4,6
Downstream	11,2	21	1,6
Petroquímica	1,1	2	0,2
Distribuição	1,7	3	0,2
Gás & Energia	6,1	11	0,8
Áreas Corporativas	1,4	3	0,2
Total	53,6	100	7,6

Fonte: www2.petrobras.com.br/publicação/pubnot/noticia_port.asp?id=1987, Banco da imprensa, 14/05/04 21:34, Petrobras anuncia novo plano estratégico, acessado em 21/05/04.

** Calculado aplicando o percentual de cada segmento sobre a média anual

Apesar dos valores dos investimentos na Área Internacional estarem embutidos nos valores das Áreas detalhadas na Tabela 27, o jornal “O Estado de São Paulo” de 19/05/04, em matéria intitulada “Estatal volta à petroquímica com novos projetos”, informou que o volume a ser investido no Brasil será de US\$ 46,1 bilhões (86%) e no exterior de US\$ 7,5 bilhões (14%)²⁶. Como os percentuais de investimento no Brasil e no exterior são praticamente iguais entre os dois Planejamentos Estratégicos (85% e 86% para o Brasil e

²⁶ GABRIELLI, 2004 confirma esta divisão.

15% e 14% para a Área Internacional), conclui-se que estes percentuais de aplicação se referem ao conceito de Compras Efetuadas no Brasil.

Como este Planejamento Estratégico sofreu apenas ajustes²⁷ em relação ao anterior (2003-2007), o cenário quanto ao Índice de Nacionalização deverá se manter, ou seja, aproximadamente 44% deverá ser adquirido junto aos fornecedores nacionais. Portanto, a Petrobras deverá adquirir o montante de US\$ 23,6 bilhões (2004-2010), com média anual de US\$ 3,4 bilhões, de bens e serviços efetivamente nacionalizados.

Baseado no estudo da CERA (ver capítulo 2), o Cenário 1 previu a aquisição média de 45% de bens e serviços junto aos fornecedores nacionais por parte das *oil companies* no período de 1998 a 2010 (Tabela 2), para as atividades de E&P. Isto representa uma média anual de US\$ 3,7 bilhões. No Cenário 2, do mesmo estudo, esta média aumentaria para 55%, o que dobraria a média anual para US\$ 7,4 bilhões de aquisições juntos aos fornecedores nacionais.

Comparando os números do Cenário 1²⁸ com os números do Planejamento Estratégico atual da Petrobras, conclui-se que o índice de nacionalização das *oil companies* é maior que o da Petrobras não apenas em valor e percentual, mas porque o mesmo só abrange as compras para as atividades de E&P, ao passo que o da Petrobras inclui outras atividades como Downstream, Distribuição e Gás & Energia.

As previsões de aquisição de bens e serviços da Petrobras (US\$ 3,4 bilhões) e do Cenário 1 (US\$ 3,7 bilhões) avolumam a investimentos de US\$ 7,1 bilhões anuais o que significa uma oportunidade extraordinária de alavancagem nos negócios dos fornecedores nacionais e aumento de geração de renda e empregos para o país.

²⁷ Duas modificações de filosofia, no entanto foram introduzidas: A volta da Petrobras para a Área de Petroquímica e a alteração na Missão da Companhia. A nova Missão será descrita na seção seguinte.

²⁸ O Cenário 2 não está sendo comparado, por ser mais otimista.

Se a previsão de aquisição do Cenário 1 não se concretizar totalmente, o valor de investimento apenas da Petrobras, maior demandante do Setor, constitui por si só um grande desafio a ser superado.

4.3 – Desafios

A indústria fornecedora tem o maior e talvez o mais difícil desafio a ser enfrentado: estar preparada para atender ao Plano de Investimentos da Petrobras e assim obter um volume contínuo de encomendas até o final desta década. Na atividade de E&P será o de conseguir atender ao volume de encomendas para suprir a demanda de bens e serviços na construção das novas plataformas P-51, P-52, P-53, P-54 e PRA-1. Com exceção da P-53, todas já foram contratadas e seus cronogramas de instalação *offshore* diferem em meses.²⁹

A PRA-1 será a primeira a ser instalada devido à sua função de escoamento e receberá o óleo de parte das plataformas de produção da Bacia de Campos. Se não houver atrasos nos cronogramas, a PRA-1 deverá ser instalada em março de 2006³⁰. Segundo Abibe (2004), a P-52 deverá navegar para o campo de Roncador em agosto de 2006, com previsão de produzir o primeiro óleo em outubro. Segundo Simas (2004), a P-54 deverá navegar para o também campo de Roncador em outubro de 2006. Segundo Padilla (2004), a P-51 deverá navegar para o campo de Marlim Sul em julho de 2007, com previsão de produzir o primeiro óleo em setembro. Isto significa que para cumprir o cronograma de

²⁹ Segundo Almeida (2003), mais duas plataformas serão encomendadas pela Petrobras e estão em fase de Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE): P-55 e P-56 serão instaladas nos Módulos 3 de Roncador e Marlim Sul, respectivamente.

³⁰ BARBOSA, 2004 e presença da autora na palestra.

entrada em produção para que o Brasil atinja a auto-suficiência³¹ de petróleo em 2007 como quer o governo, a maior parte dos fornecimentos de materiais e equipamentos para três plataformas (PRA-1, P-52 e P-54) deverá ocorrer no ano de 2005. Será que a indústria terá condições de atender a esta demanda no prazo necessário e com preços competitivos? Devido à concentração de encomendas e a capacidade produtiva que é finita, certamente que não.

Jamais ocorrido antes, o governo impôs a Petrobras um índice de nacionalização mínimo na construção das plataformas. Segundo Cordeiro (2004) os contratos da P-51, P-52 e PRA-1 estabelecem um conteúdo nacional mínimo de 60% e no contrato da P-54 de 65%. Alvo de críticas na campanha à Presidência da República em 2002, a decisão da construção das plataformas P-51 e P-52 foi postergada para após as eleições presidenciais. Caso vencesse a eleição, o então candidato Luis Inácio Lula da Silva prometeu que as mesmas seriam construídas no País para não exportar renda e empregos.

No início de 2003, exercendo sua função mobilizadora, a ONIP encaminhou ao MME, nota técnica (NT.ONIP 001/2003) contendo propostas para incentivar o fornecimento local de bens e serviços para as plataformas P-51 e P-52. Cabe ressaltar, que para a elaboração desta NT, a ONIP buscou sugestões dos agentes do setor petrolífero. Estas, foram consolidadas e formuladas em três propostas. As duas primeiras propostas (A e B) previam vários elementos de indução à compra local, entre eles, a obrigatoriedade de conteúdo local mínimo (na faixa de 60%), a obrigatoriedade de execução dos serviços de engenharia de projeto e de detalhamento no Brasil, bem como a realização da atividade de suprimento. As mesmas foram elaboradas com o intuito de serem aplicadas nas licitações das plataformas P-51 e P-52. A terceira proposta (C), foi formulada com o intuito de ser

³¹ As plataformas SS P-51, SS P-52 e FPSO P-54 produzirão 540.000 b/d (180.000 b/d cada).

aplicada a qualquer licitação de plataformas de produção (inclusive a P-51 e P-52) e poderia ser aplicada a qualquer operador além da Petrobras. Seu objetivo foi o de fornecer subsídios para que instrumentos que incentivassem o fornecimento local pudessem ser instituídos. Ao invés de instituir a obrigatoriedade de conteúdo local mínimo, foram propostas alíquotas de abatimento³² percentual a depender do percentual de compromisso declarado pelo licitante na comparação financeira das propostas. Ao invés de instituir a obrigatoriedade de execução da engenharia no Brasil, foi proposto um abatimento adicional de 3% no preço ofertado, caso os serviços de engenharia fossem contratados no Brasil. A atividade de suprimento seria feita no Brasil, e caberia à ANP assegurar “que o Operador, através do de seu *Main-Contractor*, estará dando garantias de igualdade de oportunidades aos fornecedores nacionais, de acordo com cláusula específica do Contrato de Concessão”.³³

Ao analisar as conseqüências que cada proposta traria em sua implementação, a NT destaca que as propostas A e B eventualmente introduziriam mecanismos de reserva de mercado - ao contrário da proposta C. Alerta, que os contratos de concessão já possuem um compromisso de aquisição local,³⁴ e, portanto, a proposta C enfatizaria a atuação da ANP de assegurar o seu cumprimento, assim utilizando os instrumentos regulatórios existentes. Também, a “exigência *a priori* de se ter um elevado percentual de conteúdo local mínimo”,³⁵ constante nas propostas A e B, “possa resultar em aumento imediato do nível de

³² Para percentual de comprometimento declarado entre 40 e 60%, a proposta teria um abatimento pro-rata entre 0 e 15%. Para percentual de comprometimento declarado maior e inclusive de 60%, a proposta teria um abatimento de 15%. (NT, 2003).

³³ NT, 2003, p. 6.

³⁴ Como as plataformas P-51 e P-52 serão instaladas em concessões da Petrobras que fizeram parte da Rodada Zero, o compromisso de aquisição local ainda não havia sido instituído nos Contratos de Concessão. (NT).

³⁵ Op. cit., p. 8.

emprego no setor naval / *offshore*, não há garantia de que o desenvolvimento do mercado de trabalho se dê de forma sustentável a médio e longo prazo”.³⁶

Ao não ter escolhido a proposta C, o governo agiu de forma imediatista. Não considerou os aspectos regulatórios nem o crescimento sustentável da indústria. A reserva de mercado não precisaria ter sido instituída. O conhecimento de que a indústria nacional tem capacidade de fornecer aproximadamente 60% dos bens e serviços (em termos valorativos) que compõem uma plataforma marítima flutuante já está bem disseminado. Com esta capacidade e o efeito de arraste que os estaleiros provocam, o índice de nacionalização já estabelecido seria facilmente atingido ou até mesmo ultrapassado. A preferência pelo nacional aconteceria naturalmente em função da sua vantagem comparativa em relação ao estrangeiro. Sendo fornecimento local as vantagens são: atendimento imediato ao *main contractor* e ao cliente final, (Petrobras, no caso das plataformas P-51 e P-52); disponibilidade local de peças sobressalentes; assistência técnica imediata; menor custo e prazo de transporte; e, utilização do real na aquisição de bens e serviços, eliminando os riscos cambiais e evitando os processos burocráticos de importação. Bastaria o governo ter criado condições para que as construções das plataformas fossem realizadas no Brasil e exigisse que a atividade de suprimento também fosse feita no país, que a meta seria facilmente atingida. A combinação do efeito de arraste provocado pelos estaleiros juntamente com o aprendizado adquirido pela indústria nacional tomaria seu curso naturalmente. As operadoras e *main contractors* estrangeiras que se instalaram no país no período pós-abertura, trouxeram novas culturas, procedimentos e exigências diferentes daqueles aos quais a indústria nacional estava acostumada. Para

³⁶ Idem.

fornecer a estes novos clientes, a indústria se viu obrigada a rever sua estratégia, iniciando assim um novo tipo de relacionamento comercial.

A reserva de mercado pode criar uma situação perigosa de majoração de preços, acomodação e retrocesso. Poderá também provocar a consequência nefasta de interromper o processo de aprendizado fazendo com que as lições já aprendidas se percam, ao trazer de volta a acomodação que vigorou na época do protecionismo. Isto seria um tremendo retrocesso.

A FSTP Brasil (Fels Setal-Technip), *main contractor* das plataformas P-51 e P-52 manifestou esta preocupação na palestra “Estratégia de Compras locais para a Construção da P-52”³⁷ realizada no evento *Café com Energia* promovido pela ONIP em 19/05/04. Ao dirigir-se ao mercado fornecedor presente no evento, solicitou à ONIP que mostrasse aos seus associados “que o critério de conteúdo Nacional deve(sse) ser encarado como um incentivo ao aumento de competitividade do fornecedor brasileiro em relação ao internacional e não como uma proteção de nosso mercado”.³⁸ Nesta mesma palestra, solicitou que a ONIP incentivasse o desenvolvimento de novos produtos para substituir importações e sugerisse às empresas estrangeiras que realizassem associações com a indústria local em função da exigência do conteúdo nacional.

Sensível a estas questões levantadas pela *main contractor*, a ONIP reencontrou a sua função mobilizadora (apesar do PROMINP) e lançou o Programa de Fornecedores Nacionais e Construtoras de Plataformas Marítimas objetivando “promover a aproximação entre ‘epécistas’ e fabricantes nacionais para facilitar os negócios e atuar nas áreas em que

³⁷ A autora estava presente nesta palestra.

³⁸ Abibe (2004, slide 30).

haja dificuldades”.³⁹ Explicando como seria esta atuação, o diretor geral da ONIP informa: “Se houver reclamação em relação a preços, vamos identificar o motivo e ajudar. Se a questão for tecnologia, vamos estimular medidas de capacitação e casamentos com empresas estrangeiras”.⁴⁰

Encontros⁴¹ sediados nas Federações de Indústrias dos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Bahia foram realizados entre as *main contractors* e os fornecedores sob a coordenação da Organização. Em novembro/2004, a Petrobras e o BNDES firmaram convênio com a ONIP para aferir o conteúdo nacional nas plataformas P-51, P-52 e P-54. O objetivo do banco, que financiará as plataformas⁴², é que o conteúdo nacional seja apurado no decorrer dos processos de aquisição das *main contractors* e não após as construções das plataformas estiverem concluídas. Segundo Cordeiro (2004c), a metodologia a ser adotada será a mesma que o BNDES já adota nos contratos da FINAME⁴³ e não a metodologia criada pela cartilha do PROMINP, uma vez que os financiamentos das plataformas foram definidos antes da definição da cartilha.

A ONIP, porém não pode fazer muito mais do que já está fazendo quando ainda há uma incerteza regulatória quanto ao conteúdo nacional e um ministério que coordena o PROMINP com uma visão limitada da problemática.

³⁹ Eloy Fernandez y Fernandez, diretor geral da ONIP *in* Cordeiro, 2004 a, p.31.

⁴⁰ *Idem*

⁴¹ P-51: Construção do casco e top sides, Construção dos módulos de geração, Construção dos módulos de Compressão; P-54: Conversão do FPSO, Construção dos módulos de geração, Construção dos módulos de compressão; PRA-1: Construção da plataforma, Construção dos módulos de geração; e, P-34: Conversão do FPSO. (CORDEIRO, 2004a).

⁴² Em 10/11/04 foi aprovado pela diretoria do BNDES, o financiamento de US\$ 378 milhões, para a P-52, limitado às compras com bens e serviços nacionais. Apesar dos valores dos financiamentos para as plataformas P-51 e P-54 ainda não estarem definidos, a expectativa é que seja em torno de US\$ 400 milhões para cada. (CORDEIRO, 2004c).

⁴³ O FINAME considera bens nacionais aqueles que atinjam no mínimo 60% de índice de nacionalização. (CORDEIRO, 2004c).

Em entrevista à Revista Brasil Energia, ao ser indagada como o governo vê eventuais majorações de preços do fornecedor nacional para suprimento às plataformas P-51 e P-52 a secretária nacional de Petróleo e Gás do MME, Maria das Graças Foster declarou:⁴⁴

O Prominp não é um programa de incentivo, e sim um programa que busca a oportunidade para a indústria nacional. Ou seja, é o governo dizendo: “Vamos dar espaço para a indústria nacional mostrar sua cara, mostrar o que ela pode e por quanto pode fazer”. E o tempo todo falamos: “Olhem, não exagerem! Não cotem acima daquilo que é justo, razoável, que dá o retorno àquele que investe.” Nenhuma empresa pode se aproveitar da oportunidade para fazer isso, pois, **do mesmo jeito que damos a mão, também a tiramos.** (Grifo nosso).

O conteúdo nacional não pode ser volátil nem ser tratado desta forma. Na palestra *The development of a Norwegian based supply and service industry*,⁴⁵ realizada no Rio de Janeiro, em 9 de outubro de 2003, Olsen (2003) consultor da INSTOK, dissertou que para que o conteúdo nacional agregue valor à economia, ele precisa ser considerado como um meio para melhorar a capacitação industrial e a geração de renda e emprego e não como um fim – um objetivo a ser conquistado a qualquer custo. Para o estabelecimento de uma política que adota o conteúdo nacional, a adoção de algum tipo de medida protecionista poderá ser necessário. Deverá, no entanto ser temporária. Ainda segundo o consultor, o enfoque no conteúdo nacional de curto prazo poderá retardar a adoção de políticas e mecanismos que conduzam ao fortalecimento e estimulem a capacitação industrial e tecnológica. O desenvolvimento sustentável da indústria constitui-se em um processo progressivo de longo prazo e requer planejamento, consistência e transparência. Requer o engajamento nacional com metas e estratégias para que a sociedade como um todo seja

⁴⁴ Idem, p. 41.

⁴⁵ A autora assistiu a esta palestra.

beneficiada com a exploração e produção do petróleo. Na Noruega, este processo levou dez anos para se concretizar.

A majoração de preços reclamada pela FSTP Brasil quando se dirigiu ao mercado fornecedor precisa ser bem identificada. No caso da indústria de materiais e equipamentos, certamente a falta de aço para suprir o mercado interno teve influência nos preços. A indústria siderúrgica nacional que tem o mercado externo como seu importante mercado não está conseguindo atender às duas demandas (externa e interna) que estão aquecidas. Como a procura (interna) está maior do que a oferta (parcela da produção destinada ao mercado interno), o preço do aço vem sofrendo sucessivas majorações.⁴⁶ Estes aumentos obviamente são repassados em toda a cadeia produtiva que utiliza o aço como sua principal matéria prima. Em função da política macroeconômica do governo de aumentar as exportações e o superávit primário, mecanismos para garantir o suprimento doméstico de aço a preços e prazos competitivos não estão sendo prioritários.

Portanto, torna-se imprescindível a adoção de uma linha de ação. Nem a competitividade nem o rigor das exigências da Petrobras, especialmente após a implantação do PGQMSA, há espaço para custos elevados por ineficiência, margens de lucro excessivas, não conformidades técnicas, falta de profissionalismo no atendimento e muito menos para oportunismo. O novo comportamento da Petrobras em relação às compras atesta esta afirmativa.

Além do PGQMSA, a Petrobras seguiu a prática internacional das *oil companies* e, a partir deste ano, passou a comprar alguns tipos de materiais e equipamentos através de e-

⁴⁶ Entre 2004 e 2001 o aço carbono aumentou aproximadamente 83% ao passo que o dólar norte-americano aumentou 21,8% no mesmo período. Fonte: Experiência própria.

business ou *e-procurement*.⁴⁷ Este processo teve início em 2002 com a criação da subsidiária Petronet, hoje Petronect, responsável por realizar estas compras. Outra prática internacional que a Petrobras já manifestou⁴⁸ que será adotada é a de *global sourcing*. Esta modalidade de compras normalmente está afeta a materiais e equipamentos que possuem um elevado grau de sofisticação tecnológica. O critério de julgamento é pelo menor custo global de compra ao invés de pelo menor preço inicial de compra. Custo global é a somatória do preço inicial de compra, a vida útil do produto e todas as intervenções para manutenção que o produto poderá vir a sofrer até o seu descarte. A sua implementação constitui num desafio e oportunidade tanto para a Petrobras como para o fabricante. O desafio para a Petrobras será o de definir os critérios para quantificação do custo global, desenvolver o modelo de fornecimento e analisar os fornecedores específicos. O contrato uma vez firmado passa a ser cativo daquele fornecedor, o que se constitui numa grande oportunidade de negócios. Para a Petrobras, significa uma redução de custos tanto administrativos quanto operacionais. A origem do fornecedor poderá ser nacional ou estrangeira. Neste caso, conteúdo nacional não tem influência alguma. Partindo da premissa que exista fornecedor nacional e estrangeiro para o mesmo produto, fornecerá quem tiver o menor custo global de compra.

Também em função da política macroeconômica do governo de aumentar as exportações e o superávit primário, o mecanismo de estímulo para a inovação tecnológica e de P&D do Fundo Setorial CTPetro está sendo desvirtuado com o contingenciamento de recursos - uma ilegalidade já que estes não são destinados ao Tesouro Nacional. A parcela

⁴⁷ Compras através da internet com fornecedores cadastrados e um banco de dados contendo produtos e preços. É marcada uma hora e um leilão reverso acontece. A Petronect coloca o maior preço que ela está disposta a pagar para um determinado produto e os licitantes, todos *on-line* dão seus lances mínimos. O menor lance ganha o leilão, ou seja, realiza a venda do seu produto.

⁴⁸ FILHO, 2004.

dos *royalties* destinada ao MCT para aplicação no CTPetro e o que foi efetivamente aplicado está detalhada nas Tabelas 18 e 5, respectivamente. A Tabela 27 confronta as duas informações.

Tabela 27 – Destinação x aplicação no CTPetro em R\$ MM

	1999	2000	2001	2002	2003	2004*
Royalties MCT**	120	229	282	392	542	373
Convênios CTPetro***	95,46	135,03	116,08	48,10	22,84	AND

Fonte: **Tabela 18. ***Tabela 5. * De janeiro a agosto. ND = Ainda Não Disponível

Também, conforme descrito no Capítulo 3, a Lei N° 10.848 de 15/03/04 desviou parte dos recursos da participação especial que seria destinada à ANP para o custeio da EPE, criada através da Lei N° 10.847, de 15/03/04, e vinculada ao MME, conforme Tabela 28.

Tabela 28 - Participação Especial 1999 a 2004 – em R\$ MM

Destinação	1999	2000	2001	2002	2003	2004*
Arrecadação MME	-	415	689	1.004	1.999	1.414
(-) 40% para ANP**	-	166	276	402	800	566
Saldo MME	-	249	413	602	1.199	848
Art.10 da Lei 10.848/04 transfere 30 % dos 40% da ANP para o MME***						
Transferência ao MME	-	50	83	121	240	170
Novo Saldo ANP	-	116	193	281	560	396
Novo Saldo MME	-	299	496	723	1.439	1.018

Fonte: Elaboração própria a partir da Tabela 19. * De janeiro a agosto. **Art. 50 da Lei do Petróleo.

*** Doze por cento foi tirado da ANP para transferir para o MME. Com isto, a ANP ficará com 28% ao invés de 40% e o MME com 72%.

Com 28% ao invés de 40% da parcela da participação especial que o Art. 50 da Lei do Petróleo a destinava, a ANP disporia de 12% a menos de recursos para levantamento de dados geológicos e geofísicos das bacias sedimentares nacionais a serem colocadas em leilões futuros.

O Decreto Nº 5.267 de 09/11/2004 que re-estrutura o MME inclui a EPE em sua estrutura organizacional como empresa pública vinculada. Centraliza no Departamento de Desenvolvimento Energético a definição de requisitos e prioridades de estudos para a recém criada empresa.

Similarmente, no mesmo artigo (2º), a ANP e a Petrobras são vinculadas em sua estrutura organizacional. Esta informação é desnecessária uma vez que os artigos 7 e 61 da Lei do Petróleo, respectivamente, já haviam estabelecidos esta relação.

A Petrobras pode estar sendo desviada do rumo que adotou pós-abertura. A nova missão da Companhia detalhada no Planejamento Estratégico (2004-2010) passou a ser:⁴⁹

Atuar de forma segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental, nas atividades da indústria de óleo, gás e energia, nos mercados nacional e internacional, fornecendo produtos e serviços adequados às necessidades dos seus clientes e **contribuindo para o desenvolvimento** do Brasil e **dos países onde atua**. (Grifo nosso).

Duas diferenças gritantes se destacam ao comparar esta missão com a do Planejamento Estratégico anterior (2003-2007): 1) “os interesses dos seus acionistas” foi expurgado; e 2) “contribuindo para o desenvolvimento dos países onde atua” foi acrescentado.

O Inciso XI do Art. 17 do mesmo Decreto atribui à Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis a competência de: “propor políticas públicas voltadas para a maior participação da indústria nacional de bens e serviços no setor de petróleo e gás natural”. Importante competência, jamais visto em um Decreto. O PROMINP certamente fornecerá subsídios a esta proposição através dos seus temas estratégicos e projetos específicos. Seu comitê diretivo é presidido pelo ministro de Minas e Energia e composto

⁴⁹ Fonte: www2.petrobras.com.br/publicação/pubnot/noticia_port.asp?id=1987, Banco da imprensa, 14/05/04 21:34, Petrobras anuncia novo plano estratégico, acessado em 21/05/04 e GABRIELLI, 2004.

pelo diretor de Serviços da Petrobras e presidentes da Petrobras, BNDES, ONIP e IBP⁵⁰. Após um ano de atuação, vários gargalos no Setor Petróleo foram identificados e algumas propostas de soluções encaminhadas para implementação. Um dos gargalos identificados, na área de Recursos Humanos, foi a necessidade de contratação de 45.000 novos profissionais, 53% de nível técnico e 46% de nível superior para o Setor até 2010.⁵¹ Parcerias com entidades de ensino estão sendo firmadas para oferecer os cursos identificados. Os mesmos serão financiados com recursos do CTPetro e FINEP para concessão de bolsas de estudo. Qual será o futuro do PRH da ANP que cultuam os mesmos objetivos?

Um desafio que o PROMINP tem é o de não descartar o já feito anteriormente. Torna-se imprescindível que as ações em curso não sejam esquecidas e que o seu prosseguimento caminhe *paripasu* com as entidades que fazem parte do Setor, principalmente com a ONIP.

Por se tratar de um Programa que busca a oportunidade para a indústria nacional e não um programa de incentivo, conforme declaração acima, o maior desafio do comitê diretivo será o de efetivamente conseguir aproveitar o diagnóstico realizado do Setor mediante a realização de um planejamento com implementação de políticas públicas para que o PROMINP atinja o objetivo para o qual foi criado (maximização da participação da indústria nacional na implantação de projetos no Setor Petróleo no Brasil e no exterior). A informação levantada nos projetos que mapearam e consolidaram os gargalos da demanda de bens e serviços com a capacidade de oferta da indústria nacional precisa ser utilizada para a adoção de políticas públicas para que a indústria tenha a capacidade de suprir esta

⁵⁰ ALMEIDA, 2003.

⁵¹ RANGEL, 2004c.

demanda. Como esta informação sempre foi de conhecimento exclusivo da Petrobras, torna-se imprescindível que seja realizado um amplo debate com a indústria para que se possa traçar em conjunto um planejamento para atendimento das necessidades (de ambos). Caso contrário, os números grandiosos de investimento da Petrobras poderá não proporcionar as perspectivas de crescimento que ora se apresenta para a indústria e este será mais um ciclo de compras volumosas da Petrobras que a indústria já vivenciou no transcorrer da sua história e cuja participação não foi maximizada.

Sob a coordenação da ANP e sediado no Instituto Nacional de Tecnologia (INT) o Projeto CTPetro - Tendências Tecnológicas em sua Nota Técnica 01 – *Visão de Futuro do Setor de Óleo & Gás do Brasil – Horizonte 2010* (junho, 2002) concluiu mediante análise de quatro cenários que para o fortalecimento da indústria de óleo e gás no Brasil em 2010 faz-se necessário o “esforço conjunto e engajamento de todos os atores relevantes do setor”⁵² para superar os desafios e gargalos. Segundo as conclusões deste estudo, a indústria brasileira de petróleo e gás estará potente, atrativa, sustentável e competitiva internacionalmente. No horizonte de 2010, o grau de abertura estará mais expressivo (muitas empresas nacionais e estrangeiras produziram durante toda a década e, portanto contribuíram para a evolução do PIB brasileiro que foi crescente), a Petrobras continuará sendo o *player* principal estando consolidada como empresa de energia e com presença competitiva no exterior. “Neste esforço de internacionalização, a empresa multiplica alianças e parcerias, levando consigo uma ampla gama de fornecedores brasileiros”.⁵³ A década será marcada pelo crescimento estável da economia brasileira, com abertura externa

⁵² Projeto CTPetro – Tendências Tecnológicas, Nota Técnica 01, junho, 2002, p.44.

⁵³ Idem, p.33.

controlada, com vulnerabilidade externa reduzida e com políticas sociais ativas implementadas.

Estas conclusões apontam para um horizonte desejado e desafiador que poderá ser alcançado se os desafios e gargalos forem minimizados se não totalmente superados. Seguem alguns deles:

1) Consolidação da confiança dos investidores no modelo do Setor Petróleo implantado no país.

2) Consolidação do marco regulatório através da adoção de uma política energética integrada sob a orientação efetiva do CNPE e MME. Esta política priorizaria o suprimento energético e o desenvolvimento de uma indústria nacional competitiva. As Agências Reguladoras principalmente a ANP deverão superar as “barreiras legais e entraves burocráticos que dificultam sua atuação, alcançando autonomia administrativa e financeira, ganhando em agilidade e eficácia”.⁵⁴ Deverão também aperfeiçoar suas atuações nas questões ambientais. Incertezas regulatórias deverão ser eliminadas através da adoção de regras claras visando à atração de investimentos.

3) Diversificação da matriz energética através de fontes alternativas (energia solar, eólica e de biomassa). O incentivo ao uso do gás natural para aplicação industrial e geração termelétrica.

4) Aumento substancial do conhecimento geológico visando diminuir o risco exploratório. Desta maneira, as rodadas de licitação de blocos serão bem sucedidas e as áreas sob concessão serão expandidas e o esforço exploratório intensificado. Novas descobertas serão realizadas, aumentando a produção de petróleo e gás, e conseqüentemente a relação reservas / produção. “Complementarmente, o desenvolvimento

⁵⁴ Idem, pp. 34-5.

da produção em campos marginais e em campos maduros s(er)ão fomentados, além da entrada de produtores independentes neste segmento, com tratamento fiscal diferenciado...»⁵⁵

5) Respaldo à indústria fornecedora de bens e serviços através de políticas públicas de estímulo: aperfeiçoamento do REPETRO, substituição competitiva de importações e incentivos creditícios. Esforço articulado de capacitação e desenvolvimento tecnológico através da formação e articulação de redes de fornecedores através da intensificação do trabalho da ONIP, e “a re-capacitação de empresas brasileiras de engenharia e maior interação com universidades e centros de pesquisa e desenvolvimento”.⁵⁶

6) Manutenção do fomento à P&D “via CTPetro que é financeiramente adequado, estável e tem gerenciamento eficaz, consolidando-se como uma das mais importantes e decisivas medidas de política de C&T dos últimos anos”.⁵⁷

7) Internacionalização da indústria através do incremento da capacitação dos fornecedores de bens e serviços.

Outro estudo⁵⁸ encomendado pela ANP, concluído no início de 2003, também analisou as oportunidades e desafios do *cluster* de petróleo e gás no Brasil e identificou alguns desafios para aumentar a competitividade do Setor. Os cinco principais desafios foram: 1) criar uma visão articulada do *cluster* de petróleo e gás natural; 2) aumentar a participação do gás natural na matriz energética; 3) eliminar o gargalo da atividade de refino; 4) estimular o aumento líquido das reservas provadas de petróleo; e, 5) consolidar a indústria fornecedora nacional de bens e serviços. (RAPPEL, 2003).

⁵⁵ Idem, p. 37.

⁵⁶ Idem, p. 41.

⁵⁷ Idem.

⁵⁸ “Cluster de Petróleo e Gás Natural no Brasil: Oportunidades para Aumentar a Competitividade”, Rio de Janeiro: Monitor Group, Agência Nacional de Petróleo, 2003, in RAPPEL, 2003.

Aliando as conclusões e desafios postos nestes dois estudos e os mecanismos de estímulo implementados pela ANP a partir de 1998, que visavam aumentar a competitividade global da indústria petrolífera, e as tarefas mais importantes da ANP, na visão de seu primeiro diretor-geral, dos fatores de livre concorrência; atração de investimentos de novos agentes; estímulo à eficiência e à inovação da simbiótica indústria fornecedora de bens e serviços e o surgimento de uma nova organização industrial da Petrobras, o País poderá vivenciar um novo modelo de desenvolvimento compartilhando os resultados com a sociedade.

Não foi este um dos principais motivos que levou a União a abrir o mercado de petróleo no Brasil?

CONCLUSÃO

Neste trabalho vimos que a indústria nacional de bens e serviços para a indústria petrolífera foi instalada para atender à política macroeconômica dos governos de substituição de importações de equipamentos objetivando a economia de divisas para o país e o equilíbrio da balança comercial. Medidas protecionistas foram adotadas para permitir esta instalação. A Petrobras, ao cumprir com a determinação dos governos de promover a nacionalização de equipamentos, exerceu o importante papel de indução desta indústria. No início da década de 1990, no entanto, em função da política econômica adotada no país que promoveu a abertura unilateral e abrupta do mercado, a monopsonista Petrobras passou a comprar de fabricantes estrangeiros em detrimento do similar nacional. Com a queda brusca no volume de encomendas, a ocupação da capacidade instalada da indústria foi reduzida à praticamente metade. Sua lenta recuperação teve início em meados da década quando a política econômica adotada pelo país implantou o Plano Real.

Constatamos que a Lei do Petróleo não previu qualquer dispositivo para salvaguardar a indústria nacional frente à concorrência estrangeira - fornecedora das novas concessionárias. Na ausência de uma política industrial formal e estruturada para o Setor Petróleo, a ANP implementou mecanismos que estimulassem a aquisição de bens e serviços junto à indústria nacional e que aumentassem sua capacidade concorrencial, sem protecionismo ou reserva de mercado.

Vimos também que a flexibilização do monopólio, ao transformar a Petrobras em concessionária, dotou-a com maior flexibilidade de manobra empresarial e financeira na qual resultou na melhoria de seus resultados de desempenho operacionais e financeiros. Ao deixar de ser um instrumento da política macroeconômica do governo passou a perseguir

resultados econômico-financeiros, o lucro e a remuneração aos seus acionistas como qualquer empresa do setor privado.

Apuramos que a flexibilização do monopólio proporcionou a reativação da combalida indústria naval, o ingresso de empresas nacionais na atividade de E&P - as chamadas produtoras independentes – e o compartilhamento com a sociedade dos recursos financeiros gerados pela atividade do Setor Petróleo através de pagamento de *royalties* e participação especial arrecadados pelos Estados e Municípios.

Constatamos que os mecanismos de estímulo implementados pela ANP asseguraram a participação da indústria nacional nas aquisições das concessionárias através das regras nos leilões de concessão de blocos, proveram apoio financeiro à indústria voltado à sua capacitação tecnológica através do CTPetro, estimularam a formação profissional através do PRH-ANP e proporcionaram isonomia tributária aos produtos nacionais frente aos importados através do REPETRO. Similarmente, teve início um novo paradigma de relacionamento entre os agentes do Setor Petróleo ao congregá-los na ONIP, criada como instituição mobilizadora da indústria.

Por falta de dados mais detalhados, não foi possível precisar como estes mecanismos de estímulo impactaram nos resultados de desempenho econômico-financeiros da indústria nacional de bens e serviços, o que tornou esta análise ainda incompleta. Causa estranheza que nenhuma entidade que represente este segmento industrial realize o acompanhamento formal de seus indicadores financeiros, utilização da capacidade fabril e nível de empregos. Sugerimos que esta análise seja realizada para a realização de trabalhos futuros. Será importante comparar o desempenho formal da indústria antes (1997) e depois (2002) da implementação dos mecanismos de estímulo. Colocamos o ano de 2002 como referencial em função das novas regras que foram introduzidas nos contratos de concessão,

das novas exigências de índice de nacionalização mínimo nas construções de plataformas de produção e da implantação do PROMINP em 2003.

Apesar desta limitação, foi possível chegar às conclusões a seguir:

A implantação da indústria nacional de bens e serviços, ocorrida entre 1956 e 1981, foi decorrente das políticas macroeconômicas dos governos e do protecionismo. A Petrobras que exerceu o papel de indutora no seu desenvolvimento cumpriu a política que lhe foi determinada. O crescimento da indústria, no entanto, não se deu de forma progressiva e sustentável. Por ter um comprador único, a indústria foi submetida aos ciclos de investimentos da estatal, que por sua vez sofria interferência da política governamental.

Também foi possível concluir que na ausência de uma política industrial formal e estruturada, instrumentos regulatórios podem proporcionar a oportunidade de crescimento e fortalecimento da indústria. No entanto, novas regras introduzidas na regulação a partir de 2003, conduzem a uma possível reversão dos esforços anteriormente empreendidos. A mudança de regra introduzida nos contratos de concessão, quando a obrigatoriedade de declaração de investimento mínimo, no PEM, por parte das concessionárias deixou de ser exigida, acarretou uma diminuição na intenção dos investimentos. Menos será adquirido junto à indústria nacional. Sugerimos que esta regra seja revertida para o modelo anterior.

A introdução da exigência de um conteúdo local mínimo obrigatório nos contratos de concessão e nas construções de plataformas marítimas descaracteriza o modelo de competitividade global anteriormente implantado e conduz à reserva de mercado. Isto poderá levar à conseqüência nefasta de acomodação e protecionismo e à perda das lições já aprendidas, o que seria um forte retrocesso. Também, a proliferação de comprometimento com 100% de aquisição local no caso dos blocos terrestres nos leilões de concessão, principalmente na Rodada 6, banalizou o índice de nacionalização, ao ser utilizado pelas

concessionárias como estratégia para vencer o bloco. Sugerimos que esta exigência seja ajustada para que o conteúdo nacional realmente agregue valor à economia e que uma política de conteúdo nacional seja adotada de forma planejada e transparente para que a indústria cresça de forma progressiva e sustentável.

Como sugestão para um trabalho futuro, sugerimos que seja feita uma simulação de todos os leilões de concessão já realizados, aplicando os respectivos percentuais declarados pelas concessionárias, utilizando as duas regras (conteúdo mínimo não obrigatório e obrigatório) para estimular a aquisição de bens e serviços nacionais. Além de utilizarem pesos e pontuações diferentes, a metodologia de cálculo de ambas são antagônicas. O cálculo matemático utilizado nas Rodadas 1 a 4 para determinar o vencedor do bloco é linear, ao passo que o utilizado nas Rodadas 5 e 6 é exponencial elevado à quinta potência. A simulação poderá demonstrar que em função da metodologia de cálculo utilizado, se a concessionária não declarar um conteúdo local em torno de 100% não arrematará o bloco. Se isto for verdadeiro, apesar da obrigatoriedade do conteúdo local mínimo, não há qualquer preocupação por parte da concessionária com o mesmo. A preocupação é matemática para arrematar o bloco.

A informação da Petrobras de que aplicará no Brasil 86% dos investimentos previstos em seu Planejamento Estratégico até 2010 induz a interpretação de que US\$ 46,1 bilhões serão efetivamente aplicados no mercado nacional. Como vimos, se o conceito de índice de nacionalização for aplicado, este volume é reduzido para metade - aproximadamente US\$ 23,6 bilhões. Sugerimos que a Petrobras diferencie estes dois conceitos para imprimir maior transparência nas informações.

A nova missão da Petrobras, detalhada em seu Planejamento Estratégico (2004-2010), denota uma mudança de filosofia de atuação. A competitiva Petrobras pode estar sendo desviada do rumo que adotou pós-abertura.

O PROMINP encontrou um ambiente receptivo quando foi implantado, em função do novo paradigma de relacionamento entre os agentes do Setor Petróleo, criado pelo trabalho de mobilização da ONIP. O diagnóstico do mercado nacional realizado no âmbito do Programa precisa ser utilizado para subsidiar na adoção de políticas públicas que capacitem a indústria a superar os desafios. Sugerimos que os esforços empreendidos anteriores à sua implantação sejam considerados. Caso contrário o PROMINP está fadado a ser apenas um programa de diagnóstico de um ciclo de investimentos da Petrobras, o que não proporcionará o crescimento progressivo e sustentável da indústria nacional.

O CTPetro está precisando de uma nova ordem ou de uma re-formulação. A ONIP precisa voltar a fazer parte do Comitê de Coordenação e a obrigatoriedade da aplicação de 40% dos recursos nos estados do Norte e Nordeste precisa ser cumprida. Apesar da ilegalidade, o contingenciamento dos recursos também não pode continuar. Se não existe demanda para aplicação do montante que é destinado ao Fundo, este deveria ser revisto ou passar a abranger outros programas no Setor Petróleo que carecem de recursos. Como sugestão de um trabalho futuro, sugerimos que fossem estudados os programas existentes mencionados neste trabalho, além de programas de fomento de outros órgãos, a exemplo do Sebrae, para que fossem levantadas todas as necessidades de recursos e fosse estudado a possibilidade de abrigá-los no CTPetro.

Finalmente, recomendamos que o rumo da regulação para o Setor Petróleo seja corrigido através do engajamento nacional de todos os agentes de forma transparente e que

metas e estratégias sejam estabelecidas, o que certamente minimizará as incertezas regulatórias.

Referências

ABIBE, Elias. **FSTP Brasil S/A - Estratégia de Compras locais para a Construção da P-52.** In: CAFÉ COM ENERGIA 2004, Rio de Janeiro. **Anais eletrônicos.** Rio de Janeiro: ONIP, 2004. Disponível em:

www.onip.org.br/main.php?idmain=informacoes&mainpage=cafe_energia_tabelas_htm

Acesso em: 21 maio.2004.

ALMEIDA, José Renato Ferreira de. PROMINP – Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural. In: I WORKSHOP TEMÁTICO, 2003, Angra dos Reis. **Anais eletrônicos.** Rio de Janeiro: PROMINP, 2003. Disponível em:

www.prominp.com.br/eventos/apresentacoes.htm Acesso em: 09 ago. 2003.

BACOCOLI, Giuseppe. O futuro da indústria do petróleo. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, Ano VII, n. 38, p.72-76, set/out. 2004.

BADENES, Hilda. MME: Meta é chegar a 2007 com índice de nacionalização de 90%. **O Globo Online – Petróleo e Gás**, Rio de Janeiro, 29 jun. 2004. Disponível em:

www.oglobo.globo.com/petroleo/143397170.asp Acesso: 30 jun. 2004.

BARBOSA, Fernando. PRA-1 – Plataforma Fixa. In: PROGRAMA DE INTERAÇÃO ENTRE FORNECEDORES NACIONAIS E CONTRATORES DE PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO 2004, Salvador. **Anais eletrônicos.** Rio de Janeiro: ONIP, 2004. Disponível em:

www.onip.org.br/main.php?idmain=informacoes&mainpage=palestras2.htm

Acesso em: 01 out. 2004.

BARRETO, Carlos Eduardo Paes. **A saga do Petróleo Brasileiro – “A farra do Boi”.** São Paulo: Nobel, 2000.

BARRETO, Flávio. Marítima – Um Produtor de Petróleo Independente no Brasil. In: SEMINÁRIO EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO NORDESTE BRASILEIRO POR EMPRESAS INDEPENDENTES. Salvador: FIEB, 2004.

Gentilmente cedido à autora.

BATISTA, Paulo Nogueira. **O Consenso de Washington: a visão neoliberal dos problemas latino-americanos.** In *Em defesa do interesse nacional*/Paulo Nogueira Batista... (et al.). 3ª Edição. São Paulo: Paz e Terra, 1995.

BENEVIDES, Maria Victoria. **O governo Kubitschek: a esperança como fator de desenvolvimento.** in GOMES, Ângela de Castro, Organizadora. **O Brasil de JK.** 2ª Edição. Rio de Janeiro: FGV, 2002

BONOMI, Cláudio Augusto; MALVESI, Oscar. **Project Finance no Brasil.** São Paulo: Atlas, 2002.

BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, JUNHO 2004. Disponível em: www.bp.com/subsectio.do?categoryId=95&contented=2006480 . Acesso: 30 out. 2004.

BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos. **Desenvolvimento e Crise no Brasil**. 5ª Edição. São Paulo: editora 34, 2003

CADERNOS PETROBRAS 3. **Exploração e Produção de Petróleo no Brasil**. Serviço de Comunicação Social, 1980.

CARDOSO, Beatriz. Um leilão sem racionamento. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, Ano IV, n. 19, p.36-39, 2001.

CARTILHA DO CONTEÚDO LOCAL DE BENS, SISTEMAS E SERVIÇOS RELACIONADOS AO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. PROMINP, 23/07/2004. Disponível em www.prominp.com.br Acesso: 01 ago. 2004.

CARVALHO, Edson de. **O Drama da Descoberta do Petróleo Brasileiro**. São Paulo: Brasiliense, 1958

CARVALHO, Getúlio. **Petrobrás: do Monopólio aos Contratos de Risco**. Rio de Janeiro: Forense-Universitária, 1976

CASTRO, Antonio Barros de; SOUZA, Francisco Eduardo Pires de. **A Economia Brasileira em Marcha Forçada**. 3ª Edição. São Paulo: Paz e Terra, 2004.

CONDURU, Guilherme. **The Roboré Agreements (1958): A case study of foreign policy decision-making process in the Kubitschek administration**. University of Oxford Centre for Brazilian Studies, Working Paper Series. Mimeo, Oxford, 2001

CORDEIRO, Renato. KBR conclui 40% do projeto. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 258, p. 24-26, maio. 2002a.

_____. P-50: especialistas culpam o governo. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 260, p. 30, jul. 2002b.

_____. Petrobras substitui barcos de apoio com sucesso. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 260, p.36. jul. 2002c.

_____. Menos dinheiro do CTPetro. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 271, p. 46-47, jun. 2003.

_____. Especial Indústria Nacional. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 285, p. 30-42, ago.2004a.

_____. Compromissos pouco factíveis. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n.286, p.23, set. 2004b.

_____. ONIP vai fiscalizar plataformas. **Energia Hoje – Óleo e Gás**, Rio de Janeiro, informativo semanal da Brasil Energia, exclusivo para assinantes, semana 13 a 19 nov. 2004c.

COUTINHO, Lourival; SILVEIRA, Joel. **O petróleo do Brasil: TRAIÇÃO E VITÓRIA**. Rio de Janeiro: Livraria Editora Coelho Branco, 1957

CRUZ, Iara. Petróleo reativa estaleiros. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, Ano IV, n. 21, p.23-32, 2001.

CUPERTINO, Fausto. **Os Contratos de Risco e a Petrobrás (O petróleo é nosso, o risco é deles?)**. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 1976

D'ARAÚJO, Maria Celina; CASTRO, Celso (Organizadores). **Ernesto Geisel**. 4ª Edição, Rio de Janeiro: Fundação Getulio Vargas, 1997.

DEMANDA DE RECURSOS HUMANOS NO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS. Identificação, Caracterização e Quantificação dos Perfis Profissionais Demandados Pela Indústria de Petróleo e Gás, entre 2000 e 2005. Rio de Janeiro: Revisão 1 – 21/02/2001. ONIP. Mimeo. Disponível em:
www.onip.org.br/main.php?idmain=informacoes&mainpage=se_drh.htm

DIAS, José Luciano de Mattos; QUAGLINO, Maria Ana. **A Questão do Petróleo no Brasil – Uma História da Petrobrás**. Rio de Janeiro: CPDOC/SERINST Fundação Getúlio Vargas – Petróleo Brasileiro S/A, 1993

DUQUE, Renato de Souza. Petrobras Principais Investimentos 2003-2007. In: CAFÉ COM ENERGIA 2003, Rio de Janeiro. **Anais eletrônicos**. Rio de Janeiro: ONIP, 2003. Disponível em:
www.onip.org.br/main.php?idmain=informacoes&mainpage=cafe_energia_tabelas_hm
Acesso: 18 jun. 2003.

ENCICLOPEDIA DELTA DE HISTÓRIA DO BRASIL, Volume 8 – O Brasil República: Coordenação geral do professor Hugo Weiss. Rio de Janeiro: Editora Delta S/A., 1966

ESTUDO DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIAS PARA DETERMINAÇÃO DO ÍNDICE DE NACIONALIZAÇÃO DE BENS E SERVIÇOS NO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS – PRODUTOS DA ETAPA I. 31. Julho. 2002. Rio de Janeiro: ONIP, 2002. Mimeo.

ESTUDO MECANISMOS DE ESTÍMULO ÀS EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS DE PETRÓLEO A ADQUIRIREM EQUIPAMENTOS/MATERIAIS E SERVIÇOS NO MERCADO NACIONAL. Setembro, 1998. Rio de Janeiro: PUC-RIO, 1998. Mimeo.

EXPOSIÇÃO DE MOTIVOS nº 39, de 16/02/1995, In: Diário do Congresso Nacional, Seção I, p.3.416.

FAIRBANKS, Marcelo M. Válvulas: Quanto mais simples, Pior. **Química & Derivados**, São Paulo, p.22-30, jun. 1995.

FARO, Clovis de; SILVA, Salomão L. Quadros da Silva. **A década de 1950 e o Programa de Metas** in GOMES, Ângela de Castro, Organizadora. **O Brasil de JK**. 2ª Edição. Rio de Janeiro: FGV, 2002

FERNANDES, José Augusto. Queiroz Galvão Óleo & Gás – Desafios e Realizações. In: SEMINÁRIO EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO NORDESTE BRASILEIRO POR EMPRESAS INDEPENDENTES. Salvador: FIEB, 2004. **Anais em CD ROM distribuído pela FIEB**.

FIGUEIREDO, Carlos. **Getúlio Vargas (1883-1954)**. In: _____. **100 Discursos Históricos Brasileiros**. 1ª Ed. Belo Horizonte: Editora Leitura, 2003. p.313-315.

FILHO, Armando Oscar Cavanha. Fostering a local based supply and service industry in oil and gas. In: SEMINÁRIO THE BRAZILIAN AND THE NORWEGIAN PETROLEUM AND MARITIME INDUSTRIES – CHALLENGES TOWARDS 2010. Rio de Janeiro: INTSOK, 2003. **Anais eletrônico restrito**. Disponibilizado por tempo limitado aos participantes do Seminário em www.intsok.no Acesso: 22 out. 2003.

_____. **Empreendimentos Offshore: Especificações de Equipamentos - Política de Compra – Custo Total x Preço**. Palestra realizada na ONIP. Rio de Janeiro, 30/01/04. Disponível em: www.onip.org.br/main.php?idmain=informacoes&mainpage=palestras2.htm. Acesso em 23 abril. 2004.

FOLKERTS, Livia Karaoglan; GAVIÃO, Afranio Benjoio; LEAL, Ronaldo Bruno. **A Nova Fase da Indústria Petroquímica Brasileira**. Trabalho apresentado no Mestrado de Regulação da Indústria de Energia, UNIFACS, Salvador, Bahia em outubro/2002. Mimeo.

FORMAN, John. **Brasil Round 5: Nova Metodologia de Desenho e Licitação dos Blocos Exploratórios**. Rio de Janeiro: ANP, 2003. Disponível em: www.brasil-rounds.gov.br/round5/round5/apresentacoes.asp Acesso: 07 julho. 2004.

FREIRE, Wagner. **Uma Avaliação do Setor Petróleo no Brasil**. Painel I: Anais do Seminário Rio – Capital Petróleo em 29/11/1993. Editora Brasil Energia, Rio de Janeiro, 1993.

GABRIELLI, José Sergio. **Plano Estratégico Petrobras 2015**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2004. Disponível em: www2.petrobras.com.br/ri/port/ApresentacoesEventos/confTelefônicas/pdf/Plano_Estrategico_2015_FINAL_1506.pdf Acesso: 09 nov. 2004.

GASPARI, Alexandre. Esperança para a indústria naval. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 224, p. 40-48, jul. 1999. Revista Brasil Energia, nº 224, julho, 1999.

JAGUARIBE, Hélio. **O Nacionalismo na Atualidade Brasileira**. Rio de Janeiro: MEC, ISEB (Instituto Superior de Estudos Brasileiros), 1958.

KNOEDT, Celso. Petróleo (no Brasil) é um bom negócio?. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n.215, p- 24-33, out. 1998.

LAFER, Celso. **JK e o programa de metas (1956-1961)**. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2002.

LIMA, Medeiros. **Petróleo, Energia Elétrica, Siderurgia: A Luta pela Emancipação, Um depoimento de Jesus Soares Pereira sobre a Política de Vargas**. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1975.

LOBATO, Monteiro. **O Escândalo do Petróleo e Ferro**. 7ª Edição. São Paulo: Editora Brasiliense Limitada, 1955.

_____. **O Poço do Visconde**. São Paulo: Círculo do Livro. Re-edição da 1ª Edição de 1937.

LOPES, Marcelo de Carvalho. Rede Brasil de Tecnologia Ação Regional. In: LANÇAMENTO REDE BAHIA DE TECNOLOGIA. Salvador: SECTI, 2003.
Gentilmente cedido à autora pela SECTI – Secretaria de Ciência, Tecnologia e Inovação do Estado da Bahia.

MACEDO, Rosayne. Mudanças na Lei Valentim. **Macaé Offshore**, Macaé, Ano IV, n.17, p.48-50, Mar/Abr. 2004.

MANGABEIRA, Francisco. **Imperialismo, Petróleo, Petrobrás**. Rio de Janeiro: Zahar Editores, 1964.

MARTIN, Jean-Marie. **A Economia Mundial de Energia**. São Paulo: Unesp, 1990

MARTINS, Fabiano Gonçalves. **Apresentação do Programa de Garantia da Qualidade de Materiais e Serviços Associados (da Petrobras) para a Organização Nacional da Indústria de Petróleo – ONIP**. Palestra realizada na ONIP. Rio de Janeiro: 18 nov 2003.
Disponível em:
www.onip.org.br/main.php?idmain=informacoes&mainpage=palestras2.htm
Acesso em: 23 abr. 2004.

MASCARENHAS, Anderson O.. **Roboré, Um Torpedo contra a Petrobrás**. São Paulo: Fulgor, 1959.

MAXIMIZANDO A COMPETITIVIDADE DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO.
Seminário de lançamento da Rede Maxpetro. Mimeo. Rio de Janeiro, ONIP, 05 jun. 2000.

MEDEIROS, Rogério Amaury de. **FINEP – Ciência, Tecnologia e Inovação**, Rio de Janeiro, 24 mar. 2004. Apresentação em Power Point, cedido gentilmente à autora.

MERCIO, Sandro Rosito. **Introdução aos Blocos Ofertados e aos Dados Disponíveis**. Apresentação no 1º *Road Show* realizada pela ANP, 1999. Disponível em: www.anp.gov.br/brasil-rounds/round1/HTML/Presentations_pt.htm, Acesso: 20 set. 2004.

_____. **Descrição dos Blocos**. Apresentação no 2º *Road Show* realizada pela ANP, 2000. Disponível em www.anp.gov.br/brasilrounds/round2/Pdocs/Pinicial/Pframe01.htm, Acesso: 20 set. 2004.

_____. **Revisão Técnica e Descrição dos Blocos**. Apresentação no 4º *Road Show* realizada pela ANP, 2002. Disponível em: www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/index.html, Acesso: 20 set. 2004.

MONTEIRO, Ricardo Rego. Petrobras perde para o consórcio Devon-Kerr-SK por falta de conteúdo nacional. Rio de Janeiro, **Newsletter TN Petróleo**, 18 ago. 2004. Disponível para assinantes em: www.tnpetroleo.com.br/internas/noticias.asp?id=3827 Acesso: 18 ago. 2004. 2004a.

_____. Setor Naval – A batalha por garantias. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, n. 38, p. 22-29, set/out. 2004b.

MOURA, Pedro de; CARNEIRO, Felisberto Olímpio. **Em Busca do Petróleo Brasileiro**. Ouro Preto: Fundação Gorceix, 1976.

NETO, Lima. **Parecer da Comissão Especial do Congresso Nacional**. In: Diário do Congresso Nacional, Seção I, maio, 1995.

NEVES, Cíntia Costa. **A Indústria de Equipamentos de Perfuração de Petróleo no Brasil – 1954/83**. 1986. 140 f. Dissertação (Mestrado em Economia Industrial) – IEI, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro.

NT.ONIP 001/2003 - Nota Técnica – ONIP 001/2003 – **Incentivo ao Fornecimento Local de Bens e Serviços**. Rio de Janeiro: fevereiro/2003. Mimeo. Disponível em: www.onip.org.br/arquivos/nt20031.pdf

NÚCLEO DE DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DA ANP. A Formação e a Capacitação de Recursos Humanos. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, n. 32, p. 178-185, out. 2003.

NUNES, Cassiano. **Monteiro Lobato: o editor do Brasil**. 1ª Edição. Rio de Janeiro: Contraponto Editora, 2000.

OLSEN, Willy H.. The development of a Norwegian based supply and service industry. In: SEMINÁRIO THE BRAZILIAN AND THE NORWEGIAN PETROLEUM AND MARITIME INDUSTRIES – CHALLENGES TOWARDS 2010. Rio de Janeiro:

- INTSOK, 2003. **Anais eletrônicos restrito**. Disponibilizado por tempo limitado aos participantes do Seminário em www.intsok.no Acesso: 22 out. 2003.
- ORDOÑEZ, Ramona. ANP reclama de corte no orçamento em 2004. **O Globo**, Rio de Janeiro, 28 ago. 2004. p.31.
- P-50 MODULES TO BE MADE IN BRAZIL. **Brasil Energy**, Rio de Janeiro, n. 360, p. 18, Aug. 2002.
- PADILLA, Alberto. P51- Casco e Top Sides. In: PROGRAMA DE INTERAÇÃO ENTRE FORNECEDORES NACIONAIS E CONTRUTORES DE PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO 2004, Rio de Janeiro. **Anais eletrônicos**. Rio de Janeiro: ONIP, 2004. Disponível em: www.onip.org.br/main.php?idmain=informacoes&mainpage=palestras2.htm Acesso em 01 set. 2004.
- PALAGI, César. Desenvolvimento de Campos de Petróleo e Gás Offshore no Brasil 2003-2007. In: CAFÉ COM ENERGIA 2003, Rio de Janeiro. **Anais eletrônicos**. Rio de Janeiro: ONIP, 2003. Disponível em: www.onip.org.br/main.php?idmain=informacoes&mainpage=cafe_energia_tabelas_htm Acesso: 18 jun. 2003.
- PAMPLONA, Nicola. Estatal volta à petroquímica com novos projetos. **O Estado de São Paulo**, São Paulo, 19 maio. 2004. p.12
- PICCOLI, Ivo A. Cauduro. **O petróleo não é tão importante assim**. Rio de Janeiro: 1955.
- PIMENTEL, Petronilha. **Afinal, quem descobriu o petróleo do Brasil?**. Rio de Janeiro: 1984
- PIRES, Adriano. O lucro da Petrobras e a política de preços dos combustíveis em 2003. **Globo Online Petróleo e Gás**, Rio de Janeiro, Disponível em: www.oglobo.globo.com/petroleo/artigos/artigo03.pdf. Acesso: 30 out. 2004.
- PROJETO CTPETRO – TENDÊNCIAS TECNOLÓGICAS – Nota Técnica 01 – **Visão de Futuro do Setor de Óleo & Gás do Brasil – Horizonte 2010**. Rio de Janeiro: 2002. Disponível em: www.tendencias.int.gov.br/arquivos/textos/NT01_2002.pdf, Acesso: 13 jul. 2003.
- RANDALL, Laura. **The Political Economy of Brazilian Oil**. Londres: Praeger, 1993.
- RANGEL, Juliana. Exploração terá 85,7% das compras nos países. **O Globo**, Rio de Janeiro, 27 ago. 2004, p.31. 2004a

_____. ANP cassa ação que suspendia efeitos da Sexta Rodada. **O Globo Online – Petróleo e Gás**, Rio de Janeiro, 11 out. 2004. Disponível em: www.oglobo.globo.com/petroleo/146264404.asp Acesso: 12 out. 2004. 2004b.

_____. Prominp: fornecedores precisarão de 45 mil profissionais especializados até 2010. **O Globo Online – Petróleo e Gás**, Rio de Janeiro, 09 nov.2004. Disponível em: www.oglobo.globo.com/petroleo/146923463.asp Acesso: 12 nov. 2004. 2004c.

RAPPEL, Eduardo. **Oportunidades e desafio do parque nacional de fornecedores de bens e serviços para o setor do petróleo e gás**. in PIQUET, Rosélia, Organizadora. **Petróleo, Royalties e Região**. Rio de Janeiro: Garamond, 2003.

ROCCA, Edgard dos Santos. **O PAPEL DA RELAÇÃO UNIVERSIDADE ↔ EMPRESA ↔ GOVERNO NA INOVAÇÃO TECNOLÓGICA e A Relação da FINEP com o Setor Petroquímico**. 2002. 111 f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químico e Bioquímicos) – Escola de Química – Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro.

ROCHA, Ariovaldo Santana da. O Setor de Suporte Offshore na Perspectiva do Mercado Brasileiro. Apresentação para as Indústrias Norueguesas e Brasileiras, Marítimas e de Petróleo Cenário Brasileiro. In: SEMINÁRIO THE BRAZILIAN AND THE NORWEGIAN PETROLEUM AND MARITIME INDUSTRIES – CHALLENGES TOWARDS 2010. Rio de Janeiro: INTSOK, 2003. **Anais eletrônicos restrito**. Disponibilizado por tempo limitado aos participantes do Seminário em www.intsok.no Acesso: 22 out. 2003.

SHAH, Sonia. **CRUDE – The Story of Oil**. New York: Seven Stories Press First Edition, 2004.

SILVA, Antonio Carlos Macedo e. **Petrobrás: A Consolidação do Monopólio Estatal e a Empresa Privada (1953-1964)**. 1985. 335 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia – Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, Campinas.

SILVEIRA, Joel. **A Milésima Segunda Noite da Avenida Paulista**. São Paulo: Companhia das Letras, 2003.

SIMAS, José Roberto. P54 – Conversão FPSO. In: PROGRAMA DE INTERAÇÃO ENTRE FORNECEDORES NACIONAIS E CONTRUTORES DE PLATAFORMAS MARÍTIMAS DE PRODUÇÃO 2004, Rio de Janeiro. **Anais eletrônicos**. Rio de Janeiro: ONIP, 2004. Disponível em: www.onip.org.br:/main.php?idmain=informacoes&mainpage=palestras2.htm Acesso em 01 set. 2004.

SIMÕES FILHO, Ivan de Araújo. **Procedimentos da Rodada de Licitações**. Apresentação do 3º Road Show realizada pela ANP, 2001. Disponível em: www.anp.gov.br/brasil-rounds/round3/index.html, Acesso: 20 set. 2004.

SIQUEIRA, Cláudia. Hora de Decidir. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 213, p. 14-15, ago. 1998a.

_____, O produto nacional quer poder competir. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 215, p. 34, out. 1998b.

SKIDMORE, Thomas E.. **Uma História do Brasil**. 3ª Edição. São Paulo: Editora Paz e Terra, 2000

SUZIGAN, Wilson; VILLELA, Annibal V. **Industrial Policy in Brazil**. Campinas: UNICAMP – IE, 1997.

TADINI, Venilton. **O Setor de bens de capital sob encomenda: Análise do desenvolvimento recente (1974/83)**. 1985. 172 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Faculdade de Economia e Administração – Universidade de São Paulo – USP. São Paulo.

TAMER, Alberto. **Petróleo, o preço da dependência**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1980.

TANZER, Michael. **Os trustes petrolíferos e os países subdesenvolvidos**. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 1972.

TÁVORA, General Juarez. **Petróleo para o Brasil**. Rio de Janeiro: José Olympio, 1955

TEIXEIRA, Álvaro. Carteira de Investimentos 2003 a 2007 Empresas de Petróleo (exceto Petrobras). In: I WORKSHOP TEMÁTICO, 2003, Angra dos Reis. **Anais eletrônicos**. Rio de Janeiro: PROMINP, 2003. Disponível em: www.prominp.com.br/eventos/apresentacoes.htm Acesso em: 09 ago. 2003.

TERRA, Ralph Lima. **Petróleo e Pleno Emprego**. Painel V: Anais do Seminário Rio – Capital Petróleo em 29/11/1993. Editora Brasil Energia, Rio de Janeiro, 1993.

THOMAS, José Eduardo (Organizador). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

VALOIS, Paulo. **A Evolução do Monopólio Estatal do Petróleo**. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2000.

VICTOR, Mário. **A Batalha do Petróleo Brasileiro**. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Civilização Brasileira, 1991.

VILLAVARDE, Adão; PELLEGRIN, Ivan De; JUNIOR, José A. V. Antunes; LOPES, Marcelo. Rede PETRO-RS Fornecedores de base tecnológica para a cadeia de petróleo. **TECHNO**, Rio de Janeiro, n.16, p.110-114, 2000.

WALTON, Mary. **Made in USA – O Método Deming de Administração**. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Marques Saraiva, 1989.

YERGIN, Daniel. **Just Another Commodity?** In: _____. **The Prize – The Epic Quest for Oil, Money & Power**. Paperback Edition. New York: First Free Press, 2003. cap. 35, p.716-744.

ZAIDER, Fernando. Quase US\$ 1 bilhão em carteira. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 252, p. 43-44, nov. 2001.

_____, Especial Embarcações de Apoio. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 256, p. 38-44, mar. 2002.

ZAMITH, Maria Regina Macchione de Arruda. **A Indústria Para-Petroleira Nacional e o seu Papel na Competitividade do “Diamante Petroleiro” Brasileiro**. 1999. f. 234. Dissertação (Mestrado em Energia) Instituto de Eletrotécnica e Energia – Universidade de São Paulo – USP. São Paulo.

ZYLBERSZTAJN, David. As agências reguladoras e a reforma do estado. **Brasil Energia**, Rio de Janeiro, n. 215, p.28, out. 1998.

Legislação Pertinente

Decreto Lei Nº 366 de 11/04/1938	Institui os campos comerciais como propriedade da União
Decreto Lei Nº 395 de 29/04/1938	Cria o CNP
Decreto Lei Nº 538 de 07/07/1938	Organiza o CNP
Decreto Nº 3.701 de 08/02/1939	Nacionaliza poço nº DNPM 163
Decreto Nº 1.369 de 23/06/1939	Transfere Equipamentos do DNPM para o CNP
Decreto Lei Nº 1.985 de 29/01/1940	Código de Minas
Decreto Lei Nº 2.615 de 21/09/1940	Cria o Imposto Único
Decreto Lei Nº 3.236 de 21/09/1941	Código de Petróleo
Decreto Lei Nº 9.881 de 16/09/1946	Cria a Refinaria de Mataripe
Lei Nº 2.004 de 03/10/1953	Institui o monopólio de petróleo da União
Decreto Nº 35.308 de 02/04/1954	Constitui a Petrobras
Lei Nº 9.432 de 08/01/1997	Dispõe sobre a ordenação do transporte aquaviário
Lei Nº 9.478 de 06/08/1997	Flexibiliza o monopólio e cria a ANP
Decreto Nº 2.705 de 03/08/1998	Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais
Decreto Nº 2.889 de 21/12/1998	Institui regras para Admissão Temporária
Portaria ANP Nº 10 de 13/01/1999	Estabelece procedimentos para apuração da Participação Especial
Decreto Nº 3.161 de 02/09/1999	REPETRO
Decreto Nº 3.663 de 16/11/2000	Modifica o REPETRO
Decreto Nº 4.776 de 10/07/2003	Cria a RBT

Decreto N° 4.925 de 19/12/2003	Institui o PROMINP
Lei N° 10.847 de 15/03/2004	Cria a EPE
Lei N° 10.848 de 15/03/2004	Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica
Decreto N° 5.138 de 13/07/2004	Cria a extensão do REPETRO
Decreto N° 5.267 de 09/11/2004	Re-estrutura o MME

ANEXOS

Anexo 1 – Pontos principais do Estatuto do Petróleo

O Estatuto do Petróleo mantém “no domínio privado da União, como bens inalienáveis e imprescritíveis, as jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluidos e gases raros existentes no território nacional”. (Art.1º) Declara “de utilidade pública, da exclusiva competência da União, a pesquisa e a lavra das jazidas indicadas neste artigo, bem como a refinação de petróleo, nacional ou importado, e o transporte por meio de condutos ou navios-tanques, de hidrocarbonetos de qualquer origem”. Acrescenta que a União poderá executar estas operações “por administração direta ou indireta ou por via de autorizações e concessões” cabendo-lhe também regular o comércio de petróleo e derivados¹. São objetos de concessão: a lavra, o transporte de hidrocarbonetos fluidos através de condutos ou navios-tanques e o refino de petróleo nacional ou importado (Art. 5º). A empresa concessionária para a lavra poderá ser totalmente estrangeira, desde que seja constituída no País. Já a empresa concessionária de refino ou transporte deverá ser constituída obrigatoriamente com o mínimo de 60% das ações pertencentes a brasileiros. Outrossim, uma vez descoberto um campo de petróleo, uma parte do mesmo seria considerada reserva nacional, controlada pelo CNP. É vedada ao concessionário, a posse de mais de 150.000 hectares de área à lavra. O prazo da concessão será de 30 anos prorrogáveis por mais 10 à lavra e de 30 anos às refinarias. O art. 12º cria o “direito real de posse, administração e exploração econômica dos bens” objeto da concessão, onde a União participará das vantagens econômicas. A exportação de petróleo, no entanto, só será permitida após a garantia do abastecimento interno nacional por três anos, pelo concessionário. No caso dos derivados, também após garantir o abastecimento interno, o

¹ CUPERTINO, 1976, pp.53-54.

excedente poderá ser exportado por empresa constituída no país sem a obrigatoriedade dos 60% das ações pertencerem a brasileiros. Ao concessionário de refinaria, será obrigatória a apresentação ao CNP de contratos de suprimento de petróleo nacional ou importado.²

² COUTINHO & SILVEIRA, 1958, pp.415-460.

Anexo 2 – REPETRO - Regime Especial para a Indústria de Petróleo

O Decreto nº 3.161 de 02/09/1999 instituiu “o regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural – REPETRO, conforme definidas na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997” (art.1º).

Os bens a serem submetidos ao REPETRO foram definidos pela Secretaria da Receita Federal conforme Quadro 1 abaixo. Outrossim, as máquinas, equipamentos sobressalentes, ferramentas, aparelhos e outras partes para garantir a operacionalidade destes bens também poderão ter a aplicação do REPETRO.

Quadro 1

Bens	Classificação Fiscal
Árvores de natal molhadas	8481.80
Embarcações destinadas a apoio às atividades de pesquisa, exploração, perfuração, produção e estocagem de petróleo ou gás natural	8906.00
Embarcações destinadas a atividades de pesquisa e aquisição de dados geológicos, geofísicos e geodésicos relacionados com a exploração de petróleo ou gás natural	8905.90.00 ou 8906.00
Equipamentos para aquisição de dados geológicos, geofísicos e geodésicos relacionados à pesquisa de petróleo ou gás natural	9015.10, 9015.20, 9015.30, 9015.40, 9015.80 e 9015.90
Equipamentos para serviços auxiliares na perfuração e produção de poços de petróleo	8431.43
Guindastes flutuantes utilizados em instalações de plataformas marítimas de perfuração ou produção de petróleo	8905.90
Rebocadores para embarcações e para equipamentos de apoio às atividades de pesquisa, exploração, perfuração, produção e estocagem de petróleo ou gás natural	8904.00
“Riser” de perfuração e produção de petróleo	7304.29
Unidades fixas de exploração, perfuração ou produção de petróleo	8430.41 e 8430.49
Unidades flutuantes de produção ou estocagem de petróleo ou de gás natural	8905.90
Unidades de perfuração ou exploração de petróleo, flutuantes ou semi-submersíveis	8905.20
Veículos submarinos de operação remota, para utilização na exploração, perfuração ou produção de petróleo (robôs)	8479.89

O tratamento aduaneiro a ser utilizado pelo REPETRO, conforme o caso, será (art 2º):

- “Exportação, com saída ficta do território nacional e posterior aplicação do regime de admissão temporária,” dos bens relacionados no Quadro 1, “de fabricação nacional, vendida a pessoa sediada no exterior”;
- “Exportação, com saída ficta do território nacional, de partes e peças de reposição destinados aos bens referidos” no Quadro 1, “já submetidos ao regime aduaneiro especial de admissão temporária”;
- “Importação, sob o benefício de *drawback* na modalidade de suspensão do pagamento dos impostos incidentes, de matérias-primas, produtos semi-elaborados, ou acabados e de partes ou peças utilizados na fabricação dos bens” constantes no Quadro 1, “e posterior comprovação do adimplemento das obrigações decorrentes da aplicação deste benefício mediante a adoção do procedimento de exportação referido” neste artigo.

Outrossim, aos bens relacionados no Quadro 1 procedentes do exterior será aplicado o regime de admissão temporária, bem como nas partes e peças de reposição pelo mesmo prazo concedidos aos bens aos quais se destinam.

O art. 3º, modificado pelo Decreto nº 3.663 de 16/11/2000, estabelece requisitos à aplicação do REPETRO tanto para bens de fabricação nacional quanto para bens importados. Os bens de fabricação nacional deverão ser adquiridos por pessoa sediada no exterior, diretamente do fabricante ou de empresa comercial exportadora, em moeda estrangeira de livre conversibilidade e com cláusula de entrega no território nacional, sob regime aduaneiro. “Os benefícios fiscais concedidos por lei para incentivo às exportações ficam assegurados ao fabricante nacional, após a conclusão” da compra e do despacho aduaneiro de exportação. Os bens importados deverão pertencer à pessoa sediada no exterior, e serão “importados sem cobertura cambial pelo contratante dos serviços de pesquisa e produção de petróleo e de gás natural, ou por terceiro subcontratado”.

O art. 4º estabelece que “o regime de admissão temporária será concedido com suspensão total do pagamento dos impostos incidentes na importação, até 31 de dezembro de 2007”.

O art. 7º revogou o 6º do Decreto nº 2.889 de 21/12/1998.

O Decreto nº 4.543 de 27/12/2002 revogou o Decreto nº 3.663 de 16/11/2000.

Anexo 3 – CTPetro

O Decreto nº 2.851 de 30/11/1998 que “dispõe sobre programas de amparo à pesquisa científica e tecnológica à indústria de petróleo”, regulamenta o Art. 49, § 2º da Lei 9.478/97.¹

O art. 1º estabelece que “será criada rubrica específica no âmbito do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT”, para prover os recursos destinados a estes programas que serão repassados ao MCT pela Secretaria do Tesouro Nacional, do Ministério da Fazenda ao FNDCT, através do Sistema Integrado de Administração Financeira – SIAFI. (§§1º e 2º).

A aplicação destes recursos será administrada por um Comitê de Coordenação (criado para esta finalidade) que será responsável por propor sua própria organização e elaborar seu regimento interno (sujeito à aprovação do Ministro de Ciência e Tecnologia); definir as diretrizes aos programas bem como o plano plurianual de investimentos; acompanhar a implementação dos programas; e avaliar seus resultados. Constituído por nove² membros designados pelo Ministro de Ciência e Tecnologia em articulação com o Ministro de Minas e Energia e o Diretor-Geral da ANP, será constituído por um representante do MCT (presidente do Comitê), do MME, da ANP, da Secretaria-Executiva do FNDCT, do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), dois representantes do setor de petróleo e gás, e dois da comunidade de ciência e tecnologia. Os membros do Comitê não serão remunerados. (art.3º).

O art. 5º estabelece que “o atendimento à demanda por formação e capacitação de recursos humanos para o setor de petróleo e gás será operacionalizado tanto pelo CNPq como pela ANP, mediante repasse de recursos pela Secretaria-Executiva do FNDCT”.

O estabelecimento dos projetos (isolados ou cooperativos) que serão apoiados ficará a cargo do Comitê de Coordenação, bem como as condições para apresentação de propostas, critérios de julgamento e apoio financeiro. (art. 6º).

O art. 7º define quais as atividades de pesquisa e desenvolvimento tecnológico a serem realizadas no País que serão consideradas à aplicação do decreto. São elas: “a pesquisa básica dirigida, a pesquisa aplicada, o desenvolvimento experimental, a engenharia não rotineira, a tecnologia industrial básica e os serviços de apoio técnico necessários ao atendimento dos objetivos dos programas, na forma que vierem a ser definidos pelo” MCT.

Em 8 de dezembro de 1999, através da Portaria MCT nº 552 é aprovado o Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor Petróleo e Gás Natural – CTPetro.

¹ O Art. 49 estabelece que “a parcela do valor do *royalty* que exceder a cinco por cento da produção” terá vinte e cinco por cento distribuídos ao MCT “para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo” quando a “lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres” bem como “quando a lavra ocorrer na plataforma continental”. (Incisos I e II, alíneas d e f respectivamente). Outrossim, o § 1º determina que no mínimo 40% destes recursos serão aplicados nas regiões Norte e Nordeste “em programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico”. O § 2º estabelece que o MCT administrará estes programas com apoio técnico da ANP, mediante convênios com universidades e centros de pesquisa.

² Originalmente eram dez membros. O Decreto nº 3.318 de 30/12/1999 alterou para nove.

Anexo 4 – PRH – ANP / MME / MCT

O Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás (PRH-ANP/MME/MCT) foi criado em 1999 com objetivo de formar profissionais capacitados para atuar em todo segmento da cadeia produtiva da indústria de petróleo e gás natural com as seguintes ações:¹

- Implementar em universidades e escolas técnicas do sistema educacional, programas de ensino e pesquisa com ênfase no setor de petróleo e gás natural, capaz de abranger as diversas modalidades e categorias de profissionais necessários à indústria e garantir a capacitação competitiva nacional;
- Criar um sistema de concessão de bolsas, visando estimular professores e estudantes das universidades e escolas técnicas; e,
- Estabelecer uma rede nacional integrada de instituições de ensino e pesquisa, abrangendo todo território nacional, privilegiando as competências regionais e o desenvolvimento de toda uma cultura de ensino e pesquisa aplicada ao setor de petróleo e gás natural.

O Programa abrange duas vertentes: uma para atender as necessidades de profissionais de nível superior (PRH-ANP/MCT) que inclui graduação e pós-graduação *stricto sensu* e a outra voltada à educação de nível técnico (PRH-ANP/MEC-Técnico). Para cada uma, programas específicos são criados através de convênios entre a ANP e a Instituição de Ensino.

Através de editais, foram selecionadas 22 Instituições de Ensino Superior e 9 Escolas Técnicas em 16 Estados, que recebem taxa de bancada ao auxílio da realização dos cursos e cota de bolsas de estudo para Graduação, Mestrado, Doutorado, Coordenação e Pesquisador Visitante.

O financiamento do programa iniciou com recursos da própria ANP, passando a ser financiado pelo CTPetro em 2000.

¹ Publicação ANP, “Capital Humano para o setor de petróleo e gás natural”, 2000.

Anexo 5 – Contratos de Concessão: Investimento em Pesquisa e Desenvolvimento

A cláusula 24^a dos Contratos de Concessão¹ obriga o Concessionário a realizar Despesas Qualificadas com Pesquisa e Desenvolvimento², em qualquer trimestre caso o Campo esteja sujeito ao pagamento de Participação Especial, no valor equivalente a 1% (um por cento) da Receita Bruta da sua Produção.

O Contrato define ‘Despesas Qualificadas com Pesquisa e Desenvolvimento’ como: “despesas com atividades de Pesquisa e Desenvolvimento relativas a serviços de tecnologia relacionados à descoberta, teste ou uso de novos produtos, processos ou técnicas no setor de Petróleo, ou à adaptação de produtos, processos ou técnicas existentes para novas circunstâncias no setor de Petróleo”.

Estas Despesas deverão ser realizadas até 30 de junho do ano posterior ao qual o trimestre está inserido devendo o Concessionário fornecer à ANP até 30 de setembro (também do ano seguinte) relatório completo das Despesas efetuadas. (§ 24.1.1).

Caso estas Despesas sejam efetuadas antecipadamente, o Concessionário poderá compensá-las como crédito em período futuro. Este crédito, no entanto, não poderá exceder “25% (vinte e cinco por cento) da obrigação total (i.e., 0,25% da Receita Bruta da Produção) para um dado Campo em um dado trimestre”. (§ 24.1.2).

Até 50% (cinquenta por cento) destas Despesas “poderão ser realizadas através de atividades desenvolvidas em instalações do próprio Concessionário ou suas Afiliadas, localizadas no Brasil, ou contratadas junto a empresas nacionais”. Os outros 50% (cinquenta por cento) deverão ser contratados junto a universidades ou institutos de pesquisa e desenvolvimento tecnológicos nacionais previamente credenciados pela ANP. Tanto a contratação de empresas nacionais quanto de universidades ou institutos de pesquisa independe do envolvimento destes nas Operações do Contrato de Concessão. (§ 24.1.3).

No caso das Despesas serem efetuadas nas instalações do Concessionário ou suas Afiliadas, “somente serão consideradas aquelas relativas à aquisição de equipamentos, instrumentos, materiais utilizados em experimentos e construção de protótipos ou instalações piloto, bem como o salário bruto do pessoal que atua” nestas atividades. Não serão permitidos “rateios de custos administrativos, de infra-estrutura, de ensaios de rotina, serviços de assistência técnica e solução de problemas operacionais, serviços e taxas de licenças e patentes, ou quaisquer outros não vinculados diretamente àquelas atividades”. (§ 24.1.4).

Para que a ANP conceda o credenciamento às instituições mencionadas no § 24.1.3, as mesmas deverão abranger as áreas de interesse e temas relevantes ao setor de petróleo e derivados, gás natural, meio ambiente e energia. (§ 24.1.5).

¹ Integrante do Capítulo V, esta cláusula era a 22^a nos contratos da Rodada 1 (1999). A partir da Rodada 2 (2002) ela passou a ser a 24^a. O Capítulo V que era intitulado “Aspectos Financeiros e Contábeis” mudou para “Participações Governamentais e Investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento” a partir da Rodada 5 (2003).

² Doravante chamada de Despesas.

Anexo 6 – Contratos de Concessão: Fornecedores Brasileiros de Bens e Serviços e Conteúdo Local Mínimo (Rodadas 1 a 4)

A cláusula 20^a - Fornecedores Brasileiros de Bens e Serviços e Conteúdo Local Mínimo - dos Contratos de Concessão¹ detalha as regras ao Concessionário visando à maximização do conteúdo local às compras de bens e serviços junto a fornecedores brasileiros.

O Contrato define ‘Fornecedor Brasileiro’ como: “qualquer vendedor ou fornecedor de um Bem de Produção Nacional ou de um Serviço Prestado no Brasil”. Outrossim, ‘Bem de Produção Nacional’ é definido como “toda máquina ou equipamento, inclusive as respectivas partes, peças e componentes de reposição, utilizados nas Operações, desde que, respeitado o disposto no parágrafo 20.1.9², o valor dos materiais e serviços estrangeiros incorporados ao mesmo não exceda a 40% do seu preço consignado na nota fiscal, excluídos, tanto do valor destes materiais e serviços estrangeiros, quanto do valor do Bem de Produção, todos os impostos, exceto o imposto de importação”. ‘Serviço Prestado no Brasil’ é definido como: “à exceção dos financeiros, os serviços de qualquer natureza, incluindo os serviços de aluguel, arrendamento mercantil, *leasing* e assemelhados, utilizados nas Operações, adquiridos direta ou indiretamente junto a empresas constituídas sob as leis brasileiras e que disponham do conhecimento e dos meios adequados aos serviços prestados, desde que, respeitado o disposto no parágrafo 20.1.9, o valor dos materiais e serviços estrangeiros incorporados ao mesmo não exceda a 20% (vinte por cento) de seu preço de venda, excluídos os impostos”.

Visando garantir condições isonômicas aos Fornecedores Brasileiros na participação das concorrências de venda de bens e serviços a serem adquiridas ao cumprimento do Contrato, o Concessionário compromete-se a (§ 20.1 alíneas a a f):

- (a) Convidar Fornecedores Brasileiros a apresentar propostas;
- (b) “Disponibilizar em língua portuguesa ou inglesa as mesmas especificações a todas as empresas convidadas a apresentar propostas, dispondo-se a aceitar especificações equivalentes, desde que dentro dos padrões das Melhores Práticas da Indústria do Petróleo³, de forma que a participação de Fornecedores

¹ Integrante do Capítulo IV – Execução das Operações - esta cláusula estava dividida em duas nos contratos da Rodada 1 (1999): uma para bens (18^a, § 18.2) e outra para serviços (19^a, § 19.3). A partir da Rodada 2 (2002) foram unificadas na cláusula 20^a.

² Nos contratos das Rodadas 3 e 4, o parágrafo 20.1.9 declara que “a ANP poderá aceitar, por prazos determinados, que bens e serviços cujos valores dos materiais e serviços estrangeiros incorporados aos mesmos forem superiores aos determinados” nas definições “sejam considerados, respectivamente, Bens de Produção Nacional e Serviços Prestados no Brasil”. Os contratos da Rodada 2 não abriram esta brecha e os contratos da Rodada 1 não definiram Bem de Produção Nacional nem Serviço Prestado no Brasil. Nos contratos da Rodada 1, ‘Fornecedor Brasileiro’ foi definido como: “(i) com relação a qualquer vendedor ou fornecedor de ativos, bens e serviços, uma Pessoa constituída sob as leis brasileiras cujos bens vendidos ou fornecidos tenham sido produzidos no Brasil ou cujos serviços vendidos ou fornecidos tenham sido realizados em território nacional, e (ii) com relação a empregados, qualquer indivíduo que seja um cidadão brasileiro”.

³ ‘Melhores Práticas da Indústria do Petróleo’ é definido nos Contratos das Rodadas 2 a 4 como: “as práticas e procedimentos geralmente empregados na indústria do Petróleo em todo o mundo, por Operadores prudentes e diligentes, sob condições e circunstâncias semelhantes àquelas experimentadas relativamente a aspecto ou aspectos relevantes das Operações, visando principalmente a garantia de: (a) conservação de recursos

Brasileiros não seja restrita, inibida ou impedida, enviando todos os demais documentos e correspondências não técnicos em língua portuguesa às empresas brasileiras convidadas”.

- (c) Garantir prazo igual a todas as empresas convidadas tanto de apresentação de propostas quanto de fornecimento do bem ou prestação de serviço, para que potenciais Fornecedores Brasileiros não sejam excluídos;
- (d) “Não exigir competências técnicas e certificações adicionais aos Fornecedores Brasileiros além daquelas necessárias à produção do bem ou prestação do serviço objeto do fornecimento”;
- (e) “A aquisição de bens e serviços fornecidos por Afiliadas está igualmente sujeita aos demais itens desta Cláusula, exceto nos casos de serviços que, de acordo com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, sejam habitualmente realizados por Afiliados”;
- (f) “Manter-se informado sobre os Fornecedores Brasileiros aptos a oferecer propostas de fornecimento, buscando, sempre que necessário, informações atualizadas sobre esse universo de fornecedores junto a associações ou sindicatos empresariais afins ou entidades de notório conhecimento do assunto”.

Além destas exigências, o Concessionário comprará de Fornecedores Brasileiros um montante de bens e serviços de forma que a Porcentagem dos Investimentos Locais seja igual ou superior a _____% na Fase de Exploração⁴ e igual ou superior a _____% na Etapa de Desenvolvimento da Produção⁵. (§ 20.1.1 alíneas a e b).⁶

Para a determinação destas Porcentagens, “os valores monetários correspondentes às aquisições de Bens e serviços, realizadas nos diversos anos, serão atualizados para o

petrolíferos e gaseíferos, que implica na utilização de métodos e processos adequados à maximização da recuperação de hidrocarbonetos de forma técnica e economicamente sustentável, com o correspondente controle do declínio de reservas, e à minimização das perdas na superfície; (b) segurança operacional, que impõe o emprego de métodos e processos que assegurem a segurança ocupacional e a preservação de acidentes operacionais; (c) proteção ambiental, que determina a adoção de métodos e processos que minimizem o impacto das Operações no meio ambiente”. Esta definição nos Contratos da Rodada 1 era mais simples, não incluindo as alíneas (a) a (c).

⁴ Os Contratos das Rodadas 3 e 4 definem ‘Porcentagem dos Investimentos Locais na Fase de Exploração’ como: “a proporção expressa como uma porcentagem entre (i) o somatório dos valores dos Bens de Produção Nacional e dos Serviços Prestados no Brasil, adquiridos, direta ou indiretamente, pelo Concessionário, relacionados a investimentos relativos às Operações de Exploração na Área da Concessão e (ii) o somatório dos valores dos bens e dos serviços, adquiridos, direta ou indiretamente pelo Concessionário, relacionados a investimentos relativos às Operações de Exploração na Área da Concessão, conforme previsto no parágrafo 20.1.1 (a)”. Apesar desta definição estar expressa em outras palavras nos Contratos das Rodadas 1 e 2, o seu significado é o mesmo.

⁵ Os Contratos das Rodadas 3 e 4 definem ‘Porcentagem dos Investimentos Locais na Etapa de Desenvolvimento’ como: “a proporção expressa como uma porcentagem entre (i) o somatório dos valores dos Bens de Produção Nacional e dos Serviços Prestados no Brasil, adquiridos, direta ou indiretamente, pelo Concessionário, relacionados às Operações de Desenvolvimento em todas as Áreas de Desenvolvimento, e (ii) o somatório dos valores dos bens e dos serviços, adquiridos, direta ou indiretamente pelo Concessionário, relacionados a investimentos relativos às Operações de Desenvolvimento em todas as Áreas de Desenvolvimento, calculada ao final da última Etapa de Desenvolvimento, conforme previsto no parágrafo 20.1.1 (b)”. Apesar desta definição estar expressa em outras palavras nos Contratos das Rodadas 1 e 2, o seu significado é o mesmo.

⁶ Estes percentuais são os que os Concessionários declararam em suas propostas nos Leilões de Concessão.

último ano, utilizando-se o Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) da Fundação Getúlio Vargas”. (§ 20.1.2).

Apenas para efeito de cálculo destas Porcentagens, “contarão por 3 (três) vezes o custo real das despesas com Fornecedores Brasileiros de serviços de engenharia relativos aos projetos dos seguintes sistemas ou unidades de produção:

(a) Campos marítimos:

- i) sistemas de escoamento de subsuperfície: engenharia de reservatórios e de poços;
- ii) sistemas submarinos de produção (árvore de natal molhada, manifolds submarinos, linha flexíveis, *risers* e outros);
- iii) unidades de produção: plataformas fixas, unidades semi-submersíveis, unidades estacionárias de produção e conversão de navios em unidades flutuantes de produção, armazenagem e transferência (FPSOs) e unidades flutuantes de armazenagem e transferência (FSOs);
- iv) instalações de convés: plantas de processamento de fluidos, sistemas de tratamento e descarte de efluentes, planta de utilidades e demais instalações; e
- v) sistemas de escoamento de produção (dutos de escoamento de Petróleo e Gás Natural, monobóias e outros).

(b) Campos terrestres:

- i) sistemas de escoamento de subsuperfície: engenharia de reservatórios e de poços;
- ii) sistemas de coleta de produção;
- iii) estações coletoras de produção;
- iv) unidades para tratamento de fluidos para recuperação de Petróleo; e
- v) sistemas de escoamento da produção”. (§ 20.1.3)

Apenas para efeito de cálculo destas Porcentagens, “contarão por 2 (duas) vezes o custo real das despesas correspondentes a serviços de análises laboratoriais de rochas e fluidos e a serviços de processamento de dados geológicos e geofísicos executados no Brasil, relativos às Operações”. (§ 20.1.4).

“Somente para efeito de cálculo das Porcentagens de Investimentos Locais na Etapa de Desenvolvimento da Produção, contarão por 1,3 (uma vírgula três) vezes o custo real das despesas com Fornecedores Brasileiros para a aquisição de unidades marítimas de produção e estocagem”. (§ 20.1.5).

“Poderão ser computados para efeito de cálculo das Porcentagens de Investimentos Locais na Etapa de Desenvolvimento da Produção, multiplicados pelo fator 1,3 (um vírgula três)”, “as despesas com aluguel ou arrendamento mercantil de unidades marítimas de produção e estocagem de Petróleo, desde que as unidades sejam Bens de Produção Nacional, mesmo que ... sejam realizados por empresas sediadas no exterior”. (§ 20.1.6).

O Concessionário será penalizado com pagamento de multa à ANP (dentro de 15 dias da sua solicitação) se não atingir os percentuais declarados no § 20.1 de compra de bens e serviços junto a Fornecedores Brasileiros. O valor da multa será proporcional ao valor das compras que seriam necessárias para atingir os percentuais declarados, (§ 20.1.7):

- (a) Porcentagens menores que 30%: multa de 2 (duas) vezes o valor dos Bens de Produção Nacional ou Serviços Prestados no Brasil que teriam sido necessários para o seu cumprimento;
- (b) Porcentagens menores que 40%: além da multa para porcentagens menores que 30% (§ 20.1.7,alínea a), multa de 1,6 (uma vírgula seis) vezes o valor dos Bens de Produção Nacional ou Serviços Prestados no Brasil que teriam sido necessários para o seu cumprimento, quando for inferior a 40% e igual ou superior a 30%;
- (c) Porcentagens menores que 50%: além da multa para porcentagens menores que 40% (§ 20.1.7,alínea b), multa de 1,2 (uma vírgula dois) vezes o valor dos Bens de Produção Nacional ou Serviços Prestados no Brasil que teriam sido necessários para o seu cumprimento, quando for inferior a 50% e igual ou superior a 40%;
- (d) Porcentagens menores que 60%: além da multa para porcentagens menores que 50% (§ 20.1.7,alínea c), multa de 0,8 (zero vírgula oito) vezes o valor dos Bens de Produção Nacional ou Serviços Prestados no Brasil que teriam sido necessários para o seu cumprimento, quando for inferior a 60% e igual ou superior a 50%;
- (e) Porcentagens menores que 60%: além da multa para porcentagens menores que 60% (§ 20.1.7,alínea d), multa de 0,5 (zero vírgula cinco) vezes o valor dos Bens de Produção Nacional ou Serviços Prestados no Brasil que teriam sido necessários para o seu cumprimento, quando for igual ou superior a 60%.

Quando as ofertas dos Fornecedores Brasileiros apresentarem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às ofertas dos fornecedores estrangeiros, o Concessionário assegurará preferência à sua contratação. (§ 20.1.8).

Anexo 7 – Contratos de Concessão: Fornecedores Brasileiros de Bens e Serviços e Conteúdo Local Mínimo (Rodadas 5 e 6)

A cláusula 20^a - Fornecedores Brasileiros de Bens e Serviços e Conteúdo Local Mínimo - dos Contratos de Concessão¹ detalha as regras ao Concessionário visando à maximização do conteúdo local às compras de bens e serviços junto a fornecedores brasileiros.

O Contrato define ‘Fornecedor Brasileiro’ como: “qualquer vendedor ou fornecedor de um Bem de Produção Nacional ou de um Serviço Prestado no Brasil”. Outrossim, ‘Bem de Produção Nacional’ é definido como “toda máquina ou equipamento, inclusive as respectivas partes, peças e componentes de reposição, utilizados nas Operações, desde que, respeitado o disposto no parágrafo 20.1.4², o valor dos materiais e serviços estrangeiros incorporados ao mesmo não exceda a 40% do seu preço consignado na nota fiscal, excluídos, tanto do valor destes materiais e serviços estrangeiros, quanto do valor do Bem de Produção, todos os impostos, exceto o imposto de importação”. ‘Serviço Prestado no Brasil’ é definido como: “à exceção dos financeiros, os serviços de qualquer natureza, incluindo os serviços de aluguel, arrendamento mercantil, *leasing* e assemelhados, utilizados nas Operações, adquiridos direta ou indiretamente junto a empresas constituídas sob as leis brasileiras e que disponham do conhecimento e dos meios adequados aos serviços prestados, desde que, respeitado o disposto no parágrafo 20.1.4, o valor dos materiais e serviços estrangeiros incorporados ao mesmo não exceda a 20% (vinte por cento) de seu preço de venda, excluídos os impostos”.

Visando garantir condições isonômicas aos Fornecedores Brasileiros na participação das concorrências de venda de bens e serviços a serem adquiridas ao cumprimento do Contrato, o Concessionário compromete-se a (§ 20.1 alíneas a a f):

- (a) Convidar Fornecedores Brasileiros a apresentar propostas;
- (b) “Disponibilizar em língua portuguesa ou inglesa as mesmas especificações a todas as empresas convidadas a apresentar propostas, dispondo-se a aceitar especificações equivalentes, desde que dentro dos padrões das Melhores Práticas da Indústria do Petróleo³, de forma que a participação de Fornecedores Brasileiros não seja restrita, inibida ou impedida, enviando todos os demais

¹ Integrante do Capítulo IV – Execução das Operações.

² Nos contratos das Rodadas 5 e 6, o parágrafo 20.1.4 declara que “a ANP poderá aceitar, por prazos determinados, que bens e serviços cujos valores dos materiais e serviços estrangeiros incorporados aos mesmos forem superiores aos determinados” nas definições “sejam considerados, respectivamente, Bens de Produção Nacional e Serviços Prestados no Brasil”.

³ ‘Melhores Práticas da Indústria do Petróleo’ é definido nos Contratos das Rodadas 2 a 4 como: “as práticas e procedimentos geralmente empregados na indústria do Petróleo em todo o mundo, por Operadores prudentes e diligentes, sob condições e circunstâncias semelhantes àquelas experimentadas relativamente a aspecto ou aspectos relevantes das Operações, visando principalmente a garantia de: (a) conservação de recursos petrolíferos e gaseíferos, que implica na utilização de métodos e processos adequados à maximização da recuperação de hidrocarbonetos de forma técnica e economicamente sustentável, com o correspondente controle do declínio de reservas, e à minimização das perdas na superfície; (b) segurança operacional, que impõe o emprego de métodos e processos que assegurem a segurança ocupacional e a preservação de acidentes operacionais; (c) proteção ambiental, que determina a adoção de métodos e processos que minimizem o impacto das Operações no meio ambiente”.

documentos e correspondências não técnicos em língua portuguesa às empresas brasileiras convidadas”.

- (c) Garantir prazo igual a todas as empresas convidadas tanto de apresentação de propostas quanto de fornecimento do bem ou prestação de serviço, para que potenciais Fornecedores Brasileiros não sejam excluídos;
- (d) “Não exigir competências técnicas e certificações adicionais aos Fornecedores Brasileiros além daquelas necessárias à produção do bem ou prestação do serviço objeto do fornecimento”;
- (e) “A aquisição de bens e serviços fornecidos por Afiliadas está igualmente sujeita aos demais itens desta Cláusula, exceto nos casos de serviços que, de acordo com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo, sejam habitualmente realizados por Afiliados”;
- (f) “Manter-se informado sobre os Fornecedores Brasileiros aptos a oferecer propostas de fornecimento, buscando, sempre que necessário, informações atualizadas sobre esse universo de fornecedores junto a associações ou sindicatos empresariais afins ou entidades de notório conhecimento do assunto”.

Além destas exigências, o Concessionário comprará de Fornecedores Brasileiros um montante de bens e serviços de forma que a Porcentagem dos Investimentos Locais seja igual ou superior a _____% na Fase de Exploração⁴ e igual ou superior a _____% na Etapa de Desenvolvimento da Produção⁵. (§ 20.1.1 alíneas a e b).⁶ Adicionalmente, “para cada Bloco integrante da área de Concessão (o Concessionário) comprará um montante de bens e serviços em atividades específicas, de forma que a Porcentagem dos Investimentos Locais seja igual ou superior aos valores indicados no ANEXO III⁷ – Porcentagens Mínimas de Investimentos Locais para Atividades Específicas na Fase de Exploração e na Etapa de Desenvolvimento de Produção”. (§ 20.1.1 alínea c).

⁴ Os Contratos das Rodadas 5 e 6 definem ‘Porcentagem dos Investimentos Locais na Fase de Exploração’ como: “a proporção expressa como uma porcentagem entre (i) o somatório dos valores dos Bens de Produção Nacional e dos Serviços Prestados no Brasil, adquiridos, direta ou indiretamente, pelo Concessionário, relacionados a investimentos relativos às Operações de Exploração na Área da Concessão e (ii) o somatório dos valores dos bens e dos serviços, adquiridos, direta ou indiretamente pelo Concessionário, relacionados a investimentos relativos às Operações de Exploração na Área da Concessão, conforme previsto no parágrafo 20.1.1 (a)”.

⁵ Os Contratos das Rodadas 5 e 6 definem ‘Porcentagem dos Investimentos Locais na Etapa de Desenvolvimento’ como: “a proporção expressa como uma porcentagem entre (i) o somatório dos valores dos Bens de Produção Nacional e dos Serviços Prestados no Brasil, adquiridos, direta ou indiretamente, pelo Concessionário, relacionados às Operações de Desenvolvimento em todas as Áreas de Desenvolvimento, e (ii) o somatório dos valores dos bens e dos serviços, adquiridos, direta ou indiretamente pelo Concessionário, relacionados a investimentos relativos às Operações de Desenvolvimento em todas as Áreas de Desenvolvimento, calculada ao final da última Etapa de Desenvolvimento, conforme previsto no parágrafo 20.1.1 (b)”.

⁶ Estes percentuais são os que os Concessionários declararam em suas propostas nos Leilões de Concessão.

⁷ Para fins de clareza, o Anexo III será inserido a seguir.

**ANEXO III – PORCENTAGENS MÍNIMAS DOS INVESTIMENTOS LOCAIS PARA
ATIVIDADES ESPECÍFICAS NA FASE DE EXPLORAÇÃO E NA ETAPA DE
DESENVOLVIMENTO DE PRODUÇÃO**

Tabela para Blocos Marítimos

	Porcentagem Mínima dos Investimentos Locais na Fase de Exploração		Porcentagem Mínima dos Investimentos Locais na Etapa de Desenvolvimento	
Bloco	Operações de processamento de dados geofísicos, estudos e interpretação de dados de geologia e geofísica (%)	Perfuração, completção e avaliação de poços (%)	Serviços de engenharia de detalhamento (%)	Perfuração de poços, completção, avaliação, construção e montagem da plataforma (unidade de produção), plantas de processo e utilidades, sistema de coleta de produção (linhas, risers e equipamentos submarinos) e sistema de escoamento da produção (%)

Tabela para Blocos Terrestres

	Porcentagem Mínima dos Investimentos Locais na Fase de Exploração			Porcentagem Mínima dos Investimentos Locais na Etapa de Desenvolvimento	
Bloco	Operações de aquisição de dados de geologia e geofísica (%)	Operações de processamento de dados geofísicos, estudos e interpretação de dados de geologia e geofísica (%)	Perfuração, completção e avaliação de poços (%)	Serviços de engenharia de detalhamento (%)	Perfuração de poços, completção, avaliação, estações coletoras e unidades de tratamento de fluidos e sistema de escoamento da produção (%)

Para a determinação destas Porcentagens, “os valores monetários correspondentes às aquisições de Bens e serviços, realizadas nos diversos anos, serão atualizados para o último ano, utilizando-se o Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M) da Fundação Getúlio Vargas”. (§ 20.1.1 alínea d).

Para efeito de cálculo destas Porcentagens, “serão excluídas as despesas referentes a aquisição de dados geofísico efetuadas em mar”. (§ 20.1.1 alínea e).

O Concessionário será penalizado com pagamento de multa à ANP (dentro de 15 dias da sua solicitação) se não atingir os percentuais declarados no § 20.1.1 (alíneas a, b e c: Anexo III) de compra de bens e serviços junto a Fornecedores Brasileiros. O valor da multa será proporcional ao valor das compras que seriam necessárias para atingir os percentuais declarados, (§ 20.1.2):

- (a) Porcentagens abaixo dos valores mínimos obrigatórios estabelecidos nos §§ 20.1.1(a) e (b): multa de 50% do valor dos Bens de Produção Nacional ou Serviços Prestados no Brasil incidente “sobre a diferença entre o valor das compras de Fornecedores Brasileiros correspondente às Porcentagens... previstas... e aqueles efetivamente realizados, deduzida a multa aplicada em função do disposto no parágrafo 20.1.2.b.1”. (§ 20.1.2.a).
- (b) Porcentagens previstas no Anexo III abaixo dos valores mínimos obrigatórios estabelecidos nos §§ 20.1.1(a) e (b): multa composta de duas parcelas:
 - 1) “A primeira parcela será de 50% (cinquenta por cento), incidente sobre a diferença entre o valor das compras de Fornecedores Brasileiros correspondentes aos valores previstos nos parágrafos 20.1.1(a) e 20.1.1(b), e aqueles efetivamente realizadas na Fase de Exploração ou na Etapa de Desenvolvimento”. (§ 20.1.2.b.1).
 - 2) “A segunda parcela será de 20% (vinte por cento), incidente sobre a diferença entre o valor das compras de Fornecedores Brasileiros correspondentes aos percentuais previstos no ANEXO III..., e aqueles correspondentes aos percentuais previstos nos parágrafos 20.1.1(a) e 20.1.1(b)”. (§ 20.1.2.b.2).
- (c) Porcentagens previstas no Anexo III acima dos valores mínimos estabelecidos nos §§ 20.1.1(a) e (b) e abaixo das Porcentagens previstas no Anexo III: multa de 20% (vinte por cento), “incidente sobre a diferença entre o valor das compras de Fornecedores Brasileiros correspondente às Porcentagens..., previstas no ANEXO III, e aqueles efetivamente realizados na Fase de Exploração ou na Etapa de Desenvolvimento de Produção”. (§ 20.1.2.c).

Quando as ofertas dos Fornecedores Brasileiros apresentarem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às ofertas dos fornecedores estrangeiros, o Concessionário assegurará preferência à sua contratação. (§ 20.1.3).

Anexo 8 – PROMINP - Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás: Decreto nº 4.925 de 19/12/2003

Sob a coordenação do MME, o PROMINP “visa fomentar a participação da indústria nacional de bens e serviços, de forma competitiva e sustentável, na implantação de projetos de petróleo e gás no Brasil e no exterior”. (Art. 1º).

A gestão do PROMINP será exercida de forma compartilhada pelos Comitês Diretivo, Executivo e Setoriais que o compõe. (Art. 2º).

O Comitê Diretivo será composto pelos seguintes membros: Ministro de Estado de Minas e Energia (coordenador), Ministro de Estado do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, Presidente da Petrobras, Presidente do BNDES, Diretor de Serviços da Petrobras, Presidente do IBP e Diretor Geral da ONIP. Compete a este comitê “estabelecer as estratégias de desenvolvimento, determinar as diretrizes de gestão e aprovar a carteira final de projetos, aprovar os indicadores de desempenho, aprovar o orçamento e as fontes de recursos, e designar o coordenador executivo”. (Art. 3º).

O Comitê Executivo será composto pelos seguintes membros: integrante do MME (coordenador e designado pelo Ministro de Minas e Energia), integrante do MDIC (designado pelo Ministro de Minas e Energia), Gerente Executivo de Engenharia da Petrobras, Diretor do BNDES, Diretor do IBP, Diretor da ONIP, Diretor da CNI, Presidente da ABCE, Presidente da ABDIB, Presidente da Associação Brasileira de Engenharia Industrial, Presidente da ABIMAQ, Presidente da ABINEE, Presidente da ABITAM e Presidente do SINAVAL. Compete a este comitê “implementar as diretrizes do PROMINP, propor ao Comitê Diretivo o nome do coordenador executivo, coordenar os comitês setoriais e designar seus coordenadores, elaborar o orçamento anual e plurianual, indicar as fontes de recursos, propor e revisar indicadores de desempenho, validar, priorizar, acompanhar e avaliar a carteira de projetos, designar os coordenadores dos projetos e aprovar o cumprimento das metas dos projetos”. (Art. 4º).

Os Comitês Setoriais que serão instituídos compreenderão cinco segmentos da indústria petrolífera: E&P, Transporte Marítimo, Abastecimento, Gás Natural, Energia e Transporte Dutoviário e Indústria de Petróleo e Gás Natural. Compete aos comitês setoriais “propor, acompanhar o desenvolvimento, controlar as metas e implantar projetos; validar as propostas de alocação de recursos; gerenciar os recursos alocados; indicar os coordenadores dos projetos; e, controlar os indicadores de desempenho”. (Art. 5º).

Os procedimentos para execução do PROMINP serão estabelecidos pelo MME, que fica autorizado a designar outros membros para compor o Comitê Executivo e instituir novos comitês setoriais. (Art. 6º).

Anexo 9 – Carteira de Projetos do PROMINP

E&P	Transporte Marítimo	Abastecimento	GE & TD	Indústria de P&G	Áreas Temáticas
Capacitação					
E&P 6 – Lacunas de Recursos de Construção Offshore	TM 4 – Lacunas de Recursos à Construção Naval (Consolidação E&P e TM)				D I A G N Ó S T I C O
E&P 7- Lacunas no Fornecimento de Materiais e Equipamentos para E&P	TM 5- Lacunas no Fornecimento de Materiais e Equipamentos para TM	ABAST 4 - Lacunas no Fornecimento de Materiais e Equipamentos para ABAST	GETD 1 - Lacunas no Fornecimento de Materiais e Equipamentos para GE & TD		
E&P 8 – Lacunas no Fornecimento de Materiais e Equipamentos (Consolidação)					
E&P 9 – Lacunas de Recursos a Projetos de Engenharia para E&P	TM 6 – Lacunas de Recursos a Projetos de Engenharia para TM	ABAST 5 – Lacunas de Recursos a Projetos de Engenharia para ABAST	GETD 2 – Lacunas de Recursos a Projetos de Engenharia para GE&TD		
E&P 10 – Lacunas de Recursos Referentes a Projetos de Engenharia (Consolidação)					

E&P	Transporte Marítimo	Abastecimento	GE & TD	Indústria de P&G	Áreas Temáticas
E&P 4 – Lacunas para o Desenvolvimento de Projeto e Construção de UPGN's		ABAST 7 – Lacunas de Recursos à Construção e Montagem (Consolidação ABAST e GETD)	GETD 4 – Lacunas de Recursos à Construção e Montagem na Área de GE & TD		Diagnóstico
E&P 11 – Capacitação de Fornecedores para Desenvolvimento de Produtos ao E&P	TM 7 – Capacitação de Fornecedores para Desenvolvimento de Produtos ao TM	ABAST 6 – Capacitação de Fornecedores para Desenvolvimento de Produtos ao ABAST	GETD 3 – Capacitação de Fornecedores para Desenvolvimento de Produtos à GE&TD	IND P&G 10 – Plataforma Tecnológica para Desenvolvimento da Indústria Nacional de P&G	Tecnológica
E&P 1 – EVTE para Implantação de Oficinas de Manutenção de Turbinas	TM 1 – EVTE de Novo Dique Seco no Brasil				Industrial
E&P 5 - Desenvolvimento e Consolidação da Indústria Sísmica no Brasil					
E&P 3 – Capacitação de Recursos Humanos para Operação de Sondas Marítimas e Terrestres	TM 2 – Identificação das Necessidades de Formação por Oficiais de Marinha Mercante		GETD 5 – Treinamento de Inspetores de Dutos Terrestres	IND P&G 14 – Capacitação de Profissionais de Engenharia (projetos)	Qualificação Profissional

E&P	Transporte Marítimo	Abastecimento	GE & TD	Indústria de P&G	Áreas Temáticas
E&P 12 – Projeto Campo-Escola - Capacitação de pessoal e incubação de empresas visando à implantação de PME regional de E&P de petróleo				IND P&G 13 – Capacitação de Recursos Humanos para as Atividades de Construção e Montagem	Qualificação Profissional
				IND P&G 12 – Formação de Gerentes de Empreendimentos	
				IND P&G 11 - Ensino à Distância de Disciplinas Relacionadas ao Setor de P&G	
Política Industrial					
	TM 3 – Estruturação de Mecanismos de Garantia para o Financiamento de Construção de Embarcações			IND P&G – 1 – Mecanismos Financeiros de Antecipação de Pagamentos Contratuais	Financiamento
				IND P&G 4 – Financiamento dos Projetos do PROMINP	

E&P	Transporte Marítimo	Abastecimento	GE & TD	Indústria de P&G	Áreas Temáticas
				IND P&G 4 – Apuração do Conteúdo Nacional	Regulação
				IND P&G 6 – Inserção Competitiva e Sustentável de Micro e Pequenas Empresas	Inclusão PME
				IND P&G 16 – Regimes Tributários para Desoneração dos Fornecimentos de B&S Nacionais	Política Tributária
				IND P&G 2 – Regimes Tributários para Desoneração dos Agentes do Setor de P&G	
				IND P&G 3 – Competitividade do Fornecimento de B&S Situados na Zona Franca de Manaus e Amazônia Occidental	

E&P	Transporte Marítimo	Abastecimento	GE & TD	Indústria de P&G	Áreas Temáticas
					Desempenho Empresarial
E&P 2 – Fomento à Indústria Brasileira de Perfuração Offshore		ABAST 1 – Mecanismos de Indução ao Fornecimento Local nas Áreas de Abastecimento e Petroquímica		IND P&G 17 – Novas Formas de Relacionamento Comercial	S U S T E N T A B I L I D A D E
		ABAST 3 – Quantificação da Participação da Indústria Nacional para Nova Refinaria		IND P&G 15 – Ampliação da Participação da Indústria Nacional no Mercado Internacional – Exportação	
				IND P&G 9 – Sistemática para Levantamento e Acompanhamento dos Investimentos do Setor de P&G	
		ABAST 2 – Promover o Aumento da Produtividade das Empresas de Construção e Montagem		IND P&G 18 – Impacto da Normatização na Competitividade da Indústria Nacional	Competitividade

E&P	Transporte Marítimo	Abastecimento	GE & TD	Indústria de P&G	Áreas Temáticas
				IND P&G 8 - Licenciamento Ambiental das Atividades do Setor de Petróleo e Gás Natural	S M S

Fonte: www.prominp.com.br acesso: 07/10/2004

Anexo 10 – Rede Brasil de Tecnologia (RBT) – Decreto nº 4.776 de 10/07/2003

A RBT, criada com “o objetivo de promover a articulação institucional do Governo Federal de modo a propiciar a interação eficiente entre a administração pública, a universidade brasileira, as empresas e os agentes financeiros, para o desenvolvimento tecnológico dos setores produtivos locais”, tem como diretrizes: “estimular o desenvolvimento de redes de tecnologia; aproximar as empresas dos centros de pesquisa locais e das agências de fomento visando ao desenvolvimento tecnológico; articular a formação de grupos de trabalho entre empresas e centros de pesquisa; e, desenvolver projetos tecnológicos articulados que promovam a substituição competitiva das importações de bens e serviços em setores estratégicos”. (Art. 1º).

Vinculado ao MCT, o Comitê Gestor de Articulação Institucional da Rede Brasil de Tecnologia (CGRBT) aprova as ações e projetos da RBT e é composto de: MCT, MDIC, Ministério das Relações Exteriores, SEBRAE, CNI e Instituto de Estudos para o Desenvolvimento Industrial (IEDI). Os membros titulares e suplentes serão “designados pelo Ministro de Estado de Ciência e Tecnologia mediante indicação dos Ministros de Estado e dirigentes das entidades que estiverem representando”. (Art 2º).

Ano	ÁREA							Total
	E&P	Abastecimento	Gás & Energia	Internacional	Distribuição	Outros		
2002	44,678	13,333	6,884	31,204	2,331	1,570	100,000	
2001	64,419	13,272	5,465	11,829	2,176	2,839	100,000	
2000	70,564	13,452	0,000	7,666	0,000	8,317	100,000	
1999	58,235	13,377	12,597	11,793	1,584	2,414	100,000	
1998	51,486	16,667	10,422	17,108	1,386	2,932	100,000	
1997	46,121	23,821	1,946	19,107	2,020	6,984	100,000	
1996	45,941	29,790	0,331	13,252	1,325	9,359	100,000	
1995	48,024	33,835	0,000	7,758	2,389	7,994	100,000	
1994	62,645	23,756	0,000	2,529	2,529	8,541	100,000	
1993	65,357	20,547	0,000	6,237	1,324	6,536	100,000	
1992	58,541	23,670	0,000	10,979	1,563	5,247	100,000	
1991	64,829	22,938	0,000	4,773	3,429	4,032	100,000	
1990	64,814	20,199	0,000	4,268	3,375	7,345	100,000	
1989	64,110	34,602	0,000	0,000	0,000	1,288	100,000	
1988	68,258	30,119	0,000	0,000	0,000	1,623	100,000	
1987	79,944	19,339	0,000	0,000	0,000	0,716	100,000	
1986	87,764	11,450	0,000	0,000	0,000	0,786	100,000	
1985	90,047	9,192	0,000	0,000	0,000	0,761	100,000	
1984	92,548	6,671	0,000	0,000	0,000	0,781	100,000	
1983	92,788	6,823	0,000	0,000	0,000	0,390	100,000	
1982	89,269	9,581	0,000	0,000	0,000	1,150	100,000	
1981	89,145	9,454	0,000	0,000	0,000	1,402	100,000	
1980	77,453	19,393	0,000	0,000	0,000	3,154	100,000	
1979	60,324	35,223	0,000	0,000	0,000	4,453	100,000	
1978	53,321	41,222	0,000	0,000	0,000	5,457	100,000	
1977	42,997	53,338	0,000	0,000	0,000	3,665	100,000	
1976	38,310	55,986	0,000	0,000	0,000	5,704	100,000	
1975	29,463	67,271	0,000	0,000	0,000	3,266	100,000	
1974	30,326	66,413	0,000	0,000	0,000	3,261	100,000	
1973	34,191	56,066	0,000	0,000	0,000	9,743	100,000	
1972	31,839	55,157	0,000	0,000	0,000	13,004	100,000	
1971	25,850	67,800	0,000	0,000	0,000	6,349	100,000	
1970	40,506	48,418	0,000	0,000	0,000	11,076	100,000	
1969	50,000	41,667	0,000	0,000	0,000	8,333	100,000	
1968	52,542	34,463	0,000	0,000	0,000	12,994	100,000	
1967	52,432	34,054	0,000	0,000	0,000	13,514	100,000	
1966	47,090	38,095	0,000	0,000	0,000	14,815	100,000	
1965	48,408	42,038	0,000	0,000	0,000	9,554	100,000	
1964	45,865	44,361	0,000	0,000	0,000	9,774	100,000	
1963	46,575	41,781	0,000	0,000	0,000	11,644	100,000	
1962	43,089	47,967	0,000	0,000	0,000	8,943	100,000	
1961	36,937	49,550	0,000	0,000	0,000	13,514	100,000	
1960	26,891	66,387	0,000	0,000	0,000	6,723	100,000	
1959	40,845	54,930	0,000	0,000	0,000	4,225	100,000	
1958	62,264	33,962	0,000	0,000	0,000	3,774	100,000	
1957	69,388	20,408	0,000	0,000	0,000	10,204	100,000	
1956	53,571	21,429	0,000	0,000	0,000	25,000	100,000	
1955	41,176	41,176	0,000	0,000	0,000	17,647	100,000	
1954	15,385	76,923	0,000	0,000	0,000	7,692	100,000	

Elaboração própria a partir do Quadro 1. O deflator foi aplicado em todos os valores e os percentuais calculados em preços de 2002.

Ano	Produção							Consumo				Reservas	
	Petróleo			LGN (b/dia)	Gás Natural			Petróleo		Gás Natural		Petróleo (milhão barris)	Gás Natural (milhão m³)
	Onshore (b/dia)	Offshore (b/dia)	Total		Onshore (mil m³/dia)	Offshore (mil m³/dia)	Total	Consumo (b/dia)	Prod/Cons	Consumo (mil m³/dia)	Prod/Cons		
2002	218.888,7	1.235.911,9	1.454.800,6	45.253,0	16.128,0	23.917,0	40.045,0	1.848.622,1	78,7%	37.534,25	106,7%	9.556,8	230.811,9
2001	214.333,4	1.080.812,5	1.295.145,9	40.648,2	15.149,3	21.722,9	36.872,2	1.895.994,0	68,3%	32.054,79	115,0%	8.321,7	214.390,5
2000	211.499,8	1.022.723,2	1.234.223,0	36.270,4	13.744,9	21.351,0	35.095,9	1.855.484,3	66,5%	25.479,45	137,7%	8.288,7	216.051,6
1999	209.001,7	892.487,6	1.101.489,3	30.346,5	10.370,3	21.017,7	31.388,0	1.879.050,5	58,6%	19.452,05	161,4%	8.081,4	228.691,5
1998	211.770,6	763.346,3	975.116,9	29.163,5	9.993,5	18.529,8	28.523,3	1.800.042,7	54,2%	17.260,27	165,3%	7.357,5	225.943,8
1997	199.459,4	642.028,4	841.487,8	27.820,3	9.382,8	16.538,3	25.921,1	1.728.934,1	48,7%	16.438,36	157,7%	7.106,2	227.650,0
1996	198.053,0	585.690,9	783.743,9	25.307,6	8.744,3	15.410,3	24.155,1	1.600.513,4	49,0%	15.068,49	160,3%	6.680,9	223.561,7
1995	180.758,7	512.265,1	693.023,8	23.136,7	7.787,1	13.508,2	21.295,3	1.498.254,0	46,3%	13.150,68	161,9%	6.223,2	207.963,7
1994	179.609,7	488.413,9	668.023,6	24.808,5	7.479,7	12.818,7	20.298,4	1.418.276,9	47,1%	12.328,77	164,6%	5.374,6	198.760,8
1993	182.544,7	460.729,0	643.273,7	25.017,3	7.520,9	11.791,0	19.311,9	1.353.882,9	47,5%	12.328,77	156,6%	4.982,3	191.071,0
1992	186.598,9	441.421,1	628.020,0	25.080,5	7.136,4	11.033,9	18.170,3	1.327.567,7	47,3%	10.958,90	165,8%	4.965,9	192.534,1
1991	178.950,6	444.671,7	623.622,3	23.107,2	6.438,0	10.718,0	17.156,0	1.288.967,7	48,4%	10.684,93	160,6%	4.818,5	181.522,6
1990	188.657,0	442.599,0	631.256,0	22.371,7	5.915,4	10.409,0	16.324,4	1.273.891,6	49,6%	10.410,96	156,8%	4.513,2	172.018,6
1989	195.193,6	400.886,7	596.080,3	20.763,6	5.877,7	10.367,5	16.245,2	1.292.108,6	46,1%	10.410,96	156,0%	4.836,1	182.643,4
1988	180.029,2	374.866,8	554.896,0	22.203,8	5.886,6	10.086,5	15.473,1	1.270.614,1	43,7%	10.136,99	152,6%	4.848,4	176.768,9
1987	169.656,6	396.809,9	566.466,5	21.901,8	5.561,7	10.251,1	15.812,8	1.242.271,2	45,6%	9.041,10	174,9%	3.013,2	123.153,5
1986	167.048,2	405.869,8	572.918,0	16.507,2	5.619,3	9.763,6	15.382,9	1.210.998,6	47,3%	8.219,18	187,2%	2.904,6	115.029,3
1985	154.362,8	391.618,5	545.981,3	10.795,4	5.672,9	8.864,0	14.536,9	1.115.652,2	48,9%	7.397,26	196,5%	2.655,4	110.374,7
1984	148.080,7	312.258,9	460.339,6	7.176,4	5.735,0	7.657,2	13.392,2	1.093.470,8	42,1%	5.753,42	232,8%	2.379,5	99.047,8
1983	132.141,7	196.655,7	328.797,4	133,7	5.533,0	5.464,3	10.997,3	1.089.260,6	30,2%	4.657,53	236,1%	2.128,3	95.992,9
1982	118.242,4	141.106,6	259.349,0	2,1	4.169,1	3.934,4	8.103,5	1.129.262,5	23,0%	3.287,67	246,5%	1.855,2	80.348,7
1981	113.003,8	100.083,3	213.087,1	0,0	3.398,2	3.165,2	6.563,4	1.117.113,6	19,1%	2.465,75	266,2%	1.600,0	66.770,1
1980	106.330,9	74.694,9	181.025,8	0,0	3.209,2	2.599,0	5.808,2	1.154.890,8	15,7%	2.739,73	212,0%	1.364,6	56.210,4
1979	108.002,0	57.399,2	165.401,2	0,0	3.040,3	1.955,9	4.996,2	1.189.836,9	13,9%	2.191,78	228,0%	1.283,8	50.243,0
1978	115.992,8	44.192,1	160.184,9	0,0	3.198,9	1.876,6	5.075,5	1.124.615,2	14,2%	2.191,78	231,6%	1.158,0	49.715,8
1977	120.011,0	39.553,1	159.564,1	0,0	3.169,2	1.568,6	4.737,8	1.029.791,3	15,5%	1.643,84	288,2%	1.147,7	45.060,9
1976	132.689,7	33.511,4	166.201,1	0,0	3.334,7	942,4	4.277,1	1.006.263,5	16,5%	1.369,86	312,2%	904,9	38.683,1
1975	143.119,4	28.365,6	171.485,0	0,0	3.628,7	614,4	4.243,1	939.815,1	18,2%	1.095,89	387,2%	788,4	30.140,2
1974	151.721,2	25.330,1	177.051,3	0,0	3.449,6	441,3	3.890,9	906.797,5	19,5%	1.095,89	355,0%	773,8	28.854,5
1973	155.505,8	14.547,1	170.052,9	0,0	2.961,0	116,4	3.077,4	837.867,6	20,3%	547,95	561,6%	792,2	28.035,5
1972	156.056,7	10.417,9	166.474,6	0,0	3.174,7	54,5	3.229,2	675.493,3	24,6%	547,95	589,3%	822,8	28.092,7
1971	158.690,2	11.516,0	170.206,2	0,0	3.026,3	63,2	3.089,5	589.674,4	28,9%	273,97	1127,7%	879,8	29.117,6
1970	155.549,0	8.539,0	164.088,0	0,0	3.294,2	65,4	3.359,6	530.297,4	30,9%	273,97	1226,3%	882,1	28.888,3
1969	163.166,3	9.032,5	172.198,8	0,0	3.248,4	73,5	3.321,9	471.327,8	36,5%	547,95	606,2%	923,8	28.484,9
1968	149.706,2	10.524,6	160.230,8	0,0	2.538,4	64,4	2.602,8	425.499,0	37,7%	547,95	475,0%	871,6	29.386,3
1967	132.913,0	13.227,4	146.140,4	0,0	2.295,7	54,2	2.349,9	354.987,3	41,2%	273,97	857,7%	815,3	26.305,0
1966	106.178,8	9.994,1	116.172,9	0,0	2.011,4	55,5	2.066,9	344.329,9	33,7%	273,97	754,4%	713,4	26.770,9
1965	86.293,3	7.694,9	93.988,2	0,0	1.749,9	49,6	1.799,5	314.315,3	29,9%	273,97	656,8%	676,3	22.709,1
1964	83.498,1	7.445,9	90.944,0	0,0	1.304,0	34,8	1.338,8	342.132,7	26,6%	0,00	0,0%	677,4	17.475,8
1963	89.322,8	8.422,9	97.745,7	0,0	1.242,9	22,8	1.265,7	304.567,5	32,1%	0,00	0,0%	618,0	13.578,3
1962	83.280,5	7.630,2	90.910,7	0,0	1.392,2	5,1	1.397,3	292.064,0	31,1%	0,00	0,0%	624,6	13.671,7
1961	89.123,2	5.779,4	94.902,6	0,0	1.443,5	0,0	1.443,5	263.073,0	36,1%	0,00	0,0%	582,3	19.722,4
1960	77.174,0	3.086,7	80.260,7	0,0	1.461,4	0,0	1.461,4	252.622,9	31,8%	0,00	0,0%	563,1	18.129,2
1959	62.605,0	1.355,7	63.960,7	0,0	1.174,2	0,0	1.174,2	218.296,0	29,3%	0,00	0,0%	506,5	-
1958	49.869,9	1.262,6	51.132,5	0,0	823,2	0,0	823,2	208.745,1	24,5%	0,00	0,0%	443,8	15.183,0
1957	26.523,5	774,8	27.298,3	0,0	434,2	0,0	434,2	179.619,8	15,2%	0,00	0,0%	409,4	10.762,0
1956	10.664,9	255,9	10.920,8	0,0	229,2	0,0	229,2	205.030,0	5,3%	0,00	0,0%	311,4	9.933,0
1955	5.330,1	152,0	5.482,1	0,0	169,5	0,0	169,5	190.080,0	2,9%	0,00	0,0%	254,7	-
1954	2.662,5	0,4	2.662,9	0,0	173,5	0,0	173,5	171.980,0	1,5%	0,00	0,0%	173,6	-

Ano	Balança Comercial										Saldo (US\$)
	Importação (CIF)					Exportação (FOB)					
	Petróleo		Derivados		Total (US\$)	Petróleo		Derivados		Total (US\$)	
US\$ milhão	b/dia	US\$ milhão	b/dia		US\$ milhão	b/dia	US\$ milhão	b/dia			
2002	2.394,7	250.147,1	1.909,7	215.962,5	4.304,4	1.923,0	205.969,1	1.848,30	232.968,7	3.771,30	-533,10
2001	3.067,9	313.846,9	2.778,4	325.942,5	5.846,3	694,4	97.987,8	1.542,4	202.971,0	2.236,80	-3.609,50
2000	4.288,6	301.958,2	3.365,8	389.935,2	7.654,4	304,2	31.996,4	1.605,6	158.982,5	1.909,80	-5.744,60
1999	2.909,7	335.953,2	2.028,4	348.169,4	4.938,1	1,5	603,1	731,3	122.971,5	732,80	-4.205,30
1998	2.548,3	433.923,8	1.886,9	431.925,1	4.435,2	0,0	0,0	526,0	111.978,7	526,00	-3.909,20
1997	3.884,0	494.504,9	2.626,1	404.374,1	6.510,1	17,1	2.550,1	494,7	71.987,5	511,80	-5.998,30
1996	4.194,6	495.418,1	2.323,2	363.711,0	6.517,8	13,0	2.067,6	494,8	64.854,2	507,80	-6.010,00
1995	3.130,2	439.282,3	1.850,8	330.508,5	4.981,0	26,7	5.031,2	473,9	71.522,3	500,60	-4.480,40
1994	3.133,3	474.345,7	1.383,2	318.792,0	4.516,5	0,0	0,0	798,6	124.315,4	798,60	-3.717,90
1993	3.107,3	400.066,6	1.703,6	387.936,5	4.810,9	0,0	0,0	862,5	131.414,3	862,50	-3.948,40
1992	3.676,8	496.624,2	909,1	157.741,9	4.585,9	0,0	0,0	618,6	87.477,4	618,60	-3.967,30
1991	3.908,6	525.691,5	776,7	99.314,5	4.685,3	0,0	0,0	520,8	73.383,2	520,80	-4.164,50
1990	4.839,6	570.696,6	576,8	89.924,1	5.416,4	0,0	0,0	759,3	88.166,6	759,30	-4.657,10
1989	3.900,4	591.614,0	459,1	80.378,6	4.359,5	0,0	0,0	923,0	129.174,3	923,00	-3.436,50
1988	3.725,7	640.358,0	417,0	85.909,5	4.142,7	15,2	3.721,7	987,0	155.588,1	1.002,20	-3.140,50
1987	4.424,3	624.213,4	307,4	51.621,5	4.731,7	0,0	0,0	1.065,5	148.937,3	1.065,50	-3.666,20
1986	3.318,7	600.849,3	249,3	43.592,2	3.568,0	0,0	0,0	796,7	131.259,2	796,70	-2.771,30
1985	5.909,2	544.972,0	355,2	35.718,1	6.264,4	0,0	0,0	1.833,2	168.838,1	1.833,20	-4.431,20
1984	7.341,1	651.144,1	158,6	14.456,1	7.499,7	0,0	0,0	2.053,3	183.587,1	2.053,30	-5.446,40
1983	8.449,2	729.196,6	353,2	30.600,7	8.802,4	12,8	10.183,0	1.342,0	119.491,0	1.354,80	-7.447,60
1982	10.263,6	797.600,3	717,6	69.075,6	10.981,2	269,8	22.071,8	1.332,0	107.964,0	1.601,80	-9.379,40
1981	11.283,8	844.724,7	416,4	27.602,7	11.700,2	189,6	14.749,0	1.125,3	81.429,6	1.314,90	-10.385,30
1980	9.770,3	871.224,6	586,6	44.333,1	10.356,9	17,4	1.206,1	509,3	37.406,6	526,70	-9.830,20
1979	6.720,5	1.002.742,3	255,3	23.450,2	6.975,8	0,0	0,0	322,8	29.394,6	322,80	-6.653,00
1978	4.489,1	900.705,4	153,0	19.539,0	4.642,1	23,0	4.841,7	259,0	45.005,1	282,00	-4.360,10
1977	4.019,5	815.502,4	182,8	26.827,3	4.202,3	130,5	27.051,3	154,3	27.981,7	284,80	-3.917,50
1976	3.902,2	824.083,0	198,7	31.238,2	4.100,9	251,7	57.548,7	91,0	17.781,5	342,70	-3.758,20
1975	3.228,3	719.203,1	105,3	11.837,1	3.333,6	88,8	22.399,2	164,6	36.183,3	253,40	-3.080,25
1974	3.221,4	704.402,5	254,2	34.804,9	3.475,6	50,4	13.318,9	233,0	53.603,0	283,40	-3.192,21
1973	997,2	704.540,3	145,2	34.925,5	1.142,4	17,4	17.195,7	80,0	50.501,5	97,40	-1.044,98
1972	537,2	517.455,5	63,4	27.430,4	600,6	24,7	20.676,2	33,0	25.845,2	57,70	-542,88
1971	401,4	408.905,6	72,1	34.891,0	473,4	15,0	11.888,8	13,6	13.698,0	28,60	-444,84
1970	277,1	359.213,9	53,4	22.002,9	330,5	1,3	1.309,5	15,6	16.437,6	16,90	-313,59
1969	227,7	307.351,2	54,5	25.517,8	282,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	-282,17
1968	205,9	261.932,5	87,3	39.215,8	293,2	0,0	0,0	1,3	1.688,6	1,32	-291,91
1967	174,3	215.376,7	59,1	25.293,8	233,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	-233,38
1966	162,2	227.403,3	53,3	52.138,4	215,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	-215,57
1965	157,6	209.036,0	44,8	19.745,7	202,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	-202,38
1964	167,6	214.877,0	47,6	22.537,0	215,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	-215,17
1963	131,5	157.259,5	65,1	23.088,4	196,6	8,8	6.906,2	0,0	896,0	8,80	-187,80
1962	174,2	202.419,6	70,0	30.273,4	244,2	6,5	5.973,7	1,2	1.481,8	7,70	-236,48
1961	137,6	153.399,9	110,7	64.905,9	248,4	25,8	22.843,7	0,7	1.430,1	26,50	-221,85
1960	112,6	118.956,9	147,0	87.270,6	259,6	13,8	12.669,3	0,9	1.137,2	14,70	-244,92
1959	122,7	116.682,5	133,4	75.399,1	256,0	32,3	12.472,9	0,6	827,0	32,90	-223,14
1958	133,3	114.856,1	151,6	86.874,4	284,9	26,4	22.599,0	2,5	3.325,4	28,90	-255,97
1957	116,7	98.470,2	149,5	75.640,3	266,2	0,3	314,5	6,0	13.115,6	6,33	-259,82
1956	106,1	99.297,3	174,5	91.853,9	280,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	-280,54
1955	77,1	71.022,6	180,3	104.845,4	257,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	-257,37
1954	3,8	2.877,4	257,6	143.871,6	261,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	-261,38

Quadro 5 – Empreendimentos no *Downstream* da Petrobras: 1994 a 1998

Unidade	Valor US\$ (Milhões)	Ano	% Nacional
UPGN em Urucu	200	1997-1999	50
HDT na Replan	130	1996-1999	10
FCC na RLAM	370	1996-1999	20
Destilação na REMAN	65	1997-1999	100
FCC na RECAP	90	1996-1999	20
UPGN em Cabiúnas	18	1996-1997	100
Lubrificante na ASFOR	40	1996-1998	50
UPGN em Guamaré	72	1998-1999	85
MTBE na REPAR	17	1996-1997	100
MTBE na REPLAN	24	1995-1996	100
MTBE na REDUC	20	1995-1996	100
MTBE na REVAP	18	1995-1996	100

Fonte: Prosettiva, *in* RAPPEL, 2003, p.99.

Quadro 6 – Construção de Plataformas de Produção pela Petrobras: 1994 a 1998

Plataforma	Tipo	Main Contractor	País	Valor US\$ (Milhões)	Ano	% Nacional
P-10	ND	ND	Portugal	35	ND	ND
P-19	SS	IVI	Brasil	170*	1995-1997	15
P-23	ND	ND	Holanda	120	ND	ND
P-25	SS	Ultratec	Brasil	116	1994-1996	13
P-26	SS	Tenenge Ultratec	Espanha	200*	1995-1998	Zero
P-27	SS	Fels	Cingapura	120*	1998	2
P-31	FPSO	IVI	Brasil	300	1995-1998	10
P-32	FSO	Astano	Espanha	100	1996-1998	Zero
P-33	FPSO	Hyundai	Coréia	160	1996-1998	Zero
P-35	FPSO	Hyundai	China	250	1996-1998	Zero
P-36	SS	Marítima	Canadá	350*	01/97-03/99	Zero
P-37	FPSO	Marítima	Cingapura	290*	1997-1999	20
P-38	FSO	Mitsubishi	Cingapura	150*	1998-1999	15
P-40	SS	Mitsubishi	Cingapura	330*	1997-1999	20
P-47	FSO	Astano	Espanha	130*	1997-1999	Zero

Fontes: Prospettiva e “Compete Brasil” in RAPPEL, 2003, p.100.

* Inclui valor da plataforma

ND = Não Disponível

As plataformas P-19, P-26, P-32, P-33, P-35 e P-37 fizeram parte do *project finance* do Campo de Marlim. Além destas, mais duas que não constam da lista acima também fizeram parte do empreendimento: P-18¹ e P-20. (BONOMI & MALVESSI, 2002).

¹ Construída em consórcio com o estaleiro Fels em Cingapura, entregue à Petrobrás em 1991. Fonte: site da Odebrecht.

Bloco	Empresa	Conteúdo Local				
		Exploração (%)			Desenv. (%)	
		E	F	G	J	L
POT-T-513	Partex* Petrobras	100	100	100	100	100
POT-T-514	Partex* Petrobras	100	100	100	100	100
POT-T-520	Partex* Petrobras	100	100	100	100	100
POT-T-521	Petrogal* Petrobras	90	90	100	100	100
POT-T-556	Petrogal* Petrobras	90	90	100	100	100
POT-T-557	Partex* Petrobras	100	100	100	100	100
POT-T-559	Partex* Petrobras	100	100	100	100	100
POT-T-562	Arbi*	100	100	100	100	100
POT-T-563	Petrobras*	100	100	100	100	100
POT-T-601	Petrogal* Petrobras	90	90	100	100	100
POT-T-602	Petrogal* Petrobras	90	90	100	100	100
POT-T-607	Arbi*	100	100	100	100	100
POT-T-699	Synergy* Port Sea Oil	100	100	100	100	100
POT-T-700	Petrobras*	100	100	100	100	100
POT-T-701	Aurizonia*	100	100	100	100	100
POT-T-790	Aurizonia*	100	100	100	100	100
POT-T-791	Petrobras*	100	100	100	100	100
POT-T-881	Aurizonia*	100	100	100	100	100
POT-T-883	Aurizonia*	100	100	100	100	100

Ordenado por ranking de maior a menor produtor em 2003

País	Produção 2003 em mil b/d	Produção 1997 em mil b/d	Produção 1999 em mil b/d	Produção 1999 em mil b/d	Produção 2000 em mil b/d	Produção 2001 em mil b/d	Produção 2002 em mil b/d	Varição 2003 / 1997 em %
Arábia Saudita	9.817	9.361	9.370	8.694	9.297	8.992	8.664	4,9
Federação Russa	8.543	6.227	6.169	6.178	6.536	7.056	7.698	37,2
EUA	7.454	8.269	8.011	7.731	7.733	7.669	7.626	-9,9
Irã	3.852	3.776	3.855	3.603	3.818	3.734	3.420	2,0
México	3.789	3.410	3.499	3.343	3.450	3.560	3.585	11,1
China	3.396	3.211	3.212	3.213	3.252	3.306	3.346	5,8
Noruega	3.260	3.280	3.139	3.139	3.343	3.416	3.329	-0,6
Venezuela	2.987	3.321	3.510	3.248	3.321	3.233	3.218	-10,1
Canadá	2.986	2.588	2.672	2.604	2.721	2.712	2.838	15,4
Emirados Árabes	2.520	2.493	2.558	2.302	2.499	2.430	2.159	1,1
Reino Unido	2.245	2.702	2.793,0	2.893	2.657	2.476	2.463	-16,9
Kuwait	2.238	2.137	2.176	2.000	2.105	2.069	1.871	4,7
Nigéria	2.185	2.303	2.163	2.028	2.104	2.199	2.013	-5,1
Algéria	1.857	1.421	1.461	1.515	1.578	1.562	1.681	30,7
Brasil	1.552	868	1.003	1.133	1.268	1.337	1.499	78,8
Líbia	1.488	1.489	1.480	1.425	1.475	1.425	1.376	-0,1
Iraque	1.344	1.166	2.126	2.541	2.583	2.371	2.030	15,3
Indonésia	1.179	1.557	1.520	1.408	1.456	1.389	1.288	-24,3
Kazakistão	1.106	536	537	631	744	836	1.018	106,3
Catar	917	719	747	797	855	854	783	27,5
Angola	885	741	731	745	746	742	905	19,4
Malásia	875	764	815	791	791	786	828	14,5
Oman	823	909	905	911	959	961	900	-9,5
Índia	794	800	791	788	780	780	780	-0,7
Argentina	793	877	890	847	819	829	808	-9,6
Egito	750	873	857	827	781	758	753	-14,1
Austrália	624	669	644	625	809	733	731	-6,7
Síria	594	577	576	579	550	583	572	2,9
Colômbia	564	667	775	838	711	627	601	-15,4
Iemen	454	375	380	405	450	471	462	21,1
Equador	427	397	384	382	409	416	410	7,6
Vietnam	372	205	245	296	328	350	354	81,5
Dinamarca	368	233	235	301	364	347	372	57,9
Azerbaijão	313	185	230	278	281	300	311	69,2
Tailândia	217	116	121	132	164	174	191	87,1
Turmenistão	210	108	129	143	144	162	182	94,4
Uzbekistão	166	182	191	191	177	171	171	-8,8
Rumênia	123	141	137	133	131	130	127	-12,8
Itália	107	114	108	96	88	79	106	-6,1
Perú	92	120	119	110	104	98	98	-23,3

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, junho 2004