

WEDIVAN DE SOUSA BARÃO

**APLICAÇÃO DA CONTABILIDADE DE CUSTOS NAS REFINARIAS  
DE PETRÓLEO DO BRASIL**

MESTRADO EM CIÊNCIAS CONTÁBEIS  
E FINANCEIRAS

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE SÃO PAULO

PUC/SP  
2006

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

WEDIVAN DE SOUSA BARÃO

**APLICAÇÃO DA CONTABILIDADE DE CUSTOS NAS REFINARIAS  
DE PETRÓLEO DO BRASIL**

MESTRADO EM CIÊNCIAS CONTÁBEIS  
E FINANCEIRAS

Dissertação apresentada à Banca Examinadora da Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, como exigência parcial para obtenção do título de MESTRE em Ciências Contábeis e Financeiras, sob a orientação do Prof. Doutor José Carlos Marion.

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE SÃO PAULO

PUC/SP  
2006

Aprovado em 18/05/2006

BANCA EXAMINADORA

---

---

---

Autorizo, exclusivamente para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta dissertação por processos de fotocopiadoras ou eletrônicos.

\_\_\_\_\_  
São Paulo, 18/05/2006.

Dedico este trabalho a minha mãe, **Maria**, que mesmo com poucos recursos, soube conduzir, com garra e sabedoria, a formação da minha educação e caráter. Também a minha esposa **Joelma**, pelo amor, paciência e compreensão e à minha filha **Beatriz**, pelos momentos de alegria.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço a Deus por ter-me concedido o dom da vida, da sabedoria, da perseverança e do amor e à Nossa Senhora Aparecida pelas graças alcançadas.

À Coordenação do Programa de Mestrado em Ciências Contábeis e Financeiras, Corpo Docente e Colaboradores da Pontifícia Universidade Católica de São Paulo pela oportunidade, disciplinas e facilidades oferecidas.

Ao Prof. Dr. João Carlos Hopp pelo apoio, incentivo e cobrança, que possibilitaram a realização deste estudo e, ainda, aos Professores Dr. José Carlos Marion e Dr. José Augusto Veiga da Costa Marques, pela contribuição e apoio.

Aos meus amigos e colegas acadêmicos e da Gerência de Planejamento e Controle da Refinaria Henrique Lage, pelo apoio e compreensão durante a elaboração desta pesquisa.

À Petrobras e seus profissionais da área de refino, em especial ao Analista de Sistemas Sérgio Antunes Oliveira e ao Economista José Herly Antunes de Lavor Rolim, pelo apoio, incentivo e confiança.

À minha adorável esposa, Joelma, e à minha maravilhosa filha, Beatriz, pela dedicação, paciência, apoio, incentivo, amor e, principalmente, pelos inesquecíveis momentos de prazer e alegria.

À minha mãe, pelo amor, educação, confiança e dedicação durante todos os momentos da minha vida.

Finalmente, a todas as refinarias, respondentes e outras fontes que colaboraram, disponibilizando dados e informações que subsidiaram esta pesquisa.

“[...] Porque a palavra de Deus é viva, e eficaz, e mais cortante do que qualquer espada de dois gumes, e penetra até ao ponto de dividir alma e espírito, juntas e medulas, e é apta para discernir os pensamentos e propósitos do coração”,  
(Hebreus 4.12.)

## RESUMO

Atualmente, o ambiente empresarial é caracterizado por uma acirrada competitividade que se estende a um nível internacional. Neste ambiente cada vez mais competitivo, as empresas necessitam constantemente de informações, seja no plano estratégico, tático ou operacional, para o processo de tomada de decisão. Essas informações visam, basicamente, ao aumento da rentabilidade dos negócios de forma sustentável.

A atividade de refino de petróleo tem como principal característica a produção conjunta, ou seja, produz simultaneamente com base em uma única matéria-prima, diferentes produtos em um mesmo processo de produção.

Neste contexto, o propósito desta dissertação é o de verificar e analisar os critérios de custeio e instrumentos gerenciais, utilizados pelos gestores de custos nas refinarias de petróleo no Brasil, em situações de valoração de estoques e tomada de decisões.

De modo a atingir este objetivo realizou-se um levantamento por meio da aplicação de um questionário de pesquisa nas refinarias brasileiras de petróleo. Em seguida, os dados coletados foram tabulados, analisados e apresentados.

O estudo constatou que nas refinarias pesquisadas, a Contabilidade de Custos é utilizada com o objetivo exclusivo de atender as exigências fiscais, ou seja, valorar os estoques e apurar o resultado do período. No que se refere ao processo de tomada de decisão, verificou-se que nestas empresas o *mix* de produção de derivados é definido com base no tipo de petróleo que será processado e, principalmente, na necessidade do mercado que elas irão atender.

## **ABSTRACT**

The environmental business is currently characterized by the strong competitiveness, which is extended to an international level. In this scenery more and more competitive, the companies usually need information, in the strategic, tactical or operating plan, for the making-decision process. This information is fundamentally intended to the growth of business profits with a sustainable perspective.

The crude oil refinement activity is mainly identified by its joint production, that is, it simultaneously manufactures several by-products from one single raw material during one single working process.

The purpose of this paper, in view of such context, is to verify and to analyze the cost method and management instruments used by costs managers at Brazilian refineries, both in inventories valuation and decision-making situations.

In order to reach this aim, a research questionnaire was applied at the Brazilian crude oil refineries. The resulting data were then translated into graphs, analyzed and finally presented.

This research has ascertained that the Costs Accounting are used at the referred refineries exclusively to attend the fiscal demands, that is, to attribute an economical value of the inventory and to determine the income of period. At the administrative aspects, this research has observed that the mix of by-products in those companies is not only determined by the kind of crude oil, which will be processed, but mostly by the market demands they will attend.

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Reservas mundiais comprovadas de petróleo, por regiões geográficas.....	37
Gráfico 2	Produção mundial de petróleo, por regiões geográficas.....	38
Gráfico 3	Produção brasileira de petróleo.....	42
Gráfico 4	Dependência externa de petróleo.....	43
Gráfico 5	Capacidade de refino X carga processada.....	48
Gráfico 6	Participação carga processada, por refinaria, em 2004.....	49
Gráfico 7	Evolução do volume processado de petróleo, por origem.....	50
Gráfico 8	Perfil da produção brasileira de derivados energéticos – 2004.....	138
Gráfico 9	Perfil da produção brasileira de derivados não-energéticos – 2004.....	138
Gráfico 10	Preço de venda dos derivados no Brasil.....	139
Gráfico 11	Utilização do sistema de custeio.....	142
Gráfico 12	Objetivos da contabilidade de custos.....	143
Gráfico 13	Aspectos estratégicos de custos.....	144
Gráfico 14	Utilização do método de custeio.....	145
Gráfico 15	Utilização do critério de apropriação dos custos conjuntos.....	146

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Atividades da cadeia produtiva da indústria do petróleo.....	33
Figura 2	Fluxograma de refino nível 1.....	58
Figura 3	Fluxograma de refino nível 2.....	59
Figura 4	Fluxograma de refino nível 3.....	60
Figura 5	Fluxograma de refino nível 4.....	61
Figura 6	Derivados de petróleo.....	63
Figura 7	Áreas da Contabilidade.....	67
Figura 8	Fluxo do processo de produção conjunta.....	105
Figura 9	Co-produtos, Subprodutos e Sucatas.....	109

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1	Reservas mundiais comprovadas de petróleo.....	36
Quadro 2	Produção mundial de petróleo.....	37
Quadro 3	Blocos licitados e concedidos - 1999 a 2004.....	40
Quadro 4	Número de empresas participantes por rodada - 1999 a 2004.....	40
Quadro 5	Reservas brasileiras comprovadas de petróleo – 2004.....	41
Quadro 6	Capacidade mundial de refino de petróleo – 2004.....	45
Quadro 7	Capacidade efetiva de refino, por região – 2004.....	47
Quadro 8	Importação e exportação de derivados de petróleo – 2004.....	51
Quadro 9	Sistema Geral da Contabilidade de Custos.....	78
Quadro 10	Diferenças entre os Sistemas de Custeio: Ordem x Processo.....	85
Quadro 11	Exemplos de situações de produção conjunta.....	107
Quadro 12	Dados hipotéticos para exemplificação dos critérios.....	113
Quadro 13	Critério do valor de mercado.....	115
Quadro 14	Critério dos volumes produzidos.....	117
Quadro 15	Critério da igualdade do lucro bruto.....	119
Quadro 16	Critério das ponderações.....	120
Quadro 17	Demonstração do resultado para decisões vender ou processar.....	126
Quadro 18	Taxa de retorno do questionário de pesquisa.....	136

## LISTA DE SIGLAS

ABC	<i>Activity-Basead Costing</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo
API	<i>American Petroleum Institute</i>
b	Barril
b/d	Barril por Dia
CIF	Custos indiretos de fabricação
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
DEA	Di-Etanol Amina
E&P	Exploração e Produção de Petróleo
FCC	Craqueamento Catalítico Fluido
FGV	Fundação Getúlio Vargas
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
m <sup>3</sup> /d	Metros Cúbicos por Dia
NOCs	<i>National Oil Companies</i>
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PCGA	Princípios Contábeis Geralmente Aceitos
PL	Programação Linear
PLN	Programação Não Linear
RKW	<i>Reichskuratorium fur Wirtschaftlichkeit</i>
SMS	Segurança, Meio Ambiente e Saúde

## SUMÁRIO

1	<b>APRESENTAÇÃO</b> .....	17
1.1	JUSTIFICATIVAS.....	21
1.2	CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA.....	22
1.3	OBJETIVOS GERAL E ESPECÍFICOS.....	23
1.4	AÇÕES METODOLÓGICAS.....	24
1.4.1	<b>Universo da Pesquisa</b> .....	25
1.4.2	<b>Procedimento da Coleta de Dados</b> .....	26
1.4.3	<b>Método de Análise</b> .....	28
1.4.4	<b>Limitações do Método e das Técnicas Utilizadas</b> .....	29
1.5	ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO.....	30
2	<b>PANORAMA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO</b> .....	32
2.1	A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.....	32
2.2	ATIVIDADES DE <i>UPSTREAM</i> .....	35
2.2.1	<b>Contexto Internacional do Upstream</b> .....	35
2.2.2	<b>Contexto Nacional do Upstream</b> .....	39
2.3	ATIVIDADES DE <i>DOWSTREAM</i> .....	44
2.3.1	<b>Contexto Internacional do Dowstream</b> .....	44
2.3.2	<b>Contexto Nacional do Dowstream</b> .....	47
2.4	O PETRÓLEO.....	51
2.5	UNIDADES DE PROCESSOS.....	54
2.6	ESQUEMA DE REFINO.....	57
2.7	PRINCIPAIS DERIVADOS DO PETRÓLEO.....	62

2.8	RESUMO.....	63
3	<b>SISTEMA DE INFORMAÇÕES CONTÁBEIS.....</b>	<b>65</b>
3.1	INTRODUÇÃO.....	65
3.2	CONTABILIDADE GERAL OU FINANCEIRA.....	68
3.3	CONTABILIDADE DE CUSTOS.....	70
3.4	CONTABILIDADE GERENCIAL.....	72
3.5	CONTABILIDADE ESTRATÉGICA.....	74
3.6	SISTEMA DE CONTABILIDADE DE CUSTOS.....	75
3.7	SISTEMA DE CUSTEIO.....	78
3.7.1	<b>Custeio por Ordem de Produção.....</b>	<b>79</b>
3.7.2	<b>Custeio por Processo de Fabricação.....</b>	<b>82</b>
3.7.3	<b>Custeio Misto ou Híbrido.....</b>	<b>86</b>
3.8	MÉTODO DE CUSTEIO.....	87
3.8.1	<b>Custeio por Absorção.....</b>	<b>88</b>
3.8.2	<b>Custeio Variável ou Direto.....</b>	<b>90</b>
3.8.3	<b>Custeio Padrão.....</b>	<b>92</b>
3.8.4	<b>Custeio Baseado em Atividades – ABC.....</b>	<b>95</b>
3.8.5	<b>RKW - Reichskuratorium fur Wirtschaftlichkeit.....</b>	<b>97</b>
3.9	FORMAS DE CUSTEIO.....	98
3.9.1	<b>Formas de Custeio Pós-determinado.....</b>	<b>99</b>
3.9.2	<b>Formas de Custeio Predeterminado.....</b>	<b>99</b>
3.10	RESUMO.....	101
4	<b>SISTEMA DE CUSTEIO DA PRODUÇÃO CONJUNTA.....</b>	<b>103</b>
4.1	PRODUÇÃO CONJUNTA.....	103
4.2	PRODUTOS CONJUNTOS.....	107

4.3	APROPRIAÇÃO DOS CUSTOS CONJUNTOS.....	110
4.3.1	<b>Critério do Valor de Mercado</b> .....	113
4.3.2	<b>Critério dos Volumes Produzidos</b> .....	115
4.3.3	<b>Critério da Igualdade do Lucro Bruto</b> .....	118
4.3.4	<b>Critério das Ponderações</b> .....	119
4.4	CUSTOS CONJUTOS PARA FINS DE DECISÃO.....	121
4.4.1	<b>Lucro Incremental ou Diferencial</b> .....	124
4.4.2	<b>Programação Linear</b> .....	127
4.4.3	<b>Programação não Linear</b> .....	131
4.5	RESUMO.....	132
5	<b>RESULTADOS DA PESQUISA</b> .....	133
5.1	INTRODUÇÃO.....	133
5.2	METODOLOGIA DA PESQUISA.....	134
5.3	CARACTERÍSTICAS DA ATIVIDADE DE REFINO DE PETRÓLEO..	137
5.4	CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS DE CUSTEIO.....	141
5.5	TOMADA DE DECISÃO NAS REFINARIAS DE PETRÓLEO.....	147
6	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	151
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	155
	<b>ANEXOS</b> .....	162

## 1. APRESENTAÇÃO

A necessidade de informações para o processo de tomada de decisão no ambiente empresarial aumenta em função da concorrência, que, atualmente, devido à globalização dos mercados, estende-se a nível internacional. Neste contexto, a Contabilidade é o instrumento de informação e mensuração que pode auxiliar as empresas para esse novo desafio.

A Contabilidade de Custos é responsável pela análise e controle dos gastos empresariais e, principalmente, pela geração de informações destinadas à Contabilidade Financeira, que atende aos interesses de diversos públicos externos, e à Contabilidade Gerencial, que atende aos interesses dos públicos internos (Hopp, 2004, Notas de aula).

Algumas empresas elaboram, simultaneamente, com base em uma única matéria-prima, diferentes produtos em um mesmo processo industrial. Este processo é denominado de produção conjunta.

A produção conjunta pode ocorrer nos mais variados setores da economia, entre eles, a atividade de refino de petróleo.

O principal objetivo deste estudo é o de verificar e analisar os critérios de custeio e instrumentos gerenciais, utilizados pelos gestores de custos nas refinarias de petróleo no Brasil, em situações de valorização de estoques e tomada de decisões.

A seguir, observe-se a definição de alguns autores com relação aos principais conceitos utilizados em um ambiente de produção conjunta, a saber:

- Produção Conjunta;
- Produtos Conjuntos;
- Ponto de Separação;
- Custos Conjuntos.

Conforme Santos (1987, p. 132), a produção conjunta ocorre quando “a partir de uma mesma matéria-prima, surgem diversos produtos”.

Bruni e Famá (2002, p. 189) corroboram: “Processos de produção conjunta ocorrem quando uma empresa fabrica diferentes produtos com base em um mesmo conjunto de matérias-primas”.

Padoveze (1994, p. 214) define: “Produtos conjuntos são aqueles produzidos simultaneamente a partir de uma mesma matéria-prima inicial e que possuem, quando acabados, valores de venda significativos, equivalentes ou diferenciados”.

Durante o processamento da produção conjunta, em um determinado ponto será possível identificar e separar os produtos conjuntos; este momento é denominado ponto de separação.

Sott (2003, p. 29) define: “O ponto de separação é o ponto no qual os produtos conjuntos se tornam separados e identificáveis”.

Os custos incorridos até o ponto de separação são indivisíveis e conhecidos como custos conjuntos.

Para Horngren, Foster e Datar (2004, p. 70): “Custos conjuntos são os custos de um processo que resultam na produção simultânea de múltiplos produtos. Considere a destilação de carvão, que resulta em coque, gás natural e outros produtos”.

Maher (2001, p. 333) define que “custo conjunto é o custo de um processo de produção de que resultam vários produtos diferentes”.

Para apropriar os custos conjuntos, a Contabilidade de Custos utiliza-se de critérios que servem basicamente para a valoração dos estoques e apuração do custo dos produtos vendidos, que serão utilizados pela Contabilidade Financeira na elaboração das Demonstrações Contábeis, sendo irrelevantes para a tomada de decisões gerenciais, pois todos os critérios de apropriações são arbitrários (HORNGREN; FOSTER; DATAR, 2004, p. 79). Estes custos ocorrem durante o processo de transformação do petróleo em derivados para o mercado consumidor.

Atualmente, os derivados de petróleo são utilizados em quase todas as atividades humanas. Pode-se citar, como exemplo, o Sistema de Transporte Mundial, que utiliza, basicamente em todas as suas modalidades, combustíveis derivados de petróleo, ou seja, óleo diesel, gasolina, querosene de aviação, gás natural e outros.

A história da Indústria do Petróleo no Brasil teve início no século XIX, a partir do Decreto Imperial nº 352-A, de 30 de novembro de 1864, que outorgou a primeira concessão para a exploração de petróleo. Porém, o petróleo começou a ser explorado somente no início da última década do século XIX (PENNA; SENA; SOUSA, 2004, p. 9). No dia 03 de outubro de 1953, foi aprovada a Lei nº. 2.004, que estabeleceu o monopólio estatal da pesquisa, lavra, refino e transporte do petróleo e de seus derivados, criando a Petróleo Brasileiro S. A. – Petrobras, para exercê-lo.

Depois de 44 anos de monopólio, a Lei Nº. 9.478 de 06 de agosto de 1997, designada “Lei do Petróleo”, estabeleceu a abertura da Indústria do Petróleo e criou

a Agência Nacional do Petróleo – ANP<sup>1</sup>. Após esta profunda mudança institucional, os investimentos neste setor foram intensificados, principalmente, nas atividades de exploração e produção (SILVEIRA; FRANCO, 2005, p. 1).

É evidente o momento de expansão da indústria de petróleo no Brasil, considerando que somente a Petrobras<sup>2</sup> irá investir nos próximos 10 anos, conforme divulgado em seu plano de investimentos 2004-2010<sup>3</sup>, US\$ 53,6 bilhões, sendo que, deste total, US\$ 32,1 bilhões serão investidos nas atividades de *upstream* (exploração e produção) e US\$ 11,2 bilhões nas atividades de *downstream* (transporte, refino e distribuição). Esses investimentos são benéficos para a economia nacional, tanto no aspecto estratégico – independência no abastecimento de derivados de petróleo –, como também no fortalecimento da economia de divisas.

Nesta nova fase da Indústria do Petróleo Nacional, a Contabilidade deve assumir um importante papel, sobretudo nas atividades de planejamento e controle, podendo disponibilizar informações para tomadas de decisões, em qualquer função de negócios na cadeia de valor do produto, ou seja, terá o desafio e a oportunidade de apoiar os gestores nas atividades operacionais e nas estratégias dos negócios, fornecendo sinais relevantes da posição competitiva destes.

---

<sup>1</sup> A Lei do Petróleo estabelece como finalidade da Agência Nacional do Petróleo - ANP promover a regulação, contratação e fiscalização do setor, incentivando a livre concorrência e o desenvolvimento nacional, com responsabilidade pela preservação do interesse público e do meio ambiente. <<http://www.anp.gov.br/leg/legislacao.asp>> Acesso em: 06/01/2005.

<sup>2</sup> A Petrobras foi posicionada como a 14<sup>a</sup> empresa de petróleo do mundo no ranking das 50 maiores e mais importantes companhias do setor e 8<sup>a</sup> colocada considerando apenas as empresas de capital aberto e com ações negociadas no mercado mobiliário (PIW..., 2005, tradução nossa).

<sup>3</sup> Plano Estratégico Petrobras 2015, apresentado pelo Diretor Financeiro e de Relações com Investidores José Sergio Gabrielli. Rio de Janeiro: 2004. Disponível em <<http://www2.petrobras.com.br/portal/petrobras.htm>>. Acesso em: 17 dez. 2005.

## 1.1. JUSTIFICATIVAS

O tema da pesquisa está ligado à estratégia de custos em ambiente de produção conjunta, do qual elege como principal discussão os critérios de apropriação dos custos conjuntos e sua influência na gestão das refinarias.

Para a Contabilidade de Custos, a formação do custo dos produtos conjuntos é um problema bastante discutido na literatura acadêmica, devido à dificuldade de se determinar quanto do custo de produção incorrido antes da separação deve ser apropriado a cada um dos produtos conjuntos (BRUNI; FAMÁ, 2002, p. 189).

Durante a maior parte do século XX, a Contabilidade Gerencial dedicou-se a suprir as demandas da Contabilidade Financeira, ou seja, a valorar os estoques e a distribuir custos aos produtos, deixando de se preocupar com os relatórios destinados à gestão dos negócios. Os Sistemas de Contabilidade Financeira foram desenvolvidos basicamente para atender às demandas externas, contribuindo desta forma para a falta de inovações significativas, principalmente quanto a instrumentos gerenciais para tomadas de decisões.

Para Johnson e Kaplan (1991, p. 198): “Em grande parte, a ênfase exagerada na distribuição de custos, para produzir demonstrações de resultados e balanços periódicos, explica a irrelevância dos atuais sistemas de custos para as decisões gerenciais”.

A escolha da atividade de refino de petróleo como objeto deste estudo se deve ao fato de que, no Brasil, este segmento está iniciando um processo de modernização e ampliação de suas instalações, de modo a atender as novas exigências e demandas mercadológicas e ambientais.

Assim, o foco deste trabalho será o de desenvolver um estudo empírico-analítico, no qual serão verificados os critérios de custeio e instrumentos gerenciais destinados à tomada de decisão que as refinarias de petróleo, no Brasil, de fato utilizam. Tal opção deve-se ao fato de que a literatura convencional aborda os principais critérios de valoração dos estoques, mas é limitada no tocante aos instrumentos gerenciais aplicáveis à decisões (SOTT, 2003, p. 156).

## 1.2. CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA

Considerando-se a abertura gradual do mercado de petróleo brasileiro, que possibilita a atuação de novas empresas na atividade de refino de petróleo e a importação de derivados por parte dos consumidores, cria-se a necessidade de responder à seguinte questão:

**Quais critérios de custeio e instrumentos gerenciais têm sido utilizados pelos gestores de custos nas refinarias de petróleo no Brasil?**

A resposta a esta questão irá influenciar o futuro deste setor econômico, pois, em um ambiente competitivo em que o preço é formado pelo mercado, as empresas precisam, cada vez mais, de informações gerenciais sobre seus processos e produtos, as quais poderão identificar que atividades realmente agregam valor ao cliente e, desta forma, propiciar uma maior competitividade.

Diante deste cenário, as refinarias brasileiras deverão ajustar-se às exigências dos mercados internacionais, ou seja, deixarão de focar apenas a produção, e deverão considerar fatores relacionados à qualidade, meio ambiente, responsabilidade social e outros nos seus processos decisórios. No planejamento estratégico, por exemplo, deverão ser considerados projetos e práticas relacionados à melhoria da qualidade dos derivados e à redução de custos.

### 1.3. OBJETIVOS GERAL E ESPECÍFICOS

O objetivo geral consiste em verificar, analisar e apresentar os critérios de custeio e instrumentos gerenciais, utilizados pelos gestores de custos das refinarias de petróleo no Brasil, em situações de valoração de estoques e tomada de decisões.

Os objetivos específicos consistem em:

- Caracterizar a Indústria do Petróleo;
- Identificar e explicar os critérios de custeio disponibilizados pela literatura nacional que tratam da valoração dos estoques e apuração do custo dos produtos vendidos em ambiente de produção conjunta (apropriação dos custos conjuntos);
- Identificar e explicar os instrumentos gerenciais disponibilizados pela literatura nacional para fins de tomada de decisão em ambiente de produção conjunta.

#### 1.4. AÇÕES METODOLÓGICAS

Tendo em vista que os propósitos desta pesquisa são: 1) verificar quais são as metodologias utilizadas pelas refinarias brasileiras de petróleo na apropriação dos custos conjuntos e 2) verificar quais são os instrumentos gerenciais utilizados nessas empresas para fins de tomada de decisão.

A classificação desta pesquisa foi determinada com base nas formas clássicas apresentadas por Silva e Menezes (2005, p. 20), a saber:

1. Do ponto de vista da sua natureza;
2. Do ponto de vista da forma de abordagem do problema;
3. Do ponto de vista de seus objetivos;
4. Do ponto de vista dos procedimentos técnicos.

A pesquisa é de natureza aplicada, pois objetiva gerar conhecimento para aplicação prática. A forma de abordagem do problema possui um enfoque qualitativo, uma vez que busca identificar um fenômeno específico: a gestão dos custos conjuntos nas refinarias de petróleo do Brasil.

Do ponto de vista de seus objetivos, trata-se essencialmente de uma pesquisa descritiva, na qual são apresentados o panorama internacional e nacional da Indústria do Petróleo e suas principais características, e, com base no questionário de pesquisa, evidencia-se a influência da Contabilidade de Custos na gestão das refinarias de petróleo, no Brasil.

De acordo com Gil (2002, p. 46):

As pesquisas descritivas têm como objetivo primordial a descrição das características de determinada população ou fenômeno ou, então, o estabelecimento de relações entre variáveis. São inúmeros os estudos que podem ser classificados sob este título e uma de suas características mais significativas está na utilização de técnicas padronizadas de coleta de dados, tais como o questionário e a observação sistemática.

Por fim, quanto aos procedimentos técnicos, esta pesquisa classifica-se como documental, pois será elaborada a partir de dados e informações primárias, coletadas através do questionário de pesquisa.

#### **1.4.1. Universo da Pesquisa**

Para Lakatos e Marconi (2001, p. 108):

A delimitação do universo consiste em explicitar que pessoas ou coisas, fenômenos etc. serão pesquisadas, enumerando suas características comuns, como, por exemplo, sexo, faixa etária, organização a que pertencem, comunidade onde vivem, etc.

De acordo com a Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2002, p. 8), atualmente o parque de refino brasileiro é composto de treze refinarias. Deste total, onze são de economia mista (controle majoritário do Governo Brasileiro – Sistema

Petrobras) e duas de controle privado, sendo que todas são de capital aberto e com ações negociadas nos mercados mobiliários. Sendo assim, o universo desta pesquisa é composto de 13 refinarias de petróleo, a saber:

- Refinaria do Planalto Paulista – **REPLAN** – Paulínia/SP
- Refinaria Henrique Lage – **REVAP** – São José dos Campos/SP
- Refinaria Presidente Bernardes – **RPBC** – Cubatão/SP
- Refinaria de Capuava – **RECAP** – Mauá/SP
- Refinaria Duque de Caxias – **REDUC** – Duque de Caxias/RJ
- Refinaria de Petróleo de Manguinhos SA – **MANGUINHOS** – Rio de Janeiro/RJ
- Refinaria de Petróleo Ipiranga SA – **IPIRANGA** – Rio Grande/RS
- Refinaria Alberto Pasqualini – **REFAP** – Canoas/RS
- Refinaria Gabriel Passos – **REGAP** – Betim/MG
- Refinaria Landulpho Alves – **RLAM** – São Francisco do Conde/BA
- Refinaria Getúlio Vargas – **REPAR** – Araucária/PR
- Refinaria Isaac Sabbá – **REMAN** – Manaus/AM
- Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste – **LUBNOR** – Fortaleza/CE

#### 1.4.2. Procedimento da Coleta de Dados

As técnicas utilizadas para coleta de dados desta pesquisa serão as pesquisas bibliográfica e a de observação direta extensiva, sendo que o instrumento de coleta será o questionário.

Segundo França e Vasconcellos (2004, p. 31) a pesquisa bibliográfica “tem por objetivo situar o pesquisador quanto ao assunto escolhido, através da revisão de literatura, na qual ele passa a ter conhecimento de outros trabalhos já publicados”.

Na pesquisa bibliográfica, foram consultadas obras de diversas fontes, incluindo livros, teses, dissertações, artigos científicos e textos de jornais e revistas, ligados ao assunto deste trabalho.

De acordo com Lakatos e Marconi (2001, p. 107) a parte prática de coleta de dados é dividida em duas partes:

1. Documentação indireta, que inclui a pesquisa documental e a bibliográfica;
2. Documentação direta, que é subdividida em observação direta intensiva (observação e entrevistas) e observação direta extensiva (questionário, formulário, medidas de opinião e de atitudes, testes, sociometria, análise de conteúdo, história da vida e pesquisa de mercado).

Para Gil (2002, p. 115), “o questionário constitui o meio mais rápido e barato de obtenção de informações, além de não exigir treinamento de pessoal e garantir o anonimato”. Com base nesta afirmação, será utilizado o questionário na coleta de dados da pesquisa para evitar o constrangimento de alguns pesquisados no momento de responder a perguntas que eles entendam serem estratégicas.

De acordo com Silva e Menezes (2005, p. 20), as perguntas do questionário podem ser:

- Abertas: “Qual é sua opinião”;
- Fechadas: duas escolhas, sim ou não;
- Múltiplas escolhas: fechadas com uma série de respostas possíveis.

Nesta pesquisa, as perguntas apresentadas aos entrevistados são do tipo abertas e de múltiplas escolhas.

De acordo com Lakatos e Marconi (2001, p. 129), é recomendado que o instrumento de coleta de dados seja testado, permitindo, dessa forma, a identificação e correção de possíveis falhas. Para esses autores, a realização do pré-teste poderá evidenciar se o questionário apresenta ou não três elementos de suma importância:

- Fidedignidade: isto é, obter-se-ão sempre os mesmos resultados, independentemente da pessoa que o aplicar?
- Validade: os dados obtidos são todos necessários à pesquisa? Nenhum fato, dado ou fenômeno foi deixado de lado na coleta?
- Operatividade: o vocabulário é acessível a todos os entrevistados, e o significado das questões é claro? (Lakatos; Marconi, 2001, p. 129).

Com a finalidade de testar o instrumento de pesquisa, será realizado um pré-teste da coleta de dados em duas refinarias e, somente depois de verificada a viabilidade da aplicação do questionário, ele será submetido a todo o universo da pesquisa.

#### **1.4.3. Método de Análise**

Os dados coletados serão selecionados, tabulados, analisados e interpretados, buscando correlação entre os dados obtidos e outros fundamentados

em teorias já conhecidas, principalmente no que se refere aos critérios de custeio e instrumentos gerenciais com foco na tomada de decisão.

#### **1.4.4. Limitações do Método e das Técnicas Utilizadas**

O método aplicado na pesquisa é o descritivo, que tem como objetivo principal caracterizar e descrever a influência da Contabilidade de Custos na gestão das refinarias brasileiras e pretende-se atingir este propósito por meio da pesquisa documental, sendo que sua principal limitação é a subjetividade ou omissão de dados importantes para a formulação dos resultados e conclusões da pesquisa.

A pesquisa bibliográfica teve como limitação a escassez de literatura e pesquisa nacional sobre o tema da gestão de custos conjuntos em atividades de refino de petróleo.

Por fim, o instrumento de coleta de dados teve como principais limitações:

- Reduzida disponibilidade de tempo dos pesquisados;
- O tempo consumido na análise e compilação das respostas referentes às perguntas do tipo abertas;
- A parcialidade dos pesquisados;
- A subjetividade de algumas respostas.

## 1.5. ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho foi estruturado em seis capítulos, a saber:

**Capítulo 1 – Apresentação.** Apresenta os aspectos referentes à origem da proposta deste trabalho, os objetivos gerais e específicos, a metodologia e os instrumentos de pesquisa utilizados para atingir os objetivos propostos, e, por fim, a organização e estrutura final da pesquisa.

**Capítulo 2 – Panorama da Indústria do Petróleo.** O objetivo deste capítulo é o de contextualizar a Indústria do Petróleo, exibindo o panorama internacional e nacional deste setor, e, ainda, discorrer sobre os principais conceitos desta atividade:

- Petróleo;
- Unidade de processo;
- Esquema de refino;
- Produtos derivados do petróleo.

**Capítulo 3 – Sistema de informações contábeis.** Este capítulo aborda a Contabilidade como um sistema de informação destinado a auxiliar os gestores nas tomadas de decisão. Além disso, apresenta suas áreas de atuação e conceitos básicos: Sistemas, métodos e formas de custeio.

**Capítulo 4 – Sistema de custeio da produção conjunta.** Este capítulo trata dos conceitos relacionados ao tema da pesquisa:

- Produção conjunta;
- Produtos conjuntos;
- Custos conjuntos;
- Apropriação dos custos conjuntos;
- Custos conjuntos para fins de decisão.

**Capítulo 5 – Resultados da pesquisa.** Análise das informações e apresentação dos resultados da pesquisa, relacionadas à parte teórica.

**Capítulo 6 – Considerações finais.** Apresentação das considerações finais do estudo realizado e das recomendações para futuras pesquisas.

## 2. PANORAMA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

### 2.1. A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

A Lei N° 9.478/97 define:

Art. 6º, XIX - Indústria do Petróleo: conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados. (BRASIL, 1997, p. [4]).

A Indústria do Petróleo é formada por empresas privadas e estatais que fazem parte do seleto grupo das maiores empresas do mundo (THE BUSINESS WEEK..., 2005, tradução nossa). A principal característica deste segmento é o elevado potencial de instabilidade dos preços do petróleo e, conseqüentemente, dos seus derivados. De modo geral, o preço do petróleo é afetado por diversos fatores, dentre os quais se pode citar a situação política, econômica, social e religiosa, em nível mundial.

De acordo com o Núcleo de Economia Industrial e da Tecnologia (2004, p. 1), apesar de as maiores empresas no mundo serem do ramo petrolífero, o ambiente de competição neste setor é bastante acirrado, devido à internacionalização e à acentuada variação dos preços praticados neste mercado. Assim, fontes de vantagens competitivas são necessárias e essenciais para a sobrevivência das

empresas que atuam neste setor, como por exemplo, verticalização, diversificação, fusões, aquisições e parcerias.

A Indústria do Petróleo é dividida em dois segmentos, *upstream* e *downstream*, que são compostos por diversas atividades, conforme demonstrado na figura 1. As companhias que atuam em todas as atividades da Indústria do Petróleo são denominadas Integradas e as que atuam somente nas atividades de *upstream* são denominadas Independentes (SILVA, 2004, p. 19).

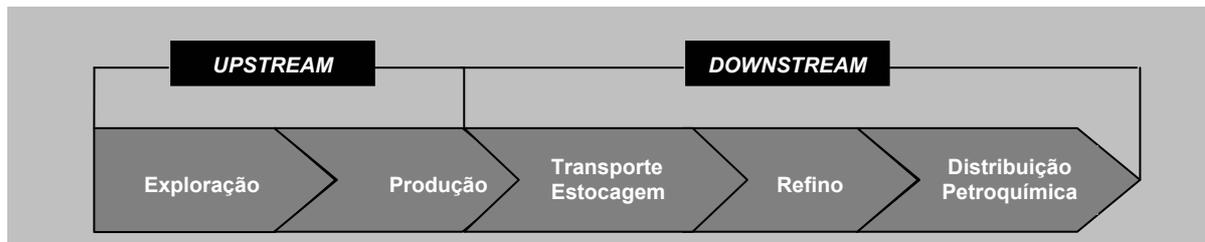


Figura 1 - Atividades da cadeia produtiva da indústria do petróleo  
Fonte: O autor (2006).

De acordo com a Lei N°. 9.478/97, as atividades de *upstream*, são assim definidas:

Art. 6º, XV - Pesquisa ou Exploração: conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural e XVI - Lavra ou Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação. (BRASIL, 1997, p.[4]).

No *upstream*, é importante destacar a atividade de exploração de novos campos de petróleo por se tratar de uma atividade estratégica na cadeia produtiva

dessa indústria porque somente com a descoberta de novas jazidas é que se pode garantir a existência dessa matéria-prima para as próximas gerações. Tal importância motivou as empresas que atuam nesta atividade a investirem, na última década, em média US\$ 100 milhões por ano (CANELAS, 2005, p. 4). Nesta atividade, são desenvolvidos diversos processos e etapas que necessitam de altos investimentos, normalmente de riscos bastante elevados e de longa maturação.

As atividades de *downstream*, de acordo com a Lei Nº. 9.478/97, são assim definidas:

Art. 6º, V - Refino ou Refinação: conjunto de processos destinados a transformar o petróleo em derivados de petróleo; VII - Transporte: movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral e XX - Distribuição: atividade de comercialização por atacado com a rede varejista ou com grandes consumidores de combustíveis, lubrificantes, asfaltos e gás liquefeito envasado, exercida por empresas especializadas, na forma das leis e regulamentos aplicáveis. (BRASIL, 1997, p. [3]).

A atividade de Refino é o destaque do *downstream*, pois é a responsável pelo beneficiamento do petróleo bruto, ou seja, transforma o petróleo em produtos para fins específicos e necessários para a demanda do mercado consumidor.

Na visão de Mariano (2005, p. 1), “a etapa de refino é o coração da indústria de petróleo, pois, sem a separação em seus diversos componentes, o petróleo em si possui pouco ou nenhum valor prático e comercial”.

O Refino é considerado a atividade menos atrativa dentro da cadeia produtiva do petróleo. As pequenas margens de lucros e a necessidade de realização de altos investimentos iniciais são alguns dos motivos que classificam esta atividade como pouco atrativa (ABADIE, 2004a).

## 2.2. ATIVIDADES DE UPSTREAM

### 2.2.1. Contexto Internacional do Upstream

A atividade de exploração é composta por duas atividades:

- 1) estudos geológicos e geofísicos
- 2) perfuração de poços.

O objetivo do estudo geológico é analisar as características das rochas nas superfícies e simular o seu comportamento em grandes profundidades, para localizar e calcular o volume estimado de reservas de petróleo. O estudo geofísico tem como objetivo estudar as características das rochas e identificar suas estruturas geológicas, através da utilização de sísmica<sup>4</sup> e radiografias do subsolo.

Nas últimas décadas, as inovações tecnológicas nas atividades de exploração foram constantes, o que deve à desfavorável localização dos novos campos de petróleo. Podem-se citar, como exemplo, os campos que estão localizados em alto mar e sob águas profundas.

As principais reservas mundiais de petróleo comprovadas pertencem a países que formam a Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP. Esta organização foi criada em 1960 e seu principal objetivo é a coordenação de políticas de petróleo dos países-membros. Ela exerce uma forte influência na economia e política mundiais.

---

<sup>4</sup> Pequenos terremotos artificiais, provocados geralmente através de explosivos, que produzem ondas sonoras que são analisadas.

Os países-membros fundadores foram: Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuwait e Venezuela. No ano de 2004, os países-membros eram: Arábia Saudita, Argélia, Catar, Emirados Árabes Unidos, Indonésia, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria e Venezuela.

Países	Reservas provadas de petróleo (bilhões b)											
	1999	%	2000	%	2001	%	2002	%	2003	%	2004	%
OPEP	818	76	841	76	848	76	882	77	882	77	890	75
Não OPEP	265	24	266	24	266	24	265	23	266	23	298	25
<b>Total</b>	<b>1.083</b>	<b>100</b>	<b>1.106</b>	<b>100</b>	<b>1.114</b>	<b>100</b>	<b>1.146</b>	<b>100</b>	<b>1.148</b>	<b>100</b>	<b>1.188</b>	<b>100</b>

Quadro 1 - Reservas mundiais comprovadas de petróleo

Fonte: BRITISH PETROLEUM (2005, p. 4).

As reservas mundiais comprovadas de petróleo, no ano de 2004, registraram um aumento de 8,8% em relação ao ano de 1999 e um aumento de 3,4% em relação ao ano anterior, enquanto que as reservas comprovadas de petróleo OPEP e Não OPEP mantiveram uma relação de 75% e 25%, respectivamente, conforme apresentado no quadro 1.

Até 2004, a maior parte das reservas comprovadas de petróleo do mundo (734 bilhões de barris; 62%) estava concentrada na região do Oriente Médio. A Europa, que, atualmente, abrange as reservas da ex-União Soviética, apareceu em segundo lugar (139 milhões de barris; 12%), seguida da África e América Central e do Sul, ambas com 9% de participação, conforme apresentado no gráfico 1.

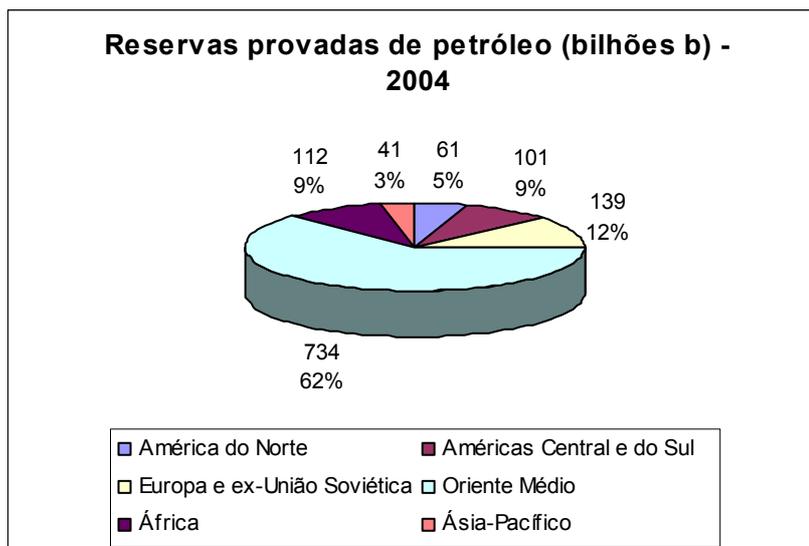


Gráfico 1 - Reservas mundiais comprovadas de petróleo, por regiões geográficas  
 Fonte: BRITISH PETROLEUM (2005, p. 4).

Nas últimas décadas, foram realizados altos investimentos nas atividades de produção de petróleo, principalmente pelas empresas estatais, que, apoiadas por seus governos, buscam a auto-suficiência. Estes investimentos provocaram o aumento da produção de petróleo mundial. Conseqüentemente, houve um aumento na oferta de petróleo bruto, os preços diminuíram, intensificando ainda mais a concorrência global deste setor.

Países	Produção de petróleo (mil b/d)											
	1999	%	2000	%	2001	%	2002	%	2003	%	2004	%
OPEP	29.816	41	31.354	42	30.628	41	28.855	39	30.686	40	32.927	41
Não OPEP	42.517	59	43.596	58	44.200	59	45.588	61	46.368	60	47.333	59
	72.333	100	74.950	100	74.828	100	74.443	100	77.054	100	80.260	100

Quadro 2 - Produção mundial de petróleo  
 Fonte: BRITISH PETROLEUM (2005, p. 6).

A produção mundial de petróleo, no ano de 2004, atingiu a marca de 80,2 milhões b/d, representando um aumento de 9,88% em relação ao ano de 1999 e aumento de 4% em relação ao ano anterior. Os países da OPEP, responsáveis por 41% da produção mundial de petróleo em 2004, registraram um aumento de 6,8% em relação ao ano anterior, enquanto que os países que não pertencem à OPEP apresentaram um aumento de apenas 2%, conforme apresentado no quadro 2.

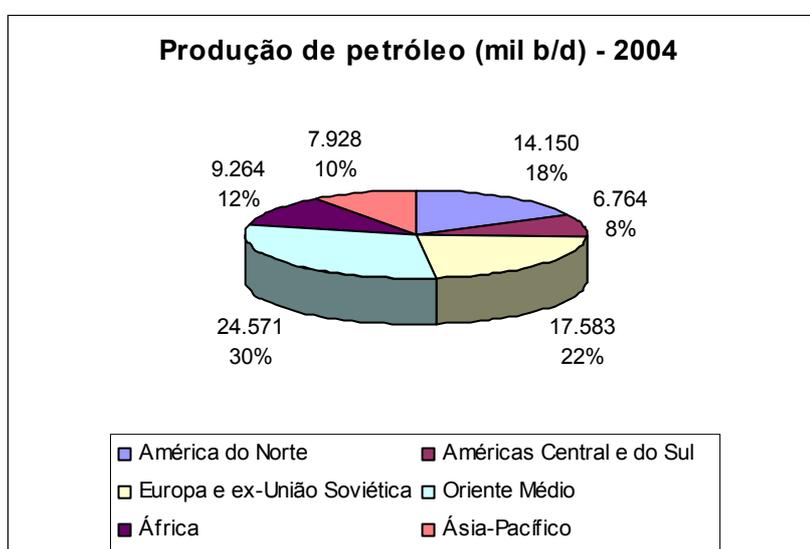


Gráfico 2 - Produção mundial de petróleo, por regiões geográficas  
Fonte: BRITISH PETROLEUM (2005, p. 6).

Em relação à participação na produção mundial de petróleo de 2004, o Oriente Médio ocupou posição de destaque, representando 30% (24,6 milhões b/d) da produção total. Em seguida, estava a Europa e ex-União Soviética, com 22% (17,6 milhões b/d), e com 18% (14,2 milhões b/d) estava a América do Norte, maior consumidora de derivados de petróleo, conforme apresentado no gráfico 2.

### 2.2.2. Contexto Nacional do *Upstream*

No Brasil, de acordo com a Lei 9.478/97, “Lei do Petróleo”, a ANP é a responsável pela elaboração de rodadas de licitação de blocos<sup>5</sup> de exploração e produção.

Até a data de conclusão deste trabalho, foram realizadas sete rodadas, sendo que a rodada zero, realizada em junho de 1998, serviu apenas para formalizar – assinatura, entre a ANP e a Petrobras, nos termos do artigo 34 da Lei do Petróleo – os 397 contratos de concessão de blocos que já se encontravam em fase de exploração, desenvolvimento ou produção pela Petrobras.

O quadro 3 apresenta a evolução dos blocos de exploração e produção ofertados e concedidos, por rodada de licitação, pela ANP. Nota-se que na segunda rodada foram concedidos 91% dos blocos ofertados (21 blocos), enquanto que, na sexta rodada, foram oferecidos 913 blocos, sendo que, deste total, apenas 17% (154 blocos) foram concedidos. Ressalta-se que o significativo aumento de blocos ofertados, a partir da quinta rodada, é devido à mudança da metodologia utilizada para defini-los.

---

5

- Rodada de licitação: são assim chamadas as diversas licitações de âmbito internacional efetuadas pela ANP, destinadas à outorga, aos respectivos licitantes vencedores, de concessões para exploração e produção de petróleo e gás natural.

- Licitação de blocos: processo competitivo com regras estabelecidas em edital, através do qual empresas, previamente habilitadas, disputam direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas pré-definidas (blocos).

Blocos	Rodadas de licitação de blocos de exploração e produção					
	1ª	2ª	3ª	4ª	5ª	6ª
Licitados	27	23	53	54	908	913
Concedidos	12	21	34	21	101	154

Quadro 3 - Blocos licitados e concedidos - 1999 a 2004

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2004).

O quadro 4 evidencia a evolução do número de empresas participantes das rodadas de concessão de blocos de exploração e produção. Nele, pode-se observar que, na sexta rodada de licitação de blocos, 30 empresas apresentaram interesse em participar do processo de licitação realizado pela ANP, das quais 24 foram habilitadas a apresentar suas propostas, ou seja, 80% do total. Entre as empresas habilitadas, apenas 21 apresentaram propostas, sendo que houve concessão para 19 delas.

Blocos	Rodadas de licitação de blocos de exploração e produção					
	1ª	2ª	3ª	4ª	5ª	6ª
Manifestação de interesse	58	49	46	35	18	30
Pagamento de taxa de participação	42	48	44	33	14	27
Habilitadas	38	42	42	29	12	24
Apresentando ofertas	14	27	26	17	6	21
Vencedoras	11	16	22	14	6	19

Quadro 4 - Número de empresas participantes por rodada, 1999 a 2004

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2004).

Nas atividades de produção de petróleo nos blocos brasileiros a participação de empresas estrangeiras é muito pequena, portanto pode-se dizer que, apesar da abertura do mercado e das iniciativas da ANP para desenvolver um maior nível de concorrência, a Petrobras praticamente domina esta atividade. Por outro lado, nas atividades de exploração de petróleo, a participação de empresas estrangeiras é

bastante significativa, principalmente por meio de parcerias firmadas com a Petrobras.

De acordo com o quadro 5, 92,3% das reservas brasileiras comprovadas de petróleo estão localizadas no Oceano Atlântico, ou seja, em alto mar, sendo que 79,44% do total dessas reservas ficam situados na Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro. As reservas localizadas no continente, ou seja, em terra, representam 7,7%, sendo que a maior parte está localizada no Estado do Rio Grande do Norte (28,94%), seguido de Sergipe (25,83%) e Bahia (24,85%).

Vale ressaltar que a maior parte da reserva nacional é de petróleo do tipo pesado, de grau API<sup>6</sup> menor que 22, ou seja, petróleo de alto nível de viscosidade e acidez, que resulta em derivados menos nobres.

Unidades da Federação	Reservas provadas de petróleo (milhões b) - 2004			Participação (%)
	Terra – onshore	Mar – offshore	Total	
Amazonas	100	-	100	0,89
Ceará	7	70	77	0,68
Rio Grande do Norte	250	67	317	2,82
Alagoas	11	2	13	0,11
Sergipe	223	36	259	2,31
Bahia	215	2	217	1,93
Espírito Santo	58	1.206	1.264	11,24
Rio de Janeiro	-	8.931	8.931	79,44
São Paulo	-	39	39	0,35
Paraná	-	15	15	0,13
Santa Catarina	-	10	10	0,09
<b>Total</b>	<b>864</b>	<b>10.378</b>	<b>11.243</b>	<b>100,00</b>

Quadro 5 - Reservas brasileiras comprovadas de petróleo – 2004

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2005b)

A atividade de produção de petróleo, no Brasil, tem apresentado constantes recordes de volume produzido nos últimos anos. A produção total de petróleo em

<sup>6</sup> Grau API – *American Petroleum Institute*: indica o tipo de óleo, quanto mais leve maior o grau API, e mais valioso é o óleo no mercado, em função da qualidade dos derivados obtidos.

1999 foi de 400 milhões de barris, enquanto que, em 2003, houve um aumento no volume produzido de 26,6% (546 milhões de barris). Destaque-se que o excelente crescimento da produção de petróleo brasileira é devido aos avanços e inovações tecnológicas que contribuíram para o aumento da produção em águas profundas – *offshore*.

No gráfico 3, observa-se que o aumento da produção brasileira de petróleo, é devido, basicamente ao acréscimo do volume produzido em *offshore*, que atingiu a marca de 466 milhões de barris em 2003, que corresponde a 85,5% do total (546 milhões de barris).

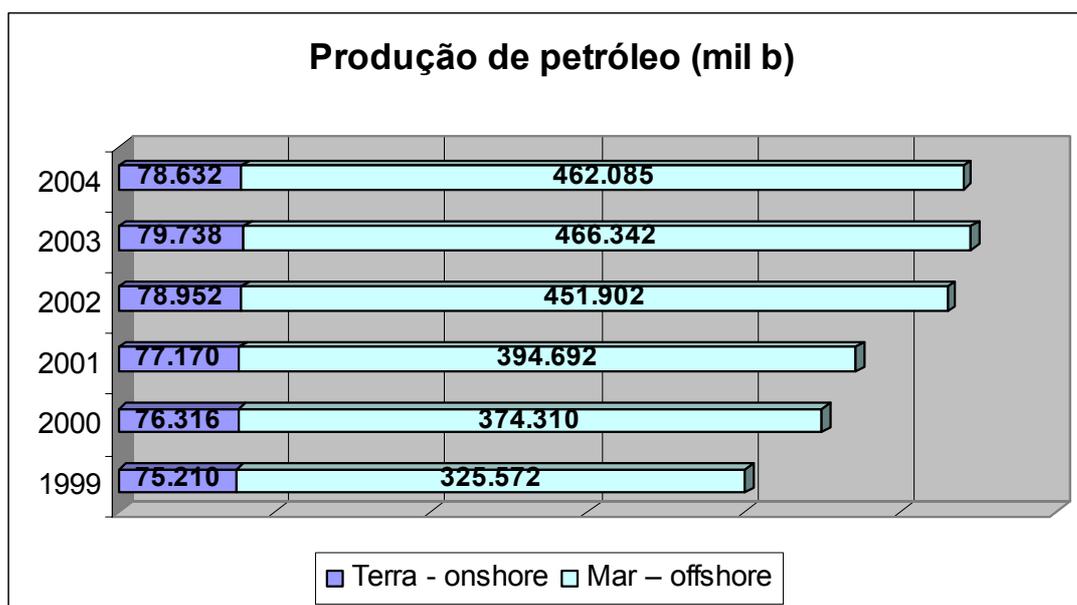


Gráfico 3 - Produção brasileira de petróleo  
Fonte: Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2005b)

Em função do incremento dos investimentos realizados nas atividades de exploração e produção de petróleo, e, conseqüentemente, dos constantes aumentos dos volumes produzidos de petróleo, o Brasil tende a alcançar a tão desejada auto-suficiência no consumo de petróleo (CANELAS, 2005, p. 8). No gráfico 4 é demonstrada a evolução da dependência externa brasileira de petróleo e derivados, principalmente de óleo diesel, que, em 2003, alcançou a marca de 6%, portanto bem abaixo dos 37% de 1999.

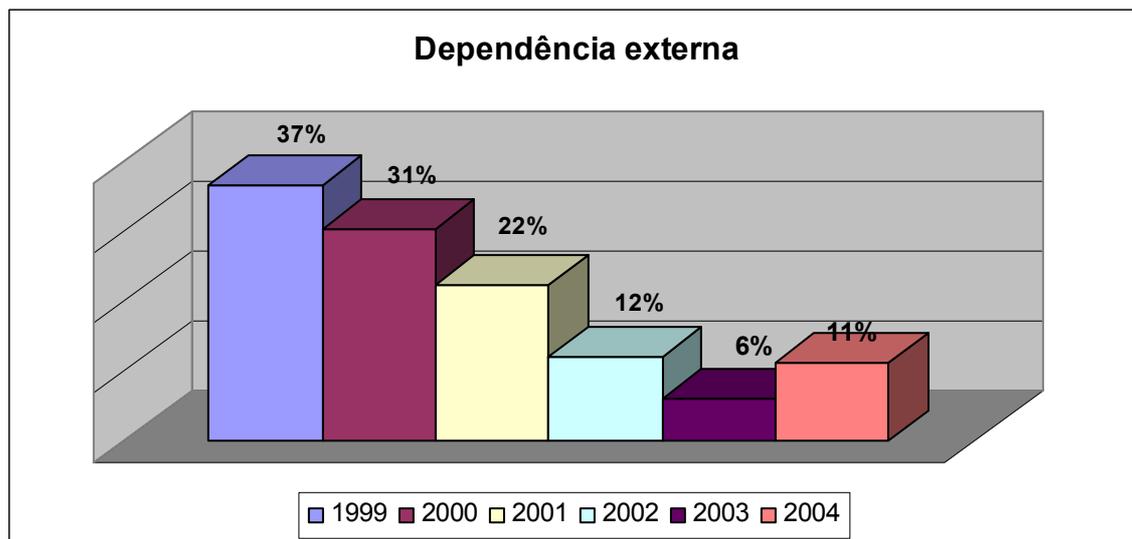


Gráfico 4 - Dependência externa de petróleo  
Fonte: Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2005b)

## 2.3. ATIVIDADES DE *DOWNSTREAM*

### 2.3.1. Contexto Internacional do *Downstream*

Ao contrário das atividades de *upstream*, que, geralmente, são realizadas em áreas distantes dos centros de consumo dos derivados de petróleo, as atividades de *downstream* são realizadas nas proximidades dos grandes centros de consumo dos derivados.

As empresas que atuam neste segmento, devido à internacionalização e à crescente competitividade deste setor, associadas às novas legislações ambientais e aos novos valores adquiridos pelos consumidores, como, por exemplo, a responsabilidade social, reavaliaram seus negócios e, principalmente, suas estratégias (processos internos e processos de distribuição).

A ANP (2002, p, 25) cita exemplos de estratégias adotadas por alguns agentes econômicos que atuam na cadeia de valor do petróleo, a saber:

- Grandes multinacionais (*majors*): estão em processo de desinvestimento no setor de refino, devido à baixa rentabilidade, para redirecionar fluxo de caixa para Exploração e Produção - E&P;
- *NOCs* (*National Oil Companies*) produtoras de petróleo: consideram o refino um canal de vendas de seus próprios óleos crus, apostando na criação de valor;
- *NOCs* não produtoras de petróleo: mantêm refinarias como ativos estratégicos, mas redirecionam o fluxo de caixa para negócios mais rentáveis;
- Refinarias independentes: buscam gerar caixa e desenvolver-se em mercados em que há concorrência e rentabilidade no refino.

De acordo com a Petroleum Intelligence Weekly (PIW..., 2005, tradução nossa) as empresas estatais de petróleo (NOCs), em 2004, após perder espaço nos últimos anos para as grandes empresas privadas (*Majors*), estão reagindo e tornando-se destaques mundiais.

De acordo com Abadie (2004b), as principais características da atividade de refino de petróleo são:

- Complexidade: inclui grande número de processos interdependentes;
- Dinâmica: evolui constantemente para acompanhar a demanda quantitativa e qualitativa do mercado de derivados;
- Capital intensivo: requer a alocação de vultosos recursos para sua implantação;
- Processamento: inclui operações de armazenamento, purificação, separação, conversão e acabamento.

Em 2004, a capacidade efetiva de refino mundial era de 84,6 milhões b/d, conforme apresentado no quadro 6, sendo que a Europa, em conjunto com a ex-União Soviética, detinham 30% (25 milhões b/d) da capacidade total, seguidas da Ásia-Pacífico e América do Norte, com participações de 26% (22 milhões b/d) e 24% (20,5 milhões b/d), respectivamente.

<b>Regiões geográficas</b>	<b>Capacidade total efetiva de refino (mil b/d)</b>	<b>Participação (%)</b>
América do Norte	20.459	24
Américas Central e do Sul	6.589	8
Europa e ex-União Soviética	25.194	30
Oriente Médio	7.109	8
África	3.311	4
Ásia-Pacífico	21.930	26
<b>Total</b>	<b>84.592</b>	<b>100</b>

Quadro 6 - Capacidade mundial de refino de petróleo – 2004  
Fonte: BRITISH PETROLEUM (2005, p. 16).

Deve-se salientar que, com os constantes aumentos da utilização da capacidade de refino mundial, corre-se o risco de, futuramente, reduzirem-se os meios para o processamento de petróleo, caso não sejam realizados investimentos de modo a aumentar aquele potencial. (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (Brasil), 2002, p. 24).

A atividade de transporte é a responsável pelo deslocamento do petróleo desde os campos de produção até as refinarias e dos derivados de petróleo até os mercados consumidores. Nesta atividade, são utilizados os seguintes meios de transportes:

- Navios petroleiros;
- Oleodutos;
- Barcaças ou balsas;
- Caminhões-tanques.

Para a armazenagem do petróleo e de seus derivados, são utilizados os seguintes recursos:

- Navios petroleiros;
- Barcaças ou balsas;
- Terminais (marítimos e terrestres).

A distribuição dos derivados de petróleo é realizada, basicamente, por empresas constituídas para este fim, através de oleodutos, gasodutos, caminhões tanques, postos de combustíveis e botijões de gás.

### 2.3.2. Contexto Nacional do *Downstream*

As refinarias brasileiras, com exceção das refinarias de Manguinhos e Ipiranga, que importam petróleo leve para ser processado, são clientes cativas do petróleo nacional (ZAMITH, 1999, p. 62).

De acordo com Tolmasquim e Schaeffer (2000, p. 1), o parque de refino brasileiro é constituído de treze refinarias de petróleo, sendo onze pertencentes ao Sistema Petrobras e duas particulares.

As refinarias brasileiras estão distribuídas conforme apresentado no quadro 7, por região e estado.

Região	Capacidade de refino (m <sup>3</sup> /d)				
	2004	%	Refinaria	2004	%
Sudeste	198.200	61,83	REPLAN (SP)	58.000	18,09
			RPBC (SP)	27.000	8,42
			REVAP (SP)	40.000	12,48
			RECAP (SP)	8.500	2,65
			MANGUINHOS (RJ)	2.200	0,69
			REDUC (RJ)	38.500	12,01
			REGAP (MG)	24.000	7,49
Sul	62.700	19,56	REFAP (RS)	30.000	9,36
			IPIRANGA (RS)	2.700	0,84
			REPAR (PR)	30.000	9,36
Nordeste	52.350	16,33	RLAM (BA)	51.350	16,02
			LUBNOR (CE)	1.000	0,31
Norte	7.300	2,28	REMAN (AM)	7.300	2,28
<b>Total</b>	<b>320.550</b>	<b>100</b>		<b>320.550</b>	<b>100</b>

Quadro 7 - Capacidade efetiva de refino, por região – 2004

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2005b).

No Brasil, diferentemente da atividade de distribuição dos derivados de petróleo, em que existe um nível de concorrência muito elevado, a atividade de

refino praticamente não tem concorrência. A Petrobras, em 2004, detinha 98,47% da capacidade efetiva do refino nacional, enquanto que as duas refinarias de controle privado – Refinaria de Manguinhos S. A. e a Refinaria Ipiranga S. A. – detinham, juntas, apenas 1,53% desta capacidade.

A espanhola Repsol YPF é a única empresa de capital estrangeiro com participação no refino de petróleo nacional. No entanto, ela participa apenas com 30% do capital social da Refinaria de Manguinhos e 30% da Refinaria Alberto Pasqualini - Refap.

No gráfico 5, observa-se que, nos últimos anos, a capacidade de refino nacional tem aumentado de forma significativa, sendo que em 2004 a capacidade média efetiva de processamento de petróleo chegou a 321 mil m<sup>3</sup>/d. No ano de 2004, o volume de carga processada foi aproximadamente 89% (305 mil m<sup>3</sup>/d) da capacidade efetiva.

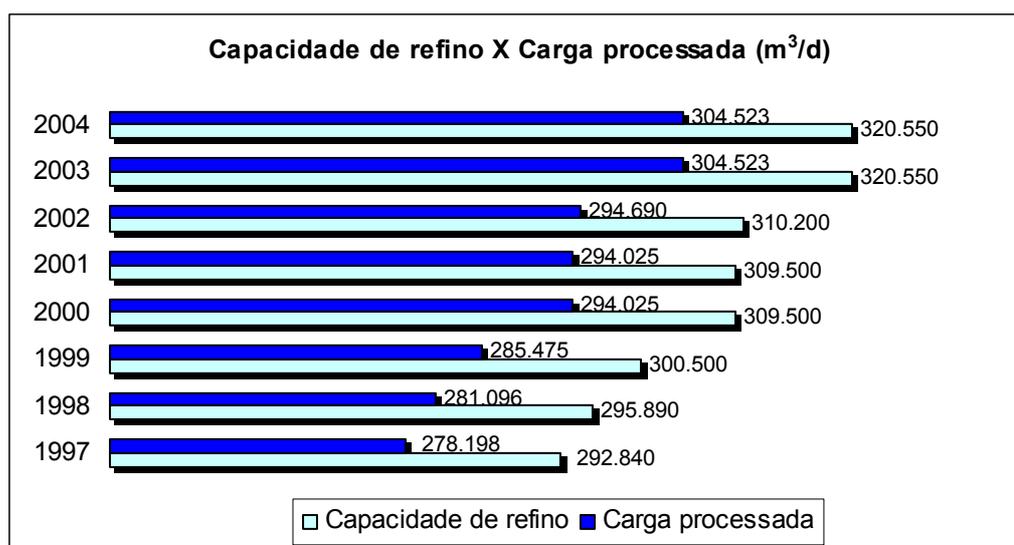


Gráfico 5 - Capacidade de refino X carga processada  
 Fonte: Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2005b).

No ano de 2004, o parque de refino brasileiro processou aproximadamente 1,7 milhão de barris de petróleo por dia, que foram distribuídos conforme apresentado no gráfico 6.

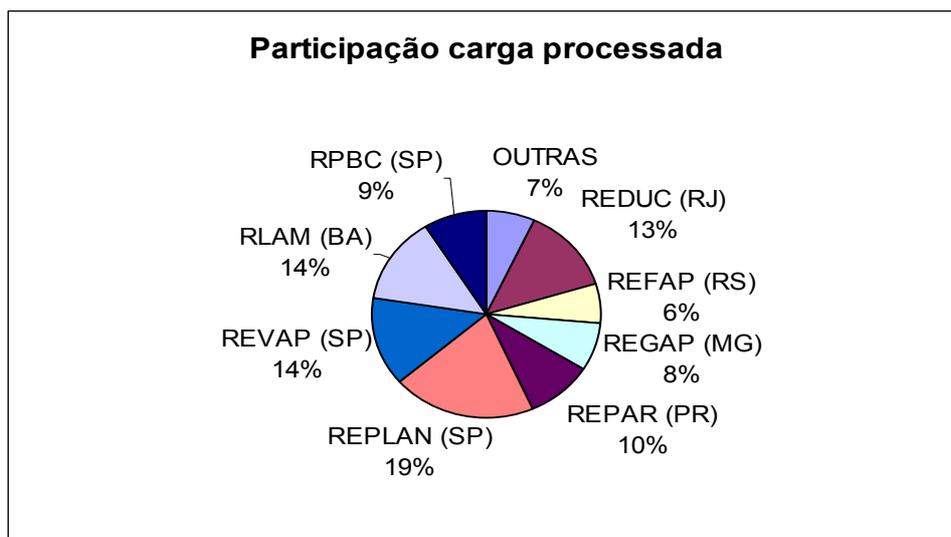


Gráfico 6 – Participação carga processada, por refinaria, em 2004  
Fonte Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2005b).

Conforme demonstrado no gráfico 7, na última década as refinarias brasileiras passaram a processar mais petróleo de origem nacional, sendo que, do total processado em 2004, 74% eram de origem nacional e os outros 26%, de origem importada.

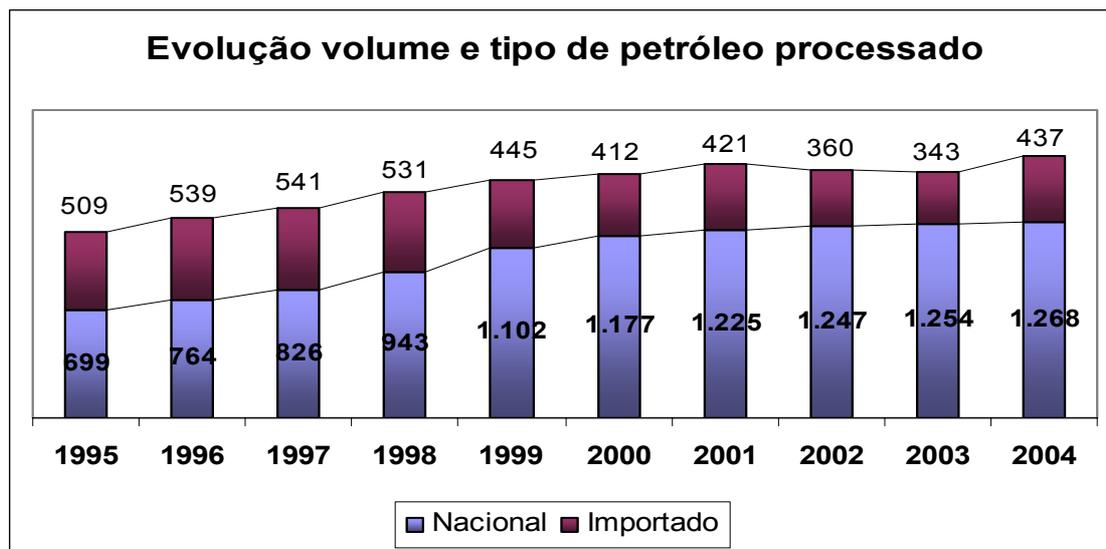


Gráfico 7 – Evolução do volume processado de petróleo, por origem  
 Fonte: Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2005b).

A infra-estrutura para transporte de petróleo e derivados no Brasil, em 2003, era composta de 54 terminais, sendo 29 terrestres e 25 portuários, cuja capacidade de armazenamento era de 64 milhões de barris e uma malha de dutos que interligava as refinarias aos terminais de aproximadamente 7.500 km (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (Brasil), 2004).

O consumo nacional de derivados de petróleo cresce em média 3% ao ano. O Brasil é exportador de óleo combustível (53,74%), *bunker*<sup>7</sup> (24,63%) e gasolina tipo A (14,6%), ou seja, estes derivados juntos representam mais de 92% das exportações. Os principais derivados importados pelo Brasil são: nafta (29,04%), óleo diesel (24,19%), coque (22,14%) e GLP (16,88%). No quadro 8, verifica-se que, no ano de 2004, as exportações superaram as importações em 2.749 mil m<sup>3</sup>.

<sup>7</sup> Combustível para navio

Derivados	Importação (mil m <sup>3</sup> )		Exportação (mil m <sup>3</sup> )	
	2004	%	2004	%
Combustíveis p/ navios ( <i>bunker</i> )	-	-	3.420	24,63
Gasolina A	57	0,51	2.028	14,60
Óleo combustível	130	1,17	7.463	53,74
GLP	1.880	16,88	64	0,46
Solvente	199	1,79	443	3,19
Óleo diesel	2.695	24,19	65	0,47
Nafta	3.235	29,04	17	0,12
Coque	2.466	22,14	-	-
QAV	109	0,98	16	0,12
Outros	368	3,30	372	2,68
<b>Total</b>	<b>11.139</b>	<b>100</b>	<b>3.420</b>	<b>100</b>

Quadro 8 - Importação e exportação de derivados de petróleo – 2004

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2005).

## 2.4. O PETRÓLEO

Há evidências de que o petróleo é utilizado pelo homem há milhares de anos, no entanto foi durante o século XIX que ele ganhou a importância como fonte energética natural (PENNA; SENA; SOUSA, 2004, p. 9).

Durante todo o século XX, houve uma demanda contínua e crescente de petróleo em nosso planeta. Devido à versatilidade de uso, à abundância em nível mundial e aos avanços tecnológicos, os custos de exploração, produção e refino foram diminuindo, tornando-o a principal fonte energética não renovável da matriz energética mundial (ABADIE, 2004a).

Mesmo com o descobrimento de novas tecnologias e de fontes energéticas, o petróleo não deixou de ser o principal energético mundial, ocupando, desta forma, lugar de destaque na economia global.

Na visão de Mariano (2005, p. 1):

A concepção de um mundo sem as comodidades e benefícios oferecidos pelo petróleo implicaria na necessidade de uma total mudança de mentalidade e hábitos por parte da população, numa total reformulação de maneira como a nossa sociedade funciona.

O petróleo atingiu esta posição devido ao seu preço competitivo em relação a outras formas de energia. Suas propriedades físicas ajudaram nesta consolidação. Podemos citar, como exemplos, o seu estado líquido, que facilita o transporte e o armazenamento de maneira relativamente segura, a sua versatilidade de uso e seu alto poder calorífico e, principalmente, o de seus derivados (ABADIE, 2004a).

Mas, afinal, o que é o petróleo?

De acordo com Thomas (2001, p. 4) “o petróleo no seu estado líquido é uma substância oleosa, inflamável, menos densa que a água, com cheiro característico e cor variando entre o negro e o castanho-claro”.

Segundo Perrone (1965, p. 1), o petróleo é constituído por “[...] uma mistura de milhares de compostos orgânicos da família dos hidrocarbonetos, isto é, decompostos formados exclusivamente pelos elementos carbono e hidrogênio, combinados quimicamente nas mais variadas percentagens”.

Silva (2004, p. 17) define:

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos, formados por restos de plantas e animais, principalmente, pequena vida marinha, que viveram há milhões de anos. Estes hidrocarbonetos são encontrados em minúsculos e interligados poros de algumas formações rochosas subterrâneas, localizados a milhares de metros abaixo da superfície.

Russel (1994, p. 1173) define que “hidrocarbonetos são compostos que contêm unicamente carbono e hidrogênio”.

Segundo Thomas (2001, p. 9), com o objetivo de conhecer melhor a constituição do petróleo, o *American Petroleum Institute – API* realizou um estudo sobre vários petróleos e de diferentes origens, e concluiu:

- Todos os petróleos contêm substancialmente os mesmos hidrocarbonetos, em diferentes quantidades;
- A quantidade relativa de cada grupo de hidrocarbonetos presente varia muito de petróleo para petróleo. Como consequência, segundo estas quantidades, diferentes serão as características dos tipos de petróleo;
- A quantidade relativa dos compostos individuais dentro de cada grupo de hidrocarbonetos, no entanto, é aproximadamente da mesma ordem de grandeza para diferentes petróleos.

As condições geológicas nas quais o petróleo foi formado contribuem para sua caracterização. Segundo Zamith (1999, p. 62), o petróleo é classificado por três diferentes características:

1. Base: parafínica, naftênica, que apresenta um resíduo asfáltico; ou aromática, utilizada na petroquímica.
2. Densidade: de acordo com o grau API, o petróleo pode ser leve, médio ou pesado, tipo mais freqüentemente encontrado no Brasil.
3. Teor de enxofre: doce ou ácido, que pode provocar o efeito poluidor da chuva ácida.

Uma comparação possível é que o barril de petróleo é como um boi, ou seja, dele tudo se aproveita, tanto os derivados mais nobres, como os derivados de menor valor (BARRIL..., 2003, p.7).

## 2.5. UNIDADES DE PROCESSOS

A atividade de refino é a responsável pela transformação do petróleo bruto em produtos que serão utilizados pelos diversos mercados consumidores. O refino de petróleo é, basicamente, um conjunto de processos físicos e químicos realizados nas refinarias. As refinarias são instalações industriais constituídas, principalmente, por Unidades de Processos.

Mariano (2005, p. 9) corrobora:

O refino de petróleo consiste na série de beneficiamentos pelos quais passa o mineral bruto para a obtenção desses derivados, estes sim, produtos de grande interesse comercial. Esses beneficiamentos englobam etapas físicas, e químicas de separação, que originam as grandes frações de destilação. Estas frações são então processadas através de uma outra série de etapas de separação e conversão que fornecem os derivados finais do petróleo. Refinar petróleo é, portanto, separar as frações desejadas, processá-las e lhes dar acabamento, de modo a se obterem produtos vendáveis.

Unidades de Processos são instalações industriais compostas por um conjunto de equipamentos, sendo que cada unidade é responsável por uma etapa do processo de refino. Alguns derivados são produzidos na saída da primeira unidade, enquanto que outros precisam ser processados em outras unidades.

As refinarias geram os derivados através de um conjunto de processamentos, denominados Processos de Refino. De acordo com Abadie (2004c, p.4), os processos de refino basicamente são classificados em quatro grupos, a saber:

- Processos de Separação;
- Processos de Conversão;
- Processos de Tratamento;
- Processos Auxiliares.

De acordo com Mariano (2005, p. 11), o processo de separação é responsável pelo desdobramento do petróleo em suas frações básicas. Este processo é de natureza física, ou seja, a natureza das moléculas não é alterada. O desdobramento do petróleo é realizado através da ação de energia, ou seja, alteração de temperatura e pressão, ou da massa, ou seja, aplicação de solventes sobre o petróleo ou suas frações.

Para Abadie (2004c, p. 4), os principais tipos de processos de separação encontrados em uma refinaria são:

- Dessalinização;
- Destilação Atmosférica;
- Destilação a Vácuo;
- Desasfaltação a Propano;
- Desaromatização a Furfural;
- Desparafinação;
- Desoleificação.

O Processo de Conversão é responsável pela transformação de uma fração do petróleo em outra de maior interesse econômico. Este processo é de natureza química, ou seja, a natureza das moléculas é alterada através de reações de quebra, reagrupamento ou reestruturação molecular (ABADIE, 2004c, p. 5).

Segundo Mariano (2005, p. 23), essas reações são “obtidas através de ação conjugada de temperatura e pressão sobre os cortes que foram obtidos nos

processos de separação, sendo bastante freqüente também a presença de um agente que promova a reação desejada, o chamado catalisador”.

Conforme o mesmo autor, os principais processos de conversão utilizados em refinarias de petróleo são:

- Craqueamento térmico;
- Visco-redução;
- Coqueamento;
- Craqueamento catalítico;
- Hidrocraqueamento catalítico;
- Hidrotratamento/Hidroprocessamento;
- Alquilação;
- Isomerização;
- Polimerização;
- Tratamentos químicos. (Mariano, 2005, p. 23).

De acordo com Abadie (2004c, p. 6), o processo de tratamento é de natureza química e tem o objetivo de reduzir ou eliminar as impurezas dos derivados de petróleo e, desta forma, melhorar a qualidade dos produtos e enquadrá-los nas especificações desejadas.

Segundo este mesmo autor, os principais processos de tratamento químicos encontrados nas refinarias de petróleo são:

- Tratamento bender;
- Lavagem cáustica;
- Tratamento mercox;
- Tratamento com DEA. (Abadie, 2004c, p. 6).

Os processos auxiliares desempenham um papel de suporte para os demais processos envolvidos na produção de derivados, ou seja, fornecem insumos e tratam os rejeitos desses mesmos processos. Conforme Abadie (2004c, p. 7), os principais processos auxiliares são:

- Geração de Hidrogênio;
- Recuperação de Enxofre;
- Utilidades (vapor, água, energia elétrica, ar comprimido, distribuição de gás e óleo combustível, tratamento de efluentes e tochas).

## 2.6. ESQUEMA DE REFINO

As refinarias não seguem um padrão de construção, ou seja, não são sempre iguais. Elas são constituídas por um conjunto de unidades de processos de modo a compatibilizar o petróleo que será processado com a necessidade do mercado que será abastecido com seus derivados. Esse conjunto de unidades de processo é denominado Esquema Refino (ABADIE, 2004b, p. 27).

O Esquema de Refino é determinado pelo tipo de petróleo que a refinaria irá processar e pelo mercado que ela irá abastecer. Seu principal objetivo é o de maximizar a produção de derivados de alto valor comercial, ao menor custo, com qualidade, minimizando a produção de derivados de menor valor agregado e possibilitando à refinaria um certo grau de flexibilidade operacional, isto é, permitindo o processamento de vários tipos de petróleo e mudanças nas especificações e nas quantidades produzidas dos derivados (MARIANO, 2005, p. 10).

A Destilação é o primeiro processo de uma refinaria e o único a receber o petróleo como entrada. Desta forma, todos os processos na refinaria dependem, direta ou indiretamente, de alguma saída da Destilação. Por isso, essa Unidade está sempre presente nas refinarias de petróleo. Esta unidade gera produtos finais e intermediários. Os produtos intermediários servem, principalmente, como cargas para outros processos.



Figura 2 - Fluxograma de refino nível 1  
Fonte: Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2005a).

A figura 2 apresenta o esquema básico de produção de uma refinaria de petróleo. Neste caso, o processo de separação é realizado pela unidade de destilação atmosférica, que quebra o petróleo em suas frações básicas, através do processamento em colunas de fracionamento de dimensões variadas, que possuem vários estágios de separação.

Segundo Brasil, Nilo (1995, p. 45), a unidade de destilação não visa obter produtos finais com composição definidas, pois os produtos da destilação são,

normalmente, caracterizados por uma mistura complexa de hidrocarbonetos, na sua maioria denominados “fração” de petróleo.

Basicamente, os derivados deste fracionamento são: o gás combustível, GLP, nafta, querosene, óleo diesel e óleo combustível (resíduo atmosférico), que serve de carga para a unidade de destilação a vácuo. Este esquema não apresenta nenhuma flexibilidade para mudanças no *mix* de produção e nas especificações técnicas referentes à qualidade dos produtos finais (ABADIE, 2004b, p. 31).

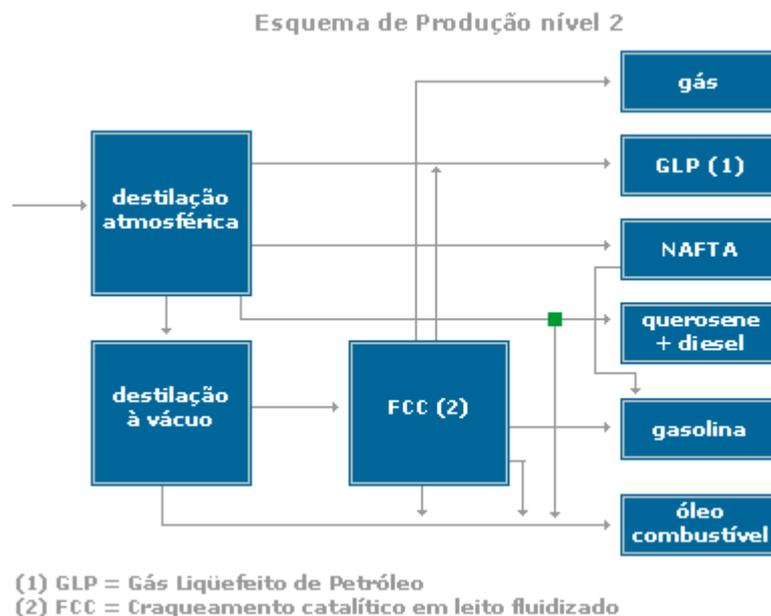


Figura 3 – Fluxograma de refino nível 2  
Fonte: Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2005a).

Pode-se observar, na figura 3, que o esquema de produção de nível 2 apresenta uma configuração mais avançada, ou seja, o processo de separação do petróleo em suas frações básicas é realizada pela unidade de destilação atmosférica, como no esquema anterior. A unidade de destilação a vácuo recebe como carga o resíduo atmosférico e, após o seu processamento, gera o gásóleo de

vácuo e óleo combustível (resíduo de vácuo). O gasóleo é um produto intermediário e serve de carga para o processo de conversão catalítica que é realizado pela unidade de craqueamento catalítico fluido – FCC, onde se produz o gás combustível, GLP, nafta, diesel e gasolina (ABADIE, 2004b, p. 36).

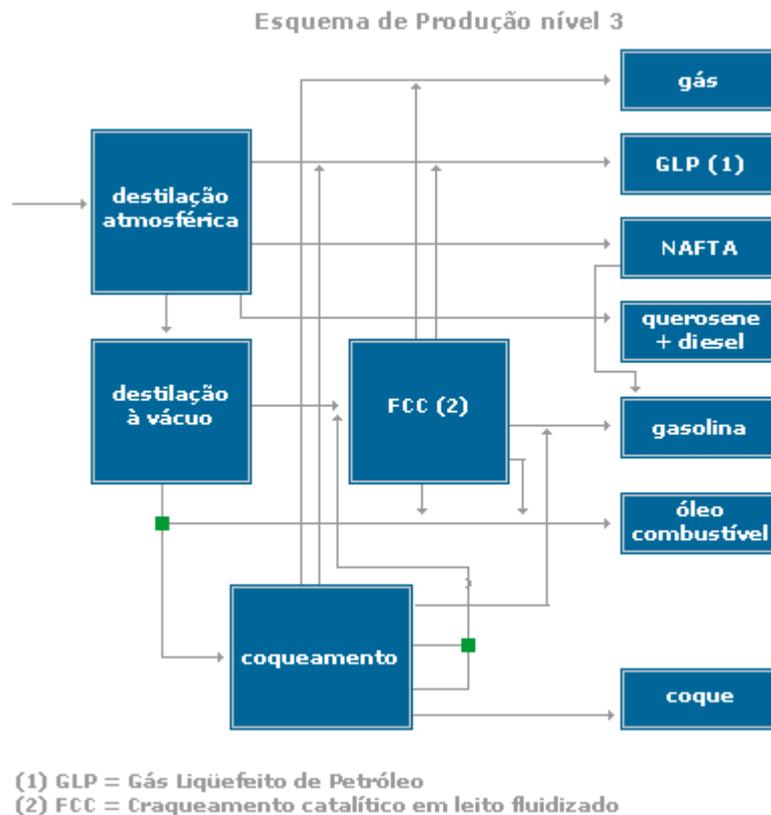


Figura 4 - Fluxograma de refino nível 3  
Fonte: Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2005a).

Na figura 4, temos um esquema de produção mais rentável e flexível do que os anteriores. Na verdade, adicionou-se ao fluxograma anterior o processo de tratamento que, neste caso, é realizado pela unidade de coqueamento. Segundo Mariano (2005, p. 26): “O coqueamento é um processo de craqueamento usado

primariamente para reduzir produção de óleos combustíveis residuais das refinarias”.

Nesta unidade, o resíduo de vácuo é transformado em produtos mais nobres, principalmente em GLP, gasolina, nafta e óleo diesel, além do coque (ABADIE, 2004b, p. 41).

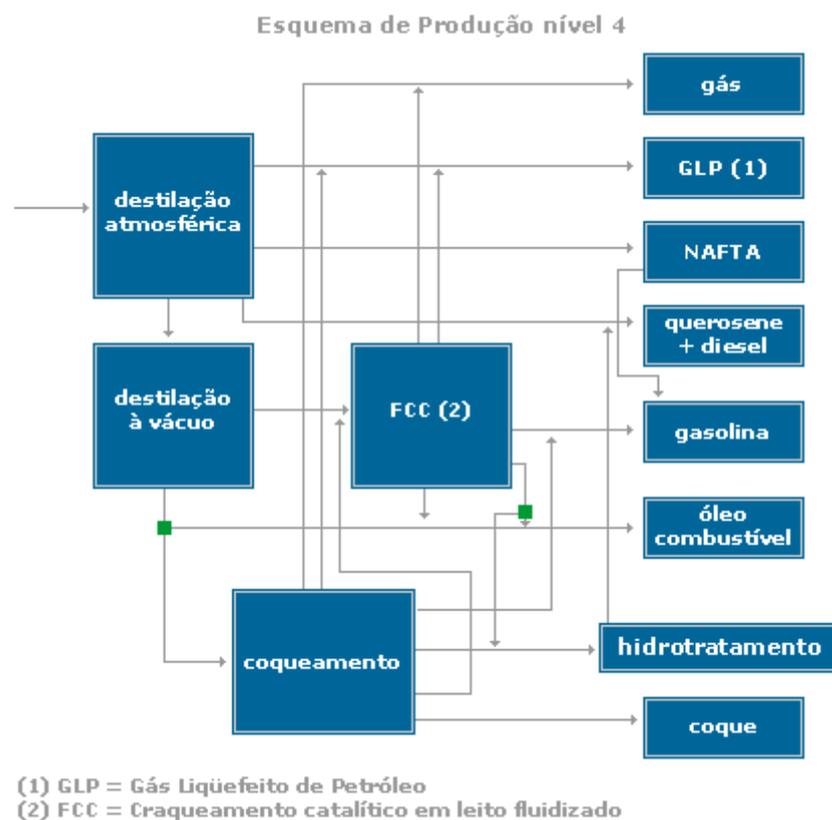


Figura 5 - Fluxograma de refino nível 4  
Fonte: Agência Nacional do Petróleo (Brasil) (2005a).

O esquema de produção apresentado na figura 5 é o mais rentável, flexível e moderno de todos, pois adiciona ao esquema de produção anterior mais um processo de tratamento, a unidade de hidrotreatamento, que recebe como carga as frações médias geradas no coqueamento (nafta, querosene, diesel e gasóleos), e

gera óleo diesel de boa qualidade, permitindo um maior equilíbrio na produção de gasolina e óleo diesel, pois utiliza parte da carga que seria processada na unidade de craqueamento catalítico fluido (ABADIE, 2004b, p. 42).

## 2.7. PRINCIPAIS DERIVADOS DO PETRÓLEO

Nas últimas décadas, houve muitas mudanças no *mix* de derivados de petróleo. O avanço tecnológico, além dos novos processos de tratamento e a evolução do perfil do consumidor, contribuíram diretamente para essa mudança.

De acordo com Perrone (1965, p. 221):

Milhares de produtos são obtidos do petróleo. Em geral, os produtos são fabricados conforme determinadas especificações, que resultam da conciliação entre as características que o mesmo deve possuir, para atender as exigências de sua aplicação, e a capacidade dos métodos de refinação para satisfazê-la. Todavia, tais especificações não são estáticas, estão sempre em processo de mudança, a par do desenvolvimento de novos e melhores métodos de refinação.

Os derivados de petróleo podem ser classificados de acordo com a sua finalidade, energéticos e não energéticos, ou de acordo com o ponto de ebulição, leves, médios e pesados (ABADIE, 2004a, p. 18).

Os produtos energéticos, isto é, combustíveis, geram energia térmica ao entrarem em combustão na presença de ar e de uma fonte de ignição. Os derivados que têm aplicações energéticas e não energéticas são apresentados na figura 6.

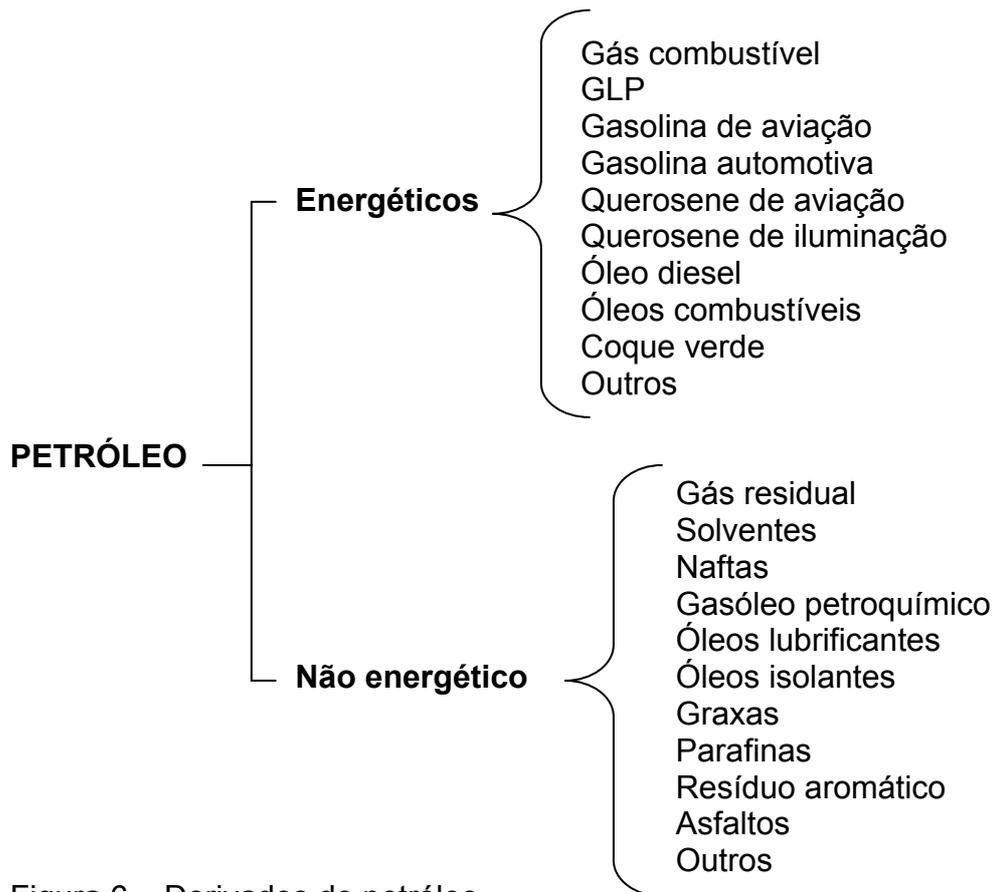


Figura 6 – Derivados de petróleo  
 Fonte: Abadie (2003, p. 3).

De acordo com o ponto de ebulição, são considerados derivados leves: gás combustível, GLP, nafta e gasolina. Os médios são: querosene e óleo diesel. Por fim os pesados: óleo combustível, asfalto e coque (ABADIE, 2004a, p. 24).

## 2.8. RESUMO

O principal objetivo deste capítulo foi apresentar o panorama da Indústria do Petróleo, nos contextos internacional e nacional. Viu-se que a principal característica deste segmento é o elevado potencial de instabilidade dos preços do barril de

petróleo e, conseqüentemente, dos seus derivados. Basicamente, o preço do petróleo é afetado por fatores políticos, econômicos, sociais e religiosos, em nível mundial.

A Indústria do Petróleo é dividida em dois segmentos: 1) *upstream*, que compreende as atividades de exploração e produção e 2) *downstream*, constituída pelas atividades de refino, transporte, estocagem, distribuição e petroquímica.

O Oriente Médio é a região que concentra a maior parte das reservas comprovadas de petróleo do mundo (734 bilhões de barris; 62%; 2004) e é a maior produtora, ocupando posição de destaque, detentora de 30% (24,6 milhões b/d) da produção total. No Brasil, 91% das reservas comprovadas de petróleo estão localizadas em alto mar e 85,5% da produção é de origem *offshore*.

Discorreu-se, ainda, sobre os principais conceitos e considerações sobre o Petróleo, Unidades de Processo, Esquema de Refino e Derivados de Petróleo.

No próximo capítulo, será apresentado o Sistema de Contabilidade de Custos e seus principais conceitos: Sistemas, Métodos e Formas de Custeio.

### 3. SISTEMA DE INFORMAÇÕES CONTÁBEIS

#### 3.1. INTRODUÇÃO

Atualmente, as empresas têm como objetivo fundamental atingir padrões ideais de competitividade, como qualidade, produtividade e redução de custos, visando principalmente à sobrevivência dos negócios e lucros de maneira sustentável. Diante deste contexto, a Contabilidade se apresenta como o mais adequado instrumento de informação, capaz de auxiliar os gestores na tomada de decisões e no planejamento dos negócios.

Segundo Horngren (1985, p. 4):

Um sistema contábil é um meio formal de se reunir dados para ajudar e coordenar decisões coletivas à luz das metas ou objetivos gerais de uma organização. O sistema contábil é o maior sistema de informações quantitativas de quase todas as organizações.

No que diz respeito ao objetivo básico da Contabilidade, Ludícibus (1997, p. 23) enfatiza que ele “pode ser resumido no fornecimento de informações econômicas para os vários usuários, de forma que propiciem decisões racionais”.

No entanto, verifica-se que a Contabilidade é um sistema de informação utilizado praticamente na totalidade das empresas e tem, como principal objetivo, prover seus usuários com informações de diversas naturezas, principalmente, econômica.

Segundo a Comissão de Valores Mobiliários (Brasil) (1986). considera-se usuário das informações contábeis “toda pessoa física ou jurídica que tenha interesse na avaliação da situação e do progresso de determinada entidade, seja tal entidade empresa, ente de finalidades não lucrativas, ou mesmo patrimônio familiar”.

Nota-se que é evidente o potencial da Contabilidade em fornecer para seus usuários (internos e externos) informações de diversas naturezas, inclusive social, que visam auxiliar o processo de gestão das empresas, para que elas sejam eficientes, em diversos aspectos, entre eles:

1. Econômico-financeiro;
2. Avaliação de desempenho de processos e atividades;
3. Tomada de decisões;
4. Definição de estratégias.

A figura 7 apresenta as diferentes áreas que constituem a Contabilidade, sendo que cada uma atende a objetivos distintos. As informações necessárias à gestão dos negócios estão concentradas nestas três áreas, considerando que as de objetivos estratégicos são tratadas pela Contabilidade Gerencial.

O mesmo entendimento é dado por Riccio (1989, p. 104) ao mencionar que, devido à interligação do Sistema de Informações Contábeis com outros sistemas de informações das empresas, inclusive os referentes a fatores externos, que são fontes de informações importantes para o planejamento estratégico, a Contabilidade Gerencial tem potencial para gerar informações estratégicas.

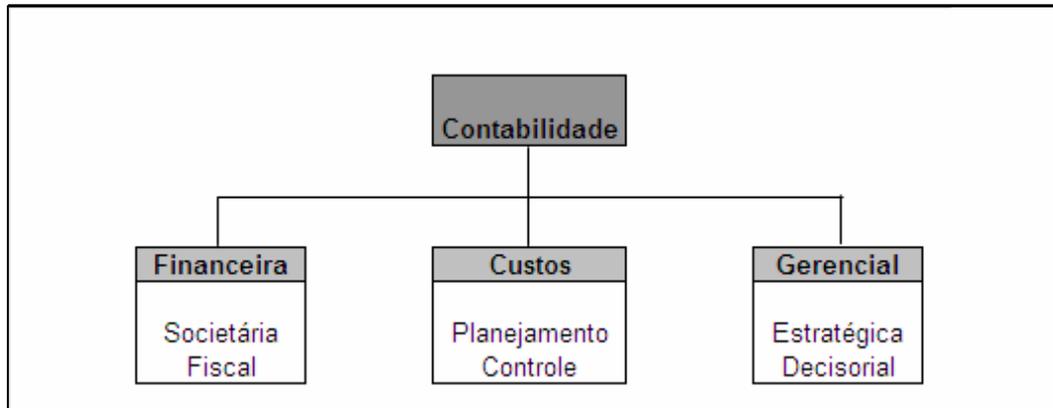


Figura 7 - Áreas da Contabilidade  
Fonte: Hopp (2004, Notas de aula).

Para Ferreira (1992, p. 2), as áreas de especialização da Contabilidade são exemplos de respostas da ciência contábil ao desenvolvimento econômico e social de nosso planeta e considera que a Contabilidade Estratégica será futuramente classificada como mais uma área de especialização.

O mesmo entendimento é dado por Balduino (2003, p. 37), ao comentar que o modelo conceitual de Contabilidade Estratégica adotado ainda não está testado cientificamente.

A seguir, são explicitadas as diferentes áreas que constituem a Contabilidade, inclusive a Contabilidade Estratégica e, ainda, o Sistema de Contabilidade de Custos e seus Sistemas, Métodos e Formas de Custeio.

### 3.2. CONTABILIDADE GERAL OU FINANCEIRA

De acordo com Marion (1997, p. 32), a Contabilidade é tão antiga quanto a origem do homem, porém, atingiu sua maturidade entre os Séculos XIII a XVI, período denominado “Era Mercantilista”. Nesta época, a atividade comercial era intensa, principalmente na Itália, Portugal e no Oriente, bem como em outros países de tradição de descobertas e de navegação (IUDÍCIBUS; MARION, 1994, p. 23).

Diante deste contexto, desenvolveu-se a Contabilidade Financeira com o propósito de auxiliar as empresas comerciais no controle e avaliação de seus negócios. Esses objetivos foram alcançados por meio da utilização do método das partidas dobradas.

Beuren (1993, p. 62) enfatiza que o método das partidas dobradas “evidenciou o reconhecimento da sistemática do registro contábil, facilitou as transações de crédito e a avaliação de desempenho dos gestores, entre outras vantagens”.

Desde então, verifica-se que o objetivo principal da Contabilidade Financeira é o controle patrimonial das organizações. Este segmento da Contabilidade está condicionado aos Princípios Contábeis Geralmente Aceitos – PCGA e, também, à legislação societária e fiscal.

Assim, para atender aos seus usuários, a Contabilidade Financeira disponibiliza informações, preparadas com base nos PCGA e na legislação vigente, permitindo que o interessado as possa adequadamente interpretar e comparar.

Desde o século passado, a Contabilidade Financeira tornou-se o foco das atenções no ambiente empresarial, e não é por menos, pois seus demonstrativos

financeiros são os principais meios de divulgação dos resultados e desempenhos das empresas de capital aberto, em todo o mundo. Através deles, os investidores, órgãos reguladores, sociedades, empregados, auditores independentes e outros interessados recebem informações de como e onde os recursos das empresas são empregados.

Martin (2002, p. 9) assim se manifesta a respeito:

Desde 1930, para salvaguardar os interesses de investidores, que, em geral, têm interesses apenas minoritários nas empresas em que aplicaram seu capital, foi totalmente codificado e altamente regulamentado pelas autoridades um ramo totalmente diferente da contabilidade: a contabilidade para utilização externa.

Apesar da ênfase exagerada, porém necessária, dada pela Contabilidade Financeira às informações destinadas aos usuários externos, não se chegou ao ponto de termos uma Contabilidade exclusiva para estes usuários.

O que de fato ocorreu foi uma grande pressão dos mercados de capitais e dos órgãos reguladores sobre as organizações para que estas disponibilizassem informações financeiras ao mercado, pois o público externo detinha cada vez mais títulos de propriedades das empresas de capital aberto.

Nesta mesma linha de raciocínio, Horngren, Foster e Datar (2004, p. 2) enfatizam que a Contabilidade Financeira concentra-se em “demonstrativos para grupos externos, medindo, registrando transações de negócios e fornecendo demonstrativos financeiros baseados em princípios contábeis, geralmente aceitos (PCGA)”.

### 3.3. CONTABILIDADE DE CUSTOS

A Contabilidade de Custos, até o início da “Revolução Industrial”, ocorrida no final do século XVIII, praticamente não existia, pois as empresas eram basicamente comerciais e seus estoques eram registrados e avaliados pelo valor de aquisição. (MARTINS, 1998, p. 19).

No entanto, a partir do surgimento das empresas industriais, houve a necessidade de se desenvolverem métodos de registro e avaliação dos estoques que expressassem melhor as informações referentes aos custos e que contemplassem todos os esforços de produção (BEUREN, 1993, p. 62). Pode-se considerar que foi assim que nasceu a necessidade da Contabilidade de Custos.

Desde então, há uma constante busca pelo aperfeiçoamento da Contabilidade de Custos. O aprimoramento de suas teorias, métodos e técnicas permitem a ela prover informações necessárias para o processo de gestão dos negócios, principalmente nas questões referentes ao planejamento e controle dos processos e atividades das empresas.

De acordo com Horngren, Foster e Datar (2004, p. 2):

A Contabilidade de Custos fornece informações tanto para a Contabilidade Gerencial quanto para a Financeira. Mede e relata informações financeiras e não-financeiras relacionadas ao custo de aquisição ou a utilização de recursos em uma organização; inclui aquelas partes, tanto da Contabilidade Gerencial quanto da Financeira, em que as informações de custos são coletadas e analisadas.

Atualmente, os procedimentos e técnicas utilizados pela Contabilidade de Custos, para medir e relatar as informações, são consagrados e aceitos, principalmente, pelos Auditores Externos e pelo Fisco, porque ela atende aos PCGA.

Segundo Bruni e Famá (2002, p. 24): “A Contabilidade de Custos pode ser definida como o processo ordenado de usar os princípios da Contabilidade Geral para registrar os custos de operação de um negócio”.

Além disso, para tratar os dados e elaborar as informações, ela utiliza técnicas da Contabilidade Financeira e, principalmente, de outras ciências, como por exemplo, administração, economia, estatística, finanças e pesquisa operacional, entre outras.

Para Martins (1998, p. 22), o objetivo da Contabilidade de Custos é determinar custos para diversas finalidades específicas, no entanto, por ela ter nascido da Contabilidade Financeira, e por atender a alguns princípios contábeis, nem sempre conseguiu atender aos fins estratégicos e de decisões.

Apesar da observação de Martins, ressalta-se que a Contabilidade de Custos, objeto de considerações nesta pesquisa, é fundamental para qualquer modelo de gestão, pois auxilia no conhecimento e acompanhamento dos elementos que compõem os custos dos produtos e serviços, sobretudo para o processo de tomada de decisão.

### 3.4. CONTABILIDADE GERENCIAL

No final do século XX, percebeu-se que a Contabilidade de Custos era utilizada praticamente para valorar os estoques e avaliar os resultados. Assim, com o objetivo de realizar a conexão entre as ações operacionais e as metas estratégicas das empresas, surgiu a Contabilidade Gerencial.

Balduino (2003, p. 21) acrescenta ainda que “o advento da Contabilidade Gerencial foi consequência da diversificação dos negócios e do crescimento das empresas”.

Diante de tal constatação, considera-se que o objetivo da Contabilidade Gerencial é o de prover informações úteis ao processo decisório. Conforme menciona Ludícibus (1995, p. 21):

A Contabilidade Gerencial pode ser caracterizada, superficialmente, como um enfoque especial conferido a várias técnicas e procedimentos contábeis já conhecidos e tratados na Contabilidade Financeira, na Contabilidade de Custos, na análise financeira e de balanços etc., colocados numa perspectiva diferente, num grau de detalhe mais analítico ou numa forma de apresentação e classificação diferenciada, de maneira a auxiliar os gerentes das entidades em seu processo decisório.

A gestão de custos é decisiva no contexto competitivo da atual economia global. Dentro da atual realidade do ambiente empresarial, o principal papel da Contabilidade Gerencial é o de fornecer informações para os gestores decidirem qual o melhor caminho para os negócios das empresas.

Hornigren, Foster e Datar (2004, p. 2) ressaltam: “A Contabilidade Gerencial mede e relata informações financeiras e não financeiras que ajudam os administradores a tomar decisões para alcançar os objetivos de uma organização”.

Neste sentido, entende-se que os gestores podem utilizar as informações da Contabilidade Gerencial para escolher, comunicar e implementar a estratégia e, também, para coordenar projetos e decisões ao longo da cadeia de valor das empresas.

No entanto, para Johnson e Kaplan (1991, p. 1):

Atualmente, as informações de contabilidade gerencial, condicionadas pelos procedimentos e pelo ciclo do sistema de informes financeiros da organização, são atrasadas demais, agregadas demais e distorcidas demais para que sejam relevantes para as decisões de planejamento e controle dos gerentes.

Apesar do seu potencial, para esses autores a Contabilidade Gerencial não tem fornecido informações relevantes para os gestores das empresas. Porém, é do conhecimento de todos que, dentro de um ambiente competitivo para a gestão empresarial, o principal papel da Contabilidade Gerencial consiste nas atividades relacionadas ao planejamento, controle, processo decisório e avaliação de desempenhos.

Por fim, para que a Contabilidade Gerencial possa cumprir o seu papel é necessário que ela continue sendo aprimorada, ou seja, deve adaptar-se às novas realidades do ambiente empresarial, visando sempre à sobrevivência e continuidade dos negócios.

### 3.5. CONTABILIDADE ESTRATÉGICA

A diferença básica entre as Contabilidades Estratégica e a Gerencial é quanto ao seu posicionamento dentro da empresa, ou seja, a Estratégica atua de forma descentralizada, pois cada gerência ou área assessora na execução e operacionalização dos controles (FERREIRA, 1992, p. 3).

Para Balduino (2003, p. 41), o foco principal da Contabilidade Estratégica é a obtenção de resultados e apresenta o seguinte propósito:

O papel da contabilidade estratégica consiste em submeter as atividades das empresas a um planejamento constante, buscando determinar os objetivos a serem cumpridos a curto, médio e longo prazo, com a finalidade principal de assegurar a continuidade da empresa.

Nota-se que o autor menciona a importância da Contabilidade Estratégica para a sobrevivência e continuidade das empresas, que é devida a sua capacidade de consolidar informações de diversas fontes, tanto internas, como externas, que são necessárias para o planejamento estratégico dos negócios, principalmente a médio e longo prazo.

Goldenberg (1994, p. 92) entende que a Contabilidade Estratégica é um ramo da Contabilidade que está em crescimento e a considera importante ao fazer a seguinte argumentação:

A Contabilidade Estratégica procura estimar comparativamente o valor da vantagem competitiva da empresa ou o valor adicionado sobre seus competidores e avaliar os benefícios do rendimento dos produtos em relação ao curso de vida dos clientes e os benefícios que esses rendimentos gerarão para a empresa sobre uma decisão de longo prazo.

Diante do comentário desta autora, percebe-se que o diferencial desta Contabilidade é o seu propósito de prover informações preditivas, que são úteis para definições de estratégias. Normalmente ela fornece informação referente ao posicionamento da empresa com relação aos seus concorrentes, às exigências dos mercados, aos benefícios gerados pelos produtos, entre outros.

Por fim, pode-se considerar que o objetivo principal da Contabilidade Estratégica é “assinalar a necessidade de mudança na estratégia competitiva, preferencialmente, identificar alguns poucos indicadores-chave que possam prever tal necessidade no futuro” (NOSSA, HOLANDA, 1998, p. 8).

### 3.6. SISTEMA DE CONTABILIDADE DE CUSTOS

Pode-se dizer que o Sistema de Contabilidade de Custos durante muito tempo foi utilizado apenas para valoração dos estoques e custeamento dos produtos vendidos, nas empresas industriais. Todavia, atualmente essa área da Contabilidade é constituída de técnicas que permitem a sua utilização em outros setores da economia, como por exemplo:

- Serviços de utilidade pública;
- Hospitais;
- Empresas comerciais;
- Empresas do terceiro setor;
- Outros.

A Contabilidade de Custos mede e disponibiliza informações financeiras, relacionadas ao custo para adquirir ou consumir recursos disponíveis nos diversos sistemas de controle interno, tais como: controle de materiais, de mão-de-obra, de produção, de vendas e outros.

Bezerra (2000, p. 60), ao discorrer sobre gestão estratégica de custos afirma que: “As informações de custos devem suportar de forma adequada as decisões de estabelecimento de preço, *mix* de produtos, comprar ou fabricar, novos investimentos, descontinuidade e um produto, etc”.

O autor em destaque deixa clara, a importância da Contabilidade de Custos no processo decisório das empresas, podendo ser utilizada para diversos objetivos, entre eles:

- Formulação de estratégias;
- Tomada de decisões gerenciais de custos e preços;
- Análise de desempenho;
- Atendimento das exigências de terceiros com relação a relatórios.

Assim, para atender a esses objetivos, a Contabilidade de Custos é constituída do denominado Sistema de Contabilidade de Custos, também conhecido por Sistema de Custos.

Em relação a este sistema, Guerreiro (1984, p. 26) afirma que ele sempre apresenta três características, consideradas pelo autor fundamentais; são elas:

1. Quanto à forma de acumulação dos custos.
  - por ordem ou por processo.
2. Quanto à composição do custo do produto.
  - direto (variável) ou por absorção.
3. Quanto ao momento da apuração dos custos.
  - pós-determinado (reais ou históricos) ou predeterminados (estimados e padrões).

Nesta mesma linha de raciocínio, Bruni e Famá (2002, p. 35) classificam o Sistema de Custos conforme demonstrado no quadro 9.

Para finalizar, destaca-se que não existe um único custo para um produto ou serviço que possa ser utilizado para diversas finalidades. Sendo assim, para cada objetivo, existe um custo diferente. Assim, para se calcular um determinado custo, é preciso saber qual será a sua finalidade, ou seja, a qual objetivo irá atender (HOPP, 2004, Notas de aula).

SISTEMA DA CONTABILIDADE DE CUSTOS	CLASSIFICAÇÃO
<b>Sistema de custeio</b>	<p><b>Por ordem específica:</b> quando são transferidos para determinadas solicitações de fabricação. Adequado para empresas que produzem bens ou serviços sob encomenda, apresentam demanda intermitente ou fabricação de lotes com características próprias.</p> <p><b>Por processo:</b> quando a empresa é caracterizada por apresentar produção contínua, com produtos apresentados em unidades idênticas, produção em massa e demanda constante.</p>
<b>Método de custeio</b>	<p><b>Por absorção:</b> quando os custos indiretos são transferidos aos produtos ou serviços.</p> <p><b>Direto:</b> quando, no cálculo do custo dos produtos ou serviços produzidos, apenas os custos diretos – isto é, os que estão associados de forma clara aos produtos – são incorporados. Custos indiretos são considerados periódicos e lançados diretamente no Demonstrativo de Resultado do Exercício, não sendo incorporados ao cálculo do custo dos produtos e serviços.</p>
<b>Forma de custeio</b>	<p><b>Pós-determinado:</b> equivalem aos custos reais apurados no final do período.</p> <p><b>Predeterminado estimado:</b> representam o custo alocado ao produto mediante taxas predeterminadas de CIF, elaboradas com base na média dos CIFs passados, em possíveis mudanças futuras e no volume de produção.</p> <p><b>Predeterminado padrão:</b> custo cientificamente predeterminado, constituindo base pra avaliação do desempenho efetivo. Representa o quanto o produto deveria custar.</p>

Quadro 9 - Sistema Geral da Contabilidade de Custos

Fonte: Bruni e Famá (2002, p. 35)

### 3.7. SISTEMAS DE CUSTEIO

Os sistemas de custeio referem-se à maneira como os custos são registrados e transferidos dentro das empresas, e servem para identificar, classificar, apropriar, registrar e acumular os custos dos produtos e serviços. Existem três tipos de sistemas de custeio: Sistema de Custeio por Ordem de Produção, Sistema de Custeio por Processo de Fabricação (Contínuo) e Sistema de Custeio Misto ou Híbrido.

Padoveze (1994, p. 205) estabelece: “O sistema de acumulação de custos indica os caminhos para a coleta, processamento e saída das informações para o

custeamento dos produtos. É o segmento estrutural de banco de dados da Contabilidade de Custos”.

No que diz respeito à forma de acumulação dos custos, Martins (1998, p. 57) afirma que a maneira de a empresa operar determina, essencialmente, o tipo de Sistema de Custeio.

Bruni e Famá (2002, p. 139) corroboram esta afirmação ao mencionarem: “A depender das características dos processos produtivos das diferentes empresas, diferente deverá ser o sistema de acumulação de custos empregado”.

Neste sentido, ressalta-se que existem dois sistemas básicos de produção: o Sistema de Produção por Encomenda e o Sistema de Produção Contínua. Entretanto, conforme já mencionado, existem três sistemas básicos de custeio: o Sistema de Custeio por Ordem de Produção, Sistema de Custeio por Processo de Fabricação e Sistema de Custeio Misto ou Híbrido.

Em síntese, as empresas que produzem de acordo com o pedido do cliente, ou seja, por encomendas e/ou especificações técnicas especiais, utilizam-se do custeio por ordem de produção; as que produzem produtos iguais de forma contínua, para estocar e vender, se utilizam do custeio por processo e as que operam parte de uma forma, parte de outra, utilizam-se do custeio misto ou híbrido.

### **3.7.1. Custeio por Ordem de Produção**

O Sistema de Custeio por Ordem de Produção é o sistema de custeamento em que cada elemento do custo é acumulado separadamente, por produto, lote ou

pedido. Sua principal característica é a utilização de ordens específicas para o planejamento da produção e apropriação dos custos.

Nessa linha de raciocínio, Padoveze (1994, p. 207) define Custeio por Ordem de Produção por meio do seguinte comentário: “Essencialmente, um sistema de custeio por ordem coleta os custos de cada serviço ou partida de produção fisicamente identificável, á medida que se muda através da fábrica, sem levar em conta o período que se realiza o trabalho”.

Ainda sobre a conceituação do Custeio por Ordem, Martins (1998, p. 158, grifo do autor) complementa:

Na **Produção por Ordem**, os custos são acumulados numa conta (ou folha) específica pra cada ordem ou encomenda. Essa conta só para de receber custos quando a ordem estiver encerrada. Se terminar um exercício e o produto estiver ainda em processamento, não há encerramento, permanecendo os custos até então incorridos na forma de bens em elaboração; no Ativo, quando a ordem for encerrada, será transferida para Estoque de Produtos Acabados ou para Custo dos Produtos Vendidos, conforme situação.

Observa-se que este Sistema de Custeio possibilita a diversificação da produção tanto em especificações, como em quantidades, conforme desejar e necessitar o cliente.

Neste sentido, Sott (2003, p. 8) argumenta que o custeio por ordem é mais adequado quando:

Não é a empresa que programa a sua atividade produtiva, ou não a programa integralmente, e sim, quando a referida programação depende integral ou quase integralmente das encomendas específicas de cada cliente. Ainda que haja certa rotina e, portanto, previsibilidade nas encomendas dos clientes, o que realmente determina a produção, são as referidas encomendas.

Nascimento (2000 apud SOTT, 2003, p. 8-9) comenta que o sistema de custeio por ordem de produção está baseado na seguinte premissa: “produtos diferentes acarretam recursos diferentes, recursos diferentes acarretam custos diferentes, custos diferentes acarretam preços diferentes e preços diferentes requerem controles específicos”.

Bruni e Famá (2002, p. 153) argumentam que o sistema de custeio por ordem de produção tem suas vantagens e desvantagens. A seguir, conforme os referidos autores, transcrevem-se as principais vantagens e desvantagens que merecem destaque:

#### Vantagens:

- Possibilita-se que a gestão da empresa identifique os produtos que mais (ou menos) contribuem para a formação do resultado da entidade;
- Os registros passados de ordens de produção podem servir de base para a estimativa de custos de novos pedidos similares ou ligeiramente diferentes;
- As ordens de produção fornecem à administração subsídios para gerir os custos de forma mais imediata, sem necessidade de inventários físicos;
- Para encomendas de alto valor, os clientes costumam efetuar adiantamentos periódicos antecipados, à medida que o produto ou serviço vão sendo elaborados. O total dos custos acumulados nas ordens de produção a cada estágio de fabricação pode servir de base para o adiantamento feito pelo cliente.

### Desvantagens:

- Poderiam ser mencionados os aumentos das despesas associadas ao maior controle dos gastos distribuídos às ordens de produção;
- Os custos acumulados nas ordens são custos históricos, com exceção dos custos indiretos.

Portanto, nota-se que este sistema de custeio é muito útil na gestão efetiva dos custos, pois permite o controle de maneira eficiente e detalhada dos custos por ordem. Atende às necessidades de controle de estoques e, principalmente, à análise de resultados por encomenda, contrato ou produto. Ele é muito usado nas empresas de auditoria, consultoria, agências de publicidade, indústrias automobilísticas, indústrias de aviação, indústrias de eletrodomésticos, empresas de engenharia e projetos, empresas cinematográficas, entre outras.

### 3.7.2. Custeio por Processo de Fabricação

O sistema de custeio por processo é usado nas empresas de produção em massa, onde, normalmente, todos os produtos são fabricados para estoque, as unidades produzidas são idênticas ou similares e todos os procedimentos de produção são padronizados. A principal característica deste sistema de custeio é a apuração dos custos unitários por processo.

Nascimento (2000 apud SOTT, 2003, p. 11) menciona que o sistema de custeio por processo de fabricação se baseia na seguinte premissa: “[...] produtos

iguais consomem recursos iguais, recursos iguais acarretam custos idênticos, custos idênticos podem ser refletidos por médias, não exigindo controles específicos”.

Nesta mesma linha de raciocínio Horngren, Foster e Datar (2004, p. 454) enfatizam que:

Em um sistema de custeio por processo, o custo unitário de um produto ou serviço é obtido ao atribuir custos totais para muitas unidades idênticas ou similares. Em um ambiente de custeio por processo, cada unidade recebe as mesmas quantias, ou similares, de custos de materiais diretos, custos de mão-de-obra direta de produção e custos indiretos de produção. Os custos unitários são então calculados ao dividir os custos totais incorridos pelo número de unidades de saída de produção do processo de produção.

Diante deste pronunciamento, verifica-se que este sistema de custeio destaca-se pelo fato de o custo unitário do produto ser calculado pela divisão dos custos totais da produção pelas unidades produzidas, sendo assim desnecessários controles específicos de custos.

Bruni e Famá (2002, p. 141) mencionam: “Quando uma empresa apresenta um processo de produção estável, no qual os produtos fabricados não apresentam grandes variações, torna-se usual o emprego do sistema de acumulação de custos por processo”.

No entanto, as empresas que utilizam o sistema de custeio por processos devem acumular todos os gastos com a produção, durante certo período, e, em seguida, apropriá-los entre as unidades produzidas e, também, as unidades equivalentes de produção.

De acordo com Martins (1998, p. 170), Unidade Equivalente de Produção representa quanto uma unidade em processamento equivale em relação a uma

unidade totalmente acabada, no final de um período; significa também o número de unidades que seriam totalmente iniciadas e acabadas se determinado custo fosse aplicado somente a elas.

Ainda sobre Unidade Equivalente de Produção, Guerreiro, Cornachione e Catelli (2000, p. 13) constataram, em obras de autores clássicos da contabilidade de custos, que não existe indicação objetiva da forma de cálculo do grau de acabamento utilizado no processo de cálculo das unidades equivalentes de produção.

No entanto, ressalta-se que o grau de acabamento é extremamente importante para o cálculo das unidades equivalentes de produção, que, por sua vez, possibilita o cálculo do custo unitário, base de valoração dos estoques dos produtos e da apuração de resultados.

Para uma melhor compreensão dos Sistemas de Custeio e, com o propósito de caracterizá-los, o quadro 10 apresenta as principais diferenças existentes entre o Custeio por Ordem e o por Processo.

<b>CARACTERÍSTICA</b>	<b>ORDEM DE PRODUÇÃO</b>	<b>PROCESSO</b>
Tipo de produto fabricado	Produtos heterogêneos	Produtos homogêneos
Tipo de processo de produção	Processo intermitente	Processo contínuo
Tempo de produção	Produção mais demorada por unidade de produto	Produção mais rápida por unidade de produto
Volume de produção	Pequenos volumes	Grandes volumes
Destino da produção	Clientes específicos ou estoque	Estoque
Forma de controlar a produção	Através das ordens	Através do processo (departamento ou centro de custo)
Acumulação dos custos	Nas ordens de produção (ficha de custo da ordem)	Nos mapas de controle de custos do centro de custo
Momento da apuração do custo total da produção	No encerramento da ordem	No fim do período definido como apuração de custo
Forma do cálculo do valor do estoque em processo	Através da soma dos custos acumulados nas ordens	Através da valoração das unidades em processo equivalentes às unidades terminadas de produtos, pelo respectivo custo unitário do período
Cálculo do custo unitário do produto	Custo total da ordem dividido pelas unidades produzidas na mesma	Custo do processo dividido pelas unidades produzidas e unidades equivalentes em processo no final do período
Geração de diferentes produtos	Fabricação de um único produto na ordem	Produção de único ou vários produtos no processo (produção conjunta)

Quadro 10 - Diferenças entre os Sistemas de Custeio: Ordem x Processo

Fonte: Guerreiro (1984, p. 28-29).

Para finalizar, destaca-se que o sistema de custeio por processo é usualmente utilizado nas empresas de produção em massa de produtos idênticos e similares. O custo por produto é resultado da divisão dos custos totais da produção, em cada uma das etapas do processo, pelo total de unidades produzidas no período. Normalmente, ele é utilizado nas empresas que produzem cimento, produtos químicos, de mineração, nas refinarias de petróleo, nos frigoríficos etc.

### 3.7.3. Custeio Misto ou Híbrido

Quanto ao Sistema de Custeio Híbrido, Campiglia, A. e Campiglia, O. (1995, p. 175) apresentam o seguinte relato:

A divisão, em si, não é ortodoxa no sentido de que uma indústria deve classificar-se necessariamente num ou noutro grupo, em alguns casos, ocorre a concomitância dos dois caracteres apreciados quando, por exemplo, ao lado de uma linha padronizada de artigos, a mesma indústria aceita encomendas para serviços ou produtos específicos, aplicando-lhes, respectivamente, o custo "por processo" e custo "por ordem de fabricação.

Seguindo a mesma linha de raciocínio desses autores, há casos de empresas que, em função da sua forma de operar, no primeiro momento, utilizam-se de um sistema de produção por processo e, em seguida, utilizam-se de um sistema de produção por ordem.

Pode-se citar, como exemplo, uma empresa que produz chocolates: no primeiro momento, utiliza-se da produção por processo, para preparar o chocolate. Em seguida, utiliza o processo por ordem para atender aos pedidos.

Outros autores também convergem com este entendimento, como por exemplo, Martins (1998, p. 157) que menciona:

Muito comumente, encontramos empresas que trabalham parte de uma forma, parte de outra; uma indústria de fechaduras, por exemplo, fabrica pelo menos parte dos componentes em série, de forma contínua, mas o setor de montagens produz por ordem, produzindo ora um tipo ora outro tipo de fechadura.

Neste sentido, Padoveze (1994, p. 213) é enfático ao determinar em qual tipo de produção se pode utilizar o Sistema de Custeio Híbrido, ao realizar o seguinte comentário:

Esse sistema de custeamento é aplicado quando se produzem diversos artigos com a mesma operação ou em diferentes operações, durante períodos relativamente longos, ou quando existem produtos que se apresentam com vários estilos ou modelos, todos construídos de partes fundamentais, mas possuindo características diferentes de acabamento.

### 3.8. MÉTODOS DE CUSTEIO

Padoveze (1994, p. 221) define métodos de custeio como “processo de identificar o custo unitário de um produto, partindo dos custos diretos e indiretos”.

De modo geral, método de custeio é a forma ou critério como os custos são distribuídos ao objeto de custeio<sup>8</sup>. Os métodos de custeio mais tradicionais, segundo Beulke e Bertó (2005, p. 29), são:

- Custeio por Absorção ou Pleno;
- Custeio Variável ou Direto.

Ressalte-se que a principal dificuldade da Contabilidade de Custos para calcular os custos dos produtos e serviços é referente à definição dos critérios a

---

<sup>8</sup> Considera-se um objeto de custeio qualquer atividade ou objeto no qual se deseja uma informação específica de custo, por exemplo, produto, serviço, lote, processo, atividade, um conjunto de atividades etc.

serem utilizados no cálculo dos custos. Na realidade, nos custos estão implícitos os critérios que os tornam adequados a atender a determinados objetivos.

Além dos métodos de custeio mais tradicionais (absorção e variável), existem outros métodos, como por exemplo, o custeio padrão, o custeio por atividades - ABC e o custeio RKW - *Reichskuratorium fur Wirtschaftlichkeit*.

Nos próximos tópicos, discorre-se sobre alguns dos diferentes métodos de custeio abordados pela literatura.

### **3.8.1. Custeio por Absorção**

Este método é o mais utilizado pelas empresas brasileiras, devido à aceitação, principalmente da Legislação do Imposto de Renda e da Contabilidade Financeira. Pode-se dizer que no Brasil, as empresas são obrigadas a utilizar o custeio por absorção para avaliar seus estoques, apurar o resultado do período e elaborar relatórios contábeis.

O custeio por absorção é um método que surgiu da aplicação dos PCGA, que, mesmo com o surgimento de outros critérios, continua sendo válido e utilizado para fins de Demonstrações Contábeis e para apuração de lucros fiscais, na maioria dos países (MARTINS, 1998, p. 42).

Padoveze (1994, p. 222) discorre sobre o custeio por absorção, ao relatar:

É o método tradicional de custeamento, onde, para se obter o custo dos produtos, consideram-se todos os gastos industriais, diretos e indiretos, fixos ou variáveis. Os gastos industriais indiretos ou comuns são atribuídos aos produtos por critérios de distribuição.

Desta forma, no custeio por absorção, todos os custos, sejam fixos ou variáveis, incorridos na produção do período, são apropriados ao custo do produto, ou seja, os custos diretos são apropriados de maneira objetiva e os custos indiretos são apropriados subjetiva ou arbitrariamente. As despesas são registradas na Demonstração do Resultado do Exercício como despesas do período.

Referente ao valor contábil dos produtos em estoques, ressalta-se que, por este método de custeio, ele é composto tanto pelos custos variáveis quanto pelos custos fixos. Desta maneira, pode-se considerar que, por meio deste método, após obter-se o custo total do produto, para se calcular o preço de venda, basta acrescentar-se ao custo total a margem de lucro desejada.

Neste custeio, é importante a separação dos custos e das despesas, já que as despesas são lançadas diretamente ao resultado, enquanto que os custos são apropriados aos produtos e lançados no resultado do período somente quando estes são vendidos.

Referente à utilização deste método, destaca-se a explanação de Beulke e Bertó (2005, p. 33), que mencionam algumas das circunstâncias que justificam a utilização do custeio por absorção:

- Situação de produto único – nessa circunstância, de qualquer forma, esse produto precisa absorver todos os custos;
- Comportamento competitivo monopolista – o consumidor não tem alternativa, e o preço pode ser imposto pelo fabricante;
- Novos produtos – é extremamente comum o lançamento de novos produtos, para os quais não existem parâmetros de mercado ou concorrência. O custeio por absorção pode ser nesse caso um parâmetro inicial;
- Plena ocupação dos mercados alternativos – em empresas que operam numa multiplicidade de mercados, com abrangência interna e/ou externa, tendo a sua capacidade de produção plenamente ocupada, a utilização de um ou outro sistema de custos pode não ser muito relevante, desde que haja um bom resultado final;
- Liderança de preços – empresas líderes de mercado, que estabelecem os preços e são seguidas pelos concorrentes, podem alternativamente utilizar o método de custeio integral para essa finalidade.

### 3.8.2. Custeio Variável ou Direto

O custeio direto é considerado um importante instrumento para tomada de decisões, apesar de questionável segundo o ponto de vista dos PCGA. Este método de custeio permite aos gestores análises relativas a custos e preços, e, ainda, decisões sobre a continuidade, descontinuidade ou alteração de um determinado produto ou serviço.

Beulke e Bertó (2005, p. 34), ao comentarem sobre o custeio direto destacam que ele “parte do princípio de que um produto, uma mercadoria ou um serviço são responsáveis apenas pelos custos e pelas despesas variáveis que geraram”.

Uma das dificuldades para se apurarem os custos é a segregação dos custos entre variável e fixo. Bruni e Famá (2002, p. 200) enfatizam que “um dos maiores problemas dos sistemas de custeio consiste na alocação dos custos indiretos (variáveis ou fixos) aos produtos”.

Diante desta afirmação, verifica-se que a utilização do método de custeio variável facilita o processo de tomada de decisão das empresas. Ele apropria, aos produtos, apenas os custos variáveis, eliminando os custos fixos, que são considerados como inevitáveis e apropriados como despesa do período.

Seguindo esta mesma linha de raciocínio, Martins (1998, p. 216) afirma que:

Com base, portanto, no Custeio Direto ou Custeio Variável, só são alocados aos produtos os custos variáveis, ficando os fixos separados e considerados como despesas do período, indo diretamente para o Resultado; para os estoques só vão, como consequência, custos variáveis.

Assim, o método de custeio direto não evidencia o custo total do produto, mas determina a contribuição de cada produto no resultado das empresas. Neste método, os custos fixos não são considerados de responsabilidade de um ou outro produto, mas, sim, de toda a produção ou de todos os serviços prestados do período.

Finalizando, evidencia-se que, apesar da relevância deste método para o processo de tomada de decisões, em comparação com o custeio por absorção, a sua utilização não é aceita pela Legislação do Imposto de Renda e pelos Auditores Independentes, pois não são incorporados aos estoques os custos fixos e, além disso, não segue os PCGA para registro e elaboração dos relatórios contábeis.

### 3.8.3. Custeio Padrão

O método de custeio padrão surgiu da necessidade de as empresas conhecerem com antecipação as informações dos custos da produção dos produtos ou serviços para utilizá-las no processo de tomada de decisão dos negócios. Usualmente, utiliza-se este método como base para cálculo dos custos, eventos futuros e eventos desejados, que podem ou não acontecer.

O conceito de custo-padrão, de maneira geral, tem uma abordagem de controle e, segundo Beulke e Bertó (2005, p. 34), ele “visa estabelecer a correta utilização dos fatores de produção, servindo como instrumento para o controle das operações da empresa”.

Bruni e Famá (2002, p. 163), ao contextualizarem o custeio padrão, apresentam seu objetivo:

O principal objetivo da utilização do sistema de custeio-padrão consiste no controle dos custos, realizado com base em metas prefixadas para condições normais de trabalho. Empregando custos-padrão, é possível apurar os desvios do realizado em relação ao previsto, identificar as causas dos desvios, adotar providências corretivas e preventivas de erros, que permitem a melhoria do desempenho.

Padoveze (1994, p. 265) corrobora este entendimento, ao afirmar que o principal objetivo do método de custeio-padrão está relacionado aos conceitos de controlabilidade empresarial. Portanto, para este autor, os objetivos mais importantes deste método seriam:

- Determinar o custo que deve ser, o custo correto;
- Definição de responsabilidades e obtenção do comprometimento dos responsáveis por cada atividade padronizada;
- Avaliação de desempenho e eficácia operacional.

Neste sentido, observa-se que o custeio padrão, por meio da comparação entre custo orçado e real, permite de forma eficaz e eficiente o planejamento e controle dos gastos.

Santos (1987, p. 111) complementa o comentário anterior, discutindo a utilidade do custeio padrão na tomada de decisão das empresas:

À medida que as operações vão sendo concluídas, os custos incorridos são comparados aos padrões para fins de apuração das variações, que deverão ser explicadas pelas causas prováveis a fim de alimentar o processo de ação corretiva e a tomada de decisão.

Este método de custeio precisa ser implantado em conjunto com outro método de custeio, que será responsável pela apuração dos custos reais, que tanto pode ser o por absorção como o variável (MARTINS, 1998, p. 332). Assim, as diferenças entre o custo-padrão e o custo real são objetos de análise da Contabilidade de Custos, com o objetivo de controle dos custos da produção.

No que diz respeito à utilização do método de custeio-padrão em conjunto com o outro método de custeio, é importante destacar:

- Quando o método de custeio-padrão é usado junto com o método de custeio por absorção, o custo-padrão de um produto é composto por custos variáveis e custos fixos que foram apropriados via rateio.

Assim, os custos reais podem ser acrescidos de custos referentes às variações dos preços e das quantidades produzidas, além do custo fixo já rateado;

- Quando utilizado com o método de custeio variável, o método do custeio-padrão é mais eficiente, já que, trabalhando somente com os custos variáveis, os custos reais sempre sofrerão alterações proporcionalmente à produção.

As empresas que utilizam o método de custeio-padrão devem proceder aos ajustes referentes às variações com relação ao real, de forma proporcional às quantidades vendidas e estocadas, para efeito de avaliação da produção e dos estoques, no prazo máximo de três meses, conforme Parecer Normativo CST nº. 6/79, item 3.5 (BRUNI; FAMÁ, 2002, p. 162).

O custo-padrão é um custo referência, para efeito de controle, o qual é estimado a partir de quantidade e valor. O custo real é o custo que efetivamente foi realizado na produção do período.

De acordo com Martins (1998, p. 332), existem três tipos de custo-padrão, a saber:

- Custo-padrão ideal – custo desenvolvido em laboratório, com base em minuciosos estudos e cálculos relativos a tempo de produção, consumo e perdas de material.
- Custo-padrão corrente – custo fixado pela empresa para o próximo período para um determinado produto/serviço.
- Custo-padrão estimado – custo que deverá ser, ou seja, é o custo que deverá ser alcançado no período.

#### 3.8.4. Custeio Baseado em Atividade - ABC

O método do custeio baseado em atividades é voltado para a gestão dos custos. Ele surgiu a partir do momento em que as empresas reconheceram que os métodos de custeio tradicionais, baseados em volume, já não atendiam às necessidades do ambiente empresarial atual, devido à diversificação dos produtos e ao aumento dos custos indiretos de fabricação.

Beulke e Bertó (2005, p. 35), ao discorrerem sobre o custeio por atividade comentam: “A característica básica do custeio por atividade (ABC) é a apropriação aos produtos, às mercadorias e aos serviços de todos os custos e despesas diretas possíveis, sejam eles fixos ou variáveis”.

Os métodos tradicionais de custeio foram desenvolvidos para empresas que competem no mercado com base em estratégia de redução de custos de produtos. Para as empresas que participam no mercado com base em estratégia de diferenciação de produtos, os métodos de custeio tradicionais que apropriam os custos indiretos de forma subjetiva e arbitrária não refletem os custos reais dos produtos.

Este entendimento é corroborado por Horngren, Foster e Datar (2004, p. 127), ao mencionarem:

À medida que a competição global se intensifica, as empresas estão produzindo cada vez mais uma crescente variedade de produtos e serviços. Elas estão descobrindo que a fabricação de produtos e serviços diferentes está impondo demandas variadas sobre os seus recursos.

Diante deste fato, e do aumento contínuo dos custos indiretos, tanto em valores absolutos quanto em termos relativos, quando comparados aos custos diretos, percebeu-se a necessidade de identificar e mensurar precisamente os recursos que cada produto consome.

O método de custeio, ou seja, o principal meio encontrado pelas empresas para garantir informações mais precisas, foi o método de custeio ABC (HORNGREN; FOSTER; DATAR, 2004, p. 127).

De acordo com Martins (1998, p. 93), o método ABC é uma metodologia de custeio que reduz as distorções provocadas pelo rateio subjetivo dos custos indiretos e, também, dos custos diretos, principalmente a mão-de-obra direta.

No entanto, Nakagawa (2001, p. 40) estabelece um conceito mais profundo e escreve: “Conceitualmente, o ABC é algo muito simples. Trata-se de uma metodologia desenvolvida para facilitar a análise estratégica de custos relacionados com as atividades que mais impactam o consumo de recursos de uma empresa”.

Nesta mesma linha de raciocínio, Padoveze (1994, p. 237) comenta que o método de custeio baseado em atividades “procura aprimorar o custeamento dos produtos, através de mensurações corretas dos custos fixos indiretos, em cima das atividades geradoras desses custos, para acumulação diferenciada ao custo dos diversos produtos da empresa”.

Assim, Cogan (1999, p. 48) complementa esta definição e comenta sobre os benefícios que ele proporciona:

Um dos benefícios obtidos com o ABC é o de permitir uma melhoria nas decisões gerenciais, pois deixa-se de ter produtos subcusteados ou supercusteados permitindo-se a transparência exigida na tomada de decisão empresarial, que busca em última análise, otimizar a rentabilidade do negócio.

Ainda sobre o custeio por atividades, Cogan (1999, p. 43) ressalta que “o ABC tem como foco os recursos e as atividades como geradores de custos, enquanto que o custeio tradicional focaliza os produtos como geradores de custos”.

Em síntese, o ABC apropria os custos indiretos por atividades e os custos diretos são apropriados diretamente ao produto ou serviço. Através dele é possível eliminar e reduzir atividades que não agregam valor ao processo produtivo, verificar como o tempo está sendo utilizado e, principalmente, apurar os resultados por processos e atividades, ou seja, possibilita a otimização da capacidade competitiva das unidades de negócios.

#### **3.8.5. RKW - Reichskuratorium fur Wirtschaftlichkeit**

O RKW surgiu na Alemanha, no início do século XX, e consiste, basicamente, em apropriar todos os gastos do período (custos e despesas, variáveis e fixos) às unidades produzidas, inclusive as despesas administrativas, financeiras e de comercialização, através de critérios de rateios, e a sua finalidade é a de fixar preço de venda aos produtos.

De acordo com Padoveze (1994, p. 222) este método:

É o prolongamento do conceito de custeio por absorção. Nesse caso, nem as despesas com vendas e administrativas são consideradas como gastos do período. Para o custeio integral, também essas despesas são alocadas aos diversos produtos através de critérios de distribuição.

Neste método, todos os gastos incorridos nas empresas são apropriados aos produtos, ou seja, todos os custos e despesas são acumulados aos diversos departamentos, atividades ou processos, para depois serem distribuídos, de forma que todos os custos e despesas sejam apropriados aos produtos (MARTINS, 1998, p. 236).

Nakagawa (2001, p. 41) enfatiza: “Pode-se considerar também como precursor do ABC o próprio método alemão conhecido como RKW (*Reichskuratorium fur Wirtschaftlichkeit*)”.

Portanto, como no custeio ABC, este método possibilita a apropriação de todos os custos e despesas a todos os produtos.

Nota-se que, caso os critérios de rateios dos custos e despesas fixas, utilizados neste método de custeio, fossem perfeitos, ele nos daria o gasto completo de todo o processo empresarial de obtenção de receita, bastando apenas adicionar o lucro desejado (MARTINS, 1998, p. 236).

### 3.9. FORMAS DE CUSTEIO

Os custos podem ser calculados de duas formas, ou seja, antes ou depois de sua ocorrência. Usualmente, encontramos na literatura as formas de custeio com as seguintes denominações:

- Pós-determinado;
- Predeterminado, que pode se estimado ou padrão.

### 3.9.1. Formas de Custeio Pós-determinado

A forma de custeio pós-determinado é baseada em custo histórico ou real. Nele, os custos são registrados tais como ocorrem, ou seja, ele é caracterizado por custos passados. Portanto, os custos pós-determinados só são calculados após o término da produção dos produtos ou da realização dos serviços prestados.

Padoveze (1994, p. 222) conceitua custo real, ao mencionar: “O custo real dos produtos é calculado com dados dos gastos industriais já ocorridos na produção”.

Sott (2003, p. 26) define que os custos pós-determinados são “os custos registrados pela Contabilidade de Custos no seu valor original, que constam de documentos hábeis, sendo seus valores determinados com elevada objetividade”.

Ressalta-se que os custos pós-determinados podem ser usados tanto no sistema de custeio por ordem de produção como em um sistema de custeio por processo de fabricação.

### 3.9.2. Formas de Custeio Predeterminado

A forma de custeio predeterminado é baseada em custo estimado e custo-padrão. Nessa forma de custeio, os custos são definidos por meio da previsão do plano de produção e dos preços, tanto do material direto como da mão-de-obra direta e dos custos gerais de fabricação, ou seja, ele é caracterizado por custos

futuros. Portanto, os custos predeterminados são calculados antes do início da produção dos produtos ou da realização dos serviços contratados.

A utilização desta forma de custeio permite aos gestores o prévio conhecimento dos custos da produção que será iniciada para depois compará-lo ao custo real. As variações resultantes da comparação entre o custo real e o custo predeterminado são registradas para apuração das diferenças (a maior ou a menor).

Bruni e Famá (2002, p. 162) comentam que o “custo padrão diferencia-se do estimado em razão de apresentar maior rigor técnico e busca de eficiência em sua estimativa”.

De modo geral, os custos predeterminados estimados são baseados em informações de custos anteriores, ajustados em função dos gastos que afetarão os custos futuros.

Martins (1998, p. 330) determina custos estimados conforme relatado abaixo:

Custos estimados seriam melhorias técnicas introduzidas nos custos médios passados, em função de determinadas expectativas quanto a prováveis alterações de alguns custos, de modificações no volume de produção, de mudanças na qualidade de materiais ou do próprio produto, introduções de tecnologia diferentes etc.

Ainda sobre custo estimado vale destacar a definição de Bruni e Famá (2002, p. 162):

Custo estimado: estabelecido com base em custos de períodos anteriores, ajustados em função de expectativas de ocorrências futuras, porém sem muito questionamento sobre as quantidades (materiais/mão-de-obra) aplicadas nos períodos anteriores e respectivos custos. Em geral, é empregado para cálculo de taxas de aplicação dos custos indiretos de fabricação, podendo ser estendido aos custos diretos.

Entretanto, Sott (2003, p. 23) enfatiza que “os custos estimados acabam projetando para o futuro eficiências ou ineficiências, dado ao pouco questionamento do passado”.

Com relação ao custo predeterminado padrão, pode-se ressaltar que ele é definido com base em estudos científicos. A definição do custo-padrão é importante para o processo de controle e avaliação de desempenho das unidades de negócios.

Para finalizar, cita-se Bruni e Famá (2002, p. 163) que apresentam a seguinte definição para custo-padrão:

Custo-padrão: estabelecido com mais critério, representa o que determinado produto deveria custar, em condições normais de eficiência do uso do material direto, da mão-de-obra, dos equipamentos, de abastecimento do mercado fornecedor e da demanda do mercado consumidor. Pode ser ideal - quando obtido com base em estudos científicos, desprezando ineficiências e apresentando, portanto, poucas chances de ser alcançado – ou corrente – quando considera as características normais do processo e do produto (incluindo qualidade de materiais, ineficiências, paradas, etc.), que representam a meta a ser alcançada em determinado período.

### 3.10. RESUMO

O objetivo deste capítulo foi o de apresentar o Sistema de Informações Contábeis e seus principais conceitos. Procurou-se demonstrar a importância da Contabilidade no processo de gestão das empresas, destacando-a como o mais adequado instrumento de informação, capaz de auxiliar os gestores na tomada de decisões e no planejamento dos negócios.

Discorreu-se sobre as diversas abordagens da Contabilidade, inclusive a estratégica e, ainda, sobre o Sistema de Contabilidade de Custos e seus Sistemas, Métodos e Formas de Custeio.

No próximo capítulo serão abordados os principais conceitos do processo de produção conjunto.

## 4. SISTEMA DE CUSTEIO DA PRODUÇÃO CONJUNTA

### 4.1. PRODUÇÃO CONJUNTA

Denomina-se produção conjunta o sistema de produção que, a partir do processamento de uma única matéria-prima, produz dois ou mais produtos principais e outros de menor importância.

De acordo com Padoveze (1994, p. 214), produção conjunta “é o aparecimento de diversos produtos a partir da mesma matéria-prima”.

Sott (2003, p. 1) define produção conjunta como o processo de produção em que, de uma única matéria-prima, resultam simultaneamente “n” produtos, inclusive subprodutos e sucatas.

Segundo Ludícibus (1993, p. 159): “Empresas com processo de produção conjunta são aquelas em que, basicamente, a partir do processamento, em várias fases e departamentos, da mesma matéria-prima básica obtemos vários produtos”.

Na mesma linha Backer e Jacobsen (1984, p. 194) definem: “Quando dois ou mais produtos emergem de uma mesma matéria-prima ou processo, ou de várias matérias-primas e processos, a produção é chamada de produção conjunta”.

Martins (1998, p. 177) afirma: “Produção conjunta é o aparecimento de diversos produtos a partir, normalmente, da mesma matéria-prima”.

A produção conjunta é uma das principais características do sistema de produção por processo. No entanto, em alguns casos, ela também ocorre no sistema

de produção por ordem, como no caso das marcenarias, que, a partir de uma tora de madeira, fabricam diversos móveis (MARTINS, 1998, p. 177).

Em algum momento deste processo, é possível identificar e separar os produtos conjuntos que passam a ter valor de venda. Este momento é denominado ponto de separação.

De acordo com Maher (2001, p. 333), ponto de separação é o “estágio do processo de produção em que dois ou mais produtos são separados”.

Para Sott (2003, p. 29): “O ponto de separação é o ponto no qual os produtos conjuntos se tornam separados e identificáveis”.

Horngren, Foster e Datar (2004, p. 70) definem: “O ponto de separação é a junção em um processo de produção conjunta, quando dois ou mais produtos se tornam separadamente identificáveis”.

Segundo Horngren (1985, p. 94):

O ponto de separação é a fase da produção na qual os produtos conjuntos passam a ser identificáveis isoladamente. Quaisquer custos além desta fase chamam-se custos separáveis, por não fazerem parte do processo conjunto e poderem ser identificáveis exclusivamente com cada um dos produtos.

Em síntese, o ponto de separação é o momento no processo de produção conjunta, quando os produtos conjuntos são separados e identificados. A partir deste ponto, os produtos conjuntos podem ser vendidos ou enviados para outras unidades de processo.

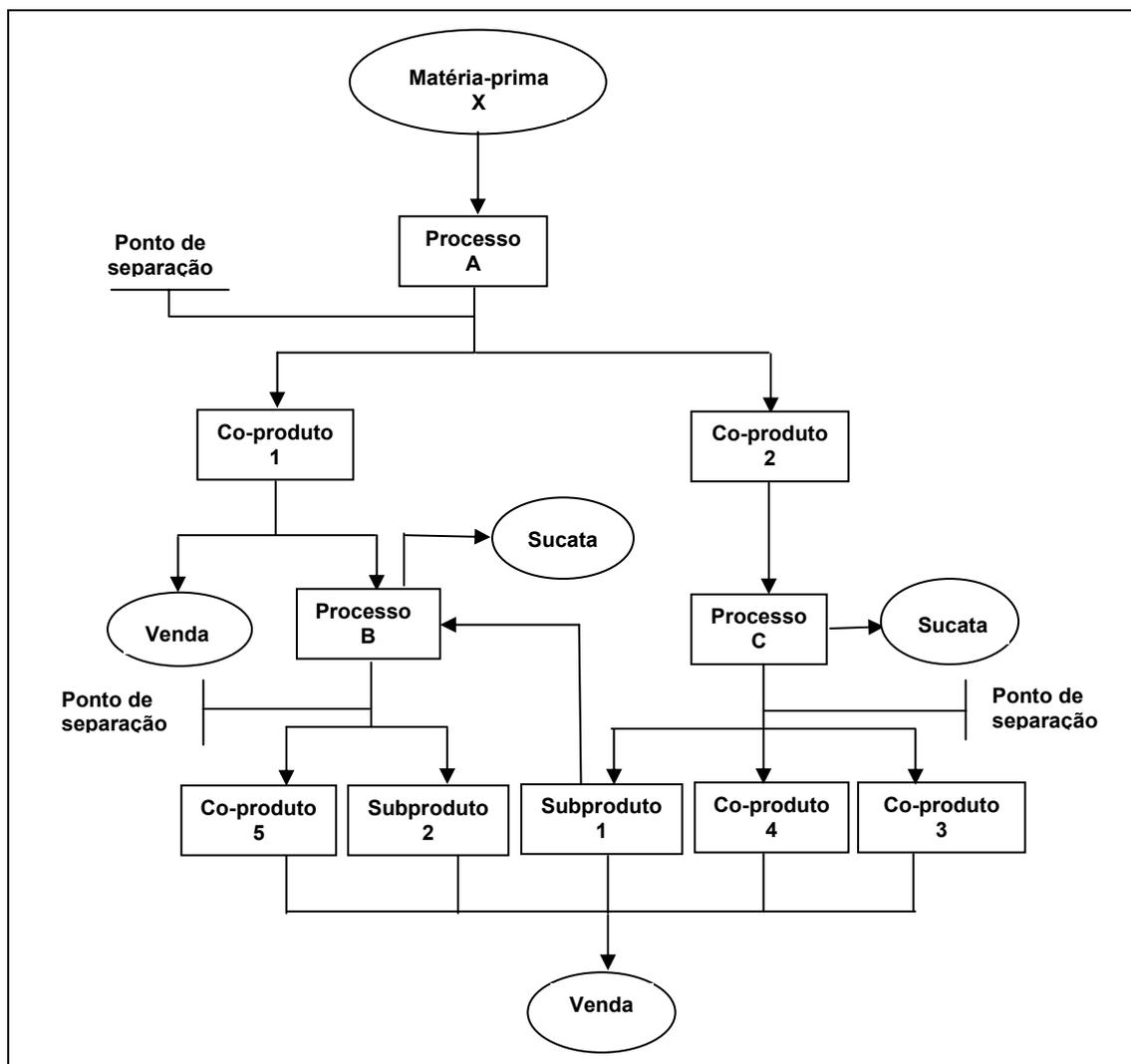


Figura 8 - Fluxo do processo de produção conjunta  
 Fonte: O autor (2006).

O diagrama apresentado na figura 8 ilustra o fluxo do processo de produção conjunta.

Inicialmente, a matéria-prima “X” é processada no processo “A” e, após o ponto de separação, surgem os co-produtos 1 e 2. O co-produto 1 poderá ser vendido para terceiros ou poderá ser processado mais uma vez no processo “B”, em que são gerados, após o ponto de separação, o co-produto 5 e o subproduto 2, ambos destinados à venda, e também sucatas, que devem ser repassadas para empresas de reciclagem.

O co-produto 2 deve ser enviado para novo processamento no processo “C”, em que serão gerados os co-produtos 3 e 4, que devem ser vendidos, o subproduto 1, que pode ser vendido ou receber novo processamento no processo “B”, e sucatas, que devem ser destinadas à reciclagem.

Para a Contabilidade de Custos, a formação do custo dos produtos conjuntos é um problema, pois a questão básica é quanto do custo de produção incorrido antes da separação deve ser alocado a cada um dos produtos conjuntos (BRUNI; FAMÁ, 2002, p. 189).

O quadro 11 apresenta exemplos de situações de produção conjunta em diversos segmentos econômicos. Uma das características dessa produção é que nenhum produto individual pode ser produzido sem ocorrer, conseqüentemente, o surgimento de outros produtos. No entanto, em alguns casos, a proporção dos produtos conjuntos pode variar (HORNGREN; FOSTER; DATAR, 2004, p. 70).

Em alguns processos de produção conjunta, a proporção de produtos conjuntos é fixa, como, por exemplo, no processo de abate de bovinos: as quantidades de produtos não podem ser modificadas pelo processo, ou seja, tem-se apenas um cupim, um par de costelas, uma picanha etc.

Em outros processos de produção conjunta, a proporção de produtos conjuntos pode variar, como, por exemplo, no processo de refino de petróleo bruto: a proporção de gasolina, óleo diesel, óleo combustível, nafta e outros pode ser modificada, caso a empresa decida adicionar alguns custos para alterar o processo de produção.

SEGMENTO ECONÔMICO	MATÉRIA-PRIMA	PRODUTOS CONJUNTOS
<b>Agrícola e alimentício</b>	Cacau	Manteiga de cacau, chocolate em pó, etc.
	Bovinos, suínos, caprinos, etc.	Carnes <i>in natura</i> , couro, tripas, ossos, gordura, etc.
	Aves	Peito, asas, coração, coxas, miúdos, etc.
	Leite <i>in natura</i>	Creme de leite, nata, etc.
	Cana-de-açúcar	Açúcar, álcool, vinhoto, bagaço, etc.
	Papel	Jornal, cartolina, etc.
	Grãos (milho, trigo, etc)	Farinha, farelos, restolhos, etc.
	Caroço do algodão	Óleo, farinha, casca, penugem, etc.
<b>Extrativo</b>	Gás natural	Butano, etano, propano, etc.
	Petróleo	Gasolina, nafta, querosene, óleo diesel, etc.
	Carvão	Coque, gás, benzena, piche, etc.
	Minério de cobre	Cobre, chumbo, zinco, etc.
	Sal	Hidrogênio, cloro, soda cáustica, etc.
	Madeira	Tábuas de graus, ripas, barrotes, serragem, etc.
<b>Químico</b>	Sebo	Sabão e glicerina.
	GLP não refinado	Butano, etano, propano
<b>Serviços</b>	<i>Hardware</i> de telecomunicação	Chamadas interurbana e local
	Seringa descartável (coleta de sangue)	Vários tipos de exames

Quadro 11 - Exemplos de situações de produção conjunta  
 Fonte: Adaptado de Horngren, Foster e Datar (2004, p. 71).

## 4.2. PRODUTOS CONJUNTOS

Do processo de produção conjunta, após o ponto de separação, surgem os produtos conjuntos, que são produtos provenientes de uma mesma matéria-prima. Usualmente, os produtos conjuntos são classificados como: Co-produtos, Subprodutos e Sucatas.

Atualmente, com a modernização dos sistemas de produção, muitos produtos que anteriormente não tinham valor de mercado passaram a ser comercializados.

Padoveze (1994, p. 214) define: “Produtos conjuntos são aqueles produzidos simultaneamente a partir de uma mesma matéria-prima inicial e que possuem, quando acabados, valores de venda significativos, equivalentes ou diferenciados”.

De acordo com Bruni e Famá (2002, p. 190):

A natureza dos produtos obtidos permite classificá-los em co-produtos – que correspondem aos produtos principais que contribuem substancialmente para o faturamento da empresa -, subprodutos – produtos que decorrem naturalmente do processo produtivo de co-produtos, que apresentam baixo valor de mercado relativo aos co-produtos – ou sucatas – produtos que podem ou não surgir do processo produtivo convencional ou de co-produtos e subprodutos rejeitados que podem ser vendidos ou reciclados como combustível para caldeiras e outros.

Para Maher (2001, p. 333), produtos conjuntos são os “produtos que resultam dos mesmos insumos e do mesmo processo de produção”.

A principal característica dos produtos conjuntos é que nenhum deles pode ser produzido sem o surgimento dos outros produtos.

Os produtos conjuntos são classificados em co-produto, subproduto e sucata, normalmente com base no valor relativo de venda dos mesmos, conforme representado na figura 9. Entretanto, a classificação pode variar com o passar do tempo.

A classificação dos produtos conjuntos pode, também, ser definida com base nos objetivos estratégicos da empresa, no esquema de lucro, na existência de mercado e na necessidade de processamento adicional (BACKER; JACOBSEN, 1984, p. 195).

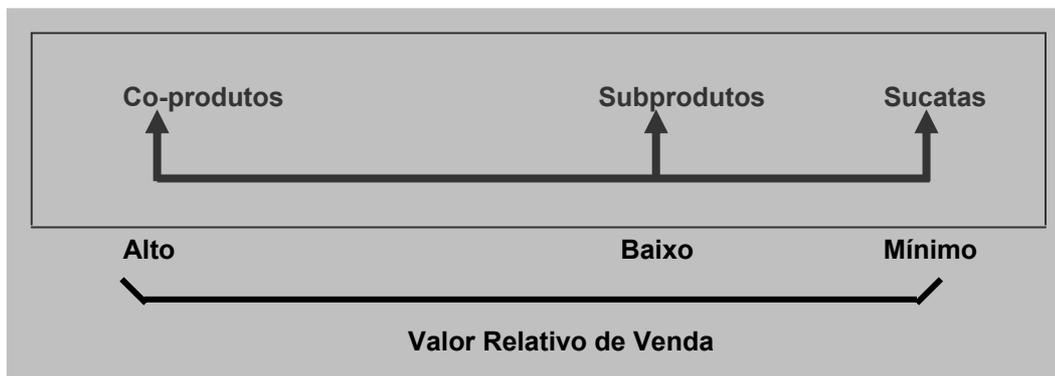


Figura 9 - Co-produtos, Subprodutos e Sucatas

Fonte: Horngren, Foster e Datar (2004, p. 71)

Para Horngren, Foster e Datar (2004, p. 70):

Os co-produtos têm valor de venda relativamente alto, mas não são identificáveis isoladamente como produtos individuais até o ponto de separação. Quando um processo gerador de dois ou mais produtos origina um único produto com valor de venda relativamente alto, este produto é denominado Produto Principal. Um subproduto tem valor baixo de venda, em comparação com o(s) produto(s) principal (ais) e o (s) co-produto (s). A sucata tem valor de venda mínimo.

Backer e Jacobsen (1984, p. 195) ressaltam que a classificação dos produtos conjuntos não é simplesmente acadêmica, pois ela determina qual o critério contábil será utilizado, o que provocará efeito importante sobre o lucro.

No que diz respeito à conceituação de co-produtos, subprodutos e sucatas, pode-se citar, também, Santos (1987, p. 137), que define:

- Sucatas: são resíduos que podem ou não ser decorrência normal do processo de produção, não possuindo valor de venda e condições de negociabilidade boas. As rendas provenientes da venda de sucatas são lançadas diretamente em receitas eventuais;
- Co-produtos: são os produtos decorrentes da produção conjunta, sendo que cada um não possui maior importância do que os outros, tendo todos posição relevante no mercado. São produzidos simultaneamente e não há maneira objetiva de determinação do custo aplicável a cada um deles;
- Subprodutos: Trata-se de um ou mais produtos de valor relativamente pequeno, produzidos simultaneamente com outro produto de maior valor, denominado produto principal. É consequência normal do processo produtivo e tem condições de negociabilidade na sua forma original, ou com processamento adicional.

### 4.3. APROPRIAÇÃO DOS CUSTOS CONJUNTOS

De modo geral, o custo conjunto é aquele decorrente do processo de produção conjunta, incorrido antes do ponto de separação do processo e que não pode ser identificado em qualquer um dos produtos conjuntos.

Para Horngren, Foster e Datar (2004, p. 70): “Custos conjuntos são os custos de um processo que resultam na produção simultânea de múltiplos produtos. Considere a destilação de carvão, que resulta em coque, gás natural e outros produtos”.

Segundo Horngren (1985, p. 94), custos conjuntos são:

[...] custos dos produtos fabricados com volumes de vendas significativos, produzidos por um processo ou por uma série de processos que não podem ser diferenciados para cada produto enquanto não se chega a uma certa etapa de produção conhecida como ponto de separação.

Padoveze (1994, p. 215) afirma que: “Os custos conjuntos são os custos incorridos até um ponto determinado do processo produtivo, onde ainda não podem ser identificados valores para os produtos conjuntos que dele são originados”.

De acordo com Santos (1987, p. 132): “Os custos conjuntos são aqueles decorrentes da produção conjunta, incorridos antes do ponto em que os diversos produtos emergem como unidades individuais”.

Diante dessas definições, percebe-se que a principal característica dos custos conjuntos é a sua indivisibilidade, pois é praticamente impossível identificá-los por produto ou serviço.

Esta característica torna a apropriação dos custos conjuntos um problema, pois, qualquer que seja o critério utilizado para apropriar esses custos, sempre haverá subjetividade na apropriação dos mesmos.

Ao contrário dos custos comuns, que são acumulados e apropriados com bases significativas e com certa facilidade aos produtos e serviços, os custos conjuntos são apropriados de forma arbitrária, qualquer que seja o método empregado (SANTOS, 1987, p. 133).

A Contabilidade de Custos utiliza-se de critérios de apropriação que servem, basicamente, para a valoração dos estoques e apuração do custo dos produtos vendidos. Essas informações são imprescindíveis na elaboração das demonstrações financeiras das empresas, porém são irrelevantes para a tomada de decisão gerencial, devido à arbitrariedade desses critérios de apropriações.

Para Leone (2000, p. 338): “Normalmente, o cálculo e a alocação dos custos conjuntos só interessa às finalidades de determinação da rentabilidade, de avaliação do patrimônio e de determinação de preços para longo prazo”.

Horngren, Foster e Datar (2004, p. 71) apresentam algumas situações em que existe a necessidade da apropriação dos custos conjuntos aos produtos e serviços:

- Apuração dos custos inventariáveis e do custo dos produtos vendidos para fins de contabilidade financeira e relatórios às autoridades tributárias;
- Apuração dos custos inventariáveis e do custo dos produtos vendidos para fins de relatórios internos. Tais relatórios são usados na análise da rentabilidade da divisão e afetam a avaliação do desempenho dos gerentes das divisões;
- Reembolsos de custos de contratos às empresas que têm alguns, mas não todos, de seus produtos ou serviços reembolsados sob os contratos de custo-mais como, por exemplo, uma agência do governo;
- Apuração dos acertos de seguros para indenização de danos com base nas informações de custo pelas empresas que têm produtos conjuntos, produtos principais ou subprodutos.

Diferentemente dos custos indiretos, que são apropriados através de critérios de causa e efeito e de benefícios recebidos, os custos conjuntos são apropriados com base em critérios de mercado, como, por exemplo, o valor de realização, margem bruta, entre outros, e de medidas físicas, como peso e volume (HORNGREN; FOSTER; DATAR, 2004, p. 72).

Com relação à apropriação dos custos conjuntos, pode-se perceber, tanto na literatura nacional como na estrangeira, que não existe consistência na utilização das expressões “métodos” e “critérios” para tratar das diversas opções dessas apropriações (SOTT, 2003, p. 46).

No entanto, para que os objetivos deste trabalho sejam alcançados com objetividade, serão apresentados os 04 (quatro) principais critérios de apropriação dos custos conjuntos, conforme entendimento de Martins (1998, p. 179). São eles:

- a) Critério do valor de mercado;
- b) Critério dos volumes produzidos;
- c) Critério da igualdade do lucro bruto;
- d) Critério das ponderações.

Estes critérios são conceituados e, para melhor compreensão, exemplificados a seguir. Para ilustrar a aplicação dos quatro critérios de apropriação dos custos conjuntos, utilizar-se-ão os dados hipotéticos de uma refinaria de petróleo, apresentados no quadro 12.

Produtos conjuntos	%	Custos conjuntos (MP + MOD + CIF) (\$)	Volume de derivados produzidos (m <sup>3</sup> )	Preço de venda unitário (\$)
Gasolina	42		328	1.033,13
Óleo diesel	34		265	703,96
Nafta	7		55	1.011,81
Solventes	7		55	709,43
GLP	5		39	211,67
Óleo combustível	5		39	195,38
	<b>100</b>	<b>525.000,00</b>	<b>780</b>	

Quadro 12 - Dados hipotéticos para exemplificação dos critérios  
Fonte: O autor (2006).

#### 4.3.1. Critério do Valor de Mercado

O critério de apropriação dos custos conjuntos com base no valor de mercado realiza a distribuição dos custos de forma proporcional ao total de receitas obtidas por cada co-produto.

Bruni e Famá (2002, p. 191) ressaltam que este critério:

[...] baseia-se na suposição de que os preços de vendas devem estar relacionados aos custos dos produtos – o que nem sempre é verdade, já que o principal determinante do preço consiste no valor percebido pelo produto no mercado, fruto da relação entre demanda e oferta.

Segundo Backer e Jacobsen (1984, p. 196): "Os custos conjuntos totais são rateados entre os diversos produtos na proporção dos valores de venda da produção de cada produto em relação ao valor de venda da produção total".

Para Vanderbeck e Nagy (2001, p. 304), que utilizam a denominação método do valor relativo de venda: "Esse método supõe um relacionamento direto entre preços de venda e custos conjuntos. Segue a lógica de que a maior parte do custo conjunto deve ser atribuída ao produto que tem o valor mais alto de venda".

Martins (1998, p. 179) ressalta que:

Este método é o mais utilizado na prática, mais em função de inexistência de outros melhores do que por méritos próprios, já que a alegação de que produtos de maior valor são os que recebem ou têm condições de receber maior custo carece de maior racionalidade.

Porém, para Horngren, Foster e Datar (2004, p. 73), que denominam método do valor de venda no ponto de separação, neste critério:

Os custos são apropriados aos produtos na proporção das receitas esperadas. Esse é um método direto e intuitivo. A base de apropriação de custos (total no valor de venda na separação) é expressa em termos de um denominador comum (a quantia de receitas), sistematicamente registrado no sistema contábil.

Para Gatti e Grinnell (2000, p. 21), o critério do valor de mercado é o mais preferível, devido ao fato de as diferenças na qualidade e características de performance dos produtos serem refletidas no preço de mercado.

Para ilustrar a aplicação deste critério, apresenta-se, no quadro 13, o resultado da distribuição dos custos conjuntos aos co-produtos, de acordo com os dados hipotéticos apresentados no quadro 12.

Produtos conjuntos	Quantidade produzida (m3) (1)	Preço de venda unitário (\$) (2)	Receita de venda total		Custo conjunto total (\$) (5) = (4)x(525.000)	Custo conjunto unitário (\$) (6)=(5)/(1)
			(\$) (3)=(1)x(2)	(%) (4)		
Gasolina	328	1.033,13	338.455,00	53,3	279.825,00	854,17
Óleo diesel	265	703,96	186.690,00	29,4	154.350,00	582,01
Nafta	55	1.011,81	55.245,00	8,7	45.675,00	836,54
Solventes	55	709,43	38.735,00	6,1	32.025,00	586,54
GLP	39	211,67	8.255,00	1,3	6.825,00	175,00
Óleo combustível	39	195,38	7.620,00	1,2	6.300,00	161,54
<b>Total</b>	<b>780</b>		<b>635.000,00</b>	<b>100</b>	<b>525.000,00</b>	

Quadro 13 - Critério do valor de mercado

Fonte: O autor (2006).

#### 4.3.2. Critério dos Volumes Produzidos

Segundo Feller (1977), o critério de apropriação dos custos conjuntos com base no volume de produção era o mais utilizado pela Indústria do Petróleo. Em

princípio, este critério parecia ser o mais lógico, mas, com o passar do tempo, principalmente devido ao avanço tecnológico, notou-se que ele poderia distorcer os resultados.

Basicamente, a apropriação dos custos através deste critério é feita a partir da proporção relativa dos produtos ao total da quantidade física utilizada no processo produtivo.

Segundo Leone (2000, p. 342), que denomina este enfoque de critério das unidades produzidas:

O critério das unidades produzidas é um critério quantitativo. É destacado porque, dos critérios quantitativos, é o mais usado. Porém, possui as mesmas desvantagens de qualquer critério com base nas características físicas, quando os resultados são comparados com a posição comercial dos produtos. Sua vantagem principal reside no fato de que é um critério de fácil entendimento e fácil aplicação.

Backer e Jacobsen (1984, p. 200) denominam-no método da medição quantitativa da produção, e ressaltam que:

[...] neste método os custos são alocados aos produtos através de rateio baseado nas unidades quantitativas da produção, ou seja, quilos, toneladas, galões, etc. Tal método, geralmente, não pode ser utilizado quando a produção consiste em tipos diferentes de unidades.

Martins (1998, p. 181) destaca que este método poderia ser válido, caso os produtos tivessem as mesmas características, inclusive no preço de mercado.

Bruni e Famá (2002, p. 192) utilizam a denominação método do volume produzido e afirmam que este critério “apropria os custos de forma unitária – isto é, igualmente para todos os produtos fabricados pela empresa”.

De acordo com Santos (1987, p. 135), que emprega a denominação método da unidade quantitativa:

O princípio que rege este método é o de que todos os produtos que emergem de um mesmo processo deveriam receber uma parcela proporcional dos custos com base na quantidade produzida de cada produto, mensurada pela unidade de medida escolhida.

No quadro 14, pode-se observar o resultado da utilização deste critério de apropriação dos custos conjuntos apresentados no quadro 12.

Produtos conjuntos	Quantidade produzida		Custo conjunto total (\$) (3) = (2)x(100.000)	Custo conjunto unitário (\$) (4)=(3)/(1)
	(m3) (1)	(%) (2)		
Gasolina	328	42,0	220.500,00	673,08
Óleo diesel	265	34,0	178.500,00	673,08
Nafta	55	7,0	36.750,00	673,08
Solventes	55	7,0	36.750,00	673,08
GLP	39	5,0	26.250,00	673,08
Óleo combustível	39	5,0	26.250,00	673,08
<b>Total</b>	<b>780</b>	<b>100</b>	<b>525.000,00</b>	

Quadro 14 - Critério dos volumes produzidos

Fonte: O autor (2006).

### 4.3.3. Critério da Igualdade do Lucro Bruto

O critério de apropriação dos custos conjuntos com base na igualdade do lucro bruto é aplicado de modo que a percentagem da margem bruta seja idêntica para todos os produtos conjuntos.

Conforme Bruni e Famá (2002, p. 193): “O método de formação de custos de co-produtos com base na igualdade do lucro bruto total prevê que este último seja dividido pelo total de unidades produzidas, obtendo-se um lucro bruto unitário igual para todos os produtos”.

Martins (1998, p. 181) comenta: “Já que qualquer critério é arbitrário, poder-se-ia distribuir o Custo Conjunto de tal forma que cada produto tivesse o mesmo lucro bruto por unidade”.

Para melhor entendimento do critério da igualdade do lucro bruto, demonstres-se a seguir, com base nos dados hipotéticos do quadro 12, o cálculo do lucro bruto unitário para todos os co-produtos.

O lucro bruto unitário é calculado da seguinte forma:

(+) Receita de venda total (Quadro 13).....	\$635.000,00
<u>(-) Custo conjunto total (Quadro 13).....</u>	<u>\$525.000,00</u>
(=) Lucro bruto total .....	\$110.000,00
Quantidade produzida (Quadro 13).....	780 m <sup>3</sup>
Lucro bruto unitário (350.000/780).....	\$141,03

No quadro 15, são apresentados os custos conjuntos unitários e totais obtidos após a utilização do critério da igualdade do lucro bruto, com base no lucro bruto unitário calculado acima e nos dados hipotéticos relacionados no quadro 12.

Produtos conjuntos	Quantidade produzida (m3) (1)	Preço de venda unitário (\$) (2)	Lucro bruto unitário	Custo conjunto unitário (\$) (4)=(2)-(3)	Custo conjunto total (\$) (5)=(4)x(1)
			(\$) (3)		
Gasolina	328	1.033,13	141,03	892,11	292.255,00
Óleo diesel	265	703,96	141,03	562,93	149.290,00
Nafta	55	1.011,81	141,03	870,79	47.545,00
Solventes	55	709,43	141,03	568,41	31.035,00
GLP	39	211,67	141,03	70,64	2.755,00
Óleo combustível	39	195,38	141,03	54,36	2.120,00
<b>Total</b>	<b>780</b>				<b>525.000,00</b>

Quadro 15 - Critério da igualdade do lucro bruto

Fonte: O autor (2006).

#### 4.3.4. Critério das Ponderações

A apropriação dos custos conjuntos com base no critério das ponderações é realizada através da ponderação de cada co-produto de acordo com suas características físicas, de mercado, entre outras.

Conforme Sott (2003, p. 58), os fatores de produção que devem ser considerados na ponderação são: grau de dificuldade, importância, facilidade de venda etc.

É importante ressaltar que o critério das ponderações é, também, um critério bastante subjetivo, mas, em alguns casos, gera bons resultados (MARTINS, 1998, p. 183).

Para Santos (1987, p. 136):

Este método é baseado na premissa de que os produtos conjuntos deveriam receber custos conjuntos em conformidade com as dificuldades encontradas na sua obtenção. Assim, os fatores de produção, devidamente analisados, receberiam ponderações. Estes fatores poderiam ser: peso de cada unidade, tipo de mão-de-obra utilizada, quantidade do material, etc.

Em síntese, para realizar a apropriação dos custos conjuntos por meio deste critério, deve-se, primeiro, obter a média ponderada, multiplicando o número de unidades de cada co-produto pelo fator de ponderação, que deve ser determinado para cada produto conjunto pela empresa, e em seguida multiplicar pelo custo médio unitário.

O quadro 16 demonstra o resultado obtido pela utilização deste critério de apropriação dos custos conjuntos apresentados no quadro 12.

Produtos conjuntos	Grau de ponderação	Quantidade produzida (m3)	Ponderação total		Custo conjunto total (\$)	Custo conjunto unitário (\$)
			(3)=(2)x(1)	(%)		
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(525.000) x(4)	(6)=(5)/(2)
Gasolina	0,7	328	229	29,5	154.969,88	473,05
Óleo diesel	1,5	265	398	51,2	268.825,30	1.013,67
Nafta	1,2	55	66	8,4	44.277,11	810,94
Solventes	0,9	55	49	6,3	33.207,83	608,20
GLP	0,8	39	31	4,0	21.084,34	540,62
Óleo combustível	0,1	39	4	0,5	2.635,54	67,58
<b>Total</b>		<b>780</b>	<b>777</b>	<b>100</b>	<b>525.000,00</b>	

Quadro 16 - Critério das ponderações

Fonte: O autor (2006).

#### 4.4 CUSTOS CONJUNTOS PARA FINS DE DECISÃO

Normalmente, nos processos de produção conjunta existem três tipos básicos de tomada de decisão, sendo que a primeira está relacionada ao planejamento da produção de um determinado período, a segunda é referente à decisão de processar novamente um produto específico ou vendê-lo no estágio em que se encontra e, por fim, a terceira que diz respeito à precificação.

Destaca-se que a programação da produção conjunta de um determinado período poderá ser um problema, caso haja complexidade nas diversas alternativas de comercialização dos produtos conjuntos e, sobretudo, limitação da capacidade de produção em algum ponto do processo.

A seguir, será citada a opinião de alguns autores a respeito da utilização dos custos conjuntos unitários na tomada de decisão.

Backer e Jacobsen (1984, p. 201) afirmam que:

Conquanto a contabilidade de custos de produtos conjuntos seja essencial para a medição do lucro, os custos de produtos daí derivados têm pouco valor para as decisões a serem tomadas pela direção da empresa. Para dar mais ênfase, diremos que o uso de custos de produtos nas decisões de direção de uma empresa muitas vezes levará a decisões errôneas.

Leone (2000, p. 338) comenta que: “Qualquer tentativa para basear as decisões gerenciais em distribuições arbitrárias dos custos comuns é muito difícil de sustentar”.

De acordo com Ludícibus (1993, p. 160):

Como tais métodos foram inicialmente imaginados para atender a finalidades fiscais, mais para apropriação de custos e resultados, e por serem, em grau variado arbitrários, normalmente, têm pouca validade para finalidades gerenciais, sendo que, quando estivermos na posição de tomar decisões sobre se vale a pena ou não continuar processando produtos conjuntos para obter outros produtos, com a maior margem de rentabilidade ou mesmo para avaliar a rentabilidade relativa dos produtos conjuntos, pouca utilidade têm os métodos de alocação anteriormente enunciados [...].

Segundo Maher (2001, p. 340):

Como resultado, o rateio de custos conjuntos sempre é arbitrário. Se os custos rateados aos produtos forem utilizados como instrumentos para tomada de decisão, a decisão deve levar em conta as limitações que esses custos rateados apresentam.

Pode-se verificar que nenhum dos autores citados anteriormente afirma que os custos conjuntos não auxiliam o processo de tomada de decisão, mas, por outro lado, são incisivos ao comentarem que, independentemente do critério de apropriação dos custos conjuntos utilizado, o custo conjunto unitário não deve ser utilizado no processo de tomada de decisão.

Segundo Martins (1998, p. 179):

Do ponto de vista administrativo, quer gerencial ou de controle, essas alocações são de todo irrelevantes, já que para decisões interessam apenas os valores de receita total dos co-produtos contra o custo total de obtê-los, já que não se consegue normalmente chegar a um co-produto sem obter o outro, e para controle são mais importantes os custos por operação do que por produto.

Este autor também considera os custos conjuntos unitários irrelevantes para tomada de decisão e afirma que o custo da produção conjunta total e a receita total obtida é que devem ser considerados nas decisões.

Backer e Jacobsen (1984, p. 203) corroboram: “Numa operação de custos conjuntos são apenas as rendas e custos totais que têm relevância e não as receitas e custos dos produtos individuais”.

Assim, pode-se concluir que o planejamento da produção conjunta deve ser fundamentado no valor de realização dos produtos conjuntos, ou seja, deve ser priorizada a produção dos produtos de maior valor agregado.

Horngren, Foster e Datar (2004, p. 79) consideram que os critérios de apropriação dos custos conjuntos não devam orientar decisões gerenciais, mesmo que o produto conjunto seja vendido ou processado novamente, sobretudo nas decisões de precificação do produto, pois são todos de certa maneira arbitrários. Estes mesmos autores afirmam que: “Do jeito que está na maioria dos custeios conjuntos, os preços de venda direcionam as apropriações de custos conjuntos; as apropriações de custos conjuntos não direcionam a precificação”.

Backer e Jacobsen (1984, p. 203) seguem esta mesma linha e ressaltam que “o custo unitário computado para um co-produto geralmente não deve ser usado como base para a fixação do preço de venda”.

Por fim, destaca-se o entendimento de Brunstein (2005, p. 161), que afirma de maneira clara, que a apropriação dos custos conjuntos “não atende, de forma alguma, às exigências para a tomada de decisões referentes ao processo e à comercialização dos produtos”.

#### 4.4.1. Lucro Incremental ou Diferencial

A análise do lucro incremental ou diferencial, ou seja, da receita incremental ou adicional, menos os custos incrementais ou adicionais, é utilizada normalmente na decisão entre vender um produto conjunto no ponto de separação ou processá-lo mais adiante.

A decisão de processar ou não um determinado produto conjunto no ponto de separação não é simples, pois envolve custos adicionais e a decisão deve ser sempre pela alternativa de maior rentabilidade.

De acordo com Santos (1987, p. 138): “O custeio de produção conjunta, normalmente, surge na fase intermediária da produção, isto é, no ponto de cisão. Os custos adicionais identificáveis com cada produto devem ser separados e distribuídos a cada produto”.

Com base nesta afirmação, percebe-se que os custos conjuntos incorridos antes do ponto de separação podem ser considerados perdidos (*sunk cost*)<sup>9</sup>, no que diz respeito à decisão de vender ou continuar o processamento de um produto conjunto no ponto de separação. Isto se deve ao fato de os custos conjuntos ocorrerem independentemente da decisão de vender ou continuar o processamento.

Hornigren, Foster e Datar (2004, p. 79): “A decisão de incorrer custos adicionais para o processamento posterior deveria ser baseada no lucro incremental das operações alcançáveis além do ponto de separação”.

---

<sup>9</sup> Custos incorridos que são irrelevantes para certas decisões. (Martins, 1998, p. 257)

Segundo Leone (2000, p. 339):

A gerência levará em conta as receitas provenientes dessa venda ( $V$ ) e os resultados obtidos pela venda dos produtos conjuntos depois de sofrerem processamento posterior ( $L$ ).

- Se  $V > L$ , valerá a pena vender os produtos conjuntos, não prosseguindo sua fabricação.
- Se  $V < L$ , então o produto continuará a ser fabricado para ser vendido mais tarde.

Para Maher (2001, p. 342): “Os dados relevantes para essa decisão vender ou processar mais são: (1) a receita adicional após o processamento adicional e (2) os custos do processamento adicional”.

Para um melhor entendimento deste instrumento, exemplificar-se-á a seguir a sua aplicação, com base nos dados apresentados no quadro 12.

Para este exemplo, considere-se que a refinaria de petróleo utiliza o critério do valor de mercado para apropriar os custos conjuntos de sua produção. Conforme o quadro 13, a gasolina, por este critério, tem um custo conjunto unitário de \$ 854,17. Suponha-se que ela possa vender a gasolina normal por \$ 1.033,13 o  $m^3$ , ou possa processá-la adicionalmente para obter a gasolina do tipo importação, que pode ser vendida por \$ 1.250,00 o  $m^3$ . Os custos do processamento adicional seriam de \$ 50.000. Neste caso, a refinaria deveria vender a gasolina normal ou processá-la adicionalmente para obter a gasolina do tipo importação?

	Quantidade produzida	Gasolina normal		Gasolina tipo importação		Receita e custo adicional
		Preço de venda unitário	Receita total	Preço de venda unitário	Receita total	
	(m3)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
	(1)	(2)	(3)=(2)x(1)	(4)	(5)=(4)x(1)	(6)=(5)-(3)
(+) Receita	328	1.033,13	338.455,00	1.250,00	409.500,00	71.045,00
(-) Custo processamento adicional					50.000,00	50.000,00
<b>Margem</b>			<b>338.455,00</b>		<b>359.500,00</b>	<b>(*) 21.045,00</b>

Quadro 17 - Demonstração do resultado para decisões vender ou processar

Fonte: O autor (2006).

(\*) ganho líquido do processamento adicional

Conforme apresentado no quadro 17, a refinaria terá um acréscimo de \$ 21.045,00 em seu resultado se a gasolina normal for processada adicionalmente, para obter a gasolina do tipo importação, justificando, assim, o custo adicional do processamento (\$ 50.000,00), para obter aquele produto, após o ponto de separação. Neste exemplo, percebe-se que o critério de alocação dos custos conjuntos é irrelevante para esta decisão, ou seja, os únicos custos e receitas relevantes para a decisão são os custos e receitas que dela resultam.

Hartley (1971), por meio da simulação de um exemplo, ratifica que o critério de apropriação dos custos conjuntos não deve ser considerado na decisão de vender ou continuar o processamento de um produto conjunto. Este autor reafirma que, para esta decisão, devemos nos concentrar no lucro incremental.

#### 4.4.2. Programação Linear

Ehrlich (1976, p. 14) define:

Programação Linear é uma ferramenta de planejamento que nos ajuda a selecionar que atividades (variáveis de decisão) empreender, dado que essas atividades (diversas alternativas) competem entre si pela utilização de recursos escassos (restrições) ou então precisam satisfazer certos requisitos mínimos.

A Programação Linear (PL) é um dos modelos dos métodos de Programação Matemática<sup>10</sup> que visa encontrar a melhor solução para problemas de decisão, cujas equações matemáticas são todas lineares, como, por exemplo, na definição do *mix* ideal de uma produção que será totalmente absorvida pelo mercado. Estes assuntos são tradicionalmente tratados no ramo do conhecimento denominado Pesquisa Operacional<sup>11</sup>.

Segundo Ehrlich (2004) na PL:

[...] a estrutura é padronizada e repetitiva, mesmo para os mais diversos problemas. Esta característica permitiu o desenvolvimento de programas de computador extremamente simples de uso e muito eficientes. A análise das soluções também é padronizada. Estas características tornam Programação Linear uma técnica extremamente útil e com grande número de aplicações.

---

<sup>10</sup> Os métodos de programação matemática são classificados em métodos de programação linear, programação não linear e métodos baseados em teorias de aproximações (SILVA, 2005, p. 44).

<sup>11</sup> A pesquisa Operacional é uma colcha de retalhos, constituída de diversas técnicas quantitativas aplicadas às áreas de administração, produção, planejamento e organização (EHRlich, 1976, p. 9).

Nota-se que a PL pode ser utilizada em diversas situações, como por exemplo, no planejamento da produção, na análise de investimentos, na atividade de logística.

Sott (2003, p. 95) define a PL, ao relatar:

A tarefa da Programação Linear consiste na maximização ou minimização de uma função linear, denominada função-objetivo, respeitando-se um sistema linear de igualdades ou desigualdade que recebe o nome de restrições do modelo. As restrições representam normalmente limitações de recursos disponíveis (capital, mão-de-obra, recursos ou fatores de produção) ou, então, exigências e condições que devem ser cumpridas no problema. Essas restrições do modelo determinam uma região à qual se dá o nome de conjunto das soluções viáveis. A melhor das soluções viáveis, isto é, aquela que maximiza ou minimiza a função objetivo denomina-se solução ótima que é o objetivo da Programação Linear.

Hornngren (1985, p. 357), argumenta que a PL é a melhor técnica para combinar recursos ao comentar:

A programação linear é um método matemático poderoso para a solução de uma série de problemas empresariais com muitas variáveis em interação que envolvem, basicamente, a utilização de recursos limitados de forma a aumentar os lucros ou a diminuir o custo. Quase sempre existem fatores limitadores ou recursos escassos que representam restrições ou limitações das alternativas existentes. A programação linear tem sido aplicada a um número enorme de decisões empresariais, como, por exemplo, programação de máquinas, combinação de produtos, combinação de matérias-primas, programação de tripulação de vôo, movimentação física da produção, programação de expedição, rotas de transportes, mistura de gasolina, mistura de ingredientes para salsichas e projeto de transformadores. Em geral, a programação linear é a melhor técnica de que se dispõe para combinar materiais, mão-de-obra e recursos físicos da melhor maneira possível quando todas as relações são aproximadamente lineares e é possível fazer muitas combinações.

A PL é utilizada nas decisões relativas ao planejamento da produção conjunta, e por meio dela, é possível obter o ponto ótimo da produção de um determinado período, considerando as limitações e restrições do mercado e dos processos internos.

O uso da PL na programação da produção, com base nas informações de receitas, custos, quantidades e levando em consideração as restrições e limitações com relação à estrutura, matéria-prima, mão-de-obra, permite que seja definido o *mix* ideal de produção (HARTLEY, 1969).

A seguir, para melhor compreensão, transcreve-se o exemplo citado por Ehrlich (1976, p. 15).

Uma refinaria fabrica dois tipos de gasolinas (1 e 2) a partir de dois tipos de petróleo bruto (A e B). Os custos, os preços de venda e requisitos para fabricar as gasolinas são:

<b>Petróleo</b>	<b>Máxima quantidade disponível</b>	<b>Custo</b>	<b>Gasolina</b>	<b>% A requerida</b>	<b>Preço de venda</b>
A	100	6	1	60	8
B	200	3	2	30	5

Como se está decidindo quanto de cada gasolina fabricar (e vender) e quais os insumos (petróleo A e B), escolher-se-ão as variáveis de decisão que reflitam ambas as decisões.

Seja:

$x_{A1}$  = quantidade de petróleo A comprado para produzir gasolina 1.

Deste modo:

- Quantidade de gasolina 1 vendida =  $x_{A1} + x_{B1}$
- Quantidade de petróleo A comprado =  $x_{A1} + x_{A2}$

Desejamos maximizar (renda – custo)

Max  $[8(x_{A1} + x_{B1}) + 5(x_{A2} + x_{B2}) - 6(x_{A1} + x_{A2}) - 3(x_{B1} + x_{B2})]$ , sujeito a

$$\left\{ \begin{array}{l} x_{A1} + x_{A2} \leq 100 \\ x_{B1} + x_{B2} \leq 200 \end{array} \right\} \quad \text{Restrições de disponibilidade}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} x_{A1} / (x_{A1} + x_{B1}) \geq 0,6 \\ x_{A2} / (x_{A2} + x_{B2}) \geq 0,3 \end{array} \right\} \quad \text{Restrições de processo de fabricação, ou melhor}$$

Maximizar  $[2x_{A1} - x_{A2} + 5x_{B1} + 2x_{B2}]$ , sujeito a

$$\left\{ \begin{array}{lll} x_{A1} + x_{A2} & & \leq 100 \\ & x_{B1} + x_{B2} & \leq 200 \\ 4x_{A1} & 6x_{B1} & \geq 0 \\ 7x_{A2} - & 3x_{B2} & \geq 0 \end{array} \right.$$

e também

$$x_{A1} \geq 0$$

$$x_{A2} \geq 0$$

$$x_{B1} \geq 0$$

$$x_{B2} \geq 0$$

#### 4.4.3. Programação não Linear

Assim como a PL, a Programação Não Linear (PNL) visa encontrar a melhor solução para problemas de decisão; porém, neste modelo, as equações matemáticas não são lineares, como por exemplo, na definição do *mix* ideal de uma produção em que existem restrições mercadológicas.

De acordo com Sott (2003, p. 109): “Normalmente, um problema de programação matemática que não é um problema de programação linear é dito problema de programação não-linear”.

Segundo Jensen (1974), com a utilização da PNL, é possível maximizar o lucro de uma determinada produção conjunta, porque, por meio desta técnica, determina-se o ponto ótimo de preço de venda e o ponto ótimo de nível de vendas.

Para Ludícibus (1993, p. 160), a PNL pode ser utilizada nas decisões das empresas com processo de produção conjunta, porém só é válida nas seguintes condições:

- Quando podemos estimar a função de demanda para os produtos acabados;
- Quando a disponibilidade do insumo comum não tem restrições (fornecimento ilimitado).

#### 4.5. RESUMO

Neste capítulo foram abordados os principais conceitos do processo de produção conjunta. Denomina-se produção conjunta o sistema de produção que, a partir do processamento de uma única matéria-prima, produz dois ou mais produtos principais e outros de menor importância. Neste processo, o custo incorrido antes do ponto de separação e que não pode ser identificado em qualquer um dos produtos conjuntos é denominado custo conjunto.

Do processo de produção conjunta, após o ponto de separação, surgem os produtos conjuntos, que são provenientes de uma mesma matéria-prima. Usualmente, os produtos conjuntos são classificados como: Co-produtos, Subprodutos e Sucatas.

Os quatro principais critérios de apropriação dos custos conjuntos são: 1) Critério do valor de mercado; 2) Critério dos volumes produzidos; 3) Critério da igualdade do lucro bruto; e 4) Critério das ponderações.

Normalmente, nos processos de produção conjunta existem três tipos básicos de tomada de decisão, sendo que a primeira está relacionada ao planejamento da produção de um determinado período, a segunda é referente à decisão entre processar novamente um produto específico ou vendê-lo no estágio em que se encontra e, por fim, a terceira, que diz respeito à precificação.

No próximo capítulo, serão apresentados os resultados da pesquisa.

## 5. RESULTADOS DA PESQUISA

### 5.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo tem o propósito de apresentar os resultados da pesquisa realizada nas refinarias de petróleo do Brasil, que teve por objetivo investigar os critérios de alocação dos custos conjuntos e sua influência no processo de tomada de decisão.

A escolha da utilização do questionário para coleta dos dados é devido a ele ser uma ferramenta imprescindível no desenvolvimento de pesquisas empíricas. A descrição e análise dos dados coletados foram divididas em três partes, a saber:

- 1) Apresentação das características básicas da atividade de refino de petróleo;
- 2) Apresentação das características dos Sistemas de Custos das refinarias pesquisadas, principalmente os critérios utilizados para apropriação de custos conjuntos;
- 3) Apresentação dos instrumentos gerenciais que as refinarias brasileiras de fato utilizam no processo de tomada de decisão.

## 5.2. METODOLOGIA DA PESQUISA

Para coletar os dados, planejara-se utilizar o método da entrevista estruturada, mas, devido às várias dificuldades encontradas, como, por exemplo, permissão para entrevista, data disponível para visita e, na maioria dos casos, a existência de várias gerências responsáveis pelas informações, definiu-se a utilização do questionário, de modo a não comprometer os prazos desta pesquisa.

O questionário pode ser aplicado de duas formas: através do contato direto ou enviado pelo correio eletrônico. Nessa pesquisa, ele foi aplicado mediante o envio, pelo correio eletrônico, para o responsável pelo Planejamento e Controle, que, na maioria das refinarias, solicitou o apoio de outras áreas que tivessem conhecimentos sobre o assunto pesquisado (Contabilidade, Produção, Otimização etc).

Com a finalidade de testar o instrumento de pesquisa, foi realizado um pré-teste da coleta de dados em duas refinarias. O pré-teste foi aplicado durante o mês de janeiro de 2006.

Após a realização do pré-teste, ficou evidenciada a viabilidade da aplicação do questionário para todo o universo da pesquisa. Em alguns casos, houve a necessidade de realizar modificações em algumas questões de modo a tornar a aplicação do questionário mais eficaz.

Para preservar a confidencialidade das refinarias investigadas, não foram incluídos os nomes das mesmas nos relatórios nem nos resultados apresentados.

Ao selecionar as questões que integrariam o questionário de pesquisa, foram estabelecidos três grupos de questões, a saber:

- O primeiro busca obter informações sobre o **processo produtivo** da refinaria, com a finalidade de saber qual o fator de utilização da capacidade de refino, os processos existentes na refinaria, origem do petróleo processado, volumes e derivados produzidos etc.
- O segundo grupo trata de questões referentes ao **planejamento e controle dos custos**, tais como determinação do preço de venda, gestão dos custos (acompanhamento dos custos reais e orçados, análise de rentabilidade dos derivados e clientes etc).
- O terceiro grupo mostra questões referentes à **Contabilidade de Custos**, que diz respeito aos propósitos da contabilidade de custos na gestão da refinaria, o critério de apropriação dos custos conjuntos etc.

O questionário foi composto por 23 questões, dentre as quais somente sete (30%) eram do tipo fechadas. As questões estavam assim distribuídas: seis questões referentes ao processo produtivo, nove a respeito do planejamento e controle dos custos e, por fim, oito sobre contabilidade de custos.

A metodologia para aplicação do questionário foi desenvolvida através das seguintes etapas:

- 1) Contato com as refinarias: o contato realizado antes da aplicação do questionário teve a finalidade de pedir autorização e apoio da Gerência responsável pelo Planejamento e Controle da refinaria para a realização da pesquisa. Este contato foi feito por e-mail e, em alguns casos, por telefone.

- 2) Realização de teste: nesta etapa, o questionário de pesquisa foi aplicado em duas refinarias, de modo a verificar sua viabilidade técnica e para garantir o resultado esperado. Desta forma, foi possível realizar algumas melhorias no instrumento de pesquisa.
- 3) Aplicação do questionário: após a etapa de teste e das devidas modificações, o questionário da pesquisa foi enviado para as outras 11 refinarias, via correio eletrônico, junto com a apresentação do pesquisador e da instituição de ensino, o objetivo da pesquisa e o compromisso de garantir a confidencialidade das informações recebidas.

A coleta de dados foi realizada durante a primeira quinzena do mês de fevereiro de 2006. Conforme demonstra o quadro 18, a taxa de retorno foi de 85%. Após a coleta de dados, o próximo passo foi analisar e tabular as informações recebidas, de modo a chegar aos resultados apresentados nos próximos tópicos.

<b>QUESTIONÁRIOS ENTREGUES X DEVOLVIDOS</b>	
Total de refinarias que receberam o questionário	13
Total de refinarias que responderam o questionário	11
Taxa de devolução (%)	85
Prazo médio de devolução (em dias)	10

Quadro 18 – Taxa de retorno do questionário de pesquisa

Fonte: O autor (2006)

### 5.3. CARACTERÍSTICAS DA ATIVIDADE DE REFINO DE PETRÓLEO

O parque de refino brasileiro de petróleo é composto de treze refinarias, sendo onze de controle da Petrobras, que tem como acionista majoritário o Estado Brasileiro, e duas de controle de grupos privados.

Do ponto de vista estratégico, entende-se que a atividade de refino é a mais importante entre as demais atividades da cadeia produtiva do setor petrolífero, pois o petróleo, na sua forma natural, tem pouca utilidade. Esta atividade é responsável pela transformação do petróleo em derivados que são utilizados pelos mercados consumidores para diversos fins.

Ressalta-se que, devido à existência de diversos tipos de petróleo e por eles influenciarem a qualidade dos derivados e o *mix* da produção, as refinarias diferem umas das outras, pois o esquema de refino que constitui uma determinada refinaria depende do tipo de petróleo que ela irá processar e do mercado que irá atender.

As refinarias brasileiras geram produtos energéticos e não-energéticos. Os derivados energéticos atendem a demanda de combustíveis, principalmente óleo diesel e gasolina; já os derivados não-energéticos são destinados na sua maioria ao setor petroquímico. O perfil da produção de derivados de petróleo do parque de refino brasileiro, de janeiro a dezembro de 2004, é apresentado nos gráficos 8 e 9.

Em 2004, o perfil da produção de derivados das onze refinarias do Sistema Petrobras baseou-se na demanda do mercado interno, ou seja, redução de óleo combustível e aumento da produção de óleo diesel, priorizando o processamento do petróleo de origem nacional, enquanto que nas duas refinarias particulares a

produção foi prejudicada pela elevação dos preços do petróleo, devido a elas processarem somente petróleo importado.

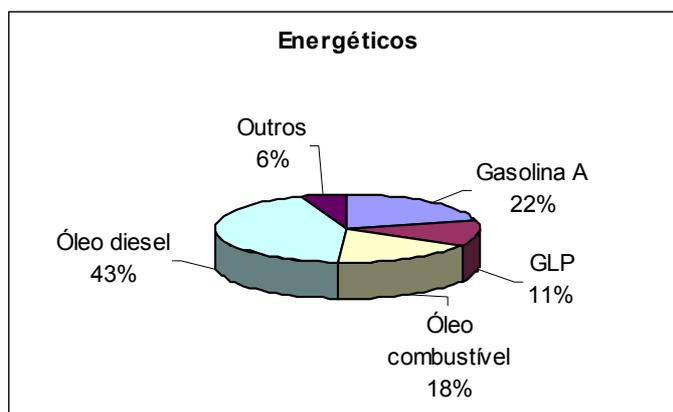


Gráfico 8 – Perfil da produção brasileira de derivados energéticos - 2004  
Fonte: Agência Nacional do Petróleo ( Brasil). (2005b).

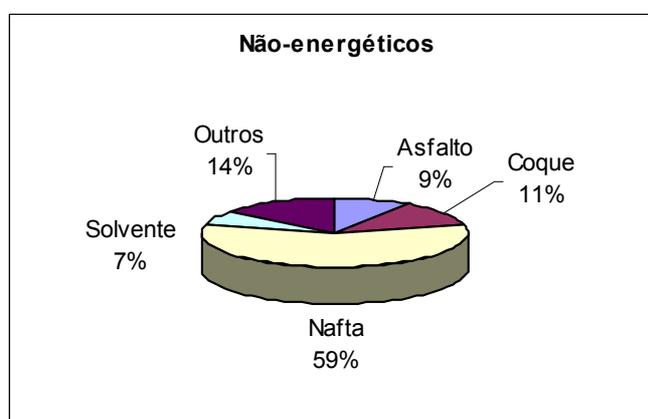


Gráfico 9 – Perfil da produção brasileira de derivados não-energéticos - 2004  
Fonte: Agência Nacional do Petróleo ( Brasil). (2005b).

De acordo com 82% das refinarias pesquisadas, o preço de venda dos derivados de petróleo, no Brasil, é determinado pelo mercado. No entanto, uma das refinarias respondeu que o preço de venda é imposto ao mercado pelas refinarias de

controle do Sistema Petrobras e uma outra não soube responder, conforme demonstrado no gráfico 10.

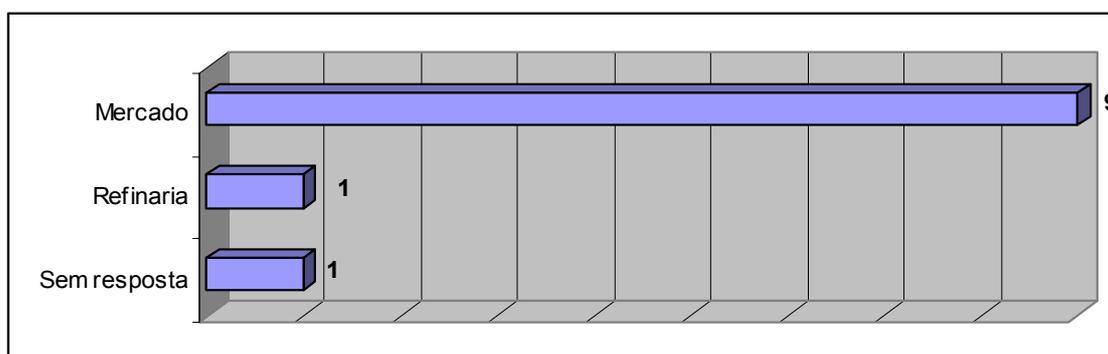


Gráfico 10 – Preço de venda dos derivados no Brasil  
Fonte: O autor (2006)

Detectou-se que, na prática, o mercado é quem determina o preço de venda dos derivados e que os preços são reajustados mensalmente com base no mercado internacional e na variação do dólar, com exceção da gasolina, óleo diesel e GLP. Os preços desses combustíveis sofrem a influência direta da Petrobras, que reajusta seus preços com base em regras não definidas.

As duas refinarias de controle privado entendem que a Petrobras não repassa, ou demora a repassar os reajustes do preço internacional do barril de petróleo para os preços dos derivados no mercado interno, gerando uma concorrência desleal, por abuso de poder econômico. Entretanto, constatou-se que o principal diferencial da Petrobras é a sua atuação em toda a cadeia de valor do petróleo; assim ela não precisa recorrer ao mercado para adquirir petróleo, enquanto que as de controle privado não são integradas à matéria-prima, ou seja, precisam adquirir petróleo no mercado.

Apesar de o mercado determinar o preço de venda dos derivados, o Sistema de Custos das refinarias auxilia neste processo, mas sem necessariamente empregar a apuração do custo unitário dos derivados, pois nesta atividade o preço de venda não se define em função deste tipo de custo. Sendo assim, entende-se que os preços dos derivados devem ser estabelecidos de forma a promover perfis de produção de derivados compatíveis com a demanda do mercado e com a capacidade operacional e a rentabilidade, considerando todos os custos, despesas e investimentos necessários.

Atualmente, a principal diferenciação competitiva operacional de uma refinaria de petróleo é o grau de complexidade tecnológica de sua planta, ou seja, a capacidade de estimular o aumento da produtividade e do rendimento do barril de petróleo, visando produzir derivados de maior valor agregado que atendam as necessidades do mercado consumidor e a qualidade exigida pela legislação ambiental, maximizando desta forma o resultado do negócio.

Segundo as refinarias pesquisadas, outra diferenciação competitiva operacional é o fator de utilização da capacidade de refino (economia de escala), que visa basicamente à redução do custo unitário do refino e que pode ser obtida por meio da maximização da utilização da capacidade de refino.

Na prática, não há necessidade de se investir no aumento da capacidade da planta. Neste caso, a redução de custo ocorre devido ao fato de os custos fixos e semi-variáveis das refinarias serem apropriados às quantidades produzidas.

A média de utilização da capacidade instalada das refinarias pesquisadas, nos últimos três anos, foi de aproximadamente 85%.

As refinarias de petróleo operam de forma contínua, ou seja, para transformar o petróleo em derivados utilizam-se do Sistema de Produção por Processo.

Neste tipo de indústria, os derivados produzidos são conceitualmente denominados produtos conjuntos, pois são decorrentes do processamento de uma única matéria-prima. Esses produtos conjuntos não têm um padrão predefinido, ou seja, as refinarias podem processar diversos tipos de petróleo que gerarão diferentes *mix* de produção, não existindo correlação exata entre a quantidade de derivados produzidos e a quantidade de recursos utilizados.

#### 5.4. CARACTERIZAÇÃO DOS SISTEMAS DE CUSTEIO

Nas refinarias de petróleo, os custos apresentam algumas características específicas derivadas do sistema de produção dos derivados. São elas:

- Mais de 98% dos custos são custos conjuntos;
- Os custos com matéria-prima representam mais de 95% dos custos totais;
- Todos os derivados são considerados produtos finais do mesmo processo;
- A produção é 100% de co-produtos;
- A produção é destinada ao estoque para vendas futuras;
- Os custos de transformação das refinarias estão associados a sua capacidade de processamento;

- Os gastos indiretos com projetos de SMS<sup>12</sup> são constantes e fundamentais para o negócio.

Observa-se que 91% das refinarias utilizam o Sistema de Custeio por Processo, que é normalmente adotado pelas empresas de produção contínua, sendo que o Sistema de Custeio por Ordem é usado somente por uma refinaria, conforme gráfico 11.

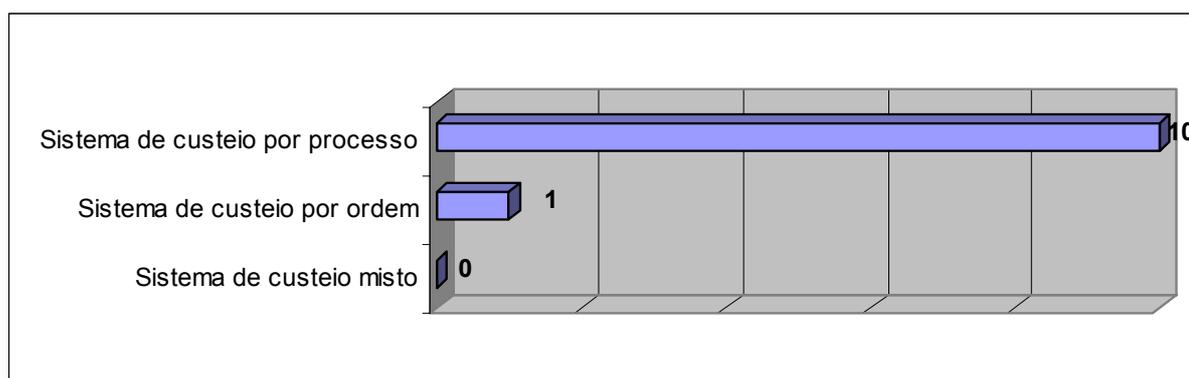


Gráfico 11 – Utilização do sistema de custeio  
Fonte: O autor (2006)

O Sistema de Custeio por Processo acumula os custos com base nas fases do processo operacional, em um determinado período de tempo. Normalmente, nele são identificados os custos totais incorridos no período e a quantidade total de unidades produzidas e, com a divisão do custo total pelo total de unidades, obtém-se o custo unitário dos produtos.

<sup>12</sup> Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

Conforme apresentado no gráfico 12, verificou-se que 91% das refinarias pesquisadas utilizam Sistemas de Custeio com o propósito principal de atender as demandas da Contabilidade Financeira, ou seja, para valoração dos estoques e apuração do custo dos produtos vendidos. No entanto, algumas refinarias utilizam-nos para outros fins.

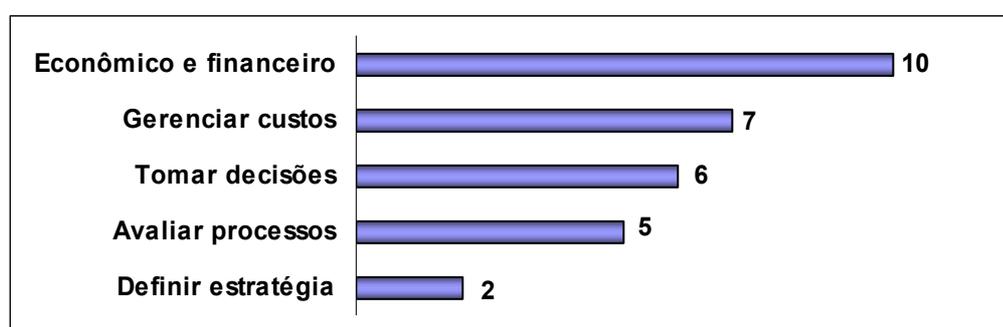


Gráfico 12 – Objetivos da contabilidade de custos  
Fonte: O autor (2006)

No que se refere aos aspectos estratégicos de custos, foi solicitado aos respondentes que informassem, por ordem de importância, os principais critérios competitivos adotados pela refinaria.

Conforme o gráfico 13 nota-se que as refinarias pesquisadas adotam estratégias de custos diferentes. Entretanto, os critérios de Produtividade, Redução de Custos e Qualidade são utilizados por todas elas. Isto se deve ao fato de esses critérios competitivos serem decorrentes de ações que são, na sua maioria, controladas pelos gestores dessas empresas.

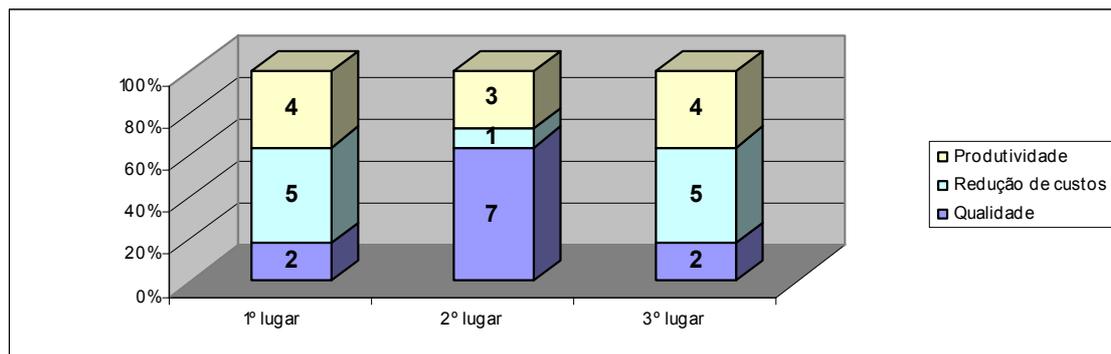


Gráfico 13 – Aspectos estratégicos de custos  
Fonte: O autor (2006)

Observa-se que 45% das refinarias utilizam a Redução de Custos como principal critério competitivo e consideram-na a mais importante. Por outro lado, este mesmo critério é utilizado pela mesma quantidade de refinarias que, por sua vez, consideram-no o terceiro mais importante.

Nota-se que, para o critério Produtividade, ocorre o mesmo, ou seja, quatro refinarias responderam que utilizam este critério e consideram-no o mais importante, enquanto que este mesmo critério é utilizado em outras quatro refinarias, porém elas consideram-no o terceiro critério mais importante. Já o critério competitivo baseado na Qualidade é o segundo mais importante e utilizado por 64% das refinarias.

O Método de Custeio mais utilizado pelas refinarias de petróleo é o Custeio por Absorção. Desta forma, como 100% das refinarias brasileiras utilizam este método, nota-se que os aspectos legais têm prevalecido, pois a sua utilização é exigida pela legislação fiscal. No entanto, o fato mais notável é o uso simultâneo deste método com o Custeio Direto em duas refinarias, e com o Custeio Padrão em uma outra, conforme gráfico 14.

Outro ponto importante é que nenhuma das refinarias pesquisadas utiliza o Custeio ABC, que, para fins gerenciais, se apresenta como o mais moderno dos métodos de custeio atualmente desenvolvidos.

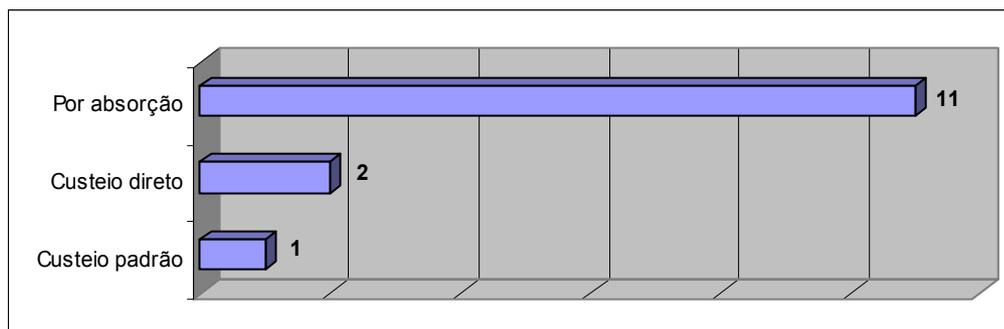


Gráfico 14 – Utilização do método de custeio  
Fonte: O autor (2006)

No Método do Custeio por Absorção, os custos totais de um determinado período são apropriados às unidades produzidas com base em critérios de rateios, estabelecendo desta forma o custo unitário dos produtos. Para as refinarias pesquisadas, do ponto de vista legal e fiscal, este é o melhor método de custeio, porém algumas refinarias mencionaram que o ideal seria a utilização do Custeio Baseado em Atividades, principalmente para fins gerenciais.

Sendo o refino de petróleo uma atividade de produção conjunta, conseqüentemente dela decorrem os custos conjuntos, que são os recursos consumidos na fabricação simultânea de múltiplos produtos, até o ponto onde eles são identificáveis.

Praticamente todos os custos relacionados aos derivados de petróleo são custos conjuntos, com a agravante de que os produtos conjuntos não apresentam

*mix* de produção predeterminado, ou seja, a proporção de derivados pode variar, caso a refinaria decida adicionar alguns recursos para alterar o processo.

Devido ao fato de as refinarias utilizarem o Método do Custeio por Absorção, os custos conjuntos devem ser apropriados aos derivados, por meio da utilização dos critérios existentes, considerados subjetivos.

Por meio da pesquisa, verificou-se que 87% das refinarias utilizam o critério do valor de mercado para apropriar os custos conjuntos, enquanto que apenas duas utilizam outros critérios, conforme apresentado no gráfico 15.

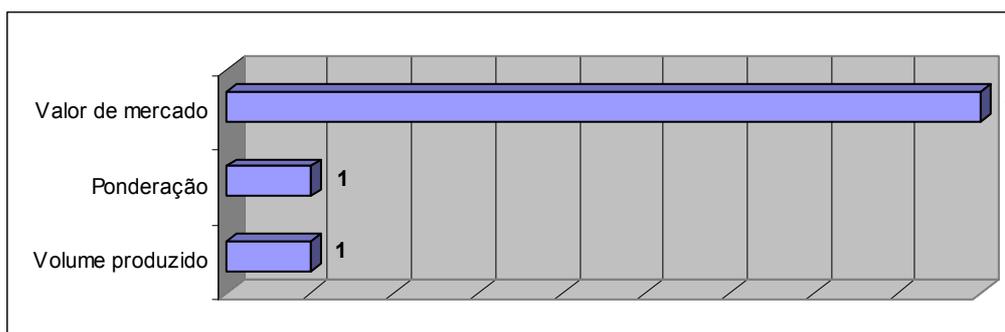


Gráfico 15 – Utilização do critério de apropriação dos custos conjuntos  
Fonte: O autor (2006)

A aplicação de qualquer um dos métodos utilizados pelas refinarias para apropriar os custos conjuntos deve ser avaliada em função, principalmente, dos objetivos e resultados esperados pelas mesmas, pois, devido ao fato de o custo unitário ser em função do volume de derivados, haverá tantos custos unitários quantos forem os diferentes critérios de rateio utilizados.

Entretanto, para a maioria das refinarias pesquisadas, o critério de apropriação dos custos conjuntos com base no valor de mercado é a melhor opção, pois é considerado o menos subjetivo, devido às seguintes justificativas:

1. Os custos com matéria-prima (petróleo) representam mais de 95% dos custos de produção.
2. O preço do petróleo é diretamente proporcional ao rendimento deste no processo. Isto é, quanto mais caro o petróleo, maior será o seu rendimento de derivados leves, que são, por sua vez, os derivados de maior valor de realização, portanto é justo que os derivados de maior valor agregado, em função dos seus volumes e preços, suportem maior custo.

No que se refere ao controle dos custos, verificou-se que as refinarias de petróleo têm como constante preocupação o custo do refino, ou seja, o custo para transformar o petróleo em seus derivados. O custo do refino é o resultado da divisão do custo total da produção pelo total de carga processada. Do ponto de vista prático, dado o próprio ambiente competitivo onde as refinarias se inserem, há a necessidade do efetivo controle deste custo.

Por meio deste controle, as refinarias comparam custos reais e previstos, e os principais itens comparados são material, mão-de-obra direta e custos indiretos de fabricação. Entretanto, ele não permite identificar as causas dos custos, principalmente conhecer o seu comportamento.

Assim, quando há necessidade de reduzir custos, as medidas mais comuns adotadas pelos gestores dessas empresas são:

- Corte percentual em todo orçamento;
- Adiamiento de promoções e aumento salarial por mérito;
- Redução do quadro de funcionários;
- Cancelamento de treinamento e capacitação.

Cabe esclarecer que essas medidas podem melhorar o resultado no curto prazo, porém suas conseqüências no longo prazo normalmente são imprevisíveis. Neste caso, o ideal seria conhecer os recursos consumidos por cada atividade e processo, visando preservar as que agregam valor aos derivados e aos clientes.

#### 5.5. TOMADA DE DECISÃO NAS REFINARIAS DE PETRÓLEO

As refinarias brasileiras utilizam-se da pesquisa operacional para realizar o planejamento da produção de um determinado período, consideradas, principalmente, as características e o custo da matéria-prima, o preço de realização dos derivados e a necessidade do mercado que elas irão atender.

O *mix* de produção é definido por meio de *softwares* que utilizam a programação linear para determinar a melhor solução, levando em consideração as condições e restrições estabelecidas pelo mercado (demanda e preço dos derivados e a oferta e preço dos petróleos) e pela operação (capacidade de processamento, rendimento dos tipos de petróleo processados, e outras).

Teoricamente, ao definir o *mix* de produção de um determinado período, já se determina o tipo de petróleo que será adquirido para o processamento e que deve ter características adequadas às unidades de processos da refinaria.

Nota-se que o tipo de petróleo é uma variável técnica, ou seja, a sua característica é que determina, em linhas gerais, a qualidade e a quantidade de um determinado derivado.

Verificou-se que, na maioria das refinarias, as decisões relacionadas à produção são tomadas com base em relatórios físicos, gerados pelas áreas operacionais (produção, otimização e outras), dos quais os principais são:

- Relatórios diários da produção (utilização da capacidade de refino, volume processado, desvio da carga programada etc);
- Relatórios de rendimento dos petróleos;
- Relatórios de consumo de energia elétrica, vapor, óleo combustível e gás.
- Relatório do perfil de produção (confiabilidade, adequação etc);

Esses relatórios são utilizados para diversos fins, entre eles planejamento, controle, comercialização, contábil-financeiro e outros.

Entretanto, em alguns casos, utilizam-se informações da Contabilidade Gerencial, principalmente a análise da margem bruta, que é calculada através do monitoramento mensal do preço dos derivados. Com base neste relatório, são recomendadas mudanças no processo para maximizar o lucro operacional.

De modo geral, segundo as refinarias pesquisadas, nesta atividade comercializam-se apenas os derivados após o processamento final, não havendo,

desta forma, a necessidade de decidir-se sobre processar um produto conjunto além do seu ponto de separação ou vendê-lo. No que diz respeito a descontos, apurou-se que normalmente não são concedidos, por dois motivos básicos:

1. Devido ao fato de a matéria-prima, que representa mais de 95% dos custos da produção, ser uma *commodity*<sup>13</sup>.
2. Devido ao fato de os critérios de apropriação dos custos conjuntos serem arbitrários, tornando a análise da margem de contribuição unitária dos derivados ineficaz para este fim.

Por fim, verificou-se que o custo unitário dos derivados não é considerado no processo de tomada de decisões das refinarias pesquisadas, como, por exemplo, determinação do preço de venda, definição do *mix* de produção, continuar ou não produzindo, produzir ou adquirir etc.

Na maioria das refinarias, para tomada de decisão são considerados o custo total da produção e a receita total dos derivados produzidos. Essas informações são utilizadas, principalmente, na análise da rentabilidade do negócio. Observa-se que o foco central do gerenciamento dos custos não é o custo unitário do derivado, mas, sim, o *mix* de derivados fabricados versus preços de venda.

---

<sup>13</sup> Produto primário, especialmente um de grande participação no mercado internacional, como café, algodão, minério de ferro, etc. (FERREIRA, 2004, p. 506).

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Evidenciou-se, ao longo desta pesquisa, a importância das refinarias de petróleo para a economia brasileira. Para consolidar e ampliar as vantagens competitivas, elas vêm realizando investimentos em renovação tecnológica que visam à melhoria da qualidade dos produtos, à produtividade e à redução dos custos.

Neste tipo de indústria, ocorre o processo de produção conjunta, ou seja, a partir do processamento, em várias unidades, de uma única matéria-prima, resultam, simultaneamente, diversos derivados de petróleo. Deste sistema de fabricação, surgem os custos conjuntos, que são indivisíveis e, conseqüentemente, não podem ser apropriados aos derivados de maneira objetiva.

Portanto, a Contabilidade de Custos calcula o custo dos derivados produzidos com base em critérios considerados arbitrários. Devido à utilização destes critérios, essa informação torna-se irrelevante para o processo de tomada de decisão, mas, por outro lado, é fundamental para a elaboração das demonstrações financeiras.

Assim, este trabalho teve o propósito de descrever a aplicação da Contabilidade de Custos na atividade de refino de petróleo, no Brasil, em situações de valoração de estoque e tomada de decisões.

De forma objetiva, e em resposta ao problema apresentado para estudo, constatou-se que a maioria das refinarias pesquisadas adota o critério de custeio com base no valor de mercado para apropriar os custos conjuntos e a programação linear, por meio de *softwares* personalizados, para definir o *mix* de produção de derivados de um determinado período.

Considerando-se que o petróleo, na sua forma natural, praticamente não gera benefícios para a sociedade e sabendo-se que o objetivo da atividade de refino é justamente transformar o petróleo bruto em derivados que são úteis para diversas atividades humanas, é evidente a importância estratégica que esta atividade representa para a indústria petrolífera.

No mercado brasileiro de derivados de petróleo, o preço de venda dos derivados é determinado praticamente pelo mercado internacional. Entretanto, verificou-se que os preços da gasolina, do óleo diesel e do gás de cozinha sofrem influência do governo brasileiro, pois a Petrobras não reajusta ou demora a reajustar os preços desses derivados no mercado interno.

Diante do exposto, nota-se que, para estabelecer o preço de venda dos derivados, é fundamental que os gestores conheçam os seus custos e despesas, as necessidades de investimentos e o custo do capital investido no negócio.

Ressalta-se que a Contabilidade de Custos, por meio de seus Sistemas de Custeio, é responsável pela determinação do custo de produção, que serve como elemento auxiliar na análise da rentabilidade dos recursos empregados na atividade de refino de petróleo.

Quanto à motivação para a escolha dos métodos de custeio adotados pelas refinarias pesquisadas, ficou evidenciado que prevaleceu o aspecto fiscal, uma vez que todas utilizam o Método de Custeio por Absorção e apenas três o utilizam em conjunto com outro método de custeio. Portanto, para a correta utilização deste método, só há uma opção para as refinarias realizarem a apropriação dos custos conjuntos.

Sabendo-se que o preço de venda do petróleo é definido em função do seu rendimento no processo, ou seja, é proporcional a sua capacidade de gerar

derivados de maior valor agregado, e ainda, que ele representa mais de 95% dos custos de produção, entende-se que o critério de apropriação dos custos conjuntos com base no valor de mercado é a opção menos subjetiva. Portanto, é a mais adequada, uma vez que os derivados que possuem os maiores valores de venda suportaram, em função de seus volumes e preços, maiores custos.

Recomenda-se que o custo unitário dos derivados seja utilizado exclusivamente para fins de valoração dos estoques e apuração do resultado do período, pois, quando considerado no processo de tomada de decisão, conduz a conclusões enganosas que podem comprometer a continuidade do negócio. Chega-se a essas conclusões porque o custo unitário não reflete adequadamente as relações entre recursos consumidos e derivados de petróleo.

Assim, as decisões baseadas no custo total da produção e na receita total dos derivados produzidos são mais acertadas, pois o enfoque deixa de ser apenas em custo, passando a ser também no resultado.

Conforme constatado na pesquisa, as refinarias recorrem à pesquisa operacional para realizar o planejamento da produção do período, buscando maximizar os resultados, com a melhor utilização dos recursos disponíveis. Entende-se que esta seja a melhor solução devido às várias condições e restrições estabelecidas pelo mercado, pela matéria-prima e pela própria forma das refinarias operarem.

Portanto, de acordo com a pesquisa realizada, este estudo permite concluir que, na atividade de refino de petróleo no Brasil, a Contabilidade de Custos está sendo subutilizada, porque os gestores de custos adotam, na sua maioria, apenas o Custeio por Absorção, que não é recomendado para fins gerenciais.

Neste sentido, recomenda-se a utilização de um método de custeio mais avançado, em conjunto com o Custeio por Absorção, que auxilie os gestores na formulação de planos estratégicos e nas tomadas de decisão, inclusive identificando oportunidades de melhorias nos processos e nas atividades, como, por exemplo, o Custeio Baseado em Atividade.

De modo geral, o método de custeio deve permitir:

- A análise do desempenho, visando avaliar o quanto cada processo e atividade agrega de valor à refinaria.
- A interpretação dos resultados e a análise econômica da atividade de refino através de medidas de resultado econômico.
- O conhecimento do comportamento do custo de produção dos derivados, visando ao efetivo controle do processo produtivo.

Por fim, espera-se que este estudo possa oferecer contribuições significativas ao tema aqui tratado, ou seja, a aplicação da Contabilidade de Custos na atividade de refino de petróleo e que sirva como motivador de novas pesquisas. Neste sentido, propõem-se, a seguir, algumas sugestões para o desenvolvimento de futuras pesquisas:

- Verificar as vantagens e desvantagens da utilização do Custeio ABC nas atividades em que ocorre a produção conjunta, principalmente na atividade de refino de petróleo;
- Ampliar este estudo para outras atividades econômicas, em que ocorra a produção conjunta.

## REFERÊNCIAS

ABADIE, Elie. **Petróleo**: aspectos políticos e econômicos. 10. ed. Rio de Janeiro: Petrobras. RH. UC, 2004a.

\_\_\_\_\_. **Panorama do refino no Mundo e no Brasil**. Rio de Janeiro: Petrobras. RH. UC, 2004b.

\_\_\_\_\_. **Processos de refinação**. Rio de Janeiro: Petrobras/RH/UC, 2004c.

\_\_\_\_\_. **Processos de refinação**. Rio de Janeiro: Petrobras/RH/UC, 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (Brasil). **Perspectivas para o desenvolvimento do refino de petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro, 2002. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/conheca/livros.asp>>. Acesso em: 6 mar. 2005.

\_\_\_\_\_. **Petróleo e derivados**. 2005a. Rio de Janeiro. Disponível em <[http://www.anp.gov.br/petro/refino\\_esquema\\_producao.asp](http://www.anp.gov.br/petro/refino_esquema_producao.asp)>. Acesso em: 16 set. 2005.

\_\_\_\_\_. **Anuário estatístico 2005**. 2005b. Rio de Janeiro. Disponível em <[http://www.anp.gov.br/conheca/anuario\\_2005.asp](http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_2005.asp)>. Acesso em: 16 fev. 2006.

\_\_\_\_\_. **Anuário estatístico 2004**. 2004. Rio de Janeiro. Disponível em <[http://www.anp.gov.br/conheca/anuario\\_2004.asp](http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_2004.asp)>. Acesso em: 6 mar. 2005.

BACKER, Morton; JACOBSEN, Lyle Elmer. **Contabilidade de custos**. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1984.

BALDUINO, João Herivelto. **Contabilidade estratégica**: estudo de caso de informações sobre competidores em uma empresa industrial. 2003. 171 f. Tese (Mestrado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

BARRIL de petróleo é como um boi. **Revista Petrobras**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, v. 9, n. 94, p. 7, nov. 2003.

BEULKE, Rolando; BERTÓ, Dalvio José. **Estrutura e análise de custos**. São Paulo: Saraiva, 2005.

BEUREN, Ilze Maria. Evolução histórica da contabilidade de custos. **Contabilidade Vista & Revista**. Belo Horizonte, v. 5, n. 1, p. 61-66, fev. 1993.

BEZERRA, Francisco Antonio. **Gestão estratégica de custos: um estudo de caso sobre a aplicabilidade do método de custeio ABC em bancos**. 2000. 198 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000.

BRASIL. Lei nº. 2.004, de 3 de outubro de 1953. Dispõe sobre a política nacional do petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a sociedade anônima, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 3 out. 1953. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/leg/legislacao.asp>>. Acesso em: 6 jan. 2005.

\_\_\_\_\_. Lei nº. 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 7 ago. 1997. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/leg/legislacao.asp>>. Acesso em: 6 jan. 2005.

BRASIL, Nilo Índio do. **Destilação**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. SEREC. CENSUD, 1995.

BRITISH PETROLEUM. **The BP Statistical Review of World Energy 2005**. {S.l, 2005?}. Disponível em <<http://www.bp.com/multipleimagesection.do?categoryId=9003053&contentId=7005891>>. Acesso em: 6 jan. 2006.

BRUNI, Adriano Leal; FAMÁ, Rubens. **Gestão de custos e formação de preços**. São Paulo: Atlas, 2002.

BRUNSTEIN, Ismael. **Economia de empresas: gestão econômica de negócios**. São Paulo: Atlas, 2005.

CAMPLIGLIA, Américo Oswaldo; CAMPIGLIA, Oswaldo Roberto P. **Controles de gestão: controladoria financeira das empresas**. São Paulo: Atlas, 1995.

CANELAS, André. A exploração e produção de petróleo e gás natural após a reforma da indústria petrolífera no Brasil: evolução dos investimentos. **Conjuntura & Informação**, Rio de Janeiro, n. 28, p. 1-8, fev./abr. 2005.

\_\_\_\_\_. A exploração e produção de petróleo e gás natural após a reforma da indústria petrolífera no Brasil: evolução dos investimentos. **Conjuntura & Informação**, Rio de Janeiro, n. 29, p 1-10, maio/jun. 2005.

COGAN, Samuel. **Custos e preços**: formação e análise. São Paulo: Pioneira, 1999.

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS – **CVM**. Deliberação CVM nº 29 de 05 de fevereiro de 1986. Disponível em: <[www.cvm.gov.br](http://www.cvm.gov.br)>

EHRlich, Pierre Jacques. **Pesquisa Operacional**: curso introdutório. São Paulo: Atlas, 1976.

\_\_\_\_\_. **Programação Linear e decisão**. São Paulo: FGV-EAESP, 2004. Disponível em: < <http://www.poli.usp.br/d/pmr5215.htm>>. Acesso em: 27 out. 2005.

FELLER, Robert E. Accounting for joint products in the Petroleum Industry. **Management Accounting**, v. 53, n. 3, p. 43, sep. 1977.

FERREIRA, Aracéli Cristina de Souza. A contabilidade estratégica e o mundo dos negócios. **Boletim do Ibracon**. São Paulo, Ano XV, n. 171, p. 1-4, ago. 1992.

FERREIRA, Aurélio Buarque de Holanda. **Novo dicionário Aurélio da língua portuguesa**. 3ª ed. Curitiba, Positivo: 2004.

FRANÇA, Júnia Lessa; VASCONCELLOS, Ana Cristina. **Manual para normalização de publicações técnico-científicas**. 7. ed. Belo Horizonte: UFMG, 2004.

GATTI, James F.; GRINNELL, D. Jacque. Joint Cost Allocations: Measuring and Promoting Productivity and Quality Improvements. **Journal of Cost Management**, p. 13-21, jul./aug. 2000.

GIL, Antonio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4ª ed. São Paulo: Atlas, 2002.

GOLDENBERG, Marta da Conceição Louro. **Contabilidade estratégica: o papel do controller** no processo de planejamento estratégico. 1994. 186 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1994.

GUERREIRO, Reinaldo; CORNACHIONE, Edgard Bruno Jr.; CATELLI, Armando. Grau de acabamento e unidades equivalentes de produção: uma abordagem conceitual e empírica. **Caderno de Estudos**, São Paulo, v. 13, n. 24, p. 6-27, jun./dez. 2000.

GUERREIRO, Reinaldo. **Sistema de custo direto padrão: estruturação e processamento integrado com os Princípios de Contabilidade Geralmente Aceitos**. 1984. 212 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1984.

HARTLEY, Ronald V. Linear programming: some implications for management accounting. **Management Accounting**, v. 51, n. 5, p. 50-53, nov. 1969.

\_\_\_\_\_. Decision making when joint products are involved. **The Accounting Review**. Out. 1971.

HOPP, João Carlos. **Disciplina de Mestrado de análise de custos**. 2004. Não paginado. Notas de aula.

HORNGREN, Charles T. **Introdução à contabilidade gerencial**. 5. ed. Rio de Janeiro: LTC, 1985.

HORNGREN, Charles T.; FOSTER, George; DATAR, Srikant M. **Contabilidade de custos**. 11. ed. São Paulo: Prentice Hall, 2004. 2 v.

IUDÍCIBUS, Sérgio de. **Análise de custos**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 1993.

\_\_\_\_\_. **Contabilidade gerencial**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 1995.

\_\_\_\_\_. **Teoria da contabilidade**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 1997.

IUDÍCIBUS, Sérgio de; MARION, José Carlos. **Contabilidade comercial**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1994.

JENSEN, Daniel L. The role of cost in pricing joint products: a case of production in fixed proportions. **The Accounting Review**, Sarasota, Fla., US, v. 49, n. 3, p. 465-476, July 1974.

JOHNSON, H. Thomas; KAPLAN, Robert S. **Contabilidade gerencial: a restauração da relevância da contabilidade nas empresas**. Rio de Janeiro: Campus, 1991.

LAKATOS, Eva Maria; MARCONI, Marina de Andrade. **Metodologia do trabalho científico: procedimentos básicos, pesquisa bibliográfica, projeto e relatório, publicações e trabalhos científicos**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2001.

LEONE, George Sebastião Guerra. **Curso de contabilidade de custos**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2000.

MAHER, Michael. **Contabilidade de custos: criando valor para a administração**. São Paulo: Atlas, 2001.

MARIANO, Jacqueline Barboza. **Impactos ambientais do refino de petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

MARION, José Carlos. **Contabilidade empresarial**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 1997.

MARTIN, Nilton Cano. Da contabilidade à controladoria: a evolução necessária. **Revista Contabilidade & Finanças**, São Paulo, n. 25, p. 2-6, jan./abr. 2002.

MARTINS, Eliseu. **Contabilidade de custos**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 1998.

NAKAGAWA, Masayuki. **ABC: custeio baseado em atividades**. 2. ed. São Paulo: Atlas, 2001.

NOSSA, Valcemiro; HOLANDA, Victor Branco de. A contabilidade estratégica e os sistemas de informações como suporte às decisões. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GESTÃO ESTRATÉGICA DE CUSTOS, 5., 1998, Fortaleza. **Anais**, Fortaleza: UFC, 1998, p. 573.

NÚCLEO DE ECONOMIA INDUSTRIAL E DA TECNOLOGIA. Panorama setorial: indústria do petróleo – cenário do setor no país e no mundo. **Boletim NEIT**, Campinas, n. 5, p. 1-5, ago. 2004. Disponível em <<http://www.eco.unicamp.br/neit/boletim.htm>>. Acesso em: 17 dez. 2005.

PADOVEZE, Clóvis Luís. **Contabilidade gerencial**: um enfoque em sistema de informação contábil. São Paulo: Atlas, 1994.

PENNA, Lincoln Abreu; SENA FILHO, Nelson; SOUSA, Celeste Aparecida Dias. **Petróleo no Brasil**: três ensaios sobre a Petrobras. Rio de Janeiro: E-Papers, 2004.

PERRONE, Roque Consani. **Introdução à refinação de petróleo**. Rio de Janeiro: PETROBRAS.CENAP, 1965.

PIW top 50: tide turns to favor NOCs. **Petroleum Intelligence Weekly**, New York, v.44, n. 50, 12 Dec. 2005. Disponível em <<http://www.piwpubs.com/PublicationHomePage.asp>>. Acesso em: 06 de jan. 2006.

RICCIO, Edson Luiz. **Uma contribuição ao estudo da contabilidade como sistema de informação**. 1989. 171 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1989.

RUSSELL, John Blair. **Química geral**. 2. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 1994.

SANTOS, Joel José dos. **Análise de custos**: um enfoque gerencial. São Paulo: Atlas, 1987.

SILVA, Carlos Eduardo Vieira da. **Uma análise da mudança das práticas contábeis, ocorridas em 1999, relativas às atividades de exploração e produção de petróleo**: o caso Petrobras S/A. 2004. 128 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Administração e Ciências Contábeis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

SILVA, Emílio Carlos Nelli. **Otimização aplicada ao projeto de sistemas mecânicos**. 2005. Disponível em: <<http://www.poli.usp.br/d/pmr5215.htm>>. Acesso em: 27 out. 2005.

SILVA, Edna Lúcia da; MENEZES, Estera Muszkat. **Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação**. 4. ed. Florianópolis: UFSC, 2005.  
SILVEIRA, Joyce Perin; FRANCO, Cristiane Bordini. Investimentos da indústria do petróleo em exploração e produção em 2004-2008. **Conjuntura & Informação**, Rio de Janeiro, n. 27, p. 1-4, nov. 2004/jan. 2005.

SOTT, Valmir Roque. **Uma contribuição ao custeamento e tomada de decisões em ambiente de produção conjunta**. 2003. 161 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

THE BUSINESSWEEK 50. **Business Week**. New York : McGraw-Hill. n. 3965, 26 Dec. 2005. Disponível em: <<http://www.businessweek.com/magazine/toc/0514/B392705bw50.htm>>. Acesso em: 06 jan. 2006.

THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno; SCHAEFFER, Roberto. **Liberação das importações de derivados de petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2000.

VANDERBECK, Edward J; NAGY, Charles F. **Contabilidades de custos**. 11. ed. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2001.

ZAMITH, Maria Regina Macchione de Arruda. **A indústria para-petroleira nacional e o seu papel na competitividade do “Diamante Petroleiro” brasileiro**. 1999. 234 f. Dissertação (Mestrado) – Instituto de Eletrotécnica e Energia, Escola Politécnica, Instituto de Física, e Faculdade de Economia e Administração, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

## ANEXOS

### ANEXO A – Questionário de pesquisa

#### 1. Processo produtivo

1.1. Qual foi o fator de utilização da capacidade de refino?

Ano	%
em 2003:	
em 2004:	
em 2005:	
<b>Média</b>	<b>0,00</b>

1.2. Qual técnica é utilizada para determinar o *mix* de derivados produzidos?

1.3. Como é determinada a quantidade que será produzida de cada produto?

1.4. Qual o critério utilizado para definir o tipo de petróleo a ser adquirido para o processo?

1.5. Quais relatórios são elaborados pela gerência responsável pela produção?

1.6. Existe algum indicador de desempenho da produção? Quais são?

#### 2. Planejamento e controle dos custos

2.1. Quem determina o preço de venda dos derivados? (Marque "X").

- a. Refinaria
- b. Mercado

2.2. Em linhas gerais, como é determinado o preço de venda dos derivados?

2.3. Existe algum planejamento para controle dos custos? Quais?

2.4. Quais relatórios de custos são produzidos pela Gerência responsável?

2.5. Quais ações são tomadas baseadas nestes relatórios?

2.6. Existe algum tipo de controle da produção baseado em relatórios financeiros? Quais?

2.7. Quais são os critérios e as técnicas utilizadas na decisão de continuar o processamento ou vender um derivado?

2.8. Como são determinados os descontos concedidos? Existe análise sobre o impacto no lucro da refinaria?

2.9. No caso de modificações no planejamento da produção há análise sobre os impactos em termos de rentabilidade (custo/lucro)?

### 3. Contabilidade de custos

3.1. Com relação aos aspectos estratégicos de custos, quais os critérios competitivos utilizados, por ordem de importância (1, 2 e 3)?

- |                      |                      |
|----------------------|----------------------|
| a. Qualidade         | <input type="text"/> |
| b. Redução de custos | <input type="text"/> |
| c. Produtividade     | <input type="text"/> |

3.2. Qual é o objetivo do Sistema de Custeio da refinaria? (Marque "X")

- |  |                      |
|--|----------------------|
| a. Aspectos econômico-financeiro (Balanço Patrimonial, valoração de estoques, etc) | <input type="text"/> |
| b. Definição de estratégia   | <input type="text"/> |
| c. Avaliação de processos e atividades   | <input type="text"/> |
| d. Gerenciamento de custos   | <input type="text"/> |
| e. Tomada de decisão. Qual tipo de decisão? (Marque "X")                           | <input type="text"/> |
| e.1 Determinar o preço de venda dos derivados                                      | <input type="text"/> |
| e.2 Definir o mix de derivados   | <input type="text"/> |
| e.3 Comprar ou fabricar  | <input type="text"/> |
| e.4 Novos investimentos  | <input type="text"/> |
| e.5 Descontinuidade de um derivado   | <input type="text"/> |
| e.6 Outras   | <input type="text"/> |

3.3. Qual é o Sistema de Custeio utilizado na refinaria? (Marque "X").

- |   |                      |
|---|----------------------|
| a. Sistema de custeio por processo          | <input type="text"/> |
| b. Sistema de custeio por ordem de produção | <input type="text"/> |
| c. Sistema de custeio misto                 | <input type="text"/> |

3.4. Quais métodos de custeio são utilizados na refinaria? (Marque "X")

- |                                 |                      |
|---------------------------------|----------------------|
| a. Por absorção ou pleno        | <input type="text"/> |
| b. Custeio variável ou direto   | <input type="text"/> |
| c. Custeio padrão               | <input type="text"/> |
| d. Custeio por atividades - ABC | <input type="text"/> |
| e. RKW ou integral              | <input type="text"/> |
| f. Outros                       | <input type="text"/> |

3.5. No seu ponto de vista, o(s) método(s) utilizado(s) é(são) o(s) melhor(es)? Por quê?

3.6. Qual o critério utilizado para alocar os custos conjuntos? (Marque "X")

- |   |                      |
|---|----------------------|
| a. Critério do valor de mercado         | <input type="text"/> |
| b. Critério dos volumes produzidos      | <input type="text"/> |
| c. Critério da igualdade do lucro bruto | <input type="text"/> |
| d. Critério das ponderações             | <input type="text"/> |

3.7. No seu ponto de vista, o critério utilizado é o melhor? Por quê?

3.8. Os custos unitários dos derivados são considerados no processo de tomada de decisão da refinaria?

**ANEXO B – LEI Nº 2.004 de 03.10.1953 – DOU 03.10.1953****Presidência da República - Subchefia para Assuntos Jurídicos****LEI Nº 9.478, DE 1997**

Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

**CAPÍTULO I****Dos Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional**

Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:

- I - preservar o interesse nacional;
- II - promover o desenvolvimento, ampliar o mercado de trabalho e valorizar os recursos energéticos;
- III - proteger os interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;
- V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;
- VI - incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;
- VII - identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;
- VIII - utilizar fontes alternativas de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
- IX - promover a livre concorrência;
- X - atrair investimentos na produção de energia;
- XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.
- XII - incrementar, em bases econômicas, sociais e ambientais, a participação dos biocombustíveis na matriz energética nacional. (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

## CAPÍTULO II

### Do Conselho Nacional de Política Energética

Art. 2º Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas destinadas a:

I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com os princípios enumerados no capítulo anterior e com o disposto na legislação aplicável;

II - assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios;

III - rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, do carvão e da energia termonuclear;

IV - estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do carvão, da energia termonuclear, dos biocombustíveis, da energia solar, da energia eólica e da energia proveniente de outras fontes alternativas; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

V - estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seus derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.

VI - sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público, de forma que tais projetos venham assegurar a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico. (Incluído pela lei nº 10.848, de 2004)

§ 1º Para o exercício de suas atribuições, o CNPE contará com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético.

§ 2º O CNPE será regulamentado por decreto do Presidente da República, que determinará sua composição e a forma de seu funcionamento.

## CAPÍTULO III

### Da Titularidade e do Monopólio do Petróleo e do Gás Natural

#### SEÇÃO I

##### Do Exercício do Monopólio

Art. 3º Pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva.

Art. 4º Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:

I - a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II - a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;

III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

Art. 5º As atividades econômicas de que trata o artigo anterior serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

## SEÇÃO II

### Das Definições Técnicas

Art. 6º Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - Petróleo: todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado;

II - Gás Natural ou Gás: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros;

III - Derivados de Petróleo: produtos decorrentes da transformação do petróleo;

IV - Derivados Básicos: principais derivados de petróleo, referidos no art. 177 da Constituição Federal, a serem classificados pela Agência Nacional do Petróleo;

V - Refino ou Refinação: conjunto de processos destinados a transformar o petróleo em derivados de petróleo;

VI - Tratamento ou Processamento de Gás Natural: conjunto de operações destinadas a permitir o seu transporte, distribuição e utilização;

VII - Transporte: movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral;

VIII - Transferência: movimentação de petróleo, derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades;

IX - Bacia Sedimentar: depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não;

X - Reservatório ou Depósito: configuração geológica dotada de propriedades específicas, armazenadora de petróleo ou gás, associados ou não;

XI - Jazida: reservatório ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção;

XII - Prospecto: feição geológica mapeada como resultado de estudos geofísicos e de interpretação geológica, que justificam a perfuração de poços exploratórios para a localização de petróleo ou gás natural;

XIII - Bloco: parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural;

XIV - Campo de Petróleo ou de Gás Natural: área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção;

XV - Pesquisa ou Exploração: conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural;

XVI - Lavra ou Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação;

XVII - Desenvolvimento: conjunto de operações e investimentos destinados a viabilizar as atividades de produção de um campo de petróleo ou gás;

XVIII - Descoberta Comercial: descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção;

XIX - Indústria do Petróleo: conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e seus derivados;

XX - Distribuição: atividade de comercialização por atacado com a rede varejista ou com grandes consumidores de combustíveis, lubrificantes, asfaltos e gás liquefeito envasado, exercida por empresas especializadas, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;

XXI - Revenda: atividade de venda a varejo de combustíveis, lubrificantes e gás liquefeito envasado, exercida por postos de serviços ou revendedores, na forma das leis e regulamentos aplicáveis;

XXII - Distribuição de Gás Canalizado: serviços locais de comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal;

XXIII - Estocagem de Gás Natural: armazenamento de gás natural em reservatórios próprios, formações naturais ou artificiais.

XXIV - Biocombustível: combustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna ou, conforme regulamento, para outro tipo de geração de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil; (Incluído pela Lei nº 11.097, de 2005)

XXV - Biodiesel: biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil. (Incluído pela Lei nº 11.097, de 2005)

#### CAPÍTULO IV

Da Agência Nacional do Petróleo

DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,  
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS  
(Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

SEÇÃO I

Da Instituição e das Atribuições

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo - ANP, entidade integrante da Administração Federal indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, vinculado ao Ministério de Minas e Energia.

Art. 7º Fica instituída a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia. (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

Parágrafo único. A ANP terá sede e foro no Distrito Federal e escritórios centrais na cidade do Rio de Janeiro, podendo instalar unidades administrativas regionais.

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, cabendo-lhe:

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo e gás natural, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe: (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

II - promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;

III - regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas;

IV - elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução;

V - autorizar a prática das atividades de refinação, processamento, transporte, importação e exportação, na forma estabelecida nesta Lei e sua regulamentação;

VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei;

VII - fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

VII - fiscalizar diretamente, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

VIII - instruir processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais;

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente;

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

X - estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento;

XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades da indústria do petróleo;

XI - organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades reguladas da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

XII - consolidar anualmente as informações sobre as reservas nacionais de petróleo e gás natural transmitidas pelas empresas, responsabilizando-se por sua divulgação;

XIII - fiscalizar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991;

XIV - articular-se com os outros órgãos reguladores do setor energético sobre matérias de interesse comum, inclusive para efeito de apoio técnico ao CNPE;

XV - regular e autorizar as atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios.

XVI - regular e autorizar as atividades relacionadas à produção, importação, exportação, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda e comercialização de biodiesel, fiscalizando-as diretamente ou mediante convênios com outros órgãos da União, Estados, Distrito Federal ou Municípios; (Incluído pela Lei nº 11.097, de 2005)

XVII - exigir dos agentes regulados o envio de informações relativas às operações de produção, importação, exportação, refino, beneficiamento, tratamento, processamento, transporte, transferência, armazenagem, estocagem, distribuição, revenda, destinação e comercialização de produtos sujeitos à sua regulação; (Incluído pela Lei nº 11.097, de 2005)

XVIII - especificar a qualidade dos derivados de petróleo, gás natural e seus derivados e dos biocombustíveis. (Incluído pela Lei nº 11.097, de 2005)

Art. 9º Além das atribuições que lhe são conferidas no artigo anterior, caberá à ANP exercer, a partir de sua implantação, as atribuições do Departamento Nacional de Combustíveis - DNC, relacionadas com as atividades de distribuição e revenda de derivados de petróleo e álcool, observado o disposto no art. 78.

Art. 10. Quando, no exercício de suas atribuições, a ANP tomar conhecimento de fato que configure ou possa configurar infração da ordem econômica, deverá comunicá-lo ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, para que este adote as providências cabíveis, no âmbito da legislação pertinente.

Art. 10. Quando, no exercício de suas atribuições, a ANP tomar conhecimento de fato que possa configurar indício de infração da ordem econômica, deverá comunicá-lo imediatamente ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica – Cade e à Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça, para que estes adotem as providências cabíveis, no âmbito da legislação pertinente. (Redação dada pela Lei nº 10.202, de 20.2.2001)

Parágrafo único. Independentemente da comunicação prevista no caput deste artigo, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica – Cade notificará a ANP do teor da decisão que aplicar sanção por infração da ordem econômica cometida por empresas ou pessoas físicas no exercício de atividades relacionadas com o abastecimento nacional de combustíveis, no prazo máximo de vinte e quatro horas após a publicação do respectivo acórdão, para que esta adote as providências legais de sua alçada. (Parágrafo único incluído pela Lei nº 10.202, de 20.2.2001)

## SEÇÃO II

### Da Estrutura Organizacional da Autarquia

Art. 11. A ANP será dirigida, em regime de colegiado, por uma Diretoria composta de um Diretor-Geral e quatro Diretores.

§ 1º Integrará a estrutura organizacional da ANP um Procurador-Geral.

§ 2º Os membros da Diretoria serão nomeados pelo Presidente da República, após aprovação dos respectivos nomes pelo Senado Federal, nos termos da alínea *f* do inciso III do art. 52 da Constituição Federal.

§ 3º Os membros da Diretoria cumprirão mandatos de quatro anos, não coincidentes, permitida a recondução, observado o disposto no art. 75 desta Lei.

Art. 12. (VETADO)

I - (VETADO)

II - (VETADO)

III - (VETADO)

Parágrafo único. (VETADO)

Art. 13. Está impedida de exercer cargo de Diretor na ANP a pessoa que mantenha, ou haja mantido nos doze meses anteriores à data de início do mandato, um dos seguintes vínculos com empresa que explore qualquer das atividades integrantes da indústria do petróleo ou de distribuição

I - acionista ou sócio com participação individual direta superior a cinco por cento do capital social total ou dois por cento do capital votante da empresa ou, ainda, um por cento do capital total da respectiva empresa controladora;

II - administrador, sócio-gerente ou membro do Conselho Fiscal;

III - empregado, ainda que o respectivo contrato de trabalho esteja suspenso, inclusive da empresa controladora ou de entidade de previdência complementar custeada pelo empregador.

Parágrafo único. Está também impedida de assumir cargo de Diretor na ANP a pessoa que exerça, ou haja exercido nos doze meses anteriores à data de início do mandato, cargo de direção em entidade sindical ou associação de classe, de âmbito nacional ou regional, representativa de

interesses de empresas que explorem quaisquer das atividades integrantes da indústria do petróleo ou de distribuição. (Revogado pela Lei nº 9.986, de 18.7.2000)

Art. 14. Terminado o mandato, ou uma vez exonerado do cargo, o ex-Diretor da ANP ficará impedido, por um período de doze meses, contados da data de sua exoneração, de prestar, direta ou indiretamente, qualquer tipo de serviço a empresa integrante da indústria do petróleo ou de distribuição.

§ 1º Durante o impedimento, o ex-Diretor que não tiver sido exonerado nos termos do art. 12 poderá continuar prestando serviço à ANP, ou a qualquer órgão da Administração Direta da União, mediante remuneração equivalente à do cargo de direção que exerceu.

§ 2º Incorre na prática de advocacia administrativa, sujeitando-se às penas da lei, o ex-Diretor que violar o impedimento previsto neste artigo.

### SEÇÃO III

#### Das Receitas e do Acervo da Autarquia

Art. 15. Constituem receitas da ANP:

I - as dotações consignadas no Orçamento Geral da União, créditos especiais, transferências e repasses que lhe forem conferidos;

II - parcela das participações governamentais referidas nos incisos I e III do art. 45 desta Lei, de acordo com as necessidades operacionais da ANP, consignadas no orçamento aprovado;

III - os recursos provenientes de convênios, acordos ou contratos celebrados com entidades, organismos ou empresas, excetuados os referidos no inciso anterior;

IV - as doações, legados, subvenções e outros recursos que lhe forem destinados;

V - o produto dos emolumentos, taxas e multas previstos na legislação específica, os valores apurados na venda ou locação dos bens móveis e imóveis de sua propriedade, bem como os decorrentes da venda de dados e informações técnicas, inclusive para fins de licitação, ressalvados os referidos no § 2º do art. 22 desta Lei.

Art. 16. Os recursos provenientes da participação governamental prevista no inciso IV do art. 45, nos termos do art. 51, destinar-se-ão ao financiamento das despesas da ANP para o exercício das atividades que lhe são conferidas nesta Lei.

### SEÇÃO IV

#### Do Processo Decisório

Art. 17. O processo decisório da ANP obedecerá aos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade e publicidade.

Art. 18. As sessões deliberativas da Diretoria da ANP que se destinem a resolver pendências entre agentes econômicos e entre estes e consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo serão públicas, permitida a sua gravação por meios eletrônicos e assegurado aos interessados o direito de delas obter transcrições.

Art. 19. As iniciativas de projetos de lei ou de alteração de normas administrativas que impliquem afetação de direito dos agentes econômicos ou de consumidores e usuários de bens e serviços da indústria do petróleo serão precedidas de audiência pública convocada e dirigida pela ANP.

Art. 20. O regimento interno da ANP disporá sobre os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes econômicos, e entre estes e usuários e consumidores, com ênfase na conciliação e no arbitramento.

## CAPÍTULO V

### Da Exploração e da Produção

#### SEÇÃO I

##### Das Normas Gerais

Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP.

Art. 22. O acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras é também considerado parte integrante dos recursos petrolíferos nacionais, cabendo à ANP sua coleta, manutenção e administração.

§ 1º A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS transferirá para a ANP as informações e dados de que dispuser sobre as bacias sedimentares brasileiras, assim como sobre as atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo ou gás natural, desenvolvidas em função da exclusividade do exercício do monopólio até a publicação desta Lei.

§ 2º A ANP estabelecerá critérios para remuneração à PETROBRÁS pelos dados e informações referidos no parágrafo anterior e que venham a ser utilizados pelas partes interessadas, com fiel observância ao disposto no art. 117 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, com as alterações procedidas pela Lei nº 9.457, de 5 de maio de 1997.

Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei.

Parágrafo único. A ANP definirá os blocos a serem objeto de contratos de concessão.

Art. 24. Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

§ 1º Incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade.

§ 2º A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento.

Art. 25. Somente poderão obter concessão para a exploração e produção de petróleo ou gás natural as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.

Art. 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

§ 1º Em caso de êxito na exploração, o concessionário submeterá à aprovação da ANP os planos e projetos de desenvolvimento e produção.

§ 2º A ANP emitirá seu parecer sobre os planos e projetos referidos no parágrafo anterior no prazo máximo de cento e oitenta dias.

§ 3º Decorrido o prazo estipulado no parágrafo anterior sem que haja manifestação da ANP, os planos e projetos considerar-se-ão automaticamente aprovados.

Art. 27. Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção.

Parágrafo único. Não chegando as partes a acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão eqüitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.

Art. 28. As concessões extinguir-se-ão:

I - pelo vencimento do prazo contratual;

II - por acordo entre as partes;

III - pelos motivos de rescisão previstos em contrato;

IV - ao término da fase de exploração, sem que tenha sido feita qualquer descoberta comercial, conforme definido no contrato;

V - no decorrer da fase de exploração, se o concessionário exercer a opção de desistência e de devolução das áreas em que, a seu critério, não se justifiquem investimentos em desenvolvimento.

§ 1º A devolução de áreas, assim como a reversão de bens, não implicará ônus de qualquer natureza para a União ou para a ANP, nem conferirá ao concessionário qualquer direito de indenização pelos serviços, poços, imóveis e bens reversíveis, os quais passarão à propriedade da União e à administração da ANP, na forma prevista no inciso VI do art. 43.

§ 2º Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário fará, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.

Art. 29. É permitida a transferência do contrato de concessão, preservando-se seu objeto e as condições contratuais, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP, conforme o previsto no art. 25.

Parágrafo único. A transferência do contrato só poderá ocorrer mediante prévia e expressa autorização da ANP.

Art. 30. O contrato para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo ou gás natural não se estende a nenhum outro recurso natural, ficando o concessionário obrigado a informar a sua descoberta, prontamente e em caráter exclusivo, à ANP.

## SEÇÃO II

### Das Normas Específicas para as Atividades em Curso

Art. 31. A PETROBRÁS submeterá à ANP, no prazo de três meses da publicação desta Lei, seu programa de exploração, desenvolvimento e produção, com informações e dados que propiciem:

I - o conhecimento das atividades de produção em cada campo, cuja demarcação poderá incluir uma área de segurança técnica;

II - o conhecimento das atividades de exploração e desenvolvimento, registrando, neste caso, os custos incorridos, os investimentos realizados e o cronograma dos investimentos a realizar, em cada bloco onde tenha definido prospectos.

Art. 32. A PETROBRÁS terá ratificados seus direitos sobre cada um dos campos que se encontrem em efetiva produção na data de início de vigência desta Lei.

Art. 33. Nos blocos em que, quando do início da vigência desta Lei, tenha a PETROBRÁS realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração, poderá ela, observada sua capacidade de investir, inclusive por meio de financiamentos, prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento pelo prazo de três anos e, nos casos de êxito, prosseguir nas atividades de produção.

Parágrafo único. Cabe à ANP, após a avaliação da capacitação financeira da PETROBRÁS e dos dados e informações de que trata o art. 31, aprovar os blocos em que os trabalhos referidos neste artigo terão continuidade.

Art. 34. Cumprido o disposto no art. 31 e dentro do prazo de um ano a partir da data de publicação desta Lei, a ANP celebrará com a PETROBRÁS, dispensada a licitação prevista no art. 23, contratos de concessão dos blocos que atendam às condições estipuladas nos arts. 32 e 33, definindo-se, em cada um desses contratos, as participações devidas, nos termos estabelecidos na Seção VI.

Parágrafo único. Os contratos de concessão referidos neste artigo serão regidos, no que couber, pelas normas gerais estabelecidas na Seção anterior e obedecerão ao disposto na Seção V deste Capítulo.

Art. 35. Os blocos não contemplados pelos contratos de concessão mencionados no artigo anterior e aqueles em que tenha havido insucesso nos trabalhos de exploração, ou não tenham sido ajustados com a ANP, dentro dos prazos estipulados, serão objeto de licitação pela ANP para a outorga de novos contratos de concessão, regidos pelas normas gerais estabelecidas na Seção anterior.

### SEÇÃO III

#### Do Edital de Licitação

Art. 36. A licitação para outorga dos contratos de concessão referidos no art. 23 obedecerá ao disposto nesta Lei, na regulamentação a ser expedida pela ANP e no respectivo edital.

Art. 37. O edital da licitação será acompanhado da minuta básica do respectivo contrato e indicará, obrigatoriamente:

I - o bloco objeto da concessão, o prazo estimado para a duração da fase de exploração, os investimentos e programas exploratórios mínimos;

II - os requisitos exigidos dos concorrentes, nos termos do art. 25, e os critérios de pré-qualificação, quando este procedimento for adotado;

III - as participações governamentais mínimas, na forma do disposto no art. 45, e a participação dos superficiários prevista no art. 52;

IV - a relação de documentos exigidos e os critérios a serem seguidos para aferição da capacidade técnica, da idoneidade financeira e da regularidade jurídica dos interessados, bem como para o julgamento técnico e econômico-financeiro da proposta;

V - a expressa indicação de que caberá ao concessionário o pagamento das indenizações devidas por desapropriações ou servidões necessárias ao cumprimento do contrato;

VI - o prazo, local e horário em que serão fornecidos, aos interessados, os dados, estudos e demais elementos e informações necessários à elaboração das propostas, bem como o custo de sua aquisição.

Parágrafo único. O prazo de duração da fase de exploração, referido no inciso I deste artigo, será estimado pela ANP, em função do nível de informações disponíveis, das características e da localização de cada bloco.

Art. 38. Quando permitida a participação de empresas em consórcio, o edital conterá as seguintes exigências:

I - comprovação de compromisso, público ou particular, de constituição do consórcio, subscrito pelas consorciadas;

II - indicação da empresa líder, responsável pelo consórcio e pela condução das operações, sem prejuízo da responsabilidade solidária das demais consorciadas;

III - apresentação, por parte de cada uma das empresas consorciadas, dos documentos exigidos para efeito de avaliação da qualificação técnica e econômico-financeira do consórcio;

IV - proibição de participação de uma mesma empresa em outro consórcio, ou isoladamente, na licitação de um mesmo bloco;

V - outorga de concessão ao consórcio vencedor da licitação condicionada ao registro do instrumento constitutivo do consórcio, na forma do disposto no parágrafo único do art. 279 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 39. O edital conterá a exigência de que a empresa estrangeira que concorrer isoladamente ou em consórcio deverá apresentar, juntamente com sua proposta e em envelope separado:

I - prova de capacidade técnica, idoneidade financeira e regularidade jurídica e fiscal, nos termos da regulamentação a ser editada pela ANP;

II - inteiro teor dos atos constitutivos e prova de encontrar-se organizada e em funcionamento regular, conforme a lei de seu país;

III - designação de um representante legal junto à ANP, com poderes especiais para a prática de atos e assunção de responsabilidades relativamente à licitação e à proposta apresentada;

IV - compromisso de, caso vencedora, constituir empresa segundo as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil.

Parágrafo único. A assinatura do contrato de concessão ficará condicionada ao efetivo cumprimento do compromisso assumido de acordo com o inciso IV deste artigo.

## SEÇÃO IV

### Do Julgamento da Licitação

Art. 40. O julgamento da licitação identificará a proposta mais vantajosa, segundo critérios objetivos, estabelecidos no instrumento convocatório, com fiel observância dos princípios da legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e igualdade entre os concorrentes.

Art. 41. No julgamento da licitação, além de outros critérios que o edital expressamente estipular, serão levados em conta:

I - o programa geral de trabalho, as propostas para as atividades de exploração, os prazos, os volumes mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros;

II - as participações governamentais referidas no art. 45.

Art. 42. Em caso de empate, a licitação será decidida em favor da PETROBRÁS, quando esta concorrer não consorciada com outras empresas.

## SEÇÃO V

### Do Contrato de Concessão

Art. 43. O contrato de concessão deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e terá como cláusulas essenciais:

I - a definição do bloco objeto da concessão;

II - o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação;

III - o programa de trabalho e o volume do investimento previsto;

IV - as obrigações do concessionário quanto às participações, conforme o disposto na Seção VI;

V - a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase;

VI - a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens;

VII - os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato;

VIII - a obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas;

IX - os procedimentos relacionados com a transferência do contrato, conforme o disposto no art. 29;

X - as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional;

XI - os casos de rescisão e extinção do contrato;

XII - as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais.

Parágrafo único. As condições contratuais para prorrogação do prazo de exploração, referidas no inciso II deste artigo, serão estabelecidas de modo a assegurar a devolução de um percentual do

bloco, a critério da ANP, e o aumento do valor do pagamento pela ocupação da área, conforme disposto no parágrafo único do art. 51.

Art. 44. O contrato estabelecerá que o concessionário estará obrigado a:

I - adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente;

II - comunicar à ANP, imediatamente, a descoberta de qualquer jazida de petróleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos ou de outros minerais;

III - realizar a avaliação da descoberta nos termos do programa submetido à ANP, apresentando relatório de comercialidade e declarando seu interesse no desenvolvimento do campo;

IV - submeter à ANP o plano de desenvolvimento de campo declarado comercial, contendo o cronograma e a estimativa de investimento;

V - responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário;

VI - adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas.

## SEÇÃO VI

### Das Participações

Art. 45. O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação:

I - bônus de assinatura;

II - *royalties*;

III - participação especial;

IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

§ 1º As participações governamentais constantes dos incisos II e IV serão obrigatórias.

§ 2º As receitas provenientes das participações governamentais definidas no *caput*, alocadas para órgãos da administração pública federal, de acordo com o disposto nesta Lei, serão mantidas na Conta Única do Governo Federal, enquanto não forem destinadas para as respectivas programações.

§ 3º O superávit financeiro dos órgãos da administração pública federal referidos no parágrafo anterior, apurado em balanço de cada exercício financeiro, será transferido ao Tesouro Nacional.

Art. 46. O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato.

Art. 47. Os *royalties* serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.

§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos *royalties* estabelecido no *caput* deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.

§ 2º Os critérios para o cálculo do valor dos *royalties* serão estabelecidos por decreto do Presidente da República, em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.

§ 3º A queima de gás em *flares*, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos *royalties* devidos.

Art. 48. A parcela do valor do *royalty*, previsto no contrato de concessão, que representar cinco por cento da produção, correspondente ao montante mínimo referido no § 1º do artigo anterior, será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. (Vide Lei nº 10.261, de 2001)

Art. 49. A parcela do valor do *royalty* que exceder a cinco por cento da produção terá a seguinte distribuição: (Vide Lei nº 10.261, de 2001)

I - quando a lavra ocorrer em terra ou em lagos, rios, ilhas fluviais e lacustres:

a) cinquenta e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados onde ocorrer a produção;

b) quinze por cento aos Municípios onde ocorrer a produção;

c) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

d) vinte e cinco por cento ao Ministério da Ciência e Tecnologia para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo;

d) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis; (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

II - quando a lavra ocorrer na plataforma continental:

a) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Estados produtores confrontantes;

b) vinte e dois inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios produtores confrontantes;

c) quinze por cento ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção;

d) sete inteiros e cinco décimos por cento aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, na forma e critério estabelecidos pela ANP;

e) sete inteiros e cinco décimos por cento para constituição de um Fundo Especial, a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios;

f) vinte e cinco por cento ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.

f) 25% (vinte e cinco por cento) ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para financiar programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis. (Redação dada pela Lei nº 11.097, de 2005)

§ 1º Do total de recursos destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, serão aplicados no mínimo quarenta por cento em programas de fomento à capacitação e ao desenvolvimento científico e tecnológico nas regiões Norte e Nordeste.

§ 2º O Ministério da Ciência e Tecnologia administrará os programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico previstos no *caput* deste artigo, com o apoio técnico da ANP, no cumprimento do disposto no inciso X do art. 8º, e mediante convênios com as universidades e os centros de pesquisa do País, segundo normas a serem definidas em decreto do Presidente da República.

Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República. (Vide Lei nº 10.261, de 2001)

§ 1º A participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

§ 2º Os recursos da participação especial serão distribuídos na seguinte proporção:

I - quarenta por cento ao Ministério de Minas e Energia, para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de petróleo e gás natural, a serem promovidos pela ANP, nos termos dos incisos II e III do art. 8º;

I - 40% (quarenta por cento) ao Ministério de Minas e Energia, sendo 70% (setenta por cento) para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, a serem promovidos pela ANP, nos termos dos incisos II e III do art. 8º desta Lei, e pelo MME, 15% (quinze por cento) para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético e 15% (quinze por cento) para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional; (Redação dada pela lei nº 10.848, de 2004)

II - dez por cento ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, destinados ao desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo;

III - quarenta por cento para o Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção;

IV - dez por cento para o Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção.

§ 3º Os estudos a que se refere o inciso II do parágrafo anterior serão desenvolvidos pelo Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, com o apoio técnico da ANP, no cumprimento do disposto no inciso IX do art. 8º.

Art. 51. O edital e o contrato disporão sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser feito anualmente, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco, na forma da regulamentação por decreto do Presidente da República.

Parágrafo único. O valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área será aumentado em percentual a ser estabelecido pela ANP, sempre que houver prorrogação do prazo de exploração.

Art. 52. Constará também do contrato de concessão de bloco localizado em terra cláusula que determine o pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente, em moeda corrente, a um percentual variável entre cinco décimos por cento e um por cento da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP.

Parágrafo único. A participação a que se refere este artigo será distribuída na proporção da produção realizada nas propriedades regularmente demarcadas na superfície do bloco.

## CAPÍTULO VI

### Do Refino de Petróleo e do Processamento de Gás Natural

Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade.

§ 1º A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.

§ 2º Atendido o disposto no parágrafo anterior, a ANP outorgará a autorização a que se refere o inciso V do art. 8º, definindo seu objeto e sua titularidade.

Art. 54. É permitida a transferência da titularidade da autorização, mediante prévia e expressa aprovação pela ANP, desde que o novo titular satisfaça os requisitos expressos no § 1º do artigo anterior.

Art. 55. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a ANP expedirá as autorizações relativas às refinarias e unidades de processamento de gás natural existentes, ratificando sua titularidade e seus direitos.

Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo obedecerão ao disposto no art. 53 quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.

## CAPÍTULO VII

### Do Transporte de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

Art. 56. Observadas as disposições das leis pertinentes, qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP para construir instalações e efetuar qualquer modalidade de transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, seja para suprimento interno ou para importação e exportação.

Parágrafo único. A ANP baixará normas sobre a habilitação dos interessados e as condições para a autorização e para transferência de sua titularidade, observado o atendimento aos requisitos de proteção ambiental e segurança de tráfego.

Art. 57. No prazo de cento e oitenta dias, a partir da publicação desta Lei, a PETROBRÁS e as demais empresas proprietárias de equipamentos e instalações de transporte marítimo e dutoviário receberão da ANP as respectivas autorizações, ratificando sua titularidade e seus direitos.

Parágrafo único. As autorizações referidas neste artigo observarão as normas de que trata o parágrafo único do artigo anterior, quanto à transferência da titularidade e à ampliação da capacidade das instalações.

Art. 58. Facultar-se-á a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração adequada ao titular das instalações.

§ 1º A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

§ 2º A ANP regulará a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

Art. 59. Os dutos de transferência serão reclassificados pela ANP como dutos de transporte, caso haja comprovado interesse de terceiros em sua utilização, observadas as disposições aplicáveis deste Capítulo.

## CAPÍTULO VIII

Da Importação e Exportação de Petróleo,

seus Derivados e Gás Natural

Art. 60. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atender ao disposto no art. 5º poderá receber autorização da ANP para exercer a atividade de importação e exportação de petróleo e seus derivados, de gás natural e condensado.

Parágrafo único. O exercício da atividade referida no *caput* deste artigo observará as diretrizes do CNPE, em particular as relacionadas com o cumprimento das disposições do art. 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, e obedecerá às demais normas legais e regulamentares pertinentes.

## CAPÍTULO IX

Da Petrobrás

Art. 61. A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS é uma sociedade de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins, conforme definidas em lei.

§ 1º As atividades econômicas referidas neste artigo serão desenvolvidas pela PETROBRÁS em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado, observados o período de transição previsto no Capítulo X e os demais princípios e diretrizes desta Lei.

§ 2º A PETROBRÁS, diretamente ou por intermédio de suas subsidiárias, associada ou não a terceiros, poderá exercer, fora do território nacional, qualquer uma das atividades integrantes de seu objeto social.

Art. 62. A União manterá o controle acionário da PETROBRÁS com a propriedade e posse de, no mínimo, cinquenta por cento das ações, mais uma ação, do capital votante.

Parágrafo único. O capital social da PETROBRÁS é dividido em ações ordinárias, com direito de voto, e ações preferenciais, estas sempre sem direito de voto, todas escriturais, na forma do art. 34 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 63. A PETROBRÁS e suas subsidiárias ficam autorizadas a formar consórcios com empresas nacionais ou estrangeiras, na condição ou não de empresa líder, objetivando expandir atividades, reunir tecnologias e ampliar investimentos aplicados à indústria do petróleo.

Art. 64. Para o estrito cumprimento de atividades de seu objeto social que integrem a indústria do petróleo, fica a PETROBRÁS autorizada a constituir subsidiárias, as quais poderão associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.

Art. 65. A PETROBRÁS deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.

Art. 66. A PETROBRÁS poderá transferir para seus ativos os títulos e valores recebidos por qualquer subsidiária, em decorrência do Programa Nacional de Desestatização, mediante apropriada redução de sua participação no capital social da subsidiária.

Art. 67. Os contratos celebrados pela PETROBRÁS, para aquisição de bens e serviços, serão precedidos de procedimento licitatório simplificado, a ser definido em decreto do Presidente da República.

Art. 68. Com o objetivo de compor suas propostas para participar das licitações que precedem as concessões de que trata esta Lei, a PETROBRÁS poderá assinar pré-contratos, mediante a expedição de cartas-convites, assegurando preços e compromissos de fornecimento de bens e serviços.

Parágrafo único. Os pré-contratos conterão cláusula resolutiva de pleno direito, a ser exercida, sem penalidade ou indenização, no caso de outro licitante ser declarado vencedor, e serão submetidos, *a posteriori*, à apreciação dos órgãos de controle externo e fiscalização.

## CAPÍTULO X

### Das Disposições Finais e Transitórias

#### SEÇÃO I

##### Do Período de Transição

Art. 69. Durante um período de transição de, no máximo, trinta e seis meses, contados a partir da publicação desta Lei, os reajustes e revisões dos preços dos derivados básicos de petróleo e do gás natural, praticados pelas refinarias e pelas unidades de processamento, serão efetuados segundo diretrizes e parâmetros específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia.

Art. 69. Durante o período de transição, que se estenderá, no máximo, até o dia 31 de dezembro de 2001, os reajustes e revisões de preços dos derivados básicos de petróleo e gás natural, praticados pelas unidades produtoras ou de processamento, serão efetuados segundo diretrizes e parâmetros específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia." (Redação dada pela Lei nº 9.990, 21.7.2000) (Vide Lei 10.453, de .13.52002)

Art. 70. Durante o período de transição de que trata o artigo anterior, a ANP estabelecerá critérios para as importações de petróleo, de seus derivados básicos e de gás natural, os quais serão compatíveis com os critérios de desregulamentação de preços, previstos no mesmo dispositivo.

Art. 71. Os derivados de petróleo e de gás natural que constituam insumos para a indústria petroquímica terão o tratamento previsto nos arts. 69 e 70, objetivando a competitividade do setor.

Art. 72. Durante o prazo de cinco anos, contados a partir da data de publicação desta Lei, a União assegurará, por intermédio da ANP, às refinarias em funcionamento no país, excluídas do monopólio da União, nos termos do art. 45 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, condições operacionais e econômicas, com base nos critérios em vigor, aplicados à atividade de refino.

Parágrafo único. No prazo previsto neste artigo, observar-se-á o seguinte:

I - (VETADO)

II - as refinarias se obrigam a submeter à ANP plano de investimentos na modernização tecnológica e na expansão da produtividade de seus respectivos parques de refino, com vistas ao aumento da produção e à conseqüente redução dos subsídios a elas concedidos;

III - a ANP avaliará, periodicamente, o grau de competitividade das refinarias, a realização dos respectivos planos de investimentos e a conseqüente redução dos subsídios relativos a cada uma delas.

Art. 73. Até que se esgote o período de transição estabelecido no art. 69, os preços dos derivados básicos praticados pela PETROBRÁS poderão considerar os encargos resultantes de subsídios incidentes sobre as atividades por ela desenvolvidas.

Parágrafo único. À exceção das condições e do prazo estabelecidos no artigo anterior, qualquer subsídio incidente sobre os preços dos derivados básicos, transcorrido o período previsto no art. 69, deverá ser proposto pelo CNPE e submetido à aprovação do Congresso Nacional, nos termos do inciso II do art. 2º.

Art. 74. A Secretaria do Tesouro Nacional procederá ao levantamento completo de todos os créditos e débitos recíprocos da União e da PETROBRÁS, abrangendo as diversas contas de obrigações recíprocas e subsídios, inclusive os relativos à denominada Conta Petróleo, Derivados e Alcool, instituída pela Lei nº 4.452, de 5 de novembro de 1964, e legislação complementar, ressarcindo-se o Tesouro dos dividendos mínimos legais que tiverem sido pagos a menos desde a promulgação da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976. (Vide Lei nº 10.742, de 6.10.2003)

Parágrafo único. Até que se esgote o período de transição, o saldo credor desse encontro de contas deverá ser liquidado pela parte devedora, ficando facultado à União, caso seja a devedora, liquidá-lo em títulos do Tesouro Nacional.

## SEÇÃO II

### Das Disposições Finais

Art. 75. Na composição da primeira Diretoria da ANP, visando implementar a transição para o sistema de mandatos não coincidentes, o Diretor-Geral e dois Diretores serão nomeados pelo Presidente da República, por indicação do Ministro de Estado de Minas e Energia, respectivamente com mandatos de três, dois e um ano, e dois Diretores serão nomeados conforme o disposto nos §§ 2º e 3º do art. 11.

Art. 76. A ANP poderá contratar especialistas para a execução de trabalhos nas áreas técnica, econômica e jurídica, por projetos ou prazos limitados, com dispensa de licitação nos casos previstos na legislação aplicável.

Parágrafo único. Fica a ANP autorizada a efetuar a contratação temporária, por prazo não excedente a trinta e seis meses, nos termos do art. 37 da Constituição Federal, do pessoal técnico imprescindível à implantação de suas atividades. (Revogado pela Lei 10.871, de 2004)

Art. 77. O Poder Executivo promoverá a instalação do CNPE e implantará a ANP, mediante a aprovação de sua estrutura regimental, em até cento e vinte dias, contados a partir da data de publicação desta Lei.

§ 1º A estrutura regimental da ANP incluirá os cargos em comissão e funções gratificadas existentes no DNC.

§ 2º (VETADO)

§ 3º Enquanto não implantada a ANP, as competências a ela atribuídas por esta Lei serão exercidas pelo Ministro de Estado de Minas e Energia.

Art. 78. Implantada a ANP, ficará extinto o DNC.

Parágrafo único. Serão transferidos para a ANP o acervo técnico-patrimonial, as obrigações, os direitos e as receitas do DNC.

Art. 79. Fica o Poder Executivo autorizado a remanejar, transferir ou utilizar os saldos orçamentários do Ministério de Minas e Energia, para atender às despesas de estruturação e manutenção da ANP, utilizando como recursos as dotações orçamentárias destinadas às atividades finalísticas e administrativas, observados os mesmos subprojetos, subatividades e grupos de despesa previstos na Lei Orçamentária em vigor.

Art. 80. As disposições desta Lei não afetam direitos anteriores de terceiros, adquiridos mediante contratos celebrados com a PETROBRÁS, em conformidade com as leis em vigor, e não invalidam os atos praticados pela PETROBRÁS e suas subsidiárias, de acordo com seus estatutos, os quais serão ajustados, no que couber, a esta Lei.

Art. 81. Não se incluem nas regras desta Lei os equipamentos e instalações destinados a execução de serviços locais de distribuição de gás canalizado, a que se refere o § 2º do art. 25 da Constituição Federal.

Art. 82. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 83. Revogam-se as disposições em contrário, inclusive a Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953.

Brasília, 6 de agosto de 1997; 176º da Independência e 109º da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO

*Iris Rezende*

*Raimundo Brito*

*Luiz Carlos Bresser Pereira*

**ANEXO C – Lei nº 9.478 de 06.08.1997 – DOU 07.08.1997****Presidência da República - Subchefia para Assuntos Jurídicos****LEI Nº 2.004, DE 1953****Revogada pela Lei nº 9.478, de 1997**

Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

**CAPÍTULO I****DISPOSIÇÕES PRELIMINARES**

Art. 1º Constituem monopólio da União:

I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e outros hidrocarbonetos fluídos e gases raros, existentes no território nacional;

II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no País, e bem assim o transporte, por meio de condutos, de petróleo bruto e seus derivados, assim como de gases raros de qualquer origem.

Art. 2º A União exercerá, o monopólio estabelecido no artigo anterior:

I – por meio do Conselho Nacional do Petróleo, como órgão de orientação e fiscalização;

II – por meio da sociedade por ações Petróleo Brasileiro S. A. e das suas subsidiárias, constituídas na forma da presente lei, como órgãos de execução.

**CAPÍTULO II****Do CONSELHO NACIONAL DO PETRÓLEO**

Art. 3º O Conselho Nacional do Petróleo, órgão autônomo, diretamente subordinado ao Presidente da República, tem por finalidade superintender as medidas concernentes ao abastecimento nacional de petróleo.

§ 1º Entende-se por abastecimento nacional de petróleo a produção, a importação, a exportação, a refinação, o transporte, a distribuição e o comércio de petróleo bruto, de poço ou de xisto, assim como de seus derivados.

§ 2º Ainda se inclui na esfera da superintendência do Conselho Nacional do Petróleo o aproveitamento de outras hidrocarbonetos fluídos e de gases raras.

Art. 4º O Conselho Nacional do Petróleo continuará a reger-se, na sua organização e funcionamento, pelas leis em vigor, com as modificações decorrentes da presente lei.

Parágrafo único. O Presidente da República expedirá o novo Regimento do Conselho Nacional do Petróleo, tendo em vista o disposto neste artigo.

### CAPÍTULO III

#### DA SOCIEDADE POR AÇÕES PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. (PETROBRÁS) E SUAS SUBSIDIÁRIAS

##### SEÇÃO I

###### Da Constituição da Petrobrás

Art. 5º Fica a União autorizada a constituir, na forma desta lei, uma sociedade por ações, que se denominará Petróleo Brasileiro S. A. e usará a sigla ou abreviatura de Petrobrás.

Art. 6º A Petróleo Brasileiro S. A. terá por objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o comércio e o transporte do petróleo proveniente de poço ou de xisto – de seus derivados bem como de quaisquer atividades correlatas ou afins.

Parágrafo único. A pesquisa e a lavra, realizadas pela Sociedade, obedecerão a plano por ela organizados e aprovados pelo Conselho Nacional do Petróleo, sem as formalidades, exigências de limitações de área, e outras julgadas dispensáveis, em face da decreto-lei nº 3.236, de 7 de maio de 1941, autorizando-as o Conselho em nome da União.

Art. 7º O Presidente da República designará por decreto o representante da União nos atos constitutivos da Sociedade.

§ 1º Os atos constitutivos serão precedidos:

I – Pelo estudo e aprovação do projeto de organização dos serviços básicos da Sociedade, quer internos, quer externos.

II – Pelo arrolamento, com tôdas as especificações, dos bens e direitos que a União destinar à integralização de seu capital.

III – Pela elaboração dos Estatutos e sua publicação prévia, para conhecimento geral

§ 2º Os atos constitutivos compreenderão:

I – aprovação das avaliações dos bens e direitos arrolados para constituírem em o capital da União.

II – Aprovação dos Estatutos.

III – Aprovação do plano de transferência dos serviços que tenham de passar do Conselho Nacional do Petróleo para a Sociedade e das verbas respectivas.

§ 3º A Sociedade será constituída em sessão pública do Conselho Nacional do Petróleo, cuja ata deverá conter os Estatutos aprovados, bem como o histórico e o resumo dos atos constitutivos, especialmente da avaliação dos bens e direitos convertidos em capital.

§ 4º A constituição da Sociedade será aprovada por decreto do Poder executivo e sua ata será arquivada, por cópia autêntica, no Registro do Comércio.

Art. 8º Nos Estatutos da Sociedade serão observadas, em tudo que lhes fôr aplicável, as normas da lei de sociedades anônimas. A reforma dos Estatutos em pontos que impliquem modificação desta lei depende de autorização legislativa, e, nos demais casos, fica subordinada à aprovação do Presidente da República, mediante decreto.

## SEÇÃO II

### DO CAPITAL DA PETROBRÁS

Art. 9º A Sociedade terá inicialmente o capital de Cr\$ 4.000.000.000,00 (quatro bilhões de cruzeiros), dividido em 20.000.000 (vinte milhões) de ações ordinárias, nominativas, do valor de Cr\$ 200,00 (duzentos cruzeiros) cada uma.

§ 1º Até o ano de 1957, o capital será, elevado a um mínimo de Cr\$ 10.000.000.000,00 (dez bilhões de cruzeiros), na forma prevista no art. 12.

§ 2º As ações da Sociedade serão ordinárias, com direito de voto, e preferenciais, sempre sem direito de voto, e inconversíveis em ações ordinárias, podendo os aumentos de capital dividir-se, na todo ou em parte, em ações preferenciais para cuja emissão não prevalecerá a restrição do parágrafo único do art. 9º do decreto-lei nº 2.627, de 26 de setembro de 1940.

§ 3º As ações preferenciais terão prioridade no reembolso do capital e na distribuição do dividendo mínimo de 5% (cinco por cento).

§ 4º As ações da Sociedade poderão ser agrupadas em títulos múltiplos de 100 (cem) a 100.000 (cem mil) ações, sendo nos Estatutos regulados o agrupamento e o desdobramento de acordo com a vontade do acionista.

Art. 10. A União subscreverá a totalidade do capital inicial da Sociedade, que será expresso em ações ordinárias e, para sua integralização, disporá de bens e direitos que possui, relacionados com o petróleo, inclusive a permissão para utilizar jazidas de petróleo, rochas betuminosas e pirobetuminosas e de gases naturais; também subscreverá, em todo aumento de capital, ações ordinárias que lhe assegurem pelo menos 51 % (cinquenta e um por cento) do capital votante.

§ 1º e o valor dos bens e direitos referidos neste artigo, apurado mediante avaliação aprovada pelo Conselho Nacional do Petróleo, não bastar para a integração do capital a União o fará em dinheiro.

§ 2º Fica o Tesouro Nacional, no caso previsto no parágrafo anterior, autorizado a fazer adiantamentos sobre a receita dos tributos e contribuições destinados à integralização do capital da Sociedade, ou a efetuar operações de crédito por antecipação da receita até a quantia de Cr\$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de cruzeiros).

§ 3º A União transferirá, sem ônus, aos Estados e Municípios em cujos territórios existem ou venham a ser descobertas jazidas e minas de petróleo de rochas betuminosas e pirobetuminosas e de gases naturais, respectivamente 8% (oito por cento) e 2% (dois por cento) das ações relativas ao

valor atribuído a essas jazidas e pelo qual sejam incorporadas ao capital da Petrobrás no ato de sua constituição ou posteriormente.

Art. 11. As transferências pela União de ações do capital social ou as subscrições de aumento de capital pelas entidades e pessoas às quais a lei confere este direito, não poderão, em hipótese alguma, importar em reduzir a menos de 51% (cinquenta e um por cento) não só as ações com direito a voto de propriedade da União, como a participação desta na constituição do capital social.

Parágrafo único. Será nula qualquer transferência ou subscrição de ações feita com infringência deste artigo, podendo a nulidade ser pleiteada inclusive por terceiros, por meio de ação popular.

Art. 12 Os aumentos periódicos do capital da Sociedade far-se-ão com recursos mencionados nos artigos seguintes.

Art. 13. A parte da receita do imposto único sobre combustíveis líquidos a que se refere o art. 3º da lei nº 1.749, de 28 de novembro de 1.952. terá a seguinte aplicação:

I – Os 40% (quarenta por cento) pertencentes à União em ações da Sociedade, até que esteja assegurada a integralização do capital previsto no § 1º do art. 9º e, eventualmente, na tomada de obrigações;

II – Os 60% (sessenta por cento) pertencentes aos Estados, Distrito Federal e aos Municípios ser o aplicados:

a) em ações da Sociedade, até que esteja assegurada a integralização do capital de acordo com os planos aprovados pelo Conselho Nacional do Petróleo, devendo a participação de cada entidade ser, no mínimo, proporcional a respectiva cota do imposto único;

b) na comada de obrigações da Sociedade ou de ações e obrigações das Subsidiárias, ficando sempre assegurada aos Estados, Distrito Federal e Municípios, uma participação proporcional às respectivas contribuições, observada a preferência estabelecida no art. 40.

Parágrafo único. A cota do Fundo Rodoviário Nacional, que cabe às entidades mencionadas no inciso II, poderá ficar retida, se fôr oposto qualquer obstáculo à aplicação da percentagem especificada no mesmo inciso aos fins e nos termos estabelecidos neste artigo.

Art. 14. O produto dos impostos de importação e de consumo incidentes sobre veículos, automóveis e do imposto sobre a remessa de valores para o exterior, correspondente à importação desses veículos, suas peças e acessórios, se destina à subscrição pela União de ações e obrigações da Sociedade.

Art. 15 Os proprietários e veículos automóveis, terrestres, aquáticos e aéreos, contribuirão anualmente, até o exercício de 1957, com as quantias discriminadas na tabela anexa, recebendo, respeitado o disposto no art. 18, certificados que serão substituídos por ações preferenciais ou obrigações da sociedade, os quais conterão declaração expressa desse direito, assegurada a responsabilidade solidária da União, em qualquer hipótese, pelo valor nominal de tais títulos.

Parágrafo único. Os atos relativos a veículos automóveis compreendidos na competência da União só poderão ser realizados depois de feito o pagamento da contribuição a que se refere este artigo, promovendo o Governo convênio entendimento com as demais entidades de direito público para que em relação ao licenciamento e emplacamento anual daqueles veículos, nos limites de sua competência, seja prestada colaboração no mesmo sentido.

Art. 16 Os recursos a que tratam os artigos 13, 14 e 15 serão recolhidos à conta ou contas especiais no Banco do Brasil.

§ 1º A União, por intermédio do representante destinado nos termos do art 7º, poderá movimentar os recursos destinados por esta lei à Petrobrás, antes de sua constituição, de acordo com as instruções do Ministro da Fazenda, para ocorrer às respectivas despesas.

§ 2º Ainda que não tenham sido distribuídas as ações correspondentes ao aumento de capital, a Sociedade poderá movimentar as contas especiais referidas neste artigo.

Art. 17 A Sociedade poderá emitir, até o limite do dôbro do seu capital social integralizado, obrigações ao portador, com ou sem garantia do Tesouro.

### SEÇÃO III

#### Dos acionistas da Petrobrás

Art. 18. Os Estatutos da Sociedade, garantida a preferência às pessoas jurídicas de direito público interno, poderão admitir como acionistas somente:

I – as pessoas jurídicas de direito público interno;

II – o Banco do Brasil e as sociedades de economia mista, criadas pela União, pelos Estados ou Municípios, as quais em consequência de lei, estejam sob controle permanente do Poder Público;

III – os brasileiros natos ou naturalizados há mais de cinco anos e residentes no Brasil uns e outros solteiros ou casados com brasileiras ou estrangeiras, quando não o sejam sob o regime de comunhão de bens ou qualquer outro que permita a comunicação dos adquiridos na constância do casamento, limitada a aquisição de ações ordinárias a 20.000(vinte mil);

IV – as pessoas jurídicas de direito privado, organizadas com observância do disposto no art. 9º, alínea b do decreto nº 4.071, de 12 de maio de 1939, limitada a aquisição de ações ordinárias a 100.000 (cem mil);

V - as pessoas jurídicas de direito privado, brasileiros de que somente façam parte as pessoas indicadas no item III, limitada a aquisição de ações ordinárias a 20.000 (vinte mil).

### SEÇÃO IV

#### Da diretoria e do conselho fiscal da Petrobrás

Art. 19 A Sociedade será dirigida por um Conselho de Administração, com funções deliberativas, e uma Diretoria Executiva.

§ 1º O Conselho de Administração será constituído de:

a) 1 (um) Presidente nomeado pelo Presidente da República e demissível ad nutum com direito de veto sobre as decisões do próprio Conselho e da Diretoria Executiva.

b) 3 (três) Diretores nomeados pelo Presidente da República, com mandato de 3 (três) anos;

c) Conselheiros eleitos pelas pessoas jurídicas de direito público, com exceção da União em número máximo de 3 (três) e com mandato de 3 (três) anos;

d) Conselheiros eleitos pelas pessoas físicas e jurídicas de direito privado, em número máximo de 2 (dois) e com mandato de 3 (três) anos, cada parcela de 7,5 % (sete e meio por cento) do capital votante da Sociedade, subscrito pelas pessoas mencionadas nas letras c e d do § 1º.

§ 3º A Diretoria Executiva compor-se-a do Presidente e dos 3 (três) Diretores nomeados pelo Presidente da República.

§ 4º E privativo dos brasileiros natos o exercício das funções de membro do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal.

§ 5º Do veto do Presidente ao qual se refere a letra a do § 1º, haverá recurso ex-officio para o Presidente da República, ouvido o Conselho Nacional do Petróleo.

§ 6º Os 3 (três) primeiros Diretores serão nomeados pelos prazos de respectivamente, 1 (um), 2 (dois) e 3 (três) anos, de forma a que anualmente termine o mandato de um Diretor.

Art. 20. O Conselho Fiscal será constituído de 5 (cinco) membros, com mandato de 3 (três) anos.

Parágrafo único. A união elegerá um representante, as pessoas físicas e jurídicas de direito privado outro, as demais pessoas jurídicas de direito público, três, assegurados neste caso, a cada grupo de acionistas que representar um terço dos votos, o direito de eleger separadamente um membro.

Art. 21 O Conselho Fiscal da Petróleo Brasileiro S A. terá as atribuições constantes do art. 127 do decreto-lei nº 2.627, de 26 de setembro de 1940, não se lhe aplicando o decreto-lei nº 2.928, de 31 de dezembro do mesmo ano.

## SEÇÃO V

Dos fatores e obrigações atribuídos à Petrobrás

Art. 22. Os atos de constituição da Sociedade e de integralização do seu capital, bem como as propriedades que possuir e as aquisições de bens móveis e imóveis que fizer e ainda os instrumentos de mandato para o exercício do direito de voto nas Assembléias Gerais serão isentos de impostos e taxas e quaisquer outros onus fiscais compreendidos na competência da União, que se entenderá com as outras entidades de direito público, solicitando-lhes os mesmos favores para a Sociedade da qual participarão, na esfera de competência tributária.

Art. 23. A Sociedade gozará de isenção de direitos de importação para consumo e de impostos adicionais em relação aos maquinismos, seus sobressalentes e acessórios aparelhos, ferramentas, instrumentos e materiais destinados à construção, instalação, ampliação, melhoramento, funcionamento, exploração conservação e manutenção de suas instalações, para os fins a que se destina.

Parágrafo único. Todos os materiais e mercadorias referidos neste artigo com restrição quanto aos similares de produção nacional, serão desembaraçados mediante portaria dos inspetores das Alfândegas.

Art. 24. A Sociedade fica assegurado o direito de promover desapropriação, nos termos da legislação em vigor.

Art. 25. Dependendo sempre de prévia e específica aprovação do Conselho Nacional do Petróleo a Sociedade só poderá dar garantia a financiamentos, tomados no país ou no exterior a favor das empresas subsidiárias, e desde que a operação no caso de capital estrangeiro não tenha qualquer vinculação real.

Parágrafo único. O Poder Executivo poderá dar aos financiamentos tomados no exterior, pela Sociedade e pelas suas subsidiárias, a garantia do Tesouro Nacional até 25% (vinte e cinco por cento) do respectivo capital integralizado quando se tornar necessário pelo vulto de operação e pelo eminente interesse nacional em causa.

Art. 26 Somente quando os dividendos atingirem 6% (seis por cento), poderá a Assembléia Geral dos Acionistas fixar as percentagens ou gratificação por conta dos lucros para a Administração da Sociedade.

Art. 27. A Sociedade e suas subsidiárias ficam obrigadas a pagar aos Estados e Territórios onde fizerem a lavra de petróleo e xisto betuminoso e a extração de gás, indenização correspondente a 5% (cinco por cento) sobre o valor do óleo extraído ou do xisto ou do gás.

§ 1º Os valores do óleo e do xisto betuminoso serão fixados pelo Conselho Nacional do Petróleo.

§ 2º Será efetuado trimestralmente o pagamento de que trata êste artigo.

§ 3º Os Estados e Territórios distribuirão 20% (vinte por cento) do que receberem, proporcionalmente aos Municípios, segundo a produção de óleo de cada um deles devendo êste pagamento ser efetuado trimestralmente.

§ 4º Os Estados, Territórios e Municípios deverão aplicar os recursos fixados neste artigo, preferentemente, na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias.

Art. 28. A União poderá incumbir à Sociedade a execução de serviços condizentes com a sua finalidade, para os quais destinar recursos financeiros especiais.

Art. 29. Os direitos relativos a concessões e autorizações referentes a jazidas de óleo mineral, refinarias e oleodutos que a Sociedade receber da União serão malienáveis, ainda quando, como valor econômico, seja pela Petrobrás, cedido o seu direito de utilização dos mesmos a qualquer de suas subsidiárias.

Art. 30. Não ocorrendo a desapropriação, a Petrobrás indenizará pelos seu justo valor aos proprietários do solo pelos prejuízos causados com a pesquisa ou lavra.

Art. 31. A Petrobrás, de acordo com a orientação do Conselho Nacional do Petróleo, deverá manter um coeficiente mínimo de reservas de óleo nos campos petrolíferos.

Art. 32. A Petrobrás e as sociedades dela subsidiárias enviarão ao Tribunal de Contas, até 31 de março de cada ano, as contas gerais da Sociedade relativas ao exercício anterior, as quais serão por aquêle emitidas à Câmara dos Deputados e Senado Federal.

Parágrafo único. O tribunal de Contas limitar-se-á a emitir parecer sobre as contas que lhe forem enviadas e o Congresso Nacional, depois de tomar conhecimento das mesmas sem julgá-las, e do parecer do Tribunal, adotará, por qualquer de suas Casas, quanto ao assunto, as medidas que a sua ação fiscalizadora entender convenientes.

Art. 33. A direção da Petrobrás e a direção das sociedades dela subsidiárias são obrigadas a prestar as informações que lhes forem solicitadas pelo Congresso Nacional acerca dos seus atos e deliberações.

Art. 34. Quando o acionista for pessoa jurídica de direito público, ser-lhe-á facultado o exame dos papéis e documentos da Sociedade para o fim de fiscalização das contas.

Art. 35. Os Estatutos da Petrobrás prescreverão normas específicas para participação dos seus empregados nos lucros da Sociedade, as quais deverão prevalecer até que, de modo geral, seja regulamentado o inciso IV do art. 157 da Constituição.

## SEÇÃO VI

Disposições relativas ao pessoal da Petrobrás

Art. 36. Os militares e os funcionários públicos civis da União e das entidades autárquicas, paraestatais e das sociedades de economia mista, poderão servir na Petrobrás em funções de direção ou de natureza técnica, na forma do decreto-lei nº 6.877, de 18 de setembro de 1944, não podendo, todavia, acumular vencimentos, gratificações ou quaisquer outras vantagens, sob pena de se considerar como tendo renunciado ao cargo primitivo.

Parágrafo único. Na hipótese do Conselho Nacional do Petróleo reduzir o seu pessoal, a Petrobrás dará preferência no preenchimento dos cargos ou funções, de acordo com as suas aptidões, aos servidores dispensados.

Art. 37. Não se aplica aos diretores, funcionários e acionistas da Petróleo Brasileiro S. A. o disposto na alínea c do art. 2º do decreto-lei nº 538, de 7 de julho de 1938, podendo ser acionista da Sociedade os funcionários dela e os servidores públicos em geral, inclusive os do Conselho Nacional do Petróleo.

Art. 38. A Sociedade contribuirá para a preparação do pessoal técnico necessário aos seus serviços, bem como de operários qualificados, através de cursos de especialização, que organizará podendo também conceder auxílios aos estabelecimentos de ensino do País ou bolsas de estudo para a preparação no exterior e outros meios adequados.

## SEÇÃO VII

### Das subsidiárias da Petrobrás

Art. 39. A Sociedade operará diretamente ou através de suas subsidiárias, organizadas com aprovação do Conselho Nacional do Petróleo, nas quais deverá sempre ter a maioria das ações com direito a voto.

§ 1º Na composição da restante parte do capital, observar-se-á o mesmo critério estabelecido para a Petrobrás, assegurada a proporcionalidade a que se refere o art. 13, inciso II, letra b, e a preferência estabelecida no art. 40.

§ 2º Os cargos de direção das empresas referidas neste artigo serão privativos dos brasileiros natos, sempre que seu objeto seja qualquer das privacidade da indústria do petróleo.

§ 3º Na constituição dos corpos de direção e fiscalização das subsidiárias serão adotados critérios análogos aos estabelecidos nesta Lei, assegurando-se, ainda, às pessoas de direito público, com interesse relevante naquelas empresas, a representação na diretoria executiva.

Art. 40. Ao Estado em cujo território for extraído ou refinado óleo cru ou exploração será assegurada a preferência, com o concurso dos seus municípios para a participação nas sociedades subsidiárias destinadas à sua refinação ou distribuição, até o montante de 20% (vinte por cento) do seu capital.

Parágrafo único. Sempre que o Estado produtor de petróleo ou de gás manifestar o propósito de usar da preferência de que trata este artigo ser-lhe-ão atribuídas ou transferidas pela Petrobrás, nos limites prefixados as ações que o mesmo se proponha tomar e para cuja integralização serão, previamente estabelecidos os prazos e condições que visando a facilitar a colaboração do Estado não sacrifiquem, no entanto os interesses relacionados com a constituição e o funcionamento da subsidiária de que o mesmo deva participar.

Art. 41. A Petrobrás, por autorização do Presidente da República, expedida em decreto e depois de ouvido o Conselho Nacional do Petróleo, poderá associar-se, sem as limitações previstas no art. 39. a entidades destinadas à exploração do petróleo fora do território nacional, desde que a participação do Brasil ou de entidades brasileiras seja prevista, em tais casos, por tratado ou convênio.

Art. 42. O disposto nos arts. 22, 23, 24, 33 e 36 aplica-se, igualmente, às empresas subsidiárias da sociedade.

#### CAPÍTULO IV

##### Disposições Finais

Art. 43. Ficam excluídas do monopólio estabelecido pela presente lei as refinarias ora em funcionamento no país, e mantidas as concessões dos oleodutos em idêntica situação.

Art. 44. Não ficam prejudicadas as autorizações para a instalação e exploração de refinarias no País, feitas até 30 de junho de 1952, salvo se as mesmas não estiverem em funcionamento nos prazos prefixados até a presente data.

Art. 45. Não será dada autorização para a ampliação de sua capacidade às refinarias de que tratam os dois artigos anteriores.

Art. 46. A Petróleo Brasileiro S. A. poderá, independentemente de autorização legislativa especial, participar, como acionista, de qualquer das empresas de refinação de que tratam os artigos antecedentes para o fim de torná-las suas subsidiárias.

Parágrafo único. A Petróleo Brasileiro S.A. adquirirá nos casos do presente artigo no mínimo 51% (cinquenta e um por cento) das ações de cada empresa.

Art. 47. Do monopólio estabelecido pela presente lei, ficam excluídos os navios-tanques de propriedade particular ora utilizados no transporte especializado de petróleo e seus derivados.

Art. 48. As contribuições especiais para pesquisa e outras, a que se obrigam as empresas concessionárias, na forma da lei vigente, e ainda as muitas em que incorrerem os titulares de autorizações ou concessões para quaisquer das atividades relacionadas com hidrocarburetos líquidos serão destinadas a subscrição pela União de ações e obrigações da Sociedade ou de suas subsidiárias.

Art. 49. As sociedades de economia mista, a que se refere o inciso II do art. 18, dispensadas da prova de nacionalidade brasileira dos seus sócios ou acionistas, são exclusivamente as existentes na data da vigência desta lei.

Art. 50. Sempre que o Conselho Nacional do Petróleo tiver que deliberar sobre assunto de interesse da Sociedade, o presidente desta participará das sessões plenárias, sem direito a voto.

Art. 51. Na regulamentação desta lei, o Poder Executivo disciplinará relações entre a Sociedade e o Conselho Nacional do Petróleo.

Art. 52. O saldo das dotações orçamentárias e créditos adicionais do Conselho Nacional do Petróleo, para o exercício em que entrar em funcionamento a Petrobrás correspondente a serviços, encargos, obras, equipamentos e aquisições, ou quaisquer outras relativas a atividades que passarem à sociedade, lhe será entregue logo que constituída.

Parágrafo único. Essas quantias serão levadas à conta de integralização de capital da União.

Art. 53. Da receita do imposto único sobre combustíveis e lubrificantes líquidos de que trata a lei nº 1.749, de 28 de novembro de 1952, 48% (quarenta e oito por cento) caberão aos Estados e Distrito Federal, feita a distribuição separadamente para os produtos oriundos de matéria prima nacional e para os produtos importados ou de óleo importado. (Vide Decreto-lei nº 335, de 1967)

I – A parte da receita destinada aos empreendimentos ligados à indústria do petróleo (art. 3º da lei nº 1.749, de 28 de novembro de 1952) terá, a aplicação prevista na art. 13 desta lei.

II – A parte da receita destinada ao Fundo Rodoviário Nacional será aplicada de acordo com as disposições da lei nº 302, de 13 de julho de 1938, e lei nº 1.749, de 28 de novembro de 1952.

§ 1º A receita resultante dos produtos de matéria prima nacional será distribuída, observadas as disposições dos incisos anteriores, aos Estados e Distrito Federal da seguinte forma:

- 1) 18% (dezoito por cento) proporcionalmente às superfícies;
- 2) 36% (trinta e seis por cento) proporcionalmente às populações;
- 3) 36% (trinta e seis por cento) proporcionalmente aos consumos;
- 4) 10% (dez por cento) proporcionalmente à produção de óleo cru de poço ou de xisto ou ainda de condensados.

§ 2º A receita resultante de derivados importados ou produzidos com óleo cru importado será distribuída aos Estados e ao Distrito Federal pela forma seguinte:

- 1) 20% (vinte por cento) proporcionalmente às superfícies;
- 2) 40% (quarenta por cento) proporcionalmente às populações;
- 3) 40% (quarenta por cento) proporcionalmente aos consumos.

§ 3º As proporções de consumo previstas nos parágrafos anteriores serão calculadas com base nas quantidades consumidas em cada unidade federativa e não sobre o imposto pago.

§ 4º A distribuição da cota de 12% (doze por cento) do imposto único, que caberá aos Municípios, far-se-á, também, no que for aplicável, pelos critérios dos parágrafos anteriores

§ 5º Os novos critérios de distribuição, estabelecidos no presente artigo, só vigorarão a partir de 1954.

Art. 54 Anualmente o Departamento Nacional de Estradas de Rodagem empregará em obras rodoviárias, nos Territórios Federais, quantia não inferior à cota que caberia a cada um, caso participasse da distribuição prevista no art. 53 da presente lei, tornando-se por base a arrecadação do ano anterior.

Art. 55 Aos empregados e servidores da Sociedade aplicar-se-ão os preceitos da legislação do trabalho nas suas relações com a Petrobrás.

Art. 56 Esta lei entrará em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

Rio de Janeiro, 3 de outubro de 1953; 132º da Independência e 65º da República.

GETULIO VARGAS.  
Tancredo de Almeida Neves  
Renato de Almeida Guillobel  
Cyro Espirito Santo Cardoso  
Vicente Ráo  
Oswaldo Aranha  
Jose Americo

Joao Cleofas  
Antônio Balbino  
João Goulart  
Nero Moura

## ANEXO D - Parecer Normativo CST Nº 6 de 26.01.79

### IMPOSTO SOBRE A RENDA

#### 2.20.09.1 - Normas para apuração do Lucro Líquido das Pessoas Jurídicas, Custo, Despesas Operacionais e Encargos; Disposições Gerais.

Os estoques dos produtos acabados e em fabricação, podem ser avaliados segundo custos apurados por sistema de contabilidade de custos, integrado e coordenado com o restante da escrituração.

Os artigos 13 e 14 do Decreto-lei no. 1598/77, estabeleceram normas para apuração do custo de produção, e para avaliação dos estoques da empresa sujeita a tributação pelo lucro real, disposições essas que se refletem na determinação do lucro líquido. Face à existência de dúvidas sobre a utilização do sistema de contabilidade de custos, na avaliação de inventários, e mister esclarecer o sentido da norma.

#### 2 - Mercadorias, Matérias-primas.

Bens de revenda ou ingredientes de produção, de terceiros, devem ser avaliados, por força do parágrafo 2º do artigo 14, pelo custo médio ou aos preços das aquisições mais recentes.

2.1 - A avaliação a custo médio, embora não prevista na legislação anterior ao Decreto-lei nº. 1598, tem sido admitida desde há muito, pela administração tributária. Consiste em avaliar o estoque a custo médio de aquisição, apurado em cada entrada de mercadoria ou matéria-prima, ponderada pelas quantidades adicionadas e pelas anteriormente existentes; a guisa de exemplo, suponhamos tenha ocorrido a seguinte movimentação de determinado item:

- em 08.01, aquisição de 10 peças a R\$ 2,00 cada;
- em 09.01, aquisição de 08 peças a R\$ 2,50;
- em 10.01, saída de 12 peças, por venda ou consumo;
- em 11.01, aquisição de 04 peças a R\$ 2,60

Nesta hipótese do registro permanente de estoques constaria:

Data	Quantidade			Preço Médio	Valor do estoque		
	Entrada	Saída	Saldo		Entrada	Saída	Saldo
08.01	10		10	2,00	20,00		20,00
09.01	08		18	2,22	20,00		40,00
10.01		12	06	2,22		26,64	13,36
11.01	04		10	2,38	10,40		23,76

Observe que cada entrada (a preço unitário diferente de preço médio anterior) modifica o preço médio; e que cada saída, conquanto mantenha inalterado o preço médio, altera o fator de ponderação, e assim o preço médio que for calculado na entrada seguinte. Todavia não é incompatível com o método e, portanto, aceitável do ponto de vista fiscal, que as saídas sejam registradas unicamente no fim de cada mês, desde que avaliadas ao preço médio que, sem considerar o lançamento de baixa, se verificar naquele mês.

2.2 - Se, ao invés de adotado o custo médio, fosse considerado o custo das aquisições mais recentes (método contábil denominado PEPS, abreviatura de "o primeiro a entrar é o primeiro a sair"), o registro permanente de estoques mostraria para os mesmos dados:

Data	Entrada	Saída	Saldo	
08.01	10 x 2,00 = 20,00		10 x 2,00 = 20,00	20,00
09.01	B x 2,50 = 20,00		10 x 2,00 = 20,00	
			B x 2,50 = 20,00	40,00
10.01		10 x 2,00 = 20,00		
		2 x 2,50 = 5,00	6 x 2,50 = 15,00	15,00
10.01	4 x 2,60 = 10,40		6 x 2,50 = 15,00	
			4 x 2,60 = 10,40	25,40

2.3 - O registro permanente de estoque pode ser feito em livro, em fichas ou em formulários contínuos emitidos por sistema de processamento. Seus saldos, após feitos ajustamentos decorrentes do confronto com a contagem física, são transpostos anualmente para o livro de inventário, no exemplo, as 10 unidades em estoques, estariam avaliadas por R\$ 23,76 ou por R\$ 25,40, conforme o critério adotado.

2.4 - Pode ocorrer, entretanto, que o contribuinte não possua registro permanente de estoques. Neste caso o inventário, no final do exercício, é definido: em quantidade, por contagem física; em preços; segundo aqueles praticados nas compras mais recentes e constantes de notas fiscais (no caso trivial em que o estoque é menor que a última compra, o preço unitário desta é o relevante para avaliação); em valor pela multiplicação de preços por quantidade.

2.5 - Adotados que sejam procedimentos mencionados no subitem 2.1 ou 2.2, o custo das mercadorias vendidas, ou das matérias-primas utilizadas em produção, deverá corresponder aos valores lançados durante o exercício nas colunas "SAÍDA". Entretanto, se o controle é feito mediante contagem física, como descrito em 2.4, o custo das mercadorias vendidas ou das matérias-primas utilizadas é obtido pela expressão.

CV = EI + compras no exercício - EF; significam os valores inventariados conforme subitem 2.4, respectivamente no início e no encerramento do período-base.

### 3 - Produtos, Produtos em Elaboração.

Quando a pessoa jurídica desenvolve atividade industrial coloca-se o problema de avaliar seu produtos em processo de fabricação. Também de avaliação dos produtos acabados, não apenas para adequada avaliação daqueles mantidos em estoques como para apuração do lucro obtido pela venda dos existentes em estoque no início do exercício e dos produzidos e vendidos no mesmo ano. Neste caso duas situações são possíveis:

I - caso do contribuinte que mantém sistema de contabilidade de custo integrado como e coordenado com o restante da escrituração: será ele utilizado para avaliação dos produtos, terminados e em andamento;

II- caso do contribuinte que não mantém sistema de contabilidade de custos, ou sistema mantido não possui os atributos mencionados no inciso anterior: os produtos em elaboração e os acabados, terão seus valores arbitrados de acordo com o parágrafo 3º do artigo 14 do Decreto-lei nº. 1.598/77.

3.1 - Embora o livro Diário, deve ser escriturado diariamente, constitui prática reiterada da autoridade administrativa tributária aceitar partida mensal.

A partida mensal compreende lançamento, feito de uma só vez ao fim de cada mês, de operações da mesma natureza desdobradas em livros ou registros auxiliares, ou discriminadas pelos dias de ocorrência no lançamento único que as compreende. Os lançamentos de custos não fogem a regra: podem ser feitos mensalmente ou em períodos menores, desde que apoiados em comprovantes e demonstrativos adequados.

3.2 - O Decreto-lei nº. 1.598/77, fez clara opção pelo custeio por absorção. Sendo assim, as matérias-primas, são avaliadas a custo de aquisição (cf. subitens 2.1 e 2.2); os produtos em elaboração receberão contabilmente carga pelas matérias-primas aplicadas e pelos demais elementos formadores de custo (vd. Lista, não exaustiva, no parágrafo 1º do artigo 13 do Decreto-lei nº. 1.598); a conta de estoque de produtos acabados, eventualmente desdobradas em subcontas, será debitada pelo total dos custos incorridos em produtos acabados no exercício.

3.3 - Do exposto, se conclui também, que a avaliação de estoque baseada em contagem anual (subitem 2.4), é incompatível com um sistema integrado de custos. Este pressupõe a existência de controle escritural permanente de estoques.

3.4 - O elenco de elementos integrativos do custo (parágrafo 1º do artigo 13 do Decreto-lei nº. 1.598/77) afasta a possibilidade a adoção de outro critério que não o de absorção total, conforme definido no subitem 3.2.

3.5 - No caso em que a empresa apure custos com base em padrões preestabelecidos (custo-padrão), como instrumento de controle de gestão, deverá cuidar no sentido de que o padrão incorpore todos os elementos constitutivos atrás referidos, e que a avaliação final dos estoques (imputação dos padrões mais ou menos as variedades de custos), não discrepe da que seria obtida com o emprego do custo real. Particularmente, a distribuição das variações entre os produtos (em processo e acabados) em estoque e o custo dos produtos vendidos deve ser feita a intervalos não superiores a três meses ou em intervalo de maior duração, desde que não excedido qualquer um dos prazos seguinte: (1) o exercício social; (2) o ciclo usual de produção, entendido como tal o tempo normalmente despedido no processo industrial do produto avaliado. Essas variações, alias, haverão que ser identificados a nível de item final de estoque, para permitir verificação do critério de neutralidade de sistema adotado de custos sobre a valorização dos inventários.

#### **4 - Em resumo, os estoques devem ser avaliados:**

I - Mercadorias e matérias-primas:

a) para quem possua inventario permanente:

1 - pelo custo médio ponderado; ou  
2 - pelo custo das aquisições mais recentes;

b) para quem não possua inventario permanente: Segundo inventario físico, avaliado aos últimos custos de aquisição;

II - Produtos acabados e em elaboração:

a) para quem tenha contabilidade de custos integrada e coordenada:

1 - pelo custo médio ponderado de produção; ou  
2 - pelo custo das produções mais recentes (PEPS);

b) nos demais casos: por arbitramento, em função do custo da matéria-prima ou do preço de venda do produto acabado (letras A e B do parágrafo 3º do artigo 14 do Decreto-lei nº. 1.598/77).

4.1 - Sistema de contabilidade de custo integrado e coordenado com o restante da escrituração é aquele:

I - apoiado em valores originados da escrituração contábil (matéria-prima, mão-de-obra, custos gerais de fabricação);

II - que permite determinação contábil, ao fim de cada mês do valor dos estoques de matérias-primas e outros materiais, produtos em elaboração e produtos acabados;

III - apoiado em livros auxiliares, ou fichas, ou formulários contínuos, ou mapas de apropriação ou rateio, tidos em boa guarda e de registros coincidentes com aqueles constantes da escrituração principal;

IV - que permite avaliar os estoques existentes na data de encerramento do período-base de apropriação de resultados, segundo os custos efetivamente incorridos.

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)