



# **PETRÓLEO E DERIVADOS: ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE INVESTIMENTO EM REFINARIAS**

Maurício Guilherme Valente Maturana

Rodrigo Vianna da Côte

Projeto de Final de Curso em Engenharia Química

Orientador:

José Eduardo Pessoa de Andrade

Agosto de 2015

# **PETRÓLEO E DERIVADOS: ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE INVESTIMENTO EM REFINARIAS**

*Maurício Guilherme Valente Maturana*

*Rodrigo Vianna da Côte*

Projeto de Final de Curso em Engenharia Química submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Química.

Aprovado por:

---

Luís Eduardo Duque Dutra, D.Sc.

---

Luiz Antônio d'Avila, D.Sc.

---

Suzana Borschiver, D.Sc.

Orientado por:

---

José Eduardo Pessoa de Andrade, M.Sc.

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Agosto de 2015

Valente Maturana, Maurício Guilherme; Vianna Da Côte, Rodrigo.

Petróleo e Derivados: Análise da Viabilidade Econômica de Investimento em Refinarias  
Maurício Guilherme Valente Maturana; Rodrigo Vianna da Côte.

Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2015.

XII, 80 p.; il.

Projeto de Final de Curso – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química,  
2015.

Orientador: José Eduardo Pessoa de Andrade.

1. Petróleo. 2. Refinaria. 3. Investimento. 4. EVTE. 5. Projeto de Final de Curso  
(Graduação – UFRJ/EQ).

## **AGRADECIMENTOS**

Agradecemos a Deus, pelas nossas vidas, saúde e oportunidades recebidas.

Agradecemos aos nossos familiares, Sandra Maturana, Edilson Maturana, Marcelo Maturana, Pedro da Côrte, Silvia da Côrte e José Luiz da Côrte, pelo apoio incondicional às nossas escolhas e por todo o incentivo fornecido.

Agradecemos às nossas respectivas namoradas, Anna Valverde e Letícia Piassi, pelo companheirismo e apoio em todos os momentos.

Agradecemos ao nosso Orientador José Eduardo Pessoa de Andrade, pela dedicação e conhecimento transmitido ao longo do trabalho.

Agradecemos também ao Professor Luiz Eduardo Duque Dutra e aos seus colegas da ANP pela ajuda no acesso ao material de consulta na Biblioteca da ANP.

Agradecemos aos colegas de faculdade, que nos ajudaram no crescimento pessoal e profissional, em especial aos amigos João Abalada, Lucas Marques, Renato Schirmer, Rafael Magalhães e Amaury Junior, presentes nos desafios e nas comemorações.

Agradecemos à UFRJ, pelo ensino de qualidade.

Agradecemos aos professores da UFRJ, que nos proporcionaram o aprendizado.

Agradecemos ao CNPQ e à CAPES, que nos proporcionaram experiências internacionais indescritíveis.

Agradecemos à Austrália e aos Estados Unidos, que, de portas abertas, nos receberam e ofereceram conhecimentos e experiências muito construtivas, durante nossa graduação.

Resumo do Projeto de Final de Curso apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Química.

# **PETRÓLEO E DERIVADOS: ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE INVESTIMENTO EM REFINARIAS**

MAURÍCIO GUILHERME VALENTE MATURANA

RODRIGO VIANNA DA CÔRTE

AGOSTO DE 2015

Orientador: Prof. José Eduardo Andrade, M.Sc.

O presente estudo tem como objetivo principal fazer uma análise de viabilidade econômica de um investimento em refinarias de petróleo no Brasil. Para isso, é feita uma revisão bibliográfica do petróleo, desde suas características até sua atual situação em termos mundiais. Após tratar da matéria-prima de uma refinaria, as características dos derivados do petróleo são mencionadas, bem como o contexto atual das refinarias brasileiras. Completando os conhecimentos básicos essenciais para o entendimento do projeto, as fases de um investimento são explicadas, juntamente com importantes conceitos econômico-financeiros utilizados no trabalho.

Visando perceber o espaço existente no mercado, um estudo estruturado na série histórica brasileira demonstra a existente oferta de petróleo brasileiro e mercado consumidor para os principais derivados do mesmo. Com isso, o investimento é definido, com a utilização de petróleo brasileiro do Pré-Sal, de classificação API aproximada de 26°, com uma capacidade de processamento de 300.000 barris por dia, produzindo majoritariamente derivados como óleo diesel e gasolina. O investimento fixo é dimensionado, considerando os processos existentes numa refinaria *Conventionally Upgraded*, e os gastos totais e a receita do projeto também são avaliados. Com isso, o EBITDA e o Fluxo de Caixa do projeto são construídos num horizonte até 2030, considerando um financiamento de 50% do investimento, amortizado em 10 anos.

De forma a avaliar o investimento, VPL e TIR são calculadas, resultando em valores de US\$ 125,19 milhões e 7,94%, respectivamente. O investimento dimensionado processaria cada barril de petróleo pelo custo de US\$ 19,45 e conseguiria um saldo acumulado positivo a partir do oitavo ano de operação. Além disso, numa análise sobre sua capacidade, mostra-se que operando com pelo menos 80% da mesma, a receita seria maior que os custos totais da refinaria. Considerando, uma TMA de 7%, o investimento é considerado vantajoso, porém bastante sensível aos preços da matéria-prima (petróleo) e de seus principais produtos (diesel e gasolina).

Dessa forma, concluiu-se um Estudo de Oportunidade para investimentos em refinarias no Brasil de forma positiva, com uma acurácia característica deste tipo de estudo, com cerca de 30% de incerteza. Para orientar a decisão final de investimento, serão necessários estudos posteriores mais aprofundados e de maiores custos.

# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>2</b>
2.1	O Petróleo.....	2
2.1.1	Definições e Características.....	2
2.1.2	História e Origem .....	2
2.1.3	Constituição do Petróleo.....	3
2.1.4	Classificação API .....	4
2.1.5	Produção e Refino .....	5
2.2	Contexto Socioeconômico Global do Petróleo .....	6
2.3	Derivados do Petróleo .....	8
2.3.1	Derivados Energéticos .....	9
2.3.1.1	<i>Óleo Diesel</i> .....	9
2.3.1.2	<i>Gasolina</i> .....	11
2.3.1.3	<i>Óleo Combustível</i> .....	12
2.3.1.4	<i>GLP</i> .....	13
2.3.1.5	<i>Querosene de Aviação</i> .....	13
2.3.2	Derivados Não-Energéticos .....	14
2.3.2.1	<i>Nafta Petroquímica</i> .....	14
2.3.2.2	<i>Coque</i> .....	14
2.3.2.3	<i>Asfalto</i> .....	14
2.3.2.4	<i>Solvente</i> .....	15
2.4	Refinarias de Petróleo no Brasil.....	15
2.5	Estudo de Investimento .....	21
2.5.1	As Fases de um Investimento .....	21

2.5.2	Conceitos Econômico-Financeiros .....	23
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>27</b>
3.1	Estudo de Mercado.....	27
3.2	Definição do Investimento .....	27
3.3	Dimensionamento do Investimento.....	28
3.4	CrITÉrios de Decisão de Investimento.....	34
3.5	Análise de Sensibilidade .....	34
3.6	Avaliao do Investimento.....	35
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES .....</b>	<b>36</b>
4.1	Estudo de Mercado.....	36
4.1.1	Análise da Oferta de Petróleo .....	36
4.1.2	Análise da Demanda de Derivados.....	38
4.2	Definio do Investimento .....	41
4.2.1	Matéria-Prima.....	41
4.2.2	Definio dos Produtos.....	43
4.2.3	Definio da Capacidade de Produo .....	44
4.3	Dimensionamento do Investimento.....	45
4.3.1	Investimento fixo.....	45
4.3.2	Custos de Produo, Despesas e Gastos Totais.....	48
4.3.3	Investimento Total.....	52
4.3.4	Receita .....	52
4.3.5	EBITDA.....	53
4.3.6	Fluxo de Caixa.....	56
4.4	CrITÉrios de Decisão de Investimento.....	58
4.5	Análise de Sensibilidade .....	59

4.6	Avaliação do Investimento.....	61
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>65</b>
<b>6</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>68</b>
	<b>ANEXO I – Análises de Mercados dos Derivados de Petróleo no Brasil.....</b>	<b>72</b>
	<b>ANEXO II – Projeções dos demais derivados no Brasil.....</b>	<b>78</b>
	<b>ANEXO III – Dados de Densidades e Conversões .....</b>	<b>80</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Constituição do Petróleo. Fonte: (FARAH, 2013).....	3
Figura 2 - Evolução das reservas provadas de petróleo no mundo - 2004-2013. Fonte: (ANP, 2014).....	6
Figura 3 - Reservas provadas de petróleo, segundo regiões geográficas (bilhões de barris) – 2013. Fonte: (ANP, 2014).....	7
Figura 4 - Derivados do petróleo - 2013. Fonte: (ANP, 2014).....	9
Figura 5 - Unidades de Refino e Processamento – 2013. Fonte: (ANP, 2014). ....	17
Figura 6 - Volume de petróleo refinado e capacidade de refino, segundo refinarias – 2013. Fonte: (ANP, 2014).....	18
Figura 7 - Produção de derivados de petróleo energéticos e não energéticos, por refinarias - 2013. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014). ....	19
Figura 8 - Evolução da origem da carga processada nas refinarias brasileiras (importado e nacional). Fonte: Elaboração própria com base em (SZKLO ET. AL., 2012) e (ANP, 2014). ....	20
Figura 9 - Volume de carga processada em 2013 segundo a origem (barril/dia). Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014). ....	20
Figura 10 - Complexidade da planta x Complexidade do processo. Fonte: (MAPLES, 2000).....	30
Figura 11 - Curva S - demonstrativa de distribuição de investimento. Fonte: (VALLE-RIESTRA, 1983).....	34
Figura 12 - Análise do Petróleo no Brasil: Produção, Importações, Exportações e Consumo Aparente. Fonte: Elaboração Própria com base em (ANP, 2014). ....	36
Figura 13 - Evolução da Produção de Petróleo no Pré-sal. Fonte: (PETROBRAS, 2014).....	37
Figura 14 - Estudo de mercado do óleo diesel no Brasil. Fonte: Elaboração própria com dados de (ANP, 2015).....	38
Figura 15 - Projeção do óleo diesel no Brasil.....	39
Figura 16 - Projeção da gasolina no Brasil.....	39

Figura 17 - Projeção do óleo diesel com base no pib brasileiro .....	40
Figura 18 - Refinaria <i>Conventionally Upgraded</i> . Fonte: (MASSERON, 1990).....	45
Figura 19 - Análise de Sensibilidade .....	59
Figura 20 - Ponto de Nivelamento da refinaria.....	62
Figura 21 - Custo Unitário do processamento de um barril de petróleo de acordo com a capacidade de processamento da refinaria .....	62
Figura 22 - Saldo de caixa acumulado da refinaria e tempo de pagamento .....	63
Figura 23 - Análise de mercado do asfalto no Brasil. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014).....	72
Figura 24: Análise de mercado do Coque no Brasil. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014).....	72
Figura 25: Análise de mercado da gasolina no Brasil. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014).....	73
Figura 26: Análise de mercado da gasolina de aviação no Brasil. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014).....	73
Figura 27: Análise de mercado do GLP no Brasil. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014).....	74
Figura 28: Análise de mercado da Nafta no Brasil. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014).....	74
Figura 29: Análise de mercado do Óleo Combustível no Brasil. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014).....	75
Figura 30: Análise de Mercado do Óleo Lubrificante no Brasil. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014).....	75
Figura 31: Análise de Mercado da Parafina no Brasil. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014).....	76
Figura 32: Análise de Mercado do QAV no Brasil. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014).....	76

Figura 33: Análise de Mercado da Querosene Iluminante no Brasil. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014).....	77
Figura 34: Análise de Mercado de Solvente no Brasil. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014).....	77
Figura 35: Projeção do GLP no Brasil.....	78
Figura 36: Projeção do Óleo Combustível no Brasil.....	78
Figura 37: Projeção do QAV no Brasil.....	78
Figura 38: Projeção do Coque no Brasil.....	79
Figura 39: Projeção da Nafta no Brasil.....	79
Figura 40: Projeção do Asfalto no brasil.....	79

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Composição Elementar Média do Petróleo. Fonte: (SPEIGHT, 2001) .....	2
Tabela 2 – Os 10 maiores produtores e consumidores de petróleo – 2013. Fonte: Elaboração Própria com base em (ANP, 2014) .....	8
Tabela 3 - Refinarias no Brasil, Ano de Partida e Capacidade Nominal em 2013. FONTE: (ANP, 2014).....	16
Tabela 4 - Custos e Confiabilidade dos Estágios da Fase de Pré-Investimento. Fonte: Elaboração própria baseado em (UNIDO, 1991).....	23
Tabela 5 - Custos de capital de unidades de processamento de refino. Fonte: (TAVARES, 2005) .....	29
Tabela 6 - Porcentagens de cada item do investimento fixo. Fonte: (PETERS ET. AL., 2003) .....	31
Tabela 7 - Porcentagens típicas do investimento fixo para os Custos Fixos. Fonte: (MAPLES, 2000) .....	32
Tabela 8 - Custos Típicos de despesas gerais. Fonte: (PETERS ET. AL., 2003).....	32
Tabela 9 - Coeficiente de correlação da projeção linear do consumo aparente dos derivados do petróleo com base na sua série histórica. ....	40
Tabela 10 - Espaço no mercado brasileiro em 2030. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014).....	41
Tabela 11 - Correntes de Campos Produtores de Petróleo do Pré-Sal. Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2014).....	42
Tabela 12 - Refinarias Brasileiras utilizadas como referência para as porcentagens de produtos. Fonte: (ANP, 2015) (Corrêa, 2009) (ANP, 2014) .....	43
Tabela 13 - Porcentagens dos produtos da refinaria .....	44
Tabela 14 - Capacidade de produção da refinaria por derivado .....	44
Tabela 15 - Petróleo processado por unidade da planta. Fonte: (Masseron, 1990) .....	46
Tabela 16 - Cálculo do Investimento fixo da refinaria .....	46
Tabela 17 - Ajuste do Investimento Fixo da Refinaria .....	47

Tabela 18 - Investimento fixo desmembrando em Investimento direto e indireto. Fonte: (PETERS ET. AL., 2003) .....	48
Tabela 19 - Custos Fixos da Refinaria. Fonte: (MAPLES, 2000) .....	48
Tabela 20 - Preços Mínimos do Petróleo dos Campos do Pré-Sal Brasileiro.....	49
Tabela 21 - Quantidade de Utilidades por processo industrial. Fonte: (MAPLES, 2000).....	49
Tabela 22 - Utilidade totais consumidas na refinaria .....	50
Tabela 23 - Preços das Utilidades. Fonte: (MAPLES, 2000) .....	50
Tabela 24 - Custos das utilidades.....	50
Tabela 25 - Custos variáveis da refinaria.....	51
Tabela 26 - Custos de Produção da refinaria .....	51
Tabela 27 - Despesas gerais da planta .....	51
Tabela 28 - Gastos totais da refinaria .....	51
Tabela 29 - Investimento total da refinaria .....	52
Tabela 30 - Preços dos derivados do petróleo. Fonte: (ANP, 2015).....	52
Tabela 31 - Receita da refinaria .....	53
Tabela 32 - EBTIDA da refinaria .....	55
Tabela 33 - Fluxo de caixa da refinaria .....	57
Tabela 34 - Combinação de variações dos preços do petróleo e dos derivados .....	60
Tabela 35 - Densidades dos derivados do petróleo. Fonte: (FÓRMULAS DE CONVERSÃO, 2015). .....	80
Tabela 36 - Conversões de Unidades. Fontes: (Metric Conversions., 2015) (ANP, 2015).....	80

# 1 INTRODUÇÃO

O presente trabalho traz consigo o objetivo de analisar o contexto social, político e econômico de um recurso que, atualmente, representa a principal fonte de energia mundial, além de dar origem a uma infinidade de produtos no dia-a-dia contemporâneo: o petróleo. Desta forma, este projeto busca não apenas falar sobre o petróleo, mas, principalmente, sobre seus derivados, desde suas aplicações até suas interferências no mercado nacional e mundial. Para a melhor compreensão dessa cadeia torna-se fundamental entender as questões econômicas e financeiras associadas aos investimentos nas refinarias onde se processa a transformação do petróleo em seus derivados.

O Brasil, assim como toda nação com demanda significativa de derivados do petróleo, tem o refino como um segmento estratégico, devido ao papel crítico que o desenvolvimento desta indústria tem na viabilização do crescimento do país e dos padrões de vida da população. Seguindo tal linha de raciocínio, este trabalho traz consigo uma análise, fundada em referências da literatura, para a implantação de novas refinarias para processamento do petróleo no Brasil. Visto que o petróleo e seus derivados são atualmente essenciais tanto na vida das pessoas quando nas economias dos países, tal projeto vem com o intuito de apresentar uma análise de custo e um estudo de oportunidade de refinarias no Brasil.

Assim, a partir de amplas pesquisas bibliográficas e buscas por especialistas no assunto, tem-se aqui uma completa visão do estado atual das refinarias no Brasil, e uma projeção de implementação de novas refinarias, levando em conta todo o contexto nacional e mundial, além de uma análise das inúmeras características do petróleo e seus derivados e suas contribuições para a vida na sociedade atual.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 O Petróleo

#### 2.1.1 Definições e Características

De acordo com a Sociedade Americana de Teste e Materiais (ASTM), o petróleo pode ser definido como “uma mistura de ocorrência natural, consistindo predominantemente de hidrocarbonetos e derivados orgânicos sulfurados, nitrogenados e oxigenados, entre outros elementos”. (ASTM, 2010) Significando, etimologicamente, “óleo de pedra” ou “óleo mineral”, o petróleo é constituído por uma mistura de gases, líquidos e sólidos, com características bastante variadas de acordo com sua origem. Constitui uma substância inflamável a temperatura ambiente, com densidades bastante variáveis e, muitas vezes, com odores desagradáveis. Os diferentes tipos de hidrocarbonetos presentes em sua composição dão ao petróleo características distintas, dependendo de seus componentes predominantes (parafínicos, naftênicos ou aromáticos), deixando-os mais leves ou mais pesados, mais viscosos ou mais fluidos, mais claros ou mais escuros. Em sua forma bruta, ainda está usualmente acompanhado por outras substâncias, como água, materiais inorgânicos e outros gases. A Tabela 1 mostra, de uma forma geral, a composição média do petróleo, em termos de elementos químicos.

TABELA 1 - COMPOSIÇÃO ELEMENTAR MÉDIA DO PETRÓLEO. FONTE: (SPEIGHT, 2001)

Elemento	Porcentagem Mássica
Carbono	83,0 a 87,0
Hidrogênio	11,0 a 14,0
Enxofre	0,06 a 8,0
Nitrogênio	0,11 a 1,7
Oxigênio	0,5
Metais (Fe, Ni, V, etc.)	0,3

#### 2.1.2 História e Origem

Durante milhares de anos, o petróleo foi utilizado pelos mais diferentes povos, incluindo romanos, incas e chineses, para distintas atividades. No século XIX, este recurso não-renovável começou a ser aplicado em maior escala nos Estados Unidos, substituindo o óleo de baleia na iluminação e o carvão mineral na produção de vapor. No final do século XIX, com a Segunda Revolução Industrial, seu uso cresceu exponencialmente, a partir da invenção do motor a explosão. (ANEEL, 2008)

Baseado na hipótese mais aceita atualmente em relação à sua origem, o petróleo seria oriundo de substâncias orgânicas, a partir de restos de animais e vegetais, que teriam se depositado em grande número no fundo de mares e lagos. Com o passar do tempo, camadas foram se depositando acima destes restos orgânicos, aplicando calor e pressão os mesmos. Este fato, combinado à ação de bactérias, transformaria essa massa de detritos em compostos químicos, entre gases, compostos aquosos e sólidos remanescentes. Este material se transformaria em líquido a partir de craqueamento, catalisado por minerais contidos nas rochas, e tenderia a migrar em ascensão pelas rochas mais permeáveis, visto que teria uma densidade menor que a da água. Essa ascensão teria fim apenas quando encontrassem uma bolsa rochosa porosa, coberta por uma camada impermeável. Assim, o petróleo ficaria armazenado nessas rochas, em equilíbrio com a água residual, podendo ainda sofrer algumas alterações através de processos físicos. (FARAH, 2013)

### 2.1.3 Constituição do Petróleo

A constituição do petróleo pode ser dividida basicamente em dois grandes grupos: Hidrocarbonetos (que representam mais de 90% da composição do petróleo) e Não Hidrocarbonetos. A Figura 1 ilustra essa classificação.

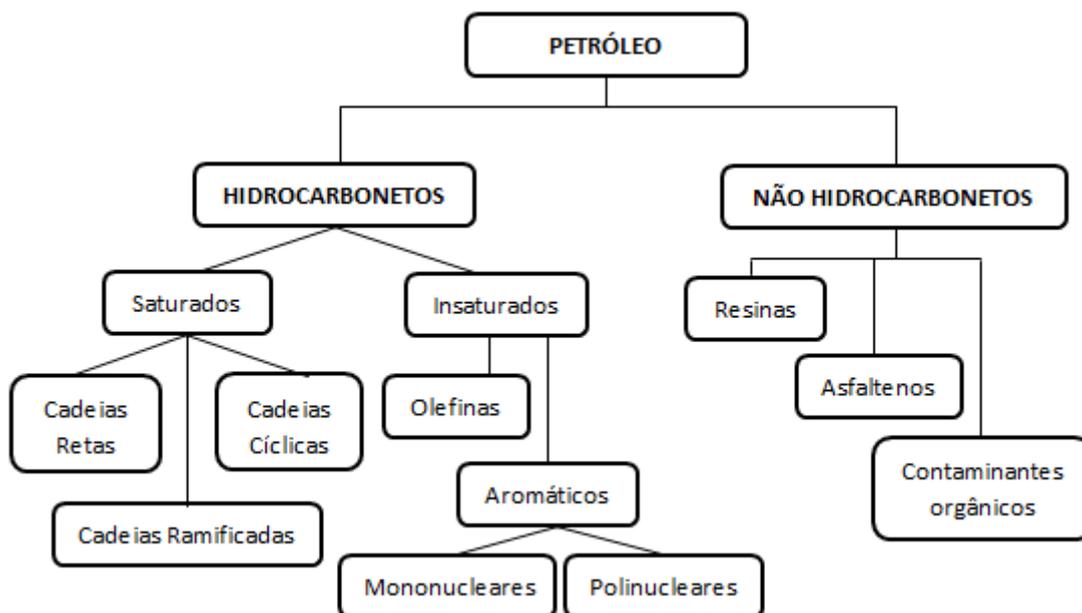


FIGURA 1 - CONSTITUIÇÃO DO PETRÓLEO. FONTE: (FARAH,2013)

Os Hidrocarbonetos presentes no óleo cru podem ser subdivididos basicamente em três classes: parafínicos (ou alcanos), naftênicos (ou cicloalcanos) e aromáticos. Os parafínicos são hidrocarbonetos saturados, de fórmula geral  $C_nH_{2n+2}$ , com apenas ligações simples nos

carbonos e cadeias abertas, ocorrendo nas frações leves, mas com porcentagens altamente variáveis. Os naftênicos são hidrocarbonetos saturados, de fórmula geral  $C_nH_{2n}$ , com uma ou mais cadeias cíclicas, ocorrendo majoritariamente nas frações médias, mas também estando presentes em leves e pesadas. Por fim, os aromáticos são aqueles que contêm anel benzênico, e ocorrem em maiores teores nas frações pesadas e residuais do petróleo. (FARAH, 2013)

Os Não Hidrocarbonetos agrupam os asfaltenos, resinas e contaminantes. Asfaltenos e Resinas são partes do resíduo do petróleo após a destilação, sendo basicamente hidrocarbonetos (principalmente aromáticos) ligados a heteroátomos (contendo enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais em teores significativos), sendo constituintes importantes do óleo combustível e do asfalto. Já os contaminantes são substâncias orgânicas contendo carbono, hidrogênio e elementos como enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais, sem utilização em derivados. (FARAH, 2013)

#### 2.1.4 Classificação API

O grau API é uma escala hidrométrica, criada pelo *American Petroleum Institute* (API), utilizada para medir a densidade relativa de óleos e derivados, sendo inversamente proporcional à mesma. Dessa forma, esta escala é utilizada para classificar o petróleo, sendo que, quanto maior o grau API, menor a viscosidade do petróleo bruto e maior o seu valor de mercado – referência da portaria N° 115 de 21 de outubro de 1998 – ANP.

A definição matemática da escala é descrita pela Equação 1.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\rho} - 131,5$$

EQUAÇÃO 1 - CÁLCULO DO GRAU API

Onde  $\rho$  é a densidade relativa do petróleo.

Assim, pode-se classificar o petróleo da seguinte forma:

- Leve: Grau API maior que 30°, sendo constituído basicamente por alcanos, e uma porcentagem de 15% a 25% de cicloalcanos.
- Médio: Grau API de 22° a 30°, contendo, além de alcanos, cerca de 25% a 30% de hidrocarbonetos aromáticos.
- Pesado: Grau API menor que 22°, sendo composto basicamente por hidrocarbonetos aromáticos.

- Extrapesado: Grau API menor que 10°, sendo constituído de hidrocarbonetos de cadeia longa (superior ao pentano).

O petróleo brasileiro é, em sua maioria, bastante viscoso. Dessa forma, muitos dos diferentes tipos de petróleo extraídos no Brasil são classificados como pesados. Mundialmente, as reservas de petróleo pesado são maiores do que as reservas de óleos crus leves. Originalmente, esses óleos pesados eram leves também, porém, a cobertura de rocha sobre os reservatórios não garantiu uma completa vedação, havendo uma penetração de bactérias que consumiram os componentes mais leves. Além disso, grande quantidade escoou ou simplesmente evaporou, deixando apenas os compostos mais pesados.

A medida do grau API é importante pois, antes de refinar o petróleo, permite verificar se o petróleo é pesado, médio ou leve. Sendo constatado que se trata de um petróleo extrapesado, por exemplo, sabe-se que é preciso investir na exploração das jazidas, com novas tecnologias e aparelhagem apropriada (como bombas de sucção altamente potentes) para extrair tal óleo de viscosidade elevada. Dessa forma, essa medida garante uma análise da viabilidade econômica daquela exploração (MUNDO EDUCAÇÃO, 2015).

### **2.1.5 Produção e Refino**

A produção do petróleo se inicia a partir de uma inicial sondagem para comprovar viabilidade e potencial comercial da fonte, por meio de perfuração do poço. Após essa análise, se implanta a “árvore de natal”, que se trata de um conjunto de tubos que vai até a camada produtora de petróleo, ligado à coluna na superfície por conexões e válvulas. A partir disso, para se iniciar o escoamento do petróleo, é necessário o efeito de “pistonamento”, fazendo com que o petróleo vença a pressão hidrostática da lama. Outro processo utilizado é o de *gas-lift*, no qual gás sob pressão facilita o escoamento do petróleo. Juntamente com o petróleo, podem chegar à superfície gás, água e material inorgânico (como areia e sal), que devem ser separados do mesmo no próprio campo de produção.

Após extraído e produzido, o petróleo é refinado de forma a obter os derivados com as características desejadas. Existem diversos processos de refino para a produção de derivados do petróleo, com diferentes princípios, objetivos e, principalmente, com diferentes frações obtidas. Entre eles, pode-se citar: Destilação, Craqueamento Catalítico Fluido (FCC), Coqueamento Retardado, Reforma Catalítica, Hidrotratamento, Desasfaltação a Propano, Processos convencionais de tratamento (com aminas, por exemplo), processos de produção de

óleos lubrificantes e processos complementares (como geração de hidrogênio, unidade de recuperação de enxofre, etc.).

## 2.2 Contexto Socioeconômico Global do Petróleo

No mundo moderno, a questão energética e o controle de reservas de petróleo, bem como a produção do mesmo, são cada vez mais estratégicos para o desenvolvimento dos países. O mercado de petróleo foi, durante muitos anos, um mercado instável com flutuações de preços. Com o objetivo de unificar as políticas petrolíferas e assegurar a estabilização do mercado de petróleo, de forma a regularizar os preços e o suprimento do mercado consumidor, em 1960, foi criada a Organização dos Países Produtores de Petróleo (OPEP), que hoje conta com 12 países exportadores de petróleo, dentre eles Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Irã, Iraque, Kuwait e outros (OPEC, 2015).

A Figura 2 mostra a evolução das reservas de petróleo no mundo. Ao longo dos últimos anos, nota-se um considerável aumento da quantidade de reservas provadas no mundo. Entre 2006 e 2010, observaram-se as maiores taxas de crescimento da quantidade de reservas de petróleo, enquanto que de 2011 a 2013 houve um pequeno aumento das reservas provadas de petróleo. Em 2013, as reservas provadas de petróleo no mundo atingiram a marca de 1,69 trilhões de barris, mantendo-se no mesmo patamar do ano anterior (ANP, 2014).



FIGURA 2 - EVOLUÇÃO DAS RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO NO MUNDO - 2004-2013. FONTE: (ANP, 2014)

A distribuição das reservas de petróleo segundo as regiões geográficas é mostrada na Figura 3. Na análise divulgada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o mundo é dividido em 6 regiões geográficas, sendo elas: América do

Norte, América Central e do Sul, Europa e Ex-União Soviética, Oriente Médio e Ásia-Pacífico. A região do Oriente Médio é disparadamente a detentora das maiores reservas de petróleo com 808,5 bilhões de barris, seguida pela América Central e do Sul com 329,6 bilhões de barris. A região da Ásia-Pacífico é a de menor expressão com apenas 42,1 bilhões de barris. Dentre os Países, a Venezuela é a detentora do maior volume de reservas, com 298,3 bilhões de barris (17,7% do total), seguida pela Arábia Saudita, com 265,9 bilhões de barris (15,8%) (ANP, 2014).

Em 2013, as reservas brasileiras cresceram 1,82% com relação ao ano anterior, e assim, o Brasil atingiu a 15º colocação no ranking mundial de reservas provadas, com um volume de 15,6 bilhões de barris (ANP, 2014).

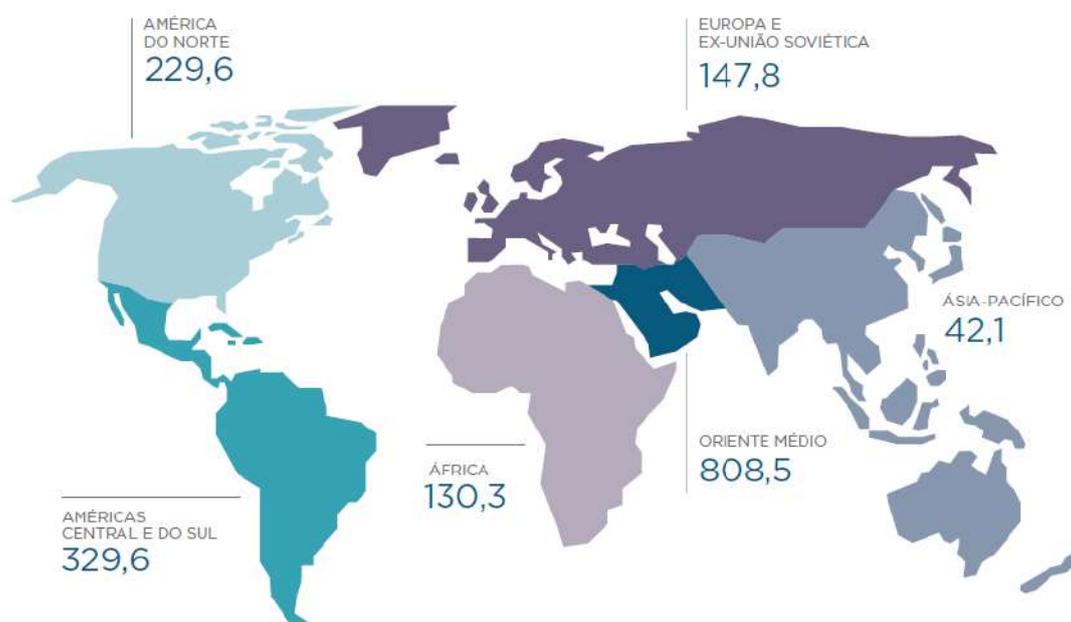


FIGURA 3 - RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO, SEGUNDO REGIÕES GEOGRÁFICAS (BILHÕES DE BARRIS) – 2013.  
FONTE: (ANP, 2014)

O volume de petróleo produzido no mundo vem crescendo continuamente nos últimos anos, atingindo, em 2013, a marca de 86,8 milhões de barris/dia. Por outro lado, em 2013, os países membros da OPEP apresentaram uma queda na produção de petróleo de 598,2 mil barris/dia com relação ao ano anterior, enquanto que os países que não fazem parte da Organização apresentaram um incremento de 1,15 milhão de barris/dia. Entre os países não membros, os Estados Unidos foram os principais responsáveis pelo incremento apresentado, registrando um aumento de 1,1 milhão de barris/dia na sua produção.

Apesar de a Arábia Saudita ter perdido o posto de detentora das maiores reservas de petróleo do mundo para a Venezuela, ela ainda detém o posto de maior produtora, seguida pela Rússia e Estados Unidos. A Venezuela, por sua vez, não aparece entre os 10 maiores produtores mundiais, mostrando que ainda não tem grande capacidade de produção de petróleo apesar de deter uma enorme reserva. A Tabela 2 apresenta a lista dos 10 maiores produtores e consumidores mundiais de petróleo em 2013. A região Ásia-Pacífico é a maior consumidora de petróleo, impulsionada com o forte crescimento econômico da China, que em 2013 ocupava o 2º lugar no ranking de maiores consumidores. Em seguida, veio a América do Norte, impulsionada pelo grande consumo dos Estados Unidos, maior consumidor mundial de petróleo (ANP, 2014).

O Brasil se destaca como o 7º maior consumidor de petróleo do mundo e, apesar de sua capacidade de produção não estar entre as 10 maiores do mundo, é suficiente para atender a demanda do mercado interno.

**TABELA 2 – OS 10 MAIORES PRODUTORES E CONSUMIDORES DE PETRÓLEO – 2013.**  
**FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014)**

<b>Maiores Produtores de Petróleo</b>		<b>Maiores Consumidores de Petróleo</b>	
<b>Países</b>	<b>(mil barris/dia)</b>	<b>Países</b>	<b>(mil barris/dia)</b>
Arábia Saudita	11.525	Estados Unidos	18.887
Rússia	10.788	China	10.756
Estados Unidos	10.003	Japão	4.551
China	4.180	Índia	3.727
Canadá	3.948	Rússia	3.313
Emirados Árabes Unidos	3.646	Arábia Saudita	3.075
Irã	3.558	Brasil	2.973
Iraque	3.141	Coreia do Sul	2.460
Kuwait	3.126	Alemanha	2.382
México	2.875	México	2.200

### 2.3 Derivados do Petróleo

O Petróleo bruto é constituído de diferentes tipos de hidrocarbonetos, de diferentes tamanhos e pontos de ebulição, que podem ser separados através do processo de destilação. A partir deste processo de refino, obtêm-se os derivados do petróleo. (SZKLO ET. AL., 2012) Os constituintes do Petróleo, como já visto, podem ser divididos em duas grandes classes (FARAH, 2013):

- Hidrocarbonetos: Parafínicos, Naftênicos e Aromáticos;

- Não Hidrocarbonetos: Asfaltenos, Resinas, Compostos sulfurados, oxigenados, nitrogenados e organometálicos.

Derivados do petróleo estão amplamente presentes no cotidiano da sociedade atual, sendo encontrados em roupas, colchões, embalagens, eletrodomésticos, carros, aviões, xampus, entre outros inúmeros objetos com as mais distintas funções. (ANEEL, 2008) Desta forma, a Figura 4 mostra o consumo relativo no mundo dos principais derivados do Petróleo e os itens que seguem explicam sucintamente suas principais atribuições.

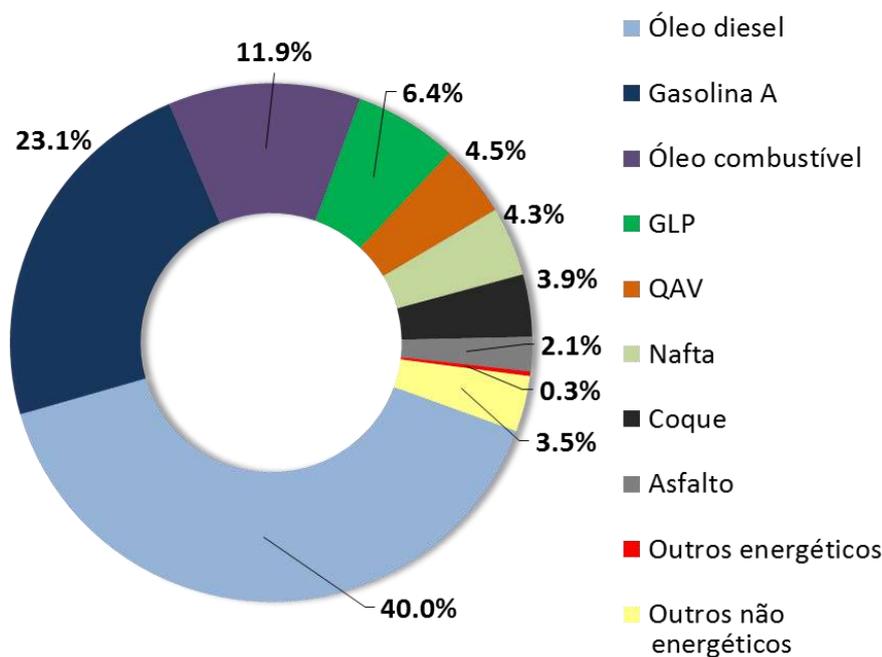


FIGURA 4 - DERIVADOS DO PETRÓLEO - 2013. FONTE: (ANP, 2014)

## 2.3.1 Derivados Energéticos

### 2.3.1.1 Óleo Diesel

Sendo um dos principais derivados do petróleo, o óleo diesel é um combustível constituído basicamente por hidrocarbonetos (de 10 a 25 átomos de carbono) e, em baixas concentrações, por enxofre, nitrogênio e oxigênio. É um produto inflamável, volátil e razoavelmente tóxico, apresentando-se sob a forma de um líquido amarelado viscoso, límpido e com forte cheiro, com faixa de destilação entre 150°C e 400°C.

A atual Resolução da ANP nº 50 de 23/12/2013 define duas versões de diesel, de acordo com o teor máximo de enxofre em ppm - S10 e S500. (BR DISTRIBUIDORA, 2015)

Além disso, o diesel comercializado no Brasil recebe adição de biodiesel, determinado por lei, em porcentagens definidas pela Agência Nacional do Petróleo.

Neste derivado, os hidrocarbonetos parafínicos são os constituintes que apresentam os melhores atributos para a combustão, enquanto os aromáticos apresentam baixa qualidade de ignição, sendo menos desejáveis. Em contraponto, os parafínicos possuem maior facilidade de cristalização a baixas temperaturas. Além destes, os naftênicos também estão presentes em quantidades significativas, porém não interferem na qualidade do produto. A presença de olefínicos também deve ser evitada por trazer problemas de estabilidade. Com relação aos outros compostos possivelmente presentes: compostos de enxofre causam corrosão e contribuem para o aumento da emissão de particulados; os compostos de nitrogênio geram instabilidade no combustível; e os compostos de oxigênio geram acidez e corrosividade, também contribuindo para a instabilidade termo-oxidativa. (FARAH, 2013)

Sua utilização é principalmente em motores automotivos de combustão interna e ignição por compressão, principalmente em automóveis, ônibus e caminhões, podendo ainda ser utilizado em máquinas agrícolas, ferroviárias, marítimas e para aquecimento doméstico. Devido à sua eficiência e flexibilidade, existe uma tendência mundial para um uso crescente de motores a Diesel na indústria automotiva e este fato pode provocar o aumento na demanda do óleo diesel.

As principais características analisadas quanto à qualidade do óleo diesel são: qualidade de ignição (número de cetano), consumo e emissões (densidade, volatilidade e teor de enxofre), nebulização e lubrificação das bombas e injetores (viscosidade e lubricidade), características a frio (ponto de entupimento), estabilidade à oxidação e teor de água. (FARAH, 2013) Todas essas são características levadas em conta quando se fala na qualidade do óleo diesel e, assim, diferentes classificações são dadas de acordo com a qualidade do produto: comum (especificado pela ANP, abrangendo três tipos de produtos diferenciados pelo teor de enxofre, densidade, faixa final de destilação e número de cetano), aditivado (comum com aditivos), Podium (exclusivo da Petrobras, com elevado número de cetano e aditivos específicos) e Padrão (utilizado por montadores e fabricantes de motores em ensaios de avaliação).

### **2.3.1.2 Gasolina**

Sendo um dos derivados mais utilizados no mundo, a gasolina é um combustível energético para motores de combustão interna com ignição por centelha, operando segundo o Ciclo Otto, sendo composta por frações líquidas leves do petróleo. (ANP, 2015) Trata-se de uma mistura de hidrocarbonetos, variando mais usualmente de C5 a C10 ou C12, com temperaturas de ebulição entre 38°C e 205°C. (GARY, 2007) Tais hidrocarbonetos são parafínicos (normais e ramificados), olefínicos (normais e ramificados) aromáticos e naftênicos. Além disso, a gasolina pode conter compostos oxigenados (tais como álcoois e éteres), que são adicionados nas distribuidoras. Por fim, a gasolina automotiva ainda pode contar com a presença de aditivos com diversas funções como, por exemplo, detergentes e controladores de depósitos. É composta por diversas correntes (Naftas – de Destilação Direta, de Craqueamento Catalítico, de Reforma Catalítica, de Coqueamento Retardado, de Hidrocraqueamento Catalítico, de Alquilação, de Isomerização) oriundas de diversos processos de refino, o que faz variar a composição da gasolina. Seu consumo relativo é de cerca de 35% na maioria dos países, sendo amplamente utilizada em automóveis, motocicletas, grupos geradores, motosserras, entre outros.

Seus componentes são misturados de forma a obter as características necessárias para suas aplicações, tais como rápido aquecimento, facilidade na partida, baixa deposição no motor, entre outras. Dentre as mais distintas propriedades deste combustível, aquelas que apresentam os maiores efeitos no desempenho de motores são a pressão de vapor Reid, a faixa de ebulição e a resistência à detonação (representada pelo índice de octanagem). A octanagem é a medida de resistência da gasolina em relação à queima espontânea dentro da câmara de combustão. Dessa forma, com maior octanagem, é possível uma operação com maiores taxas de compressão e, assim, maior eficiência.

As principais características analisadas quanto à qualidade da gasolina são: Qualidade Antidetonante (número de octano), volatilidade (vaporização em toda a faixa de funcionamento), estabilidade (goma atual, período de indução e teor de olefinas), compatibilidade com os materiais (corrosividade), emissões (PVR, teor de enxofre, benzeno, aromáticos e olefinas) e segurança na utilização (PVR). (FARAH, 2013) Todas essas são características levadas em conta quando se fala na qualidade da gasolina e, assim, diferentes classificações são dadas de acordo com a qualidade do produto: Gasolina Tipo A Comum

(gasolina produzida pelas refinarias de petróleo, basicamente constituída de uma mistura de naftas), Gasolina Tipo A Premium (formulada com maior proporção de naftas de maior octanagem, e com qualidade antidetonante melhorada), Gasolina Tipo A Podium (exclusiva da Petrobras, com altas taxas de compressão e alto desempenho), Gasolina tipo C Comum (mistura da gasolina tipo A comum com etanol anidro de acordo com a legislação - em torno de 25%), Gasolina tipo C Premium (mistura da gasolina tipo A Premium com etanol anidro de acordo com a legislação) e Gasolina tipo C Podium (mistura da gasolina tipo A Podium com etanol anidro de acordo com a legislação). As principais diferenças entre essas classificações são a qualidade antidetonante, o teor de enxofre e a presença de aditivos. (FARAH, 2013)

### **2.3.1.3 Óleo Combustível**

O óleo combustível derivado do petróleo (também chamado óleo combustível pesado ou residual) nada mais é que a parte remanescente da destilação das frações do petróleo, tendo como principal componente o resíduo de destilação a vácuo, ao qual são adicionados diluentes da faixa de ebulição do óleo diesel ou mais pesados. A composição deste derivado é bastante complexa, sendo dependente tanto do petróleo que o originou, como também dos tipos de processos e misturas que sofreu nas refinarias. Deste modo, os óleos combustíveis se subdividem em diversos tipos e é possível atender às várias exigências do mercado, numa ampla faixa de viscosidade.

Os óleos combustíveis industriais são classificados de acordo com três características essenciais: viscosidade (tipos 1 e 2), teor de enxofre (tipos A e B) e ponto de fluidez (BFP e AFP – pontos baixo e alto, respectivamente).

As principais características analisadas quanto à qualidade do óleo combustível são: facilidade de nebulização (viscosidade), conteúdo energético (poder calorífico), facilidade de transporte a baixas temperaturas (ponto de fluidez), integridade do equipamento e emissões (teor de metais, cinzas e BSW), emissões e durabilidade dos equipamentos (teor de enxofre), estabilidade e compatibilidade, e segurança (ponto de fulgor). (FARAH, 2013)

Entre suas principais aplicações, o óleo combustível é largamente utilizado em indústrias para aquecimento de fornos e caldeiras, assim como em motores de combustão interna para geração de calor. Tal escolha do óleo combustível como fonte energética em equipamentos industriais prevê o máximo de eficiência possível na queima dos mesmos (BR DISTRIBUIDORA, 2015).

#### **2.3.1.4 GLP**

Gás liquefeito de petróleo, também conhecido como GLP, é a mistura formada, quase que por completo, por hidrocarbonetos de três e quatro átomos de carbono (C3 e C4), que embora gases em condições ambientais, podem ser liquefeitos quando pressurizados. Além de ser facilmente liquefeito, no estado líquido ele ocupa 0,4% do seu volume no estado gasoso, o que, por sua vez, facilita o seu transporte, viabilizando o transporte em botijões. O GLP é um gás incolor, inodoro e de elevado risco de inflamabilidade. Para facilitar a identificação de vazamentos, compostos odorizantes a base de enxofre são adicionados a sua composição. (FARAH, 2013)

A principal aplicação do GLP é na cocção de alimentos (90% da demanda brasileira), mas também é utilizado como matéria-prima na petroquímica, na fabricação de borracha, polímeros, álcoois e éteres. A sua produção pode ser feita por diversos processos, dentre os quais se destaca o craqueamento catalítico fluido. (FARAH, 2013)

#### **2.3.1.5 Querosene de Aviação**

O querosene de aviação (QAV) é definido como um derivado de faixa de ebulição entre 150°C e 300°C, com predominância de hidrocarbonetos parafínicos e naftênicos de 9 a 15 átomos de carbono, utilizado em turbinas aeronáuticas. O querosene passou a ser utilizado como combustível para turbinas aeronáuticas devido, principalmente, à alta demanda de nafta na indústria automotiva e por apresentar uma maior densidade, o que exige menores volumes para um mesmo fornecimento de energia quando comparado com a nafta. (FARAH, 2013)

O QAV é classificado em dois tipos: combustível para aviação civil (QAV-1) e para aviação militar (JP-5). O avanço da aviação civil tem provocado o aumento da demanda de QAV, causando impacto no refino do petróleo devido ao grande consumo de gasolina automotiva e de óleo diesel, derivados de faixa de ebulição que se sobrepõe ao QAV. (FARAH, 2013)

## **2.3.2 Derivados Não-Energéticos**

Os derivados de petróleo não energéticos constituem uma gama de produtos com inúmeras aplicações e valor agregado. Estes produtos podem ter origem nas frações leves ou pesadas do petróleo.

### **2.3.2.1 Nafta Petroquímica**

As naftas petroquímicas são frações do petróleo obtidas a partir de naftas de destilação dos tipos leve, média ou pesada, e também do líquido de gás natural, destinadas à indústria petroquímica. Elas fazem parte dos constituintes do petróleo classificados como naftênicos, isto é, hidrocarbonetos saturados contendo pelo menos uma cadeia cíclica. As naftas petroquímicas são utilizadas em processos de obtenção de insumos para a produção de plásticos, borracha, corantes, etc. A sua produção se dá pelo fracionamento de naftas obtidas por destilação atmosférica de petróleos selecionados, de acordo com o teor de hidrocarbonetos parafínicos. (FARAH, 2013)

### **2.3.2.2 Coque**

O coque, ou coque verde de petróleo, também conhecido como CVP, é um material sólido de cor negra, forma aproximadamente granular e contendo mais de 80% de carbono fixo. A sua produção se dá no acúmulo de coque nos tambores em que ocorre a coqueificação do resíduo de vácuo no processo de coqueamento retardado. As principais aplicações do CVP são (FARAH, 2013):

- Combustível para a indústria siderúrgica, de fundição, papel e celulose, cimento e para geração de vapor em termoelétricas;
- Elemento termorreduzidor em metalurgia, siderurgia e fundição;
- Matéria-Prima na produção de eletrodos de grafite;
- Fabricação de anodos na indústria de alumínio.

### **2.3.2.3 Asfalto**

Asfaltos ou betumes são derivados de elevada viscosidade, com propriedades impermeabilizantes e adesivas, não voláteis, de cor preta ou marrom, compostos por asfaltenos, resinas e alguns hidrocarbonetos aromáticos. A sua produção se dá por destilação a vácuo de petróleos com teor adequado de asfaltenos. Suas principais aplicações são em edificações,

estradas e revestimentos de reservatórios. Dentre a principal aplicação que é a pavimentação, o asfalto é subdividido nas seguintes categorias (FARAH, 2013):

- Cimentos asfálticos de petróleo;
- Asfaltos diluídos;
- Emulsões asfálticas;
- Asfaltos modificados;
- Agentes rejuvenescedores.

#### **2.3.2.4 Solvente**

Os solventes produzidos a partir do petróleo se situam na faixa de destilação da nafta e do querosene. Sua aplicação vai desde o uso industrial em processos de extração ou absorção, passando pelo tratamento de materiais de revestimento, pintura e limpeza, até a aplicação de materiais para tratamento de pragas. Hexanos e aguarrás mineral são produzidos pelo fracionamento de naftas obtidas por destilação atmosférica de petróleos, enquanto tolueno e xilenos são produzidos por reforma catalítica, seguido de extração com solventes. (FARAH, 2013)

### **2.4 Refinarias de Petróleo no Brasil**

A indústria de petróleo no Brasil teve origem na década de 1930, com a construção da Destilaria Sul Riograndense (Refinaria Ipiranga), que foi a primeira refinaria do país, instalada com o objetivo de reduzir a dependência das importações de derivados de petróleo. A partir de então, outras refinarias foram sendo construídas com processamentos baseados em petróleos leves importados. A expansão das refinarias no Brasil seguia a estratégia de atender a demanda do mercado doméstico e por isso as instalações concentravam-se nas regiões sul e sudeste do país. Este cenário começou a sofrer mudanças a partir da década de 1980, quando foram descobertos os poços da Bacia de Campos, que projetaram a Petrobrás como uma grande produtora *offshore* e que, no futuro, chegaria à autossuficiência na produção de petróleo. (DUAILIBE, 2012) A Tabela 3 apresenta o histórico de instalação de refinarias no país. Observa-se que grande parte do investimento em refinarias se deu entre 1950 e 1980, e houve intervalo de 20 anos (entre 1980 e 2000) sem instalação de novas refinarias. Este fenômeno tem relação com o segundo Choque do Petróleo, que levou a uma redução da demanda e a capacidade de refino no país foi superior às necessidades do mercado nas décadas de 1980 e 1990. (DUAILIBE, 2012)

**TABELA 3 - REFINARIAS NO BRASIL, ANO DE PARTIDA E CAPACIDADE NOMINAL EM 2013. FONTE: (ANP, 2014)**

<b>Refinaria</b>	<b>Sigla</b>	<b>UF</b>	<b>Partida</b>	<b>Capacidade Nominal (b/d)</b>
<b>Refinaria de Petróleo Rio Grandense S.A.</b>	Riograndense	RS	1937	17.014
<b>Refinaria Landulpho Alves</b>	RLAM	BA	1950	377.389
<b>Refinaria Isaac Sabbá</b>	Reman	AM	1956	45.916
<b>Refinaria Presidente Bernardes</b>	RPBC	SP	1955	169.825
<b>Refinaria de Petróleos de Manguinhos S.A.</b>	Manguinhos	RJ	1954	13.838
<b>Refinaria de Capuava</b>	Recap	SP	1954	53.463
<b>Refinaria Duque de Caxias</b>	Reduc	RJ	1961	242.158
<b>Lubrificantes e Der. de Petr. do Nordeste</b>	Lubnor	CE	1966	8.177
<b>Refinaria Alberto Pasqualini S.A.</b>	Refap	RS	1968	201.274
<b>Refinaria Gabriel Passos</b>	Regap	MG	1968	150.956
<b>Refinaria de Paulínia</b>	Replan	SP	1972	415.128
<b>Refinaria Presidente Getúlio Vargas</b>	Repar	PR	1977	207.564
<b>Refinaria Henrique Lage</b>	Revap	SP	1980	251.593
<b>Refinaria Potiguar Clara Camarão</b>	RPCC	RN	2000	37.739
<b>Univen Refinaria de Petróleo Ltda.</b>	Univen	SP	2007	9.158
<b>Dax Oil Refino S.A.</b>	Dax Oil	BA	2008	2.095
<b>Refinaria Abreu e Lima</b>	Rnest	PE	2014*	230.000
<b>Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro</b>	Comperj	RJ	2016*	165.000

\*Previsão de início das operações. (PETROBRAS, 2015)

A concentração das refinarias no eixo sul-sudeste se deve à proximidade do mercado consumidor. De um modo geral, o custo de transporte de derivados de petróleo é consideravelmente maior que o custo de transporte do petróleo cru. Esta concentração das refinarias nas regiões sul e sudeste fica mais evidente na Figura 5, que traz um mapa da distribuição das unidades de refino e processamento no Brasil. A concentração destas refinarias na região sudeste foi bastante evidente em 2013, quando respondeu por 62,5% da produção total das refinarias brasileiras. O estado de São Paulo se destaca como o maior produtor de derivados de petróleo, sendo responsável por 43,1% da produção total, impulsionado pela Replan.

Os grandes desafios enfrentados pela indústria de refino nacional foram, e ainda são, a necessidade de expansão da capacidade de refino para atender à crescente demanda do mercado, adequação da produção às necessidades deste mercado e adaptação das refinarias já existentes às novas características dos petróleos nacionais a serem processados, que são, em geral, petróleos mais pesados que os petróleos importados no passado. (DUAILIBE, 2012)

Em meados da década de 1990, iniciou-se um processo de expansão de capacidade baseado na ampliação das instalações existentes. Durante aproximadamente 30 anos, os projetos de revisão e ampliação (*revision and ampliation – revamp*) foram a única forma de expansão da capacidade de refino no país. Tais projetos eram preferíveis por se tratarem de projetos de engenharia de baixo custo, que levaram a uma ampliação de aproximadamente 500 mil barris processados por dia. (DUAILIBE, 2012) No fim dos anos 2000 e início da década de 2010, com o desenvolvimento econômico do país, redução das taxas de juros, maior acesso ao crédito e aumento da renda da população, os déficits de refino começaram a atingir níveis economicamente indesejáveis. Graças a isso, inicia-se um novo processo de expansão, com a construção de novas refinarias, como o caso do Comperj e da Refinaria Abreu e Lima.

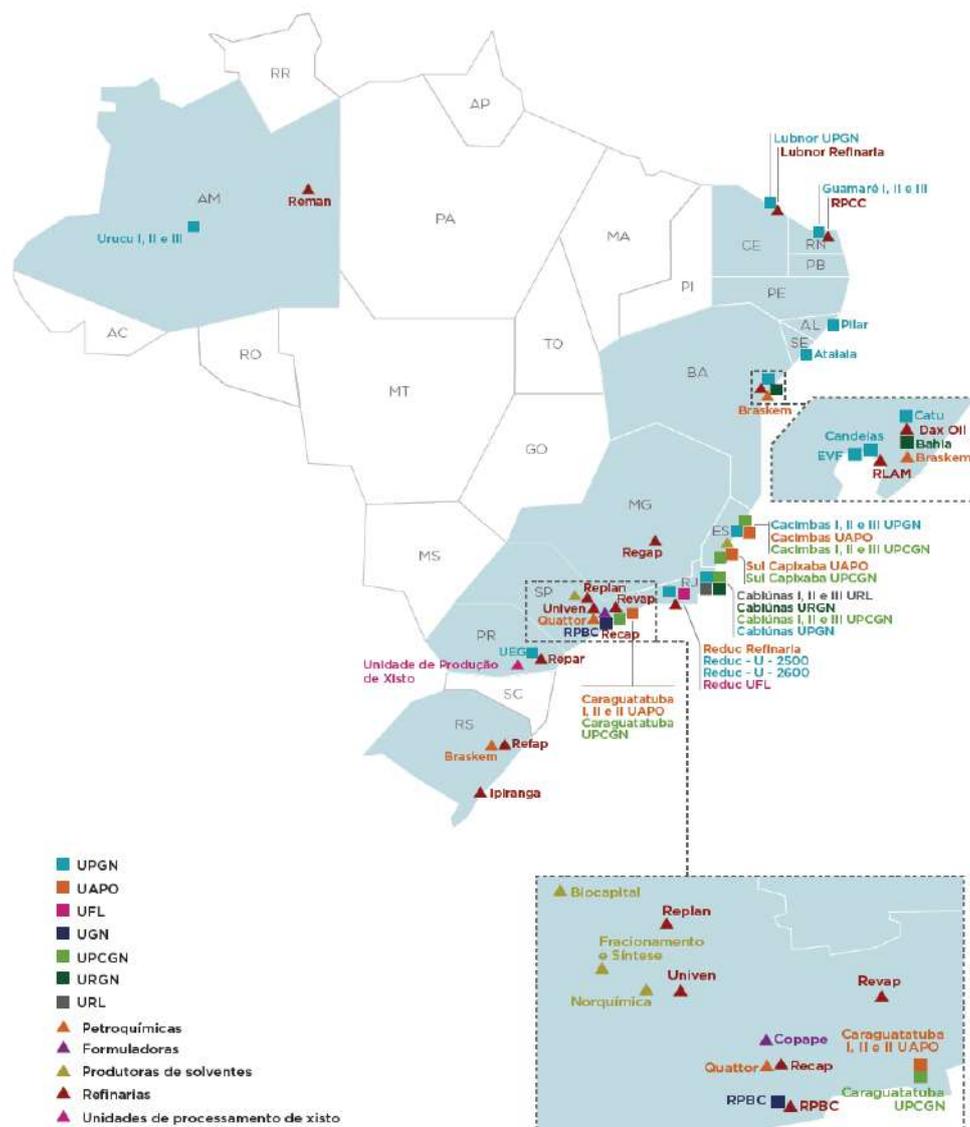


FIGURA 5 - UNIDADES DE REFINO E PROCESSAMENTO – 2013. FONTE: (ANP, 2014).

A Figura 6 mostra o volume de petróleo refinado e a capacidade de refino segundo as refinarias do Brasil. É possível observar que a maioria das refinarias opera nas suas capacidades máximas de processamento, ou bem próximo delas. Este gráfico indica, a princípio, que há mercado para absorver toda a capacidade de produção de derivados de petróleo instalada atualmente no Brasil.

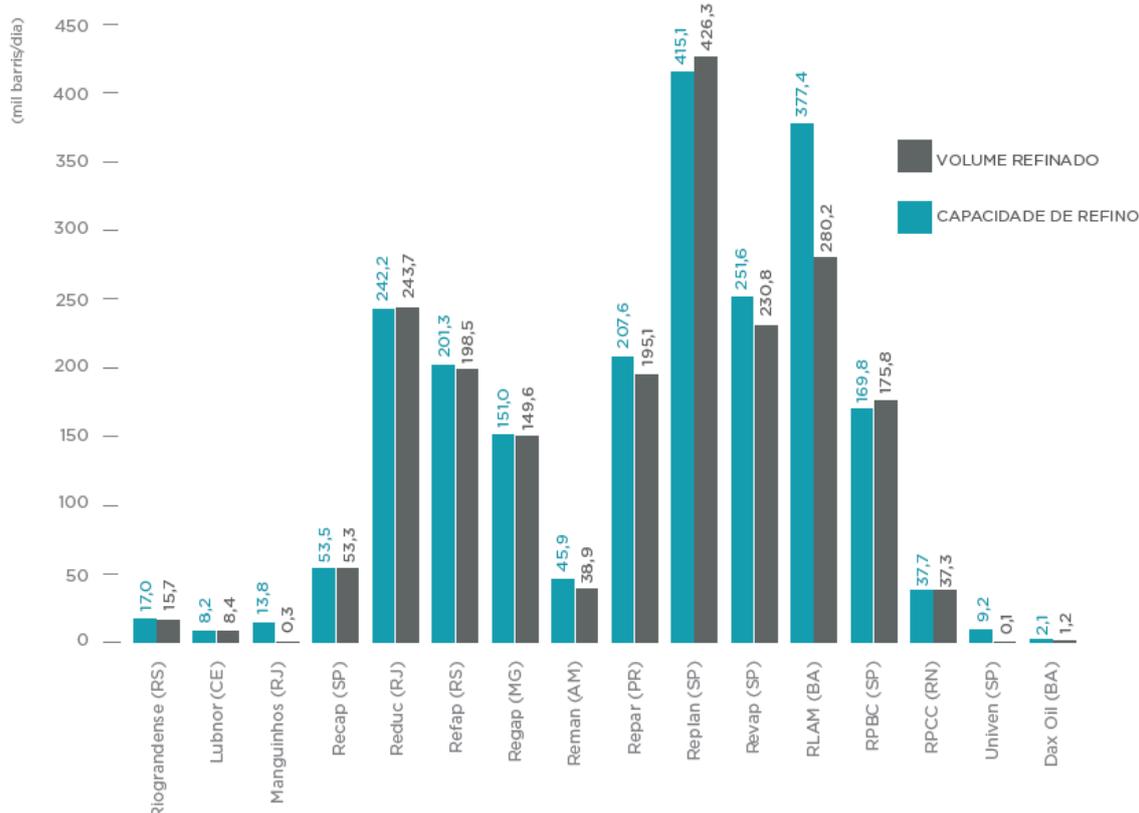


FIGURA 6 - VOLUME DE PETRÓLEO REFINADO E CAPACIDADE DE REFINO, SEGUNDO REFINARIAS – 2013.

FONTE: (ANP, 2014).

Cada uma das refinarias brasileiras tem uma tecnologia específica e um *mix* de produtos diferenciado. A Figura 7 apresenta a produção de derivados de petróleo energéticos e não energéticos, por refinaria no ano de 2013. É possível notar que grande parte das refinarias tem foco na produção de diesel, gasolina A e óleo combustível. A Replan (SP) se destacou, não só como a maior produtora de derivados de petróleo em geral, mas também como a maior produtora de gasolina A, GLP, óleo diesel e coque. Além disso, vale destacar a Revap (SP) como a maior produtora de QAV, enquanto a RPBC (SP) foi a única produtora de Gasolina de Aviação. Apesar de a Univen (SP) e a Dax Oil (BA) terem grande parte da sua produção voltada para solventes, sua produção é muito pequena quando comparada a maioria das outras

refinarias. A RLAM (BA) se destaca como a maior produtora de óleo combustível e apesar de seu principal foco não ser a produção de não energéticos, ela se destaca como a maior produtora de parafina (91,4% do total). Outra importante produtora de não energéticos é a Reduc, responsável por 28% da produção nacional de Nafta petroquímica (ANP, 2014).

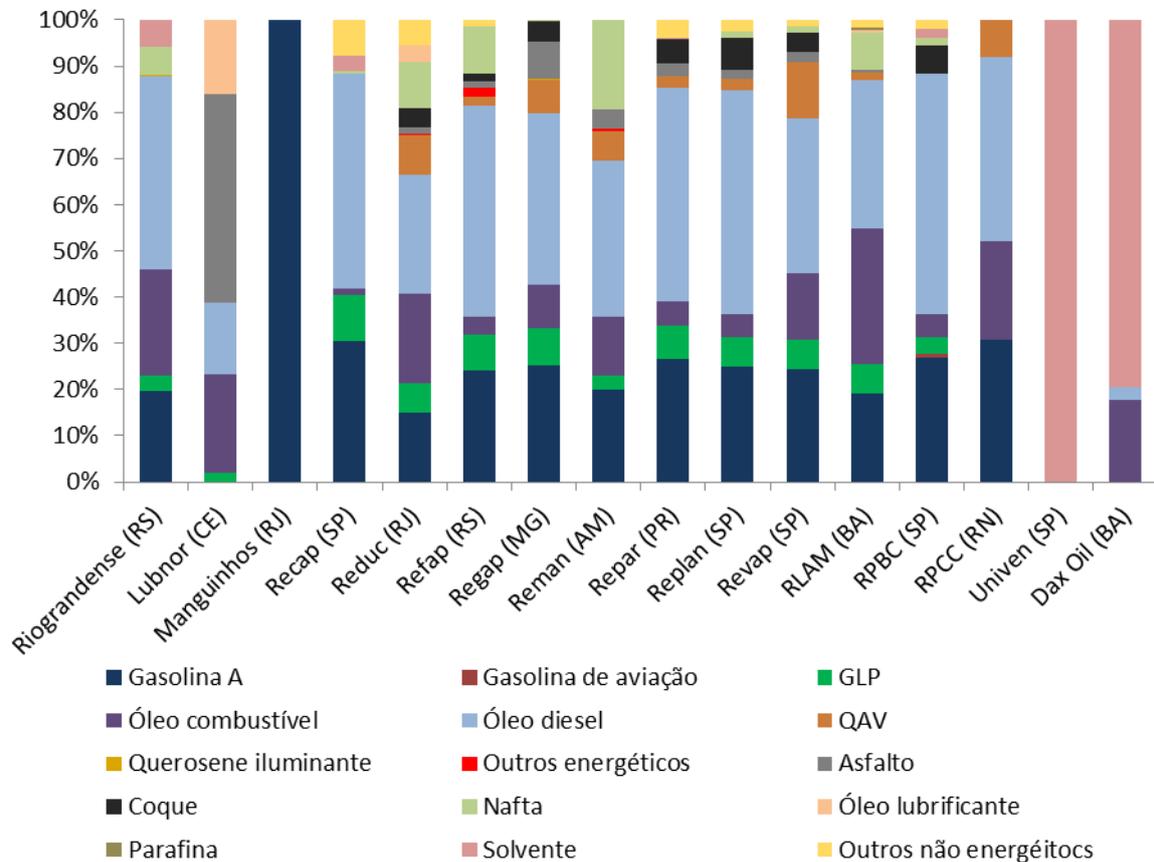
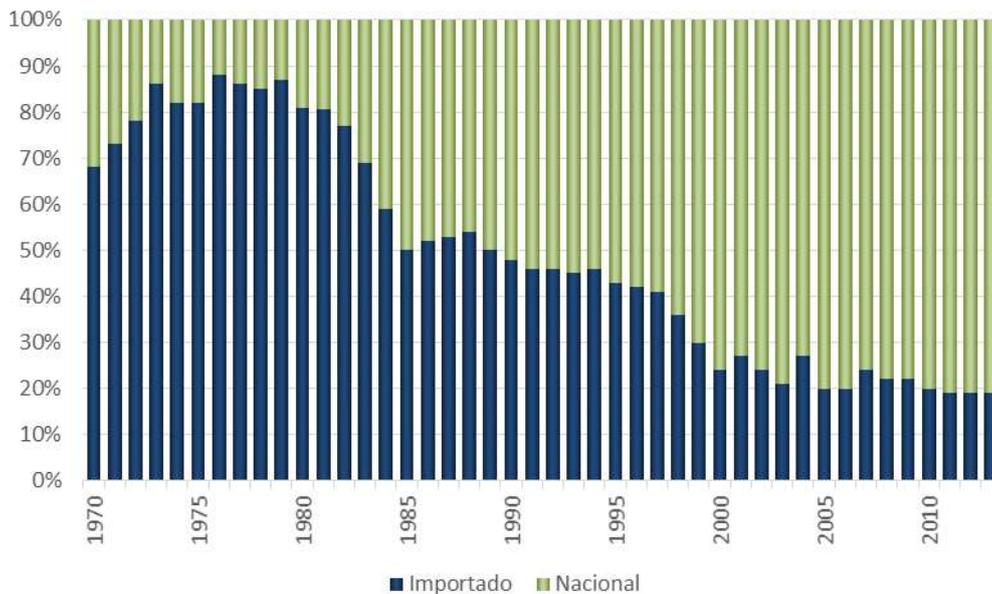


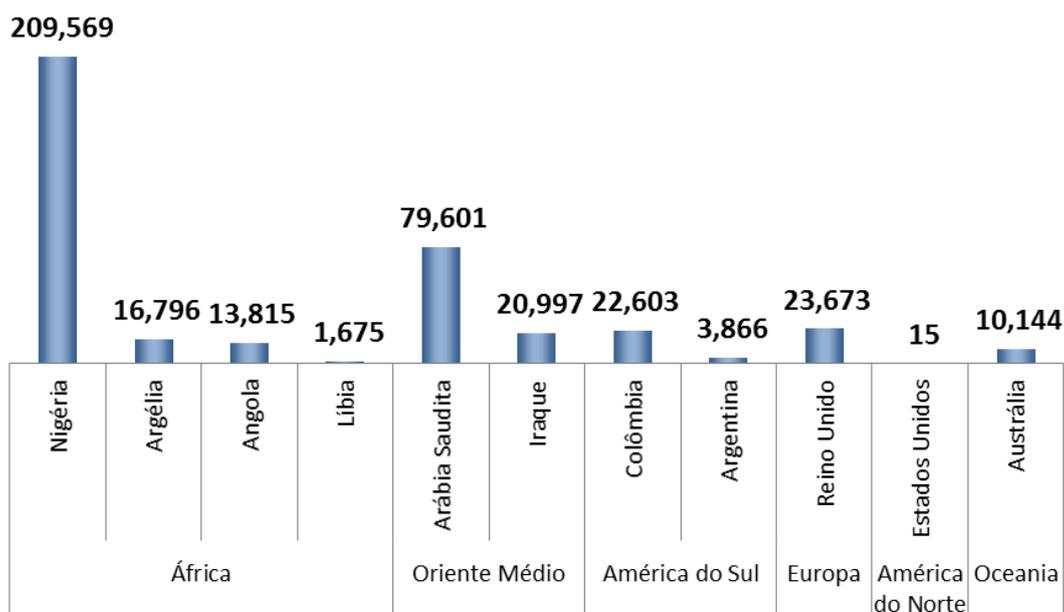
FIGURA 7 - PRODUÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO ENERGÉTICOS E NÃO ENERGÉTICOS, POR REFINARIAS - 2013. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014).

Com o início da produção de petróleo na Bacia de Campos, a participação do petróleo nacional nas refinarias cresceu consideravelmente. A Figura 8 mostra a evolução da origem da carga processada nas refinarias brasileiras. Nas décadas de 1990 e 2000 a Petrobras realizou diversos investimentos em unidades de conversão para processar o petróleo nacional, reduzindo assim, a carga importada processada nas refinarias brasileiras de 43% em 1995 para 19% em 2010. Embora o Brasil tenha atingido a autossuficiência na produção de petróleo, a participação de petróleo importado na carga das refinarias permanece praticamente constante nos últimos anos. Isto se deve, principalmente, à necessidade de mistura de óleos importados, que são mais leves, com os nacionais para adequar as características da carga ao esquema de refino e a demanda de derivados. (SZKLO ET. AL., 2012)



**FIGURA 8 - EVOLUÇÃO DA ORIGEM DA CARGA PROCESSADA NAS REFINARIAS BRASILEIRAS (IMPORTADO E NACIONAL). FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (SZKLO ET. AL., 2012) E (ANP, 2014).**

Em 2013, o Brasil processou uma média de 2.055.343 barris de petróleo por dia. Desse total, aproximadamente 19% foi de petróleo importado. A Figura 9 apresenta o volume de carga processada de acordo com a origem. Seguindo a tendência dos últimos anos, a maior parte do petróleo importado é originária da África, representando aproximadamente 63% de todo o petróleo importado. Destaque para os países do Oriente Médio, que representaram 26% do petróleo importado, devido, principalmente, ao petróleo vindo da Arábia Saudita.



**FIGURA 9 - VOLUME DE CARGA PROCESSADA EM 2013 SEGUNDO A ORIGEM (BARRIL/DIA).**

**FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014).**

## 2.5 Estudo de Investimento

### 2.5.1 As Fases de um Investimento

A Análise de Investimentos é um estudo muito importante para que se possa entender um negócio e avaliá-lo economicamente. O investimento em um projeto industrial, desde a ideia inicial até a operação da planta, pode ser organizado sob a forma de um ciclo. (UNIDO, 1991) Dessa forma, um investimento pode ser classificado em fases, cada uma com seus sub-estágios, cuja ordem deve ser fielmente seguida para a minimização dos erros e perdas em um projeto. É essencial o entendimento dessa sequência de eventos, na qual cada estágio depende do sucesso de seu antecessor para que possa ser seguido. Esta metodologia avalia um investimento de forma bastante eficaz, evitando um possível desperdício de recursos. Assim, de acordo com a UNIDO (1991), pode-se classificar um investimento em três grandes fases, explicitadas a seguir:

#### ➤ **Fase 1: Fase de Pré-Investimento**

Após tomada a decisão de avaliar um projeto de investimento, esta é a primeira fase necessária para obter as informações necessárias sobre o mesmo, geralmente referida como o Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica – EVTE. De forma a analisar passo a passo a ideia do projeto, esta fase compreende três estágios sequenciais e três atividades complementares:

1. **Estudo de Oportunidade – 1º estágio:** permite a identificação das oportunidades do investimento. Para isso, analisam-se questões como utilização de recursos naturais, demanda futura de produtos, impactos ambientais, importações, exportações, legislação, possíveis ligações com outras indústrias, entre outros critérios que permitam uma análise estimada sobre a viabilidade, muitas vezes baseada em projetos já existentes.
2. **Estudo de Pré-Viabilidade – 2º estágio:** fornece uma ideia mais detalhada do projeto. Tem como um de seus principais objetivos examinar todas as possíveis alternativas do projeto, determinando, sem custos significativos, se o projeto realmente será viável. Dessa forma, nesta fase, deve-se analisar as estratégias e o escopo do projeto, seu conceito de mercado e marketing, matéria-prima, localização, tecnologia, recursos humanos, entre outros fatores. Assim, o impacto econômico e financeiro de cada um desses aspectos é previamente mensurado de forma a validar a execução do próximo estágio.

3. **Estudos de Apoio – atividade complementar:** analisam aspectos específicos de um projeto, como estudos de mercado e projeções para o produto e matéria-prima de interesse, testes em escala piloto, estudos de localização, avaliação dos impactos ambientais, estudos de economia de escala e estudos de seleção de equipamentos.
4. **Estudo de Viabilidade – 3º estágio:** fornece todos os dados necessários para a decisão de investimento. Nesta fase, todos os pré-requisitos comerciais, técnicos, financeiros, econômicos e ambientais são definidos e examinados cuidadosamente, a partir dos estudos dos estágios anteriores. Dessa forma, o projeto contém estimativas finais de investimento, custos de produção e rentabilidade, de forma a ser avaliado minuciosamente para direcionar a decisão de investimento.
5. **Relatórios de Avaliação – atividade complementar:** avaliação do projeto, de acordo com os objetivos individuais do investidor e sua avaliação dos riscos, custos e ganho esperados, após os estudos de viabilidade.
6. **Promoção dos Projetos de Investimento Industrial – atividade complementar:** compreende uma variedade de atividades relacionadas com potenciais patrocinadores, negociações, acordos e fontes potenciais de finanças que viabilizem o projeto. Esta atividade se estende por toda a Fase de Pré-Investimento, podendo até chegar à Fase de Investimento.

➤ **Fase 2: Fase de Investimento**

Esta fase de implementação abrange trabalhos de engenharia, consultoria na administração do projeto e contratação de empreiteiras para obras e montagem. Dessa forma, é dividida em sete estágios:

1. Estabelecimento da base legal, financeira e organizacional para a implementação do projeto.
2. Aquisição da tecnologia utilizada, incluindo engenharia básica.
3. Projeto de Engenharia detalhado, além de contratações e negociações.
4. Aquisição de terreno, construção, instalação e montagem.
5. Marketing pré-operacional, assegurando os suprimentos necessários para o projeto e a organização gerencial da empresa.
6. Recrutamento e Treinamento de Pessoal.
7. Pré-Operação, que interliga a precedente fase de construção à seguinte fase de produção.

➤ **Fase 3: Fase Operacional**

A planta começa a operar, de fato, e, então, necessita de atenção a curto e a longo prazo. Dessa forma, os seguintes estágios são analisados para a melhoria e manutenção do projeto ao longo de sua vida útil:

1. Partida da Planta.
2. Desengargalamento.
3. Melhoria da Eficiência Operacional.
4. Inovações.
5. Expansão da Planta.

A análise de um projeto dividida em fases é essencial para a decisão de investimento. Financeiramente, os estágios do Pré-Investimento têm custos imensamente menores que o EVTE como um todo e, por isso, são essenciais na diminuição do risco de um projeto (UNIDO, 1991). Associada a cada estágio também está uma incerteza, de tal forma que, quanto mais detalhado, maior o custo e menor a incerteza. A Tabela 4 explicita esta relação, mostrando a porcentagem aproximada do custo dos estágios da Fase de Pré-Investimento em relação ao Investimento como um todo, além da porcentagem de confiabilidade aproximada de cada estudo.

**TABELA 4 - CUSTOS E CONFIABILIDADE DOS ESTÁGIOS DA FASE DE PRÉ-INVESTIMENTO.**  
**FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA BASEADO EM (UNIDO, 1991)**

<b>Estágio da Fase de Pré-Investimento</b>	<b>Custo (% do Investimento Total)</b>	<b>Confiabilidade (% de erro)</b>
Estudo de Oportunidade	0,2 – 1,0 %	± 30%
Estudo de Pré-Viabilidade	0,25 – 1,5 %	± 20%
Estudo de Viabilidade (projetos de grande porte)	1,0 – 3,0 %	± 10%
Estudo de Viabilidade (projetos de pequeno e médio porte)	0,2 – 1,0 %	± 10%

### **2.5.2 Conceitos Econômico-Financeiros**

Em um investimento, é essencial o entendimento de alguns termos. Como base no estudo feito, estes termos são explicados a seguir:

- **Consumo Aparente:** é a produção de um produto num país, somada das importações e subtraída das exportações. Desta forma, o consumo aparente se apresenta como uma boa e rápida estimativa do consumo real do país, visto que a única diferença entre eles é a variação de estoques.

- Investimento: Composto por Investimento Fixo (IF) e Capital de Giro (CG). Investimento Fixo é o valor necessário para obtenção de todas as instalações da planta, desde o terreno onde ela estará localizada, até os equipamentos e maquinários que a compõem. O Capital de Giro é o valor necessário para manter a operação comercial da planta, incluindo os estoques necessários e os financiamentos das compras e vendas. O investimento total é calculado através da soma do investimento fixo e do capital de giro ( $IT = IF + CG$ ). (PETERS ET. AL., 2003)
- Custos de Produção: São os todos os gastos diretamente relacionados ao processo de produção da planta, isto é, à atividade fim da empresa. Os custos de produção são normalmente divididos em Fixos e Variáveis. Custos fixos são aqueles que são praticamente independentes do nível de produção da planta, como, por exemplo, seguro, mão-de-obra, depreciação, manutenção, etc. Por outro lado, os custos variáveis são aqueles que variam diretamente com a capacidade de produção da planta, como, por exemplo, matéria-prima, utilidades, catalisadores, etc. (PETERS ET. AL., 2003)
- Despesas: Gastos que não estão relacionados à atividade operacional da empresa, isto é, ao processo de produção da planta, mas que são essenciais para o seu funcionamento, como, por exemplo, despesas administrativas e financeiras, distribuição e marketing, Pesquisa e Desenvolvimento, etc. (PETERS ET. AL., 2003)
- Receita líquida: Recursos recebidos pela venda dos produtos ou serviços comercializados pela empresa. A receita líquida não considera os impostos indiretos incorporados aos preços dos produtos e insumos uma vez que o objetivo é obter a receita que pertence efetivamente à empresa. No caso de uma refinaria, as receitas são obtidas primordialmente pela venda dos derivados do petróleo e, desta forma, a receita é o somatório do preço de cada produto multiplicado pelo volume de vendas de cada um desses produtos. (PETERS ET. AL., 2003)
- Economia de Escala: Diminuição do custo unitário médio de produção de um determinado produto à medida que se aumenta a capacidade de produção. A economia de escala ocorre quando aumentam menos do que proporcionalmente ou permanecem inalterados os valores dos itens geradores de custos fixos. (ARAÚJO, 2003)
- Depreciação: Encargo periódico que determinados bens sofrem, por uso, ou desgaste natural, até o final de sua vida útil. Esses bens podem ser físicos ou não físicos, como alguns itens componentes do investimento fixo. A depreciação é descontada como custo

ou despesa operacional respeitando uma taxa anual de depreciação que é fixada pela autoridade fiscal de cada país em função do prazo de depreciação. A legislação introduz uma distinção entre depreciação e amortização desses bens embora a literatura da indústria em geral os considere juntos, sem distinção, apenas como depreciação. A depreciação não é um pagamento feito pela empresa, mas sim uma perda de valor dos seus bens e, portanto, ela não consta no fluxo de caixa da mesma. (PETERS ET. AL., 2003)

- EBITDA: Lucro antes do desconto de juros, impostos, depreciação e amortização. Reflete o estrito lucro operacional do negócio, ou seja, o quanto a empresa gera de recursos, sem levar em consideração efeitos financeiros e de impostos. (PETERS ET. AL., 2003)
- Fluxo de Caixa: Instrumento de gestão financeira que toma como base apenas as entradas (receitas) e saídas (gastos) de recursos financeiros do caixa da empresa, para todo o período projetado. (GARY, 2007)
- Juros, financiamento e amortização: Compromissos financeiros adquiridos ao contratar um financiamento, sendo que os juros é o custo do dinheiro tomado como empréstimo que constitui a origem do lucro de uma instituição financeira. A amortização, no jargão financeiro diferente da considerada em conjunto com a depreciação, é o processo de extinção de uma dívida através de pagamentos periódicos. (PETERS ET. AL., 2003)
- TMA – Taxa de Mínima Atratividade, também conhecida como taxa mínima de retorno, pode ser entendida como a menor taxa de retorno aceitável pelos potenciais investidores para assumir o risco do projeto ou ativo em questão (FGV, 2010).
- VPL: Valor Presente Líquido é um conceito da matemática financeira utilizado para calcular o valor presente de uma série de pagamentos e/ou recebimentos, ou de um fluxo de caixa, levando em conta uma determinada taxa de juros, ou taxa de desconto. Sua principal aplicação é para determinar a viabilidade financeira de novos projetos ou negócios, a partir de investimentos iniciais e retornos futuros representados em um fluxo de caixa. (PETERS ET. AL., 2003) A equação para seu cálculo é mostrada a seguir:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t}$$

EQUAÇÃO 2: CÁLCULO DO VPL

Onde:

- FC é o fluxo de caixa no período t;
  - t é o enésimo período no tempo em que o dinheiro será investido no projeto;
  - n é o número de períodos t;
  - i é o custo do capital.
- TIR: Taxa Interna de Retorno é um dos métodos mais sofisticados de se avaliar propostas de investimentos. Representa a taxa de desconto que iguala, para uma mesma data, o valor dos fluxos de entradas com os de saídas de caixa, isto é, é a taxa que produz um VPL igual a zero. (KASSAI, 1996) A equação para seu cálculo é mostrada a seguir:

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} + I_0 = 0 = VPL$$

EQUAÇÃO 3: CÁLCULO DA TIR

Onde:

- FC é o fluxo de caixa no período t;
  - t é o enésimo período no tempo em que o dinheiro será investido no projeto;
  - n é o número de períodos t;
  - $I_0$  é o Investimento inicial.
- Análise de Sensibilidade: Análise da variação dos indicadores de avaliação financeira de um negócio em função de variações nos parâmetros que afetam os valores do fluxo de caixa, como nos custos e preços dos produtos e das matérias primas, volume de vendas, valor do investimento, etc. (KAISER, 2007) Esta análise se mostra ainda mais importante em um estudo como este, devido à incerteza das estimativas adotadas.

### **3 METODOLOGIA**

Sendo uma etapa iniciadora e muito importante após a ideia de um projeto, o presente trabalho busca analisar o estágio inicial da 1ª fase (a de pré-investimento ou de EVTE) de um projeto de investimento: o Estudo de Oportunidade de um investimento em Refinarias de Petróleo. Caso esse estudo dê “sinal verde”, seriam desenvolvidos os estágios seguintes: o de Pré-viabilidade e, posteriormente, o de Viabilidade, permitindo a conclusão do EVTE. Para isso, o estudo de oportunidade é basicamente dividido em: Estudo de Mercado, Definição do Investimento, Dimensionamento do Investimento, Critérios de Decisão de Investimento, Análise de Sensibilidade e Avaliação do Investimento.

#### **3.1 Estudo de Mercado**

Neste tópico, a estrutura do mercado foi analisada, com base na oferta de matéria-prima (petróleo) e na demanda de produtos (derivados do petróleo).

O objetivo da análise é, num primeiro momento, obter informações sobre a matéria-prima necessária para refinarias, verificando sua disponibilidade e expectativa de produção de forma a atender a demanda da Refinaria em estudo.

Posteriormente, a análise foi feita para os produtos gerados pela planta, visando obter a demanda do mercado para os produtos da Refinaria, atentando inclusive à importância relativa de cada um. Dessa forma, foram analisados os dados de produção, importação e exportação de cada um dos principais derivados do petróleo. Com isso, o Consumo Aparente de cada derivado foi calculado e projetado, de acordo com sua série histórica, até um ano futuro de interesse, de forma a analisar cada produto de forma mais efetiva.

Por fim, a capacidade de produção brasileira para cada derivado foi mensurada, considerando também suas projeções de acordo com as perspectivas de produção das refinarias brasileiras. Com isso, a partir da comparação do Consumo Aparente e da Capacidade de Produção, para cada derivado, até o ano estipulado, foi possível perceber o espaço existente no mercado, o qual a Refinaria em estudo pretende contemplar.

#### **3.2 Definição do Investimento**

A partir da análise de mercado, havendo, a princípio, oferta de matéria-prima e demanda de derivados, a fase de definição de investimento foi iniciada. A matéria-prima a ser utilizada, os produtos a serem fornecidos, com suas respectivas especificações e a capacidade

de produção da Refinaria, com base na oportunidade existente, foram definidos, adotando as premissas necessárias.

Primeiramente, com o estudo de mercado da matéria-prima analisado, é importante definir as características do petróleo a serem processados na refinaria, pois este, juntamente com os processos utilizados, está diretamente ligado com os produtos gerados pela mesma. Dessa forma, foi escolhido um tipo de petróleo a ser processado e definida a sua classificação API.

Com o Petróleo escolhido, os produtos foram definidos. Assim, com informações do petróleo, da análise de mercado, e ainda utilizando dados de refinarias atuantes no Brasil, que processam um petróleo semelhante, a porcentagem de produção de cada derivado foi definida.

Por fim, a capacidade de produção da Refinaria foi definida baseada em todos as análises anteriores e seguindo premissas específicas.

### **3.3 Dimensionamento do Investimento**

Após análise de mercado e definição de matéria-prima e produtos, o Investimento foi dimensionado, calculando Investimento Fixo, Custos de Produção da Refinaria, Despesas, Receitas e, por fim, o EBITDA e o Fluxo de Caixa do projeto, projetando até um ano futuro, após definir o tempo de análise para a planta.

Diversos autores propõem um método para estimativa do investimento fixo da construção de uma refinaria, quando ainda não há detalhamento técnico do projeto da planta, mas apenas uma ideia básica dos processos envolvidos e suas capacidades. Este método consiste em utilizar dados conhecidos de investimentos para várias capacidades e diversos processos que constituem uma refinaria, que estão disponibilizados na literatura e podem ser extrapolados para novos projetos, levando em consideração o fator de economia de escala, que é inerente a cada processo. (MAPLES, 2000), (PETER ET. AL., 2003), (CHAUVEL, 2003)

Seguindo esta metodologia, foi escolhida uma configuração para a Planta, que especificou todos os processos envolvidos na mesma, de forma a ser capaz de processar o tipo de petróleo escolhido. Tendo todos os processos definidos, o Investimento Fixo foi baseado no custo de implantação dos mesmos, a partir da capacidade de processamento em cada unidade de processo, que foi definida de acordo com a capacidade da Refinaria Projetada e a

estequiometria do processo. Sendo o investimento de cada processo retirado da literatura (MAPLES, 2000), a Tabela 5 mostra tais valores para vários processos.

**TABELA 5 - CUSTOS DE CAPITAL DE UNIDADES DE PROCESSAMENTO DE REFINO. FONTE: (TAVARES, 2005)**

<b>Processos de uma Refinaria <i>Conventionally Upgraded</i></b>	<b>Capacidade Base (barril/dia)</b>	<b>Investimento Base (MM US\$)</b>	<b>Fator de Escala (expoente)</b>	<b>Complexidade</b>
<b>Destilação Atmosférica</b>	100.000	38	0,7	1,00
<b>Destilação a Vácuo</b>	60.000	30	0,7	0,85
<b>Coqueamento Retardado</b>	20.000	46	0,6	1,52
<b>Reforma Catalítica</b>	30.000	45	1,0	3,95
<b>Hidrocraqueamento</b>	30.000	95	0,65	-
<b>HDS (querosene)</b>	30.000	25	0,6	2,19
<b>Craqueamento Catalítico</b>	50.000	86	0,6	2,79
<b>Visbreaking</b>	25.000	24	0,6	2,03
<b>Alquilação (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>)</b>	10.000	29	1,0	7,63
<b>Tratamento merox (GLP)</b>	10.000	2	0,6	0,53

Com isso, a Equação 1 foi utilizada para adequar os valores ao processamento da Refinaria.

$$\frac{I}{I_0} = \left(\frac{C}{C_0}\right)^k$$

**EQUAÇÃO 4: EQUAÇÃO DO FATOR DE ESCALA PARA EXTRAPOLAÇÃO DO INVESTIMENTO COM BASE NA SUA CAPACIDADE. FONTE: (PETERS ET. AL., 2003)**

Onde:

- I = Investimento Desejado;
- I<sub>0</sub> = Investimento Base (conhecido);
- C = Capacidade Desejada;
- C<sub>0</sub> = Capacidade Base (conhecida);
- k = Fator de Escala

Conhecendo I<sub>0</sub>, C<sub>0</sub> e k para cada unidade de processamento, da literatura (MAPLES, 2000), o Investimento (I) será calculado para a Capacidade (C) desejada. A soma, então, para a implantação de cada processo será o Investimento Fixo base do projeto. Este, porém, ainda será lapidado de forma a se adequar às características da Refinaria em estudo. Há, neste cálculo, três fatores a serem ajustados: período, complexidade e localização.

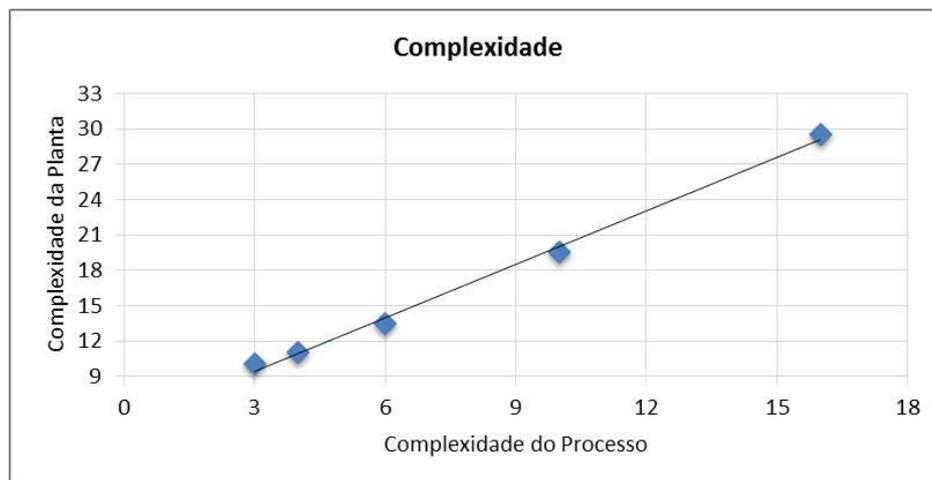
Os dados de investimento presentes na literatura utilizada (MAPLES, 2000) são referentes ao ano de 1991. Para correção do valor no tempo, o Investimento foi adequado para

a data presente de forma a garantir sua validade no presente estudo. O método para esse ajuste é a utilização do Nelson-Farrar *Refinery Construction Index*, que é um índice de ajuste de custos no tempo para Investimentos em Refinarias. (OIL AND GAS JOURNAL, 2014) Anualmente, tais índices são publicados e, dessa forma, pode-se obter o índice do ano em estudo e do ano de referência. Com ambos os índices disponíveis, a metodologia a ser seguida é multiplicar o Investimento Fixo calculado pela razão entre o índice do ano desejado pelo índice do ano de referência, conforme mostrado na equação 2 (PETERS ET. AL., 2003).

$$Investimento\ Atual = Investimento\ Original \left( \frac{Index\ Presente}{Index\ na\ Data\ Original} \right)$$

**EQUAÇÃO 5: CORREÇÃO DO INVESTIMENTO NO TEMPO UTILIZANDO COST INDEX.**  
**FONTE: (PETERS ET. AL., 2003)**

A literatura base utilizada (MAPLES, 2000), traz ainda dados de complexidade para cada processo que compõe uma refinaria. O fator de complexidade se refere a um aumento no Investimento Fixo ligado às operações mais complexas que serão feitas na refinaria de forma a possibilitar o processamento de um petróleo, de acordo com os processos utilizados. Dessa forma, foram obtidos os valores de complexidade para cada processo utilizado na refinaria. A soma destes índices de complexidade formaram o Índice de Complexidade do Processo e, com isso, a Figura 10 (MAPLES, 2000) foi utilizada para obtenção do Índice de Complexidade da Planta. (MAPLES, 2000)



**FIGURA 10 - COMPLEXIDADE DA PLANTA X COMPLEXIDADE DO PROCESSO. FONTE: (MAPLES, 2000)**

Seguindo a metodologia, deve-se obter a razão entre a Complexidade da Planta pela Complexidade do Processo, e este será o coeficiente a ser multiplicado pelo Investimento Fixo. (MAPLES, 2000)

Por fim, o terceiro fator trata da adequação do Investimento ao Brasil. O fator de custo de investimento no Brasil, quando se consideram todos os seus componentes, se situa na faixa de 40% a 50% acima do prevalecente nos EUA, correspondendo ao custo intrínseco mais elevado do investimento e às cargas tributárias e de juros reais, mais elevados no Brasil. (SHUMABUKURO, 1997) Por isso, caso a referência seja composta por dados estrangeiros, deve-se aplicar um fator entre 1,4 e 1,5, a ser multiplicado pelo Investimento Fixo.

Após todos estes ajustes, o Investimento Fixo foi calculado para a Refinaria em estudo. A partir disso, este investimento foi desdobrado em Investimento Direto e Indireto, especificando cada um dos custos como porcentagens do Investimento Fixo Total, de acordo com a Tabela 6. A literatura de Peters Et. Al., 2003, fornece uma estimativa do investimento fixo com base no valor das máquinas e equipamentos do processo. Esta relação está demonstrada na Tabela 6 (“Porcentagem das máquinas e equip.”) e foi utilizada para estimar a relação demonstrada na última coluna (“Porcentagem do Investimento Fixo”), que indica os principais componentes do investimento fixo e as porcentagens correspondentes.

**TABELA 6 - PORCENTAGENS DE CADA ITEM DO INVESTIMENTO FIXO.**  
**FONTE: (PETERS ET. AL., 2003)**

	<b>Gasto</b>	<b>Porcentagem das máquinas e equip.</b>	<b>Porcentagem do Investimento Fixo</b>
<b>Investimento Direto</b>	Máquina e Equipamentos do Processo	100%	21%
	Instalação dos Equipamentos	47%	10%
	Instrumentação e Controle	36%	7%
	Tubulação	68%	14%
	Sistemas Elétricos	11%	2%
	Prédios e Estruturas	18%	4%
	Obras no Terreno	10%	2%
	Instalações Auxiliares	70%	15%
<b>Investimento Indireto</b>	Engenharia e Supervisão	33%	7%
	Gastos com Construção	41%	9%
	Obrigações Legais	4%	1%
	Contingência	44%	9%

Com o Investimento Fixo calculado, o próximo passo é o cálculo dos Custos de Produção, divididos em Custos Fixos e Variáveis, calculados separadamente.

Os Custos Fixos podem ser calculados a partir do Investimento Fixo, através de porcentagens típicas encontradas na literatura (MAPLES, 2000) como mostra a Tabela 7.

**TABELA 7 – PORCENTAGENS TÍPICAS DO INVESTIMENTO FIXO PARA OS CUSTOS FIXOS. FONTE: (MAPLES, 2000)**

<b>Porcentagem do Investimento Fixo</b>	
Trabalho Operacional	1,3%
Total de Salários	3,9%
Suprimentos Operacionais	0,3%
Manutenção	5,2%
Seguros	0,4%
<b>Custos Fixos</b>	<b>11,1%</b>

Os Custos Variáveis, por sua vez, são basicamente constituídos por matéria-prima, utilidades e catalisadores utilizados. Os custos de matéria-prima dependem do petróleo a ser utilizado, estabelecido na etapa de “Definição da Matéria-Prima”. Para a estimativa dos gastos com utilidades, foram utilizados dados da literatura (MAPLES, 2000), que permitem estimar o consumo de cada uma das utilidades (energia elétrica, água de resfriamento, vapor e combustível) para cada processo utilizado na refinaria. De posse do consumo de cada utilidade em cada processo, multiplicou-se o consumo pelos preços de cada uma das utilidades, que, dependendo da referência, podem requerer o ajuste pelo índice do local (preços brasileiros) e pelo tempo (*Cost Index* para Utilidades), obtendo-se assim, os custos anuais com utilidades. Além disso, o fator de complexidade para cada processo também é aplicado aqui, visto que quanto mais complexo, mais utilidades serão utilizadas.

Por fim, os custos relacionados aos catalisadores utilizados podem ser calculados como 1,4 % do Investimento Fixo (MAPLES, 2000).

Com os Custos Fixos e Variáveis calculados, têm-se os Custos de Produção da Planta. Para finalizar os Gastos Totais da Planta, as Despesas Gerais são calculadas. Estas são divididas basicamente em Despesas Administrativas, Distribuição e Marketing e Pesquisa e Desenvolvimento. Estas são definidas como porcentagens de outros parâmetros calculados, conforme indicado na literatura (PETERS ET. AL., 2003) e mostrado na Tabela 8.

**TABELA 8 - CUSTOS TÍPICOS DE DESPESAS GERAIS. FONTE: (PETERS ET. AL., 2003)**

<b>Despesas Gerais</b>	<b>Custo Típico</b>
Administrativo	20 % do Trabalho Operacional
Distribuição e Marketing	10 % dos Custos de Produção
Pesquisa e Desenvolvimento	5 % dos Custos de Produção

Com os valores de Gastos Totais calculados, pode-se calcular o Capital de Giro necessário para o processo, que, somado ao Investimento Fixo, dá o Investimento Total da Planta. O Capital de Giro foi estimado como o valor referente a um mês dos Gastos Totais.

Após calcular os Gastos Totais e o Investimento Total da Planta, a Receita do projeto deve ser calculada. Esta é exclusivamente obtida pelas vendas dos produtos gerados. Dessa forma, obtiveram-se os preços de venda de cada derivado às distribuidoras e, com a capacidade de produção de cada derivado pela planta, obtém-se a Receita do projeto. É válido ressaltar que os valores devem ser adequados ao Brasil e ao ano utilizado no estudo.

Uma vez calculados a receita, os custos e as despesas operacionais, elaborou-se um Demonstrativo do Resultado do Exercício simplificado, no qual é possível analisar alguns indicadores financeiros importantes, tais como o lucro líquido do exercício, mas principalmente o EBITDA, que representa o lucro antes do desconto de juros, impostos, depreciação e amortização.

De posse de todas as entradas e saídas do projeto, elaborou-se o Fluxo de Caixa simplificado do Investimento, mostrando a evolução da geração de caixa anual do investimento de acordo com as premissas adotadas. Para isso, deve-se, primeiramente, definir o tempo de análise, adequado ao escopo do projeto, e o tempo de implantação da refinaria, com base em refinarias anteriores.

Sobre o Investimento Fixo, ao longo dos anos de construção, a distribuição do mesmo é feita de forma não linear, de acordo com a curva S, mostrada na Figura 11, representando diferentes fases de implementação do investimento. (VALLE-RIESTRA, 1983)

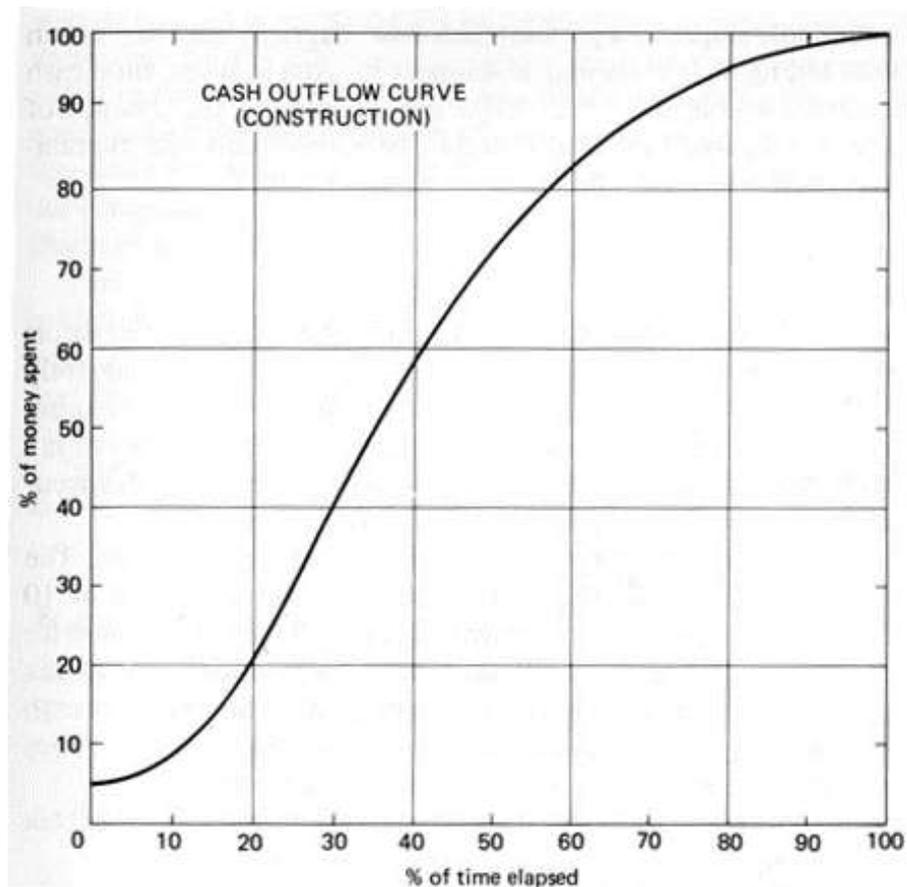


FIGURA 11 - CURVA S - DEMONSTRATIVA DE DISTRIBUIÇÃO DE INVESTIMENTO. FONTE: (VALLE-RIESTRA, 1983)

Vale ressaltar ainda a importância da definição de premissas sobre o financiamento, tais como a parcela do investimento a ser financiada, o prazo de carência e de amortização, e a taxa de juros anual a ser cobrada. Por fim, o Fluxo de Caixa ainda deve considerar o imposto direto sobre o lucro tributável.

### 3.4 Critérios de Decisão de Investimento

Com o Fluxo de Caixa construído, a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL) foram calculados com base em uma Taxa de Mínima Atratividade e foram utilizados como critérios de decisão do investimento.

### 3.5 Análise de Sensibilidade

Por fim, foi feita uma Análise de Sensibilidade, de forma a entender o comportamento dos indicadores de avaliação financeira do fluxo de caixa, de acordo com possíveis variações dos parâmetros mais relevantes. Analisou-se como variações percentuais de -30% até +30% nos preços da matéria-prima, dos derivados de petróleo e no valor do investimento fixo influenciam a Taxa Interna de Retorno do investimento.

### **3.6 Avaliação do Investimento**

Para a avaliação do comportamento do negócio, bem como de sua rentabilidade e lucratividade, foram realizadas algumas análises bem como ponto de nivelamento, comportamento do custo unitário em economia de escala e o tempo de pagamento com o gráfico de caixa acumulado.

Para o cálculo do ponto de nivelamento, isto é, o nível de produção a partir da qual, as receitas superam os custos totais da planta, foi analisado o comportamento dos custos fixos, custos variáveis, despesas operacionais e receitas com a utilização da capacidade de produção instalada, variando-a de 0% até 100%.

Para a avaliação do efeito da economia de escala no custo de produção, foi avaliado o comportamento do custo unitário de processamento da matéria-prima em função da capacidade de processamento da planta, variando de zero até a capacidade de produção estabelecida.

O tempo de pagamento do investimento foi calculado com base no fluxo de caixa acumulado ao longo dos anos de operação da planta, desde o período de construção até o último ano da planta, no qual haveria recuperação do capital investido, seja pela venda dos equipamentos, do terreno, estoques, entre outros ativos que constituem o Valor Residual da planta.

Por fim, é feita uma análise geral de todos os parâmetros analisados e resultados obtidos em relação ao investimento, de forma a verificar a sua viabilidade e atratividade, tendo em vista os benefícios e riscos associados.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 Estudo de Mercado

#### 4.1.1 Análise da Oferta de Petróleo

Para iniciar o estudo de mercado, foi feita uma análise da oferta de petróleo existente no Brasil, que seria o país de implantação da Refinaria em estudo. A Figura 12 mostra os dados de importação, exportação, produção e consumo aparente calculado desta matéria-prima (ANP, 2014).

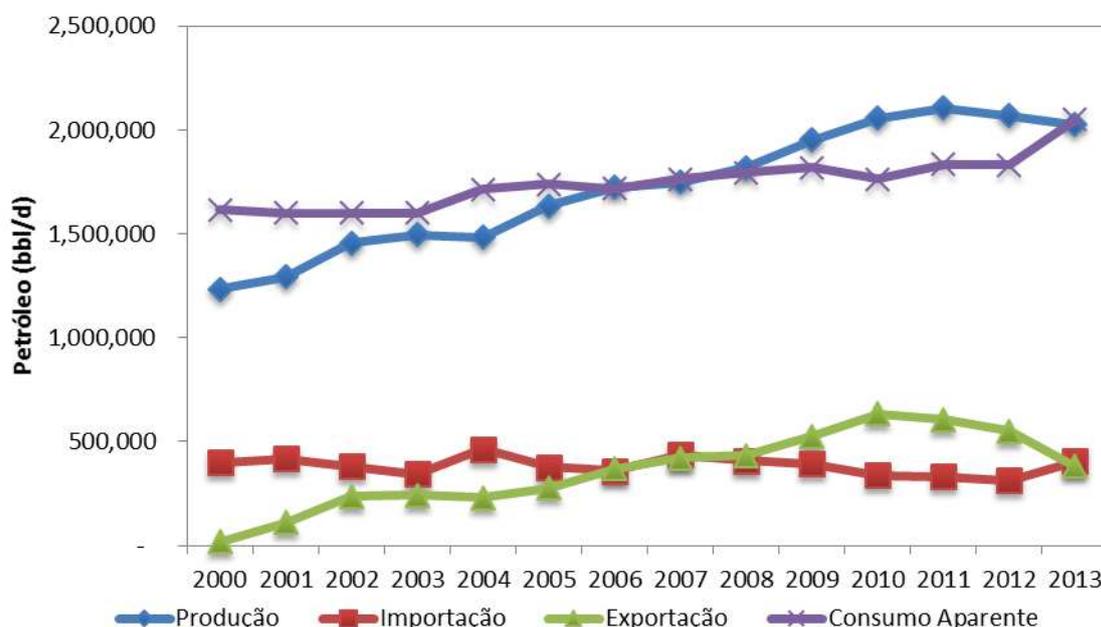


FIGURA 12 - ANÁLISE DO PETRÓLEO NO BRASIL: PRODUÇÃO, IMPORTAÇÕES, EXPORTAÇÕES E CONSUMO APARENTE. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014).

Percebe-se, pela análise do gráfico, que o Brasil, atualmente, produz petróleo suficiente para utilização própria e, até mesmo, para exportação. Entretanto, o país também importa quantidades relevantes deste material. Este fato ocorre para permitir a possível utilização de misturas de petróleo, visto que o petróleo brasileiro, em sua maioria, é um óleo pesado. Com o intuito de produzir maiores quantidades de derivados mais leves (mais valiosos), o país importa petróleos mais leves. (SZKLO ET. AL., 2012)

Com a análise da Figura 12, tem-se que a exportação de petróleo brasileiro (considerando o ano de 2013) gira em torno de 380 mil bbl/dia. Tendo em vista que derivados do petróleo são produtos com maior valor agregado que o petróleo cru e, estrategicamente falando, refinar é economicamente mais vantajoso para o país que vender petróleo bruto, pode-

se concluir que o país atingiu a autossuficiência de petróleo nacional para a utilização em suas refinarias.

Além disso, vale destacar que, nos últimos anos, novas reservas de petróleo na camada do pré-sal foram descobertas e constituem uma nova e promissora fonte de matéria-prima. A Figura 13 mostra o crescimento da produção do petróleo no pré-sal para o período de 2010 até novembro de 2014. Neste gráfico, é possível observar o crescimento significativo desta fonte de matéria-prima, o que reforça a premissa de que haverá oferta suficiente de petróleo nacional para atender a demanda de novas refinarias no Brasil. Além do crescimento na produção de petróleo do pré-sal realizado pela Petrobras, em entrevista à Revista Exame em Julho de 2014, a ex-presidente da estatal, Graça Foster, previu que em 2020, a produção de petróleo será o dobro da produção em 2014 e que cerca de 53% desta produção deve sair da camada do pré-sal, e que a produção total de petróleo deve se manter em 4 milhões de barril por dia entre 2020 e 2030. (FOSTER, 2014) Esses números deverão incorporar, porém, alguma modificação menos otimista, com valores menores, em função das alterações no Plano de Negócios e Gestão da Empresa que foram divulgados recentemente (PETROBRAS, 2015). De todo modo, a área de exploração e produção de petróleo permanece como prioridade estratégica para a empresa e não há indicações, até o momento, que permitam questionar o crescimento da oferta para atender a novas refinarias. Pelo contrário, a previsão mais aceita é a de que o país poderá ser um exportador mais relevante de petróleo cru.

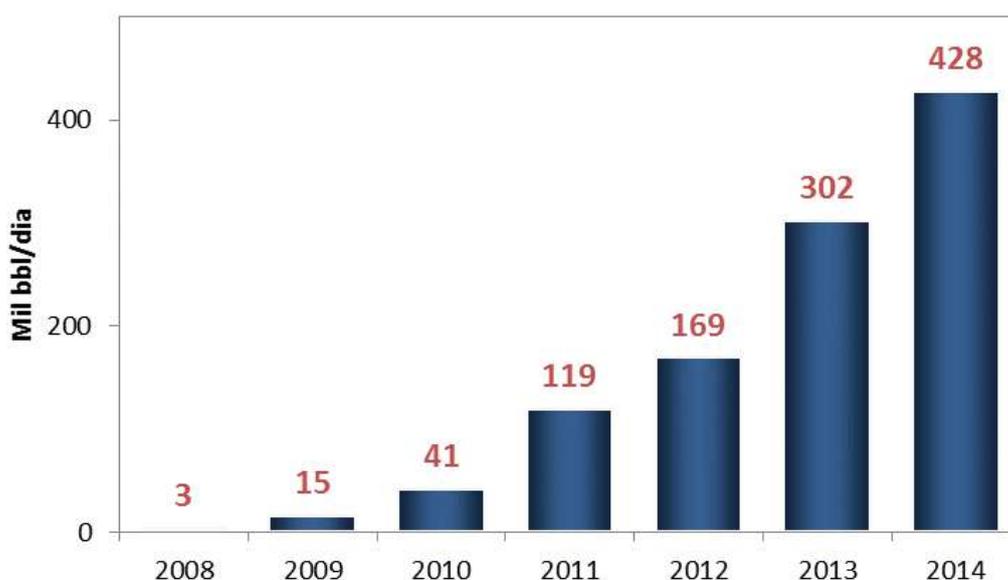


FIGURA 13 - EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO PRÉ-SAL. FONTE: (PETROBRAS, 2014)

#### 4.1.2 Análise da Demanda de Derivados

De forma a completar a análise de mercado, derivados do petróleo foram analisados. Como explicado anteriormente, pode-se classificar os derivados do petróleo, basicamente, em: Energéticos – óleo diesel, gasolina, óleo combustível, GLP e querosene de aviação (QAV) – e Não-Energéticos – nafta, coque, asfalto, solvente, entre outros.

Dados de importação, exportação e produção de todos os derivados, foram obtidos do anuário da ANP (ANP, 2014) para o período de 1991 até 2013. Estes dados foram utilizados para estimar o consumo aparente dos principais derivados. A Figura 14 apresenta estes resultados para o Óleo Diesel no Brasil, enquanto os outros derivados são mostrados nas Figuras 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33 e 34 no ANEXO I.

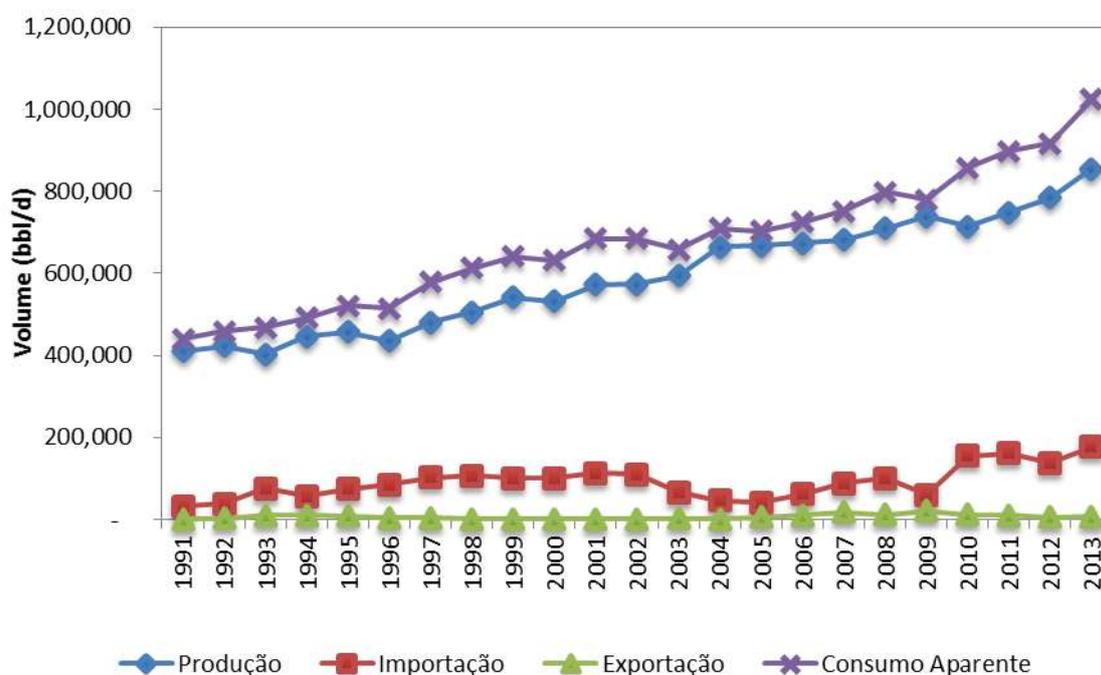


FIGURA 14 - ESTUDO DE MERCADO DO ÓLEO DIESEL NO BRASIL.  
FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM DADOS DE (ANP, 2015)

Com isso, pôde-se projetar o consumo aparente e compará-lo com a capacidade de produção no Brasil (considerando inclusive refinarias que ainda não estão em operação), de forma a definir o espaço existente para os produtos da refinaria em estudo. Para a projeção da capacidade de produção instalada, foi considerado o primeiro trem da RNEST, que entrou em operação em 2015, e estimou-se que o segundo trem entraria em operação em 2017 e o Comperj em 2019. A projeção foi feita até 2030 e os espaços existentes foram avaliados neste ano. O ano de 2030 foi escolhido, pois se considerou uma boa estimativa, em termos de precisão,

aproximando uma série histórica de aproximadamente 15 anos para mais 15 à frente. Os resultados dos dois principais derivados (óleo diesel e gasolina) são mostrados nas Figuras 15 e 16, a seguir, e os demais nas Figuras 35, 36, 37, 38, 39 e 40, no ANEXO II.

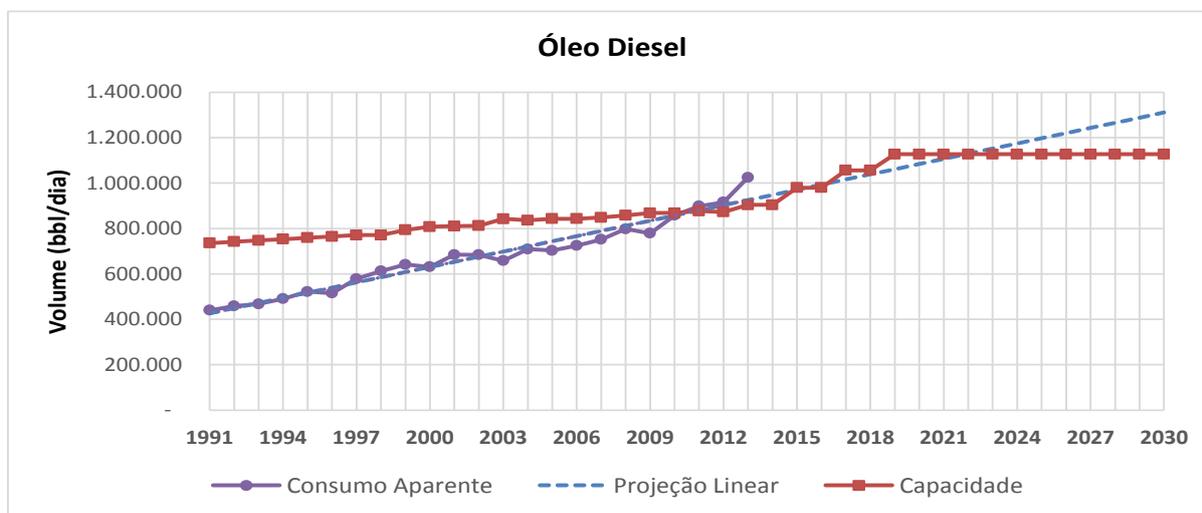


FIGURA 15 - PROJEÇÃO DO ÓLEO DIESEL NO BRASIL

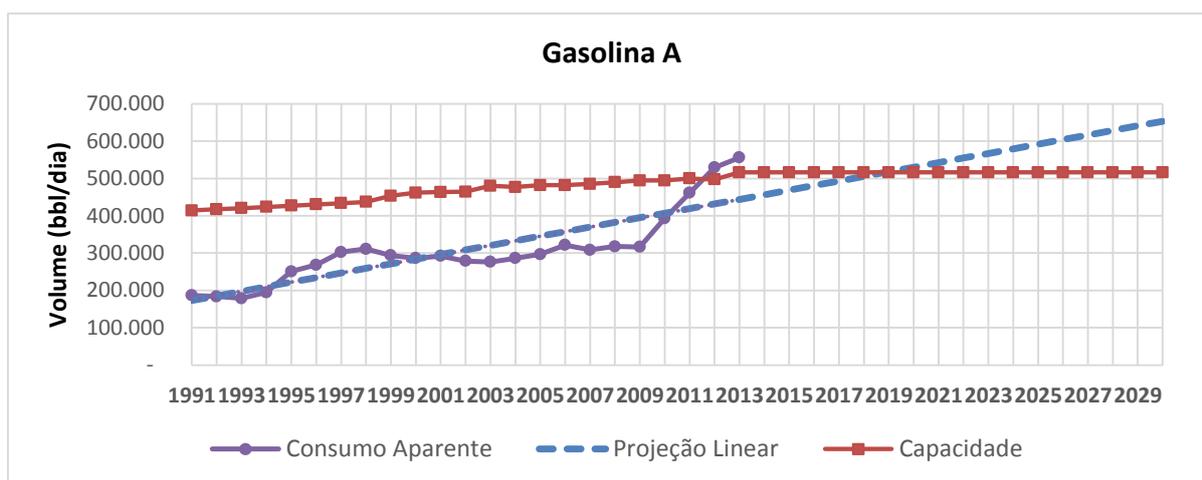


FIGURA 16 - PROJEÇÃO DA GASOLINA NO BRASIL

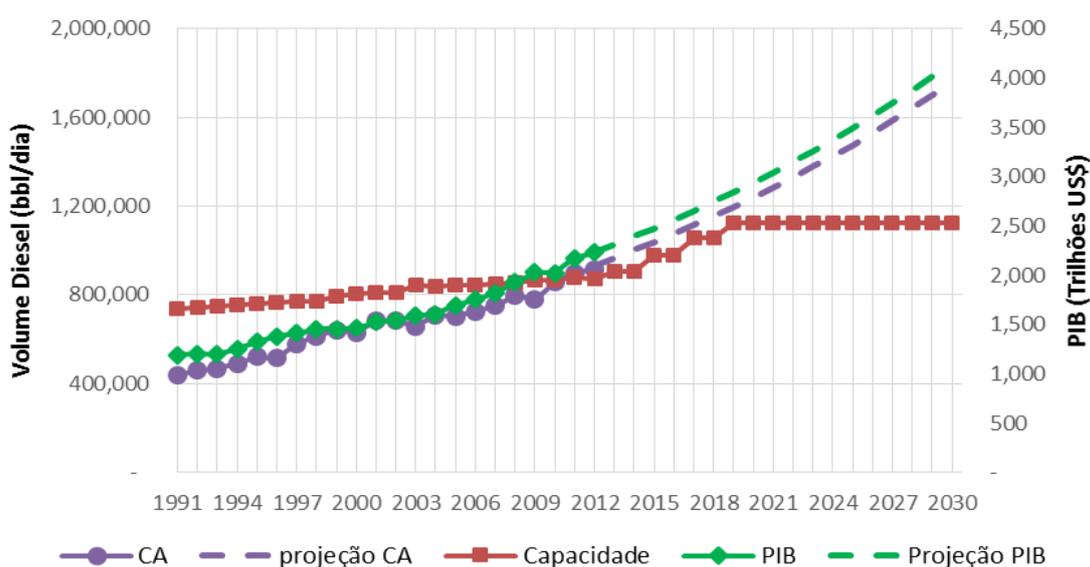
O modelo utilizado para a projeção da série histórica do consumo aparente de todos os derivados foi o modelo linear. A Tabela 9 apresenta os coeficientes de correlação de todas as projeções utilizando o modelo linear. Para alguns casos como o do óleo diesel e do coque ( $R=0,97$ ) o modelo linear é satisfatório para descrever o comportamento destes derivados. Os coeficientes de correlação dos demais derivados ( $R$  abaixo de 0,9) indicam que o modelo linear não descreve muito bem o comportamento e, desta forma, outros modelos deveriam ser utilizados e testados em busca de uma melhor precisão da projeção. No entanto, como o foco desta análise no presente estudo é apenas estimar se haverá ou não demanda do mercado para

os derivados, a precisão obtida nas análises é suficiente para a tomada das conclusões necessárias.

**TABELA 9 - COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO DA PROJEÇÃO LINEAR DO CONSUMO APARENTE DOS DERIVADOS DO PETRÓLEO COM BASE NA SUA SÉRIE HISTÓRICA.**

Derivado	Coefficiente de Correlação (R)
Diesel	0,9774
Gasolina	0,8563
GLP	0,8296
Óleo Combustível	0,7201
QAV	0,8998
Coque	0,9728
Nafta	0,7171
Asfalto	0,8277

O óleo diesel, sendo um dos principais produtos provenientes de uma refinaria, teve uma análise diferenciada, baseada no Produto Interno Bruto (PIB) do país. Sabe-se que seu comportamento no mercado tem íntima relação com o PIB, visto que está diretamente ligado com as atividades econômicas brasileiras, sendo o principal combustível para transportes de produtos. (ANP, 2013) Assim, o gráfico apresentado na Figura 17 foi construído, de forma a consolidar a estimativa de espaço existente para este derivado, projetando o consumo aparente do óleo diesel em base num crescimento do PIB de 3,5 %, que foi a taxa anual média de crescimento do PIB na última década analisada (2002 – 2012) (IPEA DATA, s.d.). A análise do consumo aparente do Diesel como função linear do PIB se mostrou uma boa aproximação, uma vez que o seu coeficiente de correlação foi de 0,9729, o que indica que a adoção do modelo linear é uma boa aproximação para a correlação destas duas grandezas.



**FIGURA 17 - PROJEÇÃO DO ÓLEO DIESEL COM BASE NO PIB BRASILEIRO**

Dessa maneira, considerando no horizonte de 2030, com as projeções baseadas na série histórica para cada um dos derivados analisados, pôde-se calcular o espaço que cada derivado terá no mercado brasileiro. O espaço determinado pela diferença entre o consumo aparente e a capacidade de produção instalada em 2030 é mostrado na tabela a seguir:

**TABELA 10 - ESPAÇO NO MERCADO BRASILEIRO EM 2030.**  
**FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014).**

<b>Derivado</b>	<b>Espaço no Mercado em 2030 (bbl/dia)</b>	<b>Data a partir da qual o consumo ultrapassa a capacidade</b>
<b>Diesel</b>	183,7	2022
<b>Gasolina</b>	137,1	2019
<b>GLP</b>	119,9	Atualmente
<b>Óleo Combustível</b>	-186,3	Nunca
<b>QAV</b>	66,8	Atualmente
<b>Coque</b>	120,0	Atualmente
<b>Nafta</b>	135,1	Atualmente
<b>Asfalto</b>	16,3	2016

Os outros derivados não foram considerados por terem um consumo aparente pouco significativo. Com tais análises, pôde-se identificar espaço significativo para todos os derivados, com exceção do óleo combustível. Este, porém, apesar de não ser o foco da produção, ainda é bastante utilizado para exportação e, por isso, não acarretaria em problemas caso necessitasse ser produzido devido à estequiometria. Assim, estes seriam os focos de produção no estudo.

Pôde-se perceber também que alguns derivados (como diesel e gasolina), dependendo da data do início da operação da refinaria, poderiam a princípio não ter espaço no mercado interno, dependendo também da magnitude da produção da refinaria, porém, neste caso, considerou-se que, nos primeiros anos, estes podem ser vendidos no mercado interno através de competição, ou exportados.

## **4.2 Definição do Investimento**

### **4.2.1 Matéria-Prima**

Considerando a crescente produção do Pré-Sal, é possível considerá-lo como o futuro para o Brasil, podendo transformar o país em um dos principais produtores mundiais de petróleo. Considerando somente a Petrobras, há planos de produzir 3,95 milhões de barris de óleo por dia no Brasil em 2020, sendo que 1,078 milhão desses barris seriam provenientes do Pré-Sal. (PETROBRAS, 2014) Dessa forma, a matéria-prima considerada para este estudo foi

o petróleo do Pré-Sal. Obviamente, a exportação brasileira (que seria o espaço abrangido pela refinaria em estudo) é constituída tanto pelo petróleo do Pré-Sal quanto do Pós-Sal. Porém, por questões estratégicas e de perspectivas de crescimento, considerou-se que a oferta do petróleo proveniente do pré-sal será mais que suficiente para abastecer a refinaria em estudo. Um exemplo desse crescimento é que, como mostrado na Figura 13, a produção de petróleo no Pré-sal atingiu cerca de 380 mil barris/dia em 2013 e, hoje, pelo Boletim da ANP de março de 2015, a produção chegou a atingir cerca de 670 mil barris/dia. (ANP, 2015)

Após definir a origem da matéria-prima, alguns campos representativos da área do Pré-Sal (ANP, 2015) foram selecionados para caracterizar o petróleo a ser processado no estudo. A Tabela 11 a seguir lista tais campos de produção e suas características:

**TABELA 11 – CORRENTES DE CAMPOS PRODUTORES DE PETRÓLEO DO PRÉ-SAL.**  
**FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014)**

<b>Campos de Petróleo do Pré-Sal</b>		
<b>Campo</b>	<b>Grau API do Petróleo</b>	<b>Porcentagem de Enxofre</b>
<b>Lula</b>	30,6	0,35%
<b>Jubarte</b>	19,3	0,52%
<b>Sapinhoá</b>	29,5	0,38%
<b>Baleia Azul</b>	29,3	0,32%
<b>Barracuda</b>	24,8	0,61%
<b>Caratinga</b>	25,0	0,50%
<b>Marlim Leste</b>	24,7	0,55%

A partir destes dados, considerou-se um petróleo a partir das médias destes campos e, dessa forma, as características utilizadas para o presente trabalho foram: 26°API e 0,5 % de Enxofre. As correntes de petróleo pertencentes a campos do Pré-sal foram utilizadas para definir uma média das características do petróleo do Pré-Sal, mas não necessariamente devem ser somente estes poços os fornecedores do petróleo utilizado no processamento. Com estes dados, pôde-se mostrar que se utilizou um petróleo classificado como Médio (26°API). Este dado é ainda validado pela análise mensal do petróleo brasileiro, definido com grau API médio de 24,6 no mês de março de 2015. (ANP, 2015)

O uso de um petróleo médio é interessante à medida que os derivados mais leves são os mais economicamente valorizados e, dessa forma, produzem-se mais derivados deste tipo de forma mais barata que um petróleo pesado. (JAMES H. GARY, 2007) Um petróleo médio estaria no meio do caminho entre custo e qualidade. Quanto mais leve, mais valioso é o petróleo, pela sua melhor qualidade. Ao contrário, quanto mais pesado é o petróleo, maiores são os custos de seu processamento, principalmente quando se deseja derivados mais leves.

Dessa forma, aproveitando um petróleo médio proveniente do Pré-Sal, não haveria custos tão grandes de processamento quanto um petróleo pesado, criando possibilidades economicamente mais viáveis para obter derivados mais leves. Entende-se que estes custos ainda seriam maiores que o processamento de um petróleo leve, mas, com a matéria-prima escolhida, a utilização seria de uma matéria-prima nacional, evitando custos de importação.

#### 4.2.2 Definição dos Produtos

O tipo de petróleo processado está diretamente ligado à definição dos produtos originados na refinaria e aos processos utilizados para o processamento (o que também está diretamente ligado aos custos). Considerando um petróleo médio, de grau API 26, como foi assumido no item anterior, a definição da distribuição dos produtos foi feita através de uma análise de refinarias cujo petróleo processado é de um grau API semelhante. Assim, três refinarias brasileiras foram consideradas, como mostra a Tabela 12.

TABELA 12 – REFINARIAS BRASILEIRAS UTILIZADAS COMO REFERÊNCIA PARA AS PORCENTAGENS DE PRODUTOS. FONTE: (ANP, 2015) (CORRÊA, 2009) (ANP, 2014)

Refinaria	REVAP	REPAR	REGAP	
<b>Capacidade [bbl/dia]</b>	252.000	207.563	150.000	
<b>Petróleo Processado</b>	Médios e pesados. (80 % nacional, como Marlim – 20,3 °API – e Roncador – 22,8°API, e 20 % internacional, como nigerianos e o Saara Blend.	Mistura de petróleos nacionais oriundos da Bacia de Campos, com uma carga média de 23°API.	Petróleo nacional dos campos de Cabiúnas (25,5°API) e Marlim (20,3 °API) e, em menor quantidade, petróleo importado.	
<b>Porcentagens de Produtos</b>	<b>Diesel</b>	49 %	46 %	37 %
	<b>Gasolina</b>	25 %	27 %	25 %
	<b>GLP</b>	6 %	7 %	8 %
	<b>Óleo Combustível</b>	5 %	5 %	9 %
	<b>QAV</b>	3 %	2 %	7 %
	<b>Coque</b>	7 %	5 %	5 %
	<b>Nafta</b>	1 %	0 %	0,3 %
	<b>Asfalto</b>	2 %	3 %	8 %
	<b>Outros</b>	3 %	4 %	0 %

Considerando as refinarias apresentadas na Tabela 12, com capacidades significativas e classificação do petróleo parecida com a Refinaria em estudo, foram propostas porcentagens específicas para a produção de cada produto, dentro do intervalo de porcentagens dessas refinarias, porém com o objetivo de maximizar os produtos de interesse (de acordo com a

análise de mercado). Sabe-se que alguns produtos, que seriam conseqüentemente produzidos, estão sendo desconsiderados, mas esta hipótese foi feita para simplificar a análise, visto que as porcentagens destes produtos seriam irrisórias. Sendo assim, o seguinte *Mix* de Produtos é proposto como mostrado na Tabela 13.

**TABELA 13 - PORCENTAGENS DOS PRODUTOS DA REFINARIA**

<b>Produto</b>	<b>Porcentagem da Produção Total (%)</b>
<b>Diesel</b>	45 %
<b>Gasolina</b>	26 %
<b>GLP</b>	7 %
<b>Óleo Combustível</b>	7 %
<b>QAV</b>	5 %
<b>Coque</b>	5 %
<b>Asfalto</b>	4 %
<b>Nafta</b>	1 %

#### **4.2.3 Definição da Capacidade de Produção**

A Capacidade da Planta foi definida para o processamento de 300 mil barris de petróleo por dia. Essa produção abrangeria pouco mais de 70% do espaço existente para o diesel no ano de 2030, considerando projeção com base na série histórica feita na análise de mercado. Foi considerado o diesel como referência por ser o produto majoritário produzido pela refinaria, obtendo uma capacidade grande, porém real, quando comparada com outras refinarias existentes no Brasil. A quantidade de produtos é, então, demonstrada na Tabela 14. As densidades necessárias para o cálculo da capacidade mássica são mostradas na Tabela 35 no ANEXO III.

**TABELA 14 - CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DA REFINARIA POR DERIVADO**

<b>Derivado</b>	<b>Capacidade Nominal (bbl/dia)</b>	<b>Capacidade Mássica (t/dia)</b>
<b>Diesel</b>	142.354,12	19.282,31
<b>Gasolina</b>	94.442,31	11.140,89
<b>GLP</b>	33.932,85	2.999,47
<b>Óleo Combustível</b>	18.866,67	2.999,47
<b>QAV</b>	17.101,76	2.142,48
<b>Coque</b>	12.957,88	2.142,48
<b>Nafta</b>	3.900,49	428,50
<b>Asfalto</b>	5.097,38	1.713,98

## 4.3 Dimensionamento do Investimento

### 4.3.1 Investimento fixo

Ao considerar um petróleo médio a ser processado, foi necessário escolher uma configuração de refinaria capaz de processá-lo da maneira correta. Uma refinaria que tem o objetivo de fornecer uma proporção considerável de produtos leves (como a gasolina) e médios (como o diesel) deve conter uma série de aprimoramentos, de forma a possibilitar conversão de frações pesadas nas frações leves e médias desejadas. Assim, uma estrutura mais complexa, conseqüentemente, está associada com maiores investimentos de acordo com suas unidades de processamento. (JAMES H. GARY, 2007)

Considerou-se uma configuração de processos intermediária, nem tão complexa que pudesse processar o mais pesado dos petróleos, porém suficiente para refinar a matéria-prima de peso médio a ser utilizada. Tal configuração escolhida é chamada na literatura de referência (MASSERON, 1990) de Refinaria Convencionalmente Aprimorada (*Conventionally Upgraded*) e seu diagrama de blocos simplificado é apresentado na Figura 18.

Na configuração considerada, o processamento da refinaria é constituído de sete processos principais: Destilação Atmosférica, Reforma Catalítica, Destilação a Vácuo, Hidrodesulfurização, Craqueamento Catalítico, Alquilação e *Visbreaker*.

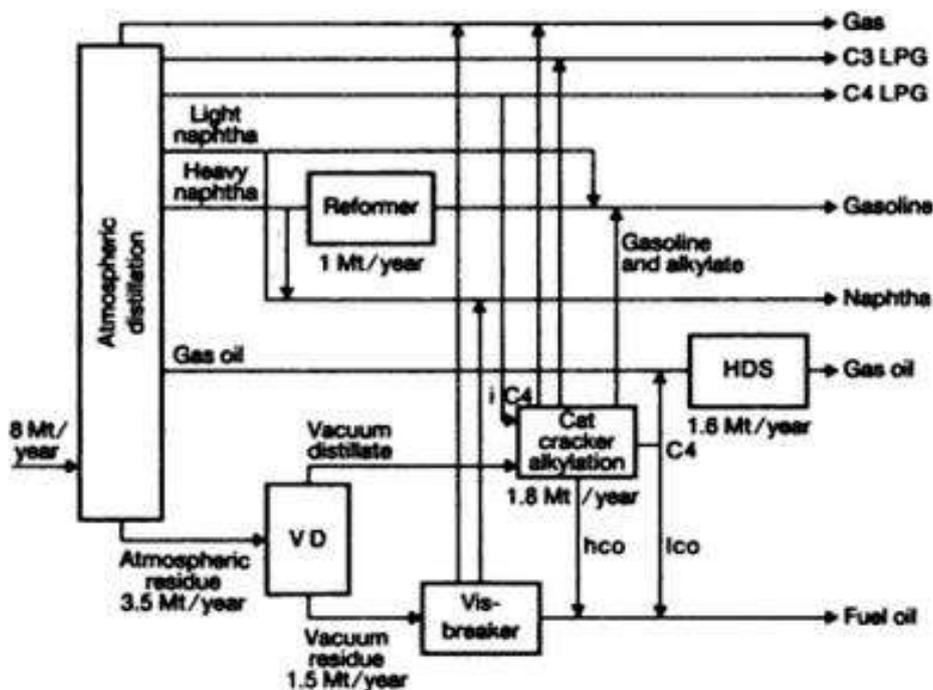


FIGURA 18 - REFINARIA CONVENTIONALLY UPGRADED. FONTE: (MASSERON, 1990)

A partir dos processos descritos, relações estequiométricas típicas da configuração utilizada são consideradas. (MASSERON, 1990) Tais dados determinam a quantidade de petróleo a ser processada em cada um dos processos da refinaria, de acordo com a capacidade da planta (300.000 bbl/dia), como mostra a Tabela 15.

**TABELA 15 - PETRÓLEO PROCESSADO POR UNIDADE DA PLANTA. FONTE (MASSERON, 1990)**

<b>Processos de uma Refinaria <i>Conventionally Upgraded</i></b>	<b>Proporção Típica</b>	<b>Petróleo processado por unidade (%)</b>	<b>Petróleo processado por unidade (bbl/dia)</b>
Destilação Atmosférica	8,0	100,0%	300.000
Destilação a Vácuo	3,5	43,8%	131.250
Reforma Catalítica	1,0	12,5%	37.500
HDS	1,6	20,0%	60.000
Craqueamento Catalítico	1,8	22,5%	67.500
<i>Visbreaker</i>	1,5	18,8%	56.250
Alquilação (H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	0,1	1,3%	3.750

A partir dos dados da Tabela 15, o investimento necessário para a refinaria foi calculado, de acordo com os processos utilizados e sua capacidade, seguindo metodologia previamente explicitada. Utilizou-se, então, como base, valores típicos para os processos da refinaria, como mostrado na Tabela 5, na Metodologia.

Tendo, a partir da Tabela 5, os valores de  $I_0$ ,  $C_0$  e  $k$  para cada processo utilizado na refinaria (considerando Investimento-base) e sabendo, pela Tabela 15, o valor de  $C$  desejado, calculou-se  $I$  para cada processo pela Equação 1, obtendo, pela soma, o Investimento Fixo Total da Planta com os dados obtidos, como mostra a Tabela 16.

**TABELA 16 – CÁLCULO DO INVESTIMENTO FIXO DA REFINARIA**

<b>Processos de uma Refinaria <i>Conventionally Upgraded</i></b>	<b>Investimento Fixo (MM US\$)</b>
Destilação Atmosférica	81,99
Destilação a Vácuo	51,89
Reforma Catalítica	56,25
HDS	37,89
Craqueamento Catalítico	102,97
<i>Visbreaking</i>	39,04
Alquilação (H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	10,88
<b>INVESTIMENTO FIXO</b>	<b>380,91</b>

Este valor foi, então, ajustado de acordo com a data, a complexidade e a localização do projeto.

Em relação à data, o Investimento foi calculado para o ano de 1991 e, para garantir sua validade no presente estudo, este foi trazido para o ano de 2014. Tem-se que o *Cost Index* de 1991 é 1.252,9, enquanto o de 2014 é 2.567,9. (OIL AND GAS JOURNAL, 2014) Com isso, o Investimento Fixo foi ajustado no tempo, através da Equação 6, multiplicando-o pela razão do índice de 2014 pelo índice de 1991, isto é, 2,05.

Em relação à complexidade do processo, o investimento fixo deve representar um custo ligado às operações mais complexas que serão feitas na refinaria, que a necessita processar um petróleo médio. Ao obter uma complexidade do processo calculada como 20,4, encontra-se a complexidade da planta, através da relação mostrada na Figura 10 (MAPLES, 2000), verificada como 35,8. Obtendo uma razão de 1,75, este é o fator que foi multiplicado pelo Investimento Fixo para realizar o ajuste quanto à complexidade.

Adequando, então, o investimento ao Brasil, o fator a ser multiplicado pelo Investimento Fixo foi considerado 1,4, referente ao custo mais alto de investimento no Brasil. (SHIMABUKURO, 1997) A Tabela 17 detalha, então, o ajuste do Investimento Fixo a partir das análises mencionadas.

**TABELA 17 – AJUSTE DO INVESTIMENTO FIXO DA REFINARIA**

	<b>Cálculo Base para 1991</b>	<b>Correção para 2014</b>	<b>Complexidade da Refinaria</b>	<b>Adequação ao Brasil</b>
<b>Multiplicador de Correção</b>	-	2,05	1,75	1,40
<b>Investimento Fixo (MM US\$)</b>	380,91	780,69	1.368,43	<b>1.915,81</b>

A partir disso, obteve-se o Investimento Fixo. Este foi desdobrado em Investimentos Diretos e Indiretos, cujos resultados são expostos na Tabela 18.

TABELA 18 – INVESTIMENTO FIXO DESMEMBRANDO EM INVESTIMENTO DIRETO E INDIRETO.  
 FONTE: (PETERS ET. AL., 2003)

		Planta com processo fluido	Planta em Estudo (MM US\$)
<b>Investimento Direto</b>	Máquina e Equipamentos do Processo	21%	397,47
	Instalação dos Equipamentos	10%	186,81
	Instrumentação e Controle	7%	143,09
	Tubulação	14%	270,28
	Sistemas Elétricos	2%	43,72
	Prédios e Estruturas	4%	71,54
	Obras no Terreno	2%	39,75
	Instalações Auxiliares	15%	278,23
<b>Investimento Direto Total</b>			<b>1.430,89</b>
<b>Investimento Indireto</b>	Engenharia e Supervisão	7%	131,17
	Gastos com Construção	9%	162,96
	Obrigações Legais	1%	15,90
	Contingência	9%	174,89
<b>Investimento Indireto Total</b>			<b>484,91</b>
<b>Investimento Fixo</b>			<b>1.915,81</b>

#### 4.3.2 Custos de Produção, Despesas e Gastos Totais

Os Custos de Produção são divididos em Custos Fixos e Variáveis. Os Custos Fixos foram calculados a partir do Investimento Fixo, através de porcentagens típicas, como mostra a Tabela 19.

TABELA 19 – CUSTOS FIXOS DA REFINARIA. FONTE: (MAPLES, 2000)

	Porcentagem do Investimento Fixo	Valor (MM US\$)
Trabalho Operacional	1,3%	24,91
Total de Salários	3,9%	74,72
Suprimentos Operacionais	0,3%	5,75
Manutenção	5,2%	99,62
Seguros	0,4%	7,66
<b>Custos Fixos</b>	<b>11,1%</b>	<b>212,65</b>

Para o cálculo dos Custos de Matéria Prima, foram utilizados os preços mínimos do petróleo brasileiro ao longo do ano de 2014 dos poços do Pré-Sal considerados (mostrados na Tabela 20), que representam os preços do petróleo Brent adequados à qualidade dos petróleos brasileiros, compondo um preço médio de matéria-prima para a Refinaria. A partir da média dos campos, obteve-se um preço médio do Petróleo a ser utilizado como US\$ 87,14 / barril.

**TABELA 20 – PREÇOS MÍNIMOS DO PETRÓLEO DOS CAMPOS DO PRÉ-SAL BRASILEIRO.**  
**FONTE: (ANP. PREÇOS MÍNIMOS DO PETRÓLEO).**

	Jan-14	Feb-14	Mar-14	May-14	Jun-14	Aug-14	Sep-14	Nov-14	Dec-14
<b>Campo</b>	<b>Preço (US\$/bbl)</b>								
Lula	104,4298	103,3817	102,5447	104,2757	106,2615	95,3265	91,4677	72,3292	56,9668
Jubarte	91,1317	91,2133	89,9597	91,4201	93,3892	85,9703	82,1071	62,5656	48,3488
Sapinhoá	99,6645	99,6592	98,2489	90,2984	88,5978	93,7994	89,6391	70,6030	55,3363
Baleia Azul	105,1050	103,9615	103,0728	95,5412	97,7872	95,9898	92,0832	73,0229	57,555
Barracuda	95,0506	95,2587	94,1727	96,1853	98,4686	90,0013	86,0774	66,5435	51,4479
Caratinga	94,2511	94,4189	93,2780	95,1560	97,3499	89,1411	85,2230	65,7070	50,8251
Marlim Leste	94,5096	94,7038	93,5996	95,5412	97,7872	89,4539	85,5400	66,0003	51,0178
<b>MÉDIA</b>	<b>97,73461</b>	<b>97,51387</b>	<b>96,41091</b>	<b>95,48827</b>	<b>97,09163</b>	<b>91,38319</b>	<b>87,44821</b>	<b>68,11021</b>	<b>53,0711</b>

Para o cálculo das Utilidades, calculou-se o consumo de cada uma das utilidades para cada processo utilizado na refinaria, sabendo o quanto era necessário de acordo com a capacidade de cada processo, conforme mostra a Tabela 21.

**TABELA 21 – QUANTIDADE DE UTILIDADES POR PROCESSO INDUSTRIAL. FONTE: (MAPLES, 2000)**

<b>Processo</b>	<b>Eletricidade (kwh/barril)</b>	<b>Combustível (kBtu/barril)</b>	<b>Vapor (lb/barril)</b>	<b>Água de Resfriamento (lb/barril)</b>
<b>Destilação Atmosférica</b>	0.5	100	25	
<b>Destilação a Vácuo</b>	0.5	100	50	
<b>Reforma Catalítica</b>	1	300	- 40	100
<b>HDS</b>	1.7	8	7	
<b>Craqueamento Catalítico</b>	1	80	- 20	400
<b>Visbreaker</b>	0.5	80	- 50	
<b>Alquilação (H2SO4)</b>	11	0	180	

A partir de tais relações e com a capacidade de processamento de cada unidade do processo, foram calculadas as quantidades totais de utilidades necessárias para cada unidade de processamento, como mostra a Tabela 22.

TABELA 22 – UTILIDADE TOTAIS CONSUMIDAS NA REFINARIA

Processo	Eletricidade (kwh)	Combustível (kBtu)	Vapor (lb)	Água de Resfriamento (lb)
Destilação Atmosférica	150.000	30.000.000	7.500.000	-
Destilação a Vácuo	65.625	13.125.000	6.562.500	-
Reforma Catalítica	37.500	11.250.000	- 1.500.000	3.750.000
HDS	102.000	480.000	420.000	-
Craqueamento Catalítico	67.500	5.400.000	- 1.350.000	27.000.000
Visbreaker	28.125	4.500.000	- 2.812.500	-
Alquilação (H2SO4)	41.250	-	675.000	-
<b>Consumo Total</b>	<b>492.000</b>	<b>64.755.000</b>	<b>9.495.000</b>	<b>30.750.000</b>

As utilidades necessárias podem ser basicamente divididas em Eletricidade, Combustível, Vapor e Água de Resfriamento. Os preços das mesmas foram obtidos (JAMES H. GARY, 2007) e, por serem dados de 2005, estes foram adequados para 2014, através da utilização do *Cost Index* para Custos de Produção – 542,0 para 2005 e 833,1 para 2014, gerando uma razão de 1,54. Além disso, por serem dados estrangeiros, deve ser ajustado o “Custo Brasil”. Este, porém, se tratando das utilidades não mostrou diferença significativa, não sendo utilizado, neste estudo, um fator multiplicador extra, representativo da diferença dos custos estrangeiros para os custos brasileiros. (ABIMAQ), (COELHO, 2014) A Tabela 23 mostra, então, tais preços originais e corrigidos.

TABELA 23 – PREÇOS DAS UTILIDADES. FONTE: (MAPLES, 2000)

Utilidade	Preços de 2005		Preços Corrigidos para o Brasil em 2014	
Eletricidade	0,04	US\$/kwh	0,06	US\$/kwh
Combustível	4,80	US\$/Mmbtu	7,37	US\$/Mmbtu
Vapor	4,13	US\$/M lb	6,35	US\$/M lb
Água de Resfriamento	0,00005	US\$/gal	0,000077	US\$/gal

Com isso, o custo total das utilidades foi dimensionado, como mostra a Tabela 24.

TABELA 24 – CUSTOS DAS UTILIDADES

Utilidade	Eletricidade	Combustível	Vapor	Água de Resfriamento	TOTAL
<b>Gasto (US\$/dia)</b>	30.249,83	477.336,15	60.275,78	284,05	568.145,81

Este valor, porém, ainda deve levar em conta a complexidade do processo. O fator de complexidade, como calculado anteriormente, multiplica o valor final por 1,75 devido à complexidade da Refinaria em estudo.

Calculando os custos com catalisadores como 1,4 % do Investimento Fixo (MAPLES, 2000), a Tabela 25 apresenta os custos variáveis totais (de matéria-prima, de utilidades, ajustados com a complexidade, e de catalisadores).

**TABELA 25 – CUSTOS VARIÁVEIS DA REFINARIA.**

<b>Custos Anuais</b>	<b>Percentual do Investimento Fixo</b>	<b>Planta em Estudo (MM US\$/ano)</b>
Matéria-Prima	-	9.541,73
Utilidades	-	363,49
Catalisadores	1,4%	26,82
<b>Custos Variáveis</b>		<b>9.932,05</b>

Após o cálculo dos Custos Fixos e dos Custos Variáveis, os custos de produção totais foram obtidos, como mostra a Tabela 26.

**TABELA 26 – CUSTOS DE PRODUÇÃO DA REFINARIA**

<b>Custos de Produção</b>	<b>MM US\$ / ano</b>
Custos Variáveis	9.932,05
Custos Fixos	212,65
<b>Total</b>	<b>10.144,70</b>

Por fim, calcularam-se as Despesas Gerais, de acordo com as porcentagens com as quais foram definidas. (PETERS ET. AL., 2003) Os valores são mostrados na Tabela 27.

**TABELA 27 – DESPESAS GERAIS DA PLANTA**

<b>Despesas Gerais</b>	<b>Cálculo</b>	<b>MM US\$ / ano</b>
Administrativo	20 % do Trabalho Operacional	4,98
Distribuição e Marketing	10 % dos Custos de Produção	1.014,47
Pesquisa e Desenvolvimento	5 % dos Custos de Produção	507,24
<b>Total</b>		<b>1.526,69</b>

Os Gastos Totais, então, são mostrados na Tabela 28.

**TABELA 28 – GASTOS TOTAIS DA REFINARIA**

<b>Gastos Totais</b>	<b>MM US\$</b>
Custos de Produção	10.144,70
Despesas Gerais	1.526,69
<b>TOTAL</b>	<b>11.671,39</b>

### 4.3.3 Investimento Total

Com os Gastos Totais, calculou-se o Capital de Giro requerido (equivalente a um mês dos Gastos Anuais Totais) e, assim, completou-se o Investimento Total, como mostra a Tabela 29.

Investimento Total	MM US\$
Investimento Fixo	1.915,81
Capital de Giro	972,62
<b>TOTAL</b>	<b>2.888,42</b>

### 4.3.4 Receita

A Receita do projeto é calculada basicamente pelas vendas dos derivados. Os preços adotados foram os preços médios ponderados de produtores e importadores de cada um dos derivados de acordo com o anuário da ANP de 2014 (ANP, 2014). Tais preços incluem, quando cabíveis, as parcelas de CIDE, PIS/PASEP e Cofins e não incluem ICMS. A Tabela 30 apresenta os preços utilizados para a estimativa da receita com vendas.

Derivado	Preço			
Diesel	1,74	R\$/L	116,17	US\$/bbl
Gasolina	1,67	R\$/L	111,57	US\$/bbl
GLP	1,18	R\$/Kg	43,67	US\$/bbl
Óleo Combustível (A2)	1,23	R\$/Kg	82,34	US\$/bbl
QAV	1,94	R\$/L	129,32	US\$/bbl
Coque	0,40	R\$/Kg	27,76	US\$/bbl
Nafta	2,115	R\$/Kg	97,52	US\$/bbl
Asfalto	0,110	R\$/Kg	36,99	US\$/bbl

Como os preços foram obtidos de uma referência brasileira para o ano de 2014 (ano utilizado no estudo), nenhum fator foi necessário para corrigi-lo. A única modificação foi a transformação destes preços para o dólar, já que esta foi a moeda utilizada em todo o projeto. Para isso, foi utilizada a mesma cotação utilizada nos preços das matérias-primas, sendo o dólar médio do ano de 2014, equivalente a R\$ 2,38 (ANP, 2014). Além disso, foram necessárias as densidades de alguns desses produtos e as conversões necessárias para barris. As densidades são mostradas na Tabela 35 e as conversões na Tabela 36 ambas nos ANEXO III. Vale ressaltar que o balanço de massa foi feito para a entrada de petróleo e saída de seus derivados e, por essa razão, as densidades foram dados essenciais. É ainda importante destacar que algumas

premissas foram adotadas para a adequação da complexidade do estudo ao escopo do trabalho. Desta forma, assumiu-se que as perdas no processo de refino são pequenas e, portanto, foram desconsideradas nos cálculos. Além disso, considerou-se que 100% da capacidade de processamento foi utilizada, desde o início de sua operação, e que os preços e vendas seriam constantes ao longo de sua operação.

Com o volume de vendas por derivado especificado (de acordo com a capacidade da planta e com as porcentagens de cada derivado) e com os respectivos preços, a receita de vendas foi calculada, como mostra a Tabela 31.

**TABELA 31 – RECEITA DA REFINARIA**

<b>Derivado</b>	<b>Volume de Vendas Diárias (bbl/dia)</b>	<b>Volume de Vendas Anuais (bbl/ano)</b>	<b>Receita Anual por derivado (MM US\$)</b>
Diesel	142.354	51.959.256	6.036,30
Gasolina	94.442	34.471.441	3.845,96
GLP	33.933	12.385.492	540,85
Óleo Comb,	18.867	6.886.333	567,04
QAV	17.102	6.242.144	807,23
Coque	12.958	4.729.625	131,29
Nafta	3.900	1.423.679	138,84
Asfalto	5.097	1.860.543	68,82
<b>Total</b>	<b>328.653</b>	<b>119.958.512</b>	<b>12.136,32</b>

#### **4.3.5 EBITDA**

De posse da receita líquida e dos gastos (custos e despesas) e investimentos totais, o EBITDA foi calculado, para o período de 2015 (início da construção) até o ano de 2030 (estipulado como fim da análise econômica). Entende-se que refinarias tem longo tempo de vida útil, porém, para simplificar o estudo e considerando a dificuldade de estimar o comportamento das variáveis no tempo, 2030 foi uma estimativa conservativa e mostrou resultados suficientes para a análise proposta.

Algumas premissas foram feitas para o cálculo. Primeiramente, em relação ao financiamento do projeto. Devido aos altos valores, um financiamento é essencial e, sendo assim, considerou-se que 50% do investimento seria financiado, sendo este, um valor médio para assegurar o pagamento ao banco. Além disso, considerou-se que o tempo de construção da refinaria seria em torno de 5 anos, baseado na referência do tempo de construção de algumas refinarias como REPAR (4 anos de construção) e REPLAN (3 anos de construção), com uma consideração um pouco maior devido à maior capacidade da planta em estudo. (PETROBRAS,

2014) Por este motivo, o tempo de carência para o início do pagamento do financiamento também seria de 5 anos, de forma que só começaria quando a refinaria começasse a operar e gerar caixa.

Ainda sobre o financiamento, considerou-se um prazo de amortização de 10 anos para fazer o pagamento, numa taxa de juros 5% ao ano – valor cobrado para financiamentos de longo prazo pelo BNDES. (BNDES, 2014). Sobre a Depreciação, foram considerados 10 anos para este fato, através de uma taxa linear de 10% sobre o Investimento Fixo. (TRIBUNAL DE JUSTIÇA DO PARANÁ, 1994) Tal conceito é utilizado no trabalho num sentido amplo, não contábil, englobando tanto a depreciação dos itens físicos do investimento fixo como a amortização dos itens não físicos.

Partindo de tais premissas, calculou-se o lucro tributável, que seria a Receita subtraída do Custo Total, das Despesas e dos Encargos Financeiros. Este lucro tributável é debitado de 34% ao ano, de acordo com os impostos a serem pagos à Receita Federal. Descontado o lucro, pôde-se, então, calcular o lucro líquido após os impostos e, por fim, o EBITDA, constituído do lucro líquido somado dos impostos, dos encargos financeiros e da depreciação (esta última, conforme já indicado no item Conceitos Econômico-Financeiros, incorporando a amortização segundo a literatura da indústria).

Com isso a Tabela 32 mostra os resultados do EBITDA do projeto, representando o lucro estrito obtido com a atividade de refino para o projeto considerado, sendo de US\$ 464,93 milhões por ano, a partir do ano de início da operação. Uma vez que o EBITDA não considera as cobranças financeiras como juros, impostos ou depreciação e a premissa adotada foi de que os custos e receitas permaneceriam constantes ao longo do tempo projetado, o EBITDA apresenta o mesmo valor desde o início até o fim da operação.

Para o acompanhamento real do investimento, é importante analisar o acompanhamento anual do EBITDA, pois ele indica possíveis melhorias ou pioras na produtividade e eficiência do negócio. Outro indicador comumente utilizado é a margem EBITDA, que é a razão entre o EBITDA e a receita com vendas. Este indicador permite comparar empresas de um mesmo segmento do mercado e a variação deste indicador ano a ano mostra a eficiência gerencial do negócio.

TABELA 32 – EBTIDA DA REFINARIA (MM US\$)

Ano	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>1. Receita com Vendas</b>	-	-	-	-	-	<b>12.136,32</b>									
Diesel	-	-	-	-	-	6.036,30	6.036,30	6.036,30	6.036,30	6.036,30	6.036,30	6.036,30	6.036,30	6.036,30	6.036,30
Gasolina	-	-	-	-	-	3.845,96	3.845,96	3.845,96	3.845,96	3.845,96	3.845,96	3.845,96	3.845,96	3.845,96	3.845,96
GLP	-	-	-	-	-	540,85	540,85	540,85	540,85	540,85	540,85	540,85	540,85	540,85	540,85
Óleo Combustível	-	-	-	-	-	567,04	567,04	567,04	567,04	567,04	567,04	567,04	567,04	567,04	567,04
QAV	-	-	-	-	-	807,23	807,23	807,23	807,23	807,23	807,23	807,23	807,23	807,23	807,23
Coque	-	-	-	-	-	131,29	131,29	131,29	131,29	131,29	131,29	131,29	131,29	131,29	131,29
Nafta	-	-	-	-	-	138,84	138,84	138,84	138,84	138,84	138,84	138,84	138,84	138,84	138,84
Asfalto	-	-	-	-	-	68,82	68,82	68,82	68,82	68,82	68,82	68,82	68,82	68,82	68,82
<b>2. Custo Total</b>	-	-	-	-	-	<b>10.355,96</b>									
2.1 Custos Variáveis	-	-	-	-	-	9.932,05	9.932,05	9.932,05	9.932,05	9.932,05	9.932,05	9.932,05	9.932,05	9.932,05	9.932,05
Matéria-Prima	-	-	-	-	-	9.541,73	9.541,73	9.541,73	9.541,73	9.541,73	9.541,73	9.541,73	9.541,73	9.541,73	9.541,73
Utilidades	-	-	-	-	-	363,49	363,49	363,49	363,49	363,49	363,49	363,49	363,49	363,49	363,49
Catalisadores	-	-	-	-	-	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82
2.2 Custos Fixos	-	-	-	-	-	212,65	212,65	212,65	212,65	212,65	212,65	212,65	212,65	212,65	212,65
Trabalho Operacional	-	-	-	-	-	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91
Total de Salários	-	-	-	-	-	74,72	74,72	74,72	74,72	74,72	74,72	74,72	74,72	74,72	74,72
Suprimentos Operacionais	-	-	-	-	-	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75
Manutenção	-	-	-	-	-	99,62	99,62	99,62	99,62	99,62	99,62	99,62	99,62	99,62	99,62
Seguros	-	-	-	-	-	7,66	7,66	7,66	7,66	7,66	7,66	7,66	7,66	7,66	7,66
2.3 Depreciação	-	-	-	-	-	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25	211,25
<b>3. Despesas</b>	-	-	-	-	-	<b>1.526,69</b>									
Administrativo	-	-	-	-	-	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98
Distribuição e Marketing	-	-	-	-	-	1.014,47	1.014,47	1.014,47	1.014,47	1.014,47	1.014,47	1.014,47	1.014,47	1.014,47	1.014,47
Pesquisa e Desenvolvimento	-	-	-	-	-	507,24	507,24	507,24	507,24	507,24	507,24	507,24	507,24	507,24	507,24
<b>4. Encargos Financeiros</b>	-	-	-	-	-	<b>64,99</b>	<b>57,77</b>	<b>50,55</b>	<b>43,33</b>	<b>36,11</b>	<b>28,88</b>	<b>21,66</b>	<b>14,44</b>	<b>7,22</b>	<b>0,00</b>
4.1 Juros	-	-	-	-	-	64,99	57,77	50,55	43,33	36,11	28,88	21,66	14,44	7,22	0,00
<b>5. Lucro tributável (prejuízo)</b>	-	-	-	-	-	<b>188,69</b>	<b>195,91</b>	<b>203,13</b>	<b>210,35</b>	<b>217,57</b>	<b>224,79</b>	<b>232,01</b>	<b>239,23</b>	<b>246,46</b>	<b>253,68</b>
<b>6. Impostos diretos</b>	-	-	-	-	-	<b>64,15</b>	<b>66,61</b>	<b>69,06</b>	<b>71,52</b>	<b>73,97</b>	<b>76,43</b>	<b>78,88</b>	<b>81,34</b>	<b>83,79</b>	<b>86,25</b>
<b>7. Lucro líquido após os impostos</b>	-	-	-	-	-	<b>124,53</b>	<b>129,30</b>	<b>134,07</b>	<b>138,83</b>	<b>143,60</b>	<b>148,36</b>	<b>153,13</b>	<b>157,89</b>	<b>162,66</b>	<b>167,43</b>
<b>EBITDA</b>	-	-	-	-	-	<b>464,93</b>									

#### 4.3.6 Fluxo de Caixa

Com Receitas e Gastos bem estruturados, o Fluxo de Caixa do Projeto também foi construído, considerando as Entradas (Receita com Vendas e Financiamento dos primeiros cinco anos), Saídas (Custos de Produção, Despesas, Encargos Financeiros, Investimento e Impostos Diretos) e a Recuperação de Capital, calculando o Valor Residual do investimento no final de 2030, adotando como medida simplificadora, para esta variável, 50 % do valor do investimento total.

Vale ressaltar que foi considerado o tempo de implantação de 5 anos e a análise foi feita até 2030, horizonte de planejamento adotado. O Valor Residual busca dar o valor da refinaria após no final do tempo de análise considerado. PETERS ET. AL., 2003, sugerem, por simplicidade, que, para uma planta química que opera por 10 anos, o valor residual é igual ao valor investido no início da operação. No entanto, acredita-se que, após 10 anos de operação os equipamentos estariam desgastados e completamente depreciados, de tal forma que parte do seu valor haveria sido perdida. Desta forma, 50% do investimento inicial foi adotado como o valor residual da refinaria.

O Fluxo de Caixa é, então, apresentado na Tabela 33. Através de sua análise, observa-se que nos primeiros 5 anos (tempo de construção) há apenas saída de caixa, referente ao pagamento do financiamento e dos seus juros e ao capital próprio investido (investimento fixo). De acordo com a curva S, o investimento total foi dividido pelos 5 anos de construção, com os valores de 20%, 40%, 25%, 10% e 5% do total, respectivamente. (VALLE-RIESTRA, 1983) Nota-se ainda que no ano de 2019, último ano de construção, há um gasto maior, referente ao capital de giro, que foi utilizado para dar início às operações com a compra de matéria-prima, utilidades, catalisadores, etc.

A partir de 2021, com as operações já iniciadas, as vendas são iniciadas e conseqüentemente começam a s entradas do fluxo de caixa, referente à receita com a vendas dos derivados. Como a premissa adotada foi de que os preços e o volume de vendas são constantes durante todo o período, a receita é constante desde 2021 até 2030. Juntamente com as receitas, custos operacionais fixos e variáveis, as despesas começam a aparecer juntamente com o início de operação da planta.

**TABELA 33 – FLUXO DE CAIXA DA REFINARIA (MIM US\$)**

Ano	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>1. Entradas</b>	191,58	191,58	191,58	191,58	191,58	191,58	191,58	191,58	191,58	191,58	191,58	191,58	191,58	191,58	191,58
<b>1.1 Receita com Vendas</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diesel	-	-	-	-	-	6.036,30	6.036,30	6.036,30	6.036,30	6.036,30	6.036,30	6.036,30	6.036,30	6.036,30	6.036,30
Gasolina	-	-	-	-	-	3.845,96	3.845,96	3.845,96	3.845,96	3.845,96	3.845,96	3.845,96	3.845,96	3.845,96	3.845,96
GLP	-	-	-	-	-	540,85	540,85	540,85	540,85	540,85	540,85	540,85	540,85	540,85	540,85
Óleo Combustível	-	-	-	-	-	567,04	567,04	567,04	567,04	567,04	567,04	567,04	567,04	567,04	567,04
QAV	-	-	-	-	-	807,23	807,23	807,23	807,23	807,23	807,23	807,23	807,23	807,23	807,23
Coque	-	-	-	-	-	131,29	131,29	131,29	131,29	131,29	131,29	131,29	131,29	131,29	131,29
Nafta	-	-	-	-	-	138,84	138,84	138,84	138,84	138,84	138,84	138,84	138,84	138,84	138,84
Asfalto	-	-	-	-	-	68,82	68,82	68,82	68,82	68,82	68,82	68,82	68,82	68,82	68,82
<b>1.2 Financiamento</b>	<b>191,58</b>	<b>191,58</b>	<b>191,58</b>	<b>191,58</b>	<b>191,58</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>2. Saídas</b>	392,74	795,06	519,66	237,08	1.140,62	11.896,32	11.891,56	11.886,79	11.882,02	11.877,26	11.872,49	11.867,73	11.862,96	11.858,19	11.853,43
<b>2.1 Custos de Produção</b>	-	-	-	-	-	<b>10.144,70</b>									
2.1.1 Custos Variáveis	-	-	-	-	-	9.932,05	9.932,05	9.932,05	9.932,05	9.932,05	9.932,05	9.932,05	9.932,05	9.932,05	9.932,05
Matéria-Prima	-	-	-	-	-	9.541,73	9.541,73	9.541,73	9.541,73	9.541,73	9.541,73	9.541,73	9.541,73	9.541,73	9.541,73
Utilidades	-	-	-	-	-	363,49	363,49	363,49	363,49	363,49	363,49	363,49	363,49	363,49	363,49
Catalisadores	-	-	-	-	-	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82	26,82
2.1.2 Custos Fixos	-	-	-	-	-	212,65	212,65	212,65	212,65	212,65	212,65	212,65	212,65	212,65	212,65
Trabalho Operacional	-	-	-	-	-	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91	24,91
Total de Salários	-	-	-	-	-	74,72	74,72	74,72	74,72	74,72	74,72	74,72	74,72	74,72	74,72
Suprimentos Operacionais	-	-	-	-	-	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	5,75
Manutenção	-	-	-	-	-	99,62	99,62	99,62	99,62	99,62	99,62	99,62	99,62	99,62	99,62
Seguros	-	-	-	-	-	7,66	7,66	7,66	7,66	7,66	7,66	7,66	7,66	7,66	7,66
<b>2.2 Despesas</b>	-	-	-	-	-	<b>1.526,69</b>									
Administrativo	-	-	-	-	-	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98	4,98
Distribuição e Marketing	-	-	-	-	-	1.014,47	1.014,47	1.014,47	1.014,47	1.014,47	1.014,47	1.014,47	1.014,47	1.014,47	1.014,47
Pesquisa e Desenvolvimento	-	-	-	-	-	507,24	507,24	507,24	507,24	507,24	507,24	507,24	507,24	507,24	507,24
<b>2.3 Encargos Financeiros</b>	-	-	-	-	-	160,78	153,56	146,34	139,12	131,90	124,67	117,45	110,23	103,01	95,79
2.3.1 Juros	-	-	-	-	-	64,99	57,77	50,55	43,33	36,11	28,88	21,66	14,44	7,22	0,00
2.3.2 Amortização	-	-	-	-	-	95,79	95,79	95,79	95,79	95,79	95,79	95,79	95,79	95,79	95,79
<b>2.4 Investimento</b>	392,74	795,06	519,66	237,08	1.140,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.4.1 Investimento Fixo	383,16	766,32	478,95	191,58	95,79	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.4.2 Capital de Giro	-	-	-	-	972,62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.4.3 Juros Durante a Implantação	9,58	28,74	40,71	45,50	72,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>2.5 Impostos Diretos</b>	-	-	-	-	-	64,15	66,61	69,06	71,52	73,97	76,43	78,88	81,34	83,79	86,25
<b>3. Recuperação do Capital</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>3.1 Valor residual</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>3.2 Capital de giro</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>4. Saldo</b>	- 201,16	- 603,48	- 328,08	- 45,50	- 949,04	240,00	244,76	249,53	254,30	259,06	263,83	268,59	273,36	278,12	1.727,10

Seguindo as premissas adotadas de volume de vendas constante, consequentemente, o volume processado também é constante. Portanto, os custos fixos e variáveis permanecem os mesmos durante todo o período de operação da planta. Outras saídas são os encargos financeiros, que por sua vez são divididos em Juros e Amortização (do financiamento). Estes são proporcionais ao capital financiado e variam ao longo do tempo de acordo com o prazo de pagamento de 10 anos, adotado nas premissas. Desta forma, as saídas de caixa variam de 2021 até 2030 devido aos encargos financeiros.

Os impostos são calculados em cima do saldo de caixa obtido após descontar as saídas das entradas (Entradas – Saídas). Impostos são cobrados sempre que há saldo positivo (lucro) e no fluxo de caixa apresentado, isto ocorre para todos os anos a partir de 2021. À medida que os gastos com pagamento de juros e amortização diminuem, aumentam o lucro e a incidência de impostos.

O fluxo de caixa apresentado contém ainda o valor residual que estima a recuperação com uma eventual venda ou repasse do negócio no fim da operação. Este valor residual de 50% do valor investido é somado como entrada no último ano de operação da planta.

#### **4.4 Critérios de Decisão de Investimento**

A partir do Fluxo de Caixa, analisou-se o investimento com base em indicadores econômicos. Inicialmente, a Taxa de Mínima Atratividade foi considerada, com a qual o investimento foi comparado e avaliado. Sendo assim, a questão a ser incluída e comparada seria o risco do projeto de uma refinaria. O risco de mercado poderia ser considerado pequeno, já que, como foi mostrado, os derivados tendem a ter um mercado em expansão, com espaço significativo, e, em sua maioria, ainda não se encontram fortemente ameaçados por substitutos. Portanto, considerando uma pequena incerteza de mercado, tendeu-se à comparação com uma TMA, da mesma forma, menos incerta. Com isso, a TMA considerada foi de 7 % ao ano, dado utilizado no Fluxo de Caixa de duas Refinarias em implantação, COMPERJ e RENEST, em 2014. (PETROBRAS, 2014)

O primeiro critério utilizado foi, a partir do Fluxo de Caixa, o cálculo do Valor Presente Líquido da Refinaria, com um valor de US\$ 125,19 milhões. Este valor positivo representa que o investimento é atrativo, viável. Este valor representa o ganho adicional

proporcionado pelo investimento na refinaria quando comparado com uma aplicação financeira à taxa de mínima atratividade, a TMA.

O segundo critério utilizado foi a Taxa Interna de Retorno, com um valor de 7,94%. A TIR pode ser vista como a taxa de juros que um investimento renderia. Dessa forma, ela é comparada à TMA e, com isso pode-se decidir se o investimento é interessante. Comparando ambos os valores, temos que a TIR é 0,94 pontos percentuais maior que a TMA e este fato mostra que o investimento é viável financeiramente.

#### 4.5 Análise de Sensibilidade

Após calcular todo o Investimento e avaliar sua viabilidade, é importante entender o seu comportamento diante de suas variáveis. Neste caso, utilizou-se a TIR para avaliar o investimento e a sua sensibilidade frente à variação das principais variáveis do investimento.

No estudo, os principais parâmetros possíveis de modificar a rentabilidade do investimento são: preços da matéria-prima, preços dos produtos e o investimento fixo. Visto isso, estes foram analisados e a Figura 19 mostra a variação da TIR de acordo com a variação dos mesmos.

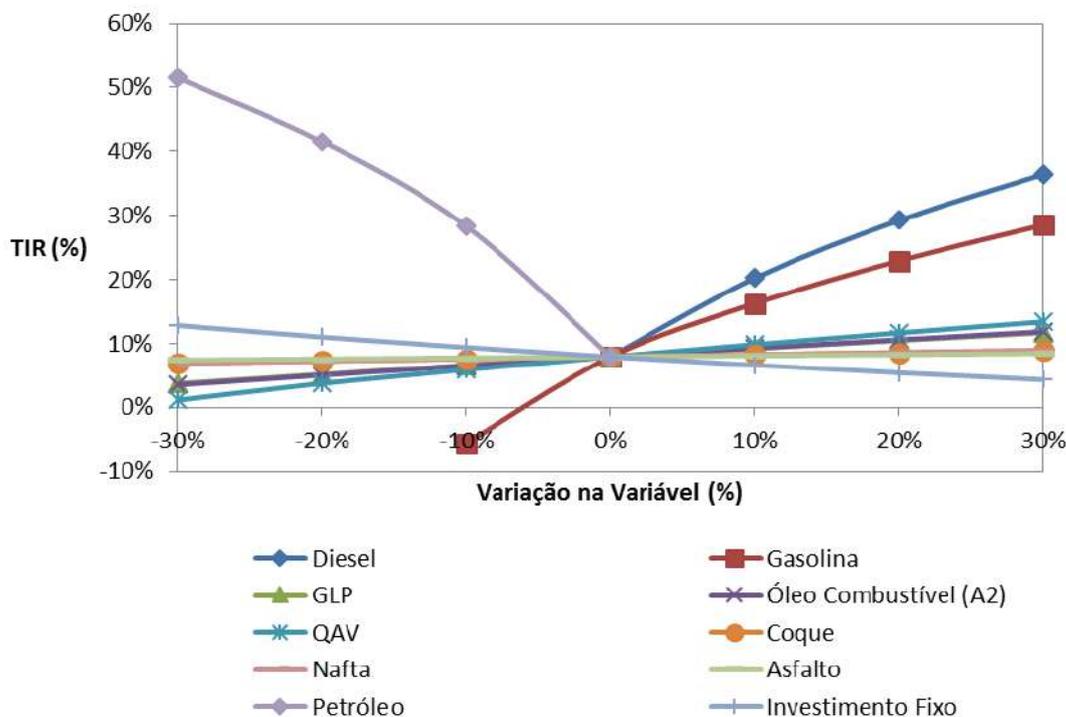


FIGURA 19 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Da Figura 19, percebe-se que a TIR é bastante sensível aos preços do petróleo e dos dois principais produtos (óleo diesel e gasolina). Essa variação é tão significativa que uma variação positiva de apenas 10 % no preço do petróleo (caso todos os outros se mantivessem), por exemplo, já seria capaz de inviabilizar o projeto.

Considerando possíveis acontecimentos futuros, foi feita uma combinação de hipóteses relacionando a TIR do projeto com as variações dos preços dos derivados e do petróleo, como mostra a Tabela 34, onde os campos verdes mostram as variações que ainda são maiores que a TMA, os vermelhos mostram as situações que não seriam mais interessantes (menores que a TMA) e os campos em cinza mostram possibilidades nas quais o investimento nunca seria capaz de trazer um retorno positivo, considerando a análise até 2030. Os resultados apresentados nesta tabela indicam que, seguindo as premissas adotadas, a rentabilidade do projeto está garantida em diversos cenários de variações de preços de matéria-prima e petróleo estudados. Os cenários mais críticos seriam os casos em que ambos os preços diminuíssem 30%, 20% ou 10% em relação ao preço de 2014 (casos em vermelho) e os casos em que os preços dos derivados sofrem uma variação percentual menor que o preço do petróleo (casos em cinza).

TABELA 34 - COMBINAÇÃO DE VARIAÇÕES DOS PREÇOS DO PETRÓLEO E DOS DERIVADOS

TIR								
	Variação dos Preços dos Derivados							
	Variação	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
Variação do Preço do Petróleo	-30%	-3,31%	26,22%	41,04%	51,53%	59,81%	66,71%	72,66%
	-20%		2,16%	27,33%	41,58%	51,84%	59,99%	66,81%
	-10%			5,36%	28,37%	42,10%	52,14%	60,16%
	0%				7,94%	29,34%	42,60%	52,43%
	10%					10,21%	30,26%	43,09%
	20%						12,24%	31,12%
	30%							14,06%

Da tabela acima, merece destaque a alternativa de variação negativa de 30% do preço do petróleo e de 0% dos preços dos derivados. Isto porque essa variação negativa do preço do petróleo equivale, aproximadamente, ao custo de petróleo produzido pela Petrobras em relação aos preços do petróleo comercializados no mercado segundo a ANP no ano de 2014. Este custo em relação ao preço do mercado é indicado pelo valor médio do petróleo produzido pela empresa nos anos de 2012, 2013 e 2014, de cerca de 28%, segundo as Demonstrações Contábeis de 31/12/2014. (PETROBRAS, 2014)

A hipótese de uma nova refinaria a ser construída pela Petrobras utilizaria como matéria-prima o petróleo de sua própria produção. Isso elevaria a TIR de 7,94% para 51,53% demonstrando a atratividade e a rentabilidade desse investimento.

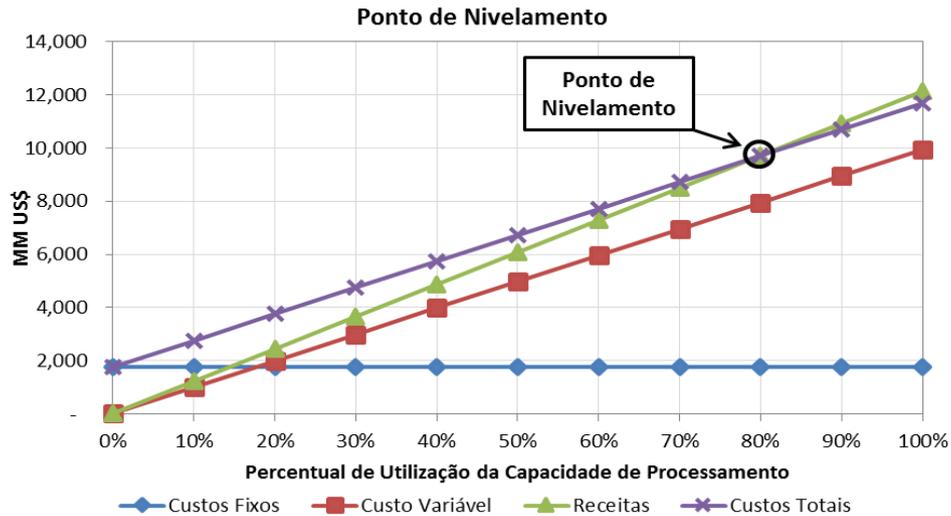
O presente trabalho, entretanto, considerou como hipótese básica da construção de uma refinaria por qualquer empresa, com o petróleo sendo adquirido no mercado brasileiro.

#### **4.6 Avaliação do Investimento**

O Investimento se mostra interessante à medida que apresenta um VPL positivo, com valor de US\$ 125,19 milhões, e uma TIR de 7,94 % (maior que a TMA considerada 7 %). Vale ressaltar ainda que a refinaria operaria por bastante tempo, muito além dos 10 anos de operação considerado no estudo e, com isso, haveria mais tempo para conseguir novos lucros, o que (considerando a lucratividade da planta a longo prazo) aumentaria tais indicadores de investimento.

O indicador de taxa interna de retorno, apesar de essencial e muito utilizado, não é suficiente para definir a viabilidade do projeto como um todo. Algumas análises são importantes de serem realizadas para avaliar a capacidade de pagamento do projeto, sua capacidade de gerar lucro, etc.

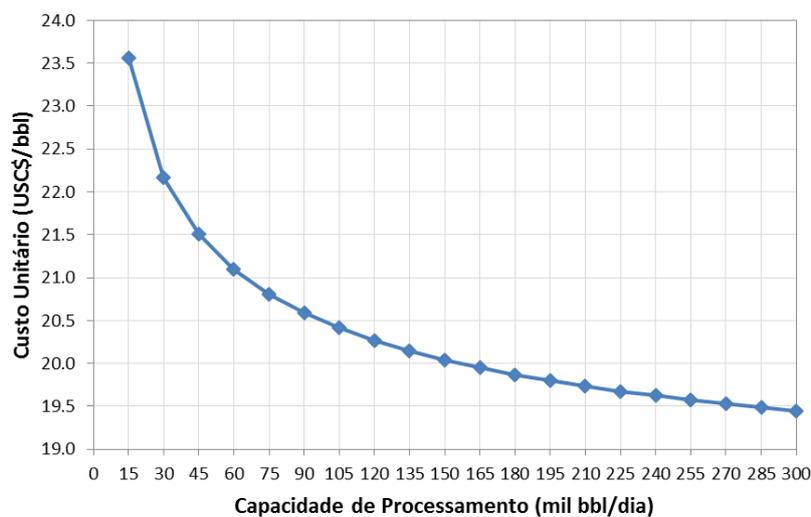
Uma destas análises é a do Ponto de Nivelamento do Projeto, que mostra a relação da receita com os custos do projeto, em relação ao percentual da capacidade utilizado. Assim, pode-se perceber o ponto a partir do qual a Receita é maior que os custos. Os resultados destas análises são apresentados na Figura 20. É possível perceber que os custos fixos e variáveis se comportam conforme esperado, isto é, os custos fixos não variam com a utilização da capacidade de produção, enquanto que os custos variáveis são nulos quando não há produção e crescem proporcionalmente à utilização da capacidade. Nota-se ainda que os custos totais (soma dos custos fixos, variáveis e despesas) são superiores à receita para qualquer utilização da capacidade de produção abaixo de 80%. Portanto, no cenário adotado neste estudo, a refinaria estipulada é capaz de gerar lucros desde que opere com capacidade de produção acima do ponto de nivelamento, isto é, 80%.



**FIGURA 20 - PONTO DE NIVELAMENTO DA REFINARIA**

Avaliou-se ainda como o custo unitário de processamento por barril de petróleo varia com o aumento da capacidade de processamento, como mostra a Figura 21. O gráfico evidencia um típico comportamento de economia de escala, isto é, ao aumentar a capacidade de produção, há uma diminuição do custo unitário médio de produção de um determinado produto. Este fenômeno ocorre, pois, frente às premissas adotadas, os custos fixos não variam com a capacidade de produção.

A vantagem de explorar uma economia de escala é diluir os custos fixos à medida que se aumenta a capacidade de produção, aumentando, conseqüentemente, a margem de lucro com a venda dos produtos. Esta análise sustenta a escolha de uma alta capacidade de produção neste trabalho, pois desta forma a lucratividade do negócio aumenta.



**FIGURA 21 - CUSTO UNITÁRIO DO PROCESSAMENTO DE UM BARRIL DE PETRÓLEO DE ACORDO COM A CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO DA REFINARIA**

Uma terceira análise realizada foi o tempo esperado de pagamento do investimento, isto é, a data na qual o saldo de caixa acumulado se torna positivo. Este fato ocorre no oitavo ano de operação, como mostra a Figura 22. Este gráfico é construído pela soma dos saldos do fluxo de caixa ano a ano. Para os primeiros anos, tempo de construção da planta, o saldo de caixa acumulado se torna cada vez mais negativo até atingir o valor do investimento total (soma do investimento fixo e do capital de giro). A partir do primeiro ano de operação, o negócio começa a gerar lucro e o saldo de caixa acumulado começa a ficar progressivamente menos negativo, até que no oitavo ano de operação ele se torna positivo. Desconsiderando o valor do dinheiro no tempo, é neste momento que se tem o tempo de pagamento do investimento.

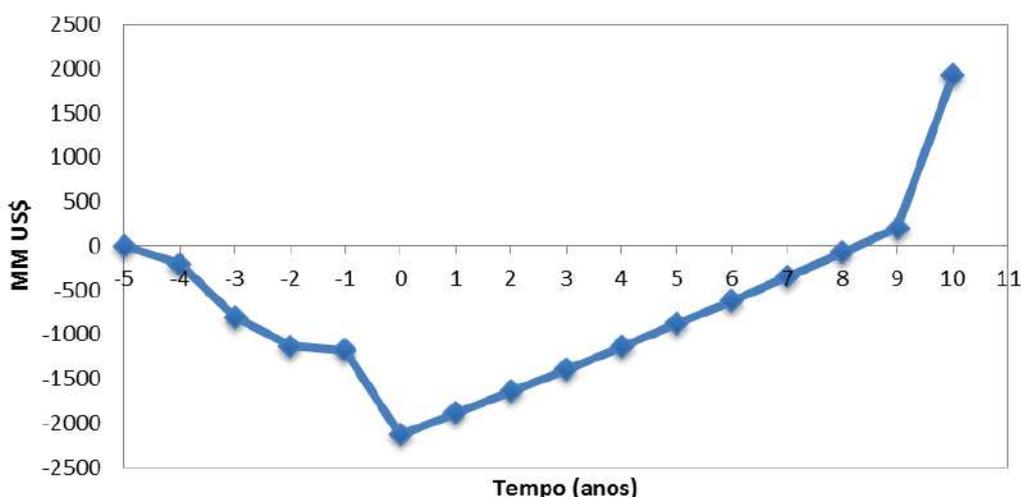


FIGURA 22 – SALDO DE CAIXA ACUMULADO DA REFINARIA E TEMPO DE PAGAMENTO

Percebe-se na Figura 22, que o saldo é negativo no início do investimento, tempo no qual ainda não há receita. Há um pico negativo na partida da planta e, então, o saldo começa a subir na fase de operação, quando a receita começa a existir. No último ano considerado, há um pico referente ao Valor Residual do Investimento, considerando a vendas de seus ativos.

Vale ressaltar que o estudo como um todo tem em torno de 30 % de acurácia, se tratando de um Estudo de Oportunidade. Visto isso, obteve-se uma análise bastante interessante para a implantação de novas refinarias no Brasil. Em termos econômicos, a refinaria em estudo obteve um retorno lucrativo, apresentando VPL positivo e uma TIR maior que a TMA considerada, tendo um saldo acumulado positivo a partir do oitavo ano de operação. Além disso, foi mostrado que seria possível trabalhar com 80 % capacidade

escolhida, sendo este percentual o limite inferior acima do qual receitas ainda seriam superiores aos gastos totais. Por fim, a capacidade de processamento escolhida foi considerada bastante interessante, por conseguir diminuir o preço de processamento por barril para US\$ 19,45 e conseguir captar cerca de 70 % do mercado de óleo diesel (principal produto), dez anos após iniciar sua operação, segundo as estimativas do presente estudo.

A partir dessas análises, considera-se um investimento atrativo, apesar de bastante sensível. Mudanças nos preços, principalmente do petróleo, do diesel e da gasolina, influenciariam significativamente o projeto, podendo alavancá-lo ou inviabilizá-lo. Neste quesito, o investimento em novas refinarias é bastante influenciado pelas medidas do governo brasileiro, já que é feito o controle dos preços dos derivados do petróleo é feito periodicamente pelo Conselho Nacional do Petróleo, conforme definido no Decreto-Lei 1599 de 1977. Mostrou-se que se o preço do petróleo subir, mas os preços dos derivados o acompanharem percentualmente, o projeto continua sendo viável, porém, se o petróleo encarecer e os derivados não seguirem nesta linha, a refinaria pode não mais ser viável.

Este estudo é bastante importante para uma análise inicial de investimento em uma refinaria no Brasil. Para completá-lo numa implantação real, deve-se seguir com os estudos, em outras fases do investimento, como mencionado no Tópico “Revisão Bibliográfica”.

## 5 CONCLUSÃO

O Investimento em refinarias é algo bastante complexo, que contempla diversas variáveis. Como etapa inicial, o Estudo de Oportunidade presente no trabalho traz importantes análises para o estudo deste investimento.

O mercado, desde a década de 90 até os anos recentes, foi analisado pelo presente trabalho, e mostrou-se que há oferta de petróleo nacional disponível para a utilização em refinarias, que deixaria de ser exportado para ser refinado. Com isso, haveria agregação de valor ao produto nacional. Além disso, o mercado brasileiro se mostra dependente dos derivados do petróleo e, considerando uma projeção com base histórica, há espaço para que novas refinarias possam entrar no mercado e suprir a demanda de tais produtos.

Com a crescente produção do Pré-Sal, considerou-se que esta seria a matéria-prima ser utilizada na refinaria, sendo definida uma classificação média (26° API) com base em alguns poços representativos constituintes do Pré-Sal. As porcentagens dos produtos foram definidas com base em refinarias brasileiras que processam petróleo de classificação parecida (REGAP, REPAR e REVAP), obtendo majoritariamente a produção de óleo diesel e gasolina.

Com capacidade de processamento definida para 300.000 barris de petróleo por dia, o investimento fixo foi calculado a partir dos processos considerados necessários para o processamento do petróleo escolhido, sendo eles: Destilação Atmosférica, Destilação a Vácuo, Reforma Catalítica, Hidrodessulfurização, Craqueamento Catalítico, *Visbreaking* e Alquilação. Com base em preços atualizados para o ano de 2014 e para o Brasil, e custos ainda amplificados por um fator de complexidade da refinaria, pôde-se calcular os gastos e receitas totais do projeto.

O EBITDA e o Fluxo de Caixa do projeto foram construídos até o ano de 2030 e pôde-se, assim, analisar economicamente o investimento. Com base na premissa de utilização completa da capacidade de processamento da refinaria, calculou-se um VPL da magnitude de US\$ 125,19 milhões, representativos do valor presente do investimento, e uma TIR de 7,94%, representando o retorno do investimento como um todo. O custo de processamento do petróleo foi calculado como US\$ 19,45 por barril e o investimento teria um saldo acumulado positivo a partir do oitavo ano de operação. Além disso, mostrou-se

que as receitas superariam os custos totais desde que a refinaria operasse acima dos 80 % de sua capacidade total de processamento.

O risco de mercado deste projeto pode ser considerado pequeno, devido à provável expansão do mercado dos derivados do petróleo, que demonstram espaço significativo, e, em sua maioria, ainda não se encontram fortemente ameaçados por substitutos. Alguns possíveis acontecimentos podem, porém, gerar algumas diminuições nos espaços destes mercados. Pode-se citar a inserção de carros elétricos e aumento dos transportes públicos, resultados dos investimentos em melhoria da mobilidade urbana, como possíveis redutores do crescimento da demanda da gasolina. Sobre o diesel, considerando a matriz do transporte incorporando mais ferrovias, navegação costeira de cabotagem ou hidrovias, com maior eficiência, haveria um resultado semelhante. O QAV, por sua vez, não sofre ameaça de substitutos e a perspectiva é contrária, com aumento do transporte aeroviário e novos aeroportos médios e pequenos, além da consolidação dos maiores. O óleo combustível, por sua vez, vem sofrendo uma substituição pelo gás natural na utilização como combustível na queima em usinas termelétricas. O GLP doméstico não apresenta substituto nesse horizonte. Riscos tecnológicos, falhas nos processos ou ainda novas empresas concorrentes, trazendo derivados de fora ou investindo em novas refinarias, também representariam um risco pequeno. Portanto, numa análise superficial, considerando opções que ainda levarão tempo para serem implementadas, a incerteza de mercado do projeto demonstra-se pequena.

Com isso, considerando uma taxa de 7 % para a TMA, utilizado pelas refinarias brasileiras atualmente em fases diferentes do investimento, pode-se dizer que o projeto se apresenta como lucrativo.

Mostrou-se, porém, que o projeto demonstra bastante sensibilidade quando se variam determinados parâmetros, principalmente os preços do petróleo e dos dois principais produtos (óleo diesel e gasolina), variando significativamente a TIR. Dessa forma, o projeto requereria constantes análises mercadológicas e atenção às medidas governamentais de controle dos preços dos derivados.

É importante ressaltar que este estudo adotou premissas que buscam envolver um investimento realizado por uma empresa independente e não focado apenas em investimentos da Petrobras em refinarias, como é o caso da grande maioria das refinarias

em operação hoje. Desta forma, caso este investimento fosse feito pela Petrobras, que também opera na atividade de produção de petróleo, os preços da matéria-prima seriam diferenciados do preço mínimo do petróleo considerado neste trabalho. O preço de petróleo comercializado entre as produtoras de petróleo e as refinarias da Petrobrás, são em geral, 72% do preço do petróleo divulgado pela ANP. Desta forma, uma boa aproximação para este cenário é aquele abordado na análise de sensibilidade, no qual o preço do petróleo encontra-se 30% menor. A análise de sensibilidade mostra que a TIR é muito sensível ao preço da matéria-prima de tal forma que neste cenário ela chega a atingir valores próximos a 50%, contando que os derivados mantivessem seus preços.

Com isso, mostrou-se no presente projeto que a implantação de novas refinarias é uma tarefa bastante complexa, dependendo de variados fatores. O Estudo de Oportunidade, porém, é uma etapa essencial para a avaliação prévia de um projeto. Neste, foi mostrado que, dadas as premissas adotadas e o cenário econômico atual, este investimento teria chances de ser viável, mas dependeria significativamente de fatores como os preços do petróleo, do óleo diesel e da gasolina. Portanto, a próxima fase do processo de análise do investimento seria o aprofundamento, nos estágios seguintes de estudos de Pré-Viabilidade e de Viabilidade do investimento em refinarias no Brasil, de forma a aumentar cada vez mais (conforme se avança nas fases do investimento) a acurácia do investimento.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIMAQ. **Custo Brasil 2002 – 2012**. Disponível em: <[http://www.abimaq.org.br/Arquivos/Html/DEEE/130715%20-%20Custo%20Brasil%20\(III\).pdf](http://www.abimaq.org.br/Arquivos/Html/DEEE/130715%20-%20Custo%20Brasil%20(III).pdf)>. Acesso em 15 jul. 2015.

Aneel. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. São Paulo, SP. Agência Nacional de Energia Elétrica Ed., 2008.

ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2014**. Rio de Janeiro, RJ. 2014.

ANP. **Preços Mínimos do Petróleo**. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?dw=69840](http://www.anp.gov.br/?dw=69840)>. Acesso em 20 jul. 2015.

ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2015**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=582#g>>. Acesso em 18 jul. 2015.

ANP. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural 2014**. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?dw=73964](http://www.anp.gov.br/?dw=73964)>. Acesso em 09 jul. 2015.

ANP. **Evolução do Mercado de Combustíveis e Derivados: 2002 – 2012**. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2013.

ARAÚJO, J. B. **Economias de Escala em duas Tecnologias Alternativas: Um Estudo do Setor Siderúrgico**. 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2003.

ASTM, A. S. **Standard Terminology Relating to Petroleum, Petroleum Products and Lubricants: 4175-09A**. West Conshohocken, USA. 2010.

BNDES. **Site do Banco Nacional do Desenvolvimento**. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/>>. 2014. Acessado em 15 de maio de 2015.

BR DISTRIBUIDORA. **Site da Petrobras Distribuidora**. Disponível em: <[http://www.br.com.br/wps/portal/portalconteudo/produtos/automotivos/oleodiesel!/ut/p/c4/04\\_SB8K8xLLM9MSSzPy8xBz9CP0os3hLf0N\\_P293QwP3YE9nAyNTD5egIEcnQ3cLI\\_2CbEdFAOgc5XY!](http://www.br.com.br/wps/portal/portalconteudo/produtos/automotivos/oleodiesel!/ut/p/c4/04_SB8K8xLLM9MSSzPy8xBz9CP0os3hLf0N_P293QwP3YE9nAyNTD5egIEcnQ3cLI_2CbEdFAOgc5XY!/)>. Acesso em 30 mar. 2015.

BRASIL. Decreto-Lei n. 1599, de 30 de dezembro de 1977.

CHAUVEL, A., FOURNIER, G., RAIMBAULT, C. **Manual of Process Economic Evaluation**. Paris: Editions Technip, 2003.

COELHO, J. R. **Custo Brasil e câmbio valorizado: Efeitos na produtividade da Indústria de Transformação**. *DECOMTEC/FIESP*. 2014.

CORRÊA, J. S. **Parque Industrial de Refino no Brasil - Características Atuais e Perspectivas Futuras**. 2009. Dissertação (Mestrado Gestão e Inovação Tecnológica) – Pós Graduação em Processos Químicos e Bioquímicos. Escola de Química. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2009

Despacho da Diretoria-Geral, Número 74/2014 - DOU 22.1.2014 (ANP 21 de Janeiro de 2014).

Duailibe, A. K. **Combustíveis no Brasil: Desafios e Perspectivas**. Rio de Janeiro: Synergia Editora. 2012.

MUNDO EDUCAÇÃO. Disponível em:

<<http://www.mundoeducacao.com/quimica/densidade-petroleo.htm>>. Acesso em 25 maio. 2015.

BRASIL ESCOLA. Disponível em:

<<http://www.brasilecola.com/quimica/classificacao-qualidade-gasolina.htm>>. Acesso em 20 abr. 2015.

ZÍLIO, E. L. **Identificação e Distribuição dos Principais Grupos de Compostos Presentes nos Petróleos Brasileiros**. *Boletim Técnico da PETROBRAS*. Rio de Janeiro, v. 45, p.21-25, 2002.

FARAH, M. A. **Petróleo e seus derivados: definição, constituição, aplicação, especificações, características de qualidade**. Rio de Janeiro: LTC. 2013.

FGV. **Custo de Capital para Geração de Energia Hídrica no Brasil por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHS) e Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) até 50MW no Contexto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo**. Brasil: ISAE/FGV. (2010).

**FÓRMULAS DE CONVERSÃO. Relacionamento com Investidores – Petrobrás**. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/formulas-de-conversao>> . Acesso em 10 jul. 2015.

FOSTER, G. **Em 2018 mais de metade da produção petróleo sairá do pré-sal.** (V. Lisboa, Entrevistador) Brasil: Exame. Entrevista concedida a Vinicius Lisboa em 01 jul. 2014.

IPEA DATA. Disponível em <<http://www.ipeadata.gov.br/>>. Acesso em 29 jul de 2015.

GARY, J. H., KAISER, M. J. **Petroleum Refining - Technology and Economics.** 5th Ed. Boca Raton: CRC Press. 2007.

KAISER, M. J., GARY, J. H. **Study update refinery investment cost curves.** Oil & Gas Journal. 2007.

KASSAI, J. R. **Conciliação entre a TIR e ROI: uma abordagem matemática e contábil do retorno do investimento.** Caderno de Estudos Online, n.14, p. 1-29, 1996.

MAPLES, R. E. **Petroleum Refinery Process Economics.** Tulsa: PennWell Books. 2000.

MASSERON, J. **Petroleum Economics – 4<sup>th</sup> Ed. Upgraded and Expanded.** Institutur Français du Pétrole Publications. Paris: Editions Technip. 1990.

*METRIC CONVERSIONS.* Disponível em: <<http://www.metric-conversions.org/pt/tabela-de-conversao-metrica.htm>>. Acesso em 10 de julho de 2015.

NEVES, C. D. **Análise de Investimentos - Projetos Industriais e Engenharia Econômica.** Universidade Federal do Rio de Janeiro: Guanabara. 1981.

**Oil and Gas Journal.** 2014. Disponível em: <[www.ogj.com](http://www.ogj.com)>. Acesso em 30 abr. 2015

OPEC. **Organization of the Petroleum Exporting Countries.** Disponível em: <[www.opec.org](http://www.opec.org)>. Acesso em 23 abr. 2015).

PARANÁ. **Tribunal de Justiça do Estado.** 2014. Disponível em: <[https://portal.tjpr.jus.br/web/dp/orientacoes\\_dcp\\_manual\\_depreciacao](https://portal.tjpr.jus.br/web/dp/orientacoes_dcp_manual_depreciacao)>. Acesso em 03 jul. 2015.

PETERS, M., TIMMERHAUS, K., West, R. **Plant Design and Economics for Chemical Engineers.** 5<sup>th</sup> Ed. McGraw-Hill Education. 2003.

PETROBRAS. **Plano de Negócios e Gestão 2015 – 2019.** Rio de Janeiro: Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobrás. 2015.

PETROBRAS. **Petrobras Magazine Edição 64**. 2014.

PETROBRAS. **Demonstrações Contábeis**. 2014

PETROBRAS. **Fatos e Dados**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/batemos-sucessivos-records-de-producao-no-pre-sal.htm>>. Acesso em 29 de 07 de 2015.

PETROBRAS. **Principais Operações - Refinarias**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias>>. Acessado em 03 mai. 2015.

BRASIL, Portaria N° 155, de 21 de outubro de 1998.

SHIMABUKURO, M. **A Competitividade da Indústria Química Brasileira**. *ABIQUIM*, 21. 1997.

SPEIGHT, J. G. **Handbook of Petroleum Analysis**. *John Wiley & Sons*. 2001.

SZKLO, A. S., ULLER, V. C., BONFÁ, M. H. **Fundamentos do Refino de Petróleo - Tecnologia e Economia**. Rio de Janeiro: Editora Interciência. 2012.

TAVARES, M. E. **Análise do Refino no Brasil: Estado e Perspectivas - Uma Análise "Cross-Section"**. 2005. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Pós Graduação de Engenharia. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2005

UNIDO. **Manual for the Preparation of Industrial Feasibility Studies**. Vienna. 1991.

VALLE-RIESTRA, J. F. **Project Evaluation in the Chemical Process Industries**. McGraw-Hill. 1983.

## ANEXO I – Análises de Mercados dos Derivados de Petróleo no Brasil

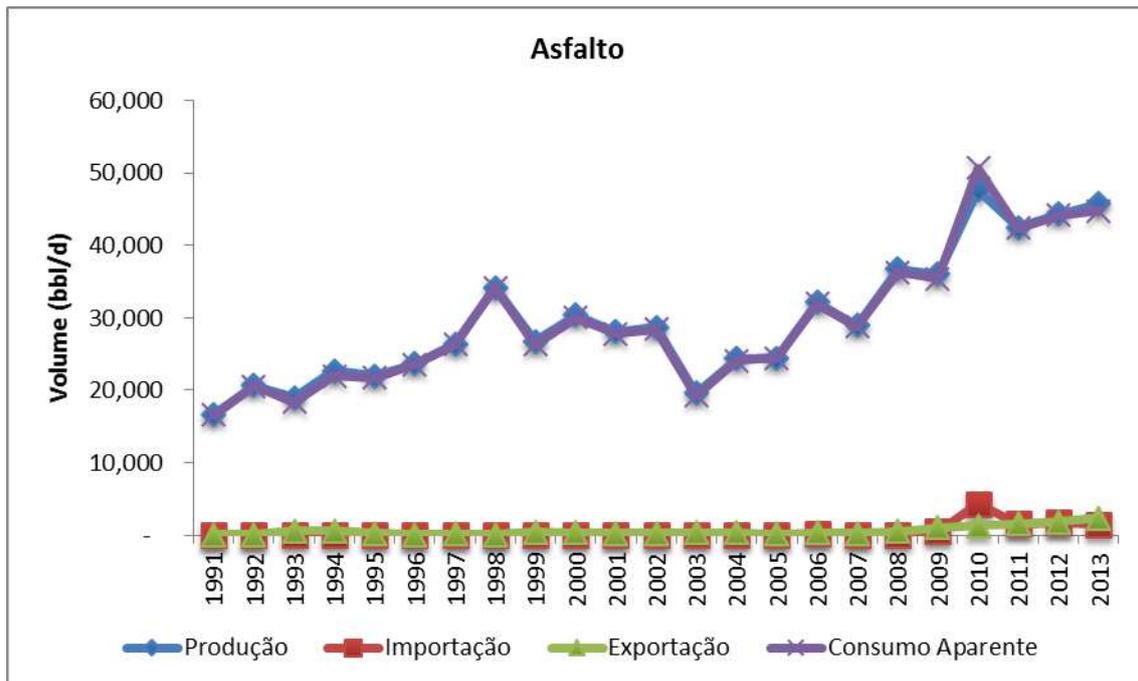


FIGURA 23 - ANÁLISE DE MERCADO DO ASFALTO NO BRASIL.  
 FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014)

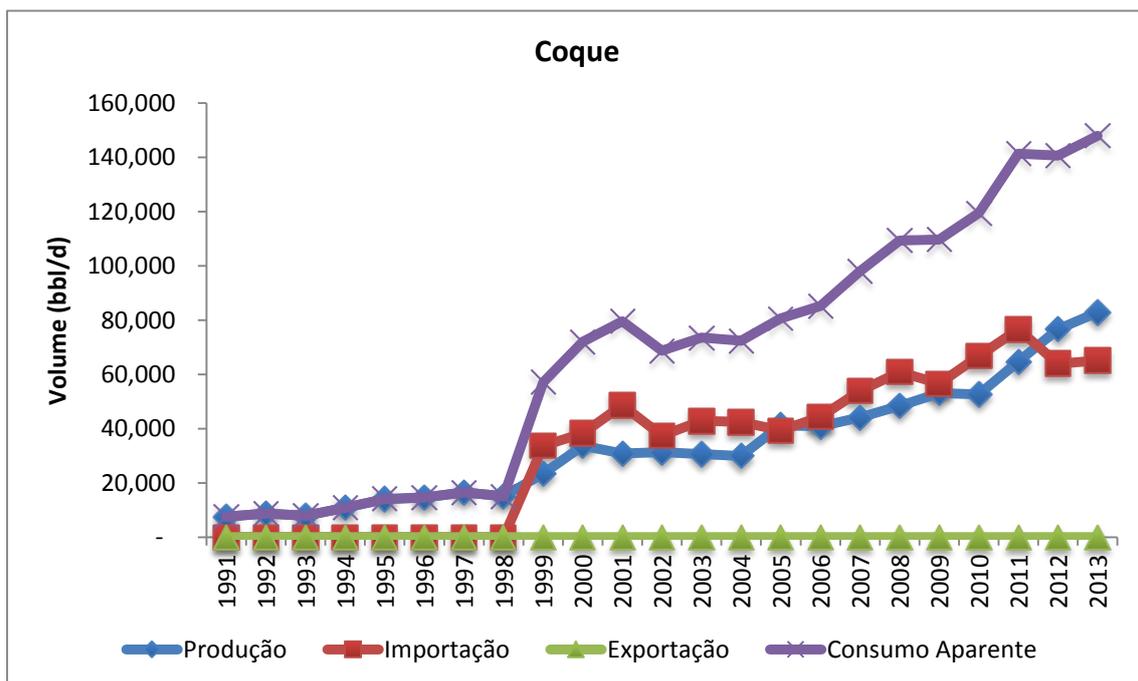
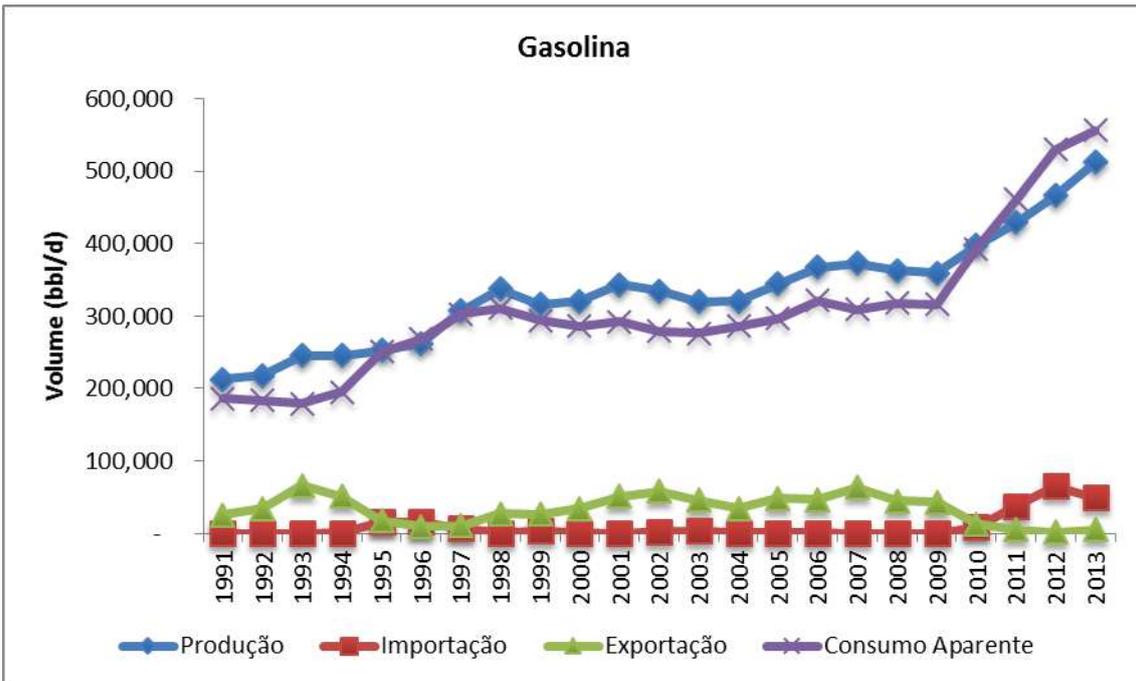
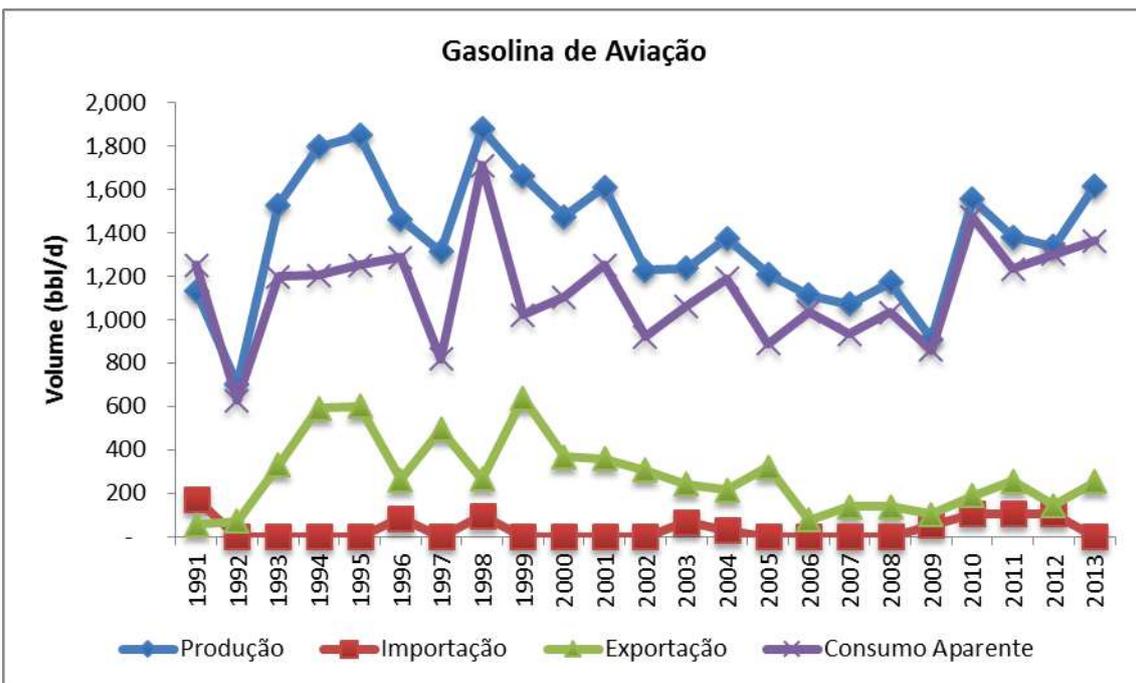


FIGURA 24 - ANÁLISE DE MERCADO DO COQUE NO BRASIL.  
 FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014)



**FIGURA 25: ANÁLISE DE MERCADO DA GASOLINA NO BRASIL.**  
**FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014)**



**FIGURA 26: ANÁLISE DE MERCADO DA GASOLINA DE AVIAÇÃO NO BRASIL.**  
**FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014)**

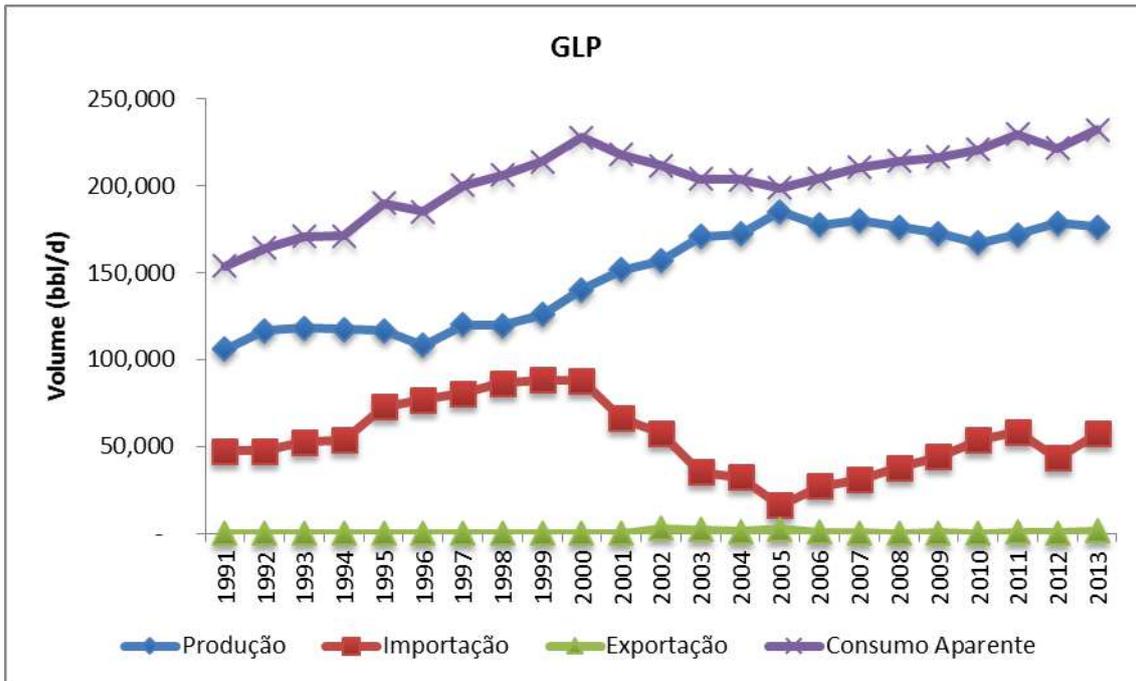


FIGURA 27: ANÁLISE DE MERCADO DO GLP NO BRASIL.  
 FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014)

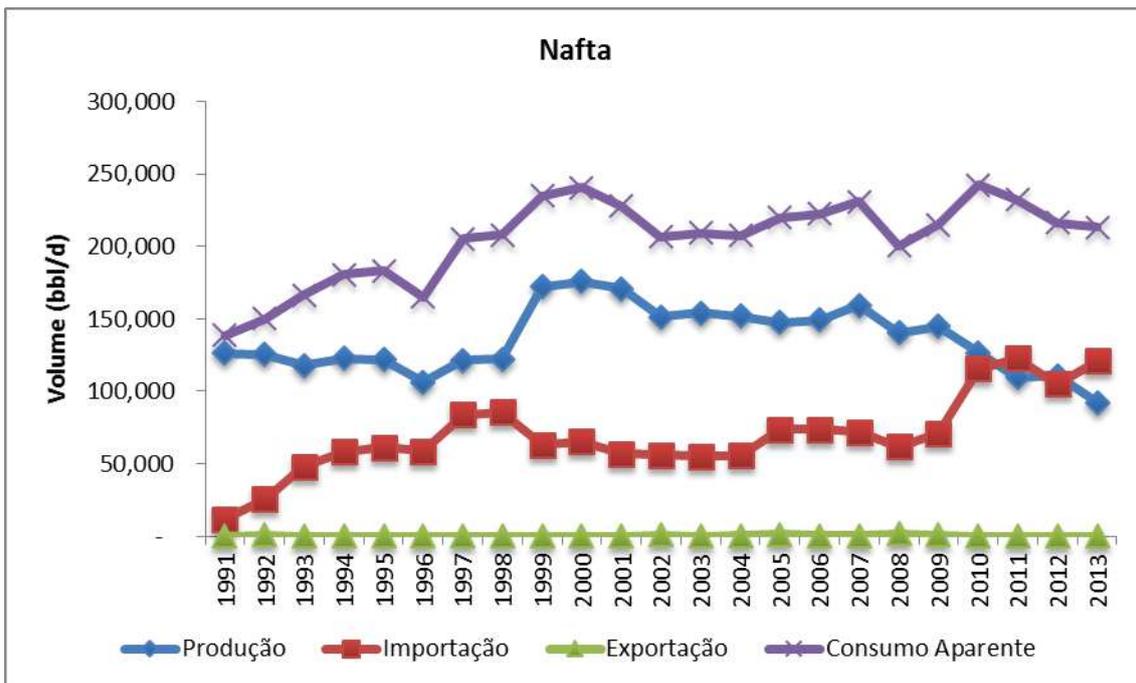
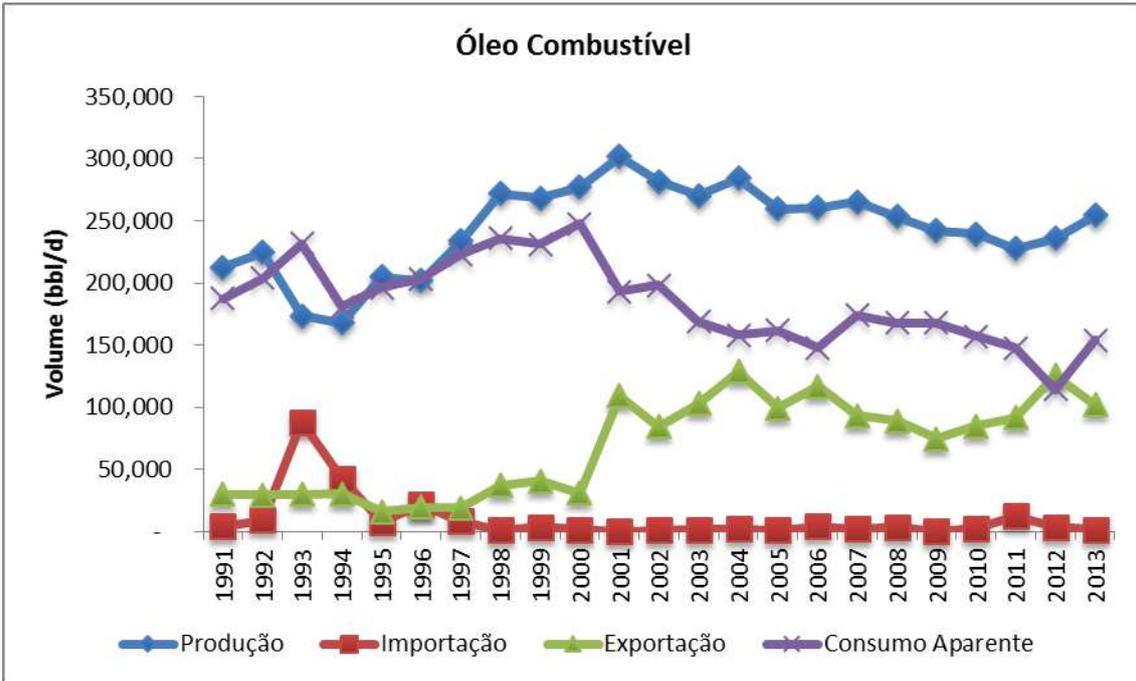
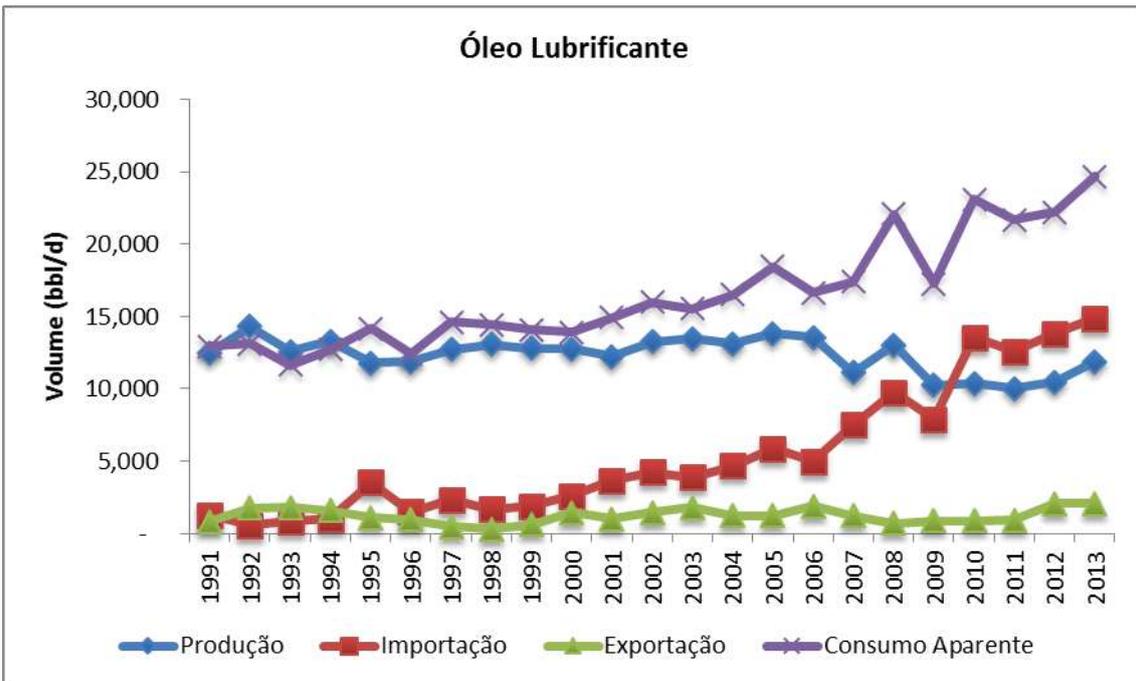


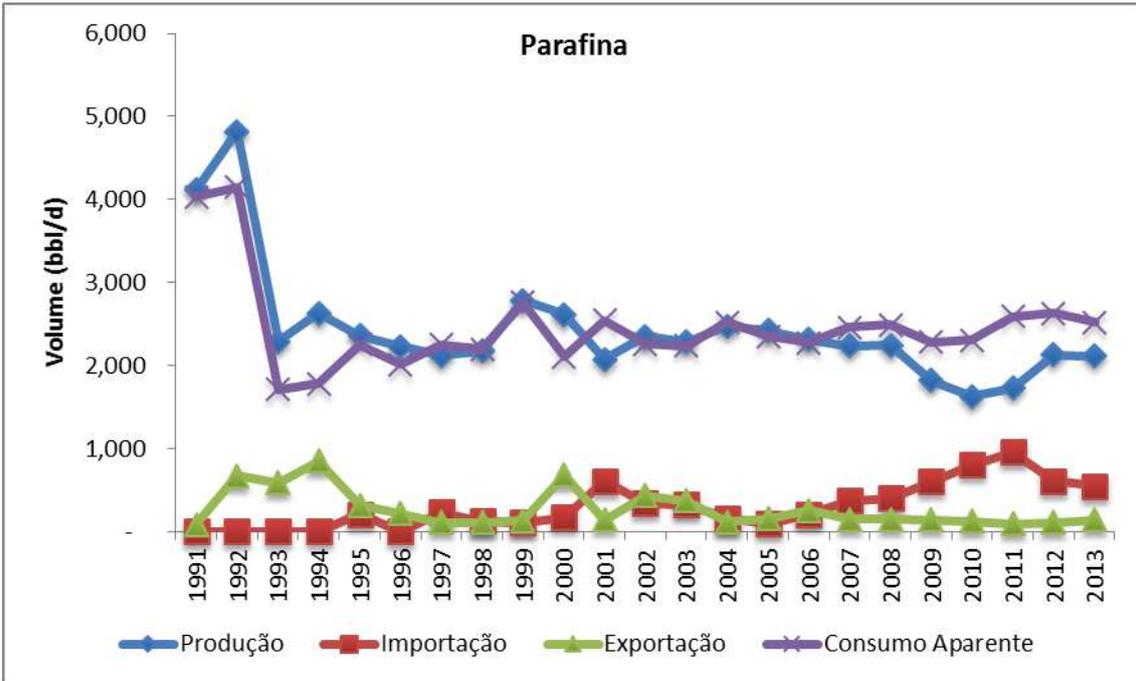
FIGURA 28: ANÁLISE DE MERCADO DA NAFTA NO BRASIL.  
 FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014)



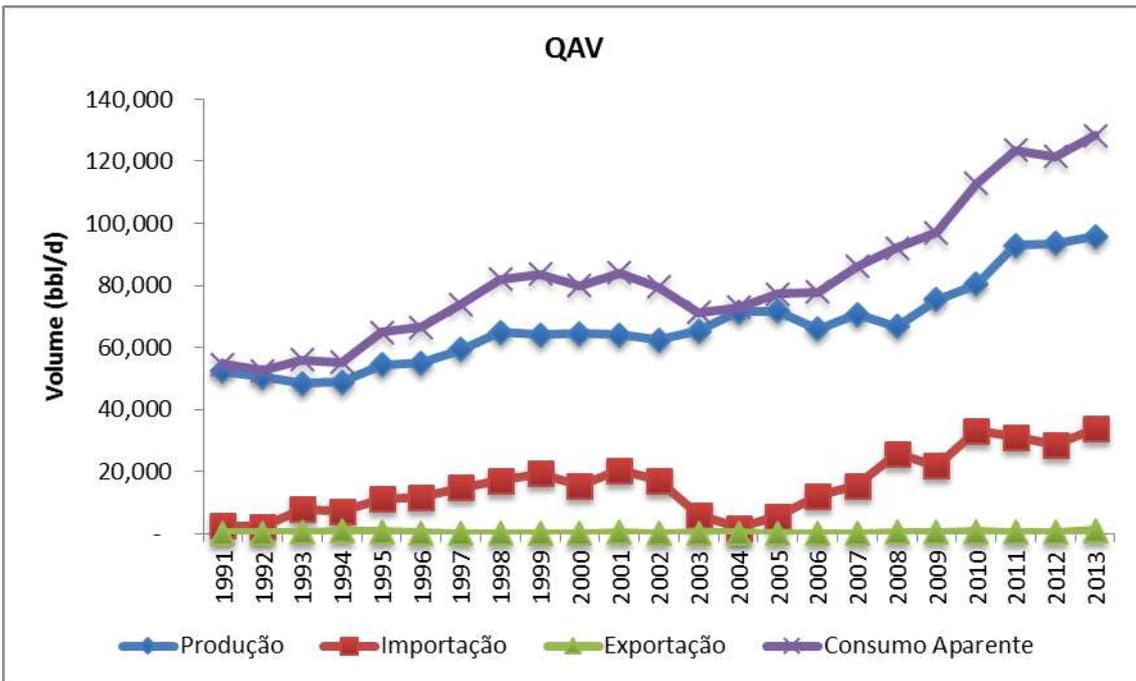
**FIGURA 29: ANÁLISE DE MERCADO DO ÓLEO COMBUSTÍVEL NO BRASIL.**  
**FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014)**



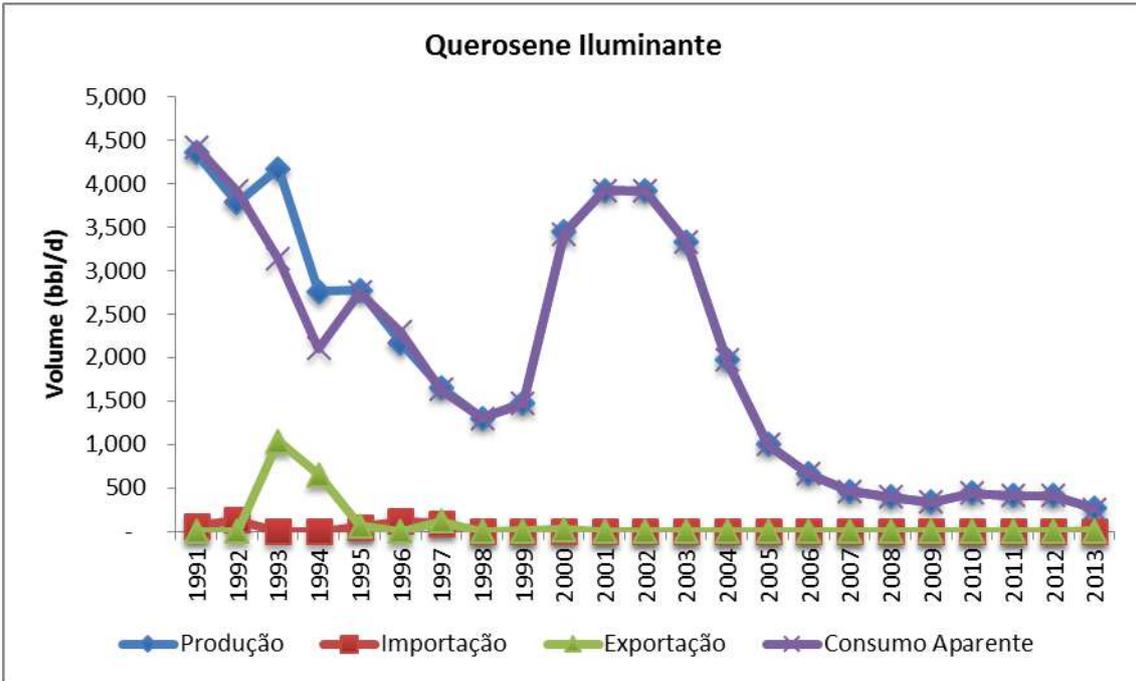
**FIGURA 30: ANÁLISE DE MERCADO DO ÓLEO LUBRIFICANTE NO BRASIL.**  
**FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014)**



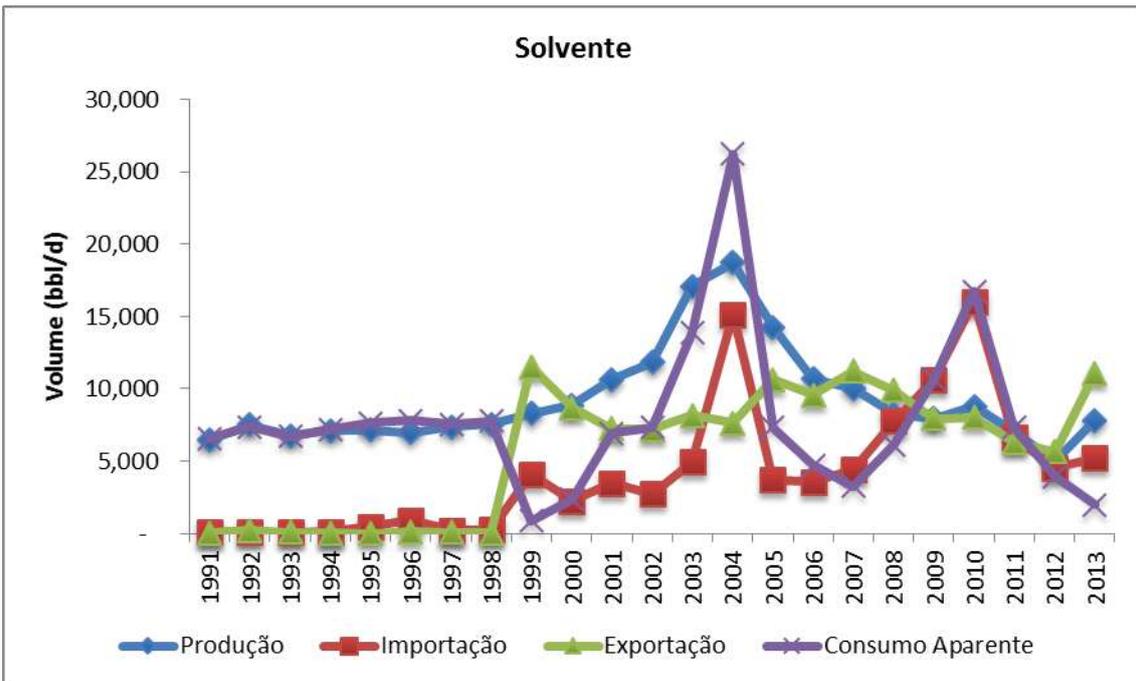
**FIGURA 31: ANÁLISE DE MERCADO DA PARAFINA NO BRASIL.**  
**FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014)**



**FIGURA 32: ANÁLISE DE MERCADO DO QAV NO BRASIL.**  
**FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014)**



**FIGURA 33: ANÁLISE DE MERCADO DA QUEROSENE ILUMINANTE NO BRASIL.**  
**FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014)**



**FIGURA 34: ANÁLISE DE MERCADO DE SOLVENTE NO BRASIL.**  
**FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA COM BASE EM (ANP, 2014)**

## ANEXO II – Projeções dos demais derivados no Brasil

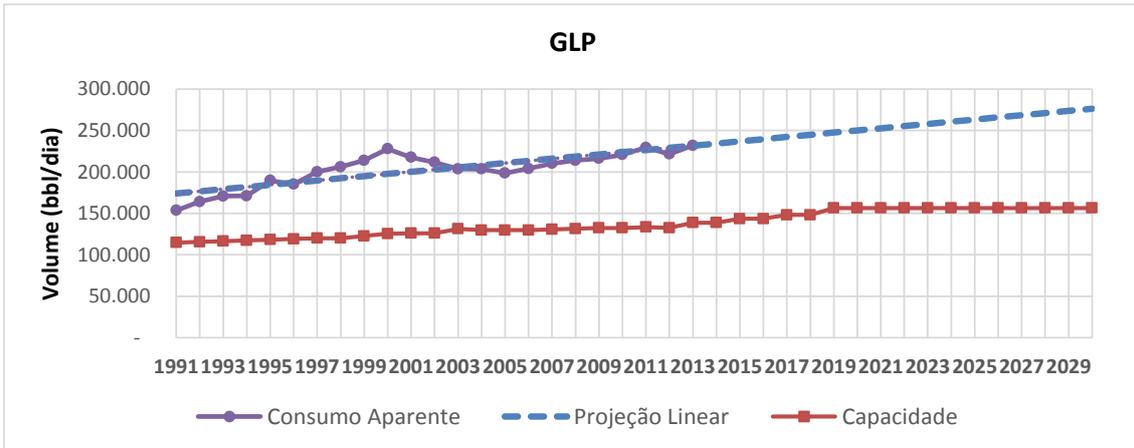


FIGURA 35: PROJEÇÃO DO GLP NO BRASIL

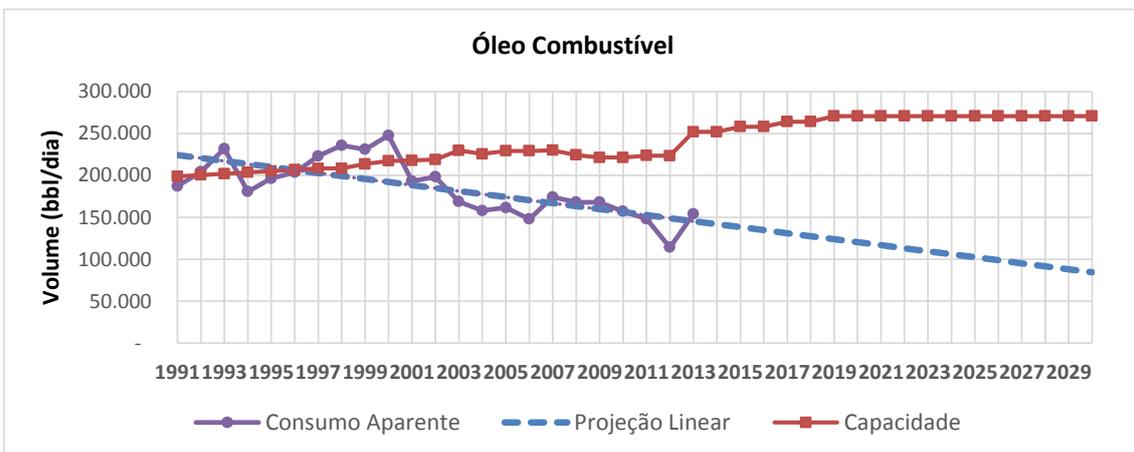


FIGURA 36: PROJEÇÃO DO ÓLEO COMBUSTÍVEL NO BRASIL

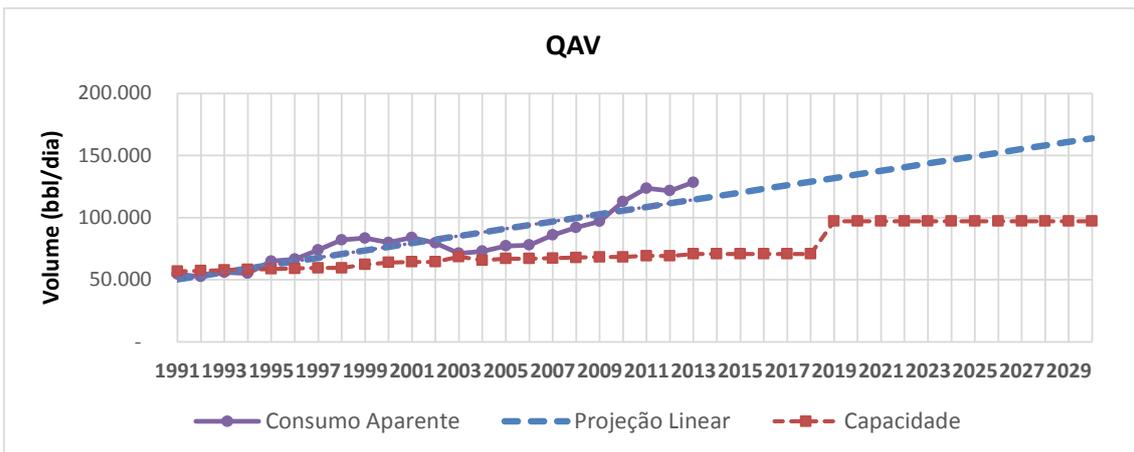
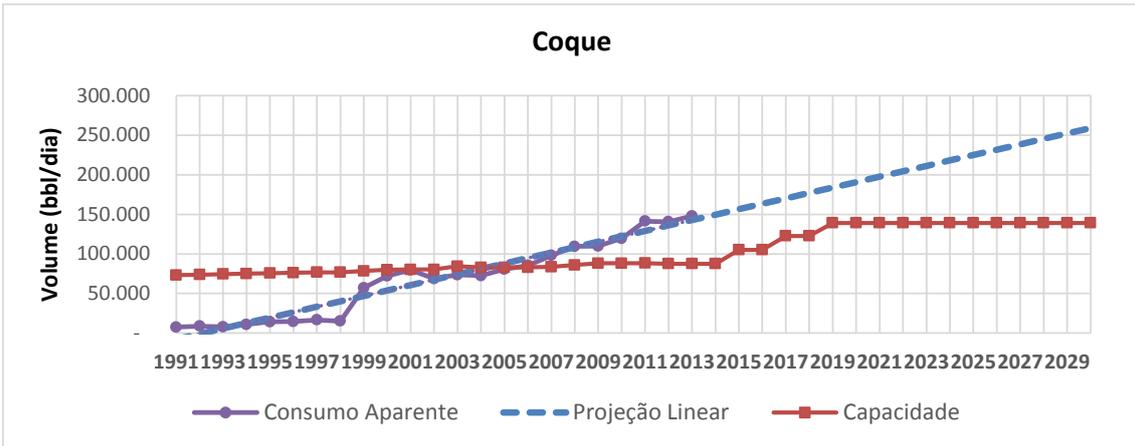
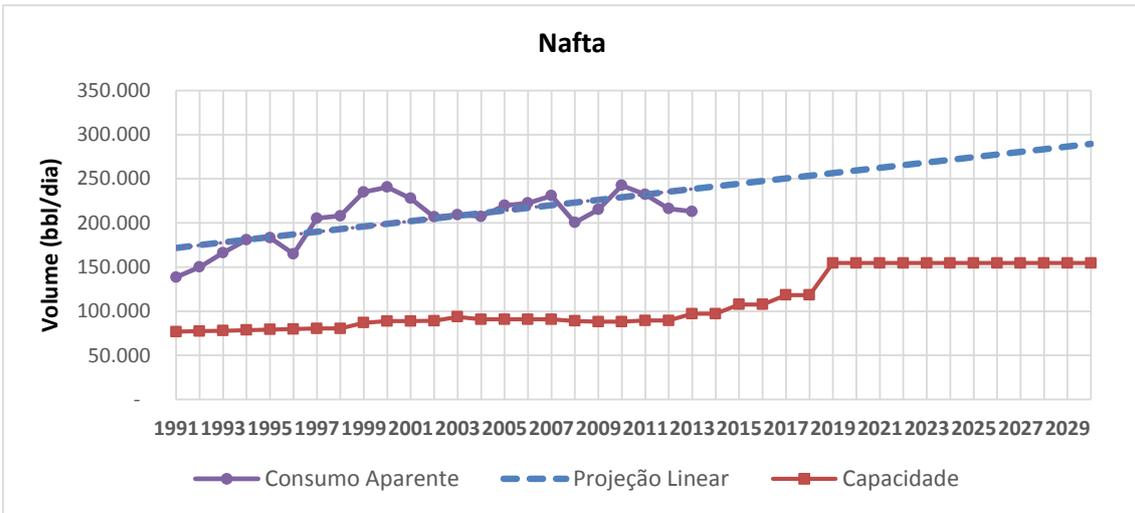


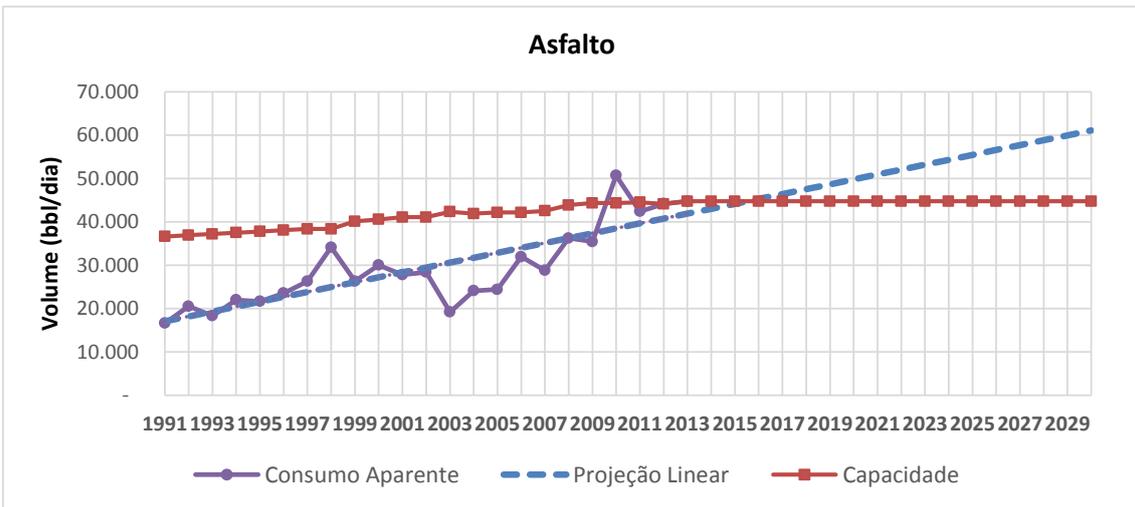
FIGURA 37: PROJEÇÃO DO QAV NO BRASIL



**FIGURA 38: PROJEÇÃO DO COQUE NO BRASIL**



**FIGURA 39: PROJEÇÃO DA NAFTA NO BRASIL**



**FIGURA 40: PROJEÇÃO DO ASFALTO NO BRASIL**

## ANEXO III – Dados de Densidades e Conversões

TABELA 35 - DENSIDADES DOS DERIVADOS DO PETRÓLEO. FONTE: (FÓRMULAS DE CONVERSÃO, 2015).

Derivado	Densidade	Unidade
Diesel	0,852	t/m <sup>3</sup>
Gasolina	0,742	t/m <sup>3</sup>
GLP	0,556	t/m <sup>3</sup>
Óleo Combustível	1	t/m <sup>3</sup>
QAV	0,788	t/m <sup>3</sup>
Coque	1,04	t/m <sup>3</sup>
Nafta	0,691	t/m <sup>3</sup>
Asfalto	2,115	t/m <sup>3</sup>

TABELA 36 - CONVERSÕES DE UNIDADES. FONTES: (METRIC CONVERSIONS., 2015) (ANP, 2015)

Conversão de Unidades	1 Litro =	0,00629	bbl
	1 US\$ =	2,38254	R\$
	1 m <sup>3</sup> =	6,29	bbl
	1 gal=	0,0238	bbl