

MODELAGEM PARA AUXÍLIO À SELEÇÃO DE ALTERNATIVAS DE
VALORIZAÇÃO DE EXCEDENTES DE PETRÓLEO NO BRASIL

José Mauro Ferreira Coelho

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Rio de Janeiro

Março de 2015

MODELAGEM PARA AUXÍLIO À SELEÇÃO DE ALTERNATIVAS DE
VALORIZAÇÃO DE EXCEDENTES DE PETRÓLEO NO BRASIL

José Mauro Ferreira Coelho

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D.Sc.

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, D.Sc.

Prof. Helder Queiroz Pinto Júnior, D.Sc.

Prof. Neilton Fidelis da Silva, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2015

Coelho, José Mauro Ferreira

Modelagem Para Auxílio à Seleção de Alternativas de Valorização de Excedentes de Petróleo no Brasil/José Mauro Ferreira Coelho - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

XXV, 188 p.: il.; 29,7 cm

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Tese (doutorado) – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético, 2015

Referências Bibliográficas: p. 173-185.

1. Modelagem. 2. Excedentes de petróleo no Brasil. 3. Valorização do petróleo. I. Szklo, Alexandre Salem. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título

*Aos meus pais, José de Sousa Coelho (in
memoriam) e Heloysa Ferreira Coelho
(in memoriam) que estabeleceram as
bases de minha formação pessoal e
educacional.*

*A minha esposa, Fabiana, pelo apoio
incondicional em todos os momentos.*

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus: “Toda honra e toda glória seja dada a ti Senhor!”

Agradeço à minha querida esposa Fabiana, pelo amor e apoio incondicional em todos os momentos, por toda a paciência e dedicação durante os últimos anos em tantas noites e finais de semana de muito trabalho.

À minha família, em especial minha mãe, Heloysa Ferreira Coelho (*in memoriam*) que estabeleceu as bases de minha formação pessoal e educacional, com dedicação, exemplos, atitudes, incentivos e cobranças.

Agradecimentos especiais ao Professor Alexandre Szklo, orientador desta tese, pelo exemplo de dedicação e de profissionalismo, sempre disposto a ajudar e colaborar com a realização deste trabalho de forma incansável. À sua esplêndida e paciente orientação, devo os ótimos resultados alcançados pela pesquisa.

Agradeço aos professores Roberto Schaeffer, André Frossard Pereira de Lucena, Virgílio José Martins Ferreira Filho, Helder Queiroz Pinto Júnior e Neilton Fidelis da Silva por aceitarem fazer parte da banca examinadora desta tese e pelas preciosas contribuições.

À Empresa de Pesquisa Energética (EPE) pelo apoio institucional, aos Superintendentes Ricardo Nascimento e Silva do Valle e Giovani Vitória Machado e aos então Diretores Gelson Baptista Serva e Elson Ronaldo Nunes por terem me incentivado e permitido que este Doutorado pudesse ser realizado.

Aos colegas da Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Juliana Rangel do Nascimento, Marcelo Castelo Branco Cavalcanti, Marcos Frederico Farias de Souza, Marisa Maia de Barros e Rafael Moro da Mata pelas valiosas contribuições e compartilhamento de experiências.

Aos demais professores do PPE, que me propiciaram a formação complementar que buscava ao ingressar no programa.

Aos funcionários do PPE, em especial à Sandra Bernardo dos Reis e Paulo Feijó pelo carinho e ajuda em muitos momentos.

*"Os três grandes fundamentos para se
conseguir qualquer coisa são, primeiro,
trabalho árduo; segundo, perseverança;
terceiro, senso comum."*

Thomas Alva Edison

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

MODELAGEM PARA AUXÍLIO À SELEÇÃO DE ALTERNATIVAS DE VALORIZAÇÃO DE EXCEDENTES DE PETRÓLEO NO BRASIL

José Mauro Ferreira Coelho

Março / 2015

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Programa: Planejamento Energético

Este estudo elabora e testa uma modelagem em programação linear capaz de identificar a melhor opção para o aproveitamento de possíveis excedentes de petróleo no Brasil, que podem ocorrer nos próximos anos. A metodologia é capaz de identificar os principais mercados internacionais que poderiam ser atendidos pelas exportações de petróleo e derivados do Brasil, além de prever investimentos em novas refinarias, no parque nacional de refino ou em mercados externos. A modelagem propriamente dita e o armazenamento dos dados de entrada e saída foi feita no *software* Microsoft Access. O *software* gerador de matrizes utilizado no modelo foi o AIMMS e o programa de otimização utilizado foi o CPLEX. Através da sua aplicação em estudos de caso, foi possível verificar que a modelagem proposta é capaz de representar de maneira adequada o problema real das diferentes possibilidades de aproveitamento dos excedentes de petróleo do Brasil. Sua estrutura e formulação podem também ser aplicadas a outros países exportadores de petróleo. Foram realizadas onze corridas, sendo uma corrida base e corridas de sensibilidade em relação ao preço do petróleo *Brent*, à demanda externa de derivados, à demanda doméstica de gasolina e à entrada em operação ou não das refinarias Premium. No caso da corrida sem as refinarias Premium e com o preço do petróleo *Brent* de US\$ 80,00/bbl, observou-se, por exemplo, que o modelo optou por investimentos em refino na América do Norte, em novas refinarias na região sudeste e nordeste do País, além de investimentos em unidades de processo das refinarias existentes.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

MODEL FOR SUPPORTING THE SELECTION OF ALTERNATIVES TO
ALLOCATE AND PROCESS BRAZIL'S SURPLUS CRUDE OIL

José Mauro Ferreira Coelho

March / 2015

Advisor: Alexandre Salem Szklo

Department: Energy Planning

This study develops and tests a linear programming model to identify the best option for the use of potential surplus oil in Brazil, which may occur in the coming years. The methodology is capable of identifying key international markets that could be served by oil exports and oil products from Brazil, in addition to providing investment in new refineries, in the national refinery installed base or in foreign markets. The actual modeling and storing of input and output data was done using Microsoft Access software. The matrix generator software used in the model was the AIMMS and the optimization program was CPLEX. Through its application in case studies, it was found that the proposed modeling is capable of adequately representing the real problem of the different possibilities of utilization of surplus crude oil from Brazil. Its structure and formulation can also be applied to other oil-exporting countries. Eleven simulations were conducted, a base and sensitivity simulations on the price of Brent crude oil, the external demand for oil products, domestic demand for gasoline and the entry into operation or not the refineries Premium. In the case of the simulation without the Premium refineries and with the price of Brent crude US\$ 80.00/bbl, it was observed, for example, that the model opted for investments in refining in North America, in new refineries in the southeast and northeast of the country, and investments in process of existing refineries units.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	xiii
LISTA DE TABELAS.....	xv
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	xx
LISTA DE SÍMBOLOS.....	xxiv
1. INTRODUÇÃO.....	1
2. EVOLUÇÃO DAS RESERVAS, PRODUÇÃO, CONSUMO E EXCEDENTES DE PETRÓLEO NO BRASIL.....	7
2.1. O Brasil no mercado internacional de petróleo.....	7
2.2. Histórico das reservas, produção, processamento, importação e exportação de petróleo no Brasil.....	9
2.3. As previsões para produção, consumo e excedentes de petróleo no Brasil	16
2.4. O tipo de petróleo excedente.....	22
3. CLASSIFICAÇÃO, FORMAÇÃO DE PREÇO E A VALORIZAÇÃO DO PETRÓLEO.....	25
3.1. Composição química e classificação dos petróleos.....	25
3.2. A formação e os diferenciais dos preços dos petróleos.....	30
3.3. O refino e a valorização do petróleo.....	35
3.3.1. O refino na cadeia produtiva da indústria do petróleo.....	35
3.3.2. O mercado <i>spot</i> e a valoração do petróleo pela metodologia <i>netback pricing</i>	37
3.3.3. Estratégias possíveis para agregação de valor ao petróleo.....	40
4. A COMPLEXIDADE DO SISTEMA DE ABASTECIMENTO DE PETRÓLEO E DERIVADOS E OS MODELOS DE OTIMIZAÇÃO.....	46
4.1. A complexidade do sistema de abastecimento de petróleo e derivados.....	46
4.2. Os modelos de otimização na indústria do petróleo.....	54
5. A METODOLOGIA DE MODELAGEM.....	63
5.1. Descrição do modelo.....	63
5.2. Principais características da estrutura da modelagem.....	66
5.2.1. Número de períodos.....	66
5.2.2. Centros de consumo (bases) nacionais e terminais.....	66

5.2.3. Centros de consumo (bases) internacionais.....	67
5.2.4. Matéria-prima (petróleos).....	67
5.2.5. Configuração do parque nacional de refino.....	68
5.2.6. Refinarias no exterior.....	72
5.2.7. Custos de investimento das unidades de processo das refinarias.....	75
5.2.8. Campanhas e rendimentos da destilação atmosférica.....	77
5.2.9. Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN's).....	79
5.2.10. Derivados de petróleo contemplados na demanda doméstica.....	80
5.2.11. Demanda externa máxima de petróleo.....	81
5.2.12. Demanda externa máxima de derivados de petróleo.....	84
5.2.13. Oferta externa máxima de derivados de petróleo.....	84
5.2.14. Síntese da estrutura do modelo.....	85
5.3. A formulação matemática do modelo.....	87
5.3.1. Entidades, variáveis de decisão e parâmetros do modelo.....	87
5.3.2. A função objetivo.....	90
5.3.3. Restrições relativas ao refino.....	93
5.3.4. Restrições relativas à logística e comercialização.....	95
6. DESCRIÇÃO DOS ESTUDOS DE CASO.....	99
6.1. Corridas realizadas.....	99
6.2. Produção nacional de petróleos.....	103
6.3. Importação de petróleos.....	103
6.4. Demanda nacional de derivados de petróleo.....	104
6.5. Demanda externa máxima de derivados de petróleo.....	105
6.6. Demanda externa máxima de petróleo.....	107
6.7. Oferta externa máxima de derivados de petróleo.....	108
6.8. Preços dos petróleos.....	109
6.9. Preços de derivados de petróleo.....	111
6.10. Custos de investimento das unidades de processo das refinarias.....	113
6.11. Custos de transporte.....	115
7. RESULTADOS E ANÁLISES.....	117
7.1. Corridas realizadas.....	117
7.2. Investimentos em novas refinarias no Brasil.....	118
7.3. Investimentos em novas unidades de processos nas refinarias existentes.....	126

7.4. Investimentos em novas refinarias no exterior.....	129
7.5. Balanço nacional de petróleo.....	134
7.6. Balanço de derivados de petróleo.....	144
7.7. Valores obtidos para a função objetivo.....	155
7.8. Síntese dos principais resultados.....	159
7.8.1. Investimentos em novas refinarias no Brasil.....	159
7.8.2. Investimentos em novas unidades de processo nas refinarias existentes.....	161
7.8.3. Investimentos em novas refinarias no exterior.....	161
7.8.4. Exportação líquida de petróleo.....	162
7.8.5. Exportação ou importação de gasolina e QAV/diesel em relação às respectivas demandas.....	163
8. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES.....	164
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	173
APÊNDICES.....	186

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Principais contribuições para o crescimento da oferta de petróleo no mundo entre 2012 a 2035.....	8
Figura 2.2 - Evolução das reservas provadas de petróleo no Brasil no período de 1970 a 2002.....	10
Figura 2.3 - Evolução das reservas provadas de petróleo no Brasil no período de 2003 a 2012.....	10
Figura 2.4 - Produção e processamento de petróleo no Brasil no período de 2000 a 2012.....	11
Figura 2.5 - Produção brasileira de petróleo no ano de 2012, classificada quanto à densidade.....	12
Figura 2.6 - Produção brasileira de petróleo no ano de 2012, classificada quanto ao teor de enxofre.....	13
Figura 2.7 - Importação e exportação de petróleo no Brasil no período compreendido entre 2000 a 2012.....	14
Figura 2.8 - Histórico das exportações brasileiras de petróleo por destino: 2003 a 2012.....	15
Figura 2.9 – Histórico e previsão da evolução das reservas provadas de petróleo no Brasil: 2005 a 2023.....	16
Figura 2.10 - Previsão da produção de petróleo no Brasil para o período de 2015 a 2035, segundo a IEA.....	17
Figura 2.11 - Previsão para a produção de petróleo do Brasil no período de 2014 a 2023.....	18
Figura 2.12 - Previsão dos excedentes de petróleo do Brasil no período de 2014 a 2023.....	19
Figura 2.13 - Árvore de decisões de estratégias de ação para o aproveitamento de excedentes de petróleo.....	21
Figura 2.14 - Produção brasileira de petróleo, no período de 2008 a 2012, classificada quanto à densidade e ao teor de enxofre.....	23
Figura 2.15 - Previsão da produção brasileira de petróleo, para o período de 2014 a 2023, classificada quanto à densidade.....	24
Figura 3.1 - Principais impurezas sulfuradas presentes no petróleo.....	27

Figura 3.2 - Principais impurezas nitrogenadas presentes no petróleo.....	27
Figura 3.3 - Principais impurezas oxigenadas presentes no petróleo.....	28
Figura 4.1 - Configuração do sistema nacional de abastecimento de petróleos e derivados.....	47
Figura 4.2 - Importações brasileiras de petróleo segundo regiões geográficas de procedência, para o ano de 2013.....	48
Figura 4.3 - Produção de derivados de petróleo, por região do Brasil, para o ano de 2013.....	51
Figura 5.1 - Terminais aquaviários (TA) e terminais terrestres (TT) nacionais regionalizados.....	67
Figura 5.2 - Regionalização das UPGN's brasileiras.....	80
Figura 7.1 - Capacidade final de processamento de petróleo da REBRA III em função do preço do petróleo <i>Brent</i>	121
Figura 7.2 - Importação total de derivados pelo TA norte/nordeste em função do preço do petróleo <i>Brent</i>	122
Figura 7.3 – Localização das refinarias existentes, com investimentos previstos e das novas refinarias REBRA I e REBRA III.....	160

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Composição química elementar média do petróleo.....	25
Tabela 3.2 - Classificação dos petróleos quanto à densidade.....	28
Tabela 4.1 - Capacidade de armazenamento de petróleo e derivados em terminais.....	49
Tabela 4.2 - Capacidade de armazenamento de derivados de petróleo em bases de distribuição.....	49
Tabela 4.3 - Quantidade e extensão de dutos em operação, por função.....	50
Tabela 4.4 - Frota de navios da TRANSPETRO.....	53
Tabela 5.1 - Densidades (em Grau API) e teores de enxofre para os petróleos considerados na modelagem.....	68
Tabela 5.2 - Refinarias brasileiras, suas capacidades e localizações por região.....	69
Tabela 5.3 - Investimentos previstos em novas refinarias, suas localizações por região e ano de início de operação.....	70
Tabela 5.4 - Principais unidades de processo das refinarias oferecidas no Brasil (REBRA's) como investimento <i>greenfield</i>	72
Tabela 5.5 - Capacidades, por unidade de processo, da refinaria oferecida na África (REAFRI) como investimento livre.....	74
Tabela 5.6 - Capacidades, por unidade de processo, das refinarias oferecidas como investimento livre na Ásia (REASI), Europa (REURO) e América do Norte (REUSA).....	74
Tabela 5.7 - Custos de referência para diversas unidades de processo, colocadas na costa do Golfo do México, para o ano de 2006.....	76
Tabela 5.8 - Rendimentos dos petróleos brasileiros para as diversas campanhas.....	78
Tabela 5.9 - Rendimentos dos petróleos internacionais para as diversas campanhas.....	79
Tabela 5.10 - Capacidades totais de diferentes unidades de processo dos parques de refino dos mercados internacionais.....	82
Tabela 5.11 - Capacidades (em %) de unidades de processo dos parques de refino dos mercados internacionais.....	82
Tabela 5.12 - Capacidades totais e percentuais de unidades de processo do parque mundial de refino.....	82

Tabela 5.13 - Tipologia básica média das refinarias dos mercados internacionais de petróleo.....	83
Tabela 5.14 - As entidades e variáveis de decisão do modelo.....	88
Tabela 5.15 - Os parâmetros do modelo.....	89
Tabela 6.1 - Características das corridas realizadas.....	100
Tabela 6.2 - Produção nacional de petróleo por tipo e para cada período do modelo...	103
Tabela 6.3- Demanda nacional de derivados de petróleo.....	104
Tabela 6.4 - Demanda nacional de gasolina para os três diferentes cenários.....	105
Tabela 6.5 - Demanda externa média de derivados de petróleo para os mercados internacionais.....	106
Tabela 6.6 - Demanda externa baixa de derivados de petróleo para os mercados internacionais.....	106
Tabela 6.7 - Demanda externa alta de derivados de petróleo para os mercados internacionais.....	107
Tabela 6.8 - Demanda externa máxima de petróleo para os mercados internacionais.....	108
Tabela 6.9 - Oferta externa máxima de derivados de petróleo a partir dos diferentes mercados internacionais.....	109
Tabela 6.10 - Preços utilizados na modelagem para os diferentes petróleos, considerando o petróleo <i>Brent</i> a US\$ 100,00/bbl.....	110
Tabela 6.11 - Preços utilizados na modelagem para os diferentes petróleos, considerando o petróleo <i>Brent</i> a US\$ 60,00/bbl.....	110
Tabela 6.12 - Preços utilizados na modelagem para os diferentes petróleos, considerando o petróleo <i>Brent</i> a US\$ 80,00/bbl.....	111
Tabela 6.13 - Preços utilizados na modelagem para os diferentes petróleos, considerando o petróleo <i>Brent</i> a US\$ 120,00/bbl.....	111
Tabela 6.14 - Preços dos derivados de petróleo: cenário do petróleo <i>Brent</i> a US\$ 100,00/bbl.....	112
Tabela 6.15 - Preços dos derivados de petróleo: cenário do petróleo <i>Brent</i> a US\$ 60,00/bbl.....	112
Tabela 6.16 - Preços dos derivados de petróleo: cenário do petróleo <i>Brent</i> a US\$ 80,00/bbl.....	113

Tabela 6.17 - Preços dos derivados de petróleo: cenário do petróleo <i>Brent</i> a US\$ 120,00/bbl.....	113
Tabela 6.18 - Custos para unidades de processo, colocadas no Brasil e na África, para o ano de 2014.....	114
Tabela 6.19 - Custos para unidades de processo, colocadas na América do Norte, Ásia e Oceania e Europa, para o ano de 2014.....	114
Tabela 6.20 - Custos total e por barril das refinarias com investimentos previstos.....	115
Tabela 6.21 - Custos de transporte por modal e classe de produto transportado.....	115
Tabela 7.1 - Características das corridas realizadas.....	117
Tabela 7.2 - Evolução das capacidades de processamento das refinarias REBRA I E REBRA III para as corridas 8, 9, 10 e 11.....	119
Tabela 7.3 – Investimentos nas principais unidades de processo da REBRA I E REBRA III para o ano de 2035 da corrida 8.....	123
Tabela 7.4 – Investimentos nas principais unidades de processo da REBRA I E REBRA III para o ano de 2035 da corrida 9.....	123
Tabela 7.5 – Investimentos nas principais unidades de processo da REBRA I E REBRA III para o ano de 2035 da corrida 10.....	124
Tabela 7.6 – Investimentos nas principais unidades de processo da REBRA I para o ano de 2035 da corrida 11.....	124
Tabela 7.7 - Tipos de petróleos processados na REBRA I e REBRA III para as corridas 8, 9, 10 e 11.....	125
Tabela 7.8 - Investimentos realizados em novas unidades de processo nas refinarias existentes.....	126
Tabela 7.9 - Investimentos totais em capacidade de destilação atmosférica nas novas refinarias do exterior.....	129
Tabela 7.10 – Investimentos em capacidade de destilação atmosférica, por período, nas novas refinarias do exterior.....	130
Tabela 7.11 - Investimentos nas principais unidades de processo da REUSA e da REURO para o ano de 2035.....	133
Tabela 7.12 - Carga de petróleo processada no parque nacional de refino.....	135
Tabela 7.13 - Importação de petróleo para as corridas 1 a 7.....	136
Tabela 7.14 - Importação de petróleo para as corridas 8 a 11.....	137

Tabela 7.15 - Exportação líquida de petróleo para as corridas 1 a 7.....	138
Tabela 7.16 - Exportação líquida de petróleo para as corridas 8 a 11.....	139
Tabela 7.17 - Exportação líquida de petróleo por mercado externo para as corridas 1 a 7.....	140
Tabela 7.18 - Exportação líquida de petróleo por mercado externo para as corridas 8 a 11.....	141
Tabela 7.19 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 1.....	144
Tabela 7.20 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 2.....	145
Tabela 7.21 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 3.....	145
Tabela 7.22 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 4.....	146
Tabela 7.23 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 5.....	146
Tabela 7.24 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 6.....	147
Tabela 7.25 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 7.....	147
Tabela 7.26 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 8.....	148
Tabela 7.27 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 9.....	148
Tabela 7.28 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 10.....	149
Tabela 7.29 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 11.....	149
Tabela 7.30 - Exportação dos principais derivados de petróleo por mercado externo para as corridas de 1 a 7.....	153
Tabela 7.31 - Exportação dos principais derivados de petróleo por mercado externo para as corridas de 8 a 11.....	154

Tabela 7.32 - Valores obtidos para a função objetivo para os custos de refino, custos de logística e custo total.....	156
Tabela 7.33 – Características das corridas realizadas.....	159
Tabela 7.34 – Capacidade de processamento das refinarias REBRA I e REBRA III, nos anos de 2025 e 2035, para as corridas 8, 9, 10 e 11.....	160
Tabela 7.35 – Investimentos realizados em novas unidades de processo nas refinarias existentes.....	161
Tabela 7.36 – Investimentos em capacidade de destilação atmosférica nas novas refinarias do exterior nos anos de 2025 e 2035.....	162
Tabela 7.37 – Exportação líquida de petróleo nos anos de 2025 e 2035.....	162
Tabela 7.38 – Percentual de exportação ou importação de gasolina e QAV/diesel em relação às respectivas demandas para os anos de 2025 e 2035.....	163

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIMMS	<i>Advanced Integrated Multidimensional Modeling Software</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ANTAQ	Agência Nacional de Transportes Aquaviários
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ATE	Alto Teor de Enxofre
BTE	Baixo Teor de Enxofre
COMPERJ	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro
COPEL	Companhia Petroquímica do Sul
DA	Destilação Atmosférica
DPG	Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
DSL DD	Diesel da Destilação Atmosférica ou Destilação Direta
DV	Destilação à Vácuo
E&P	Exploração e Produção
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESALQ-LOG	Grupo de Pesquisa e Extensão em Logística Agroindustrial da Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz
EUA	Estados Unidos da América
FA	Fator de Anualização
FC	Fator de Capacidade
FCC	Craqueamento Catalítico em Leito Fluidizado
FL	Fator de Localização
FO	Função Objetivo
FQC	Fator de Carga
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GOLK	Gasóleo Leve de Coque
GOPK	Gasóleo Pesado de Coque
GOV	Gasóleo de Vácuo
HCC	Hidrocraqueamento Catalítico
HChLOUSO	<i>Hydrocarbon and Chemical Logistics Under Uncertainty Via Stochastic Optimization</i>

HDT	Hidrotratamento
HDT G	Hidrotratamento de Gasolina
HDT I	Hidrotratamento de Correntes Instáveis
HDT N	Hidrotratamento de Nafta de Coque
IAT	Índice de Acidez Total
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IFP	<i>Institut Français du Pétrole</i>
ISBL	<i>Inside Battery Limit</i>
KUOP	Fator de Caracterização da <i>Universal Oil Products Company</i>
L	Petróleo Leve Brasileiro
LGN	Líquido de Gás Natural
LUBNOR	Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste
MA	Petróleo Mediano Azedo Brasileiro
MD	Petróleo Mediano Doce Brasileiro
MILP	Programação Linear Mista
MINLP	Programação Não Linear Mista
MME	Ministério de Minas e Energia
MTE	Médio Teor de Enxofre
NL	Não Linear
NO _x	Óxidos de Nitrogênio
ODBC	<i>Open Database Connectivity</i>
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
OSBL	<i>Outside Battery Limit</i>
OURSE	<i>Oil is Used in Refineries to Supply Energy</i>
PD	Petróleo Pesado Doce Brasileiro
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PDVSA	Petróleos de Venezuela
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro
PEV	Ponto de Ebulição Verdadeiro
PIB	Produto Interno Bruto

PLANDEPE	Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo
PLANINV	Modelo de Planejamento dos Investimentos
PPE	Programa de Planejamento Energético
PQU	Petroquímica União
QAV	Querosene de Aviação
RAT	Resíduo Atmosférico
RC	Reforma Catalítica
REAFRI	Refinaria da África
REASI	Refinaria da Ásia
REBRA I	Refinaria Brasileira oferecida como investimento livre na região sudeste
REBRA II	Refinaria Brasileira oferecida como investimento livre na região sul
REBRA III	Refinaria Brasileira oferecida como investimento livre na região nordeste
REBRA IV	Refinaria Brasileira oferecida como investimento livre na região centro-oeste
RECAP	Refinaria de Capuava
REDUC	Refinaria Duque de Caxias
REFAP	Refinaria Alberto Pasqualini
REGAP	Refinaria Gabriel Passos
REMAN	Refinaria Isaac Sabbá
RENORD	Refinarias da Região Norte/Nordeste
REPAR	Refinaria Presidente Getúlio Vargas
REPLAN	Refinaria de Paulínia
RERG	Refinaria de Petróleo Riograndense
RESP	Refinarias de São Paulo
RESUD	Refinarias da Região Sudeste
RESUL	Refinarias da Região Sul
REURO	Refinaria da Europa
REUSA	Refinaria da América do Norte
REVAP	Refinaria Henrique Lage

RLAM	Refinaria Landulpho Alves
RNEST	Refinaria do Nordeste ou Refinaria General Abreu e Lima
RPBC	Refinaria Presidente Bernardes
RPCC	Refinaria Potiguar Clara Camarão
RV	Resíduo de Vácuo
SIX	Unidade de Industrialização do Xisto
TA	Terminal Aquaviário
TB	<i>Boiling Temperature</i>
TPB	Tonelada de Porte Bruto
TRANSPETRO	Petrobras Transporte
TT	Terminal Terrestre
UCR	Unidade de Coqueamento Retardado
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural
VPL	Valor Presente Líquido
VRF	Volume Recuperável Final
WORLD	<i>World Oil Refining, Logistics and Demand Model</i>
WTI	<i>West Texas Intermediate</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

a.a.	ao ano
Ar-OH	fenóis
AT	taxa de retorno
bbl	barril
boe	barril de óleo equivalente
bpd	barril por dia
C	carbono
C5 ⁺	mistura de hidrocarbonetos, extraída do gás natural, com cinco ou mais átomos de carbono na molécula
CO ₂	anidrido carbônico, gás carbônico ou dióxido de carbono
COOH	grupo carboxila
COS	sulfeto de carbonila
CS ₂	dissulfeto de carbono
d	densidade
⁰ F	grau Fahrenheit
g/cm ³	grama por centímetro cúbico
H	hidrogênio
HCN	ácido cianídrico
H ₂ S	ácido ou gás sulfídrico
km	quilômetro
KOH	hidróxido de potássio
m ³	metro cúbico
m ³ /d	metro cúbico por dia
m/m	título ou porcentagem em massa
mm/ano	milímetro por ano
mol/l	concentração molar ou concentração em mol por litro
n	período de tempo
N	nitrogênio
NH ₃	amônia
O	oxigênio
ppm	parte por milhão

R-COOH	ácidos carboxílicos
R/P	razão entre a reserva e a produção de petróleo
R-SH	mercaptans ou tióis
R-S-R	sulfetos
R-S-S-R	dissulfetos
S	enxofre
S-10	teor máximo de enxofre de 10 ppm
S-500	teor máximo de enxofre de 500 ppm
S-5000	teor máximo de enxofre de 5000 ppm
US\$	dólar americano
US\$/bbl	dólar por barril
US\$/m ³	dólar por metro cúbico
US\$/m ³ .km	dólar por metro cúbico e quilômetro

1. INTRODUÇÃO

O contexto deste estudo se situa em um cenário no qual o Brasil precisa avaliar suas estratégias de abastecimento de derivados de petróleo, diante da possível evolução da oferta de óleos brutos (em quantidade e qualidade) e da demanda por derivados. Dentro deste contexto, nos próximos anos, o Brasil poderá se tornar um exportador de petróleo cru ou optar pela expansão de seu parque de refino e exportar derivados.

Logo, o primeiro questionamento a ser feito é: qual é a melhor estratégia para o sistema de abastecimento de derivados de petróleo no Brasil? Entretanto, a resposta quanto a melhor opção a ser escolhida para o aproveitamento de um eventual excedente de óleo bruto no Brasil não é algo trivial, incluindo as possibilidades de exportação do óleo cru agregando valor *ex-situ*¹; exportação do óleo cru sem agregar valor *ex-situ* e exportação de derivados altamente especificados (ULLER, 2007). Ou seja, a solução para este problema não é simples. Aspectos como o horizonte de tempo do estudo; uma grande gama de demanda de diferentes derivados com crescimentos diferenciados; diversos modais de transporte; diferentes rendimentos das unidades de processo e diferentes modos de operação de uma planta industrial, entre outros, são responsáveis por sua grande complexidade.

Assim, há a necessidade do desenvolvimento, teste e utilização de uma ferramenta de apoio à decisão que permita, com razoável precisão, uma avaliação sistemática de todos os componentes envolvidos, auxiliando no estabelecimento de uma estratégia ótima.

Entretanto, as metodologias existentes e apresentadas na literatura científica não tratam da modelagem para solucionar o problema de otimização de um parque de refino, no longo prazo, com um possível foco em um eventual refino de exportação e a representação dos diferentes mercados internacionais. Portanto, as metodologias de modelagem hoje existentes são insuficientes para apontar a melhor opção para o aproveitamento de uma possível produção excedente de petróleo brasileiro. A análise destas alternativas é relevante para países como o Brasil, que irão se deparar com possíveis excedentes de petróleo nos próximos anos. Além disso, no caso específico do Brasil, o País precisa ser capaz de estimar os ganhos e perdas de suas estratégias de

¹ Agregar valor ao excedente de petróleo, moldando uma estratégia de integração vertical em outro mercado relevante (*ex-situ*) com E&P no Brasil e refino em outro país.

investimento no parque refinador nacional e mesmo em refinarias no exterior. No momento em que a PETROBRAS está revendo seus planos de investimento no refino e há questionamentos sobre a estratégia de aquisições de ativos de refino no exterior, torna-se necessário o desenvolvimento de uma ferramenta capaz de avaliar cenários para o refino brasileiro, além daqueles que são utilizadas pela PETROBRAS e não estão, naturalmente, disponíveis para a sociedade brasileira.

Desta forma, o objetivo deste trabalho é desenvolver e aplicar uma metodologia de modelagem capaz de identificar a melhor opção para a valorização da possível produção excedente de petróleo do Brasil nos próximos anos e que possa também servir de base para utilização em outros países com perfil exportador de petróleo. Ou seja, embora neste trabalho a metodologia de modelagem proposta seja aplicada ao caso do Brasil, esta possui caráter universal de aplicação.

A modelagem simula o parque de refino brasileiro, o abastecimento do mercado interno (petróleo e derivados), a possibilidade de exportação e importação de óleo cru e/ou derivados, além de prever novos investimentos em refino no Brasil e no exterior². Assim, a modelagem busca averiguar se a melhor opção para os possíveis excedentes de petróleo do Brasil é a exportação de óleo cru ou a implantação, seja no país, seja internacionalmente, de um refino voltado para a exportação de derivados. Através desse estudo é possível, também, identificar os principais mercados internacionais de petróleo e derivados que podem ser atendidos pelas exportações brasileiras, determinar os volumes envolvidos nestes fluxos logísticos e prever investimentos no parque de refino do país ou no exterior para atender estas possíveis demandas.

Assim, a relevância deste estudo está no fato de se construir uma metodologia de modelagem que seja capaz de avaliar a viabilidade de diferentes cenários para o sistema de abastecimento no Brasil, incluindo as estratégias de comércio internacional de óleos brutos e derivados, para diferentes mercados mundiais. Ou seja, a relevância e originalidade estão em se desenvolver uma metodologia de modelagem para o planejamento do abastecimento interno de derivados de petróleo e de exportação de petróleo e/ou derivados, que seja capaz de considerar o refino como uma plataforma de exportação de derivados, seja através de refinarias colocadas em território brasileiro, seja com refinarias brasileiras em território estrangeiro, uma vez que as metodologias

² Este trabalho propõe investimentos em novas refinarias, dotadas de unidades de processo que enfatizam a produção de derivados para uso energético.

existentes não enfocam este tipo de problema (CARVALHO, 2002; OLIVEIRA e HAMACHER, 2007; MOGHADDAM e SAINT-ANTONIN, 2008).

Esta nova metodologia de modelagem deverá ser capaz de apresentar resultados necessários para subsidiar a tomada de decisão em relação ao aproveitamento de um eventual excedente de petróleo do Brasil, contribuindo para o planejamento energético brasileiro.

A tese está estruturada em oito capítulos, incluindo esta introdução. O capítulo 2 trata das reservas provadas, da produção, do consumo e dos excedentes de petróleo no Brasil. Inicialmente, faz-se uma análise da inserção do País no mercado internacional de petróleo, destacando-se o fato de que a descoberta dos campos do pré-sal coloca o Brasil em um novo patamar de importância no cenário mundial energético, sendo apresentado como um dos principais responsáveis pelo crescimento da oferta de petróleo no mundo nos próximos anos (IEA, 2013). Em seguida, descreve-se a evolução histórica das reservas provadas, da produção, do processamento e da importação e exportação de petróleo no Brasil, caracterizando-se esta produção passada em função do ambiente de produção e quanto a sua classificação em relação ao principal constituinte químico, à densidade e ao teor de enxofre. Analisa-se também o destino das exportações brasileiras de petróleo, bem como os principais tipos de crus importados pelo País. Logo após, faz-se o levantamento de previsões para a produção, para o consumo e para os possíveis excedentes de petróleo do Brasil. Todas estas previsões mostram que poderá haver excedentes crescentes de petróleo no País, principalmente devido à entrada em produção de campos da região do pré-sal. Por fim, analisa-se o tipo deste possível petróleo excedente, principalmente em relação à densidade e ao teor de enxofre. É possível verificar um aumento crescente da participação dos petróleos medianos no total da produção nacional e uma diminuição considerável da participação dos petróleos pesados.

O capítulo 3, para uma melhor compreensão do problema de agregação de valor ao petróleo, aborda sua classificação, além de aspectos relacionados à formação de seu preço e valorização. Inicialmente, realiza-se a descrição da composição química e das diversas formas de classificação dos petróleos: em relação ao principal constituinte químico, densidade, teor de enxofre e grau de acidez. Em seguida, descrevem-se as principais correntes de petróleos utilizadas como marcadores, bem como fatores que determinam o preço de mercado dos demais petróleos em relação aos crus de referência,

que são diretamente influenciados por sua natureza química, física e de processamento. Logo após, são abordados neste capítulo aspectos teóricos sobre a agregação de valor ao petróleo, como a metodologia *netback pricing* e as margens de refino. Por fim, faz-se uma análise, também teórica, das possíveis estratégias para se agregar valor a excedentes de petróleo, tais como a exportação de óleo cru com contratos de longo prazo, a exportação de óleo cru com refino *ex-situ* e a exportação de derivados altamente especificados.

O problema da complexidade do sistema de abastecimento de petróleo e derivados, bem como a necessidade da utilização de modelos de otimização para tratar esta realidade são apresentados no capítulo 4. A rede logística da indústria de petróleo e derivados envolve diferentes componentes da cadeia, como campos de produção, terminais e refinarias, além da possibilidade de importação e/ou exportação de petróleo e derivados. Assim, neste capítulo faz-se um levantamento dos campos nas etapas de produção e desenvolvimento, dos terminais autorizados a funcionar no Brasil, além das bases de distribuição e da quantidade e extensão de dutos em operação, por função. Abordam-se ainda as refinarias existentes e com investimentos previstos no parque nacional de refino e a frota de navios da TRANSPETRO. Na segunda seção deste capítulo faz-se uma revisão da literatura sobre a utilização de modelos de otimização na indústria do petróleo, com ênfase na solução de problemas relacionados ao abastecimento de petróleo e derivados. Esta seção do capítulo 4 mostra que, de uma forma geral, a grande maioria dos modelos matemáticos trata apenas de partes da cadeia da indústria do petróleo e não desta de uma forma integrada. E, aqueles poucos que buscam representar a integração da oferta de petróleos com o refino, abrangendo toda a logística e sua inter-relação com a demanda de derivados, não representam os diferentes mercados internacionais, nem permitem a opção de investimentos em refinarias no exterior para processar os possíveis excedentes de petróleos. Ou seja, as metodologias existentes e apresentadas na literatura não tratam da modelagem para solucionar o problema de otimização de um parque de refino, no longo prazo, com um possível foco no refino de exportação e a representação dos diferentes mercados internacionais. Assim, as metodologias de modelagem hoje existentes são insuficientes para apontar a melhor opção entre i) a exportação do óleo cru agregando valor *ex-situ*; ii) a exportação do óleo cru sem agregar valor *ex-situ*; iii) a exportação de derivados (com refino doméstico).

O capítulo 5 descreve a metodologia de modelagem utilizada para a seleção da melhor alternativa de valorização de possíveis excedentes de petróleo no Brasil. Primeiramente faz-se uma apresentação do modelo e em seguida passa-se a descrever as principais características e metodologias utilizadas na estrutura da modelagem. Na última seção deste capítulo é apresentada a formulação matemática do modelo. Descrevem-se as entidades, variáveis de decisão e parâmetros do modelo. Apresentam-se também as equações de restrições relativas ao refino e a logística e comercialização. Por último, são apresentadas as equações de cada uma das parcelas que compõem a função objetivo.

Já o capítulo 6 destina-se a descrição dos estudos de caso realizados neste trabalho, com o intuito de verificar se a modelagem realizada é capaz de alcançar o objetivo proposto neste estudo, qual seja identificar a melhor opção de valorização da possível produção excedente de petróleo do Brasil. Foram realizados onze estudos de caso. Consideraram-se uma corrida base (de referência) e corridas de sensibilidade em relação a:

- preço do petróleo *Brent* (consequentemente dos preços dos demais petróleos e derivados);
- demanda externa de derivados;
- demanda doméstica de gasolina;
- entrada em operação ou não das refinarias Premium I e Premium II³. Para esta última sensibilidade, variou-se também o preço do petróleo *Brent*.

O capítulo 6 apresenta também os valores utilizados para os principais dados de entrada do modelo, para os diferentes estudos de caso.

O capítulo 7 é dedicado à apresentação e discussão dos resultados obtidos para as onze corridas realizadas. Os principais resultados referem-se a investimentos em novas refinarias no Brasil e no exterior; investimentos em novas unidades de processos nas refinarias existentes; balanço nacional de petróleo, contemplando os volumes processados no parque nacional de refino e as importações e exportações; o balanço de derivados e os valores obtidos para a função objetivo. É importante ressaltar que o

³ No momento da elaboração desta tese, as refinarias ditas Premium faziam parte do cenário oficial de expansão do abastecimento do governo brasileiro. A decisão por rodar cenários sem estas refinarias, portanto, derivou da própria percepção de que estas unidades industriais poderiam não ser de fato, realizadas, o que acabou por se verificar nas decisões anunciadas pela PETROBRAS em janeiro de 2015 (PETROBRAS, 2015b).

objetivo principal dos estudos de caso realizados é testar a resposta da modelagem proposta e realizada neste trabalho para diferentes condições de dados de entrada. Assim, os resultados apresentados neste capítulo permitem verificar as alterações no parque de refino brasileiro, nos investimentos em refino no exterior e na exportação de óleo cru e derivados, entre outros dados de saída, a partir da alteração de alguns parâmetros de entrada.

Finalmente, o capítulo 8 traz as considerações finais e conclusões deste estudo, além de recomendações para outros trabalhos e aprimoramento desta tese.

2. EVOLUÇÃO DAS RESERVAS, PRODUÇÃO, CONSUMO E EXCEDENTES DE PETRÓLEO NO BRASIL

2.1. O Brasil no mercado internacional de petróleo

A avaliação das perspectivas de produção de petróleo no longo prazo é uma tarefa essencial para a definição do planejamento e da política energética de um país, seja para balizar ações do governo ou para direcionar estratégias empresariais. Ao se fazer a comparação de tais perspectivas de produção com projeções de demanda de petróleo, pode-se inferir o nível de dependência externa e de vulnerabilidade do abastecimento, a necessidade de se acelerar ou não processos de licitação de blocos de exploração ou de se realizar investimentos em refinarias e em infraestrutura de terminais e transporte, dentre outros (SZKLO et al, 2005).

Para este estudo, a avaliação destas perspectivas de produção de petróleo e de demanda por derivados para suprir o abastecimento interno é de fundamental importância para a estimativa dos possíveis volumes excedentes de óleo. Com base nestes resultados, há a possibilidade de se prever a necessidade de investimentos no parque de refino para atender a demanda interna por derivados de petróleo, bem como o potencial de exportação, seja de óleo cru ou de produtos finais.

Até o ano de 2007, o Brasil não era considerado um participante importante no mercado mundial de petróleo, produzindo e consumindo cerca de 1,75 milhões de bpd, importando 437 mil bpd e exportando 421 mil bpd (ANP, 2013a). Ou seja, não havia volumes excedentes de petróleo, nem novas descobertas que pudessem sinalizar uma maior relevância do nosso país neste mercado.

Entretanto, em novembro de 2007 a PETROBRAS anunciou uma grande descoberta na nova província petrolífera do pré-sal. Tratava-se da área de Tupi (atual Lula), no Bloco BMS-11, que apresentou volume recuperável final (VRF) estimado da ordem de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo. Até então, entre as descobertas ocorridas nos últimos 30 anos, apenas o campo de Kashagan, com 15 bilhões de barris, no Cazaquistão, possuía maior volume (BICALHO, 2009).

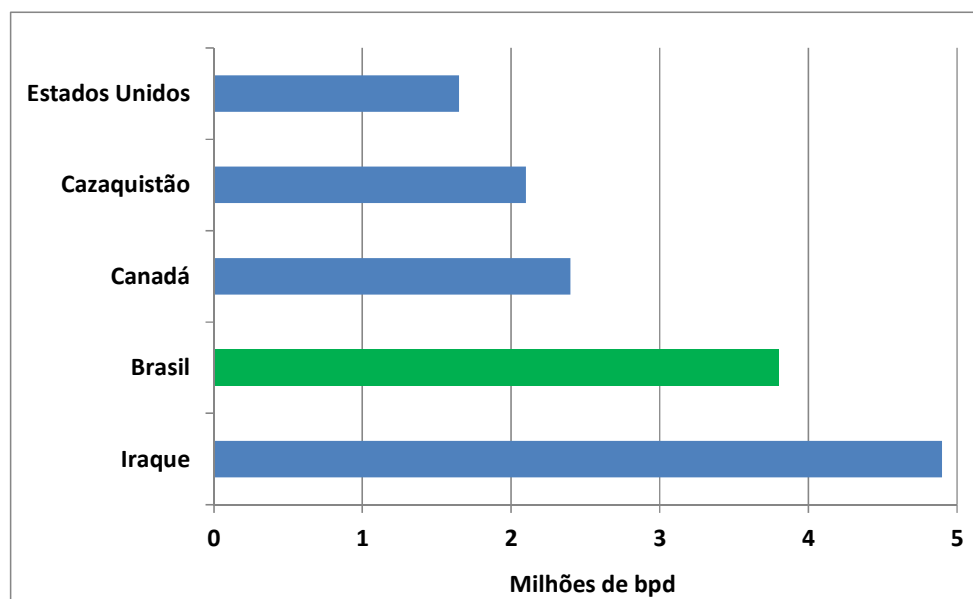
Em seguida, novas descobertas na área do pré-sal foram anunciadas, sendo as principais: Caramba (3,0 a 4,0 bilhões de boe), Júpiter (2,0 a 3,0 bilhões de boe), Carioca (4,0 a 5,0 bilhões de boe), Bem-Te-Vi (4,0 a 5,0 bilhões de boe), Guará (300 a 400 milhões de boe), Iara (3,0 a 4,0 bilhões de boe), Parque das Baleias (3,0 a 4,0

bilhões de boe), Cernambi (1,8 bilhões de boe), Franco (4,5 bilhões de boe) e Libra (4,0 a 15 bilhões de boe) (BICALHO, 2009).

A descoberta dos campos do pré-sal alterou significativamente o papel do Brasil no mercado mundial de petróleo. Desde o anúncio da descoberta do campo de Tupi (atual Lula) na Bacia de Santos, o país passou a ser visto como um dos maiores potenciais exportadores de petróleo do mundo (OHARA, 2014).

O Brasil que, segundo dados da *Energy Information Administration Agency* (EIA, 2014), é apenas o 13^o maior produtor de petróleo do mundo e um exportador sem maior relevância no mercado, poderá em poucos anos passar a ser um dos cinco maiores produtores⁴ e um dos seis maiores exportadores⁵.

Fruto desta nova condição e da importância da produção brasileira para o cenário mundial energético, a Agência Internacional de Energia incluiu uma seção inteira dedicada ao Brasil em seu *World Energy Outlook* mais recente (IEA, 2013). Nesta publicação, o país é apresentado como um dos principais responsáveis pelo crescimento da oferta de petróleo no mundo, segundo o cenário de referência (*New Policies*), conforme mostra a Figura 2.1.



Fonte: IEA, 2013.

Figura 2.1 - Principais contribuições para o crescimento da oferta de petróleo no mundo entre 2012 a 2035.

⁴Possivelmente, sendo superado apenas pela Rússia, Arábia Saudita, Estados Unidos e China.

⁵Possivelmente, atrás de Arábia Saudita, Rússia, Irã, Nigéria e Emirados Árabes Unidos.

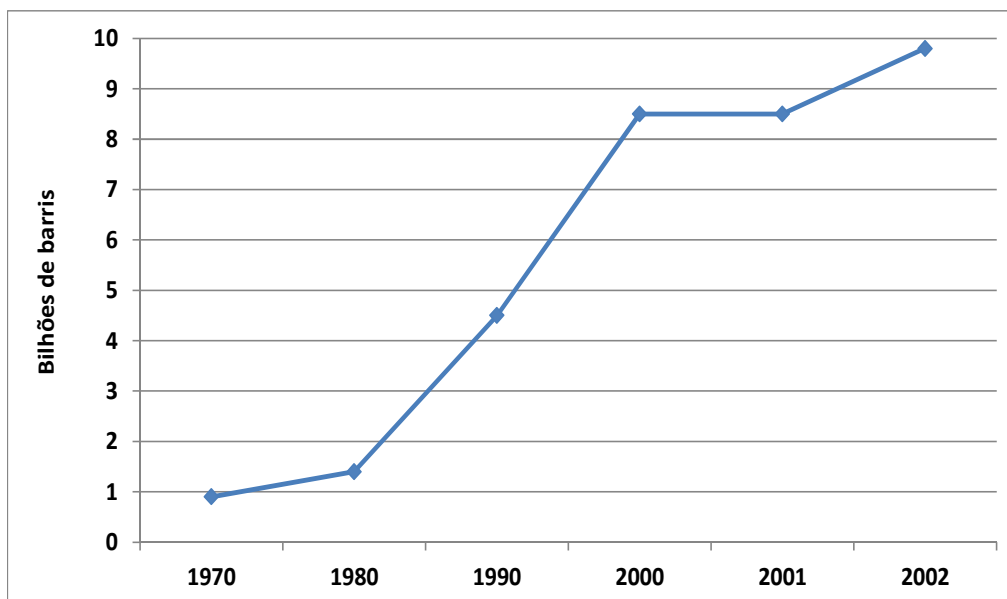
Certamente, nesta nova condição, surge para o Brasil a oportunidade de vantagens competitivas frente a outras nações do mundo, uma vez que o poder econômico de determinado país pode lhe dar maior autonomia para definir políticas bilaterais e até mesmo multilaterais. A possibilidade de grandes produções e exportações de petróleo poderá fortalecer o papel do Brasil enquanto potência econômica, pois, assim sendo, os demais países passarão a identificá-lo como um participante de peso na geopolítica do comércio de petróleo e derivados e, por conseguinte, no cenário energético mundial.

2.2. Histórico das reservas, produção, processamento, importação e exportação de petróleo no Brasil

Os primeiros grandes avanços em adição de reservas no Brasil têm origem nas descobertas oceânicas realizadas pela PETROBRAS, principalmente, por conta de esforços de exploração e produção (E&P) realizados a partir dos choques do petróleo na década de 1970. Desta forma, houve significativas adições de reservas provadas⁶, provenientes, principalmente do ambiente exploratório de águas profundas e ultraprofundas, destacando-se os campos de Albacora, Marlim e Roncador na Bacia de Campos, em meados dos anos 1980 (ULLER, 2007).

A Figura 2.2 mostra o histórico da evolução das reservas provadas de petróleo no Brasil no período de 1970 a 2002. É possível verificar o incremento significativo na adição de reservas a partir da década de 1980, fruto do esforço exploratório descrito no parágrafo anterior.

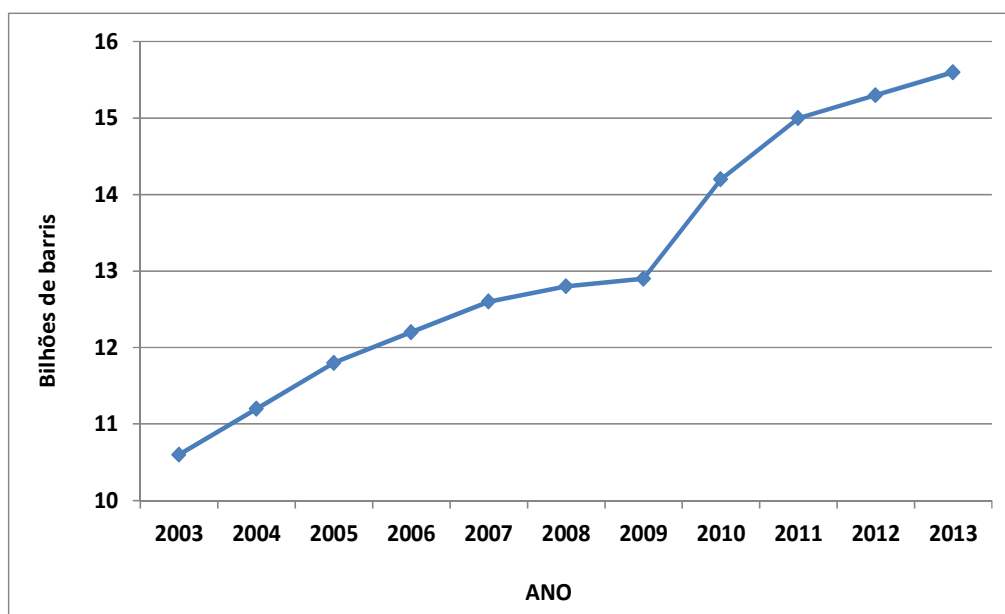
⁶Reservas que, com base na análise dos dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolíferas e tributárias brasileiras.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2013a).

Figura 2.2 - Evolução das reservas provadas de petróleo no Brasil no período de 1970 a 2002.

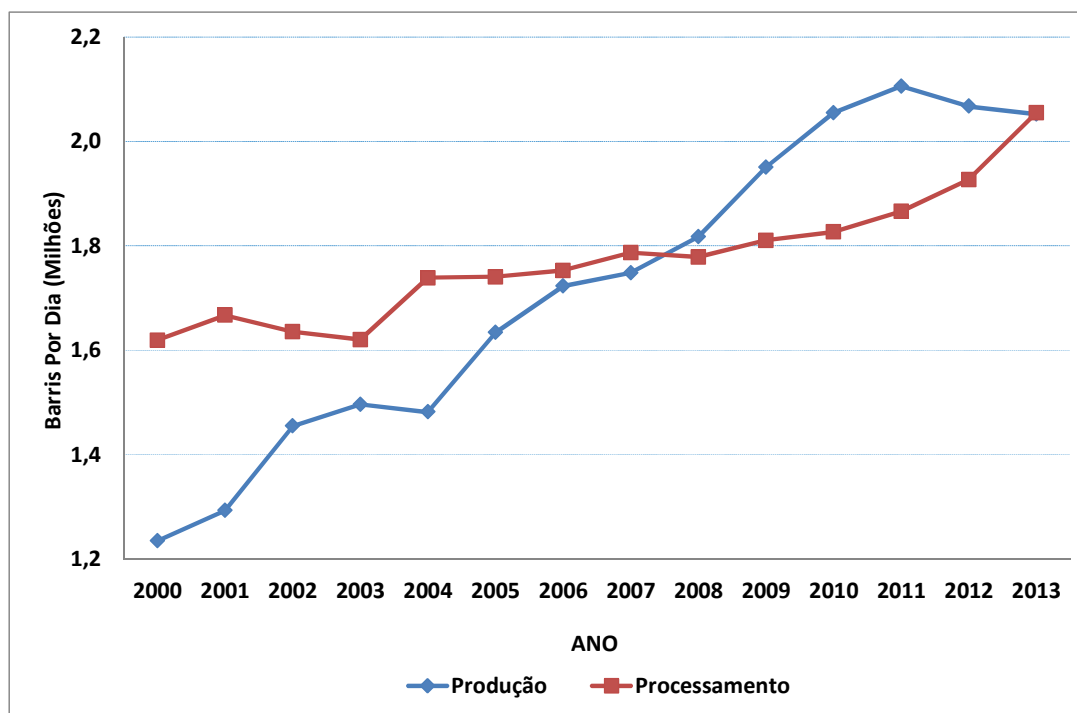
Já a Figura 2.3 apresenta a evolução das reservas provadas de petróleo no Brasil em período mais recente (2003 a 2013), evidenciando a importante contribuição das descobertas na região do pré-sal (a partir de 2009) no total das reservas brasileiras.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2014a).

Figura 2.3 - Evolução das reservas provadas de petróleo no Brasil no período de 2003 a 2013.

Além de conhecer o histórico da evolução das reservas provadas de petróleo no Brasil, é importante também analisar o comportamento da produção e consumo desta *commodity* em nosso país. Assim, a Figura 2.4 apresenta o volume total anual de petróleo produzido e processado em território brasileiro no período compreendido entre 2000 a 2013.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2014a).

Figura 2.4 - Produção e processamento de petróleo no Brasil no período de 2000 a 2013.

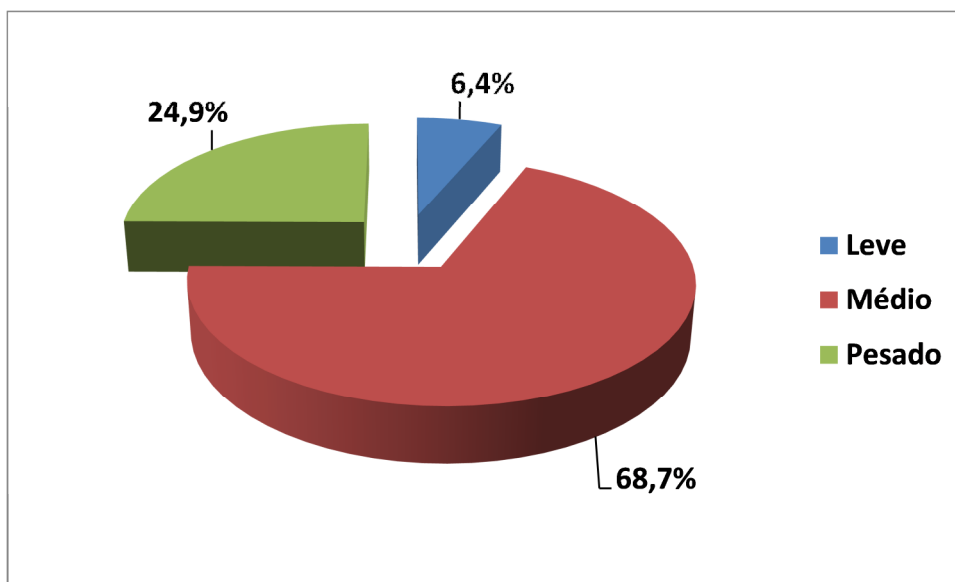
Pela análise da Figura 2.4, verifica-se um aumento na produção de petróleo de aproximadamente 68% no período considerado, saindo de 1,23 milhões de bpd em 2000 para 2,05 milhões de bpd em 2013.

É importante citar que a quase totalidade do óleo produzido no país é de origem marinha, com 91% da produção de 2013 provenientes de campos *offshore*. O principal estado produtor é o Rio de Janeiro, com aproximadamente 72% da produção brasileira de petróleo neste mesmo ano (ANP, 2014a).

Este petróleo produzido no Brasil é composto por 59 correntes, do pesado Fazenda Alegre (13,2⁰ API), na Bacia do Espírito Santo, ao leve Camarupim (51,5⁰

API), na mesma bacia sedimentar. A densidade média do petróleo brasileiro produzido em 2013 foi de aproximadamente 25^o API e teor de enxofre médio de 0,55% m/m (ANP, 2014a).

A Figura 2.5 apresenta a produção brasileira de petróleo no ano de 2013, classificada por densidade (leve, médio e pesado)⁷.



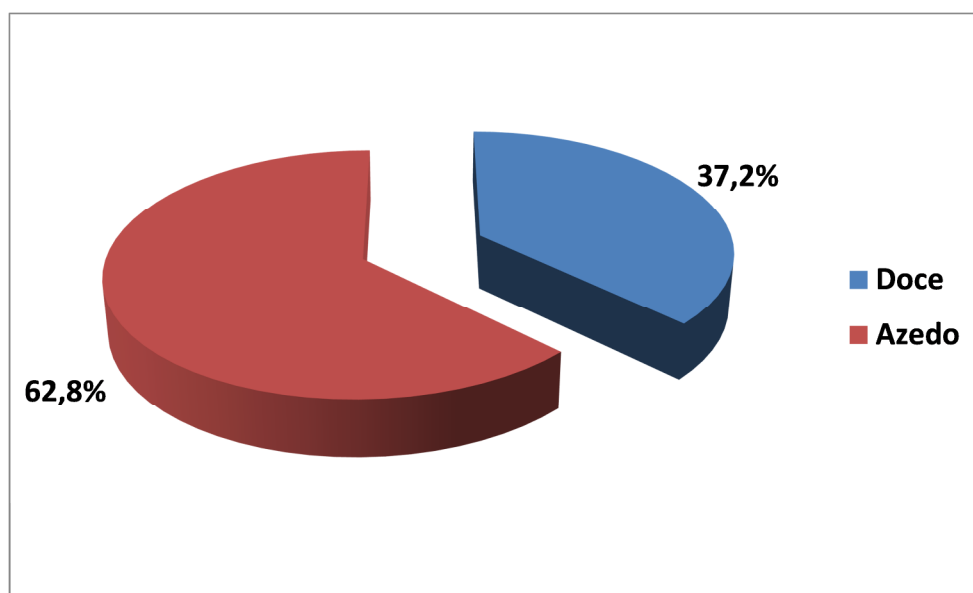
Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2014a).

Figura 2.5 - Produção brasileira de petróleo no ano de 2013, classificada quanto à densidade.

Já a Figura 2.6 apresenta novamente a produção brasileira de petróleo no ano de 2013, agora classificada quanto ao teor de enxofre (doce e azedo)⁸.

⁷Classificação quanto à densidade com base na Portaria ANP 09/2000 (ANP, 2000): Leve = ^oAPI ≥ 31; Médio = 31 > ^oAPI ≥ 22; Pesado = 22 > ^oAPI ≥ 10.

⁸Doce: % m/m S < 0,5; azedo: % m/m S ≥ 0,5.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2014a).

Figura 2.6 - Produção brasileira de petróleo no ano de 2013, classificada quanto ao teor de enxofre.

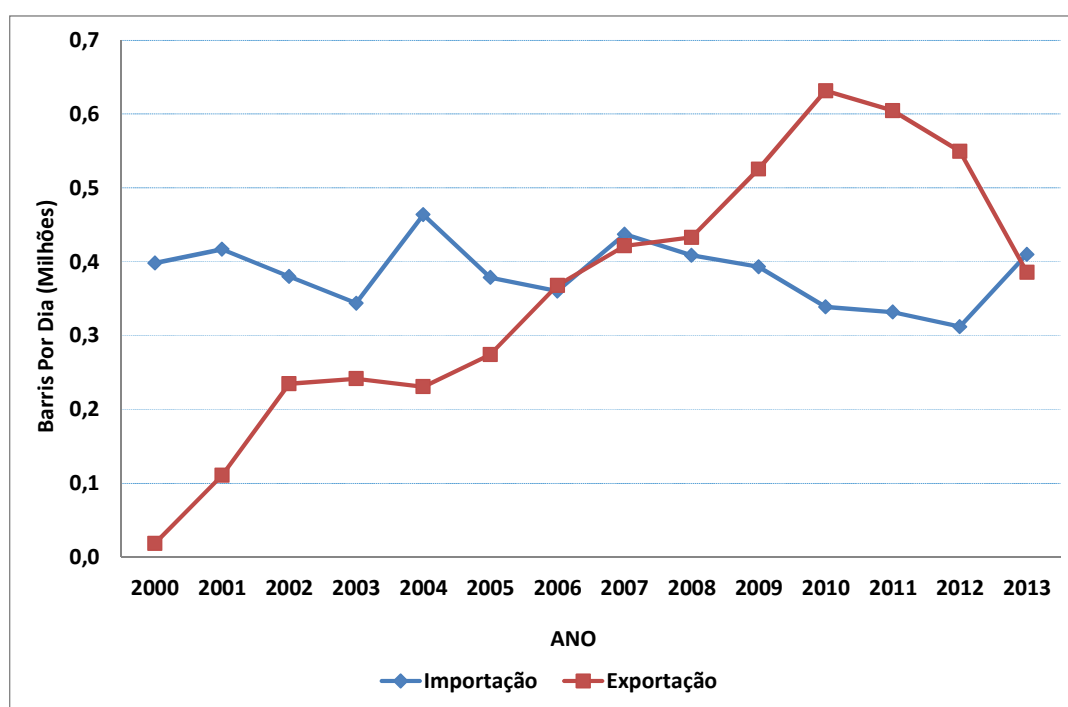
Assim, os petróleos brasileiros, caracterizam-se atualmente, de forma geral, como médios e azedos. Estas características demonstram o perfil de menor valor dos óleos nacionais no mercado internacional, já que incorrem em descontos quando comparados aos óleos marcadores *Brent* e *WTI*, conforme será discutido em detalhes no capítulo 3 desta tese.

Em relação ao principal constituinte químico presente, os petróleos brasileiros são preponderantemente naftênicos-aromáticos. As correntes parafínicas tem pequena representação no total da produção brasileira, concentrando-se nas bacias sedimentares do norte e do nordeste brasileiro (ULLER, 2007).

Outra característica bastante importante e peculiar do petróleo brasileiro é sua relativa acidez em relação aos demais crus mundiais. Esta é uma especificidade negativa do óleo nacional quando destinado à exportação, uma vez que para seu processamento as refinarias deverão adequar a metalurgia de seus equipamentos para não sofrerem severos processos corrosivos. A necessidade desta adequação acrescenta custos elevados ao refino e, conseqüentemente, um maior desconto frente aos petróleos marcadores (ULLER, 2007). Além disso, os petróleos brasileiros possuem teor de compostos nitrogenados acima da média mundial (MOREIRA, 2006; SANTOS, 2006),

o que os torna ainda mais desvantajados em relação aos marcadores. Os compostos nitrogenados, em geral, são responsáveis pelo envenenamento de catalisadores, por acelerar processos oxidativos, pelo aumento da capacidade do óleo de reter água em emulsão, propiciando a formação de gomas, além de formar produtos de combustão tóxicos, os óxidos de nitrogênio (NO_x), contribuindo para a poluição ambiental através de fenômenos como a chuva ácida e o *smog* fotoquímico.

Após conhecer o histórico da evolução das reservas provadas, da produção e do processamento de petróleo no Brasil, a Figura 2.7 mostra o volume total de petróleo importado e exportado pelo país, por ano, no período compreendido entre 2000 a 2013.



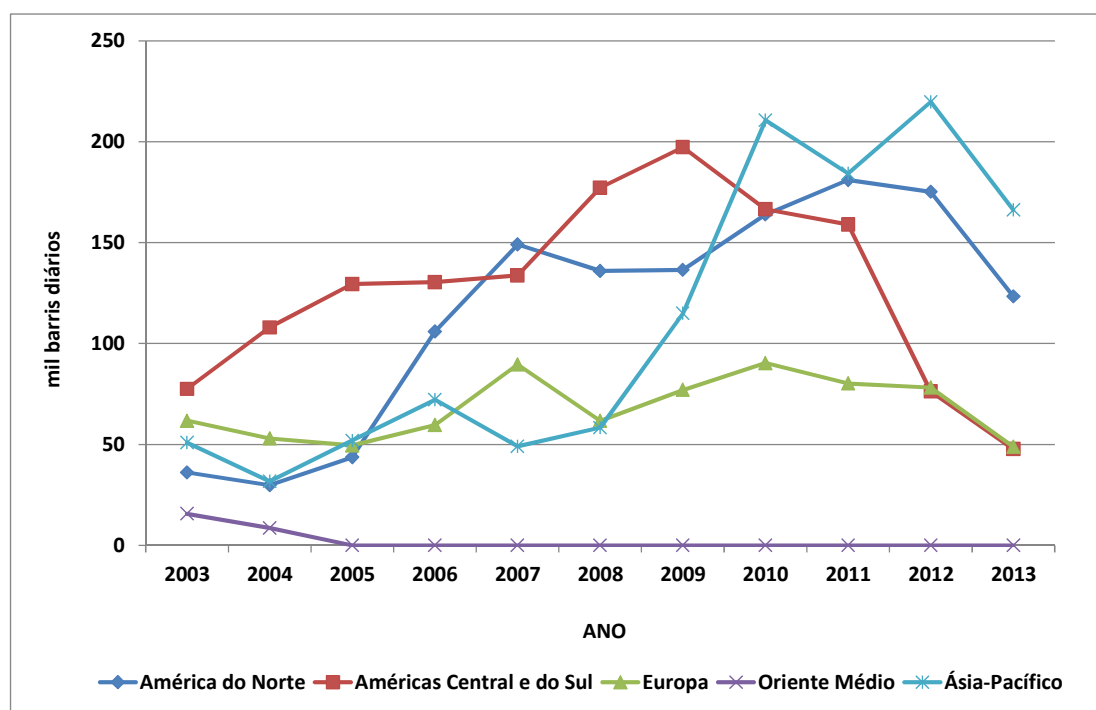
Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2014a).

Figura 2.7 - Importação e exportação de petróleo no Brasil no período compreendido entre 2000 a 2013.

A exportação de petróleo cresce de 0,02 milhões de bpd em 2000 para 0,39 milhões de bpd em 2013. Verifica-se também que somente a partir do ano de 2008 o Brasil exportou mais petróleo do que importou, tornando-se um exportador líquido desta *commodity* no período de 2008 a 2012. Entretanto, em 2013, o país passa, novamente, a importar um volume de petróleo ligeiramente superior ao que é exportado.

No período de 2000 a 2013, o Brasil exportou parte de sua produção e importou outros petróleos, principalmente leves árabes, destinados, prioritariamente a produção de lubrificantes da REDUC, e leves africanos que servem, essencialmente, para ajuste do elenco de petróleos nacionais nas refinarias brasileiras.

Analizando mais detalhadamente o último ano desta série (2013), o país importou, neste ano, 411.000 bpd de petróleo, 72% dos quais foram provenientes da África (principalmente a Nigéria) e 24% do Oriente Médio (ANP, 2014a). Nossas exportações, neste mesmo ano, totalizaram aproximadamente 386.000 bpd. Os destinos das exportações brasileiras de petróleo no período compreendido entre 2003 a 2013 são apresentados na Figura 2.8.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP (2014a)

Figura 2.8 - Histórico das exportações brasileiras de petróleo por destino: 2003 a 2013.

A Figura 2.8 mostra um avanço das exportações brutas de petróleo no período que abrange 2003 a 2013. Neste período as remessas de cru para o exterior partiram de 242 mil bpd em 2003 para 386 mil bpd no último ano, sendo que, em 2010, o volume ultrapassou 631 mil bpd. Até 2009, prevalecem às remessas para as Américas Central e

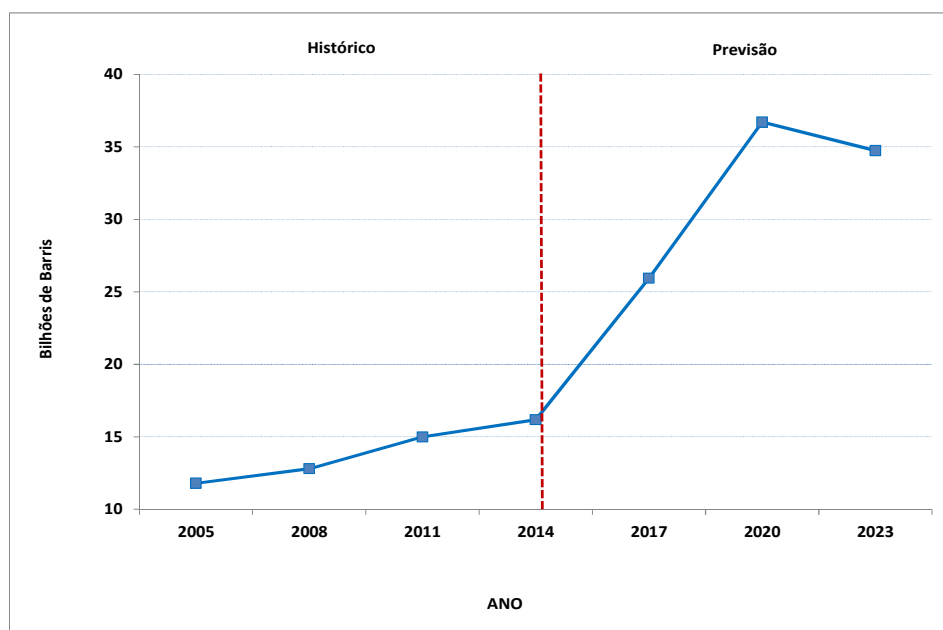
do Sul (37,5% do total em 2009), sendo expressivo o volume (151 mil bpd) demandado por países do Caribe neste ano (ANP, 2014a).

A partir de 2010, os países asiáticos apresentam-se como os maiores importadores do óleo brasileiro, com predominância da China e Índia. Por fim, desde o ano de 2006, a América do Norte, em especial os EUA, apresenta-se como o segundo mercado mais relevante para as exportações de petróleos brasileiros (ANP, 2014a).

2.3. As previsões para produção, consumo e excedentes de petróleo no Brasil

O conhecimento da evolução futura das reservas de petróleo é um componente fundamental a ser considerado no contexto do planejamento energético em escala de país. Junto com as previsões de produção, permite avaliar o indicador estratégico R/P⁹ que fornece subsídios sobre o tempo de esgotamento destas reservas.

Neste contexto, a Figura 2.9 apresenta o histórico (até o ano de 2014) e as previsões para a evolução das reservas provadas de petróleo no Brasil no período de 2005 a 2023.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP (2014a) e MME/EPE (2014).

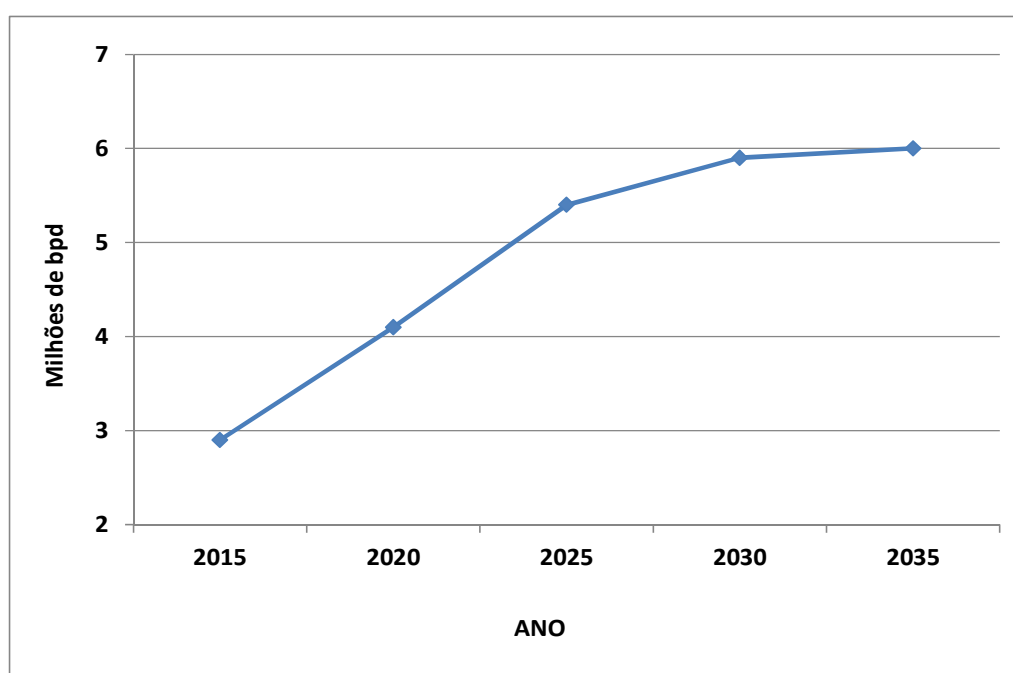
Figura 2.9 – Histórico e previsão da evolução das reservas provadas de petróleo no Brasil: 2005 a 2023.

⁹Razão entre a reserva provada e a produção. A R/P prevista para o Brasil nos próximos anos é de aproximadamente 22 anos (MME/EPE, 2014).

A análise da Figura 2.9 mostra que, pelas previsões da EPE, as reservas provadas brasileiras de petróleo saem de 21,4 bilhões de barris em 2014 e atingem o valor máximo de aproximadamente 37,0 bilhões de barris em 2020 (crescimento de 73%), mantendo-se no patamar de cerca de 35,0 bilhões de barris nos anos posteriores. O grande diferencial para o crescimento acentuado das reservas provadas de petróleo no Brasil são as descobertas na área do pré-sal.

Com o incremento significativo das reservas provadas, as previsões para a produção e exportação de petróleo do Brasil indicam a possibilidade de considerável aumento.

A produção brasileira de petróleo para o período de 2015 a 2035, projetada pela *International Energy Agency* (IEA, 2013), segundo o seu cenário de referência é apresentada na Figura 2.10.



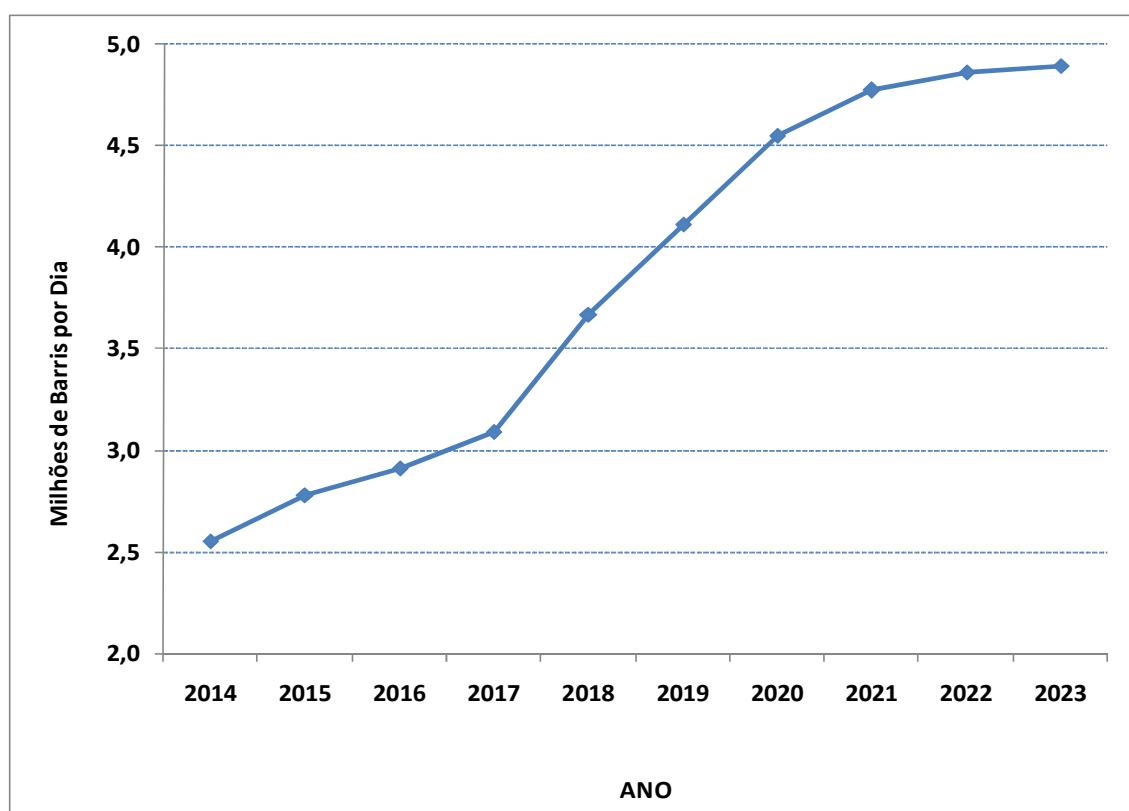
Fonte: Elaboração própria com base nos dados de IEA (2013).

Figura 2.10 - Previsão da produção de petróleo no Brasil para o período de 2015 a 2035, segundo a IEA.

Por esta projeção, o Brasil, que produziu em 2014 cerca de 2,3 milhões de bpd de petróleo (ANP, 2015), chegará a 2035 com uma produção de 6,0 milhões de bpd (crescimento de 161%). Ainda segundo a *International Energy Agency* (IEA, 2013) a

maior participação desta produção será proveniente da Bacia de Santos, por conta do desenvolvimento dos campos do pré-sal.

Não é só a IEA que projeta um grande crescimento para a produção de petróleo no Brasil. Projeções do governo brasileiro mostram a mesma tendência. Neste sentido, a Figura 2.11 apresenta as previsões de produção de petróleo para o Brasil feitas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2014-2023 (MME/EPE, 2014).



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de MME/EPE, 2014.

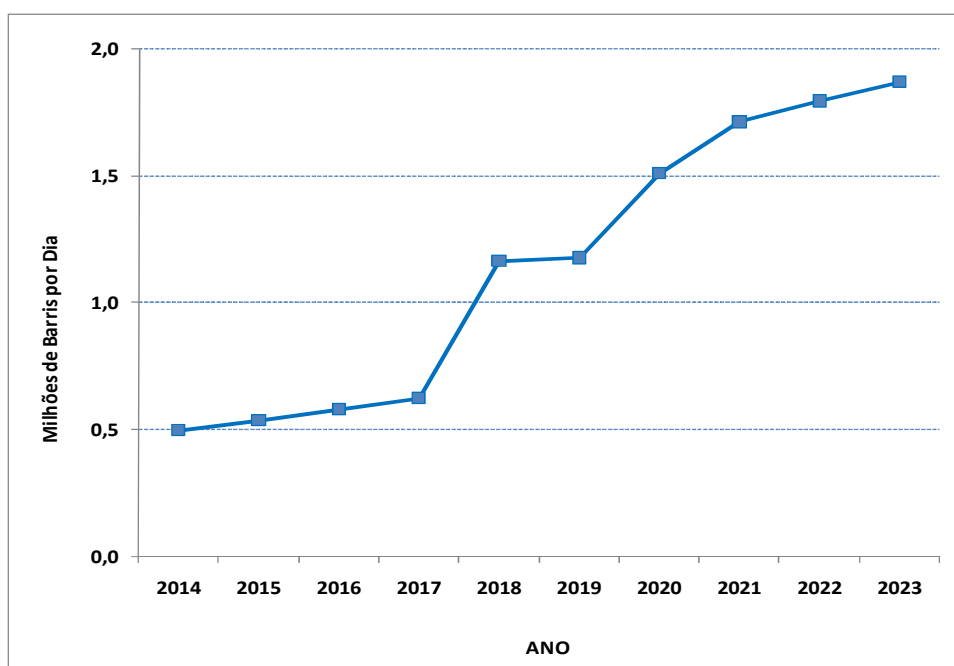
Figura 2.11 - Previsão para a produção de petróleo do Brasil no período de 2014 a 2023.

A Figura 2.11 mostra, pela previsão da EPE (MME/EPE, 2014), um aumento crescente da produção de petróleo no Brasil, atingindo o valor de 4,89 milhões de bpd em 2023.

A comparação dos valores projetados para a produção (seja da IEA ou da EPE) com os valores da demanda por petróleo no Brasil em 2020, que é estimada em 2,93

milhões de bpd pela IEA (IEA, 2013) e em 3,04 milhões de bpd pela EPE (MME/EPE, 2014), resulta em um excedente de petróleo, para este ano, entre 1,1 e 1,5 milhões de bpd¹⁰.

Desta forma, há uma possibilidade concreta da existência de excedentes de petróleo no Brasil nos próximos anos. Neste sentido, a Figura 2.12 apresenta as previsões destes excedentes de óleo feitas pela EPE (MME/EPE, 2014), considerando o atendimento da demanda interna e a permanência do parque atual de refino acrescido apenas das ampliações nas refinarias existentes e de novas plantas já definidas pela PETROBRAS e seus parceiros¹¹.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de MME/EPE, 2014.

Figura 2.12 - Previsão dos excedentes de petróleo do Brasil no período de 2014 a 2023.

¹⁰ Considera-se a exportação líquida de petróleo, ou seja, a exportação total menos as importações.

¹¹ No momento da elaboração desta tese, as refinarias ditas Premium faziam parte do cenário oficial de expansão do abastecimento do governo brasileiro, assim, inicialmente, foram consideradas como investimentos previstos (obrigatórios). Entretanto, no avançar deste trabalho, houve a percepção de que estas unidades industriais poderiam não ser de fato, realizadas, levando a decisão de se rodar cenários sem estas refinarias. A decisão de se rodar cenários sem as refinarias Premium mostrou-se acertada, uma vez que em janeiro de 2015 a PETROBRAS anunciou o encerramento destes projetos (PETROBRAS, 2015b).

A análise da Figura 2.12 mostra, pela previsão da EPE, um aumento crescente dos excedentes de petróleo no Brasil, até o ano de 2023, quando se atinge o valor máximo de 1,87 milhões de bpd (MME/EPE, 2014).

É importante ressaltar que o ritmo do crescimento da produção e, conseqüentemente, dos excedentes de petróleo previstos, serão fortemente dependentes da capacidade da indústria de fornecer equipamentos e mão-de-obra necessários para permitir a expansão da capacidade instalada (OHARA, 2014). Este é o principal fator que faz com que as previsões de produção da IEA (IEA, 2013) sejam mais conservadoras do que as da EPE (MME/EPE, 2014). Entende a Agência que a probabilidade de ocorrerem atrasos ao longo do processo de desenvolvimento dos campos de produção é bastante elevada (OHARA, 2014).

Além disso, há de se considerar também, para o ritmo de crescimento da produção, a capacidade de investimento da PETROBRAS, principalmente na atual conjuntura em que um plano de desinvestimento de US\$ 13,7 bilhões para o biênio 2015 e 2016 foi aprovado em reunião da diretoria executiva de 26 de fevereiro de 2015 (PETROBRAS, 2015a).

Outros autores também elaboraram previsões para a produção de petróleo do Brasil no ano de 2020, chegando a valores intermediários daqueles obtidos pela IEA (IEA, 2013) e pela EPE (MME/EPE, 2014). Por exemplo, GOLDEMBERG *et al.* (2014), com base em informações sobre campos em desenvolvimento ou com previsão de início de produção ao longo desta década, estimam que a produção de petróleo em 2020 será de 4,43 milhões de bpd. Já SARAIVA *et al.* (2013), utilizando um modelo multi-Hubbert e considerando as recentes descobertas do pré-sal, estimam que a produção de petróleo do Brasil em 2022 estará entre 4,58 e 4,69 milhões de bpd.

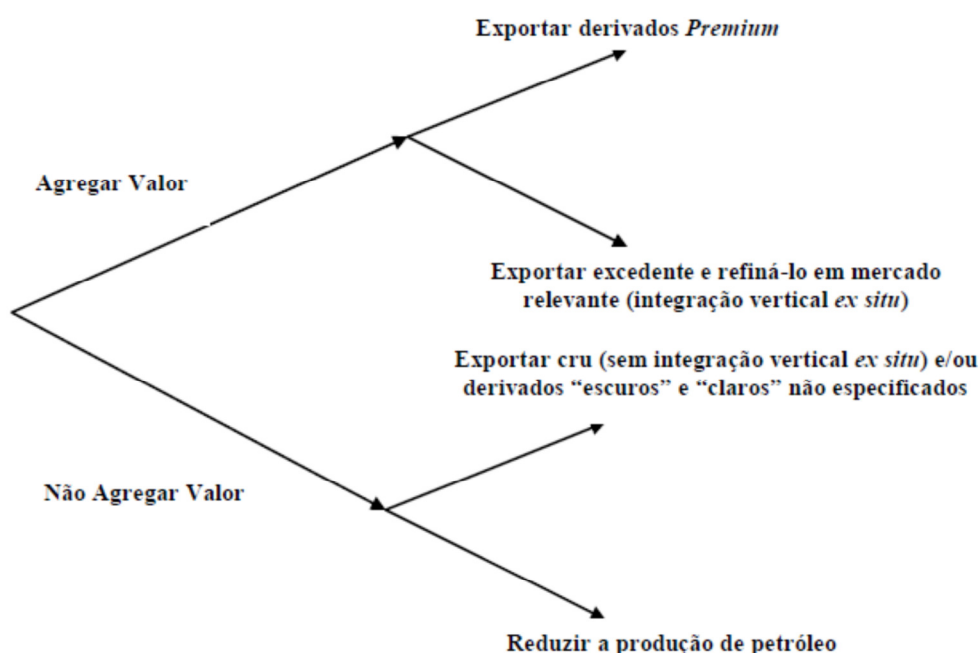
Assim, em todas as previsões de produção e demanda, verifica-se a possibilidade da existência de excedentes crescentes de petróleo no Brasil, principalmente devido à entrada em produção de campos da região do pré-sal. O melhor aproveitamento destes possíveis excedentes de petróleo impõe um grande desafio ao nosso país.

Neste sentido, conforme colocado por ULLER (2007), há quatro possibilidades de escolha para esta situação, a saber:

- i) Não agregar valor, reduzindo a produção brasileira de petróleo, de modo a não haver excedentes;

- ii) Não agregar valor, exportando crus, derivados escuros e/ou derivados leves e médios não especificados;
- iii) Agregar valor, construindo refinarias em território nacional e exportando derivados altamente especificados (derivados *premium*);
- iv) Agregar valor, moldando uma estratégia de integração vertical *ex-situ* (em outro mercado relevante) com E&P brasileiro e refino estrangeiro.

Assim, ainda de acordo com o mesmo autor (ULLER, 2007), existe uma árvore de decisões (Figura 2.13) com a qual a sociedade brasileira se depara na escolha de estratégias de ação para aproveitamento dos seus excedentes de petróleo.



Fonte: ULLER, 2007.

Figura 2.13 - Árvore de decisões de estratégias de ação para o aproveitamento de excedentes de petróleo.

É importante colocar que, conforme já descrito no capítulo 1 deste trabalho, o objetivo principal desta tese é justamente desenvolver uma modelagem que seja capaz de identificar a melhor opção para os excedentes brasileiros de petróleo.

A primeira estratégia de ação descrita por ULLER (2007), não agregar valor, reduzindo a produção de petróleo, à primeira vista, representaria uma boa opção no que concerne à segurança energética nacional, dado que o petróleo é um bem escasso.

Porém, além de não adicionar valor à cadeia do petróleo, esta estratégia geraria perda de receitas ao país. Ademais, conforme mostra SZKLO *et al* (2006), a redução do ritmo de exploração e produção, de forma a evitar o fluxo excedente de petróleos, poderia provocar um atraso no ciclo exploratório brasileiro e no conhecimento geológico das bacias petrolíferas. Assim, ao invés de interromper a produção, seria preferível ditar um ritmo para a exploração, escolhendo as áreas a serem licitadas, conforme o par “risco x atratividade”. Ou seja, licitar, principalmente, áreas de fronteira exploratória (com pouco conhecimento geológico), onde o sucesso de agregação de reservas fosse relativamente menor, mas o ganho com o conhecimento acumulado fosse progressivamente maior, excluindo as áreas de maior certeza geológica (SZKLO *et al.*, 2006; ULLER, 2007). Esta primeira opção de escolha não será considerada como uma estratégia possível neste estudo.

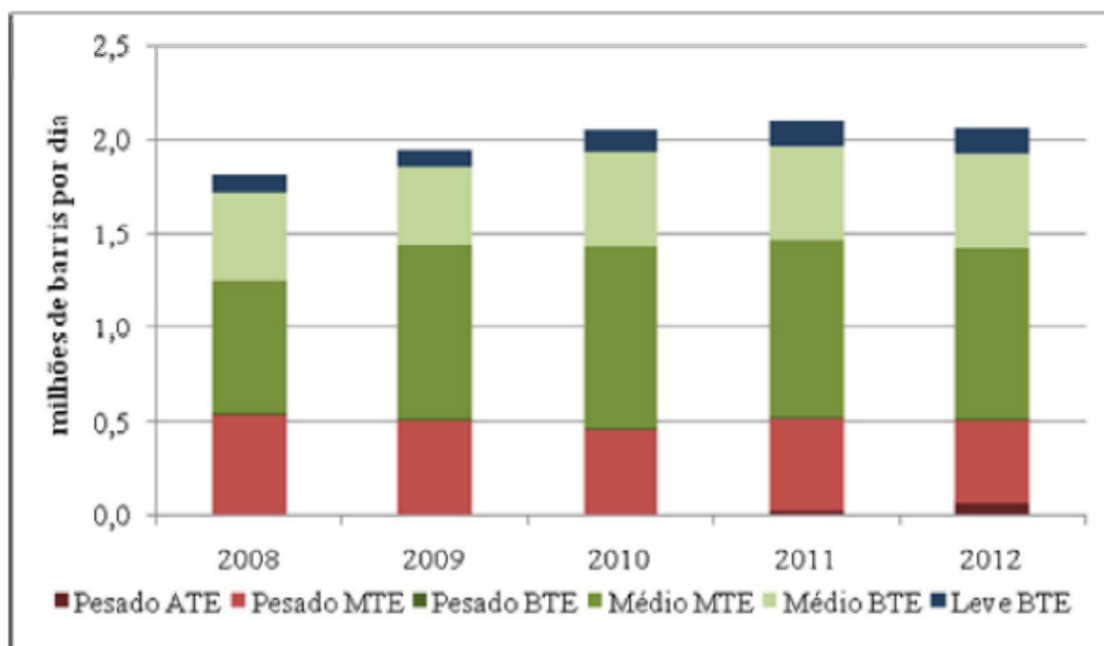
As três demais opções descritas por ULLER (2007) (exportação de crus, exportação de derivados *premium* e integração vertical *ex-situ*), serão abordadas, com maiores detalhes, no item 3.3.3 desta tese.

De qualquer forma, nesta nova condição de excedentes de petróleos, os produtores precisarão desenvolver mercados firmes, baseados em contratos de longo prazo ou parcerias, de modo a garantir o escoamento da sua produção, seja para venda do óleo cru, derivados e/ou processamento em refinarias no exterior.

2.4. O tipo de petróleo excedente

O conhecimento das principais características do petróleo excedente é de fundamental importância para a determinação do seu valor de mercado (este aspecto será discutido mais detalhadamente no capítulo 3 desta tese). Por sua vez, o valor de mercado deste petróleo excedente possui forte influência na escolha de seu destino e utilização final (exportação de óleo cru ou refino) e, no caso da escolha recair sobre o seu processamento, no esquema de refino a ser utilizado.

Neste sentido, a produção brasileira por tipo de petróleo (classificada quanto à densidade e ao teor de enxofre)¹² no período de 2008 a 2012 é apresentada na Figura 2.14.



Fonte: OHARA, 2014.

Figura 2.14 - Produção brasileira de petróleo no período de 2008 a 2012, classificada quanto à densidade e ao teor de enxofre.

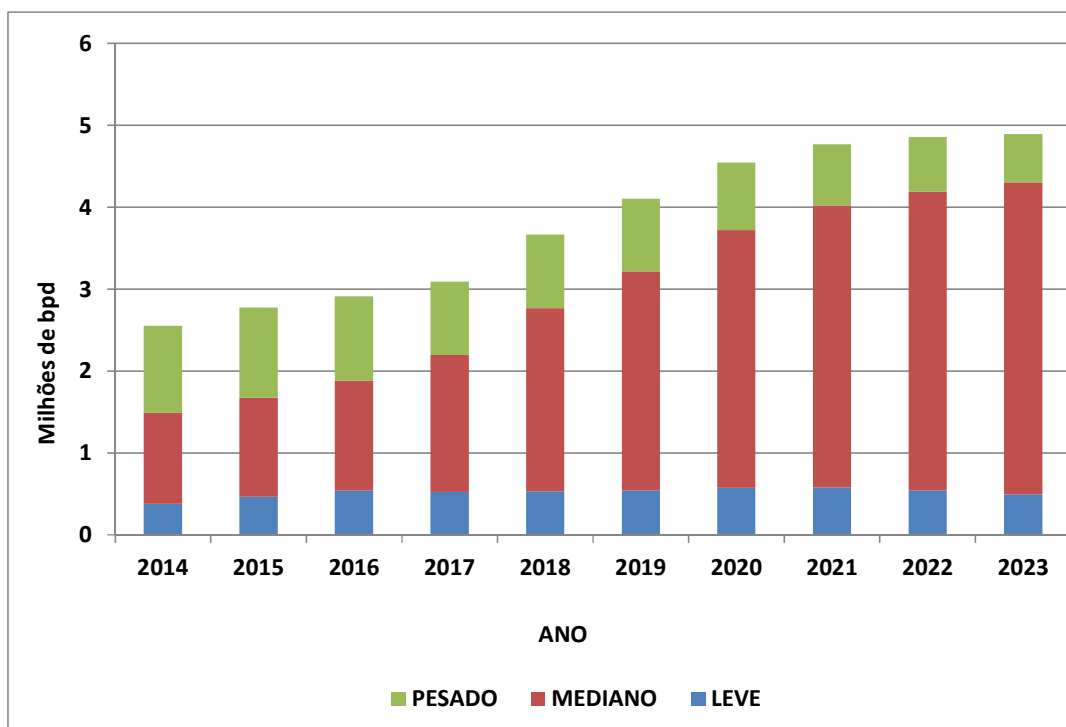
Pela análise da Figura 2.14, verifica-se que a maior parte dos petróleos produzidos no Brasil classifica-se como médios com baixos ou médios teores de enxofre. Nota-se também a contribuição importante dos petróleos pesados com teor de enxofre médio.

Como já dito anteriormente, o incremento na produção brasileira de petróleo se dará, principalmente, a partir de campos do pré-sal localizados na Bacia de Santos. Espera-se que estes petróleos sejam de boa qualidade, com densidade superior à média atualmente produzida no Brasil e classificados como crus medianos. Como exemplo, o petróleo do Campo de Lula, possui densidade de 29,3 °API (BG GROUP, 2014;

¹²Classificação quanto à densidade com base na Portaria ANP 09/2000 (ANP, 2000): Leve = °API ≥ 31; Médio = 31 > °API ≥ 22; Pesado = 22 > °API ≥ 10. Com relação ao teor de enxofre, neste caso, os óleos foram classificados em: Baixo Teor de Enxofre (BTE) = % m/m S ≤ 0,5; Médio Teor de Enxofre (MTE) = 0,5 < % m/m S ≤ 1,5; Alto Teor de Enxofre (ATE) = % m/m S > 1,5.

OHARA, 2014). Espera-se, portanto, para os próximos anos, uma contribuição ainda maior dos petróleos medianos em relação aos pesados na produção total brasileira.

Ratificando a posição do parágrafo anterior, mostra-se a seguir (Figura 2.15) as previsões da produção brasileira de petróleo, realizada pela EPE (MME/EPE, 2014), para o período de 2014 a 2023, classificada quanto à densidade.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de MME/EPE, 2014.

Figura 2.15 - Previsão da produção brasileira de petróleo, para o período de 2014 a 2023, classificada quanto à densidade.

A Figura 2.15 mostra um aumento crescente da participação dos petróleos medianos no total da produção nacional e uma diminuição considerável da participação dos petróleos pesados.

Conforme mostra BONFÁ (2011), o parque nacional de refino, nos últimos anos, preparou-se para o processamento de petróleos pesados, investindo em unidades de conversão, especialmente o coqueamento retardado. Assim, abre-se uma janela de oportunidade, podendo o refinador brasileiro optar por processar prioritariamente o petróleo pesado (seja em território nacional ou no exterior) e exportar volumes maiores de petróleos medianos e leves com maior valor de mercado.

3. CLASSIFICAÇÃO, FORMAÇÃO DE PREÇO E A VALORIZAÇÃO DO PETRÓLEO

3.1. Composição química e classificação dos petróleos

Pela Lei N^o 9.478 de 6 de agosto de 1997 (BRASIL, 1997), o petróleo é todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) define o petróleo também em relação às suas características físico-químicas como: “o petróleo pode ser considerado como toda mistura de hidrocarbonetos existentes na fase líquida nas condições originais de reservatório e que permanece líquido nas condições normais de pressão e temperatura na superfície, possuindo viscosidade absoluta menor ou igual a 10.000 centipoises, medida nas condições de temperatura original do reservatório e pressão de superfície” (ANP, 2000).

Entretanto, quando analisamos a composição química elementar média dos petróleos (ver Tabela 3.1), verificamos que além de carbono (C) e hidrogênio (H), o petróleo possui também em sua composição outros elementos químicos, como enxofre (S), nitrogênio (N), oxigênio (O) e metais.

Tabela 3.1 - Composição química elementar média do petróleo.

Elemento Químico	% (m/m)
Carbono	83,00 a 87,00
Hidrogênio	11,00 a 14,00
Enxofre	0,06 a 8,00
Nitrogênio	0,11 a 1,70
Oxigênio	0,10 a 2,00
Metais	Até 0,30

Fonte: THOMAS, 2001; MOREIRA, 2008.

Assim, nos parece mais adequada a definição dada pela *American Society for Testing Materials* (ASTM, 2015), para a qual petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos de ocorrência natural, geralmente em estado líquido, podendo incluir compostos de enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais, além de outros elementos.

Os principais hidrocarbonetos presentes no petróleo são os alcanos, sejam de cadeia normal (parafinas) ou ramificada (isoparafinas), os cicloalcanos (naftênicos) e os aromáticos. Uma das formas de classificação dos petróleos é em relação ao hidrocarboneto predominante em sua composição química. Neste aspecto, os petróleos

são classificados em parafínicos, naftênicos e aromáticos¹³. Os petróleos parafínicos, quando refinados, produzem frações de gasolina de qualidade inferior (menor octanagem¹⁴) do que àquela produzida pelos petróleos naftênicos ou aromáticos. No entanto, os petróleos parafínicos são mais adequados à produção de diesel (aumento do índice de cetano), ceras e lubrificantes.

É importante notar que as diversas correntes de petróleo diferem entre si, dependendo, entre outros fatores, das características geológicas do local de onde é extraído. Assim, os petróleos variam um em relação ao outro, quanto: ao tipo de hidrocarboneto presente em maior proporção em sua constituição química (parafínicos, naftênicos ou aromáticos); à densidade; ao teor de contaminantes (principalmente S, N e O) e ao índice de acidez total (IAT), entre outras características.

Conforme mostra a Tabela 3.1, o enxofre é o principal contaminante do petróleo, podendo estar presente na forma de diferentes compostos, tais como: enxofre elementar (S), ácido sulfídrico (H₂S), dissulfeto de carbono (CS₂), sulfeto de carbonila (COS), mercaptans (R-SH), sulfetos (R-S-R), dissulfetos (R-S-S-R), polissulfetos, tiofenos e benzotiofenos, conforme mostrado na Figura 3.1. Já as impurezas nitrogenadas (Figura 3.2) aparecem, principalmente, na forma de amônia (NH₃), ácido cianídrico (HCN), piridinas, quinolinas, indóis e pirróis. Por último, o elemento oxigênio está presente no petróleo na forma de: ácidos carboxílicos (R-COOH), muitas vezes com o grupo funcional carboxila (-COOH) ligado às cadeias de cicloalcanos (formando os ácidos naftênicos); fenóis (Ar-OH) e anidrido carbônico (CO₂), como mostra a Figura 3.3.

¹³É usual também caracterizar a classe do petróleo por meio de um fator denominado KUOP (Fator de Caracterização da *Universal Oil Products Company*). Este fator é definido por: $KUOP = 3\sqrt{TB / d}$, onde “TB” é o ponto de ebulição médio molar em graus Rankine e “d” a densidade da amostra a 60° F, em relação à densidade da água também a 60° F. O Fator KUOP é utilizado para a determinação da parafinicidade do petróleo. Assim, temos: KUOP > 12 = cru preponderantemente parafínico; 12 ≥ KUOP > 10 = predominantemente naftênico; KUOP < 10 = predominantemente aromático.

¹⁴ A octanagem é favorecida pela presença de compostos aromáticos e/ou com cadeias ramificadas na composição da gasolina.

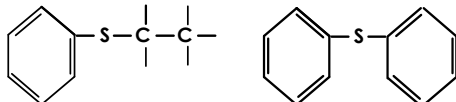
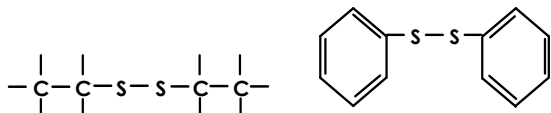
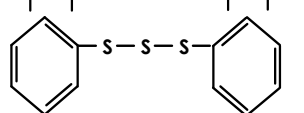
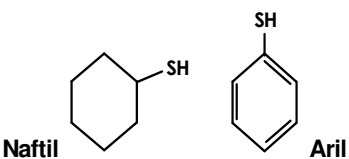
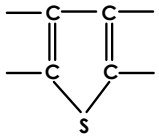
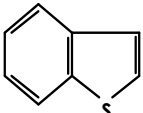
MERCAPTANS	SULFETOS
$\begin{array}{c} \\ -C- \\ \\ -C-SH \\ \end{array}$ Alifáticos Primários	$\begin{array}{c} \\ -C-C-S-C-C- \\ \quad \quad \quad \end{array}$ 
$\begin{array}{c} \\ -C- \\ \\ -C-SH \\ \end{array}$ Alifáticos Secundários	DISSULFETOS $\begin{array}{c} \\ -C-C-S-S-C-C- \\ \quad \quad \quad \end{array}$ 
$\begin{array}{c} \\ -C- \\ \\ -C-SH \\ \end{array}$ Alifáticos Terciários	POLISSULFETOS $\begin{array}{c} \\ -C-C-S-S-S-C-C- \\ \quad \quad \quad \end{array}$ 
	ENXOFRE EM ANÉIS <div> Tiofenos  </div> <div> Benzotiofenos  </div>
H_2S = Ácido Sulfídrico CS_2 = Dissulfeto de Carbono COS = Sulfeto de Carbonila	

Figura 3.1 - Principais impurezas sulfuradas presentes no petróleo.

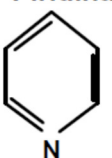
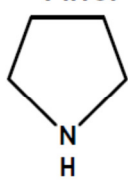
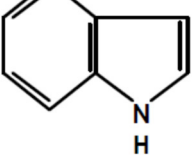
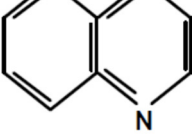
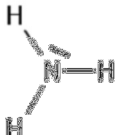
Piridina 	Pirrol 
Indol 	Quinolina 
Amônia 	Ácido Cianídrico $H-C \equiv N$

Figura 3.2 - Principais impurezas nitrogenadas presentes no petróleo.

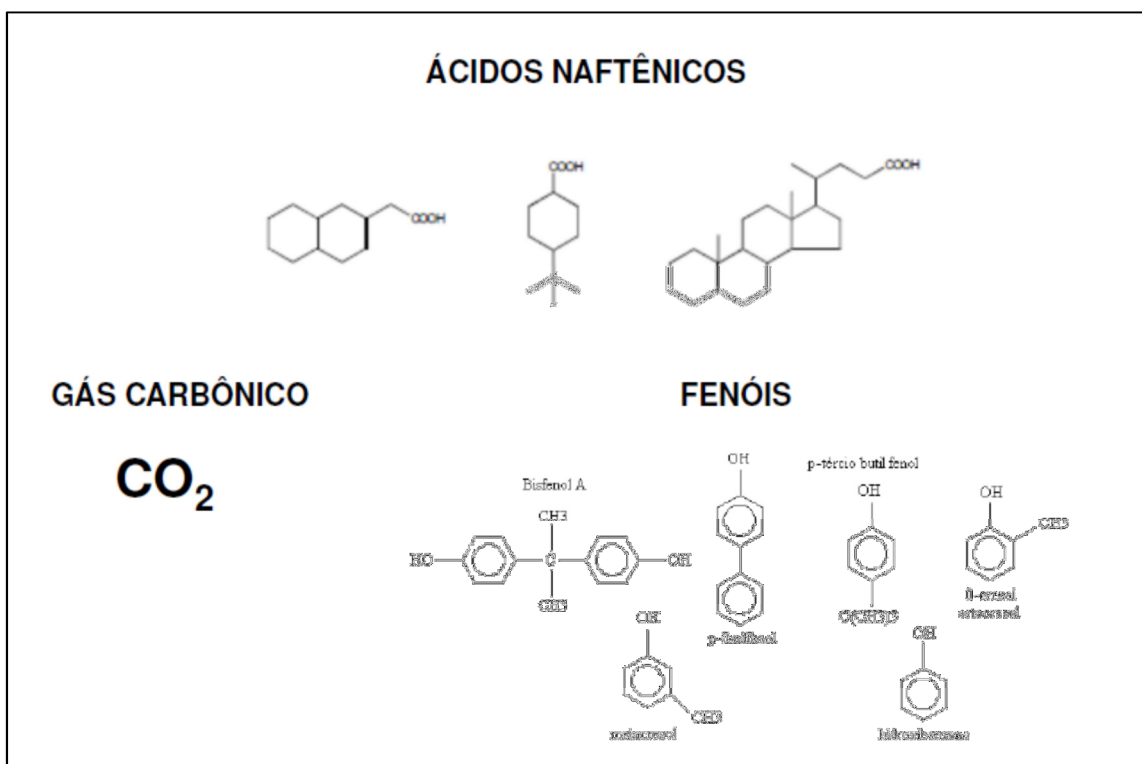


Figura 3.3 - Principais impurezas oxigenadas presentes no petróleo.

Além da classificação quanto ao hidrocarboneto predominante (parafínicos, naftênicos e aromáticos), os petróleos podem ainda ser classificados quanto à sua densidade e ao teor de enxofre.

Em relação à densidade, referida a 20⁰C/20⁰C, os petróleos, segundo a ANP (ANP, 2000), podem ser classificados em leves, medianos, pesados e extrapesados, conforme mostra a Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Classificação dos petróleos quanto à densidade.

Tipo de Petróleo	Densidade (g/cm ³)	Densidade (grau API ¹⁵)
Leve	≤ 0,87	≥ 31
Mediano	0,87 < g/cm ³ ≤ 0,92	31 > API ≥ 22
Pesado	0,92 < g/cm ³ ≤ 1,00	22 > API ≥ 10
Extrapesado	> 1,00	< 10

Fonte: ANP, 2000.

¹⁵API = [(141,5)/(densidade específica)] – 131,5, onde a densidade específica é a razão entre a densidade do produto e a densidade da água à mesma temperatura (60°F).

Petróleos mais leves tendem a ser mais valorizados no mercado internacional, uma vez que possuem maiores rendimentos em derivados nobres (GLP, nafta, querosene e diesel), sem a necessidade de investimentos vultosos em unidades de conversão.

Já em relação ao teor de enxofre, os petróleos podem ser classificados como doces ou azedos. São classificados como azedos os óleos com percentual em massa (% m/m) de enxofre superior a 0,5%. O teor de enxofre em petróleos, em geral, pode variar de 0,02% a 4% m/m (LIMA *et al*, 2012). Petróleos com teores de enxofre elevados têm seu valor comercial reduzido devido a fatores, tais como: a corrosividade dos compostos formados por este elemento, a possibilidade de contaminação de catalisadores das unidades de processo das refinarias e a necessidade de tratamentos mais severos para especificação dos derivados, o que contribui para maiores custos no processo de refino. É importante também notar que existe forte correlação positiva entre petróleos leves e doces, apesar de serem encontradas importantes correntes no mundo de óleos leves e azedos (por exemplo, na Arábia Saudita).

Outro aspecto importante em relação aos contaminantes presentes no petróleo refere-se ao grau de acidez. A acidez é dada, principalmente, pela presença de ácidos carboxílicos ($R-COOH$) no petróleo. Muitas vezes, o grupo funcional carboxila ($-COOH$) está ligado a cicloalcanos, dando origem aos ácidos naftênicos. O grau de acidez pode ser quantificado através do Índice de Acidez Total (IAT). O IAT é determinado através da titulação potenciométrica de uma amostra de petróleo com hidróxido de potássio (KOH) 0,1 mol/l (ASTM, 2006). O ponto final da titulação assegura que todos os ácidos da amostra foram neutralizados e o resultado é expresso em miligramas de KOH por grama de óleo titulado (mg de KOH/g de petróleo). Valores de IAT acima de 0,5 mg KOH/g de óleo acarretam problemas de corrosão durante o processo de refino. Atualmente, com base na determinação do IAT de um petróleo ou derivado, é possível estimar-se a corrosão de equipamentos em mm/ano. É importante notar que a previsão para a produção mundial de petróleos indica um aumento significativo da participação de óleos pesados e extrapesados e que, normalmente, estes apresentam grau de acidez superior aos leves e medianos (MIELNIK, 2012). Devido à necessidade de adaptações metalúrgicas nas refinarias para o processamento de petróleos com elevado grau de acidez, torna-se cada vez mais difícil utilizar sua mistura com outros óleos de menor acidez. Dessa forma, é esperado que óleos com grau de

acidez elevado já estejam sujeitos a descontos em seus preços, exclusivamente por essa característica.

3.2. A formação e os diferenciais dos preços dos petróleos

A quantidade e a variedade de petróleos comercializados no mercado mundial têm aumentado constantemente ao longo dos anos. Este aumento é uma resposta, em parte pelos interesses dos consumidores na diversificação das fontes de suprimento, em parte por conta do aumento da demanda mundial e pelo declínio de produção em regiões tradicionais, que tem incentivado a produção em fronteiras de exploração ainda pouco conhecidas (ENERGY INTELLIGENCE, 2011; OHARA, 2014).

Tendo em vista que o petróleo não é uma *commodity* homogênea, as diferentes propriedades físicas e químicas são determinantes na formação do seu preço e, conseqüentemente, em sua valorização e comercialização no mercado internacional. Ao longo das décadas de 1970 e 1980, o mercado buscou formas de precificar as diferentes correntes de petróleo a partir da análise de suas propriedades físicas e químicas em relação às propriedades de correntes consideradas de referência (petróleos marcadores).

Petróleos marcadores são aqueles que, por apresentarem certas características específicas, podem ter seus preços considerados como um bom reflexo da situação do mercado. Dentre estas características, entre outras, estão: um volume significativo de produção e um mercado bem desenvolvido que garanta transparência e liquidez às transações realizadas. Desta forma, ao negociar um petróleo qualquer a partir de um diferencial de preço em relação a um marcador, o comprador e o vendedor simplificam o processo de avaliação das condições do mercado, focando a transação nas diferenças de qualidade intrínsecas do petróleo em questão e o marcador e, ainda, em custos logísticos que podem variar de acordo com o local de produção e o centro de refino do óleo. Os principais marcadores globais são os petróleos *Brent* (38⁰ API e 0,37% m/m de teor de enxofre), referência para diversos petróleos na Europa, o WTI – *West Texas Intermediate* (40⁰ API e 0,40% m/m de teor de enxofre), referência para petróleos no mercado dos EUA e o *Dubai Fateh* (31⁰ API e 2,00% m/m de teor de enxofre), referência para os petróleos asiáticos¹⁶.

¹⁶Entretanto, o petróleo *Brent*, vem sendo cada vez mais utilizado nas fórmulas de precificação neste mercado (PLATTS, 2011; OHARA, 2014)

A obtenção dessa condição de marcador para os petróleos acima citados tem relação com a estrutura global do mercado no início dos anos 1980 e com características dos locais em que eram transacionados (ENERGY INTELLIGENCE, 2011; SILVÉRIO, 2012). Do ponto de vista da estrutura global, os mercados para o petróleo *Brent* e para o petróleo WTI representavam as duas principais regiões consumidoras do mundo, respectivamente os Estados Unidos da América (EUA) e a Europa Ocidental (SILVÉRIO, 2012). Estes dois mercados eram responsáveis por mais da metade do consumo de petróleo no início dos anos 1980. Assim, era possível afirmar que eventos de escassez ou excesso de petróleo no mercado global seriam prontamente refletidos nesses dois mercados específicos. Portanto, é possível inferir que os preços praticados nesses dois mercados seriam uma aproximação adequada para um preço “global” do petróleo (SILVÉRIO, 2012).

A discussão acerca da precificação das diversas correntes de petróleos incorpora as especificidades que determinam sua curva de destilação e, conseqüentemente, o rendimento de derivados. Em geral, petróleos mais pesados, com maior teor de enxofre ou com maior grau de acidez do que os petróleos de referência são negociados com descontos em relação a estes, tendo em vista o menor rendimento de frações leves no processo de refino, além de cuidados especiais que podem ser necessários para o seu processamento. Tais diferenciais de preços determinados pelas características dos petróleos são definidos como diferencial leve-pesado, no caso da densidade, diferencial doce-azedo, no caso do teor de enxofre, e diferencial de acidez, no caso do grau de acidez.

Conforme MACHADO (2004), existem três fatores principais, e inter-relacionados, que afetam o diferencial de preço leve-pesado, que podemos também generalizar para as demais qualidades intrínsecas dos óleos. Primeiro, o próprio balanço de oferta e demanda por tipo de óleo. Uma redução da oferta de petróleos leves, de baixo teor de enxofre ou de baixa acidez tenderá a provocar um estreitamento sobre os diferenciais de preços entre petróleos leves e pesados, doces e azedos ou com baixo e alto grau de acidez. Um segundo ponto é o balanço de oferta e demanda dos derivados de petróleo. O balanço para os diferentes derivados pode impactar a demanda por petróleos de qualidades específicas, ou seja, haverá uma demanda maior por petróleos com maior rendimento no derivado que apresenta demanda mais significativa em relação à oferta (balanço desfavorável). Assim, para o caso do diferencial leve-pesado, a

maior demanda por derivados leves, médios ou pesados tem também um impacto sobre a qualidade do petróleo a ser processado na refinaria. Portanto, um aumento do prêmio para os derivados leves em relação aos derivados pesados aumenta a demanda por petróleos leves, que rendem maiores frações de produtos leves, e aumenta o diferencial de preço destes em relação aos demais petróleos.

O terceiro e último fator diz respeito às características do parque de refino disponível, seja em relação à questão de capacidade de conversão e tratamento, seja em relação à adaptação metalúrgica para o processamento de petróleos azedos ou ácidos. Uma refinaria, mesmo possuindo capacidade de conversão para processar óleos pesados, pode não estar adaptada, seja do ponto de vista metalúrgico, seja da capacidade de tratamento, para refinar correntes com alto teor de enxofre ou elevado grau de acidez. O processamento de petróleos azedos e ácidos nesta refinaria poderia não levar a produção de derivados adequadamente especificados, além de danificar a estrutura das diferentes unidades de processo e demais equipamentos. Para que a refinaria possa processar petróleos azedos é necessário que haja investimentos expressivos em unidades de tratamento com elevado nível de severidade para que os derivados possam ser corretamente especificados. Da mesma forma, para processar petróleos com elevado grau de acidez, são necessários investimentos em materiais metalúrgicos adequados para a construção ou revestimento de unidades de processo e equipamentos, de modo a evitar a corrosão. Obviamente que estes investimentos, tanto em unidades de tratamento, quanto em materiais especiais, impactam os custos do refino. Assim, um aumento na participação de óleos azedos ou ácidos na oferta global de petróleo que não seja acompanhado de concomitante adequação do parque de refino resultaria em ampliação dos descontos destas correntes em relação aos petróleos de referência.

Ao se fazer uma breve retrospectiva da evolução dos diferenciais de preços entre petróleos leves e pesados, observa-se a elevada volatilidade desse indicador, refletindo mudanças importantes no mercado internacional desta *commodity* e, consequentemente, na rentabilidade da atividade de refino. Vejamos o detalhamento a seguir.

A primeira década do século XXI é emblemática e bastante didática sobre as oscilações dos diferenciais de preços entre petróleos leves e pesados e de seus impactos sobre as margens de refino (LIMA *et al*, 2012). Nesta época, a economia mundial inicia um ciclo virtuoso impulsionado pelos países emergentes, em especial a China. Estes países passam a ser a força motriz da demanda global por petróleos e seus derivados. É

importante notar que o perfil de crescimento destes países está suportado por um modelo intensivo em energia, principalmente proveniente de combustíveis fósseis. Além disso, a política regulatória de algumas destas nações é baseada em controle de preços de determinados derivados de petróleo (em especial gasolina e diesel), com finalidade de controle inflacionário. Um dos resultados desta forma de atuação foi o choque (aumento) de demanda de derivados de petróleo que a economia mundial passou a sentir a partir de 2004 (LIMA *et al*, 2012).

Assim, enquanto a demanda por derivados leves e médios crescia em ritmo acelerado e as especificações dos combustíveis automotivos se tornavam cada vez mais restritivas, grande parte do parque internacional de refino não estava preparado para processar petróleos pesados, azedos e/ou ácidos.

A inadequação do parque de refino à carga disponível para atendimento da demanda por derivados levou a uma ampliação bastante expressiva dos diferenciais de preços entre petróleos leves e pesados (leve muito valorizado em relação ao pesado). Desta forma, empresas que possuíam refinarias com elevado nível de complexidade, sendo capazes de processar estes petróleos depreciados, com altos níveis de descontos, conseguiram obter elevadas margens de refino.

Entretanto, com a crise econômica deflagrada no segundo semestre de 2008, o cenário muda completamente. A crise gera uma nova dinâmica ao mercado mundial de petróleo e derivados, resultando em um significativo estreitamento do diferencial de preços entre petróleos leves e pesados (LIMA *et al*, 2012). A demanda por derivados de petróleo diminui significativamente e, além disso, o quadro é agravado pela entrada em operação de inúmeros projetos de modernização de refinarias que haviam sido planejados em anos anteriores com o objetivo de aumentar a capacidade de conversão e tratamento para o processamento de óleos pesados, azedos e ácidos. Temos ainda, como agravante deste cenário, a expansão da produção de óleos leves e condensados, além do aumento da produção de LGN nos EUA.

O resultado desta conjunção de fatores foi a redução do volume de petróleo processado e o fechamento de diversas refinarias (em especial as de baixa complexidade), principalmente na Bacia do Atlântico, na costa leste dos EUA e na Europa (LIMA *et al*, 2012).

Ao longo de 2010, a redução da crise, a retomada da atividade econômica nos países emergentes e a recuperação do preço do petróleo, viabilizaram um alargamento nos diferenciais de preços entre petróleos leves e pesados.

Já em 2011, questões geopolíticas e eventos naturais, mais uma vez, impactaram o mercado de petróleo e voltaram a estreitar os diferenciais entre os preços de leves e pesados. O conflito armado na Líbia e o terremoto no Japão tiveram forte influência, respectivamente, na redução da oferta de óleo leve e no aumento da demanda de frações pesadas (principalmente óleo combustível) voltadas para o atendimento de demanda para geração de energia elétrica. Desde então, os diferenciais de preços entre correntes leves e pesadas vêm se ajustando às questões de mercado, aumentando sua correlação com os preços dos petróleos de referência.

Existem diversas abordagens para a determinação do valor relativo entre petróleos com diferentes especificações. Normalmente, as refinarias valorizam seus petróleos com base na destilação PEV – Ponto de Ebulição Verdadeiro (ASTM, 2013a; ASTM, 2013b). Este ensaio laboratorial tem como objetivo a caracterização do petróleo, dando como resultados gráficos de distribuição, nos quais se pode definir o rendimento do petróleo, em seus diferentes derivados, mostrando as porcentagens de volume destilado em função da temperatura. Assim, é possível estimar os rendimentos dos produtos que serão obtidos na destilação, informação importante sob o aspecto operacional do fracionamento do petróleo antes deste ser processado. Com base nesses resultados, estima-se o valor adequado para o petróleo, levando em consideração a tecnologia e as unidades de processo disponíveis na refinaria.

No entanto, o ensaio PEV é um procedimento caro e que demanda tempo considerável para sua realização. Estas características o tornam pouco prático quando o analista deseja ter apenas uma ideia preliminar de diferenciais de preço entre o petróleo considerado e um determinado óleo de referência. Neste sentido, vários estudos mostram a utilização de abordagens estatísticas ou de regressões múltiplas para lidar com este tipo de problema e permitir comparações diretas entre petróleos (SILVÉRIO, 2012).

Estes estudos geralmente focam nos diferenciais de preços entre petróleos leves e pesados e doces e azedos. WANG (2003), utilizando um conjunto de dados de 1992, estima que cada unidade adicional de grau API em relação a um petróleo marcador aumenta o preço de um determinado petróleo em US\$ 0,13/bbl. BACON E TORDO

(2004), além da densidade e do teor de enxofre, analisam também a questão da acidez sobre os diferenciais de preços. Utilizando um conjunto de dados mais recentes, de abril de 2004 a junho de 2005, estes autores estimam que cada grau adicional de API aumenta o preço de um petróleo em cerca de US\$ 0,28/bbl, para um preço do petróleo *Brent* de US\$ 40/bbl. Em relação ao grau de acidez, os autores (BACON E TORDO, 2004) concluem que, para cada unidade adicional de IAT, o preço é reduzido em US\$ 2,04/barril em relação ao petróleo *Brent*, também para um nível de US\$ 40/bbl para o petróleo de referência.

Mais recentemente ainda (dados de junho de 2009), STRATIEV *et al.* (2010), analisando as diferenças entre preços médios de grupos de petróleos com qualidades distintas, concluíram que um petróleo de alta acidez ($IAT > 0,5$ mg KOH / g petróleo) pode ter seu preço, aproximadamente, US\$ 9/bbl menor do que outros petróleos de baixa acidez, mas com mesma densidade e teor de enxofre.

Em 2012, LIMA *et al.* (2012), a partir de uma análise estatística, avaliaram o impacto de diferenças de qualidade entre petróleos sobre os diferenciais de preços. Foram avaliados os impactos da densidade, teor de enxofre e grau de acidez de diferentes petróleos em relação ao *Brent*. Para isso, foi utilizada uma amostra com 90 petróleos, coletada no intervalo de tempo de janeiro de 2009 a dezembro de 2010. Os resultados apontam para um prêmio de US\$ 0,002 por dólar de petróleo *Brent* para cada unidade adicional de grau API, um desconto de US\$ 0,056 por dólar de petróleo *Brent* para cada unidade percentual adicional de teor de enxofre e um desconto de US\$ 0,09 por dólar de petróleo *Brent* para cada unidade adicional de IAT.

3.3. O refino e a valorização do petróleo

3.3.1. O refino na cadeia produtiva da indústria do petróleo

O refino é uma etapa importante na cadeia produtiva da indústria do petróleo, uma vez que permite acesso aos mercados pela transformação do óleo cru, sem nenhuma utilização comercial, em derivados padronizados e largamente usados em diversos setores da economia, principalmente no setor de transportes (TAVARES, 2005). Ou seja, o refino agrega valor ao petróleo.

As atividades integrantes da cadeia produtiva de petróleo e gás natural podem ser agrupadas em dois grandes blocos:

- *Upstream*: onde se encontram atividades correlatas à exploração e produção do óleo e gás natural;
- *Downstream*: caracterizado pelas atividades de transporte, refino, distribuição e comercialização de petróleos e derivados.

De uma forma geral, as principais empresas de petróleo buscam processar o petróleo perto dos grandes centros de consumo, de forma a reduzir os custos relativos de transporte¹⁷ e garantir a disponibilidade dos produtos nestas localidades. Na lógica da integração vertical, o negócio do refino é visto como parte do negócio petrolífero, sem que muitas vezes as empresas busquem uma margem de retorno específica para este segmento da cadeia (TAVARES, 2005).

Como já dito anteriormente, cada tipo de petróleo possui um determinado rendimento de suas frações básicas. Entretanto, a demanda pelos diferentes derivados pode variar em cada mercado consumidor. Por isso, cada refinaria é projetada e construída em função dos tipos de petróleos a ser processados e da demanda, em volume e qualidade, dos diferentes derivados nos mercados local e internacional a ser atendidos por esta unidade industrial (ABADIE, 2011; MIELNIK, 2012). Nesta mesma linha, SIDAWI *et al.* (2003) mostram que as relações entre os rendimentos do petróleo, a complexidade do esquema de refino e as necessidades do mercado consumidor é que definirão que tipos de petróleos serão mais ou menos atrativos para determinada refinaria.

Neste aspecto, uma refinaria destiladora apresenta sérias limitações para produzir, em volume e qualidade, derivados de petróleo para atender a um mercado consumidor, ficando extremamente dependente de determinados tipos de óleos a ser processados. Para que uma refinaria seja mais flexível em relação à carga processada e consiga atender de maneira adequada as especificações de qualidade dos derivados de petróleo é necessária uma capacidade considerável em unidades de conversão e tratamento. São as unidades de conversão que aumentam a rentabilidade de uma refinaria, pois permitem processar petróleos mais pesados (de menor valor) e transformar frações depreciadas da destilação em derivados de alto valor agregado.

¹⁷Transportar petróleo é mais barato que transportar derivados. O valor do frete é maior para navios de derivados, principalmente os claros, do que para navios de petróleo (TAVARES, 2005).

Um dos parâmetros fundamentais da lucratividade de uma refinaria é a margem realizada pelos refinadores, definida como a diferença entre os preços praticados na venda dos derivados e o preço de compra do petróleo bruto (*crack spread*). Assim, o processamento de um petróleo pesado, mais barato, permite ao operador de uma refinaria complexa (com alto grau de conversão) capturar uma renda gerada pelo diferencial de preço entre os derivados valorizados e o óleo depreciado.

3.3.2. O mercado *spot* e a valoração do petróleo pela metodologia *netback pricing*

Na indústria do petróleo, as técnicas de avaliação e valorização do petróleo seguem a lógica do valor deste produto no *downstream*. Além dos fatores relacionados à curva de destilação, densidade, teor de enxofre e grau de acidez, outro importante fator que valoriza mais ou menos o óleo é a utilização que cada refinaria fará com aquela carga específica (CRUZ, 2007). Assim, o valor de um petróleo pode ser diferente para cada refinaria, ou seja, um óleo pode valer muito para uma empresa “A” e não ser de interesse de outra empresa “B”.

Desta forma, a indústria do petróleo busca identificar técnicas e metodologias que permitam ao refinador determinar o valor ideal de compra de determinado petróleo a ser processado. Uma das técnicas de valoração do petróleo mais utilizada é a *netback pricing*. O *netback pricing* refere-se a uma metodologia em que o preço de oferta de um bem (no caso o petróleo) é determinado com base no preço de demanda de seus produtos finais (neste caso, os derivados) menos uma margem que remunere os custos ao longo da cadeia, como refino, transporte, revenda e distribuição (SIDAWI *et al.*, 2003; VIEIRA, 2008). Isso permite a comparação do valor que o petróleo tem para uma refinaria específica (em função dos derivados produzidos) com o preço deste no mercado. Caso a diferença entre o valor calculado e o preço de mercado esteja mostrando uma margem positiva, a negociação da compra pode ser efetuada.

Para compreender a origem da metodologia *netback pricing*, vamos analisar o início e o funcionamento dos mercados *spot* de petróleo. Os mercados *spot* existem desde a década de 1960. Nesta época, a cadeia de suprimento da indústria do petróleo era dominada por grandes empresas internacionais integradas verticalmente, funcionando como oligopólio dos países exportadores de petróleo. Estas empresas gozavam de concessões vantajosas para a exploração e produção de petróleo nos

principais países detentores de reservas. Além disso, possuíam elevada participação na comercialização de derivados nos grandes mercados consumidores dos países europeus. Desta forma, a maior parcela da movimentação de petróleo estava restrita aos sistemas internos de distribuição destas companhias, havendo pouca ou quase nenhuma comercialização entre empresas distintas (YERGIN, 2009; SILVÉRIO, 2012). Ou seja, o preço do petróleo era estipulado de forma unilateral pelas *majors*. Importante notar que os preços dos petróleos nesta época não possuíam qualquer relação com a competição de mercados e as variações de oferta e demanda. Eram determinados por estas empresas e serviam basicamente para que fosse possível a realização dos cálculos dos impostos e dos *royalties* devidos pelas concessionárias aos governos dos países de suas concessões (MABRO, 1984; SILVÉRIO, 2012).

Desta forma, quer por falta de liquidez, quer porque o volume de transações era muito reduzido, o peso dos mercados *spot* neste período era muito pequeno em relação ao volume total de petróleo transacionado no mundo (3% a 5% conforme VIEIRA, 2009). A principal função dos mercados *spot* era a de permitir a estas grandes empresas, caso necessário, adquirir certa quantidade de petróleo que estivesse acima de um valor planejado por elas originalmente. Assim, esta empresa poderia entrar em transações com outras companhias que pudessem disponibilizar alguma carga extra para venda (ENERGY INTELLIGENCE, 2011; SILVÉRIO, 2012).

Entretanto, dois fatores importantes: i) a criação, em 1960, da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e ii) as descobertas de petróleo em países não pertencentes a OPEP, fizeram com que mudanças significativas ocorressem nas décadas de 1970 e 1980 (MABRO, 2005; SILVÉRIO, 2012).

Com a criação da OPEP, foi inaugurado, nos países membros, um movimento de busca por uma parcela maior da renda petrolífera. Esta busca se materializou na forma de pressões sobre os concessionários por alterações em cláusulas dos contratos existentes, por elevações unilaterais de preços do óleo e pela busca por participação nos consórcios para exploração e produção. As condições de mercado da época mostravam um aumento significativo da demanda global por petróleo e uma participação cada vez maior da OPEP na oferta desta *commodity*. Assim, o poder de barganha da Organização tornou-se cada vez maior, favorecendo ainda mais os questionamentos em curso.

O plano político existente naquele momento também favoreceu este movimento. A ascensão ao poder, em muitos países membros da OPEP, de governos de orientação

mais nacionalista, ampliou a busca por maior controle e participação do Estado nas riquezas petrolíferas. Toda essa pressão culminou com os movimentos de nacionalização da indústria petrolífera em vários países no final da década de 1960 e início da década de 1970 (SILVÉRIO, 2012). Com isso, os países exportadores passam a ter um controle maior sobre os volumes produzidos, os preços praticados e, como consequência, a receita auferida com a exploração e produção de petróleo. A importância desta nacionalização sobre o aumento da relevância dos mercados *spot* é bastante significativa. A nacionalização da atividade de exploração e produção de petróleo acaba com a cadeia interna de suprimento das grandes empresas, levando para o mercado transações de compra e venda de óleo anteriormente realizadas dentro de sua própria cadeia verticalizada.

Outro fator que contribuiu para as importantes mudanças ocorridas nas décadas de 1970 e 1980 e o aumento da participação dos mercados *spot* nas transações de compra e venda de petróleo foram as descobertas em países não-OPEP, principalmente nos campos *offshore* do Mar do Norte. Estas novas descobertas também contribuíram, significativamente, como importante fator para o aumento dos volumes de petróleo comercializados no mercado *spot* (MABRO E HORSNELL, 1994; SILVÉRIO, 2012). Note-se que o petróleo produzido no Mar do Norte não era resultado da exploração e produção de uma única empresa, mas sim de um grupo de companhias que contemplava tanto as *majors*, quanto empresas independentes. Assim, a posse do petróleo era diversificada e nem todas as companhias possuíam cadeia suficientemente integrada que as permitisse não recorrer ao mercado *spot* para a venda da sua produção.

Portanto, a necessidade de conciliar o menor ritmo de expansão da demanda observado nesta época com uma oferta crescente de petróleo produziu um ambiente competitivo desfavorável para os produtores de petróleo da OPEP (MABRO, 1984; SILVÉRIO, 2012). Apesar de um acordo selado entre todos os países membros da Organização para a redução da produção e, conseqüentemente, a manutenção dos preços mais elevados, apenas a Arábia Saudita honrou o compromisso. Os demais países não reduziram a sua produção, buscando maximizar suas receitas petrolíferas no curto prazo, escoando o seu produto de forma indireta (através de traders) (PINTO JÚNIOR e NUNES, 2001; SILVÉRIO, 2012). Ao adotarem uma postura competitiva e desrespeitarem os acordos da Organização, os países membros da OPEP contribuíram para o crescimento dos mercados *spot*. Outros países, não pertencentes à Organização,

também passaram a utilizar os mercados *spot*, incentivados pela oportunidade de vender seus produtos por um preço melhor (PINTO JÚNIOR e NUNES, 2001).

Em função do cenário acima descrito, a pressão sobre as receitas da Arábia Saudita, provenientes da redução da venda de petróleo, atingiu um ponto insustentável para o país, obrigando seus governantes a tomarem atitudes para reverter este quadro (MABRO, 1987; SILVÉRIO, 2012).

Uma das atitudes tomadas pela Arábia Saudita foi a adoção de contratos de venda de petróleo com precificação baseada em *netback pricing*. Ou seja, contratos que garantiam a rentabilidade do refinador, ao atrelarem os preços dos petróleos aos preços dos derivados produzidos pelas refinarias. Tal ação teve duas consequências importantes para o mercado internacional de petróleo: i) a Arábia Saudita aumenta a sua produção e recupera participação no mercado; ii) em função da concorrência, o contrato baseado em *netback pricing* difunde-se na indústria petrolífera, criando um ambiente de incentivo à maximização da capacidade utilizada pelos refinadores.

Assim, já no final de 1982, mais da metade do petróleo comercializado no mundo era vendido no mercado à vista, ou a preços do mercado à vista.

3.3.3. Estratégias possíveis para agregação de valor ao petróleo

Um grande dilema para países com excedentes de petróleo é o que fazer com este volume, de modo a apropriar-se da maior renda possível. Como já dito em seções anteriores, basicamente há três opções básicas: i) exportação do óleo cru agregando valor *ex-situ*¹⁸; ii) exportação do óleo cru sem agregar valor *ex-situ*; iii) exportação de derivados altamente especificados.

De uma forma geral, historicamente a exportação de petróleo tem sido mais rentável que a atividade de refino, embora possa não ser uma boa estratégia de agregação de valor a um óleo descontado em relação aos marcadores como o brasileiro.

O refino, muitas vezes, convive com períodos de margens apertadas ou mesmo negativas. A principal dificuldade do refino é que a construção de uma refinaria é um projeto altamente intensivo em capital e com maturação no longo prazo. Agrava ainda mais esta situação o fato de que o aumento das restrições ambientais e de especificação de motores exige, cada vez mais, a formulação de derivados de melhor qualidade. Os

¹⁸Agregar valor ao excedente de petróleo, moldando uma estratégia de integração vertical em outro mercado relevante (*ex-situ*) com E&P no Brasil e refino em outro país.

principais mercados de consumo, como Estados Unidos, Europa e Japão só importam combustíveis com especificações bastante severas de qualidade. Isso acarreta a necessidade de aumento da complexidade das refinarias, ampliando, ainda mais, o valor dos investimentos dos projetos. Além disso, a logística no transporte de derivados é mais complexa e mais custosa que a necessária para a entrega do óleo cru. Assim, para um país que possui excedentes de petróleo (como poderá ser o caso do Brasil), a construção de refinarias em seu próprio território para a exportação de derivados para outros mercados consumidores pode não ser a opção mais atrativa do ponto de vista econômico.

Por outro lado, a opção pela exportação de óleo cru em detrimento dos derivados não agrega valor aos petróleos descontados em relação aos marcadores, além de existir a hipótese de que sua escolha poderia fazer o país incorrer em um risco político e econômico (maldição do petróleo¹⁹ e doença holandesa²⁰) ao se tornar um grande exportador desta *commodity*.

Assim, como forma de garantir a demanda por seus insumos, a agregação de valor ao petróleo (principalmente os pesados) e a menor volatilidade dos preços, os exportadores de petróleo podem trabalhar as três opções básicas citadas no primeiro parágrafo desta seção, utilizando as seguintes estratégias: i) celebração de contratos de longo prazo para fornecimento do óleo; ii) construção de novas refinarias, seja em território nacional ou no exterior; iii) aquisições e ampliações de refinarias em mercados relevantes.

Desde a década de 1980, empresas estatais exportadoras de petróleos pesados, como a mexicana PEMEX e a venezuelana PDVSA adotaram a celebração de contratos de longo prazo para fornecimento de seus crus, principalmente com refinadores norte-americanos. Tal ação tinha como objetivo garantir, principalmente, a demanda por seus óleos, com menor volatilidade dos preços. Normalmente, tais contratos possuíam tempo de duração de 15 a 20 anos e cláusulas em que os refinadores se comprometiam a investir em unidades de conversão em seus parques industriais. Apesar de ser uma estratégia sem custos para os exportadores de petróleo e, portanto, de menor

¹⁹ Expressão utilizada para retratar a realidade de países que, apesar da existência de grandes riquezas de petróleo, permanecem com baixo índice de desenvolvimento humano, calculados a partir da renda, educação e expectativa de vida (BARBI, 2008).

²⁰ Refere-se à desindustrialização decorrente de alto crescimento das exportações de petróleo, induzindo a valorização da moeda local e consequente crescimento das importações (PEREIRA, 2010).

necessidade de investimentos e de menor risco, os contratos de longo prazo para fornecimento de petróleo não agregam valor aos crus descontados. Ou seja, a contratação de longo prazo, em termos de adição de valor ao petróleo, tem pouca vantagem sobre a livre negociação nos mercados à vista internacionais.

Uma alternativa que evita a perda de valor, principalmente de óleos pesados, é a possibilidade de investimento em refino nos próprios mercados consumidores. Esta opção fundamenta-se em um plano de internacionalização da produção de derivados. Para evitar os descontos nos preços dos excedentes de petróleos mais pesados, azedos e ácidos que os marcadores, durante a sua comercialização, pode-se justificar uma estratégia de integração do E&P destes exportadores com refinarias de alta complexidade, equipadas com unidades de conversão profunda, instaladas em algum mercado relevante (intensiva demanda por combustíveis leves e médios), como por exemplo, o europeu e o norte-americano. Importante notar que a escolha desta opção não anula a opção de investimentos em refino no próprio país com a exportação de derivados *premium*.

Desde a década de 1980, a estratégia de investimento em refino *ex-situ* em mercados relevantes foi adotada pelos exportadores de petróleo latino-americanos e mais recentemente pelos canadenses (ULLER, 2007). Por exemplo, a estatal venezuelana PDVSA adquiriu a empresa CITGO, que atuava em refino e distribuição de combustíveis nos Estados Unidos.

Os petróleos pesados comercializados internacionalmente têm como característica apresentarem, na maioria dos casos, elevados teores de enxofre e sempre baixos rendimentos em derivados de alto valor quando processados em refinarias *hydroskimming*²¹. Tal fato faz recair sobre estes petróleos um expressivo desconto em relação aos marcadores, já que sua adequação ao refino significa investimentos em unidades de conversão e tratamento e, conseqüentemente, aumento dos custos de processamento. Porém, quando processados em refinarias mais complexas (maior capacidade de conversão e tratamento), os petróleos pesados podem representar uma oportunidade ao refinador, pois seu custo é inferior aos petróleos leves e medianos e a produção de derivados leves e médios satisfatória nestas refinarias. Nestes casos, a margem de lucro, normalmente, será elevada. A experiência da PDVSA com refinarias

²¹ Refinarias simples que executam, principalmente, o processo de destilação.

no mercado norte-americano propiciou-lhe um sucesso satisfatório, rendendo-lhe boas margens de refino pelo fato do preço de seu cru ser descontado frente aos petróleos marcadores.

Em relação à estratégia citada nos parágrafos anteriores (agregação de valor do petróleo com refino *ex-situ*), existem três possibilidades de sua implementação: i) construção de refinarias *greenfield*²² nestes mercados relevantes; ii) aquisições de refinarias já existentes nestes mercados; iii) estabelecimento de *joint ventures*, principalmente com refinadores independentes.

A construção de refinarias *greenfield* em mercados relevantes, além de necessitar de considerável investimento inicial e de conviver com um histórico de baixas margens de lucro, esbarra ainda em severas regulações ambientais, principalmente na Europa, Estados Unidos e Japão. Como exemplo, estima-se que sejam necessárias mais de 800 permissões diferentes para a construção de uma refinaria *greenfield* nos Estados Unidos (ULLER, 2007). Como consequência destas dificuldades, com exceção da *Arizona Clean Fuels Refinery*²³ (início da operação em 2010), a última refinaria construída nos Estados Unidos foi inaugurada em 1976, refletindo o efeito do recrudescimento das legislações federais, estaduais e locais americanas a partir da década de 1970²⁴ (ULLER, 2007). Ou seja, há uma clara tendência, em mercados mais desenvolvidos, de privilegiar a ampliação da capacidade existente, em detrimento da construção de novas refinarias. Ao tentar ingressar no refino destes mercados mediante a construção de uma refinaria *greenfield*, o exportador despenderia um alto valor de investimento, podendo levar até 10 anos para dar início ao processamento do seu petróleo (ULLER, 2007). Além disto, estaria sujeito a incertezas que fogem ao seu controle, como as decorridas dos trâmites de licenciamento ambiental (bastante severo) e de pressões de comunidades no entorno do projeto. Desta forma, o exportador, além de realizar um alto investimento inicial, perderia a oportunidade de agregação de valor ao seu petróleo no curto prazo, no aguardo de tais tramitações.

Assim, prevaleceu nas últimas décadas a estratégia voltada para aquisições de refinarias existentes de baixa complexidade, com posterior realização de novos

²² Refere-se a novos ativos a serem construídos.

²³ Com capacidade de processamento de 150 mil bpd, está localizada no Condado de Yuma, no estado do Arizona.

²⁴ Especialmente em função da legislação ambiental denominada *Clean Air Act*, de 1970 e de suas emendas de 1977 e 1990 (ULLER, 2007).

investimentos para torná-las mais flexíveis e com maior capacidade de conversão e tratamento. Estas refinarias, agora mais complexas e flexíveis, estariam aptas a processar petróleos pesados e azedos, com altos rendimentos em derivados leves e médios e corretamente especificados para os principais mercados consumidores.

Como já mencionado, as margens de refino estão sujeitas ao grau de complexidade das refinarias e ao desconto do petróleo pesado em relação aos marcadores. Além disso, as margens dependem também da demanda por derivados de determinado mercado consumidor e, muitas vezes de aspectos políticos e regulatórios. Por exemplo, em relação à demanda por derivados, as margens do refino norte-americano são baseadas, muito fortemente, no preço da gasolina, uma vez que este produto é o de maior consumo neste mercado. Assim, as margens de refino nos EUA, processando petróleos pesados, tendem a se elevar com o aumento do diferencial de preço entre petróleos leves e pesados. O aumento deste diferencial de preço entre petróleos leves e pesados já não aumentaria as margens de refino de uma unidade localizada em Cingapura processando o petróleo Tapis (46⁰ API e 0% m/m S) (ULLER, 2007). Já em relação aos aspectos políticos e regulatórios, em alguns mercados, como, por exemplo, o chinês, os preços dos derivados são controlados pelo Estado (YAMAGUCHI *et al.*, 2002). Para estes mercados, o aumento da complexidade das refinarias (maiores custos operacionais) torna-se, muitas vezes, uma desvantagem ao refinador, que tenderá a obter retornos decrescentes com o aumento do preço dos petróleos marcadores.

Outro fator importante que afeta as margens de refino relaciona-se com o grau de concorrência em determinado mercado consumidor de derivados. Normalmente, mercados com alto grau de concorrência representam uma limitação para a obtenção de margens elevadas. Já mercados com baixa concorrência (pouca oferta de derivados) pode propiciar margens de refino mais atraentes.

Outra possibilidade para agregação de valor ao petróleo com refino *ex-situ* (além da construção de refinarias *greenfield* e da aquisição de refinarias já existentes), igualmente praticada por exportadores de petróleos pesados é a formação de *joint ventures* com refinadores já consolidados em mercados relevantes. Estas *joint ventures* visam a troca ou transferência de tecnologia e de experiências, bem como a realização de operações de forma conjunta. Esta estratégia apresenta algumas vantagens em relação às apresentadas anteriormente, tais como: menor custo de investimento; agregação de valor ao óleo pesado descontado frente aos marcadores; aproveitamento de uma logística de

comércio e suprimentos já solidificada; redução de custos de transação para distribuição dos derivados; ganhos de economias de escala, de escopo e de distribuição; risco da atividade partilhado entre os sócios.

Assim, a colocação de óleos pesados em outros mercados, via integração com o refino local, seja mediante investimentos em parcerias como as *joint ventures*, seja pela aquisição de refinarias ou mesmo construção de unidades *greenfield*, apresenta-se como uma boa forma de apropriação do desconto destas cargas ante os petróleos de referência. É claro que esta integração com o refino local deve ser precedida de uma análise mais detalhada do mercado a ser atendido, levando-se em consideração fatores tais como: a demanda por derivados, os concorrentes presentes, a existência de controle de preços dos derivados pelo Estado, preços dos ativos, restrições ambientais e acesso a estrutura logística, entre outros.

Em relação aos principais competidores do Brasil, que igualmente procuram novas participações nestes parques refinadores, destacam-se, principalmente, as empresas canadenses, mexicanas e venezuelanas (ULLER, 2007).

A aquisição de ativos no exterior pode ser uma estratégia a ser adotada pelo Brasil, que será tanto mais eficaz quanto mais deprimidas forem às margens de refino. O custo de comprar uma refinaria existente e investir em sua atualização, normalmente, é menor do que construir uma nova unidade industrial.

Por fim, existe a possibilidade de investir em refino em território nacional e exportar derivados para diferentes mercados consumidores. Como já colocado anteriormente, se por um lado esta estratégia agrega valor ao petróleo, transformando-o em produtos de alto valor agregado, por outro lado, possui algumas desvantagens em relação às diferentes opções para o refino *ex-situ*, tais como: custo de investimento elevado e com retorno no longo prazo; necessidade de construção de refinarias complexas para atender a mercados onde os derivados possuem especificações de qualidade bastante severas; a logística no transporte de derivados é mais complexa e mais custosa que a necessária para a entrega do óleo cru.

Importante notar que a adoção de uma estratégia de atuação não exclui outra estratégia, podendo duas ou até mais ações coexistirem, agregando valor aos excedentes de petróleos.

4. A COMPLEXIDADE DO SISTEMA DE ABASTECIMENTO DE PETRÓLEO E DERIVADOS E OS MODELOS DE OTIMIZAÇÃO

4.1. A complexidade do sistema abastecimento de petróleo e derivados

A indústria do petróleo é uma das mais dinâmicas e importantes atividades econômicas no Brasil. A participação do setor petróleo no Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro passou de 2,5% em 1996 para 13,0% em junho de 2014 (TORRES FILHO, 2004; HAMACHER *et al.*, 2008; IBP, 2014). Segundo previsões do IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP, 2014), esta participação pode chegar a 20,0% em 2020²⁵.

Ressaltam-se ainda as recentes descobertas do pré-sal, que poderão colocar o Brasil entre as maiores reservas de petróleo do mundo e torná-lo um dos maiores exportadores na próxima década.

Ao crescimento da oferta de petróleo soma-se o desafio de abastecer a crescente demanda de combustíveis do nosso país, além das preocupações ambientais e de especificação de motores, que tornam cada vez mais restritas as especificações de qualidade dos derivados de petróleo. Além disso, como há a possibilidade do país ter excedentes de petróleo, surge ainda a necessidade de planejar o que fazer com este óleo e a identificação de que mercados atender.

De acordo com BALLOU (2001), o problema de planejamento de uma rede de abastecimento é aquele de especificar a estrutura através da qual os produtos fluirão de seus pontos de origem até os pontos de demanda. Envolve, portanto, determinar que instalações devam ser utilizadas, quantas deve haver, onde devem estar localizadas, quais os produtos a ser produzidos e que pontos de demanda a atender e quais os modais de transportes a ser utilizados entre os diversos pontos de oferta e de demanda.

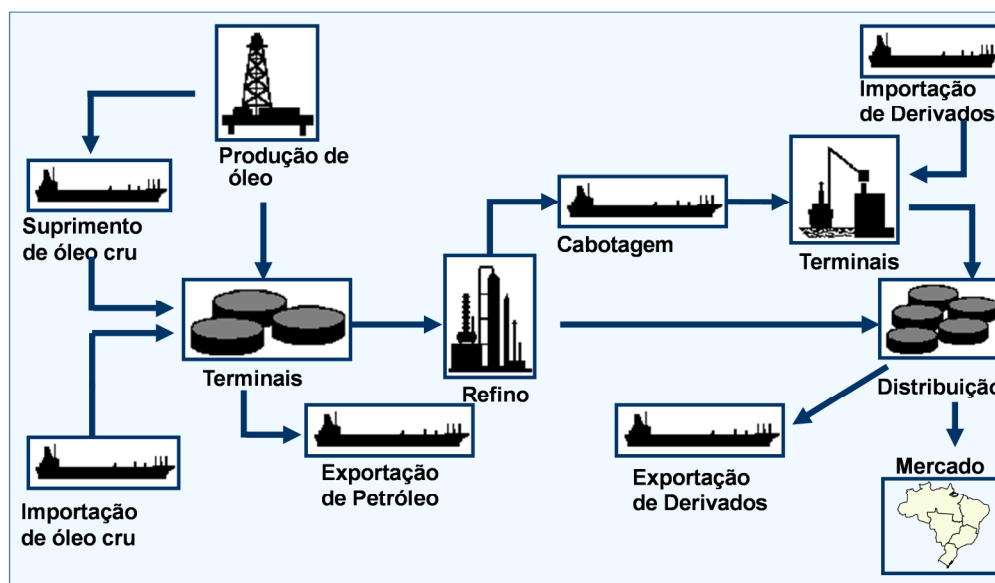
A indústria do petróleo engloba o conjunto de atividades relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção e processamento de petróleo e gás natural, além do transporte, distribuição, importação e exportação de petróleos e seus derivados e do gás natural (SOARES *et al.*, 2003).

A estrutura logística deste setor reflete esse conjunto de atividades, podendo ser subdivida em dois grandes grupos: o setor *upstream* e o setor *downstream*. O primeiro

²⁵ Há que ressaltar que a recente queda da cotação internacional do petróleo, bem como a possibilidade de atrasos na produção brasileira de óleo podem alterar esta previsão.

engloba todas as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, enquanto o segundo trata da aquisição, armazenagem, comercialização e distribuição de petróleo e seus derivados e gás natural.

A Figura 4.1 ilustra a configuração da rede logística desta indústria, mostrando a complexidade do sistema nacional de abastecimento de petróleos e derivados, envolvendo os diferentes componentes da cadeia como campos de produção, terminais e refinarias, além da possibilidade de importação e/ou exportação de petróleo e derivados.



Fonte: BARROS, 2014.

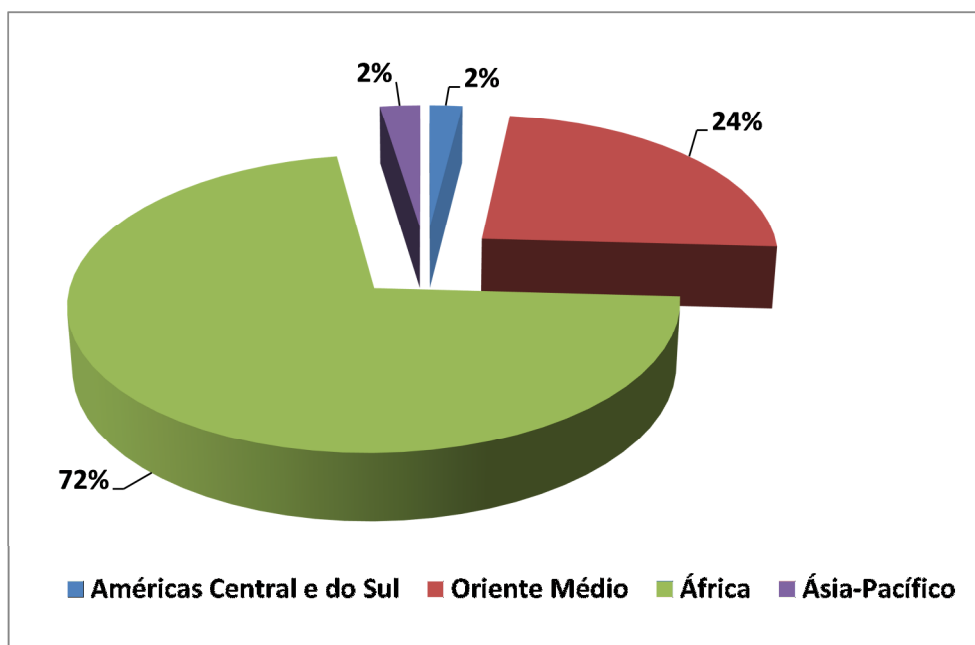
Figura 4.1 - Configuração do sistema nacional de abastecimento de petróleos e derivados.

Em relação à produção nacional de petróleo, o Brasil conta com 365 campos na etapa de produção da fase de produção e 73 campos na etapa de desenvolvimento da fase de produção (ANP, 2014a). Além disso, há 338 blocos na fase de exploração (ANP, 2014a). A produção nacional média de petróleo no ano de 2014 foi de 2,3 milhões de bpd (ANP, 2015).

Além da produção nacional, o suprimento de petróleo pode ser feito através de importação. No ano de 2013 o Brasil importou 411.000 bpd, sendo nossos principais fornecedores a África (em especial a Nigéria) e o Oriente Médio (principalmente Arábia Saudita) (ANP, 2014a). As importações brasileiras de petróleo destinam-se,

principalmente, à produção de lubrificantes na REDUC e ao ajuste do elenco de petróleos nacionais nas refinarias brasileiras.

A Figura 4.2 mostra, percentualmente, a importação de petróleo do Brasil segundo regiões geográficas de procedência para o ano de 2013.



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP, 2014a.

Figura 4.2 - Importações brasileiras de petróleo segundo regiões geográficas de procedência, para o ano de 2013.

Para viabilizar a movimentação de petróleo e seus derivados no território nacional, o Brasil dispõe de 88 (oitenta e oito) terminais autorizados a funcionar (MME/EPE, 2014).

A função dos terminais de armazenamento é viabilizar a movimentação de petróleo e seus derivados e compreende o conjunto de instalações utilizadas para o recebimento, expedição e armazenagem de produtos da indústria de petróleo, podendo ser classificados em aquaviários ou terrestres.

Os terminais são de extrema importância, principalmente na internalização de produtos para as regiões centro-oeste, norte e nordeste. Como tais regiões possuem uma produção de derivados de petróleo muito pequena, ou inexistente, a chegada de produtos só pode ser viabilizada através dos terminais. Para o caso de importação de produtos, os terminais marítimos representam o ponto de entrada dos derivados no Brasil.

Dos 88 (oitenta e oito) terminais autorizados a funcionar no Brasil, 55 (cinquenta e cinco) são terminais aquaviários (TA) e 33 (trinta e três) são terminais terrestres (TT), os quais possuem uma capacidade total de armazenamento que excede 12 milhões de m³ (MME/EPE, 2014), conforme mostra a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Capacidade de armazenamento de petróleo e derivados em terminais.

Terminais	Número de Terminais	Número de Tanques	Petróleo ⁽¹⁾	Derivados ⁽²⁾	GLP	Total
			mil m ³			
Aquaviários	55	1.350	3.931	4.735	236	8.902
Terrestres	33	406	1.465	2.108	93	3.666
Total	88	1.756	5.396	6.843	329	12.568

Nota: ⁽¹⁾ Há também armazenamento de petróleo nas refinarias e nos campos de produção (terra e mar);

⁽²⁾ Exceto GLP.

Fonte: MME/EPE, 2014.

No caso das regiões centro-oeste e norte, os terminais terrestres são responsáveis pelo escoamento da produção vinda, principalmente, de São Paulo para atender a demanda destas regiões. Para o nordeste, a função dos terminais aquaviários é receber os produtos vindos de cabotagem das regiões sul e sudeste.

Além da tancagem existente nos terminais, refinarias e campos de produção, a infraestrutura de armazenamento conta ainda com a tancagem pertencentes às empresas de distribuição de derivados, com uma capacidade total de 3 milhões de m³, conforme mostra a Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Capacidade de armazenamento de derivados de petróleo em bases de distribuição.

Regiões	Número de Bases	Derivados ⁽¹⁾	GLP	Total
		mil m ³		
Região Norte	47	419	17	436
Região Nordeste	46	619	31	650
Região Sudeste	118	1.202	65	1.267
Região Sul	66	488	25	513
Região Centro-Oeste	52	182	10	192
Total	329	2.910	148	3.058

Nota: ⁽¹⁾ Exceto GLP.

Fonte: MME/EPE, 2014.

Uma base de distribuição é a instalação com facilidades necessárias ao recebimento de derivados, ao armazenamento, mistura, embalagem e distribuição, em uma dada área de mercado. Representam os centros de distribuição de combustíveis, e assumem o papel da armazenagem de produtos das distribuidoras.

A distinção entre bases primárias e secundárias de distribuição está no ponto de origem do produto. Caso a fonte supridora seja uma refinaria ou terminal, a base é classificada como primária. Se a fonte de suprimento for uma base primária da distribuidora, a base é classificada como secundária. Geralmente, as bases primárias estão localizadas perto das fontes supridoras diretas, ou seja, as refinarias e os terminais. Já a função das bases secundárias é atender mercados distantes dos pontos de oferta ao menor custo possível.

A infraestrutura logística utilizada na distribuição de derivados compreende os seguintes modais de transporte: dutoviário, ferroviário, rodoviário e marítimo.

Normalmente, os pontos de oferta de petróleo e derivados (terminais e refinarias) estão ligados às bases primárias através de dutos. A malha dutoviária brasileira ainda é pequena, com poucos dutos em operação, embora tal modal possua tarifas de transporte bastante baixas. Segundo MME/EPE (2014) a infraestrutura nacional dutoviária para transporte de petróleo e derivados é composta de 454 dutos, com extensão total de 7.884 km, conforme indicado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Quantidade e extensão de dutos em operação, por função.

Produto	Função	Nº de Dutos	Extensão (km)
Derivados	Total	422	5.909
	Transferência ⁽¹⁾	324	1.115
	Transporte ⁽²⁾	98	4.794
Petróleo	Total	32	1.985
	Transferência	32	1.985
Total Geral	Total	454	7.884
	Transferência	356	3.090
	Transporte	98	4.794

Nota:

⁽¹⁾ Duto de transferência: movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades (BRASIL, 1997).

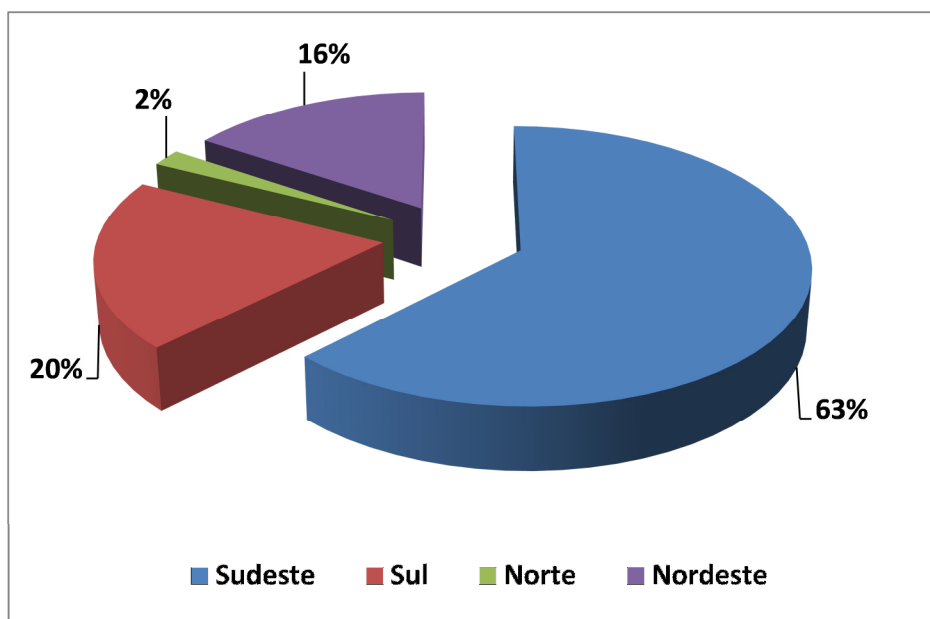
⁽²⁾ Duto de transporte: movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral (BRASIL, 1997).

Fonte: MME/EPE, 2014.

A rodovia, embora represente o modal com maior custo, é bastante utilizada no Brasil para a transferência de produtos entre as bases primárias e secundárias, principalmente para a distribuição de GLP, que é feita exclusivamente por este modal de transporte. A ferrovia também é utilizada na transferência de produtos entre bases, prioritariamente para a distribuição de diesel e gasolina, e os navios são muito utilizados para transporte de cabotagem, sobretudo para a região nordeste (SOARES *et al.*, 2003).

Em um sistema de abastecimento, as refinarias são as instalações industriais responsáveis pela transformação do petróleo bruto em produtos acabados (derivados), prontos para o consumo final. O parque de refino brasileiro é formado atualmente por 15 refinarias, com capacidade operacional instalada de processamento de petróleo da ordem de 332.000 m³/d, equivalentes a cerca de 2,1 milhões de barris por dia.

Existe uma concentração de refinarias nas regiões sul e sudeste do país, correspondendo a 83% do total de derivados ofertados (energéticos e não energéticos) em 2013, conforme mostra a Figura 4.3 (ANP, 2014a).



Fonte: Elaboração própria com base nos dados de ANP, 2014a.

Figura 4.3 - Produção de derivados de petróleo, por região do Brasil, para o ano de 2013.

Importante notar que a região centro-oeste é totalmente dependente da oferta de produtos das demais regiões, já que não possui refinarias. Este fato é de extrema

importância para a modelagem da logística, visto que os custos de transporte serão itens determinantes no custo logístico total e, consequentemente, no resultado da otimização.

Além do parque existente há novas refinarias previstas para o país: i) a Refinaria General Abreu e Lima, também conhecida como Refinaria do Nordeste (RNEST) que está sendo construída no Complexo Industrial e Portuário de Suape, no Município de Ipojuca, no Estado de Pernambuco, com capacidade nominal de processamento de 41.337 m³/d (260.000 bpd) de petróleo²⁶ e ii) o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), em construção no Município de Itaboraí, Estado do Rio de Janeiro, com capacidade de processamento de 73.929 m³/d (465.000 bpd)²⁷.

Os estudos de caso iniciais deste trabalho consideraram as Refinarias Premium I, com capacidade de processamento de 95.392 m³/d (600.000 bpd), a ser construída no Município de Bacabeira, no Estado do Maranhão e Premium II, com capacidade de processamento de 47.696 m³/d (300.000 bpd) em construção no Município de São Gonçalo do Amarante, no Estado do Ceará, como investimentos previstos, pois esta era a previsão existente nos Planos de Negócios da Petrobras 2013-2017 (PETROBRAS, 2013) e 2014-2018 (PETROBRAS, 2014b). Entretanto, mesmo antes da divulgação do balanço do terceiro trimestre de 2014 da PETROBRAS, ocorrido em 28 de janeiro de 2015, no qual a companhia entendeu que deveria encerrar estes projetos de implantação de refino (PETROBRAS, 2015b), já se havia tomado a decisão de realizar outras simulações não considerando as refinarias Premium como investimento obrigatório. Assim, nesta tese, estudos de caso foram realizados considerando tanto as refinarias Premium como investimento previsto, quanto não considerando estes investimentos no parque nacional de refino.

²⁶ O primeiro módulo da RNEST (capacidade de processamento de 130.000 bpd) entrou em operação em dezembro de 2014. Hoje, porém, a produção está restrita a 64% da capacidade porque a unidade de abatimento de emissões ainda não foi terminada. O segundo módulo da RNEST tinha início de operação previsto para maio de 2015 (MME/EPE, 2014), entretanto, existem dúvidas atualmente sobre o início de funcionamento deste módulo na data prevista. Todavia, neste trabalho, considerou-se este investimento como previsto (obrigatório) em 2015, uma vez que não houve nenhum pronunciamento oficial da PETROBRAS sobre o adiamento deste projeto.

²⁷ Existem dúvidas atualmente sobre a implementação da segunda fase do COMPERJ. Todavia, neste trabalho, este investimento foi considerado como previsto, pois, além de ainda não haver nenhum pronunciamento oficial da PETROBRAS sobre o encerramento deste projeto, considerou-se que esta segunda fase pode ser implantada, na medida em que seria menos custosa do que investir integralmente em uma nova refinaria *greenfield*.

Em relação ao transporte marítimo de petróleo e derivados, a TRANSPETRO é a maior armadora da América Latina e principal empresa de logística e transporte do Brasil, operando uma frota própria de 54 (cinquenta e quatro) embarcações (MME/EPE, 2014), conforme apresentado na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Frota de navios da TRANSPETRO.

Produto Transportado	Nº de Navios	TPB⁽¹⁾
Petróleo (navios aliviadores)	18	2.171.862
Petróleo/ Produtos Escuros	4	511.519
Produtos Escuros e Claros	7	511.983
Produtos Claros	18	560.187
Gases Liquefeitos	6	40.171
Embarcações de Apoio	1	2.163
Total	54	3.797.885

Nota: ⁽¹⁾ Tonelada de Porte Bruto (TPB) é a tonelagem total que pode ser embarcada em um navio. Além da carga comercial, inclui combustível e tripulação, entre outros.

Fonte: MME/EPE, 2014.

Os petroleiros, navios especialmente projetados para o transporte de petróleo e derivados líquidos (produtos claros e escuros) em cabotagem e longo curso, totalizam 47 navios, com capacidade total de 3,7 milhões de TPB, conforme mostra a Tabela 4.4. Para o transporte de gases liquefeitos, a TRANSPETRO possui 6 navios, com capacidade total de 40.171 TPB. Além dessas embarcações, dispõe também de uma embarcação de apoio, de 2.163 TPB (MME/EPE, 2014).

Assim, o sistema nacional de abastecimento de petróleo e derivados, cuja função permanente é atender as demandas locais de derivados de petróleo, dispõe de um conjunto de refinarias localizadas em diferentes regiões do país e de uma infraestrutura logística, composta por diversos modais de transporte, que permitem deslocar volumes de petróleos e derivados. O planejamento da expansão deste sistema de abastecimento deve levar em conta, entre outros condicionantes, a perspectiva da produção doméstica de petróleo que, conforme discutido no capítulo 2 deste estudo, deverá, possivelmente, superar o volume necessário para o abastecimento da demanda nacional de derivados.

Tal situação requer decisões estratégicas sobre os volumes de petróleo a serem refinados internamente e dos excedentes, seja de petróleo, seja de derivados a serem colocados nos diferentes mercados internacionais. Entretanto, a definição da estratégia mais adequada a ser utilizada, não é tarefa fácil, uma vez que o problema em questão é

bastante complexo, envolvendo muitas variáveis e grandes incertezas. Para tanto, faz-se necessária à utilização de metodologias quantitativas sólidas, que permitam, com razoável precisão, uma avaliação sistemática de todos os componentes envolvidos no problema (REIS *et al*, 2010).

Neste sentido, estudos sobre o melhor esquema de refino futuro, a distribuição geográfica destas refinarias, o cronograma de implantação de novas plantas e as quantias a serem investidas em ativos de refino e logística, bem como os volumes de petróleo e derivados a serem importados e exportados, tem, como melhor prática internacional, a utilização de modelos de programação matemática. Tal abordagem permite encontrar uma solução ótima para o abastecimento de petróleo e derivados ao longo do período analisado.

4.2. Os modelos de otimização na indústria do petróleo

Tendo em vista as grandes oportunidades e desafios esperados para o Brasil no setor de petróleo e gás natural para os próximos anos, há a necessidade de se pensar em um planejamento estratégico adequado da cadeia que contemple todos os seus processos, como a produção, processamento, distribuição e comercialização de petróleos e seus derivados. Dentre os aspectos que devem ser levados em consideração em um planejamento como este, destacam-se fatores tais como: capacidades das diferentes unidades produtivas (refinarias, UPGN's - Unidades de Processamento de Gás Natural, outras), custos de produção, restrições operacionais, variações dos preços dos petróleos e dos derivados, mercado a ser atendido (em volume e qualidade), entre outros (HAMACHER *et al*, 2008).

No entanto, a realização deste planejamento é uma atividade complexa. Aspectos como o horizonte de tempo do estudo; uma grande gama de demanda de diferentes derivados com crescimentos diferenciados; diversos modais de transporte; diferentes rendimentos das unidades de processo e diferentes modos de operação de uma planta industrial são os principais responsáveis pela grande complexidade deste planejamento.

Assim, há a necessidade da utilização de uma ferramenta de apoio à decisão que permita, com razoável precisão, uma avaliação sistemática de todos os componentes envolvidos, auxiliando no estabelecimento de uma estratégia ótima de produção e distribuição de petróleos e derivados.

Desta forma, a indústria do petróleo tem investido um esforço considerável no desenvolvimento de sistemas de apoio à decisão, usando programação matemática, seja aplicada às atividades de exploração e produção ou às atividades de refino e distribuição de derivados.

Em relação às atividades de exploração e produção de petróleo, os modelos, normalmente, tratam de decisões como escolha da reserva a ser desenvolvida e do campo a ser explorado, assim como decisões operacionais relacionadas à instalação de plataformas e capacidade de produção (HAMACHER *et al.*, 2008). IYER *et al.* (1998), desenvolveram, em programação linear mista (MILP) multiperíodo, um modelo para o planejamento e programação de investimentos em infraestrutura e operação de campos de petróleo *offshore*. VAN DEN HEEVER *et al.* (2000) propuseram um modelo capaz de lidar com complexas regras econômicas, tais como impostos, tarifas e participações governamentais, no planejamento da infraestrutura de campos de petróleo *offshore*, apresentando ganhos significativos no valor presente líquido (VPL) dos projetos avaliados.

Mais especificamente em relação ao problema do abastecimento de petróleos e derivados, os modelos matemáticos, normalmente, consideram o transporte de petróleo, seja através dos modais marítimo ou dutoviário, até um terminal ou refinaria, o seu processamento e a distribuição dos derivados para centros de consumo.

Neste sentido, desde a década de 1960, uma aplicação importante da pesquisa operacional tem sido o desenvolvimento de modelos para o planejamento do refino. Os modelos de programação matemática focados em refino, normalmente, servem de apoio às decisões de planejamento e programação da produção, decidindo sobre a carga para alimentação de cada unidade de processo, composições de *pools* de derivados e modo de operação da refinaria.

BODINGTON E BAKER (1990) e COOPER (2002) relatam os primeiros modelos para o planejamento do setor de refino, utilizando programação linear, que surgiram em diversas empresas internacionais do setor de petróleo. Pelo menos desde o início da década de 1980 (BABUSIAUX e VALAIS, 1981), o *Institut Français du Pétrole* (IFP) desenvolve e utiliza modelos de refino baseados em programação linear para avaliar a evolução da estrutura da indústria do petróleo, tais como o modelo de refino mundial conhecido como “*Oil is Used in Refineries to Supply Energy (OURSE)*”. Este modelo permite avaliar os impactos na indústria do petróleo e nas emissões de

dióxido de carbono (CO₂), a partir de mudanças nos custos e na qualidade dos petróleos ofertados no refino mundial (LANTZ *et al.*, 2005). A *Energy Information Administration* (EIA), do U.S. *Department of Energy*, também desenvolveu um complexo modelo em programação linear para simulação da indústria mundial de petróleo denominado “*World Oil Refining, Logistics and Demand Model (WORLD)*” (EIA, 1994).

SEAR (1993) apresentou um modelo em programação linear para resolver o problema do transporte de derivados das refinarias até os centros de consumo, passando por bases primárias e secundárias, incluindo também a possibilidade de importação de derivados para suprir a demanda.

O modelo apresentado por GOTHE-LUNDGREN *et al.* (2002) decide sobre o modo de operação de cada unidade de processo ao longo do tempo, de forma a atender uma determinada demanda ao menor custo, levando em conta a capacidade de armazenamento disponível na refinaria.

WENKAI *et al.* (2002) formularam um modelo de programação não linear mista (MINLP) para o planejamento de curto prazo da descarga, armazenamento e processamento de diversos petróleos. Para a solução do problema é proposto um algoritmo que resolve iterativamente dois modelos de programação linear mista (MILP) e um não linear (NL). Já o modelo apresentado por CHENG e DURAN (2003) usa a programação matemática para o controle de um sistema de transporte e armazenagem de petróleo.

JIA e IERAPETRITOU (2003) propuseram um modelo em programação linear mista para formulação do *blending* de gasolina e agendamento dos pedidos a serem expedidos pela refinaria. Segundo eles, sua abordagem se difere das demais pela formulação em tempo contínuo que reduz significativamente o número de variáveis e restrições se comparado com a formulação em tempo discreto.

REJOWSKI e PINTO (2004) elaboraram um modelo em programação linear mista para resolver um problema particular de distribuição de derivados: o transporte de derivados de uma refinaria para vários tanques de armazenamento pelo modal dutoviário.

Existem ainda trabalhos que propõem uma modelagem que seja capaz de integrar as diversas atividades relacionadas à cadeia da indústria do petróleo. A Comunidade Européia, através do projeto HChLOUSO (*Hydrocarbon and Chemical*

Logistics under Uncertainty Via Stochastic Optimization), desenvolveu modelos matemáticos para o planejamento estratégico das atividades de suprimento, refino e transporte de petróleo e derivados (ESCUDERO *et al.*, 1999; DEMPSTER *et al.*, 2000).

No Brasil, conforme mostra IACHAN (2009), o primeiro modelo em programação linear para o refino foi desenvolvido em 1967 e tinha por objetivo otimizar os tipos de petróleo a serem processados em certa refinaria para atender uma determinada previsão de demanda de derivados. Tal modelo servia como uma ferramenta de apoio à decisão sobre compras de petróleo conduzidas pela PETROBRAS à época (COSTA *et al.*, 1968). A modelagem matemática para otimizar a alocação de petróleo continua sendo utilizada pela PETROBRAS, como mostra o trabalho de ROCHA *et al.* (2009). De 1970 em diante, a modelagem em programação linear foi utilizada pela PETROBRAS para diversas outras aplicações, conforme destacado por COSTA *et al.* (1973).

MORO *et al.* (1998), formularam um modelo não linear para o planejamento da produção em uma refinaria. O modelo foi aplicado ao caso particular da produção de diesel, com o objetivo de maximizar o lucro, garantindo as corretas especificações de qualidade do derivado. Já PINTO *et al.* (2000), desenvolveram um modelo não linear capaz de representar uma refinaria e de implementar processos, bem como operações de mistura (*blending*).

Nas últimas décadas, tanto no Brasil quanto no mundo, novos modelos foram criados e continuamente aperfeiçoados, tornando-se cada vez mais complexos (ODDSDOTTIR *et al.*, 2013). O aumento desta complexidade foi possível devido ao incremento da capacidade de armazenamento de dados de entrada e saída do modelo matemático, o que possibilitou trabalhar-se com um número maior de equações, variáveis e restrições. Ou seja, a evolução dos recursos computacionais, tanto de *software* quanto de *hardware*, bem como a introdução do primeiro gerador de matrizes para problemas de programação linear na década de 1980 foi essencial para o desenvolvimento de modelos de grande porte (IACHAN, 2009).

NEIRO e PINTO (2004) criaram um modelo em programação não linear mista para o planejamento operacional do estoque, refino e transporte de petróleo. Um estudo de caso destes autores considera duas redes de dutos, quatro refinarias e cinco terminais, demonstrando a aplicabilidade do modelo.

O modelo de programação linear mista proposto por MICHELETTO *et al.* (2008) otimiza a operação de uma refinaria, considerando balanços de energia e massa, operação de cada unidade de processo e demanda de derivados ao longo de vários períodos.

É importante notar que vários parâmetros associados aos problemas de otimização na indústria do petróleo são incertos, como produção, demanda, custos e preços. Assim, mais recentemente, verificam-se na literatura diversas abordagens para incorporar e tratar estas incertezas²⁸, destacando-se a programação estocástica, a programação robusta e a programação *fuzzy* (AL-OTHMAN *et al.*, 2008; NASCIMENTO *et al.*, 2013; RIBAS, 2008; SENNE, 2009).

De uma forma geral, grande parte dos modelos matemáticos trata apenas de partes da cadeia da indústria do petróleo. Apesar de haver vários trabalhos publicados modelando suprimento, estoque, refino e distribuição de petróleos e derivados, poucos são aqueles que tratam da cadeia do petróleo de forma integrada. Além disso, a maioria dos modelos de nível estratégico não contempla a análise de investimentos em refino e infraestrutura de transporte. Sendo assim, de uma forma geral, os modelos encontrados na literatura não permitem um estudo de longo prazo sobre as mudanças necessárias para adaptação do parque de refino e da infraestrutura logística às novas restrições de especificação e à crescente movimentação de petróleo e derivados no território brasileiro, muito menos a possibilidade de exportação de crus e derivados para diferentes mercados internacionais, todos estes, fatores determinantes para o setor petrolífero nacional.

Neste sentido de tratar a cadeia da indústria do petróleo de forma integrada, em meados da década de 1970, funcionários da PETROBRAS conceberam um modelo matemático de programação linear, com a finalidade de subsidiar estudos de planejamento de expansão do sistema nacional de abastecimento de derivados de petróleo.

A partir de então, o modelo, chamado de Modelo de Planejamento dos Investimentos (PLANINV), vem sendo constantemente aprimorado, com o intuito de

²⁸ Neste trabalho optou-se pela utilização de uma abordagem determinística, com sensibilidades em relação a determinados parâmetros, permitindo analisar a resposta do modelo para cada cenário separadamente.

representar, da melhor maneira possível, a realidade da empresa e da indústria do petróleo (JONQUA, 2012).

O PLANINV representa todas as principais atividades da PETROBRAS no Brasil, desde a produção de petróleos, passando pela configuração do parque nacional de refino e toda a logística de movimentação de petróleos e derivados em seus diferentes modais. O modelo também considera as especificações de qualidade dos derivados para os diferentes mercados consumidores e potenciais investimentos, seja na ampliação do parque existente ou na criação de novas refinarias em território nacional, seja na capacidade de transporte de determinados arcos logísticos (JONQUA, 2012).

Assim, o equacionamento do modelo busca representar a integração da oferta de petróleos (proveniente da produção nacional e de possíveis importações) com o parque de refino brasileiro, abrangendo toda a logística de transporte de petróleo e derivados e sua inter-relação com a demanda de derivados do país.

Como resposta, o PLANINV determina a forma otimizada de operar o Sistema PETROBRAS, maximizando o seu resultado operacional em um horizonte de tempo definido. Sua escala de tempo, normalmente, é anual e uma corrida típica cobre um período de cerca de dez anos. Os principais dados de entrada necessários para o modelo são: as produções de petróleos; a demanda interna de derivados (volumes, especificações e preços); as possibilidades de exportação e importação de petróleos e derivados (volumes e preços); o parque de refino disponível (refinarias e suas diferentes unidades de processo); a rede logística disponível para o transporte de petróleos e derivados (dutoviária, rodoviária, marítima, cabotagem e ferroviária); as possibilidades de expansão das refinarias já existentes ou implantação de novas refinarias ou novos arcos de transporte (incluindo o valor do investimento e o aumento possível de capacidade).

De forma semelhante à PETROBRAS, para analisar o problema do abastecimento nacional de derivados de petróleo e possíveis expansões do parque de refino, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa pública brasileira vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) do Brasil, responsável pelo planejamento energético do país, desenvolveu o Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo (PLANDEPE) em programação linear (REIS *et al*, 2010). O PLANDEPE otimiza o sistema brasileiro de abastecimento de derivados de petróleo, minimizando os custos totais envolvidos para o atendimento das demandas existentes.

É um modelo de programação linear inteira mista, desagregado, de concepção similar ao modelo da PETROBRAS, apresentando a configuração atual do parque nacional de refino, com detalhamento das refinarias existentes e das principais ampliações em andamento, além das possíveis expansões em estudo e dos fluxos logísticos.

O PLANDEPE é extremamente útil para auxiliar na tomada de decisões que impactam o sistema de abastecimento de petróleo e derivados do país, permitindo avaliar possíveis expansões do parque atual de refino e a inserção de novas unidades de processo em refinarias existentes. Também permite representar os principais fluxos de petróleo e derivados entre as unidades de refino e os centros de consumo de derivados do país (REIS *et al*, 2010).

Assim, o PLANDEPE otimiza o sistema nacional de abastecimento de petróleo e derivados, a partir dos seguintes dados de entrada (REIS *et al*, 2010):

- Parque nacional de refino, com detalhamento das refinarias existentes e das principais ampliações em andamento, além de possíveis expansões (novas refinarias) em estudo;
- Demandas de derivados, desagregadas por produto e pelas principais bases de abastecimento do país;
- Produção brasileira de petróleo;
- Preços de petróleo e derivados no mercado internacional;
- Especificações de teor de enxofre para a gasolina automotiva e o diesel e de viscosidade para os óleos combustíveis;
- Custos de transportes envolvidos na movimentação de petróleo e derivados por tipo de modal.

Como resultado, o PLANDEPE apresenta a evolução da produção de derivados de petróleo do Brasil, ano a ano, indicando (REIS *et al*, 2010):

- A construção de novas unidades de processo ou ampliações das já existentes no parque atual de refino, ou, ainda, de novas refinarias, que sejam técnica e economicamente viáveis;
- Os petróleos nacionais que deverão compor a carga a ser processada de cada refinaria;

- A importação de petróleo e derivados. O PLANDEPE trabalha com apenas um mercado internacional para a oferta de derivados de petróleo para o mercado brasileiro;
- A exportação de excedentes de petróleo e derivados. O PLANDEPE opera com apenas um mercado internacional para recebimento dos excedentes de petróleo e derivados oriundos do Brasil;
- Os fluxos entre refinarias, terminais e bases de abastecimento, para atendimento das demandas domésticas de derivados;
- As eventuais necessidades de ampliação da rede nacional de dutos.

A função objetivo (FO) do PLANDEPE é minimizar o valor presente do custo total do abastecimento nacional de derivados do país, ao longo de um determinado período de anos. Os principais tipos de equações do modelo são as de balanço material (petróleo, produtos intermediários e produtos finais), de demanda de derivados e de qualidade (REIS *et al*, 2010).

BARROS (2014) utilizou o PLANDEPE e o modificou, desenvolvendo uma metodologia de avaliação da capacidade de um parque de refino para lidar com situações de choques de demanda por gasolina no curto prazo. A metodologia foi aplicada para o sistema de refinarias brasileiras.

Entretanto, o PLANDEPE, como configurado atualmente, não representa os diversos mercados internacionais de petróleo e derivados, nem permite a opção de investimentos em refinarias no exterior para processar os possíveis excedentes de petróleo brasileiros.

Assim, a literatura científica mostra o uso da modelagem para a resolução de problemas envolvendo o planejamento operacional da produção das refinarias (ECKERT e VANECK, 2005), destacando a complexidade deste tipo de problema e a necessidade de otimizar, simultaneamente, até milhares de variáveis. Mostra ainda que a modelagem em programação linear é adequada para a resolução de problemas reais de planejamento do abastecimento de petróleo e seus derivados.

Entretanto, as metodologias existentes e apresentadas na literatura científica não tratam da modelagem para solucionar o problema de otimização de um parque de refino, no longo prazo, com um possível foco no refino de exportação e a representação dos diferentes mercados internacionais. Portanto, as metodologias de modelagem hoje existentes são insuficientes para tratar o problema do sistema nacional de abastecimento

de petróleo, indicando a melhor opção para aproveitamento de possíveis excedentes de crus. A análise destas alternativas é relevante para países como o Brasil, que poderão se deparar com possíveis excedentes de petróleo nos próximos anos.

5. A METODOLOGIA DE MODELAGEM

5.1. Descrição do modelo

As principais contribuições deste trabalho no desenvolvimento da metodologia de modelagem proposta incluem:

- a) Formulação do problema: refere-se a fase de criação e de identificação dos elementos estruturais da modelagem, como, por exemplo: os diferentes mercados internacionais, as refinarias regionalizadas, os terminais aquaviários e terrestres regionalizados, as correntes de petróleo nacionais e internacionais e os centros nacionais de consumo de petróleo e derivados, entre outros;
- b) Determinação dos dados de entrada: é a etapa em que se decide quais serão os dados de entrada do modelo, além de se realizar o levantamento de valores e metodologias que levarão a estes dados, necessários para a realização dos diferentes estudos de caso;
- c) Elaboração da modelagem: refere-se a etapa onde todos os elementos estruturais do problema são inseridos, de forma relacionada, nas diversas planilhas²⁹ do *software* Microsoft Access. É a etapa de construção do banco de dados;
- d) Inserção dos dados de entrada: nesta fase, os dados de entrada levantados são inseridos nas diferentes planilhas do banco de dados.

A modelagem aqui proposta utilizou o equacionamento do PLANDEPE (REIS *et al*, 2010), feito em programação linear no *software* AIMMS (*Advanced Integrated Multidimensional Modeling Software*)³⁰.

Esta nova modelagem foi concebida de modo a ser capaz de identificar a melhor opção econômica para os excedentes de petróleo do Brasil nos próximos anos, os principais mercados internacionais a serem atendidos pelas exportações de petróleo e derivados e os investimentos em novas refinarias, no parque de refino nacional ou em mercados externos.

²⁹ Como exemplo podemos citar as planilhas de: arcos logísticos, campos de petróleo, terminais, refinarias, capacidade das unidades de processo de refino e mercados internacionais, entre outras.

³⁰ AIMMS é marca registrada da empresa Paragon Decision Technology B.V. Trata-se de uma plataforma para desenvolvimento de sistemas de decisão baseados em modelos de otimização.

Importante ressaltar que esta análise é microeconômica sob a ótica estrita do refino. Portanto, não leva em consideração os efeitos multiplicadores sobre a economia, tais como geração de emprego e efeitos sobre os setores de produção de bens de capital, entre outros. A análise destes aspectos de segurança energética, macroeconômicos e efeitos multiplicadores sobre a economia fogem ao escopo deste trabalho.

Nesta modelagem, o parque nacional de refino é apresentado de forma regionalizada, representando a configuração atual do parque brasileiro, com as principais ampliações em andamento, além de possíveis expansões, seja em novas refinarias ou em novas unidades de processo em refinarias já existentes. A regionalização utilizada na modelagem, que agrega refinarias em grupos, tem o objetivo de diminuir o número de variáveis envolvidas e, conseqüentemente, também diminuir o tempo gasto nas simulações.

O modelo também contempla mercados internacionais de petróleo e derivados em várias regiões do mundo, com a possibilidade de investimentos em refinarias no exterior (*greenfield* ou não) para o processamento de excedentes de petróleos brasileiro. Representa ainda os fluxos de petróleos e derivados entre os diferentes pontos de oferta e consumo, nacionais ou internacionais, permitindo a importação e exportação tanto do óleo cru como de derivados.

Os principais dados de entrada do modelo são:

- Produção brasileira de petróleos agregada por tipo de petróleo, classificada quanto à densidade (leve, mediano e pesado) e teor de enxofre (doce ou azedo);
- Demandas externas de petróleo, distribuídas pelos diferentes mercados internacionais representados no modelo;
- Demandas nacionais e internacionais de derivados de petróleo, desagregadas por produto e distribuídas pelos centros de consumo representados no modelo;
- Oferta de petróleos e derivados a partir dos diferentes mercados internacionais;
- Preços de petróleos e derivados no mercado internacional;
- Capacidade das unidades de processo das refinarias que compõem o parque nacional de refino e das refinarias oferecidas como investimento livre ao modelo seja no Brasil ou em mercados internacionais;

- Rendimento dos petróleos na destilação atmosférica e das correntes intermediárias nas demais unidades de processo;
- Custos de transportes envolvidos na movimentação de petróleos e derivados;
- Custos de investimentos e operacionais das diferentes unidades de processo das refinarias modeladas como investimento previsto ou livre, sejam no Brasil ou no exterior;
- Especificações de teor de enxofre para a gasolina e o diesel e de viscosidade para o óleo combustível.

Para o armazenamento destes dados de entrada, dos dados de saída, bem como para a elaboração da modelagem propriamente dita, foi utilizado o *software* Microsoft Access. Os dados de entrada do modelo são organizados em tabelas que possuem vínculos relacionais. O modelo foi elaborado com 64 tabelas de entrada, sendo 11 referentes à comercialização (abrangendo a produção de petróleo e a demanda, oferta e preços de petróleos e derivados), 17 referentes à rede logística e 36 relacionadas às refinarias³¹.

O *software* AIMMS é um ambiente de desenvolvimento avançado para aplicações de apoio à decisão baseada na otimização de modelagens matemáticas complexas e de grande escala (BISSCHOP e ENTRIKEN, 2002; ELLEPOLA *et al*, 2012; FERREIRA FILHO e IGNÁCIO, 2004). O comando de importação dos dados da modelagem para o AIMMS utiliza uma comunicação via ODBC (*Open Database Connectivity*), que realiza as consultas necessárias no banco de dados do *software* Microsoft Access (CONDE, 2013).

Assim, o código de programação matemática é elaborado no ambiente AIMMS, onde se descreve a função objetivo e as restrições do problema. Após receber o comando de execução, o AIMMS grava um arquivo contendo a descrição detalhada do problema de programação matemática e chama um otimizador (*solver*). Neste estudo, o código de programação matemática (equacionamento) utilizado foi o do PLANDEPE (REIS *et al*, 2010).

³¹Exemplos destas tabelas de entrada no *software* Microsoft Access, referentes à comercialização, à rede logística e ao refino são apresentados como apêndices deste trabalho.

Neste código de programação, a função objetivo (FO) do modelo visa minimizar o custo global do sistema de abastecimento ao longo de um determinado período de tempo. As principais variáveis são aquelas relacionadas às decisões de refino e de logística. Já as principais restrições são as relacionadas ao balanço de materiais (petróleo, produtos intermediários e produtos finais), que determinam as eficiências de conversão de cada processo nas refinarias; equações de qualidade dos produtos intermediários e finais; equações de demanda de produtos finais; equações de capacidade das unidades de processo e equações de disponibilidade de petróleos.

O programa de otimização (*solver*) utilizado foi o CPLEX³². Os resultados da otimização são exportados para planilhas eletrônicas do *software* Microsoft Excel.

5.2. Principais características da estrutura da modelagem

5.2.1. Número de períodos

A metodologia de modelagem proposta neste trabalho contempla cinco períodos, sendo que cada período corresponde a um horizonte de tempo de cinco anos. À guisa de aplicação, adotou-se neste estudo que o primeiro ano corresponde a 2015³³ e o último a 2035.

5.2.2. Centros de consumo (bases) nacionais e terminais

Os centros de consumo (bases ou mercados) nacionais são as regiões do país onde estão localizadas as demandas internas pelos derivados de petróleo. No caso desta metodologia, consideram-se os centros de consumo agregados por áreas de demanda. Para a aplicação deste caso específico, referente ao Brasil, os centros de consumo são em número de cinco: Sul, São Paulo, Sudeste, Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

De modo a permitir a movimentação de petróleos e produtos processados e atender à demanda nacional por derivados de petróleo, a modelagem considera os terminais aquaviários e terrestres (bases primárias de distribuição) do país, também agregados nas mesmas regiões em que foram agregados os centros de consumo nacionais.

³² IBM ILOG CPLEX é marca registrada da IBM. Trata-se de uma ferramenta utilizada para resolver problemas de otimização linear.

³³ Ano base = 2014.

Assim, para o caso do Brasil, a modelagem contempla quatro terminais aquaviários e cinco terminais terrestres regionalizados, conforme mostra a Figura 5.1.

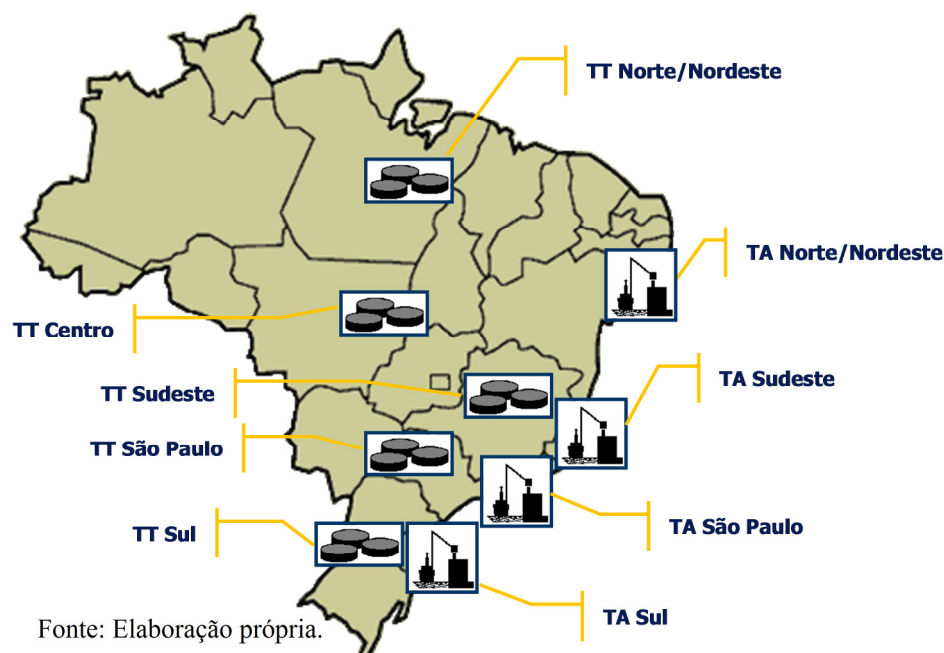


Figura 5.1 - Terminais aquaviários (TA) e terminais terrestres (TT) nacionais regionalizados.

5.2.3. Centros de consumo (bases) internacionais

Os centros de consumo internacionais são os mercados externos onde estão localizadas as demandas por petróleo e seus derivados. Nesta metodologia, consideram-se estes centros de consumo internacionais agregados por regiões geográficas do mundo.

Desta forma, os mercados internacionais de petróleo e derivados, representados no modelo, foram regionalizados, constando das seguintes sete áreas: África; América do Norte; América do Sul e Central; Ásia e Oceania; Eurásia; Europa e Oriente Médio.

5.2.4. Matéria-prima (petróleos)

Existem no Brasil centenas de campos produtores de óleo e gás natural, que, segundo a ANP formam 59 correntes diferentes (ANP, 2014a). A modelagem proposta neste estudo agrega a produção brasileira de petróleo conforme a densidade (leve, mediano e pesado) e o teor de enxofre (doce ou azedo), formando cinco grupos:

petróleo leve, petróleo mediano doce, petróleo mediano azedo, petróleo pesado doce e petróleo pesado azedo³⁴.

Como possibilidade de importação, consideraram-se três grupos representativos de petróleos internacionais: petróleo leve africano, petróleo leve árabe e petróleo pesado sul-americano.

A Tabela 5.1 apresenta as densidades (em Grau API) e os teores de enxofre para os diferentes tipos de petróleos nacionais e internacionais considerados neste trabalho.

Tabela 5.1 - Densidades (em Grau API) e teores de enxofre para os petróleos considerados na modelagem.

Petróleo	Grau API	Teor de Enxofre (% m/m)
Petróleo Leve	31	0,30
Petróleo Mediano Doce	27	0,45
Petróleo Mediano Azedo	27	0,60
Petróleo Pesado Doce	19	0,45
Petróleo Pesado Azedo	19	0,65
Petróleo Leve Africano	35	0,15
Petróleo Leve Árabe	33	1,85
Petróleo Pesado Sul-Americano	17	0,75

Fonte: Elaboração própria.

5.2.5. Configuração do parque nacional de refino

O parque de refino brasileiro é formado atualmente por 15 refinarias, com capacidade operacional instalada de processamento de petróleo da ordem de 332.000 m³/d, equivalentes a cerca de 2,1 milhões de barris por dia, conforme mostra a Tabela 5.2.

³⁴ Nesta metodologia, para fins de cálculo do custo de transporte, consideraram-se estes campos de petróleo agrupados na Bacia de Campos.

Tabela 5.2 - Refinarias brasileiras, suas capacidades e localizações por região³⁵.

Refinaria	Localização (Região)	Capacidade (m³/d)
Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP)	Sul	32.000
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR)	Sul	33.000
Refinaria de Petróleo Riograndense (RERG)	Sul	2.700
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	São Paulo	27.000
Refinaria de Paulínia (REPLAN)	São Paulo	66.000
Refinaria de Capuava (RECAP)	São Paulo	8.500
Refinaria Henrique Lage (REVAP)	São Paulo	40.000
UNIVEN Refinaria de Petróleo	São Paulo	1.100
Refinaria Duque de Caxias (REDUC)	Sudeste	38.500
Refinaria Gabriel Passos (REGAP)	Sudeste	24.000
Refinaria Landulpho Alves (RLAM)	Norte/Nordeste	44.500
Refinaria Isaac Sabbá (REMAN)	Norte/Nordeste	7.300
Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC)	Norte/Nordeste	6.000
Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR)	Norte/Nordeste	1.300
Dax Oil Refino	Norte/Nordeste	333

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de MME, 2013.

Além destas refinarias existentes, a modelagem considerou os investimentos previstos em novas refinarias no Brasil (MME/EPE, 2014), conforme mostra a Tabela 5.3.

³⁵ Regiões conforme estabelecidas para fins deste trabalho em que se levou em consideração, principalmente o volume das demandas por derivados de petróleo e a localização das refinarias existentes.

Tabela 5.3 - Investimentos previstos em novas refinarias³⁶, suas localizações por região e ano de início de operação.

Refinaria	Localização (Região)	Início de Operação	Capacidade (m ³ /d)
Refinaria General Abreu e Lima (RNEST) ³⁷	Norte/Nordeste	1 ^o Módulo: 2014 2 ^o Módulo: 2015	20.668 20.668
Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ)	Sudeste	1 ^o Módulo: 2017 2 ^o Módulo: 2024 ³⁸	26.233 47.696
Refinaria Premium I	Norte/Nordeste	1 ^o Módulo: 2019 2 ^o Módulo: 2029	47.696 47.696
Refinaria Premium II	Norte/Nordeste	2019	47.696

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de MME/EPE, 2014.

Todas as refinarias listadas na Tabela 5.3 possuirão unidades de coqueamento retardado, sendo capazes de converter resíduos de petróleo em derivados de alto valor agregado, principalmente QAV e diesel. As Refinarias Premium I, Premium II e o COMPERJ possuirão também a unidade de hidrocraqueamento catalítico (MME/EPE, 2014).

A modelagem também propõe a regionalização do parque de refino, representando o conjunto de todas as refinarias brasileiras, existentes e com investimentos previstos. O critério utilizado neste agrupamento foi o de considerar as regiões geográficas do país, com as seguintes especificidades: i) separação do Estado de São Paulo da região sudeste, tendo em vista a grande concentração de refinarias e de

³⁶As corridas iniciais deste trabalho consideraram as Refinarias Premium I e Premium II como investimentos previstos, pois está era a previsão existente nos Planos de Negócios da Petrobras 2013-2017 (PETROBRAS, 2013) e 2014-2018 (PETROBRAS, 2014b). Entretanto, mesmo antes da divulgação do balanço do terceiro trimestre de 2014 da PETROBRAS, ocorrido em 28 de janeiro de 2015, no qual a companhia entendeu que deveria encerrar estes projetos de implantação de refino (PETROBRAS, 2015b), já se havia tomado a decisão de realizar outras simulações não considerando as refinarias Premium como investimento obrigatório. Assim, nesta tese, estudos de caso foram realizados considerando tanto as refinarias Premium como investimento previsto, quanto não considerando estes investimentos no parque nacional de refino.

³⁷O primeiro módulo da RNEST (capacidade de processamento de 130.000 bpd) entrou em operação em dezembro de 2014. Hoje, porém, a produção está restrita a 64% da capacidade porque a unidade de abatimento de emissões ainda não foi terminada. O segundo módulo da RNEST tinha início de operação previsto para maio de 2015 (MME/EPE, 2014), entretanto existem dúvidas atualmente sobre o início de funcionamento deste módulo na data prevista. Todavia, neste trabalho, considerou-se este investimento como previsto (obrigatório) em 2015, uma vez que não houve nenhum pronunciamento oficial da PETROBRAS sobre o adiamento deste projeto.

³⁸Existem dúvidas atualmente sobre a implementação da segunda fase do COMPERJ. Todavia neste trabalho, este investimento foi considerado como previsto, pois, além de ainda não haver nenhum pronunciamento oficial da PETROBRAS sobre o encerramento deste projeto, considerou-se que esta segunda fase pode ser implantada, na medida em que seria menos custosa do que investir integralmente em uma nova refinaria *greenfield*.

demanda por derivados neste ente da federação; ii) junção das regiões norte e nordeste devido ao reduzido número de refinarias existentes em cada uma destas localidades e a baixa demanda por derivados de petróleo.

Desta forma, as refinarias regionalizadas foram identificadas como Refinarias da Região Sul (RESUL), Refinarias de São Paulo (RESP), Refinarias da Região Sudeste (RESUD) e Refinarias da Região Norte/ Nordeste (RENORD).

As capacidades das diferentes unidades de processo de cada uma destas refinarias regionalizadas foram obtidas pelo somatório das capacidades das unidades das refinarias já existentes nestas regiões ou com investimentos previstos, a saber:

- RESUL: REFAP e REPAR;
- RESP: RPBC, REPLAN, RECAP e REVAP;
- RESUD: REDUC, REGAP e COMPERJ;
- RENORD: RLAM, REMAN, RNEST, PREMIUM I e PREMIUM II³⁹.

As plantas industriais a seguir relacionadas, devido às características específicas de sua produção ou a pouca importância que possuem na totalidade do parque de refino brasileiro, foram representadas como unidades com carga fixa de saída:

- Refinaria de Petróleo Riograndense (RERG);
- UNIVEN;
- RPCC;
- LUBNOR;
- Dax Oil Refino;
- Companhia Petroquímica do Sul (COPEsul);
- Petroquímica União (PQU);
- BRASKEM;
- Unidade de Industrialização do Xisto (SIX).

Portanto, estas unidades industriais não foram contempladas no somatório das refinarias regionalizadas, nem tiveram suas produções otimizadas pelo modelo.

A modelagem permite também que o modelo opte por novos investimentos em unidades de processo nas refinarias brasileiras regionalizadas. As unidades de processo

³⁹ As refinarias Premium I e Premium II foram consideradas como integrantes da RENORD apenas nas corridas em que estas refinarias encontravam-se como investimentos obrigatórios.

que são oferecidas ao modelo como investimento livre⁴⁰ são: destilação a vácuo, craqueamento catalítico, coqueamento retardado, hidrocrackeamento catalítico, hidrotratamento de correntes instáveis, hidrotratamento de nafta de coque e reforma catalítica.

Além das refinarias regionalizadas existentes e com investimentos previstos, a modelagem contempla ainda a possibilidade de investimentos em novas refinarias no Brasil com diferentes localizações: região sudeste (REBRA I), região sul (REBRA II), região nordeste (REBRA III) e região centro-oeste (REBRA IV). Tais refinarias e suas diferentes unidades de processo são oferecidas como investimento *greenfield*.

Todas estas novas refinarias no Brasil (REBRA's) são oferecidas ao modelo em módulos com capacidade de processamento de 300.000 bpd (47.696 m³/d)⁴¹. As principais unidades de processo destas refinarias e suas capacidades são apresentadas na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 - Principais unidades de processo das refinarias oferecidas no Brasil (REBRA's) como investimento *greenfield*.

Unidade de Processo	Capacidade (m ³ /d)
Destilação atmosférica	47.696
Destilação a vácuo	31.000
Craqueamento catalítico	12.000
Hidrocrackeamento catalítico	17.000
Coqueamento retardado	12.000
Reforma catalítica	2.000
Hidrotratamento de correntes instáveis	12.000
Hidrotratamento de nafta de coque	8.000
Hidrotratamento de gasolina	6.000

5.2.6. Refinarias no exterior

Como já dito anteriormente, um dos objetivos deste trabalho de pesquisa é verificar a melhor opção para o aproveitamento dos excedentes de petróleo brasileiro. Uma destas possibilidades é a exportação de óleo cru agregando valor *ex-situ*. Logo, o

⁴⁰ Refere-se à possibilidade de investimento em qualquer período da modelagem e também em qualquer volume de capacidade.

⁴¹ Não necessariamente o modelo precisa investir em unidades inteiras destes módulos oferecidos como investimento livre, podendo fazê-lo em unidades fracionárias.

modelo deve contemplar a possibilidade de processamento de petróleo brasileiro em refinarias localizadas em outros mercados internacionais⁴². Desta forma, foram modeladas, como investimento livre, refinarias localizadas nas seguintes regiões do mundo: África (REAFRI), Ásia (REASI), Europa (REURO) e América do Norte (REUSA).

Em relação aos custos de investimentos para estas refinarias, considerou-se que a refinaria da África (REAFRI) é *greenfield*, com perfil hidrocraqueador/coqueador, enquanto que as demais (REASI, REURO e REUSA) são refinarias já existentes, com perfil de refino craqueador que podem ser adquiridas nestas localidades⁴³.

O motivo pela escolha, na Ásia, Europa e Estados Unidos, de investimento em refino a partir de aquisições de refinarias já existentes com perfil craqueador baseia-se no fato de que o custo de plantas pouco complexas é baixo. Este tipo de estratégia foi utilizado pela *Valero Energy Corporation* na segunda metade da década de 1990 e também pela empresa estatal venezuelana PDVSA a partir da década de 1980 (ULLER, 2007). A estratégia da compra de refinarias pouco complexas é acompanhada de uma adequação posterior ao processamento de cargas pesadas. Esta adequação é obtida com a construção de unidades de processo de alta conversão, como por exemplo, o coqueamento retardado e o hidrocraqueamento catalítico. Neste caso, margens de refino melhores podem ser obtidas pela capacidade de se processar óleos pesados, valorados com descontos em relação aos óleos marcadores.

Assim, a refinaria da África (REAFRI) foi modelada em módulos com capacidade de processamento de 47.696 m³/d (300.000 bpd). As principais unidades de processo desta refinaria e suas capacidades são apresentadas na Tabela 5.5.

⁴² Na modelagem proposta neste estudo não se considerou a refinaria de Pasadena (Texas, EUA), de propriedade da PETROBRAS, uma vez que esta unidade industrial não foi reconfigurada para processamento de óleos médios e pesados brasileiros, processando atualmente óleo leve americano proveniente de folhelho.

⁴³ Utilizou-se como premissa que a construção de novas refinarias na Ásia, Europa e América do Norte não seriam viáveis tendo em vista restrições políticas, econômicas e ambientais (REFINING WORLD, 2013).

Tabela 5.5 - Capacidades, por unidade de processo, da refinaria oferecida na África (REAFRI) como investimento livre.

Unidade de Processo	Capacidade (m ³ /d)
Destilação atmosférica	47.696
Destilação a vácuo	31.000
Reforma catalítica	2.000
Craqueamento catalítico	12.000
Coqueamento retardado	12.000
Hidrocraqueamento catalítico	17.000
Hidrotratamento de correntes instáveis	12.000
Hidrotratamento de nafta de coque	8.000
Hidrotratamento de gasolina	6.000

Já as refinarias localizadas na Ásia (REASI), Europa (REURO) e América do Norte (REUSA) também foram modeladas em módulos com capacidade de processamento de 47.696 m³/d (300.000 bpd), entretanto com um esquema de refino inicial diferente da REAFRI, como mostra a Tabela 5.6.

Tabela 5.6 - Capacidades, por unidade de processo, das refinarias oferecidas como investimento livre na Ásia (REASI), Europa (REURO) e América do Norte (REUSA).

Unidade de Processo	Capacidade (m ³ /d)
Destilação atmosférica	47.696
Destilação a vácuo	31.000
Craqueamento catalítico	12.000
Hidrotratamento de correntes instáveis	12.000
Hidrotratamento de gasolina	6.000

Todavia, a modelagem proposta permite novos investimentos nestas refinarias nas seguintes unidades de processo: coqueamento retardado, hidrocraqueamento catalítico, hidrotratamento de nafta de coque e reforma catalítica.

Ou seja, a modelagem proposta considera a aquisição de refinarias em mercados internacionais com esquema de refino craqueador e a possibilidade de novos investimentos para aumentar sua complexidade. Em termos de modelagem, a diferença de uma unidade de processo *greenfield*, como as da REAFRI, e uma unidade de processo de uma refinaria já existente a ser adquirida nos diferentes mercados

internacionais, como as da REASI, REURO e REUSA, está relacionada aos diferentes valores de custos de investimento (ver seções 5.2.7 e 6.10).

5.2.7. Custos de investimento das unidades de processo das refinarias

A metodologia utilizada para a determinação dos valores de investimentos das unidades de processo de refinarias⁴⁴ foi a descrita a seguir (DE MATTOS, 2006; MME/EPE, 2007)⁴⁵:

$$Investimento\ Total = Investimento\ ISBL + Investimento\ OSBL \quad (5.1)$$

Sendo:

ISBL = *Inside Battery Limit* (investimentos na unidade de processo);

OSBL = *Outside Battery Limit* (investimentos em sistemas de apoio).

Neste trabalho, adotou-se que $OSBL = ISBL$, conforme valores médios apresentados em MAPLES (2000) e TAVARES (2005). O valor do ISBL é calculado conforme a equação (5.2), a partir de um valor conhecido (custo de referência) para uma unidade similar instalada em um mercado de referência:

$$Custo\ ISBL = Custo_{ref} \times FA \times FC \times FL \times FQC \quad (5.2)$$

Onde:

$Custo_{ref}$ = Custo de Referência: custo de investimento de uma unidade de processo, para um determinado ano, em certo mercado, normalmente a costa do Golfo do México (MME/EPE, 2007);

FA= Fator de Anualização: permite a correção do investimento de base conhecida, em relação à diferença entre os anos considerados. Geralmente, usa-se 5% a.a., ou seja, faz-se $FA = (1,05)^n$, onde “n” é o número de anos (MME/EPE, 2007);

⁴⁴ Os custos finais de investimento para cada unidade de processo das diversas refinarias serão apresentados na seção 6.10.

⁴⁵ Os custos de investimento em refino utilizados neste trabalho não são, necessariamente, os valores aplicados atualmente no Brasil por motivos não técnicos, cuja explicação foge ao escopo desta tese, mas sim àqueles determinados a partir da metodologia descrita nesta seção.

FC = Fator de Capacidade: permite a correção para o custo da unidade de processo de acordo com a sua capacidade volumétrica. Este fator é igual à relação entre as capacidades consideradas, elevada a um valor entre 0,6 a 0,7, usualmente 0,66 (MME/EPE, 2007);

FL = Fator de Localização: correção do investimento de base conhecida (usualmente a costa do golfo do México) para compensar as diferenças de custos locais. Geralmente variam de 1,0 a 2,0 (MME/EPE, 2007). Adotaram-se, neste trabalho, os fatores de 1,0 para a América do Norte, Ásia e Europa (ICCT, 2011) e o valor de 1,7 para a África e o Brasil (SILVA, 2013).

FQC = Fator de Carga: corrige investimentos de base conhecida em função da qualidade da carga. Só é utilizado em casos específicos (MME/EPE, 2007). Neste trabalho, adotou-se para este fator o valor de 1,0.

Como colocado anteriormente na seção 5.2.6, no caso da REASI, REURO e REUSA, considerou-se que estas são refinarias já existentes, compostas de destilação atmosférica, destilação a vácuo, craqueamento catalítico, hidrotratamento de correntes instáveis e hidrotratamento de gasolina, que podem ser adquiridas nestas localidades. Assim, para estas unidades de processo já existentes nas refinarias anteriormente citadas, aplicou-se sobre o custo ISBL final um fator de depreciação de 0,33 (MAPLES, 2000; TAVARES, 2005).

Os custos de referência para as diversas unidades de processo, colocadas na costa do Golfo do México, para o ano de 2006, são apresentados na Tabela 5.7.

Tabela 5.7 - Custos de referência para diversas unidades de processo, colocadas na costa do Golfo do México, para o ano de 2006.

Unidade de Processo	Capacidade (m³)	Custo de Referência (US\$)
Destilação atmosférica	19.080	250.000.000
Destilação a vácuo	12.720	70.000.000
Craqueamento catalítico	9.540	380.000.000
Hidrocrackeamento catalítico	4.770	390.000.000
Coqueamento retardado	13.000	349.000.000
Reforma catalítica	3.000	48.000.000
Hidrotratamento de correntes instáveis	4.770	105.000.000
Hidrotratamento de nafta de coque	4.770	105.000.000
Hidrotratamento de gasolina	4.770	72.000.000

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de DE MATTOS, 2006; MME/EPE, 2007; MAPLES, 2000.

5.2.8. Campanhas e rendimentos da destilação atmosférica

A modelagem proposta considerou a possibilidade de três campanhas na destilação atmosférica: campanha nafta, campanha querosene e campanha diesel. Os rendimentos de cada um dos petróleos brasileiros e dos petróleos internacionais são apresentados, respectivamente nas Tabelas 5.8 e 5.9.

Tabela 5.8 - Rendimentos dos petróleos brasileiros para as diversas campanhas.

Petróleo Leve Brasileiro			
Derivado	Campanha Nafta	Campanha Querosene	Campanha Diesel
Gás Combustível	0,0%	0,0%	0,0%
GLP	1,5%	1,5%	1,5%
Nafta	24,5%	21,0%	22,5%
Querosene	8,0%	13,0%	8,5%
Diesel	25,0%	23,5%	26,5%
RAT	41,0%	41,0%	41,0%
Petróleo Mediano Doce Brasileiro			
Derivado	Campanha Nafta	Campanha Querosene	Campanha Diesel
Gás Combustível	0,3%	0,3%	0,3%
GLP	2,0%	2,0%	2,0%
Nafta	15,0%	12,5%	13,5%
Querosene	6,5%	10,5%	6,5%
Diesel	27,0%	25,5%	28,5%
RAT	49,2%	49,2%	49,2%
Petróleo Mediano Azedo Brasileiro			
Derivado	Campanha Nafta	Campanha Querosene	Campanha Diesel
Gás Combustível	0,1%	0,1%	0,1%
GLP	1,7%	1,7%	1,7%
Nafta	18,5%	15,0%	16,5%
Querosene	9,5%	15,0%	9,5%
Diesel	26,5%	24,5%	28,5%
RAT	43,7%	43,7%	43,7%
Petróleo Pesado Doce Brasileiro			
Derivado	Campanha Nafta	Campanha Querosene	Campanha Diesel
Gás Combustível	0,1%	0,1%	0,1%
GLP	0,8%	0,8%	0,8%
Nafta	11,0%	9,0%	10,0%
Querosene	5,5%	9,0%	5,5%
Diesel	25,5%	24,0%	26,5%
RAT	57,1%	57,1%	57,1%
Petróleo Pesado Azedo Brasileiro			
Derivado	Campanha Nafta	Campanha Querosene	Campanha Diesel
Gás Combustível	0,1%	0,1%	0,1%
GLP	0,4%	0,4%	0,4%
Nafta	9,0%	7,5%	8,5%
Querosene	5,0%	7,5%	4,5%
Diesel	31,0%	30,0%	32,0%
RAT	54,5%	54,5%	54,5%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP, 2014b; BARROS, 2014; BG GROUP, 2014; CHEVRON, 2014; ENI, 2014; MEYERS, 2003; SZKLO *et al.*, 2012; TOTSÁ, 2014.

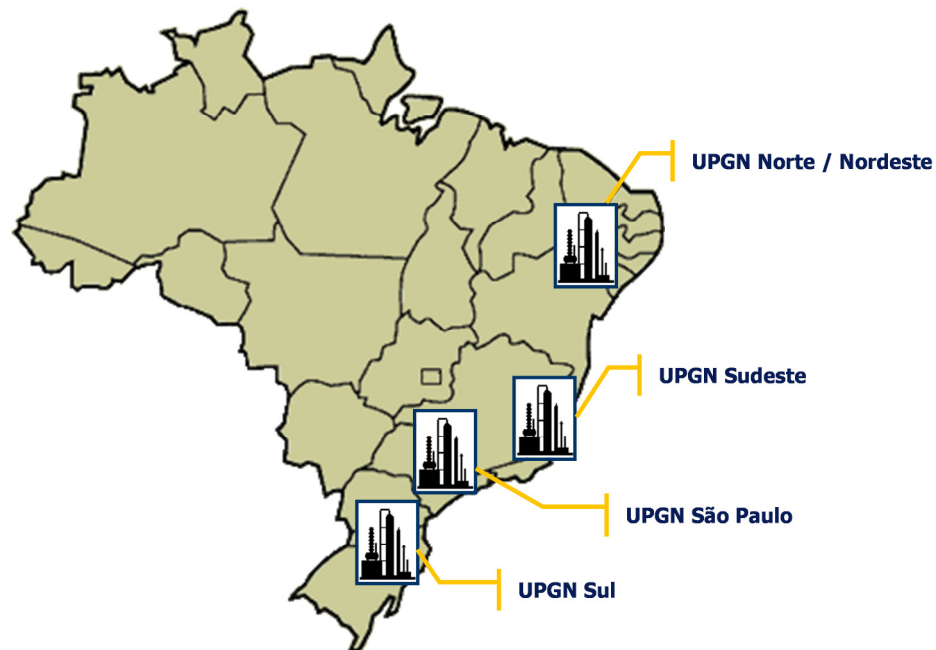
Tabela 5.9 - Rendimentos dos petróleos internacionais para as diversas campanhas.

Petróleo Leve Africano			
Derivado	Campanha Nafta	Campanha Querosene	Campanha Diesel
Gás Combustível	0,1%	0,1%	0,1%
GLP	2,0%	2,0%	2,0%
Nafta	24,5%	21,0%	22,5%
Querosene	10,5%	16,5%	10,0%
Diesel	41,0%	38,5%	43,5%
RAT	21,9%	21,9%	21,9%
Petróleo Leve Árabe			
Derivado	Campanha Nafta	Campanha Querosene	Campanha Diesel
Gás Combustível	0,0%	0,0%	0,0%
GLP	2,0%	2,0%	2,0%
Nafta	25,5%	21,5%	23,5%
Querosene	9,0%	14,5%	9,0%
Diesel	29,0%	27,5%	31,0%
RAT	34,5%	34,5%	34,5%
Petróleo Pesado Sul-Americano			
Derivado	Campanha Nafta	Campanha Querosene	Campanha Diesel
Gás Combustível	0,0%	0,0%	0,0%
GLP	0,3%	0,3%	0,3%
Nafta	6,5%	5,0%	6,0%
Querosene	4,5%	7,5%	4,0%
Diesel	28,0%	26,5%	29,0%
RAT	60,7%	60,7%	60,7%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de ANP, 2014b; BARROS, 2014; BG GROUP, 2014; CHEVRON, 2014; ENI, 2014; MEYERS, 2003; SZKLO *et al.*, 2012; TOTSÁ, 2014.

5.2.9. Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN's)

Além das refinarias e de outras plantas industriais, a modelagem também contempla as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) existentes no Brasil, de forma regionalizada, conforme mostra a Figura 5.2.



Fonte: Elaboração própria.

Figura 5.2 - Regionalização das UPGN's brasileiras.

Cada uma destas UPGN's regionalizadas foi obtida pelo somatório das capacidades das unidades já existentes nestas regiões ou com investimentos previstos (ANP, 2013a). Estas UPGN's regionalizadas oferecem a produção de GLP e C5⁺ provenientes do processamento do gás natural. Esta produção é colocada no modelo como uma carga fixa de saída para cada UPGN, não sendo, portanto, otimizada para as diversas simulações.

O conjunto de produtores de gás natural do Brasil é representado de forma agrupada no modelo, oferecendo a produção deste energético para cada período. De forma análoga, a oferta de gás natural para as refinarias da África (REAFRI), da Ásia (REASI), da Europa (REURO) e da América do Norte (REUSA) é feita de forma agrupada para cada região.

5.2.10. Derivados de petróleo contemplados na demanda doméstica

A modelagem proposta considera a demanda interna para os seguintes derivados de petróleo:

- GLP
- Nafta

- Gasolina (teor máximo de enxofre de 30 ppm);
- Querosene de aviação (QAV).
- Diesel S-10 (diesel com teor máximo de enxofre de 10 ppm);
- Diesel S-500 (diesel com teor máximo de enxofre de 500 ppm);
- Diesel S-5000 (diesel com teor máximo de enxofre de 5000 ppm);
- Óleo combustível;
- Coque.

Os valores de demanda⁴⁶ para os diversos derivados de petróleo são distribuídos por centro de consumo nacional (base) e para cada período do modelo.

5.2.11. Demanda externa máxima de petróleo

Para os mercados externos (África, América do Norte, América do Sul e Central, Ásia e Oceania, Eurásia, Europa e Oriente Médio), foram consideradas possibilidades de demandas para os diferentes tipos de petróleos brasileiros. A modelagem considera como demanda externa máxima, para cada mercado internacional, os valores de importação atuais de petróleo de cada uma destas regiões⁴⁷.

Para se determinar o tipo de petróleo brasileiro (leve, mediano doce, mediano azedo, pesado doce e pesado azedo) a ser ofertado a cada mercado internacional, inicialmente avaliaram-se os parques de refino das sete regiões consideradas nesta modelagem de modo a definir-se a tipologia média de suas refinarias. Para estas avaliações foram utilizados os dados do OIL & GAS JOURNAL, 2010, totalizando-se as capacidades das seguintes unidades de processo de cada região: destilação atmosférica (DA), destilação a vácuo (DV), coqueamento retardado (UCR), craqueamento catalítico em leito fluidizado (FCC), hidrocrackeamento catalítico (HCC) e hidrotratamento (HDT). Os resultados são apresentados na Tabela 5.10 em m³/d e na Tabela 5.11 em percentuais em relação à unidade de destilação atmosférica.

⁴⁶ Os valores finais da demanda doméstica de derivados serão apresentados na seção 6.4.

⁴⁷ Os valores finais da demanda externa máxima de petróleo serão apresentados na seção 6.6.

Tabela 5.10 - Capacidades totais de diferentes unidades de processo dos parques de refino dos mercados internacionais.

Unidade de Processo	África	América do Norte	América do Sul e Central	Ásia e Oceania	Eurásia	Europa	Oriente Médio
	m³/d						
DA	492.517	3.388.106	1.046.500	3.992.816	1.418.693	2.555.230	1.133.100
DV	81.002	1.489.236	452.605	779.371	501.953	1.031.034	305.110
FCC	33.272	1.045.578	208.427	489.407	99.890	398.698	56.844
HCC	9.818	297.684	21.049	201.457	23.541	216.959	90.697
HDT	132.087	2.596.552	302.731	1.607.669	557.499	1.714.229	313.876
UCR	10.504	432.769	77.697	95.231	34.485	70.736	11.447

Fonte: Elaboração própria a partir de OIL & GAS JOURNAL, 2010.

Tabela 5.11 – Capacidades (em %) de unidades de processo dos parques de refino dos mercados internacionais.

Unidade de Processo	África	América do Norte	América do Sul e Central	Ásia e Oceania	Eurásia	Europa	Oriente Médio
	% em relação à DA						
DV	16%	44%	43%	20%	35%	40%	27%
FCC	7%	31%	20%	12%	7%	16%	5%
HCC	2%	9%	2%	5%	2%	8%	8%
HDT	27%	77%	29%	40%	39%	67%	28%
UCR	2%	13%	7%	2%	2%	3%	1%

Fonte: Elaboração própria a partir de OIL & GAS JOURNAL, 2010.

A Tabela 5.12 apresenta as capacidades totais (em m³/d) e em percentuais em relação à unidade de destilação atmosférica das diversas unidades de processo para o parque mundial de refino.

Tabela 5.12 - Capacidades totais e percentuais de unidades de processo do parque mundial de refino.

Unidade de Processo	Capacidade Total (m ³ /d)	% em Relação à DA
DA	14.026.962	100%
DV	4.640.311	33%
FCC	2.332.116	17%
HCC	861.205	6%
HDT	7.224.642	52%
UCR	732.868	5%

Fonte: Elaboração própria a partir de OIL & GAS JOURNAL, 2010.

Com os dados das Tabelas 5.11 e 5.12 foi possível classificar o parque de refino de cada mercado internacional. A classificação quanto à tipologia média das refinarias de cada um destes mercados foi definida comparando o seu parque de refino (percentuais das diferentes unidades de processo em relação à DA) com os percentuais do parque mundial de refino.

A Tabela 5.13 apresenta a tipologia básica média do parque de refino de cada um dos mercados internacionais de petróleo considerados nesta modelagem.

Tabela 5.13 - Tipologia básica média das refinarias dos mercados internacionais de petróleo.

Mercado Internacional	Tipologia Média das Refinarias
África	Destilador sem tratamento
América do Norte	Hidrocraqueador / coqueador com tratamento
América do Sul e Central	Craqueador sem tratamento
Ásia e Oceania	Destilador sem tratamento
Eurásia	Destilador sem tratamento
Europa	Hidrocraqueador com tratamento
Oriente Médio	Hidrocraqueador sem tratamento

Assim, por simplificação, de acordo com as características do parque de refino de cada mercado internacional, os petróleos nacionais possíveis de serem ofertados pelo modelo para cada uma destas regiões foram os seguintes:

- África: leve e mediano doce;
- América do Norte: leve, mediano doce, mediano azedo, pesado doce e pesado azedo;
- América do Sul e Central: leve e mediano doce;
- Ásia e Oceania: leve, mediano doce e mediano azedo⁴⁸;
- Eurásia: leve e mediano doce;
- Europa: leve, mediano doce e mediano azedo.
- Oriente Médio: leve e mediano doce.

⁴⁸ Considerou-se o futuro do parque de refino da China com acréscimo significativo da capacidade de hidrotratamento (WALLS, 2010).

5.2.12. Demanda externa máxima de derivados de petróleo

Para os diferentes mercados internacionais foram consideradas demandas para os seguintes derivados de petróleo:

- GLP;
- Nafta;
- Gasolina especificada (teor máximo de enxofre de 30 ppm);
- Gasolina não especificada (gasolina com teor máximo de enxofre não controlado pelo modelo)⁴⁹;
- Querosene de aviação (QAV);
- Diesel S-10 (diesel com teor máximo de enxofre de 10 ppm);
- Diesel S-500 (diesel com teor máximo de enxofre de 500 ppm);
- Diesel não especificado (diesel com teor máximo de enxofre não controlado pelo modelo);
- Óleo combustível;
- Óleo combustível não especificado (óleo combustível com viscosidade não controlada pelo modelo);
- Coque.

Considerou-se, neste trabalho, como demanda externa máxima, para cada mercado internacional e derivado, o valor de importação atual de cada uma destas regiões⁵⁰.

5.2.13. Oferta externa máxima de derivados de petróleo

A metodologia de modelagem proposta contempla também a possibilidade de importação de derivados de petróleo dos sete mercados internacionais considerados nesta modelagem para o mercado brasileiro.

São possíveis importações dos seguintes derivados de petróleo:

- GLP;

⁴⁹ A utilização de certo nível de demanda externa para alguns derivados não especificados, como gasolina, diesel e óleo combustível, tem como finalidade não inviabilizar determinadas corridas em que não seja viável a especificação do volume total produzido destes produtos.

⁵⁰ Os valores finais da demanda externa máxima de derivados de petróleo serão apresentados na seção 6.5.

- Nafta;
- Gasolina (teor máximo de enxofre de 30 ppm);
- Querosene de aviação (QAV);
- Diesel S-10 (diesel com teor máximo de enxofre de 10 ppm);
- Diesel S-500 (diesel com teor máximo de enxofre de 500 ppm);
- Óleo combustível;
- Coque.

Considerou-se como oferta externa máxima, para cada mercado internacional e derivado, o valor de exportação atual de cada uma destas regiões⁵¹.

5.2.14. Síntese da estrutura do modelo

Assim, em síntese, a modelagem proposta neste trabalho é composta de:

- Cinco campos brasileiros de produção de petróleo: campo de petróleo leve, campo de petróleo mediano doce, campo de petróleo mediano azedo, campo de petróleo pesado doce e campo de petróleo pesado azedo;
- Quatro terminais aquaviários brasileiros: TA norte/nordeste, TA São Paulo, TA sudeste e TA sul;
- Cinco terminais terrestres brasileiros: TT norte/nordeste, TT São Paulo, TT sudeste, TT sul, TT centro;
- Quatro grupos de refinarias brasileiras, regionalizadas, representando os somatórios das refinarias atualmente existentes ou com investimentos previstos: RENORD (região norte/nordeste), RESP (São Paulo), RESUD (região sudeste) e RESUL (região sul);
- Quatro refinarias brasileiras oferecidas como investimento livre ao modelo com diferentes localizações no território nacional: REBRA I (região sudeste), REBRA II (região sul), REBRA III (região nordeste) e REBRA IV (região centro-oeste);

⁵¹ Os valores finais da oferta externa máxima de derivados de petróleo serão apresentados na seção 6.7.

- Nove plantas industriais com características específicas de produção e/ou pouca importância na totalidade do parque nacional de refino, representadas no modelo como unidades com carga fixa de saída;
- Quatro refinarias com localização em mercados internacionais: REAFRI (África), REASI (Ásia), REURO (Europa) E REUSA (América do Norte), oferecidas como investimento livre ao modelo;
- Cinco mercados brasileiros de consumo de derivados de petróleo: centro, norte/nordeste, São Paulo, sudeste e sul;
- Sete mercados internacionais de consumo e exportação de petróleo e derivados: África, América do Norte, América do Sul e Central, Ásia e Oceania, Eurásia, Europa e Oriente Médio;
- Quatro Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), regionalizadas, em território brasileiro: UPGN norte/nordeste, UPGN sudeste, UPGN São Paulo e UPGN sul;
- Um campo brasileiro de produção de gás natural;
- Quatro campos internacionais de produção de gás natural para abastecimento das refinarias da África, Ásia, Europa e América do Norte.

A movimentação de petróleo e derivados do modelo, entre as entidades anteriormente listadas, é realizada através de arcos logísticos. A modelagem possui 849⁵² arcos logísticos, entre nacionais e internacionais.

Cada arco logístico de transporte possui um custo inerente à movimentação de petróleo e derivados de um ponto de origem a um ponto de destino. Este custo de transporte leva em consideração o modal (dutoviário, ferroviário, marítimo de longo curso, marítimo de cabotagem e rodoviário) e a classe (claro, escuro, coque, GLP e petróleo) do produto transportado⁵³.

⁵²Este valor está associado às ligações entre os diferentes nós logísticos da modelagem (campos de petróleo, terminais, refinarias, centros de consumo, etc.), bem como às diferentes classes de produtos transportados (claros, coque, escuros, GLP, gás natural e petróleo).

⁵³ Os custos de transporte utilizados na modelagem serão apresentados na seção 6.11.

5.3. A formulação matemática do modelo

5.3.1. Entidades, variáveis de decisão e parâmetros do modelo

Uma entidade é um conjunto de elementos com significado semelhante (por exemplo, conjunto de refinarias), identificada por um índice, que representa o conjunto de elementos desta entidade. Entidades e índices representam as dimensões dos modelos, provendo um mecanismo para agrupar parâmetros, variáveis e restrições. O uso de entidades e índices para a indexação de expressões permite construir modelos de forma concisa e facilmente compreensível (RIBAS, 2008).

O termo parâmetro significa certa quantidade conhecida, ou seja, um dado de entrada. Esta aceção para parâmetro é usualmente utilizada em Pesquisa Operacional, embora em estatística, este termo signifique uma quantidade desconhecida. Na programação matemática, a quantidade desconhecida, a ser estimada é expressa pelo termo variável. Os parâmetros permitem uma melhor prática da modelagem, pois, ao invés de colocar os dados numéricos nas expressões matemáticas, eles possibilitam o uso de expressões genéricas (RIBAS, 2008).

Em relação às variáveis de decisão, no contexto da programação matemática, o otimizador (*solver*) determina uma solução ótima que atribui valores a estas variáveis, de tal forma a otimizar uma função matemática (função objetivo).

A Tabela 5.14 apresenta as entidades e variáveis de decisão do modelo (contínuas e inteiras) enquanto que a Tabela 5.15 descreve os parâmetros do modelo.

Tabela 5.14 - As entidades e variáveis de decisão do modelo.

Entidades		Variáveis	
Conjunto de nós <i>i, i1, i2</i>	I	Variáveis Inteiras	
Conjunto de refinarias <i>r</i>	$R \subset I$	Investimentos em unidades de refinaria	$K_{r,u,n}$
Conjunto de campos de exploração <i>f</i>	$F \subset I$	Investimentos em transporte	$KT_{ut,n}$
Conjunto de produtores de gás natural <i>ng</i>	$NG \subset I$	Variáveis Contínuas	
Conjunto de nós internacionais <i>in</i>	$IN \subset I$	Capacidade Atual Máxima	$WC_{r,u,n}^+$
Conjunto de terminais <i>tr</i>	$TR \subset I$	Capacidade Atual Mínima	$WC_{r,u,n}^-$
Conjunto de bases <i>b</i>	$B \subset I$	Custo Operacional Atual	$OCA_{r,u,n}$
Conjunto de períodos $\{n n = 1, \dots, NT\}$	N	Degradação	$B_{r,pi,po,n}$
Conjunto de produtos <i>p, pi, po</i>	P	Taxa de alimentação da destilação	$DFR_{r,u,c,o,n}$
Conjunto de petróleos <i>o</i>	O	Taxa de alimentação da unidade de processo	$PFR_{r,u,c,pi,n}$
Conjunto de classes de produtos <i>cl</i>	CL	Capacidade Atual de Transporte	$WCT_{ut,n}$
Conjunto de campanhas <i>c</i>	C	Custo atual de transporte	$TCA_{ut,n}$
Conjunto de tipos de unidades <i>t</i>	T	Exportação de petróleo	$OEXP_{in,o,n,h}$
Conjunto de unidades de processo <i>u, u2</i>	U	Importação de petróleo	$OIMP_{in,o,n,h}$
Conjunto de modais de transporte <i>m</i>	M	Exportação de derivados	$PEXP_{in,po,n,h}$
Conjunto de arcos de transporte <i>ut</i>	UT	Importação de derivados	$PIMP_{in,po,n,h}$
Conjunto de faixas de preços <i>h</i>	H	Fluxo de entrada transportado	$IR_{r,po,n}$
		Fluxo de petróleo transportado	$OT_{ut,o,n}$
		Fluxo de saída transportado	$OR_{r,po,n}$
		Fluxo de derivados transportado	$PT_{ut,po,n}$

Tabela 5.15 - Os parâmetros do modelo.

Parâmetros			
Custo de Investimento em refino	$KC_{r,u}$	Demanda de petróleo externa máxima	$ODE_{in,o,n,h}^+$
Custo operacional do refino	$OC_{r,u}$	Demanda de petróleo externa mínima	$ODE_{in,o,n,h}^-$
Custo operacional adicional no refino	$\overline{OC}_{r,u}$	Demanda de produto externa máxima	$PDE_{in,po,n,h}^+$
Capacidade inicial máxima no refino	$UC_{r,u}^+$	Demanda de produto externa mínima	$PDE_{in,po,n,h}^-$
Capacidade inicial mínima no refino	$UC_{r,u}^-$	Oferta de petróleo externa máxima	$OFB_{in,o,n,h}^+$
Capacidade adicional máxima no refino	$\overline{UC}_{r,u}^+$	Oferta de petróleo externa mínima	$OFB_{in,o,n,h}^-$
Capacidade adicional mínima no refino	$\overline{UC}_{r,u}^-$	Oferta de produto externa máxima	$PFB_{in,po,n,h}^+$
Investimento previsto em refino	$KF_{r,u}$	Oferta de produto externa mínima	$PFB_{in,po,n,h}^-$
Troca unidade de processo	$CU_{r,u,u2}$	Preço do petróleo para exportação	$OPE_{in,o,n,h}$
Produção de gás natural	$NGP_{ng,po,n}$	Preço do petróleo para importação	$OPI_{in,o,n,h}$
Produção de petróleo nacional	$FP_{f,o,n}$	Preço do produto para exportação	$PPE_{in,po,n,h}$
Demanda de produto	$PD_{b,po,n}$	Preço do produto para importação	$PPI_{in,po,n,h}$
Proporção	$PERC_{r,u,c,pi,n}$	Custo de investimento em transporte	KTC_{ut}
Proporção máxima	$PERC_{r,u,c,pi,n}^+$	Custo de transporte	TC_{ut}
Proporção mínima	$PERC_{r,u,c,pi,n}^-$	Capacidade inicial de transporte	CT_{ut}
Rendimento da destilação	$DY_{r,u,c,o,po}$	Capacidade adicional de transporte	\overline{CT}_{ut}
Rendimento das unidades de refino	$PUY_{r,u,c,pi,po}$	Investimento previsto em transporte	KTF_{ut}
Enxofre do produto de entrada	$SIO_{pi,n}$	Existe arco de transporte	$UTE_{ut,i1,i2,m,cl}$
Enxofre máximo	$SPO_{po,n}^+$	Taxa de atualização	AT
Fator de mistura	$BI_{po,n}$	Vida útil do projeto de refino	$L_{r,u}$
Viscosidade máxima	$VPO_{po,n}^-$	Vida útil do projeto de transporte	LT_{ut}

5.3.2. A função objetivo

O objetivo do modelo é minimizar o custo total do sistema de abastecimento de petróleo e derivados, conforme mostra a equação 5.3.

$$MIN (Z) = \text{Custo Total} \quad (5.3)$$

Sendo que o custo total é dado pela equação 5.4, apresentada a seguir.

$$\text{Custo Total} = \text{Custo do Refino} + \text{Custo da Logística} \quad (5.4)$$

O custo do refino é dado pela soma dos custos de operação das refinarias e para novos investimentos em refino, como mostra a equação 5.5.

$$\begin{aligned} \text{Custo do Refino} = & \text{custos de operação das refinarias} \\ & + \text{custos para novos investimentos em refino} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Já a parcela referente ao custo da logística é composta pelos custos de transporte de petróleo e derivados, custos de investimento em logística, gastos com importação e receitas com exportação⁵⁴, conforme apresentado na equação 5.6.

$$\begin{aligned} \text{Custo da Logística} = & \text{custos para movimentação de petróleo e derivados} \\ & + \text{custos para novos investimentos em logística} \\ & + \text{custos para importação de petróleo e derivados} \\ & - \text{receitas provenientes da exportação de petróleo e derivados} \end{aligned} \quad (5.6)$$

Cada uma destas parcelas será apresentada a seguir. O modelo é multiperíodo e todas as parcelas da função objetivo (FO) são trazidas a valor presente à data do início do planejamento (para o nosso caso específico o ano de 2015). Assim, todos os termos

⁵⁴ Embora a função objetivo (FO) vise minimizar o custo total do sistema de abastecimento de petróleo e derivados, como as receitas provenientes da exportação de óleo cru e produtos refinados entram na parcela da logística da FO, é possível analisar também a maximização destas.

da FO são atualizados pelo fator $(1 + AT)^{(n-1)}$, onde “n” é o período e “AT” é a taxa interna de retorno.

- Custo de operação das refinarias

$$\sum_{r \in I} \sum_{u \in U} \sum_{n \in N} \left(\frac{OCA_{r,u,n-1} + \overline{OC}_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) - OC_{r,u} \cdot UC_{r,u}^+ \cdot \sum_{u2 \in U} [(K_{r,u2,n} + KF_{r,u2,n}) CU_{r,u,u2}]}{(1 + AT)^{(n-1)}} \right) \quad (5.7)$$

A equação (5.7) mostra que o custo de operação para cada unidade de processo em cada refinaria a cada período pode sofrer um incremento de custo devido a investimentos propostos ($K_{r,u,n}$) e investimentos previstos ($KF_{r,u,n}$).

- Custo de transporte

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{n \in N} \left(\left(\sum_{p \in P} PT_{ut,p,o,n} \cdot TC_{ut} + \sum_{o \in O} OT_{ut,o,n} \cdot TC_{ut} \right) / (1 + AT)^{(n+1)} \right) \quad (5.8)$$

A equação (5.8) mostra que o custo de transporte é composto pelo custo de transportar derivados ($PT_{ut,p,o,n} \times TC_{ut}$) somados ao custo de transporte de petróleo ($OT_{ut,o,n} \times TC_{ut}$) para cada período n e arco de transporte ut .

- Investimentos em refino

$$\sum_{r \in I} \sum_{u \in U} \sum_{n \in N} \left[\left(\frac{KC_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) (NT - n + 1)}{L_{r,u}} \right) / (1 + AT)^{(n-1)} \right] \quad (5.9)$$

Os investimentos em refino são de três tipos: construção de uma nova unidade em uma refinaria, ampliação de uma unidade já em operação e troca de uma unidade já existente por outra, indicados pelo índice (u). Os custos de investimentos ($KC_{r,u}$) são então considerados caso a variável de investimento $K_{r,u,n}$ ou o parâmetro de investimento $KF_{r,u,n}$ seja diferente de zero para uma dada unidade de processo (u) em uma refinaria (r) em um período (n). O custo de investimento entra com uma parcela única no período que ocorre o investimento proporcional a fração $(N - n + 1)/L_{r,u}$.

Esta fração considera o momento do investimento n , o horizonte de planejamento N e a vida útil do projeto $L_{r,u}$, tornando o custo de investimento proporcional a razão entre sua utilização durante o horizonte de planejamento e sua vida útil (equação (5.9)).

- Investimentos em logística

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{n \in N} \left[\left(\frac{KTC_{ut}(KT_{ut,n} + KTF_{ut,n})(NT - n + 1)}{LT_{ut}} \right) / (1 + AT)^{(n-1)} \right] \quad (5.10)$$

Esta parcela (equação (5.10)) corresponde aos gastos com investimentos em transporte, de forma análoga a expressão (5.9), onde KTC_{ut} corresponde ao custo de investimento em transporte associado à variável de investimento $KT_{ut,n}$ e ao parâmetro de investimento previsto $KTF_{ut,n}$.

- Importação e Exportação de Petróleos

$$\sum_{n \in N} \left(\frac{(\sum_{in \in I} \sum_{o \in O} \sum_{h \in H} (OPI_{in,o,n,h} \cdot OIMP_{in,o,n,h} - OPE_{in,o,n,h} \cdot OEXP_{in,o,n,h}))}{(1 + AT)^{(n-1)}} \right) \quad (5.11)$$

Despesas com importação de petróleo ($OPI_{in,o,n,h} \times OIMP_{in,o,n,h}$) para cada frente de importação (in), tipo de petróleo (o), período (n) e faixa de preço (h), subtraídas da renda obtida com a exportação de petróleo nacional ($OPE_{in,o,n,h} \times OEXP_{in,o,n,h}$) (equação (5.11)).

- Importação e Exportação de Derivados de Petróleo

$$\sum_{n \in N} \left[\left(\sum_{in \in I} \sum_{po \in P} \sum_{h \in H} (PPI_{in,po,n,h} \cdot PIMP_{in,po,n,h} - PPE_{in,po,n,h} \cdot PEXP_{in,po,n,h}) \right) / (1 + AT)^{(n_{value}-1)} \right] \quad (5.12)$$

Corresponde aos gastos com a importação de derivados ($PPI_{in,o,n,h} \times PIMP_{in,o,n,h}$) menos as receitas obtidas com a exportação de derivados ($PPE_{in,o,n,h} \times PEXP_{in,o,n,h}$) (equação (5.12)).

5.3.3. Restrições relativas ao refino

As restrições compõem o principal mecanismo para especificar as definições de um modelo de programação matemática e são usadas para limitar os valores das variáveis. Restrições são relações numéricas contendo expressões em termos de variáveis e parâmetros. A seguir, são apresentadas as principais restrições relativas ao processo de refino.

- Balanço de refino

$$\begin{aligned} \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{o \in O} DFR_{r,u,c,o,n} \cdot DY_{r,u,c,o,po} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,c,pi,n} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} + \sum_{pi \in P} B_{r,pi,po,n} + IR_{r,po,n} \\ = \sum_{pi \in P} B_{r,pi,po,n} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} PFR_{r,u,c,po,n} + OR_{r,po,n}; \quad \forall r \in R, \forall pi \in P, \forall n \in N \end{aligned} \quad (5.13)$$

A equação (5.13) mostra que para cada refinaria (r), unidade de processo (u), campanha (c), produto (po) e período (n) a soma dos fluxos de entrada deve ser igual à soma dos fluxos de saída. O fluxo de entrada representa a carga na unidade de processo (seja na destilação $DFR_{r,u,c,o,n}$ ou nas demais unidades de processo $PFR_{r,u,c,pi,n}$) multiplicada pela taxa de rendimento da unidade ($DY_{r,u,c,o,po}$ para a destilação e $PUY_{r,u,c,pi,po}$ para as demais unidades) para o produto de saída (po) somada ao volume de produto de entrada (pi) degradado⁵⁵ ($B_{r,pi,po,n}$) em po mais a quantidade de po que entra na refinaria ($IR_{r,po,n}$). O fluxo de saída corresponde ao volume de po degradado ($B_{r,pi,po,n}$) em outros produtos somado a quantidade de po usada como carga e a quantidade de po presente na saída da refinaria ($OR_{r,po,n}$).

- Operação da refinaria

$$PFR_{r,u,pi,c,n} = PERC_{r,u,pi,c,n} \cdot \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,pi,c,n}; \quad \forall r \in R, \forall u \in U, \forall pi \in P, \forall c \in C, \forall n \in N \quad (5.14)$$

$$\begin{aligned} PERC_{r,u,pi,c,n}^- \cdot \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,pi,c,n} \leq PFR_{r,u,pi,c,n} \leq PERC_{r,u,pi,c,n}^+ \cdot \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,pi,c,n}; \\ \forall r \in R, \forall u \in U, \forall pi \in P, \forall c \in C, \forall n \in N \end{aligned} \quad (5.15)$$

⁵⁵ Degradação refere-se à adição de um produto de maior valor agregado a um produto de menor valor.

As restrições (5.14) e (5.15) limitam a carga de alimentação ($PFR_{r,u,pi,c,n}$) de produto (pi) em uma unidade (u), que deve ser igual a um percentual ($PERC_{r,u,pi,c,n}$) ou maior que um percentual mínimo ($PERC_{r,u,pi,c,n}^-$) ou menor que um percentual máximo ($PERC_{r,u,pi,c,n}^+$) da carga total da unidade.

$$WC_{r,u,n}^+ = WC_{r,u,n-1}^+ + \overline{UC}_{r,u}^+ \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) - UC_{r,u}^+ \cdot \sum_{u2 \in U} [(K_{r,u2,n} + KF_{r,u2,n}) \cdot CU_{r,u,u2}] \quad (5.16)$$

$$\forall r \in R, \forall u \in U, \forall n \in N$$

$$WC_{r,u,n}^- = WC_{r,u,n-1}^- + \overline{UC}_{r,u}^- \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n}) - UC_{r,u}^- \cdot \sum_{u2 \in U} [(K_{r,u2,n} + KF_{r,u2,n}) \cdot CU_{r,u,u2}] \quad (5.17)$$

$$\forall r \in R, \forall u \in U, \forall n \in N$$

As equações (5.16) e (5.17) definem as capacidades máxima e mínima de uma unidade no período n em função da capacidade anterior $WC_{r,u,n-1}$ e dos investimentos multiplicados por uma capacidade adicional ($\overline{UC}_{r,u} \cdot (K_{r,u,n} + KF_{r,u,n})$). No caso da substituição de uma unidade em operação por outra é subtraída uma parcela associada à desativação da unidade $u(UC_{r,u} \cdot \sum_{u2 \in U} [(K_{r,u2,n} + KF_{r,u2,n}) \cdot CU_{r,u,u2}])$.

$$WC_{r,u,n}^- \leq \sum_{o \in O} \sum_{c \in C} DFR_{r,u,o,c,n} + \sum_{pi \in P} \sum_{c \in C} PFR_{r,u,pi,c,n} \leq WC_{r,u,n}^+ \quad (5.18)$$

$$\forall r \in R, \forall u \in U, \forall n \in N$$

A equação (5.18) mostra que a carga na unidade é limitada em função das capacidades máxima $WC_{r,u,n}^+$ e mínima $WC_{r,u,n}^-$, tanto para o caso da destilação ($DFR_{r,u,o,c,n}$) quanto para o das demais unidades ($PFR_{r,u,pi,c,n}$).

- Qualidade do refino

$$\sum_{u \in U} \sum_{pi \in P} \sum_{c \in C} PFR_{r,u,pi,c,n} \cdot SIO_{pi,n} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} \quad (5.19)$$

$$\leq \left(\sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{o \in O} DFR_{r,u,o,c,n} \cdot DY_{r,u,c,o,po} \right) \cdot SPO_{po,n} + \left(\sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,c,pi,n} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} \right) \cdot SPO_{po,n}$$

$$\forall r \in R, \forall po \in P, \forall n \in N$$

A restrição (5.19) limita a quantidade de enxofre do produto de saída (po) em função da qualidade dos produtos de entrada (pi), isto é, a soma das cargas de pi multiplicados pelo seu percentual de enxofre $SIO_{pi,n}$ conhecido deve ser menor ou igual ao volume produzido de po multiplicado pelo seu percentual de enxofre $SPO_{po,n}$ desejado.

$$\begin{aligned} \sum_{pi \in P} (B_{r,pi,po,n} \cdot BI_{pi,n}) + & \left(\sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{o \in O} DFR_{r,u,c,o,n} \cdot DY_{r,u,c,o,n} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,c,pi,n} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} \right) \cdot BI_{po,n} \\ & \leq VPO_{po,n} \cdot \left(\sum_{pi \in P} B_{r,pi,po,n} \right. \\ & \quad \left. + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{o \in O} DFR_{r,u,c,o,n} \cdot DY_{r,u,c,o,po} + \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} \sum_{pi \in P} PFR_{r,u,c,pi,n} \cdot PUY_{r,u,c,pi,po} \right) \quad (5.20) \end{aligned}$$

$\forall r \in R, \forall po \in P, \forall n \in N$

A restrição (5.20) controla a viscosidade ($VPO_{po,n}$) de um determinado produto po em função do fator de mistura⁵⁶ ($BI_{pi,n}$). A soma dos produtos de entrada (pi) degradados em po multiplicados pelo seu fator de mistura $BI_{pi,n}$ conhecido deve ser menor ou igual que a soma de todo volume degradado em po e produzido de po multiplicado pelo seu fator de mistura $VPO_{po,n}$ desejado.

5.3.4. Restrições relativas à logística e comercialização

Nesta formulação matemática, admite-se que um arco de transporte (ut) armazena informações relativas ao nó de origem ($i1$), nó de destino ($i2$), modal de transporte (m) e classe de produto (cl). Sempre que essas informações forem necessárias diretamente no equacionamento usamos o parâmetro $UTE_{ut,i1,i2,m,cl}$. Para que não fosse criada uma unidade de transporte para cada produto, foi definido o conjunto classe de produto que agrupa vários produtos de forma a compartilharem uma mesma unidade de transporte.

A seguir, são apresentadas as principais restrições relativas à logística e comercialização de petróleo e derivados.

⁵⁶ A viscosidade não é uma característica linear em base volumétrica, todavia, é possível tornar o cálculo desta característica linear em certo intervalo utilizando o método de fator de mistura. O fator de mistura é aditivo em base volumétrica, desde que obtidos a partir de viscosidades a uma mesma temperatura (BARROS, 2014; GARCIA, 2013).

- Balanco de logística

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (PT_{ut,po,n} \cdot UTE_{ut,i2,i1,m,cl}) + NPG_{ng,po,n} + OR_{i1,po,n} = \quad (5.21)$$

$$PD_{i1,po,n} + \sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (PT_{ut,po,n} \cdot UTE_{ut,i2,i1,m,cl}) + IR_{i1,po,n} ; \forall i1 \in I, \forall po \in P, \forall n \in N$$

A equação (5.21) mostra que para cada arco de transporte (ut), nós ($i1, i2$), modal (m) e classe de produto (cl) a soma dos fluxos de produtos entrando deve ser igual à soma dos fluxos de produtos saindo de um dado nó. O fluxo de entrada corresponde a quantidade de produto (po) entrando em um nó somado ao total de po produzido na unidade produtora de gás natural ($NPG_{ng,po,n}$) e a quantidade de po produzido na refinaria ($OR_{i1,po,n}$). Por sua vez, o fluxo de saída corresponde a demanda de po naquele nó somada à quantidade de produto deixando aquele nó e à quantidade de po consumido pela refinaria ($IR_{i1,po,n}$).

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n} \cdot UTE_{ut,i2,i1,m,cl}) + FP_{i1,o,n} \quad (5.22)$$

$$= \sum_{u \in U} \sum_{c \in C} DFR_{i1,u,o,c,n} + \sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n} \cdot UTE_{ut,i2,i1,m,cl})$$

$$\forall i1 \in I, \forall o \in O, \forall n \in N$$

O mesmo balanço se aplica aos fluxos de petróleo (equação (5.22)), onde o fluxo de entrada corresponde a quantidade de petróleo (o) entrando no nó ($i1$) somada à quantidade de petróleo produzido no campo de exploração ($FP_{f,o,n}$). Já o fluxo de saída corresponde ao consumo de petróleo pela refinaria somado à quantidade de petróleo saindo de $i1$.

- Exportação e importação

$$PFB_{in,po,n,h}^- \leq PIMP_{in,po,n,h} \leq PFB_{in,po,n,h}^+ ; \forall in \in IN, \forall po \in P, \forall n \in N, \forall h \in H \quad (5.23)$$

$$OFB_{in,o,n,h}^- \leq OIMP_{in,o,n,h} \leq OFB_{in,o,n,h}^+ ; \forall in \in IN, \forall o \in O, \forall n \in N, \forall h \in H \quad (5.24)$$

As equações (5.23) e (5.24) mostram que a quantidade de produto (po) e petróleo (o) importada é limitada em função da oferta externa, que define um valor máximo e um valor mínimo possível de ser importado.

$$PFD_{in,po,n,h}^- \leq PEXP_{in,po,n,h} \leq PFD_{in,po,n,h}^+; \forall in \in IN, \forall po \in P, \forall n \in N, \forall h \in H \quad (5.25)$$

$$OFD_{in,o,n,h}^- \leq OEXP_{in,o,n,h} \leq OFD_{in,o,n,h}^+; \forall in \in IN, \forall o \in O, \forall n \in N, \forall h \in H \quad (5.26)$$

Já as equações (5.25) e (5.26) limitam a exportação de produto (po) e petróleo (o) a partir de uma demanda mínima e máxima do mercado internacional.

- Capacidade de transporte

$$WCT_{ut,n} = WCT_{ut,n-i} + \overline{CT}_{ut} \cdot (KT_{ut,n} + KTF_{ut,n}); \forall ut \in UT, \forall n \in N \quad (5.27)$$

A equação (5.27) define a capacidade máxima de um arco de transporte (ut) no período (n) em função da capacidade anterior $WCT_{ut,n-i}$ e dos possíveis investimentos $KT_{ut,n}$ e $KTF_{ut,n}$ multiplicados por uma capacidade adicional \overline{CT}_{ut} .

$$\sum_{po \in P} PT_{ut,po,n} + \sum_{o \in O} OT_{ut,o,n} \leq WTC_{ut,n}; \forall ut \in UT, \forall n \in N \quad (5.28)$$

A equação (5.28) limita o volume máximo transportado pela unidade de transporte ut no período n.

- Exportação e importação por faixa

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i1 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (PT_{ut,po,n} \cdot UTE_{ut,i1,in,m,cl}) = \sum_{h \in H} PEXP_{in,po,n,h}; \forall in \in IN, \forall po \in P, \forall n \in N \quad (5.29)$$

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i1 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n} \cdot UTE_{ut,i1,in,m,cl}) = \sum_{h \in H} OEXP_{in,o,n,h}; \forall in \in IN, \forall o \in O, \forall n \in N \quad (5.30)$$

As equações (5.29) e (5.30) mostram que a quantidade exportada do produto (po) ou de petróleo (o) para cada nó internacional (in), período (n) e para todas as faixas de preço (h) deve ser igual ao volume de po ou petróleo chegando em in .

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (PT_{ut,po,n} \cdot UTE_{ut,in,i2,m,cl}) = \sum_{h \in H} PIMP_{in,po,n,h}; \forall in \in IN, \forall po \in P, \forall n \in N \quad (5.31)$$

$$\sum_{ut \in UT} \sum_{i2 \in I} \sum_{m \in M} \sum_{cl \in CL} (OT_{ut,o,n} \cdot UTE_{ut,in,i2,m,cl}) = \sum_{h \in H} OIMP_{in,o,n,h}; \forall in \in IN, \forall o \in O, \forall n \in N \quad (5.32)$$

Já as equações (5.31) e (5.32) mostram que o volume do produto (po) ou de petróleo (o) saindo do nó internacional in é igual à quantidade de po ou o importado para todas as faixas de preço (h).

6. DESCRIÇÃO DOS ESTUDOS DE CASO

6.1. Corridas realizadas

Para verificar se a modelagem realizada é capaz de alcançar o objetivo proposto neste estudo, ou seja, identificar a melhor opção de valorização da possível produção excedente de petróleo do Brasil, realizaram-se onze estudos de caso. Nestes estudos de caso, considerou-se uma corrida base (de referência) e corridas de sensibilidade em relação ao preço do petróleo *Brent* (consequentemente dos preços dos demais petróleos e derivados), em relação à demanda externa de derivados, em relação à demanda doméstica de gasolina e em relação à entrada em operação ou não das refinarias Premium I e Premium II⁵⁷. Para esta última sensibilidade, variou-se também o preço do petróleo *Brent*, conforme mostra a Tabela 6.1.

⁵⁷Vale enfatizar que, no momento da elaboração desta tese, as refinarias ditas Premium faziam parte do cenário oficial de expansão do abastecimento do governo brasileiro. A decisão por rodar cenários sem estas refinarias, portanto, derivou da própria percepção de que estas unidades industriais poderiam não ser, de fato, realizadas, o que acabou por se verificar nas decisões anunciadas pela PETROBRAS em janeiro de 2015 (PETROBRAS, 2015b).

Tabela 6.1 - Características das corridas realizadas.

Corrida	Preço do Petróleo <i>Brent</i> (US\$)	Demanda Externa de Derivados	Demanda Doméstica de Gasolina	Refinarias Premium
1 (Base)	100,00 ⁵⁸	Média	Demanda máxima em 2020	Com ⁵⁹
2	80,00	Média	Demanda máxima em 2020	Com
3	120,00	Média	Demanda máxima em 2020	Com
4	100,00	Média	Demanda máxima em 2025	Com
5	100,00	Média	Demanda máxima em 2030	Com
6	100,00	Baixa	Demanda máxima em 2020	Com
7	100,00	Alta	Demanda máxima em 2020	Com
8	100,00	Média	Demanda máxima em 2020	Sem
9	80,00	Média	Demanda máxima em 2020	Sem
10	120,00	Média	Demanda máxima em 2020	Sem
11	60,00	Média	Demanda máxima em 2020	Sem

As corridas de sensibilidade realizadas são sempre em relação à corrida base (corrida 1). Assim, as corridas 2 e 3 tratam da sensibilidade em relação ao preço do petróleo *Brent*, e, conseqüentemente, também em relação aos preços dos demais petróleos e derivados. Esta sensibilidade tem como objetivo verificar os resultados das simulações em função da variação dos preços dos petróleos e dos derivados, uma vez que diferentes níveis de preços podem propiciar diferentes investimentos em novas refinarias ou novas unidades de processo em refinarias já existentes.

Já as corridas 4 e 5 referem-se a sensibilidade quanto ao momento em que teremos o ponto máximo de demanda de gasolina⁶⁰ no Brasil. Devido à escassez de oferta de

⁵⁸ A corrida base considerou o preço do petróleo *Brent* a US\$ 100,00/bbl, pois este era o preço médio aproximado desta *commodity* no ano de 2013 (INVESTING, 2015), quando se iniciou a realização dos estudos de caso deste trabalho.

⁵⁹ A corrida base considerou as Refinarias Premium I e Premium II como investimentos previstos, pois está era a previsão existente nos Planos de Negócios da Petrobras 2013-2017 (PETROBRAS, 2013) e 2014-2018 (PETROBRAS, 2014b).

etanol carburante vivida pelo mercado brasileiro, somado ao aumento da demanda de combustível pela frota crescente de veículos do Ciclo Otto e outros fatores políticos e econômicos, o Brasil nos últimos anos tem importado volumes significativos de gasolina automotiva (MME/EPE, 2014). O parque nacional de refino existente não possui condições de atender a este mercado que pode ser crescente nos próximos anos (MME/EPE, 2014). Entretanto, apesar de crescente, existe uma indefinição quanto ao momento em que a demanda de gasolina atingirá o seu ponto máximo. Para reduzir o déficit de gasolina existem várias alternativas de curto e longo prazo. Entre elas, a opção de realizar investimentos em novas unidades de processo voltadas para a produção e especificação deste derivado, tais como: craqueamento catalítico, reforma catalítica, alquilação catalítica e hidrotratamento.

Assim, esta sensibilidade tem como objetivo avaliar os resultados das simulações para diferentes cenários de demanda de gasolina, identificando as alternativas encontradas pelo modelo para o abastecimento do mercado interno deste derivado. É importante notar que, ao se realizar a sensibilidade para diferentes cenários de demanda de gasolina, implícito está a existência de diferentes cenários para a competitividade do etanol e, conseqüentemente, a demanda por este biocombustível.

As corridas 6 e 7 tratam da sensibilidade quanto à demanda de derivados dos diferentes mercados internacionais. Esta sensibilidade tem como objetivo verificar os resultados das simulações em função da variação da demanda por derivados de petróleo dos sete mercados internacionais modelados, uma vez que diferentes níveis de demanda podem levar a diferentes investimentos em novas refinarias e/ou diferentes volumes de exportação.

A corrida 8 trata da sensibilidade quanto a entrada em operação obrigatória (investimento previsto) ou não das refinarias Premium I e Premium II. Nas corridas de 1 a 7, as refinarias Premium I e Premium II estão modeladas como investimento previsto (obrigatório), ou seja, o modelo é obrigado a investir nestas refinarias nos períodos previamente determinados na modelagem. Já na corrida 8, o investimento nestas unidades industriais não é obrigatório. Assim, nesta simulação, o modelo tem a opção de investir ou não nas novas refinarias ofertadas em diferentes regiões do nosso

⁶⁰ Haveria a possibilidade de realizar corridas de sensibilidade para diferentes cenários de demanda doméstica dos demais derivados de petróleo, entretanto, este não era o escopo deste trabalho. Os estudos de caso têm como objetivo principal testar a modelagem desenvolvida nesta tese.

País (REBRA I, REBRA II, REBRA III e REBRA IV). Tal sensibilidade tem como objetivo testar a resposta da modelagem elaborada neste trabalho em relação à opção de investir ou não em novas refinarias quando as refinarias Premium I e Premium II não são modeladas como investimento obrigatório.

A decisão de se realizar a corrida sem as Refinarias Premium I e Premium II (corrida 8), aconteceu antes da divulgação do balanço do terceiro trimestre de 2014 da PETROBRAS, ocorrido em 28 de janeiro de 2015, no qual a companhia entendeu que deveria encerrar estes projetos de implantação de refino (PETROBRAS, 2015b).

Com esta decisão tomada pela PETROBRAS, a base atual passou a ser um parque nacional de refino sem as refinarias Premium I e Premium II e não mais a referência utilizada nas corridas de 1 a 7, que contemplavam estas duas unidades industriais. Assim, tendo em vista este novo cenário (sem as refinarias Premium), resolveu-se realizar outras corridas (9, 10 e 11) variando-se o preço do petróleo *Brent*. Como coerência aos valores praticados nas corridas anteriormente realizadas, utilizaram-se os preços de US\$ 80,00/bbl (corrida 9) e US\$ 120,00/bbl (corrida 10). Por fim, ainda no cenário sem as refinarias Premium, fez-se uma corrida com o preço do petróleo *Brent* a US\$ 60,00/bbl (corrida 11). A escolha deste valor foi resultado da recente queda das cotações internacionais dos preços de petróleo⁶¹, além do fato de que se entende que, para este nível de preço, os projetos de produção de petróleo do pré-sal no Brasil são robustos (CHAMBRIARD, 2014; IEA, 2013; OHARA, 2014; PETROBRAS, 2014a). Ou seja, mesmo para o nível de US\$ 60,00/bbl para o petróleo *Brent*, os projetos de E&P na área do pré-sal em nosso país não sofreriam descontinuidade, mantendo-se, portanto, o nível de produção previsto neste trabalho de tese.

É importante ressaltar que as corridas realizadas tratam, sobretudo, de testar a modelagem elaborada, e não exatamente da simulação de diferentes cenários para o Brasil.

A seguir são apresentados os principais dados de entrada para a corrida base e demais corridas de sensibilidade.

⁶¹ A corrida 11 (sem as refinarias Premium como investimento previsto e preço do petróleo *Brent* = US\$ 60,00/bbl) é o estudo de caso que melhor retrata a situação atual da indústria do petróleo no Brasil.

6.2. Produção nacional de petróleo

Para a obtenção da produção nacional de petróleo a ser utilizada como dado de entrada para as onze corridas deste estudo, adotaram-se os volumes estimados de petróleos leves, medianos e pesados, até o ano de 2020, do Plano Decenal de Expansão de Energia (MME/EPE, 2014). Para os anos seguintes, adotaram-se os volumes estimados no cenário "multi-Hubbert Pre-Salt (50)" de SARAIVA *et al.* (2013). Para este último caso, a produção total de petróleo foi classificada em leve, mediano doce, mediano azedo, pesado doce e pesado azedo, conforme as mesmas porcentagens constantes de dados de produção da ANP, classificada por densidade (grau API) e teor de enxofre (% m/m) (ANP, 2013a).

Assim, a produção nacional de petróleo (leve, mediano doce, mediano azedo, pesado doce e pesado azedo) utilizada neste trabalho é a apresentada na Tabela 6.2 para cada um dos cinco períodos do modelo.

Tabela 6.2 - Produção nacional de petróleo por tipo e para cada período do modelo.

Período Petróleo	Período 1 (2015)	Período 2 (2020)	Período 3 (2025)	Período 4 (2030)	Período 5 (2035)
	m³/d				
Leve	73.927	93.482	84.833	88.299	95.390
Mediano Doce	79.248	205.429	256.241	271.353	291.714
Mediano Azedo	112.962	292.822	365.251	386.791	415.813
Pesado Doce	2.243	1.677	1.443	1.318	1.254
Pesado Azedo	172.956	129.325	119.132	112.907	95.670
TOTAL	441.336	722.735	826.900	860.668	899.841
TOTAL (milhões bpd)	2,8	4,5	5,2	5,4	5,7

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP, 2013a, MME/EPE, 2014 e SARAIVA *et al.*, 2013.

A produção nacional de petróleo foi a mesma para as onze corridas realizadas.

6.3. Importação de petróleos

O modelo contempla a possibilidade de importação de três grupos representativos de petróleos internacionais: petróleo leve africano, petróleo leve árabe e petróleo pesado sul-americano. Para as onze corridas realizadas neste trabalho não se limitou a quantidade capaz de ser importada de cada um destes grupos de petróleo.

6.4. Demanda nacional de derivados de petróleo

Para a demanda nacional de derivados de petróleo foram utilizados, para o GLP, nafta, gasolina e diesel, os valores do *World Energy Outlook 2013* (IEA, 2013)^{62 63}.

Para a demanda de coque em 2015 e 2020, foi utilizado o PDE 2023 (MME/EPE, 2014). Para os períodos posteriores, a demanda de coque foi estimada utilizando-se a taxa de crescimento do período de 2014 a 2023 desta mesma publicação.

Já para o QAV e o óleo combustível, utilizou-se para o ano base da modelagem (2015) os valores de MME/EPE, 2014, com a taxa de crescimento do *World Energy Outlook 2013* (IEA, 2013)⁶⁴.

A Tabela 6.3 apresenta as demandas nacionais de derivados de petróleo utilizadas.

Tabela 6.3 - Demanda nacional de derivados de petróleo.

Período	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5
Derivado	(2015)	(2020)	(2025)	(2030)	(2035)
	m³/d				
GLP	38.455	42.132	44.993	47.696	50.399
Nafta	30.645	35.613	38.952	41.496	43.086
Gasolina ⁽¹⁾	87.741	93.803	87.602	85.217	83.468
QAV	22.100	27.625	31.949	36.273	41.077
Diesel	161.174	185.221	201.437	214.474	226.239
Óleo Combustível	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
Coque	20.600	24.400	28.060	31.720	35.380

Nota: ⁽¹⁾ Demanda de gasolina para a corrida base e corridas 2, 3, 6, 7, 8, 9, 10 e 11, correspondente ao pico de demanda deste derivado para o ano de 2020.

Fonte: Elaboração própria a partir de MME/EPE, 2014 e IEA, 2013.

Conforme descrito no item 6.1 deste capítulo, foram realizadas corridas de sensibilidade para a demanda doméstica de gasolina, considerando-se diferentes períodos em que se atinge o pico de consumo deste derivado. Foram realizadas corridas

⁶² Para o primeiro período do modelo (ano de 2015) os valores de demanda foram obtidos através de interpolação linear dos valores para os anos de 2012 e 2020 do *World Energy Outlook 2013* (IEA, 2013).

⁶³ Embora existam várias instituições brasileiras que elaboram cenários de demanda de derivados de petróleo, optou-se por evitar estas previsões e utilizar os cenários ajustados da *International Energy Agency* (IEA), para evitar qualquer julgamento de valor sobre a demanda.

⁶⁴ Os valores de demanda de QAV e óleo combustível para o ano base do *World Energy Outlook 2013* (IEA, 2013) apresentavam-se muito diferentes daqueles apresentados em EPE, 2014. Optou-se, portanto, em se utilizar, como valor base da modelagem, o da EPE, 2014 e manter-se a taxa de crescimento da demanda descrita em IEA, 2013.

com três possíveis cenários: pico de demanda em 2020, pico de demanda em 2025 e pico de demanda em 2030, conforme mostra a Tabela 6.4.

Tabela 6.4 - Demanda nacional de gasolina para os três diferentes cenários.

Período	Período 1 (2015)	Período 2 (2020)	Período 3 (2025)	Período 4 (2030)	Período 5 (2035)
Demanda	m³/d				
Demanda Máxima em 2020 ⁽¹⁾	87.741	93.803	87.602	85.217	83.468
Demanda Máxima em 2025 ⁽²⁾	87.741	93.803	100.369	97.358	94.437
Demanda Máxima em 2030 ⁽³⁾	87.741	93.803	100.369	107.395	104.173

Nota: ⁽¹⁾ Demanda de gasolina utilizada na corrida base (corrida 1) e nas corridas 2, 3, 6, 7, 8, 9, 10 e 11;

⁽²⁾ Demanda de gasolina utilizada na corrida 4; ⁽³⁾ Demanda de gasolina utilizada na corrida 5.

Fonte: Elaboração própria a partir de MME/EPE, 2014 e IEA, 2013.

6.5. Demanda externa máxima de derivados de petróleo

Como já colocado anteriormente (seção 5.2.12), a metodologia de modelagem proposta considera como demanda externa máxima de derivados de petróleo, para cada mercado internacional e período, os valores de importação de cada uma destas regiões. Assim, as demandas externas máximas de gasolina⁶⁵, QAV, diesel e óleo combustível, inseridas no modelo, distribuídas pelos sete mercados internacionais foram obtidas a partir dos valores de importação existentes nas estatísticas da *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2013). Já as demandas de GLP, nafta e coque foram obtidas a partir de dados de importação existentes, respectivamente, nas publicações *Liquefied Petroleum Gas Imports* (FACTFISH, 2010b), *Naphta Imports* (FACTFISH, 2010d) e *Petroleum Coke Imports* (FACTFISH, 2010f). Os valores de demanda externa máxima, para cada derivado e região, foram mantidos constantes para todos os períodos da modelagem, para as onze corridas realizadas.

Para este dado de entrada, foram realizadas corridas de sensibilidade (conforme seção 6.1), considerando-se três possíveis cenários: demanda média (os valores

⁶⁵ A utilização de certo nível de demanda externa para alguns derivados não especificados, tem como finalidade não inviabilizar determinadas corridas em que não seja possível a especificação do volume total produzido deste derivado. Para a gasolina, o diesel e o óleo combustível, 2% da demanda externa total foi destinada ao derivado não especificado.

observados de importação para cada mercado internacional), demanda baixa (demanda 20% menor que a demanda média, para todos os derivados), demanda alta (demanda 20% maior que a demanda média, para todos os derivados). Os valores para as demandas externas média, baixa e alta⁶⁶, para cada mercado internacional, são apresentados, respectivamente nas Tabelas 6.5, 6.6 e 6.7.

Tabela 6.5 - Demanda externa média de derivados de petróleo para os mercados internacionais.

Mercado	África	América do Norte	América do Sul e Central⁶⁷	Ásia e Oceania	Eurásia	Europa	Oriente Médio
Derivado	m³/d						
GLP	25.700	20.300	19.600	171.800	1.600	78.900	4.400
Nafta	0	13.300	400	220.900	4.700	134.000	1.200
Gasolina	52.000	90.300	37.500	103.800	20.700	104.300	61.800
QAV	11.400	21.500	7.600	56.800	3.200	101.900	2.200
Diesel	72.000	58.300	81.100	185.400	29.200	424.600	66.700
Óleo Combustível	14.100	63.000	50.600	303.000	10.500	178.700	52.800
Coque	5.700	16.600	2.600	46.000	2.500	48.900	1.300

Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2013, FACTFISH, 2010b, FACTFISH, 2010d e FACTFISH, 2010f.

Tabela 6.6 - Demanda externa baixa de derivados de petróleo para os mercados internacionais.

Mercado	África	América do Norte	América do Sul e Central	Ásia e Oceania	Eurásia	Europa	Oriente Médio
Derivado	m³/d						
GLP	20.560	16.240	15.680	137.440	1.280	63.120	3.520
Nafta	0	10.640	320	176.720	3.760	107.200	960
Gasolina	41.600	72.240	30.000	83.040	16.560	83.440	49.440
QAV	9.120	17.200	6.080	45.440	2.560	81.520	1.760
Diesel	57.600	46.640	64.880	148.320	23.360	339.680	53.360
Óleo Combustível	11.280	50.400	40.480	242.400	8.400	142.960	42.240
Coque	4.560	13.280	2.080	36.800	2.000	39.120	1.040

⁶⁶ Os valores de demanda externa máxima de derivados de petróleo foram mantidos constantes para todos os períodos.

⁶⁷ Não inclui o Brasil.

Tabela 6.7 - Demanda externa alta de derivados de petróleo para os mercados internacionais.

Mercado	África	América do Norte	América do Sul e Central	Ásia e Oceania	Eurásia	Europa	Oriente Médio
Derivado	m³/d						
GLP	30.840	24.360	23.520	206.160	1.920	94.680	5.280
Nafta	0	15.960	480	265.080	5.640	160.800	1.440
Gasolina	62.400	108.360	45.000	124.560	24.840	125.160	74.160
QAV	13.680	25.800	9.120	68.160	3.840	122.280	2.640
Diesel	86.400	69.960	97.320	222.480	35.040	509.520	80.040
Óleo Combustível	16.920	75.600	60.720	363.600	12.600	214.440	63.360
Coque	6.840	19.920	3.120	55.200	3.000	58.680	1.560

A demanda externa média foi utilizada na corrida base (corrida 1) e nas corridas 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10 e 11. A demanda externa baixa foi utilizada na corrida 6 e a demanda externa alta na corrida 7.

6.6. Demanda externa máxima de petróleo

A demanda externa máxima de petróleo, para cada um dos sete mercados internacionais, foi obtida a partir da diferença entre os valores da produção e da demanda publicados no *World Energy Outlook 2013* (IEA, 2013) para cada um dos períodos considerados.

Os valores destas diferenças, representando as demandas máximas de petróleo para cada período e para os sete mercados internacionais do modelo, são apresentados na Tabela 6.8.

Tabela 6.8 - Demanda externa máxima de petróleo para os mercados internacionais⁶⁸.

Mercado Internacional	Demanda Máxima de Petróleo (m ³ /d)				
	2015 ⁶⁹	2020	2025	2030	2035
África	0	0	0	0	0
América do Norte	692.000	413.000	175.000	0	0
América do Sul e Central	0	0	0	0	0
Ásia e Oceania	3.235.000	3.672.000	4.102.000	4.531.000	4.976.000
Eurásia	0	0	0	0	0
Europa	1.345.000	1.335.000	1.335.000	1.304.000	1.272.000
Oriente Médio	0	0	0	0	0

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA, 2013.

6.7. Oferta externa máxima de derivados de petróleo

A modelagem proposta neste trabalho considera como oferta externa máxima de derivados de petróleo, de cada mercado internacional, os valores de exportação de cada uma destas regiões. Assim, as ofertas externas máximas de gasolina, QAV e diesel foram obtidas a partir dos valores de exportação existentes nas estatísticas da *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2013). Já as ofertas de GLP, nafta, óleo combustível e coque foram obtidas a partir de dados de exportação existentes, respectivamente, nas publicações *Liquefied Petroleum Gas Exports* (FACTFISH, 2010a), *Naphta Exports* (FACTFISH, 2010c), *Residual Fuel Oil Exports* (FACTFISH, 2010g) e *Petroleum Coke Exports* (FACTFISH, 2010e). Os valores de oferta externa máxima, para cada derivado e região, foram mantidos constantes para todos os períodos da modelagem, para as onze corridas realizadas.

A Tabela 6.9 apresenta as ofertas externas máximas de derivados de petróleo⁷⁰ a partir dos sete mercados internacionais considerados nesta modelagem.

⁶⁸ A demanda máxima de petróleo da Tabela 6.8, para cada mercado internacional importador, foi dividida em iguais proporções pela quantidade de petróleos nacionais ofertados. Importante lembrar (vide seção 5.2.11) que a América do Norte pode importar todos os tipos brasileiros de petróleo, enquanto que a Ásia e Oceania e a Europa só podem importar os petróleos brasileiros leve, mediano doce e mediano azedo.

⁶⁹ Para o primeiro período do modelo (ano de 2015) as demandas máximas de petróleo foram obtidas através de interpolação linear dos valores para os anos de 2012 e 2020 do *World Energy Outlook 2013* (IEA, 2013).

⁷⁰ Os valores de oferta externa máxima de derivados de petróleo foram mantidos constantes para todos os períodos.

Tabela 6.9 - Oferta externa máxima de derivados de petróleo a partir dos diferentes mercados internacionais.

Mercado	África	América do Norte	América do Sul e Central⁷¹	Ásia e Oceania	Eurásia	Europa	Oriente Médio
Derivado	m³/d						
GLP	33.100	1.900	20.000	29.100	27.000	54.900	204.100
Nafta	46.700	13.600	2.500	86.200	300	88.000	145.100
Gasolina	5.600	70.800	36.100	152.600	34.000	253.800	16.900
QAV	10.000	14.900	20.300	89.300	1.500	47.200	24.500
Diesel ⁷²	9.400	126.800	31.400	285.900	174.900	283.900	73.000
Óleo Combustível	34.200	94.200	53.500	145.500	214.300	194.100	70.000
Coque	0	103.600	29.600	9.100	1.700	11.900	0

Fonte: Elaboração própria a partir de EIA, 2013, FACTFISH, 2010a, FACTFISH, 2010c, FACTFISH, 2010e e FACTFISH, 2010g.

6.8. Preços dos petróleos

Para os preços dos petróleos e, conseqüentemente dos derivados, foram realizadas, inicialmente, corridas de sensibilidade, considerando-se três cenários para o preço do petróleo *Brent*: US\$ 100,00/bbl (corrida base), US\$ 80,00/bbl e US\$ 120,00/bbl.

Com a queda contínua do preço do petróleo ocorrida a partir de setembro de 2014 (INVESTING, 2015) e com a decisão da PETROBRAS, em 28 de janeiro de 2015, de não dar continuidade a construção das Refinarias Premium I e Premium II (PETROBRAS, 2015b), decidiu-se, conforme já apresentado na seção 6.1 deste trabalho, realizar uma corrida com o preço do petróleo *Brent* a US\$ 60,00/bbl sem estas duas refinarias com investimento obrigatório.

Para a corrida base (corrida 1), os preços dos petróleos leve árabe e leve africano utilizados nesta modelagem seguiram MME/EPE, 2014 para o ano de 2015, quando o preço do petróleo *Brent* atinge aproximadamente US\$ 100,00/bbl.

Para determinação dos prêmios ou descontos de preço para os demais petróleos (pesado sul-americano, leve, mediano doce, mediano azedo, pesado doce e pesado azedo), adotaram-se as relações econométricas obtidas em LIMA, DUQUE e NADAL (2012). Nestas relações econométricas, o prêmio ou desconto por unidade de densidade

⁷¹ Não inclui o Brasil.

⁷² As ofertas máximas de Diesel S-10 e Diesel S-500 foram calculadas aplicando-se, respectivamente os percentuais de 70% e 30% sobre a oferta total de diesel de cada região.

(em grau API) em relação ao óleo marcador é de US\$ 0,20/bbl e o prêmio ou desconto por unidade de porcentagem no teor de enxofre é de US\$ 5,60/bbl.

Assim, a Tabela 6.10 apresenta os preços (em US\$/bbl e US\$/m³) utilizados na modelagem para todos os petróleos, para o cenário do petróleo *Brent* a US\$ 100,00/bbl.

Tabela 6.10 - Preços utilizados na modelagem para os diferentes petróleos, considerando o petróleo *Brent* a US\$ 100,00/bbl.

Petróleo	US\$/bbl	US\$/m³
Petróleo Leve	98,99	623,00
Petróleo Mediano Doce	97,35	612,00
Petróleo Mediano Azedo	96,51	607,00
Petróleo Pesado Doce	95,75	602,00
Petróleo Pesado Azedo	94,63	595,00
Petróleo Leve Africano	102,52	645,00
Petróleo Leve Árabe	99,48	626,00
Petróleo Pesado Sul-Americano	93,80	590,00

Fonte: Elaboração própria a partir de MME/EPE, 2014 e LIMA, DUQUE E NADAL, 2012.

Para os cenários de preços do petróleo *Brent* a US\$ 60,00/bbl, US\$ 80,00/bbl e US\$ 120,00/bbl, os preços dos demais petróleos foram alterados na mesma proporção, conforme mostram as Tabelas 6.11, 6.12 e 6.13.

Tabela 6.11 - Preços utilizados na modelagem para os diferentes petróleos, considerando o petróleo *Brent* a US\$ 60,00/bbl.

Petróleo	US\$/bbl	US\$/m³
Petróleo Leve	59,46	374,00
Petróleo Mediano Doce	58,35	367,00
Petróleo Mediano Azedo	57,87	364,00
Petróleo Pesado Doce	57,39	361,00
Petróleo Pesado Azedo	56,76	357,00
Petróleo Leve Africano	61,53	387,00
Petróleo Leve Árabe	59,78	376,00
Petróleo Pesado Sul-Americano	56,28	354,00

Tabela 6.12 - Preços utilizados na modelagem para os diferentes petróleos, considerando o petróleo *Brent* a US\$ 80,00/bbl.

Petróleo	US\$/bbl	US\$/m³
Petróleo Leve	79,19	498,00
Petróleo Mediano Doce	77,88	490,00
Petróleo Mediano Azedo	77,21	486,00
Petróleo Pesado Doce	76,60	482,00
Petróleo Pesado Azedo	75,70	476,00
Petróleo Leve Africano	82,02	516,00
Petróleo Leve Árabe	79,58	501,00
Petróleo Pesado Sul-Americano	75,04	472,00

Tabela 6.13 - Preços utilizados na modelagem para os diferentes petróleos, considerando o petróleo *Brent* a US\$ 120,00/bbl.

Petróleo	US\$/bbl	US\$/m³
Petróleo Leve	118,79	747,00
Petróleo Mediano Doce	116,82	735,00
Petróleo Mediano Azedo	115,82	728,00
Petróleo Pesado Doce	114,90	723,00
Petróleo Pesado Azedo	113,56	714,00
Petróleo Leve Africano	123,02	774,00
Petróleo Leve Árabe	119,38	751,00
Petróleo Pesado Sul-Americano	112,56	708,00

Os preços de petróleos para o cenário do *Brent* a US\$ 100,00/bbl foram utilizados na corrida base (corrida 1) e nas corridas 4, 5, 6, 7 e 8. Já os preços de petróleos para os cenários do *Brent* a US\$ 60,00/bbl, US\$ 80,00/bbl e US\$ 120,00/bbl foram utilizados, respectivamente, nas corridas 11; 2 e 9; e 3 e 10. Os preços dos petróleos, para cada corrida, foram mantidos constantes em todos os períodos.

6.9. Preços de derivados de petróleo

Tendo em vista a realização de corridas de sensibilidade para os preços dos petróleos e a forte correlação existente entre o preço do cru e os preços dos produtos processados, consideraram-se também quatro cenários para os preços dos derivados, para os mesmos níveis dos preços do petróleo *Brent*, ou seja, US\$ 100,00/bbl (corrida base), US\$ 60,00/bbl, US\$ 80,00/bbl e US\$ 120,00/bbl.

Para a corrida base, os preços de GLP, nafta, gasolina, QAV, diesel e óleo combustível, utilizados como dados de entrada do modelo, seguiram MME/EPE, 2014

para o ano de 2015, ano para o qual o preço do petróleo *Brent* é de aproximadamente US\$ 100,00/bbl. O preço do coque foi obtido na publicação *Energy Argus Petroleum Coke* (ARGUS, 2013) pelo cálculo da média dos preços dos coques brasileiros.

A Tabela 6.14 apresenta os preços dos derivados de petróleo utilizados como dados de entrada na modelagem para o cenário do preço do petróleo *Brent* a US\$ 100,00/bbl.

Tabela 6.14 - Preços dos derivados de petróleo: cenário do petróleo *Brent* a US\$ 100,00/bbl.

Derivado	US\$/m³
GLP ⁷³	292,00
Nafta	655,00
Gasolina	672,00
QAV	737,00
Diesel ⁷⁴	719,00
Óleo Combustível	556,00
Coque	65,00

Fonte: Elaboração própria a partir de MME/EPE, 2014 e ARGUS, 2013.

Para os cenários de preços do petróleo *Brent* a US\$ 60,00/bbl, US\$ 80,00/bbl e US\$ 120,00/bbl, os preços dos derivados foram alterados na mesma proporção, conforme mostram as Tabelas 6.15, 6.16 e 6.17.

Tabela 6.15 - Preços dos derivados de petróleo: cenário do petróleo *Brent* a US\$ 60,00/bbl.

Derivado	US\$/m³
GLP	175,00
Nafta	393,00
Gasolina	403,00
QAV	442,00
Diesel	432,00
Óleo Combustível	334,00
Coque	39,00

⁷³No caso do GLP, cabe destacar que, em termos de preços por unidade volumétrica (US\$/m³), os valores projetados são inferiores aos do petróleo *Brent*, já que sua densidade é bem mais baixa que a do petróleo referido. O mesmo não ocorreria se as comparações de preços fossem feitas por unidade de massa ou de energia.

⁷⁴ Preço referente ao Diesel S-500.

Tabela 6.16 - Preços dos derivados de petróleo: cenário do petróleo *Brent* a US\$ 80,00/bbl.

Derivado	US\$/m³
GLP	234,00
Nafta	524,00
Gasolina	538,00
QAV	590,00
Diesel	575,00
Óleo Combustível	445,00
Coque	52,00

Tabela 6.17 - Preços dos derivados de petróleo: cenário do petróleo *Brent* a US\$ 120,00/bbl.

Derivado	US\$/m³
GLP	350,00
Nafta	786,00
Gasolina	806,00
QAV	884,00
Diesel	863,00
Óleo Combustível	667,00
Coque	78,00

Os preços dos derivados para o cenário do *Brent* a US\$ 100,00/bbl foram utilizados na corrida base (corrida 1) e nas corridas 4, 5, 6, 7 e 8. Já os preços dos derivados para os cenários do *Brent* a US\$ 60,00/bbl, US\$ 80,00/bbl e US\$ 120,00/bbl foram utilizados, respectivamente, nas corridas 11; 2 e 9; e 3 e 10. Os preços dos derivados, para cada corrida, foram mantidos constantes em todos os períodos.

6.10. Custos de investimento das unidades de processo das refinarias

Os custos de investimento das unidades de processo de refino⁷⁵ foram determinados conforme metodologia descrita no item 5.2.7 e são apresentados nas Tabelas 6.18 e 6.19.

⁷⁵Os custos de investimento em refino utilizados neste trabalho não são, necessariamente, os valores aplicados atualmente no Brasil por motivos não técnicos, cuja explicação foge ao escopo desta tese, mas sim àqueles determinados a partir da metodologia descrita na seção 5.2.7.

Tabela 6.18 - Custos para unidades de processo, colocadas no Brasil e na África, para o ano de 2014.

Unidade de Processo	Capacidade (m³)	Custo ISBL (Milhões US\$)	Custo Total (Milhões US\$)
Destilação atmosférica	47.696	1.150	2.300
Destilação a vácuo	31.000	316	632
Craqueamento catalítico	12.000	1.110	2.220
Hidrocraqueamento catalítico	17.000	2.266	4.532
Coqueamento retardado	12.000	831	1.662
Reforma catalítica	2.000	92	184
Hidrotratamento de correntes instáveis	12.000	485	970
Hidrotratamento de nafta de coque	8.000	371	742
Hidrotratamento de gasolina	6.000	210	420

Tabela 6.19 - Custos para unidades de processo, colocadas na América do Norte, Ásia e Oceania e Europa, para o ano de 2014.

Unidade de Processo	Capacidade (m³)	Custo ISBL (Milhões US\$)	Custo Total (Milhões US\$)
Destilação atmosférica	47.696	223	446
Destilação a vácuo	31.000	62	124
Craqueamento catalítico	12.000	216	432
Hidrocraqueamento catalítico	17.000	1.333	2.666
Coqueamento retardado	12.000	489	978
Reforma catalítica	2.000	54	108
Hidrotratamento de correntes instáveis	12.000	94	188
Hidrotratamento de nafta de coque	8.000	218	436
Hidrotratamento de gasolina	6.000	41	82

Nota: Para a determinação do custo ISBL das unidades de destilação atmosférica, destilação a vácuo, craqueamento catalítico, hidrotratamento de correntes instáveis e hidrotratamento de gasolina foi aplicado um fator de depreciação de 0,33 (ver item 5.2.7).

Ainda conforme a metodologia utilizada neste trabalho para a determinação dos custos de investimento das diferentes unidades de processo, foi possível calcular os valores dos investimentos finais para as refinarias RNEST, COMPERJ, Premium I e Premium II, utilizados nas diferentes simulações, conforme mostra a Tabela 6.20.

Tabela 6.20 - Custos total⁷⁶ e por barril das refinarias com investimentos previstos.

Refinaria	Custo Total (Bilhões US\$)	Custo (US\$/bbl)
RNEST	6,8	29.428
COMPERJ	15,8	34.046
Premium I	17,6	29.294
Premium II	11,1	37.079

6.11. Custos de transporte

Os custos de transporte (em US\$/m³.km) utilizados na modelagem, para as onze corridas, foram obtidos a partir de valores de várias publicações (ANTAQ, 2012; BRASIL, 2013; ESALQ-LOG, 2012; TRANSPETRO, 2014) e são apresentados na Tabela 6.21, por modal e classe de produto transportado.

Tabela 6.21 - Custos de transporte por modal e classe de produto transportado.

Modal	Claros	Escuros	GLP	Coque	Petróleo
	US\$/m³.km				
Dutoviário ⁷⁷	0,0061	0,0102	0,0051	#	0,0033
Ferroviário	#	#	#	0,0328	#
Marítimo de longo curso	0,0033	0,0030	0,0043	0,0032	0,0014
Marítimo de cabotagem	0,0045	0,0041	0,0059	0,0044	0,0019
Rodoviário	0,0679	0,0950	0,0666	#	#

Fonte: Elaboração própria a partir de ANTAQ, 2012, BRASIL, 2013, ESALQ-LOG, 2012 e TRANSPETRO, 2014.

É importante ressaltar que do custo do frete marítimo, 60%, em média, refere-se ao custo do *bunker*, cujo preço é fortemente correlacionado ao preço do petróleo *Brent* (UNCTAD, 2012). Assim, variações no preço do petróleo podem levar a alterações no custo do combustível, o que pode implicar em mudanças no preço dos fretes marítimos, podendo gerar impactos na importação e exportação de petróleos e derivados.

⁷⁶Os custos de investimentos em refino utilizados nesta tese foram calculados a partir de metodologia já consolidada internacionalmente (ver item 5.2.7). Foge ao escopo deste trabalho averiguar porque os custos realizados no Brasil superam os valores aqui expressos, sendo tal fato objeto atualmente de investigação judicial.

⁷⁷Valores calculados considerando-se a média dos dados da publicação TRANSPETRO, 2014.

Entretanto, neste trabalho, por simplificação⁷⁸, não se alterou os valores dos custos de transporte para os diferentes cenários de preços de petróleo *Brent*. Sugere-se aprimorar este dado de entrada do modelo em estudos futuros.

Para o cálculo do custo total (US\$/m³) de cada arco logístico do modelo, determinou-se as distâncias entre ponto de origem e destino através do *software Google Earth*.

⁷⁸O objetivo principal dos estudos de caso realizados é apenas o de testar a resposta da modelagem proposta e realizada neste trabalho. A mudança dos custos de transporte em função da variação do preço do petróleo *Brent*, provavelmente, não alteraria as decisões do modelo, uma vez que estes custos seriam alterados para todos os arcos logísticos marítimos. Ou seja, a decisão pela exportação ou importação de petróleos e derivados, para os diferentes mercados internacionais, seria, provavelmente, a mesma.

7. RESULTADOS E ANÁLISES

7.1. Corridas realizadas

As próximas seções deste capítulo apresentam os resultados e as respectivas discussões para as onze corridas realizadas, analisando como a modelagem proposta neste estudo respondeu as variações: de preços de petróleo e derivados, da demanda externa de derivados, da demanda doméstica de gasolina e da entrada em operação ou não das refinarias Premium.

As características de cada uma destas corridas já foram apresentadas na seção 6.1 desta tese e, são reproduzidas, novamente, na Tabela 7.1 a seguir.

Tabela 7.1 - Características das corridas realizadas⁷⁹.

Corrida	Preço do Petróleo Brent (US\$)	Demanda Externa de Derivados	Demanda Doméstica de Gasolina	Refinarias Premium
1 (Base)	100,00	Média	Demanda máxima em 2020	Com
2	80,00	Média	Demanda máxima em 2020	Com
3	120,00	Média	Demanda máxima em 2020	Com
4	100,00	Média	Demanda máxima em 2025	Com
5	100,00	Média	Demanda máxima em 2030	Com
6	100,00	Baixa	Demanda máxima em 2020	Com
7	100,00	Alta	Demanda máxima em 2020	Com
8	100,00	Média	Demanda máxima em 2020	Sem
9	80,00	Média	Demanda máxima em 2020	Sem
10	120,00	Média	Demanda máxima em 2020	Sem
11	60,00	Média	Demanda máxima em 2020	Sem

⁷⁹Os custos de investimentos utilizados nas corridas 1 a 7 para as refinarias RNEST, COMPERJ, Premium I e Premium II foram calculados a partir de metodologia descrita na seção 5.2.7 deste trabalho e não os que foram alcançados no país na prática.

Mais uma vez, é importante ressaltar que o objetivo principal dos estudos de caso realizados não é o de simular diferentes cenários para o Brasil, mas sim testar a resposta da modelagem proposta e realizada neste trabalho para diferentes condições de dados de entrada. Não obstante, os resultados permitem verificar as mudanças da evolução do parque de refino brasileiro, dos investimentos em refino no exterior, da exportação de óleo cru e derivados, entre outros dados de saída, a partir da alteração de alguns parâmetros de entrada.

7.2. Investimentos em novas refinarias no Brasil

Para as corridas de 1 a 7, não há investimentos em novas refinarias no Brasil. Estes resultados mostram que, com a entrada em operação das refinarias com investimentos previstos (RNEST, COMPERJ, Premium I e Premium II), o modelo opta pela não construção de novas unidades industriais de processamento de petróleo no país. Tal resultado apresenta coerência, uma vez que, a partir de 2020, o Brasil consegue não só atender sua demanda doméstica de derivados leves e médios com o início da entrada em operação do COMPERJ e das Refinarias Premium I e Premium II, mas, para muitos derivados, existe até uma produção excedente⁸⁰. Entretanto, vale lembrar, que uma das opções do modelo para valorizar a produção excedente de petróleo do Brasil seria a de construir novas refinarias no país para a exportação de derivados em detrimento do óleo cru, o que efetivamente não ocorre para as sete primeiras corridas.

Para as corridas 8, 9 e 10 (sem as refinarias Premium como investimento previsto e preços do petróleo *Brent*, respectivamente US\$ 100,00/bbl, US\$ 80,00/bbl e US\$ 120,00/bbl), duas novas refinarias são adicionadas ao parque nacional de refino. A primeira na região sudeste do Brasil (REBRA I) e a segunda na região nordeste (REBRA III)⁸¹.

⁸⁰Não necessariamente este é um resultado ótimo sob o ponto de vista do refino, uma vez que nas corridas de 1 a 7 as refinarias Premium foram colocadas no modelo como investimento obrigatório. Assim, as corridas sem estas refinarias (8 a 11) permitem averiguar sua real necessidade.

⁸¹ O modelo capta a estrutura monopolista de refino existente no Brasil, o que faz com que a estratégia deste setor, em grande medida, se confunda com a da empresa dominante. Entretanto, nada impede que, sendo esta empresa dominante adequadamente regulada, refinadores privados invistam sozinhos ou em parcerias nas novas refinarias identificadas neste estudo.

Já para a corrida 11 (sem as refinarias Premium como investimento previsto e preço do petróleo *Brent* a US\$ 60,00/bbl), apenas uma refinaria é adicionada ao parque nacional de refino na região sudeste do país (REBRA I).

Para todas estas corridas, ambas as novas refinarias (REBRA I e REBRA III) entram em operação a partir do ano de 2020, com aumento gradual da capacidade de processamento até o ano de 2035, conforme mostra a Tabela 7.2.

Tabela 7.2 - Evolução das capacidades de processamento das refinarias REBRA I E REBRA III para as corridas 8, 9, 10 e 11.

Corrida	Preço do Petróleo <i>Brent</i> (US\$)	Nova Refinaria	2020	2025	2030	2035
			m ³ /d			
8	100,00	REBRA I	13.630	13.630	16.100	21.740
		REBRA III	19.760	19.760	24.500	38.140
9	80,00	REBRA I	10.270	11.360	15.610	21.640
		REBRA III	18.380	18.380	23.710	27.560
10	120,00	REBRA I	14.230	24.010	27.560	32.800
		REBRA III	19.760	20.060	27.960	45.940
11	60,00	REBRA I	6.820	8.890	8.890	21.040

Para todas as corridas, a capacidade inicial de processamento, tanto da REBRA I, quanto da REBRA III, são menores que suas capacidades finais. A lógica para o aumento gradual da capacidade de processamento é o da minimização dos custos do abastecimento nacional de derivados, sendo as novas unidades industriais localizadas nas regiões de maior demanda.

A entrada em operação destas duas novas refinarias adiciona ao parque nacional de refino, no ano de 2035, para as corridas 8, 9, 10 e 11, respectivamente, uma capacidade de processamento de 59.880 m³/d (376.640 bpd), 49.200 m³/d (309.470 bpd), 78.740 m³/d (495.270 bpd) e 21.040 m³/d (132.340 bpd).

A opção do modelo pelo investimento em novas refinarias nas corridas 8, 9 e 10 justifica-se pela tentativa de manutenção da autossuficiência brasileira em relação aos principais derivados, além de permitir a transformação de parte do excedente brasileiro de petróleo em produtos para exportação. Entretanto, é importante ressaltar que, para estas corridas, sem os investimentos obrigatórios nas refinarias Premium I e Premium II, o modelo opta por expandir menos o nosso parque de refino quando comparado com a expansão de capacidade dada pela entrada em operação das refinarias Premium.

Um parque de refino baseado em exportação de derivados no Brasil encontra forte obstáculo nos custos logísticos consideráveis, o que não justificaria um excessivo investimento, como se previra com as refinarias Premium, embora se justifique uma expansão menor (na faixa de 300 a 500 mil bpd) para atendimento do mercado interno.

Para a corrida 11, a expansão do parque nacional de refino é bem menos acentuada devido ao menor nível dos preços dos petróleo e, conseqüentemente dos derivados, o que favorece a decisão do modelo pela importação destes produtos em detrimento a novos investimentos em refino. Ou seja, para cenários de preço muito baixo de cru, o preço baixo de derivados tornaria, sob a ótica estrita do refino, a melhor estratégia aumentar o grau de dependência em derivados e expandir menos o refino. Esta ótica estrita do refino, microeconômica, não necessariamente se coadunará com aspectos de segurança energética para derivados chave, como o diesel e aspectos macroeconômicos de balança comercial. Além disso, não leva em consideração os efeitos multiplicadores sobre a economia, tais como geração de emprego e efeitos sobre os setores de produção de bens de capital, entre outros. Entretanto, a análise destes aspectos de segurança energética, macroeconômicos e efeitos multiplicadores sobre a economia fogem ao escopo deste trabalho.

É importante notar também que, para as corridas de 8 a 11, a refinaria colocada na região sudeste do país (REBRA I) é relativamente pequena, o que pode estar relacionado a custos maiores para o aumento da capacidade de produção devido à deseconomias de escala⁸².

O conceito de economia de escala pode ser relacionado a um nível ótimo operacional para um dado tamanho da planta (DAVIS *et al*, 2001). A princípio, à medida que o volume de produção aumenta, os custos unitários médios caem até atingir o melhor nível operacional. Ultrapassando-se este nível, passam a ocorrer deseconomias de escala. No caso em estudo, ou seja, o investimento em novas refinarias no território nacional, uma das principais causas de deseconomias de escala está relacionada aos custos de transporte. Se a demanda pelos derivados estiver distribuída em uma área geográfica muito ampla, os custos de transporte para distribuir os produtos para toda esta região, a partir de uma grande refinaria, serão maiores que os custos de transporte para distribuir a produção a partir de uma série de refinarias menores estrategicamente

⁸² Deseconomia de escala: nesta situação, o incremento nos custos é maior que o incremento da produção, ou seja, com o aumento da capacidade da planta, o custo médio de produção também aumenta.

localizadas. Isto é, perde-se no refino (deseconomias de escala), mas se ganha na logística.

Nos estudos de caso deste trabalho a região sudeste é composta apenas pelos estados de Minas Gerais, Espírito Santo e Rio de Janeiro. Esta região, apesar de possuir uma demanda significativa, já conta com relevante capacidade de refino. Assim, não se justificaria a construção de uma nova refinaria com grande capacidade de processamento no sudeste do país, uma vez que não há grande déficit de demanda a ser suprido nesta região e, pelo efeito de deseconomia de escala citado no parágrafo anterior, também não se justifica a construção da refinaria para atender a demanda de outra região.

Outro fato importante verificado pela análise da Tabela 7.2 é que, com o aumento do preço do petróleo *Brent* e, conseqüentemente dos preços dos derivados, há uma tendência também do aumento da capacidade final de processamento das novas refinarias, principalmente da REBRA III, conforme mostra a Figura 7.1.

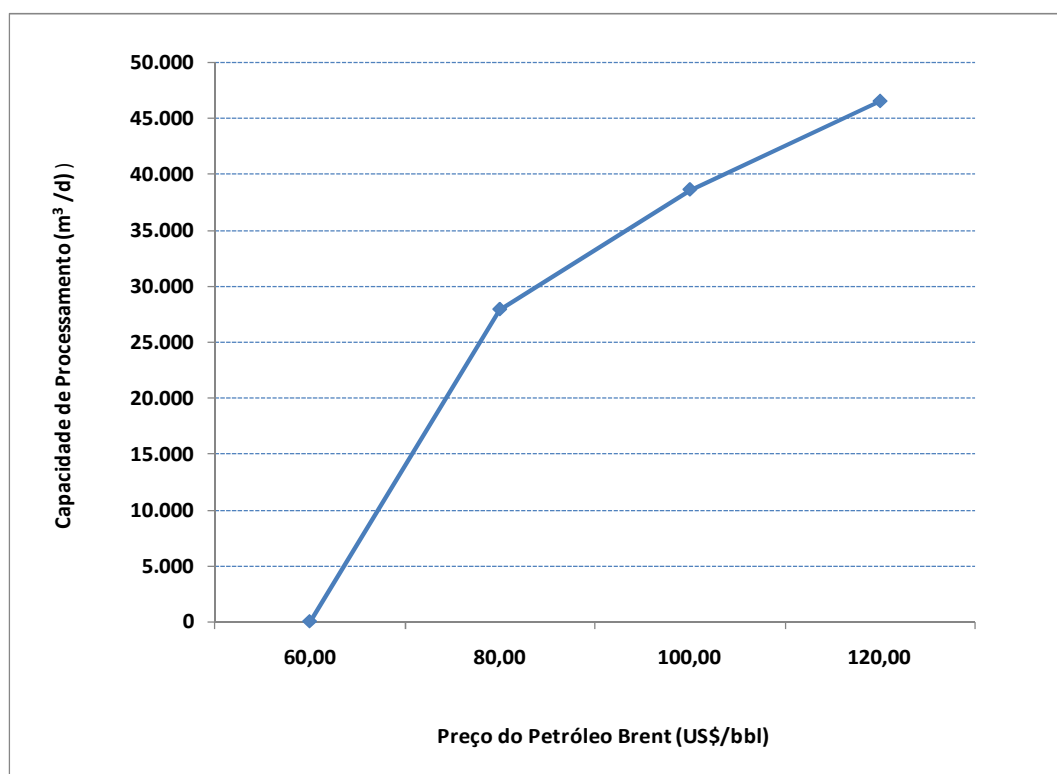


Figura 7.1 - Capacidade final de processamento de petróleo da REBRA III em função do preço do petróleo *Brent*.

O comportamento verificado na Figura 7.1 está relacionado ao fato de que, na otimização do modelo (redução do custo final do abastecimento), com o aumento do preço do petróleo *Brent* e, conseqüentemente dos derivados, há redução do nível de importação destes produtos, conforme mostra a Figura 7.2.

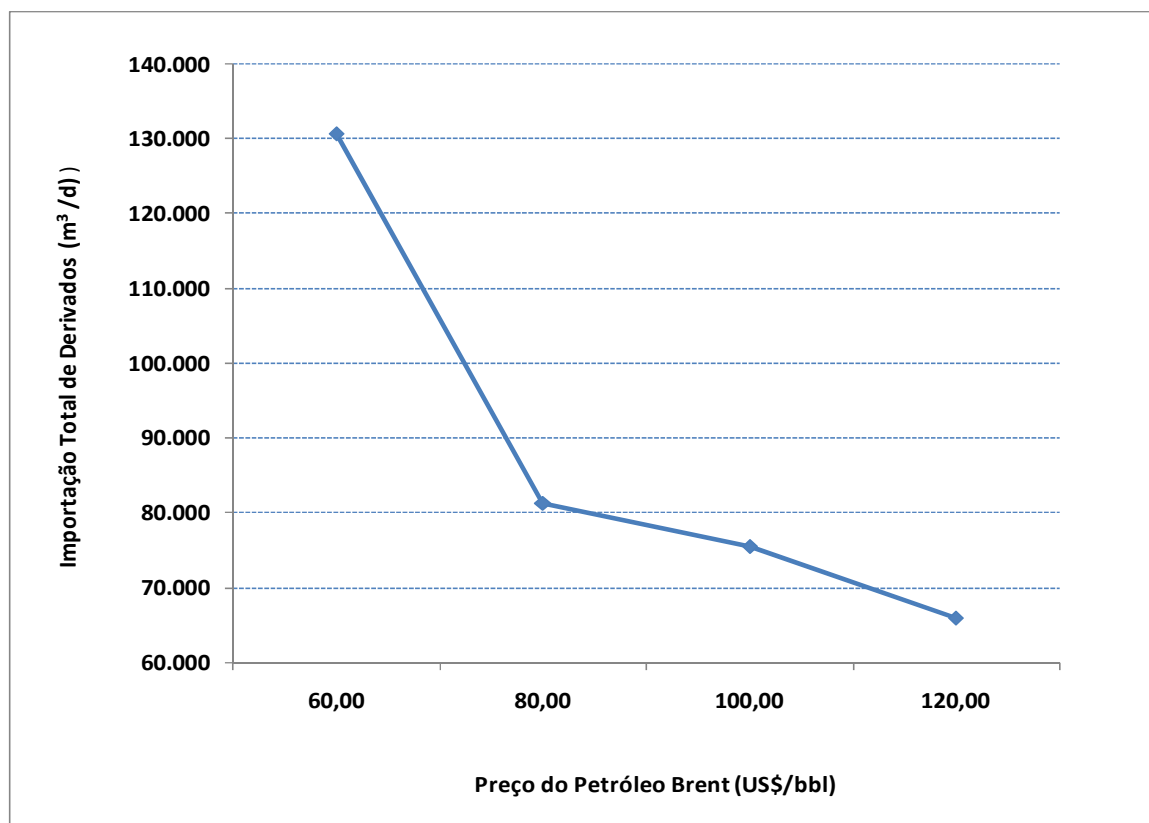


Figura 7.2 - Importação total de derivados⁸³ pelo TA norte/nordeste em função do preço do petróleo *Brent*.

Assim, com o aumento do preço do petróleo e dos derivados, o modelo opta por investimentos maiores na capacidade de refino da REBRA III em detrimento de volumes maiores de importação.

Por fim, a análise da Tabela 7.2 mostra ainda que, para a corrida 11 (preço do petróleo *Brent* = US\$ 60,00/bbl), embora não haja investimento na REBRA III (localizada na região nordeste do país), o investimento continua ocorrendo para a REBRA I (localizada na região sudeste do país). Tal fato está relacionado ao maior valor do custo de transporte para importação de derivados dos principais mercados

⁸³Refere-se a importação pelo TA norte/nordeste de todos os derivados, para todos os períodos.

internacionais, como Europa e América do Norte, para o TA sudeste do que para o TA norte/nordeste. Ou seja, mesmo para o nível do preço do petróleo *Brent* a US\$ 60,00/bbl, o custo de transporte elevado para a movimentação de derivados dos diferentes mercados internacionais para o TA sudeste justifica o investimento em capacidade adicional de refino nesta região.

O modelo foi capaz também de identificar o perfil destas novas refinarias, apontando para um esquema de refino complexo e com características de hidrocraqueador/coqueador, com boa capacidade de tratamento, conforme mostram as Tabelas 7.3 a 7.6.

Tabela 7.3 - Investimentos nas principais unidades de processo da REBRA I E REBRA III para o ano de 2035 da corrida 8.

Unidade de Processo	REBRA I	REBRA III
	m ³ /d	
DA	21.740	38.140
DV	12.130	16.540
HCC	7.830	8.510
UCR	4.250	6.040
HDT I	3.080	5.400
HDT N	2.900	4.130

Tabela 7.4 – Investimentos nas principais unidades de processo da REBRA I E REBRA III para o ano de 2035 da corrida 9.

Unidade de Processo	REBRA I	REBRA III
	m ³ /d	
DA	21.640	27.560
DV	12.070	11.950
HCC	7.800	6.120
UCR	4.230	4.410
HDT I	3.060	3.900
HDT N	2.890	2.980

Tabela 7.5 – Investimentos nas principais unidades de processo da REBRA I E
REBRA III para o ano de 2035 da corrida 10.

Unidade de Processo	REBRA I	REBRA III
	m ³ /d	
DA	32.800	45.940
DV	18.260	19.930
HCC	11.700	10.230
UCR	6.430	7.320
HDT I	4.620	6.550
HDT N	4.370	4.970

Tabela 7.6 – Investimentos nas principais unidades de processo da REBRA I
para o ano de 2035 da corrida 11.

Unidade de Processo	REBRA I
	m ³ /d
DA	21.040
DV	11.690
HCC	7.610
UCR	4.050
HDT I	2.970
HDT N	2.790

O esquema de refino decorrente das unidades de processo apresentadas nas Tabelas 7.3 a 7.6 justifica-se pela necessidade de atender uma demanda crescente por destilados com baixos teores de enxofre, sobretudo diesel e QAV. Estas novas refinarias (REBRA I e REBRA III) possuem unidades de processo que permitem maior flexibilidade em relação à carga processada, de modo a atender de maneira adequada as especificações de qualidade dos derivados de petróleo. Além disso, possuem grande capacidade de conversão profunda e produção de derivados com baixos teores de enxofre, dada pelas unidades de hidrocraqueamento catalítico (HCC), coqueamento retardado (UCR) e hidrotratamento decorrentes instáveis (HDT I). O coqueamento retardado recebe como carga o resíduo de vácuo (RV). Já para o HCC, as correntes de entrada são o gasóleo de vácuo (GOV) e o gasóleo pesado de coque (GOPK). Por fim, o HDT I pode receber diesel proveniente da destilação atmosférica (DSL DD) e gasóleo leve de coque (GOLK).

São estas unidades de conversão profunda e tratamento que aumentam a rentabilidade de uma refinaria, pois permitem processar petróleos mais pesados e azedos

(de menor valor) e transformar frações depreciadas em derivados de alto valor agregado.

Para as corridas 8, 9, 10 e 11, os petróleos processados pela REBRA I são o mediano azedo e o pesado sul-americano e a carga de destilação da REBRA III é exclusivamente o petróleo mediano azedo, conforme mostra a Tabela 7.7.

Tabela 7.7 - Tipos de petróleos processados na REBRA I e REBRA III para as corridas 8, 9, 10 e 11.

Corrida	Preço do Petróleo <i>Brent</i> (US\$/bbl)	Refinaria	Tipo de Petróleo
8	100,00	REBRA I	Mediano Azedo e Pesado Sul-Americano
		REBRA III	Mediano Azedo
9	80,00	REBRA I	Mediano Azedo
		REBRA III	Mediano Azedo
10	120,00	REBRA I	Mediano Azedo e Pesado Sul-Americano
		REBRA III	Mediano Azedo
11	60,00	REBRA I	Mediano Azedo

O modelo opta por processar nestas refinarias petróleos depreciados em relação aos óleos marcadores, com destaque para o processamento do petróleo pesado sul-americano na REBRA I, que para a corrida 8 atinge um percentual de 54% da carga total processada e para a corrida 10 o percentual de 85%.

Ao processar estes petróleos depreciados, mais baratos, em uma refinaria complexa (com alto grau de conversão), é possível ao investidor capturar uma renda gerada pelo diferencial de preço entre os derivados valorizados e o óleo depreciado (*crack spread*). Ademais, ao se processar esta carga desvalorizada, aumenta-se o excedente de petróleos nacionais valorizados, como por exemplo, o leve e o mediano doce, que assim, podem ser destinados para exportação.

Além disso, verifica-se, para as corridas de 8 a 11, que os maiores volumes importados e processados do petróleo pesado sul-americano ocorrem para a corrida 10. A corrida 10 é a que apresenta preços mais elevados para os petróleos e derivados (petróleo *Brent* = US\$ 120,00/bbl), o que aumenta o diferencial de preço entre os

valores dos derivados e do petróleo pesado sul-americano⁸⁴. Assim, diferenciais maiores de preços entre petróleos e derivados favorecem a importação de petróleos pesados, apresentando-se como uma oportunidade ao refinador, que possui uma refinaria complexa, para obter boas margens de lucro. Trata-se, portanto, de arbitrar o diferencial de qualidade do refino, exportando petróleos leve e mediano e importando óleo pesado.

7.3. Investimentos em novas unidades de processos nas refinarias existentes

A Tabela 7.8 mostra os investimentos realizados em novas unidades de processo nas refinarias existentes para as onze corridas. Nas corridas de 1 a 7 (refinarias Premium I e Premium II com entrada em operação obrigatória), há investimentos em unidades de craqueamento catalítico em leito fluidizado (FCC), reforma catalítica (RC), hidrotratamento de nafta de coque (HDT N) e hidrotratamento de gasolina (HDT G). Já para as corridas de 8 a 11 (sem as refinarias Premium I e Premium II), ocorrem investimentos em unidades de destilação a vácuo (DV), hidrocraqueamento catalítico (HCC) e HDT G.

Tabela 7.8 - Investimentos realizados em novas unidades de processo nas refinarias existentes.

Corrida	DV	FCC	HCC	RC	HDT N	HDT G
	m ³ /d					
1	0	7.800	0	10.000	10.240	2.760
2	0	7.800	0	10.000	10.240	2.490
3	0	8.920	0	10.000	10.240	3.030
4	0	7.800	0	10.000	10.240	2.760
5	0	7.800	0	10.000	10.240	2.760
6	0	7.800	0	10.000	10.240	2.760
7	0	7.800	0	10.000	10.240	2.940
8	12.250	0	11.070	0	0	2.400
9	12.250	0	11.070	0	0	2.460
10	12.550	0	11.250	0	0	2.400
11	12.250	0	11.070	0	0	2.460

⁸⁴Por exemplo: Para o preço do petróleo *Brent* a US\$ 100,00/bbl, o Diesel S-500 possui valor de US\$ 719,00/m³ e o petróleo pesado sul-americano US\$ 590,00/m³ (diferencial de preço de US\$ 129,00/m³). Já para o preço do petróleo *Brent* a US\$ 120,00/bbl, o Diesel S-500 possui valor de US\$ 863,00/m³ e o petróleo pesado sul-americano US\$ 708,00/m³ (diferencial de preço de US\$ 155,00/m³).

Para as corridas de 1 a 7, os investimentos no FCC e HDT G ocorrem em 2020, sendo o FCC na RENORD e o HDT G na RESUD. Os investimentos em RC acontecem em 2020 e 2030 e os investimentos em HDT N em 2030, todos na RENORD. Para estas corridas, os resultados mostram investimentos em unidades de processo que privilegiam a produção e a especificação de gasolina (SZKLO *et al.*, 2012). Esta opção do modelo justifica-se para atender a grande demanda doméstica por este derivado que não é suprida por grande parte das refinarias com investimento previsto nestas corridas, tais como RNEST, Premium I e Premium II.

Verifica-se ainda, para as corridas de 1 a 7, que o nível de investimentos (em capacidade) em cada unidade de processo é praticamente igual para todas as simulações, com as seguintes pequenas variações:

- Corrida 2 (sensibilidade para o preço do petróleo *Brent* a US\$ 80,00/bbl): apresenta o menor nível de investimento para a unidade de HDT G. Tal resultado é coerente, uma vez que com preço mais baixo para o petróleo e, consequentemente, para os derivados, há um desestímulo ao investimento. Este desestímulo é consequência de um retorno mais demorado do capital aplicado na construção da unidade de processo, seja simplesmente pelo nível mais baixo dos preços dos derivados, seja, até mesmo, pela redução dos volumes exportados. Assim, o preço mais baixo para os derivados favorece a importação em detrimento de investimentos no parque nacional de refino. Em especial, a unidade de HDT G é afetada, pois com o preço dos derivados mais baixos, o nível de exportação é diminuído, havendo, portanto, um volume menor de gasolina a ser tratada;
- Corrida 3 (sensibilidade para o preço do petróleo *Brent* a US\$ 120,00/bbl): apresenta o maior nível de investimento para as unidades de FCC e HDT G. Tal resultado é robusto, pois, com preço mais alto para o petróleo e, consequentemente, para os derivados, há um estímulo ao investimento, pois o retorno do capital aplicado ocorre mais rapidamente, seja simplesmente pelo nível maior dos preços dos derivados, seja pelo aumento dos volumes exportados;
- Corrida 7 (sensibilidade para a demanda externa de derivados alta): apresenta nível de investimento para a unidade de HDT G maior que para a corrida base (corrida 1). Tal resultado também é explicável, uma vez que com uma demanda

internacional mais elevada há um estímulo maior ao investimento, visando maior produção e especificação de derivados e, conseqüentemente, maiores volumes de exportações.

Assim é possível concluir que, para a sensibilidade em relação ao preço do petróleo *Brent* (comparação entre as corridas 1, 2 e 3) e, conseqüentemente, preços dos demais petróleos e derivados, não há grande variação no nível de investimentos. Ou seja, os investimentos em unidades de FCC, RC, HDT N e HDT G são robustos, para as capacidades da corrida base (corrida 1), para preços do petróleo *Brent* compreendidos na faixa de US\$ 80,00/bbl a US\$ 120,00/bbl.

Já para a sensibilidade quanto ao momento em que teremos o ponto máximo de demanda de gasolina no Brasil (comparação entre as corridas 1, 4 e 5), não se verifica variação nos níveis de investimentos em novas unidades de processo no parque existente. Para reduzir o déficit hoje existente de gasolina no país, o modelo opta por investimentos em novas unidades de processo voltadas para a produção e especificação deste derivado, tais como: craqueamento catalítico, reforma catalítica e hidrotratamento. Estes investimentos não são afetados pelos diferentes cenários de demanda de gasolina, muito possivelmente devido à necessidade, desde os primeiros períodos, de maior produção de gasolina para suprir o mercado interno e diminuir os volumes de importação.

Quanto à sensibilidade em relação ao nível da demanda de derivados para os vários mercados internacionais (comparação entre as corridas 1, 6 e 7), os investimentos nas diferentes unidades de processo são praticamente os mesmos. Ou seja, diferentes níveis de demanda externa não levaram a diferentes investimentos em unidades de processo das refinarias já existentes. Este resultado decorre do fato de que mesmo para o nível mais baixo de demanda externa de derivados, esta ainda é grande o suficiente para consumir os excedentes de produtos produzidos no Brasil.

Por fim, para as corridas de 8 a 11 (sem as refinarias Premium I e Premium II), ocorrem investimentos no parque existente, em unidades de DV e HCC na RENORD e HDT G na RESUD. Não há investimentos nas unidades de FCC, RC e HDT N, como nas corridas de 1 a 7. Ou seja, para estas corridas, parte do problema da oferta de gasolina é resolvido pela combinação de DV com HCC e posterior tratamento da nafta obtida e não pela rota do craqueamento catalítico em leito fluidizado (FCC), como verificado nas corridas de 1 a 7. O investimento na unidade de HCC na RENORD

mostra-se robusto, uma vez que para esta corrida não há a entrada em operação das refinarias Premium I e Premium II, que possuem em seu esquema de refino esta unidade de processo. Ou seja, na falta das refinarias Premium I e Premium II, o modelo opta pelo investimento em HCC em uma refinaria já existente. Tal unidade é importante para a produção de derivados leves e médios, altamente especificados, com baixos teores de enxofre. Este resultado indica que há espaço para *revamps* no parque de refino atual, o que pode, na prática, levar a uma menor expansão de novas refinarias em nosso país.

7.4. Investimentos em novas refinarias no exterior

Os resultados dos estudos de caso mostram investimentos em refinaria localizada na América do Norte (REUSA) para todas as corridas, com exceção da 11, e investimentos em refinaria localizada na Europa (REURO) apenas para a corrida 10, conforme mostra a Tabela 7.9.

Tabela 7.9 - Investimentos totais em capacidade de destilação atmosférica nas novas refinarias do exterior.

Corrida	Refinaria	Capacidade (m ³ /d)	Capacidade (bpd)
1	REUSA	115.440	726.120
2	REUSA	109.630	689.570
3	REUSA	116.850	734.990
4	REUSA	115.410	725.930
5	REUSA	115.410	725.930
6	REUSA	112.810	709.570
7	REUSA	117.640	739.960
8	REUSA	109.630	689.570
9	REUSA	54.360	341.920
10	REUSA	116.850	734.990
	REURO	24.040	151.210
11	#	0	0

Os resultados dos investimentos em capacidade de destilação atmosférica, por período, são apresentados na Tabela 7.10.

Tabela 7.10 – Investimentos em capacidade de destilação atmosférica, por período, nas novas refinarias do exterior.

Corrida ⁽¹⁾	Refinaria	Capacidade (m ³ /d) em 2020	Capacidade (m ³ /d) em 2025	Capacidade (m ³ /d) em 2030	Capacidade (m ³ /d) em 2035
1	REUSA	0	57.840	86.020	115.440
2	REUSA	0	0	75.140	109.630
3	REUSA	0	58.820	102.410	116.850
4	REUSA	0	57.840	86.020	115.410
5	REUSA	0	57.840	86.020	115.410
6	REUSA	0	55.820	80.980	112.810
7	REUSA	0	60.100	86.970	117.640
8	REUSA	26.680	95.040	108.170	109.630
9	REUSA	16.710	32.540	54.330	54.360
10	REUSA	56.490	101.400	106.790	116.850
	REURO	0	0	0	24.040

Nota: ⁽¹⁾ Para a corrida 11 (petróleo *Brent* = US\$ 60,00/bbl) não houve investimentos em refinarias no exterior.

Para as corridas de 1 a 7 (refinarias Premium I e Premium II com investimentos previstos), a entrada em operação da REUSA se dá a partir do ano de 2025 para todas as corridas, com exceção da corrida 2, na qual o investimento só ocorre no ano de 2030.

Já para as corridas de 8 a 10 (sem as refinarias Premium I e Premium II), a entrada em operação da REUSA é antecipada para o ano de 2020. Para a corrida 10 há também investimento na REURO no ano de 2035.

Os resultados apresentados nas Tabelas 7.9 e 7.10 permitem os seguintes comentários:

- Para as corridas realizadas nestes estudos de caso, os investimentos na REUSA mostraram-se robustos para preços do petróleo *Brent* iguais ou superiores a US\$ 80,00/bbl, ocorrendo para todas as corridas realizadas nestes níveis de preços;
- Para a corrida realizada com o preço do petróleo *Brent* a US\$ 60,00/bbl (corrida 11), não há investimentos em nenhuma refinaria no exterior. Ou seja, para este menor nível de preço dos petróleos e, consequentemente menor preço para os derivados, o modelo não opta por investir nestas refinarias. Esta decisão ocorre porque não há retorno, no período considerado, do capital a ser aplicado nestas aquisições. Este resultado indica que, caso se adote como preço de robustez um cenário para o

preço do petróleo *Brent* de US\$ 60,00/bbl, as perspectivas de expansão do refino interna e externamente são bastante limitadas. Assim, pode-se, conservadoramente, trabalhar com duas possibilidades de estratégia: i) preço do petróleo *Brent* a US\$ 60,00/bbl e sem aquisição e *revamp* de refinarias na América do Norte; ii) preço do petróleo *Brent* a US\$ 80,00/bbl com uma menor aquisição⁸⁵ e *revamp* de refino na América do Norte. Ou seja, tudo depende da visão estratégica do preço de robustez;

- Para a corrida 10, além do investimento na REUSA, ocorre também, no último período, investimento na REURO. Esta corrida utiliza o maior nível de preço para o petróleo *Brent* (US\$ 120,00/bbl) e não oferece as refinarias Premium I e Premium II como investimento previsto. Assim, em relação às corridas de 1 a 7, o investimento na REUSA é antecipado (ocorre no primeiro período) e é o maior dentre todas as simulações. Além disso, o elevado nível de preços dos derivados permite ainda o investimento em nova refinaria no exterior, dessa vez na Europa (REURO). O maior valor para os preços de petróleos e derivados aumenta as receitas provenientes da exportação, favorecendo a parcela do custo de logística na função objetivo (FO) do modelo e, consequentemente, favorecendo também o custo total da FO⁸⁶.
- Para a sensibilidade em relação ao preço do petróleo *Brent* (comparação entre as corridas 1, 2 e 3), não há grande variação no nível final de investimento em capacidade na REUSA, embora para a corrida com o preço do petróleo *Brent* menor (corrida 2 = US\$ 80,00/bbl), o investimento é também menor e para a corrida com o preço do petróleo *Brent* maior (corrida 3 = US\$ 120,00/bbl), o investimento em capacidade é também maior. Entretanto, quando se analisam os investimentos por período (Tabela 7.10), verifica-se uma mudança mais substancial nos

⁸⁵ Menor aquisição em relação aos cenários de preços do petróleo *Brent* de US\$ 100,00/bbl e US\$ 120,00/bbl.

⁸⁶ O valor do custo total da função objetivo (FO) é dado pelo somatório do custo de refino com o custo da logística. O custo de refino é dado pela soma dos custos de operação das refinarias e dos custos para novos investimentos em refino. Já o custo de logística é formado pelos custos para movimentação de petróleo e derivados, para novos investimentos em logística, para importação de petróleo e derivados e pelas receitas provenientes da exportação de petróleo e derivados.

resultados. Para o preço do petróleo *Brent* a US\$ 80,00/bbl (corrida 2), o início do investimento nesta refinaria é postergado para o ano de 2030. Já para o preço do petróleo *Brent* a US\$ 100,00/bbl (corrida 1) e US\$ 120,00/bbl (corrida 3), o investimento já ocorre em 2025. E, no caso da corrida 3 a refinaria já opera com sua carga quase máxima no ano de 2030. Tal resultado mostra-se coerente, pois para um nível maior de preços de derivados há, normalmente, uma antecipação da decisão de investir, uma vez que paga-se menos pelos ativos proporcionalmente ao retorno esperado. O contrário, ou seja, o adiamento do investimento é verificado para um nível menor de preços dos derivados;

- Para a sensibilidade quanto ao momento em que teremos o ponto máximo de demanda de gasolina no Brasil (comparação entre as corridas 1, 4 e 5), não se verifica variação no nível de investimento na Refinaria da América do Norte (REUSA). A demanda doméstica de gasolina é uma variável que, certamente tem mais influência no parque nacional de processamento de petróleo do que em refinarias adquiridas no exterior como uma opção para valorização de possíveis excedentes de petróleo;
- Quanto à sensibilidade em relação ao nível da demanda de derivados para os vários mercados internacionais (comparação entre as corridas 1, 6 e 7), verifica-se que os valores de investimento em capacidade na REUSA são muito próximos para as três corridas. A corrida com a demanda externa baixa (corrida 6) possui nível de investimento ligeiramente menor que a corrida base (corrida 1), enquanto que a corrida com a demanda externa alta (corrida 7) possui nível de investimento um pouco maior;
- Para as corridas 8 a 10 (sem as refinarias Premium I e Premium II), diferentemente das corridas de 1 a 7, o investimento na REUSA inicia-se já no ano de 2020. Neste caso, como não há os investimentos obrigatórios nas refinarias Premium I e Premium II e os investimentos no parque nacional de refino (REBRA I, REBRA III e unidades de processo nas refinarias existentes) são menores que nos casos das corridas anteriores (1 a 7), o modelo opta por antecipar o investimento na Refinaria da América do Norte. Ainda para estas corridas, verifica-se

também que quanto maior o preço do petróleo *Brent* e dos derivados, maiores são os investimentos nas refinarias do exterior. As causas para este comportamento já foram explicadas nos parágrafos anteriores desta seção.

A Tabela 7.11 mostra, para todas as corridas, com exceção da 11, que a REUSA possui unidades de processo que levam a um esquema de refino craqueador/coqueador adequado para atender a grande demanda por derivados leves e médios da região da América do Norte. Ressalta-se na REUSA a presença da unidade de FCC, produtora de gasolina⁸⁷, necessária para atender a grande demanda desta região por este derivado.

Tabela 7.11 - Investimentos nas principais unidades de processo da REUSA e da REURO para o ano de 2035.

Corrida ⁽¹⁾	Refinaria	DA	DV	FCC	HCC	UCR	HDT I	HDT N	HDT G
		m ³ /d							
1	REUSA	115.440	50.530	27.840	0	21.720	44.040	4.080	15.060
2	REUSA	109.630	48.000	26.550	0	20.750	41.940	3.920	14.320
3	REUSA	116.850	51.140	31.000	0	22.080	45.130	4.160	16.740
4	REUSA	115.410	50.510	27.860	0	21.720	44.030	4.080	15.040
5	REUSA	115.410	50.510	27.860	0	21.720	44.030	4.080	15.040
6	REUSA	112.810	49.110	26.640	0	21.070	43.090	3.960	14.560
7	REUSA	117.640	51.650	31.780	0	22.850	46.320	4.240	16.740
8	REUSA	109.630	48.000	26.550	0	20.750	41.940	3.920	14.320
9	REUSA	54.360	23.840	15.860	0	9.340	19.620	1.710	4.510
10	REUSA	116.850	51.140	31.000	0	22.080	45.130	4.160	16.740
	REURO	24.040	10.350	0	6.720	3.880	8.090	860	1.050

Nota: ⁽¹⁾ Para a corrida 11 (petróleo *Brent* = US\$ 60,00/bbl) não houve investimentos em refinarias no exterior.

Ainda pela análise da Tabela 7.11, é possível verificar que a REURO, na corrida 10, possui um perfil de refino hidrocraqueador/coqueador. A escolha do modelo por uma unidade de HCC em detrimento de um FCC na REURO justifica-se, uma vez que a região da Europa é grande demandante de diesel, produzido com grande rendimento na unidade de hidrocraqueamento catalítico⁸⁸.

⁸⁷Para este estudo, considerou-se para a unidade de FCC um rendimento de aproximadamente 56% em nafta craqueada, que pode compor o *pool* de gasolina.

⁸⁸Para este estudo, considerou-se para a unidade de HCC um rendimento de aproximadamente 43% em diesel.

Os excedentes de petróleo brasileiros exportados para processamento nestas duas refinarias é exclusivamente o mediano azedo. Assim, o exercício de simulação indicou que a estratégia de aquisição de refinarias no exterior justifica-se para evitar os descontos nos preços dos excedentes de petróleo de menor grau API e azedos frente aos óleos marcadores. Esta estratégia já foi utilizada em outras ocasiões por países produtores e exportadores de petróleo pesados e azedos, como o México (através da empresa estatal PEMEX) e a Venezuela (através da empresa estatal PDVSA). Em particular, a PDVSA, nos anos 1980-1990, integrou sua produção de óleos pesados com o refino norte-americano, com foco no Golfo do México (ULLER, 2007). A experiência da PDVSA propiciou-lhe sucesso, rendendo-lhe boas margens de refino, pelo fato do preço de seu óleo ser descontado em relação aos marcadores, e pela intensiva demanda americana por combustíveis leves e médios (ULLER, 2007). Este resultado aponta uma estratégia genérica global. Assim, sua execução deve ser aplicada com os cuidados necessários, levando em conta as cláusulas contratuais para aquisição dos ativos de refino, acesso à logística para suprimento do petróleo e distribuição de derivados e questões regulatórias (inclusive ambientais) no mercado principal da refinaria. Além disso, neste caso em especial, o modelo optou pelo investimento em uma refinaria na América do Norte, entre outras questões relacionadas à otimização do problema, pela existência de demanda por derivados nesta região. Caso o mercado da América do Norte, em especial o dos Estados Unidos, evolua para uma situação onde a demanda doméstica é atendida plenamente pela produção interna, o investimento na aquisição de uma refinaria nesta localidade pode não ser a melhor opção.

7.5. Balanço nacional de petróleo

Os resultados da carga de petróleo processada no parque nacional de refino, para cada período, são apresentados na Tabela 7.12 para as onze corridas realizadas.

Tabela 7.12 - Carga de petróleo processada no parque nacional de refino.

Corrida	2015	2020	2025	2030	2035
	m ³ /d				
1	345.510	465.190	513.240	547.620	554.120
2	344.880	465.190	513.240	547.620	549.870
3	345.540	465.190	513.240	547.620	556.240
4	345.510	465.190	513.240	547.620	554.660
5	345.510	465.190	513.240	547.620	554.720
6	345.510	465.190	513.240	547.620	553.720
7	345.580	465.190	513.240	547.620	554.120
8	345.550	410.850	452.660	466.330	496.460
9	325.750	410.390	451.680	465.470	489.960
10	345.550	411.340	470.250	487.680	498.330
11	325.750	390.770	435.590	446.800	462.640

Os volumes de petróleo processados no parque nacional de refino são praticamente os mesmos para as corridas de 1 a 7, com pequenas variações no primeiro e último período.

Para as corridas 8 a 11, principalmente a partir de 2020, o volume processado é menor que para as corridas de 1 a 7, pois não há a entrada em operação das refinarias Premium I e Premium II, embora haja um aumento do volume processado em relação a 2015 pela entrada em operação das refinarias REBRA I (corridas 8 a 11) e REBRA III (corridas 8 a 10).

As Tabelas 7.13 e 7.14 apresentam, respectivamente, os volumes de petróleos importados para as corridas de 1 a 7 (com as refinarias Premium I e Premium II) e para as corridas 8 a 11 (sem as refinarias Premium I e Premium II).

Tabela 7.13: Importação de petróleo para as corridas 1 a 7.

Corrida	Petróleo	2015	2020	2025	2030	2035
		m ³ /d				
1	Leve Árabe	12.780	12.780	15.040	12.780	15.040
	Leve Africano	4.550	4.550	4.550	4.550	4.550
	Pesado Sul-Americano	0	0	90	0	3.130
	Total	17.330	17.330	19.680	17.330	22.720
2	Leve Árabe	12.780	12.780	15.040	12.780	15.040
	Leve Africano	4.550	4.550	4.550	4.550	4.550
	Pesado Sul-Americano	0	0	0	0	0
	Total	17.330	17.330	19.680	17.330	19.680
3	Leve Árabe	12.780	12.780	15.040	12.780	15.040
	Leve Africano	4.550	4.550	4.550	4.550	4.550
	Pesado Sul-Americano	0	1.860	13.240	0	5.380
	Total	17.330	19.190	32.830	17.330	24.970
4	Leve Árabe	12.780	12.780	15.040	12.780	15.040
	Leve Africano	4.550	4.550	4.550	4.550	4.550
	Pesado Sul-Americano	0	0	50	0	4.280
	Total	17.330	17.330	19.640	17.330	23.870
5	Leve Árabe	12.780	12.780	15.040	12.780	15.040
	Leve Africano	4.550	4.550	4.550	4.550	4.550
	Pesado Sul-Americano	0	0	50	0	4.280
	Total	17.330	17.330	19.640	17.330	23.870
6	Leve Árabe	12.780	12.780	15.040	12.780	15.040
	Leve Africano	4.550	4.550	4.550	4.550	4.550
	Pesado Sul-Americano	0	0	50	0	4.280
	Total	17.330	17.330	19.640	17.330	23.870
7	Leve Árabe	12.780	12.780	15.040	12.780	15.040
	Leve Africano	4.550	4.550	4.550	4.550	4.550
	Pesado Sul-Americano	0	0	90	0	3.280
	Total	17.330	17.330	19.680	17.330	22.870

Tabela 7.14 - Importação de petróleo para as corridas 8 a 11.

Corrida	Petróleo	2015	2020	2025	2030	2035
		m ³ /d				
8	Leve Árabe	12.780	12.780	15.040	15.040	15.040
	Leve Africano	4.550	4.550	4.550	4.550	4.550
	Pesado Sul-Americano	0	0	12.110	15.060	17.190
	Total	17.330	17.330	31.700	34.650	36.780
9	Leve Árabe	12.780	12.780	15.040	15.040	15.040
	Leve Africano	4.550	4.550	4.550	4.550	4.550
	Pesado Sul-Americano	0	0	0	0	0
	Total	17.330	17.330	17.330	17.330	17.330
10	Leve Árabe	12.780	12.780	15.040	15.040	15.040
	Leve Africano	4.550	4.550	4.550	4.550	4.550
	Pesado Sul-Americano	0	7.790	23.840	24.340	27.330
	Total	17.330	25.120	43.430	43.930	46.920
11	Leve Árabe	12.780	12.780	13.900	15.040	15.040
	Leve Africano	4.550	4.550	4.550	4.550	4.550
	Pesado Sul-Americano	0	0	0	0	0
	Total	17.330	17.330	18.450	17.330	17.330

As Tabelas 7.15 e 7.16 apresentam, respectivamente, os volumes de petróleo exportado para as corridas de 1 a 7 e para as corridas 8 a 11.

Tabela 7.15 - Exportação líquida⁸⁹ de petróleo para as corridas 1 a 7.

Corrida	Petróleo	2015	2020	2025	2030	2035
		m ³ /d				
1	L	33.910	85.020	76.370	76.390	83.490
	MD	72.150	182.750	194.490	146.590	161.570
	MA	0	0	0	19.960	0
	Total	106.060	267.770	270.860	242.940	245.060
2	L	30.300	85.020	76.370	76.390	83.490
	MD	72.150	182.750	249.140	146.590	166.830
	MA	0	0	640	28.760	9.840
	PD	2.240	0	0	0	0
	Total	104.690	267.770	326.150	251.740	260.160
3	L	34.180	85.020	76.370	73.200	83.490
	MD	72.150	184.620	207.680	153.490	154.810
	Total	106.330	269.640	284.050	226.690	238.300
4	L	33.910	85.020	76.370	74.390	83.490
	MD	72.150	182.750	194.450	150.920	158.110
	MA	0	0	0	2.210	0
	Total	106.060	267.770	270.820	227.520	241.600
5	L	33.910	85.020	76.370	74.380	83.490
	MD	72.150	182.750	194.450	150.940	158.110
	MA	0	0	0	2.200	0
	Total	106.060	267.770	270.820	227.520	241.600
6	L	33.910	85.020	76.370	74.380	83.490
	MD	72.150	182.750	194.450	150.940	158.110
	MA	0	0	0	2.200	0
	Total	106.060	267.770	270.820	227.520	241.600
7	L	33.840	85.020	76.370	76.390	83.620
	MD	72.150	182.750	194.250	146.590	156.110
	MA	0	0	0	19.960	0
	Total	105.990	267.770	270.620	242.940	239.730

Nota: L = Petróleo Leve; MD = Petróleo Mediano Doce; MA = Petróleo Mediano Azedo; PD = Petróleo Pesado Doce.

⁸⁹ Toda a exportação de petróleo menos àquela destinada às refinarias do exterior.

Tabela 7.16 - Exportação líquida⁹⁰ de petróleo para as corridas 8 a 11.

Corrida	Petróleo	2015	2020	2025	2030	2035
		m ³ /d				
8	L	36.740	85.020	76.370	79.840	86.930
	MD	57.050	200.230	251.040	266.150	277.070
	MA	0	11.620	0	0	0
	PD	2.240	1.680	0	0	0
	PA	9.900	0	0	0	0
	Total	105.930	298.550	327.410	345.990	364.000
9	L	46.740	85.020	76.370	79.840	86.930
	MD	67.150	198.330	234.140	244.250	268.620
	MA	0	19.980	19.930	6.770	0
	PD	2.240	1.680	0	0	0
	PA	9.700	0	0	0	0
	Total	125.830	305.010	330.440	330.860	355.550
10	L	36.740	85.020	76.370	79.840	86.930
	MD	57.150	197.690	225.010	247.830	283.100
	MA	0	19.080	19.040	6.670	0
	PD	2.240	1.680	0	0	0
	PA	9.900	0	0	0	0
	Total	106.030	303.470	320.420	334.340	370.030
11	L	51.820	85.020	76.370	79.840	86.930
	MD	67.150	198.330	249.140	264.250	284.620
	MA	0	37.170	11.160	5.270	8.150
	PD	2.240	1.680	0	0	0
	PA	7.670	0	0	0	0
	Total	128.880	322.200	336.670	349.360	379.700

Nota: L = Petróleo Leve; MD = Petróleo Mediano Doce; MA = Petróleo Mediano Azedo; PD = Petróleo Pesado Doce; PA = Petróleo Pesado Azedo.

As Tabelas 7.17 e 7.18 apresentam o destino das exportações brasileiras de petróleo, por período, para cada mercado internacional, respectivamente para as corridas de 1 a 7 e 8 a 11.

⁹⁰Toda a exportação de petróleo menos àquela destinada às refinarias do exterior.

Tabela 7.17 - Exportação líquida de petróleo por mercado externo para as corridas 1 a 7.

Corrida	Mercado	2015	2020	2025	2030	2035
		m ³ /d				
1	Am. Norte	74.260	235.970	231.110	0	0
	Ásia	31.800	31.800	39.750	47.700	55.650
	Europa	0	0	0	195.240	189.410
	Total	106.060	267.770	270.860	242.940	245.060
2	Am. Norte	72.890	235.970	286.400	0	0
	Ásia	31.800	31.800	39.750	47.700	55.650
	Europa	0	0	0	204.040	204.510
	Total	104.690	267.770	326.150	251.740	260.160
3	Am. Norte	74.530	237.840	244.300	0	0
	Ásia	31.800	31.800	39.750	47.700	55.650
	Europa	0	0	0	178.990	182.650
	Total	106.330	269.640	284.050	226.690	238.300
4	Am. Norte	74.260	235.970	231.070	0	0
	Ásia	31.800	31.800	39.750	47.700	55.650
	Europa	0	0	0	179.820	185.950
	Total	106.060	267.770	270.820	227.520	241.600
5	Am. Norte	74.260	235.970	231.070	0	0
	Ásia	31.800	31.800	39.750	47.700	55.650
	Europa	0	0	0	179.820	185.950
	Total	106.060	267.770	270.820	227.520	241.600
6	Am. Norte	74.260	235.970	231.070	0	0
	Ásia	31.800	31.800	39.750	47.700	55.650
	Europa	0	0	0	179.820	185.950
	Total	106.060	267.770	270.820	227.520	241.600
7	Am. Norte	74.190	235.970	260.870	0	0
	Ásia	31.800	31.800	39.750	47.700	55.650
	Europa	0	0	0	195.240	184.080
	Total	105.990	267.770	270.620	242.940	239.730

Tabela 7.18 - Exportação líquida de petróleo por mercado externo para as corridas 8 a 11.

Corrida	Mercado	2015	2020	2025	2030	2035
		m ³ /d				
8	Am. Norte	74.130	266.750	175.000	0	0
	Ásia	31.800	31.800	39.750	47.700	55.650
	Europa	0	0	112.660	298.290	308.350
	Total	105.930	298.550	327.410	345.990	364.000
9	Am. Norte	94.030	273.210	290.690	0	0
	Ásia	31.800	31.800	39.750	47.700	55.650
	Europa	0	0	0	283.160	299.900
	Total	125.830	305.010	330.440	330.860	355.550
10	Am. Norte	74.230	271.670	280.670	0	0
	Ásia	31.800	31.800	39.750	47.700	55.650
	Europa	0	0	0	286.640	314.380
	Total	106.030	303.470	320.420	334.340	370.030
11	Am. Norte	97.080	290.400	296.920	0	0
	Ásia	31.800	31.800	39.750	47.700	55.650
	Europa	0	0	0	301.660	324.050
	Total	128.880	322.200	336.670	349.360	379.700

A modelagem realizada neste trabalho foi capaz de quantificar os excedentes de petróleos brasileiros para os próximos anos. Além disso, diante dos diferentes dados de entrada das simulações, foi capaz de responder a uma série de questionamentos quanto à colocação destes excedentes de petróleos em mercados internacionais, como veremos a seguir.

Os estudos de caso indicam que o Brasil pode tornar-se um exportador líquido de petróleo nos próximos anos. Para as simulações realizadas nesta tese, considerando as refinarias Premium I e Premium II como investimentos previstos (corridas 1 a 7), os valores de exportação líquida encontram-se na faixa de 104.690 m³/d (0,66 milhões de bpd), para o ano de 2015 da corrida 2 e 326.650 m³/d (2,05 milhões de bpd), para o ano de 2025 também da corrida 2. Já para os estudos de caso sem as refinarias Premium I e Premium II (corridas 8 a 11), os valores de exportação líquida de petróleo encontram-se na faixa de 105.930 m³/d (0,67 milhões de bpd) para o ano de 2015 da corrida 8 e 379.700 m³/d (2,39 milhões de bpd) para o ano de 2035 da corrida 11.

A maior parte do petróleo exportado é do tipo leve e mediano doce, muito provavelmente com grande participação das produções dos campos do pré-sal das bacias de Santos e Campos. A decisão do modelo pela exportação destes tipos de

petróleos é bastante interessante, pois são crus de maior valor de mercado quando comparados aos óleos marcadores. Tal estratégia possibilita ao país uma maximização de suas receitas com a exportação desta *commodity*. Vale, porém, fazer novamente a ressalva de que se trata de um resultado global. A estratégia de colocação deste cru excedente nos mercados internacionais definidos neste trabalho deve ser estabelecida com cuidado, incluindo a especificação e formação da marca da corrente e a forma de sua transação no mercado, como por exemplo, a metodologia de indexação de preço no contrato de venda.

A modelagem proposta foi capaz de identificar também os mercados externos que se beneficiam das exportações de petróleos brasileiros. Neste caso, simulações preliminares mostraram que o mercado da Ásia e Oceania não era contemplado com as exportações de nossos óleos. Tal decisão do modelo reflete a escolha pela opção de menor custo, uma vez que os valores para o transporte de petróleo para esta região são bem maiores, por exemplo, do que aqueles praticados para a América do Sul e Central, América do Norte e a Europa. Assim, considerou-se como premissa para as onze corridas uma exportação obrigatória de petróleo para a região da Ásia e Oceania, a saber:

- 2015 = 31.800 m³/d (200.000 bpd);
- 2020 = 31.800 m³/d (200.000 bpd);
- 2025 = 39.750 m³/d (250.000 bpd);
- 2030 = 47.700 m³/d (300.000 bpd);
- 2035 = 55.650 m³/d (350.000 bpd).

Esta estratégia de uma colocação mínima de petróleo na região da Ásia e Oceania possui a lógica da formação de um mercado de longo prazo para o cru excedente brasileiro. Tal estratégia, apesar do alto custo de transporte, é interessante, pois esta região possui uma demanda por petróleo bastante significativa e crescente em todo o período considerado neste estudo.

Assim, em relação à exportação de petróleos, os resultados apresentados pela modelagem proposta são bastante coerentes. Até 2025, as exportações de petróleos brasileiros são preferencialmente para a região da América do Norte, pois há demanda e o custo de transporte é menor do que para as regiões da Ásia e Oceania e Europa. A partir de 2030, as exportações de petróleo são preferencialmente para a Europa. Neste ano, a produção crescente de petróleo da América do Norte, segundo IEA, 2013, atinge

seu valor máximo (aproximadamente 20 milhões de bpd), não havendo mais saldo negativo de petróleo para esta região (ver item 6.6 desta tese). Para a Europa, a situação é oposta, o declínio da produção é bastante significativo no horizonte deste estudo, atingindo apenas 2,2 milhões de bpd em 2030, com uma demanda de 9,4 milhões de bpd (IEA, 2013). Ou seja, um saldo negativo de 7,2 milhões de bpd para a região neste ano. Em relação a Ásia e Oceania, embora esta região seja grande demandante de petróleo em todos os períodos, as exportações são limitadas aos volumes obrigatórios impostos neste trabalho, tendo em vista o alto custo de transporte, quando comparados com outras regiões, como, por exemplo, a América do Norte e a Europa.

Por fim, as importações brasileiras de petróleo são pequenas, atingindo o valor máximo de 46.920 m³/d (aproximadamente 295.000 bpd) para a corrida 10 no ano de 2035. Há previsão de importação de petróleo leve árabe em todo o horizonte do estudo, destinado principalmente a produção de lubrificantes na REDUC. As importações do petróleo leve africano ocorrem também em todos os períodos, porém em volumes bastante reduzidos, e servem, essencialmente, para ajuste do elenco de petróleos nacionais nas refinarias brasileiras.

Há também importação de petróleo pesado sul-americano para determinados períodos de todas as corridas, com exceção das corridas 2 e 9 (preço do petróleo *Brent* = US\$ 80,00/bbl) e corrida 11 (preço do petróleo *Brent* = US\$ 60,00/bbl). Os maiores volumes importados deste petróleo ocorrem para as corridas 3, 8 e 10. As corridas 3 e 10 são as que apresentam preços mais elevados para os petróleos e derivados (petróleo *Brent* = US\$ 120,00/bbl), o que aumenta o diferencial de preço entre os valores dos derivados e do petróleo pesado sul-americano⁹¹. Assim, diferenciais maiores de preços entre petróleos e derivados, favorecem a importação de petróleos pesados, apresentando-se como uma oportunidade ao refinador, que possui uma refinaria complexa, para obter boas margens de lucro. Trata-se, portanto, de arbitrar o diferencial de qualidade do refino, exportando petróleos leve e mediano e importando óleo pesado.

Para a corrida 8 (preço do petróleo *Brent* = US\$ 100,00/bbl), a importação de petróleo pesado sul-americano é basicamente para processamento na refinaria REBRA

⁹¹Por exemplo: para o preço do petróleo *Brent* a US\$ 100,00/bbl, o Diesel S-500 possui valor de US\$ 719,00/m³ e o petróleo pesado sul-americano US\$ 590,00/m³ (diferencial de preço de US\$ 129,00/m³). Já para o preço do petróleo *Brent* a US\$ 120,00/bbl, o Diesel S-500 possui valor de US\$ 863,00/m³ e o petróleo pesado sul-americano US\$ 708,00/m³ (diferencial de preço de US\$ 155,00/m³).

I, localizada na região sudeste do país. Ao processar este petróleo depreciado, mais barato, em uma refinaria complexa (com alto grau de conversão), com localização privilegiada (menor custo de transporte), tanto em relação à região de produção, quanto ao mercado consumidor, é possível ao investidor capturar uma renda gerada pelo diferencial de preço entre os derivados valorizados e o óleo depreciado (*crack spread*)⁹². Além disso, ao se processar esta carga desvalorizada, aumenta-se o excedente de petróleos valorizados, como, por exemplo, o leve e o mediano doce, para exportação.

7.6. Balanço de derivados de petróleo

As Tabelas 7.19 a 7.29 apresentam os balanços nacionais entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para as onze corridas realizadas.

Tabela 7.19 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 1.

Derivado	(m ³ /d)	2015	2020	2025	2030	2035
GLP	Produção	32.742	42.132	46.885	52.176	56.516
	Demanda	38.455	42.132	44.993	47.696	50.399
	Saldo	(5.713)	0	1.892	4.480	6.117
Nafta	Produção	15.838	35.806	38.952	41.496	43.086
	Demanda	30.645	35.613	38.952	41.496	43.086
	Saldo	(14.807)	193	0	0	0
Gasolina	Produção	84.132	95.757	108.140	110.552	111.530
	Demanda	87.741	93.803	87.602	85.217	83.468
	Saldo	(3.609)	1.954	20.538	25.335	28.062
OAV	Produção	15.211	44.117	48.287	50.319	50.975
	Demanda	22.100	27.625	31.949	36.273	41.077
	Saldo	(6.889)	16.492	16.338	14.046	9.898
Diesel	Produção	157.524	212.390	236.203	249.901	252.455
	Demanda	161.174	185.221	201.437	214.474	226.239
	Saldo	(3.650)	27.169	34.766	35.427	26.216
Óleo Combustível	Produção	23.200	17.280	17.175	15.839	15.381
	Demanda	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
	Saldo	0	(6.693)	(7.641)	(10.000)	(10.970)
Coque	Produção	14.833	21.088	24.536	26.914	26.914
	Demanda	20.600	24.400	28.060	31.720	35.380
	Saldo	(5.767)	(3.312)	(3.524)	(4.806)	(8.466)

⁹² Nas corridas 1 a 7 (com as refinarias Premium como investimento previsto), embora haja a possibilidade da RENORD processar petróleo pesado sul-americano, isso não ocorre, com exceção de um volume de aproximadamente 6.900 m³/d no período 3 (2025) da corrida 3.

Tabela 7.20 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 2.

Derivado	(m ³ /d)	2015	2020	2025	2030	2035
GLP	Produção	32.782	41.474	44.993	51.969	56.202
	Demanda	38.455	42.132	44.993	47.696	50.399
	Saldo	(5.673)	(658)	0	4.273	5.803
Nafta	Produção	21.236	35.613	38.952	41.496	43.086
	Demanda	30.645	35.613	38.952	41.496	43.086
	Saldo	(9.409)	0	0	0	0
Gasolina	Produção	79.417	94.772	105.687	110.183	110.627
	Demanda	87.741	93.803	87.602	85.217	83.468
	Saldo	(8.324)	969	18.085	24.966	27.159
OAV	Produção	14.499	44.117	47.711	50.319	50.976
	Demanda	22.100	27.625	31.949	36.273	41.077
	Saldo	(7.601)	16.492	15.762	14.046	9.899
Diesel	Produção	158.790	213.144	242.121	249.970	251.532
	Demanda	161.174	185.221	201.437	214.474	226.239
	Saldo	(2.384)	27.923	40.684	35.496	25.293
Óleo Combustível	Produção	23.200	17.972	17.547	15.839	15.381
	Demanda	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
	Saldo	0	(6.001)	(7.269)	(10.000)	(10.970)
Coque	Produção	14.833	21.088	24.536	26.914	26.914
	Demanda	20.600	24.400	28.060	31.720	35.380
	Saldo	(5.767)	(3.312)	(3.524)	(4.806)	(8.466)

Tabela 7.21 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 3.

Derivado	(m ³ /d)	2015	2020	2025	2030	2035
GLP	Produção	32.773	43.451	47.445	52.739	57.270
	Demanda	38.455	42.132	44.993	47.696	50.399
	Saldo	(5.682)	1.319	2.452	5.043	6.871
Nafta	Produção	15.795	35.613	38.952	41.496	43.086
	Demanda	30.645	35.613	38.952	41.496	43.086
	Saldo	(14.850)	0	0	0	0
Gasolina	Produção	84.048	98.148	108.198	111.618	113.533
	Demanda	87.741	93.803	87.602	85.217	83.468
	Saldo	(3.693)	4.345	20.596	26.401	30.065
OAV	Produção	15.206	45.254	48.555	50.273	50.976
	Demanda	22.100	27.625	31.949	36.273	41.077
	Saldo	(6.894)	17.629	16.606	14.000	9.899
Diesel	Produção	157.345	207.062	235.859	248.122	258.261
	Demanda	161.174	185.221	201.437	214.474	226.239
	Saldo	(3.829)	21.841	34.422	33.648	32.022
Óleo Combustível	Produção	23.200	18.504	17.062	15.839	15.381
	Demanda	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
	Saldo	0	(5.469)	(7.754)	(10.000)	(10.970)
Coque	Produção	14.833	21.088	24.536	26.914	26.914
	Demanda	20.600	24.400	28.060	31.720	35.380
	Saldo	(5.767)	(3.312)	(3.524)	(4.806)	(8.466)

Tabela 7.22 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 4.

Derivado	(m ³ /d)	2015	2020	2025	2030	2035
GLP	Produção	32.742	42.132	46.884	52.517	56.786
	Demanda	38.455	42.132	44.993	47.696	50.399
	Saldo	(5.713)	0	1.891	4.821	6.387
Nafta	Produção	15.838	35.806	38.952	34.295	39.795
	Demanda	30.645	35.613	38.952	41.496	43.086
	Saldo	(14.807)	193	0	(7.201)	(3.291)
Gasolina	Produção	84.132	95.757	108.138	118.452	116.412
	Demanda	87.741	93.803	100.369	97.358	94.437
	Saldo	(3.609)	1.954	7.769	21.094	21.975
OAV	Produção	15.238	44.117	48.290	50.290	50.976
	Demanda	22.100	27.625	31.949	36.273	41.077
	Saldo	(6.862)	16.492	16.341	14.017	9.899
Diesel	Produção	157.498	212.390	236.335	248.113	257.904
	Demanda	161.174	185.221	201.437	214.474	226.239
	Saldo	(3.676)	27.169	34.898	33.639	31.665
Óleo Combustível	Produção	23.200	17.280	17.039	15.839	15.381
	Demanda	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
	Saldo	0	(6.693)	(7.777)	(10.000)	(10.970)
Coque	Produção	14.833	21.088	24.536	26.914	26.915
	Demanda	20.600	24.400	28.060	31.720	35.380
	Saldo	(5.767)	(3.312)	(3.524)	(4.806)	(8.465)

Tabela 7.23 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 5.

Derivado	(m ³ /d)	2015	2020	2025	2030	2035
GLP	Produção	32.742	42.132	46.884	52.516	56.787
	Demanda	38.455	42.132	44.993	47.696	50.399
	Saldo	(5.713)	0	1.891	4.820	6.388
Nafta	Produção	15.838	35.806	38.952	27.431	33.151
	Demanda	30.645	35.613	38.952	41.496	43.086
	Saldo	(14.807)	193	0	(14.065)	(9.935)
Gasolina	Produção	84.132	95.757	108.138	125.317	123.071
	Demanda	87.741	93.803	100.369	107.395	104.173
	Saldo	(3.609)	1.954	7.769	17.922	18.898
OAV	Produção	15.238	44.117	48.290	50.290	50.976
	Demanda	22.100	27.625	31.949	36.273	41.077
	Saldo	(6.862)	16.492	16.341	14.017	9.899
Diesel	Produção	157.498	212.390	236.335	248.113	256.945
	Demanda	161.174	185.221	201.437	214.474	226.239
	Saldo	(3.676)	27.169	34.898	33.639	30.706
Óleo Combustível	Produção	23.200	17.280	17.039	15.839	16.381
	Demanda	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
	Saldo	0	(6.693)	(7.777)	(10.000)	(9.970)
Coque	Produção	14.833	21.088	24.536	26.914	26.917
	Demanda	20.600	24.400	28.060	31.720	35.380
	Saldo	(5.767)	(3.312)	(3.524)	(4.806)	(8.463)

Tabela 7.24 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 6.

Derivado	(m ³ /d)	2015	2020	2025	2030	2035
GLP	Produção	32.742	42.132	46.884	52.516	56.787
	Demanda	38.455	42.132	44.993	47.696	50.399
	Saldo	(5.713)	0	1.891	4.820	6.388
Nafta	Produção	15.838	35.806	38.952	27.431	33.151
	Demanda	30.645	35.613	38.952	41.496	43.086
	Saldo	(14.807)	193	0	(14.065)	(9.935)
Gasolina	Produção	84.132	95.757	108.138	125.317	123.071
	Demanda	87.741	93.803	87.602	85.217	83.468
	Saldo	(3.609)	1.954	20.536	40.100	39.603
OAV	Produção	15.238	44.117	48.290	50.290	50.976
	Demanda	22.100	27.625	31.949	36.273	41.077
	Saldo	(6.862)	16.492	16.341	14.017	9.899
Diesel	Produção	157.498	212.390	236.335	248.113	257.945
	Demanda	161.174	185.221	201.437	214.474	226.239
	Saldo	(3.676)	27.169	34.898	33.639	31.706
Óleo Combustível	Produção	23.200	17.280	17.039	15.839	15.381
	Demanda	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
	Saldo	0	(6.693)	(7.777)	(10.000)	(10.970)
Coque	Produção	14.833	21.088	24.536	26.914	26.917
	Demanda	20.600	24.400	28.060	31.720	35.380
	Saldo	(5.767)	(3.312)	(3.524)	(4.806)	(8.463)

Tabela 7.25 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 7.

Derivado	(m ³ /d)	2015	2020	2025	2030	2035
GLP	Produção	32.749	42.132	46.881	52.166	56.565
	Demanda	38.455	42.132	44.993	47.696	50.399
	Saldo	(5.706)	0	1.888	4.470	6.166
Nafta	Produção	15.856	35.806	38.952	41.496	43.086
	Demanda	30.645	35.613	38.952	41.496	43.086
	Saldo	(14.789)	193	0	0	0
Gasolina	Produção	84.117	95.757	108.085	110.533	111.263
	Demanda	87.741	93.803	87.602	85.217	83.468
	Saldo	(3.624)	1.954	20.483	25.316	27.795
OAV	Produção	15.247	44.117	48.232	50.319	50.954
	Demanda	22.100	27.625	31.949	36.273	41.077
	Saldo	(6.853)	16.492	16.283	14.046	9.877
Diesel	Produção	157.511	212.390	236.455	249.901	250.739
	Demanda	161.174	185.221	201.437	214.474	226.239
	Saldo	(3.663)	27.169	35.018	35.427	24.500
Óleo Combustível	Produção	23.200	17.280	17.064	15.839	15.381
	Demanda	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
	Saldo	0	(6.693)	(7.752)	(10.000)	(10.970)
Coque	Produção	14.833	21.088	24.536	26.914	26.914
	Demanda	20.600	24.400	28.060	31.720	35.380
	Saldo	(5.767)	(3.312)	(3.524)	(4.806)	(8.466)

Tabela 7.26 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 8.

Derivado	(m ³ /d)	2015	2020	2025	2030	2035
GLP	Produção	31.492	37.717	40.766	43.194	48.141
	Demanda	38.455	42.132	44.993	47.696	50.399
	Saldo	(6.963)	(4.415)	(4.227)	(4.502)	(2.258)
Nafta	Produção	13.869	30.784	38.952	41.496	43.086
	Demanda	30.645	35.613	38.952	41.496	43.086
	Saldo	(16.776)	(4.829)	0	0	0
Gasolina	Produção	80.568	93.803	95.213	95.953	101.837
	Demanda	87.741	93.803	87.602	85.217	83.468
	Saldo	(7.173)	0	7.611	10.736	18.369
OAV	Produção	12.259	27.625	31.949	36.273	41.077
	Demanda	22.100	27.625	31.949	36.273	41.077
	Saldo	(9.841)	0	0	0	0
Diesel	Produção	149.770	185.591	213.190	217.407	231.885
	Demanda	161.174	185.221	201.437	214.474	226.239
	Saldo	(11.404)	370	11.753	2.933	5.646
Óleo Combustível	Produção	23.200	23.972	22.140	23.932	26.351
	Demanda	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
	Saldo	0	(1)	(2.676)	(1.907)	0
Coque	Produção	12.637	14.281	15.775	15.775	16.475
	Demanda	20.600	24.400	28.060	31.720	35.380
	Saldo	(7.963)	(10.119)	(12.285)	(15.945)	(18.905)

Tabela 7.27 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 9.

Derivado	(m ³ /d)	2015	2020	2025	2030	2035
GLP	Produção	31.499	37.288	40.171	43.064	47.461
	Demanda	38.455	42.132	44.993	47.696	50.399
	Saldo	(6.956)	(4.844)	(4.822)	(4.632)	(2.938)
Nafta	Produção	13.541	30.546	38.952	41.496	43.086
	Demanda	30.645	35.613	38.952	41.496	43.086
	Saldo	(17.104)	(5.067)	0	0	0
Gasolina	Produção	80.938	93.492	95.536	96.864	102.169
	Demanda	87.741	93.803	87.602	85.217	83.468
	Saldo	(6.803)	(311)	7.934	11.647	18.701
OAV	Produção	12.216	27.625	31.949	36.273	41.077
	Demanda	22.100	27.625	31.949	36.273	41.077
	Saldo	(9.884)	0	0	0	0
Diesel	Produção	149.770	186.802	210.609	214.474	226.239
	Demanda	161.174	185.221	201.437	214.474	226.239
	Saldo	(11.404)	1.581	9.172	0	0
Óleo Combustível	Produção	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
	Demanda	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
	Saldo	0	0	0	0	0
Coque	Produção	12.639	14.493	15.775	16.063	17.147
	Demanda	20.600	24.400	28.060	31.720	35.380
	Saldo	(7.961)	(9.907)	(12.285)	(15.657)	(18.333)

Tabela 7.28 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 10.

Derivado	(m ³ /d)	2015	2020	2025	2030	2035
GLP	Produção	31.492	40.255	43.801	46.640	50.990
	Demanda	38.455	42.132	44.993	47.696	50.399
	Saldo	(6.963)	(1.877)	(1.192)	(1.056)	591
Nafta	Produção	13.869	33.277	38.952	41.496	43.086
	Demanda	30.645	35.613	38.952	41.496	43.086
	Saldo	(16.776)	(2.336)	0	0	0
Gasolina	Produção	80.568	93.803	101.020	102.896	104.317
	Demanda	87.741	93.803	87.602	85.217	83.468
	Saldo	(7.173)	0	13.418	17.679	20.849
OAV	Produção	12.259	27.625	31.949	36.273	41.077
	Demanda	22.100	27.625	31.949	36.273	41.077
	Saldo	(9.841)	0	0	0	0
Diesel	Produção	149.770	182.255	219.833	226.969	229.085
	Demanda	161.174	185.221	201.437	214.474	226.239
	Saldo	(11.404)	(2.966)	18.396	12.495	2.846
Óleo Combustível	Produção	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
	Demanda	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
	Saldo	0	0	0	0	0
Coque	Produção	12.637	14.269	16.310	16.768	17.083
	Demanda	20.600	24.400	28.060	31.720	35.380
	Saldo	(7.963)	(10.131)	(11.750)	(14.952)	(18.297)

Tabela 7.29 - Balanço entre a oferta e a demanda dos principais derivados de petróleo para a corrida 11.

Derivado	(m ³ /d)	2015	2020	2025	2030	2035
GLP	Produção	31.590	36.633	39.779	42.543	46.871
	Demanda	38.455	42.132	44.993	47.696	50.399
	Saldo	(6.865)	(5.499)	(5.214)	(5.153)	(3.528)
Nafta	Produção	13.283	28.678	38.952	41.496	43.086
	Demanda	30.645	35.613	38.952	41.496	43.086
	Saldo	(17.362)	(6.935)	0	0	0
Gasolina	Produção	80.216	90.049	91.199	92.044	95.796
	Demanda	87.741	93.803	87.602	85.217	83.468
	Saldo	(7.525)	(3.754)	3.597	6.827	12.328
OAV	Produção	11.352	27.625	31.949	36.273	37.838
	Demanda	22.100	27.625	31.949	36.273	41.077
	Saldo	(10.748)	0	0	0	(3.239)
Diesel	Produção	149.250	172.981	199.820	202.234	211.281
	Demanda	161.174	185.221	201.437	214.474	226.239
	Saldo	(11.924)	(12.240)	(1.617)	(12.240)	(14.958)
Óleo Combustível	Produção	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
	Demanda	23.200	23.973	24.816	25.839	26.351
	Saldo	0	0	0	0	0
Coque	Produção	12.634	14.656	16.857	17.147	17.223
	Demanda	20.600	24.400	28.060	31.720	35.380
	Saldo	(7.966)	(9.744)	(11.203)	(14.573)	(18.157)

A modelagem realizada neste estudo foi capaz de identificar o saldo dos principais derivados de petróleo. Estes resultados, principalmente no médio e longo prazo, são importantes para balizar o planejamento energético de um país, seja para prever investimentos futuros em novas refinarias ou para identificar as necessidades de importação ou os excedentes de derivados que poderão ser colocados em mercados internacionais.

Por exemplo, para todas as corridas com as refinarias Premium I e Premium II como investimento previsto (corridas 1 a 7), o Brasil é importador de GLP, nafta, gasolina, QAV, diesel e coque no ano de 2015. Estes déficits evidenciam a necessidade de refino adicional voltado para a conversão de resíduos e para a produção, sobretudo, de destilados leves e médios.

Nota-se também em 2020, para todas estas corridas, o aumento significativo da produção de coque e a redução da produção de óleo combustível como consequência do aumento da capacidade de coqueamento do parque nacional de refino pela entrada em operação da RNEST, do primeiro módulo da Premium I e da Premium II.

Para todas estas corridas, as produções de GLP, nafta, gasolina, QAV e diesel são aumentadas consideravelmente em 2020, 2025 e 2030. Este aumento de produção em 2020 deve-se a entrada em operação do primeiro módulo do COMPERJ, do primeiro módulo da refinaria Premium I e da refinaria Premium II. Em 2025, o acréscimo de produção é decorrente da entrada em operação do segundo módulo do COMPERJ. Já em 2030, a elevação da produção destes derivados tem como causa o início de funcionamento do segundo módulo da refinaria Premium I.

Assim, para as corridas de 1 a 7, a partir de 2020, o país passa a manter a autossuficiência ou ser exportador líquido da maioria dos principais produtos, à exceção do óleo combustível e do coque, que permanecem com perfil importador até o final do período e do GLP para a corrida 2 no ano de 2020. Também, a partir deste ano, são verificados excedentes consideráveis de gasolina, QAV e diesel, devido a entrada em operação das novas refinarias com investimentos previstos (RNEST, COMPERJ, Premium I e Premium II), voltadas, principalmente, à produção de médios e de unidades

de FCC, RC, HDT G e HDT N no parque de refino existente, voltadas à produção e especificação de gasolina⁹³.

Já para as corridas de 8 a 11 (sem as refinarias Premium I e Premium II como investimento previsto), o país é importador de GLP e coque em todos os períodos e importador de todos os derivados, com exceção de óleo combustível, no ano de 2015. Mais uma vez, estes déficits evidenciam a necessidade de refino adicional para a produção de leves e médios. Assim é que, para todas as corridas, há novos investimentos em refino adicional na região sudeste do Brasil (REBRA I) a partir do ano de 2020. Ocorrem também investimentos em nova refinaria na região nordeste (REBRA III) para todas as corridas, com exceção da corrida 11, também a partir do segundo período⁹⁴.

Mesmo com a entrada em operação das REBRA's e do primeiro módulo do COMPERJ, o país continua sendo importador de nafta em 2020, para todas as corridas, atingindo a autossuficiência neste derivado somente em 2025, devido ao início de funcionamento do segundo módulo do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro⁹⁵.

Para estas corridas, os excedentes de derivados de petróleo são menores do que para as corridas de 1 a 7. Destacam-se apenas as exportações de gasolina e diesel, devido ao início da operação, em 2020, com aumento gradual da capacidade de processamento, da REBRA I (todas as corridas) e da REBRA III (todas as corridas, com exceção da corrida 11), além do início do funcionamento do primeiro e do segundo módulos do COMPERJ⁹⁶.

A exportação de gasolina ocorre para todas as corridas, a partir do ano de 2025, conforme já dito, devido ao início da operação das REBRA's em 2020 e do COMPERJ,

⁹³Não necessariamente esta situação de total autossuficiência, com excedentes exportáveis de gasolina, QAV e diesel é um resultado ótimo sob o ponto de vista do refino, uma vez que nas corridas de 1 a 7 as refinarias Premium foram colocadas no modelo como investimento obrigatório.

⁹⁴Embora ocorram investimentos em refino adicional para as corridas de 8 a 11, a capacidade adicionada ao parque nacional de processamento de petróleo é menor do que a que ocorreria com a entrada em operação das refinarias Premium I e Premium II. O início do funcionamento das refinarias Premium adicionaria ao parque industrial brasileiro uma capacidade de refino de 900.000 bpd, enquanto que, para os estudos de caso deste trabalho, a entrada em operação das refinarias REBRA I e REBRA III adicionam, no máximo, aproximadamente 500.000 bpd para a corrida 10 (preço do petróleo *Brent* = US\$ 120,00/bbl).

⁹⁵O COMPERJ foi originalmente planejado como uma refinaria de petróleo voltada para a produção de derivados petroquímicos. Entretanto, seu projeto inicial foi alterado e o novo projeto será constituído por dois módulos. Ambos os módulos ofertarão derivados de petróleo, tais como: GLP, nafta, QAV, diesel e coque (MME/EPE, 2014).

⁹⁶Primeiro módulo do em 2017 e segundo módulo em 2024 (MME/EPE, 2014).

além da redução da demanda doméstica por este derivado a partir de 2025. O maior volume exportado de gasolina é de 20.849 m³/d (aproximadamente 130.000 bpd) para o ano de 2035 da corrida 10 (preço do petróleo *Brent* = US\$ 120,00/bbl). Já para o diesel, a exportação ocorre para todas as corridas, com exceção da corrida 11 (preço do petróleo *Brent* = US\$ 60,00/bbl), a partir do ano de 2020, com a entrada em operação do primeiro módulo do COMPERJ e das refinarias REBRA I e REBRA III. Para a corrida 11, há importação de diesel durante todo o período deste estudo, atingindo o valor máximo de 14.958 m³/d (aproximadamente 94.000 bpd) no ano de 2035. Assim, vale destacar que sob a ótica estrita do refino, preços baixos de cru, na faixa de US\$ 60,00/bbl, justificariam a perda permanente de autossuficiência em diesel. Entretanto, esta perda não é necessariamente a política energética mais apropriada, que deve considerar aspectos além da questão específica do setor de refino, como a segurança energética e a balança comercial. Em verdade, estes aspectos, além do refino, são aqueles que poderiam justificar a expansão do parque brasileiro de processamento de cru, mesmo em cenários de preço baixo para o petróleo.

Tratando-se ainda das corridas 8 a 11, não se verifica nestas simulações excedentes de QAV, como os que ocorrem nas corridas de 1 a 7. A explicação reside no fato de que, nestas corridas, não há os investimentos previstos para as refinarias Premium I e Premium II que são grandes produtoras deste derivado.

As Tabelas 7.30 e 7.31 mostram os principais mercados internacionais beneficiados pelas exportações brasileiras de derivados de petróleo, para cada período, para as corridas de 1 a 7 e 8 a 11, respectivamente.

Tabela 7.30 - Exportação dos principais derivados de petróleo⁹⁷ por mercado externo para as corridas de 1 a 7.

Corrida	Mercado	2015	2020	2025	2030	2035
		m ³ /d				
1	África	1.040	8.892	8.738	10.605	1.739
	Am. Norte	0	0	0	1.166	1.166
	Am. Sul	750	37.318	70.928	63.745	62.620
	Europa	0	0	0	4.050	5.215
	Total	1.790⁽¹⁾	46.210	79.666	79.566	70.740
2	África	1.039	8.892	24.097	10.674	1.739
	Am. Norte	0	0	0	1.166	1.166
	Am. Sul	750	36.492	52.260	62.800	60.026
	Europa	0	0	0	4.518	5.855
	Total	1.789	45.384	76.357	79.158	68.786
3	África	1.040	10.029	9.007	8.780	8.204
	Am. Norte	0	0	0	1.166	1.166
	Am. Sul	750	35.105	71.070	65.374	68.866
	Europa	0	0	0	4.447	4.728
	Total	1.790	45.134	80.077	72.767	82.964
4	África	1.040	8.892	8.741	8.788	1.739
	Am. Norte	0	0	0	1.166	1.166
	Am. Sul	750	36.916	58.158	58.892	61.512
	Europa	0	0	0	4.725	5.509
	Total	1.790	45.808	66.899	73.571	69.926
5	África	1.040	8.892	8.741	8.788	1.739
	Am. Norte	0	0	0	1.166	1.166
	Am. Sul	750	36.916	58.158	55.718	57.475
	Europa	0	0	0	4.726	5.511
	Total	1.790	45.808	66.899	70.398	65.891
6	África	1.040	8.892	8.741	8.788	1.739
	Am. Norte	0	0	0	1.166	1.166
	Am. Sul	750	36.916	64.925	77.896	79.180
	Europa	0	0	0	4.726	5.511
	Total	1.790	45.808	73.666	92.576	87.596
7	África	940	7.372	7.163	4.905	1.728
	Am. Norte	0	0	0	1.399	1.399
	Am. Sul	900	38.436	72.509	69.724	60.924
	Europa	0	0	0	3.231	4.287
	Total	1.840	45.808	79.672	79.259	68.338

Nota: ⁽¹⁾ Para todas as corridas, as exportações para o ano de 2015 referem-se, exclusivamente, a gasolina não especificada.

⁹⁷Inclui GLP, nafta, gasolina, QAV e diesel.

Tabela 7.31 - Exportação dos principais derivados de petróleo⁹⁸ por mercado externo para as corridas de 8 a 11.

Corrida	Mercado	2015	2020	2025	2030	2035
		m ³ /d				
8	África	1.040	0	0	0	0
	Am. Sul	750	370	19.365	13.669	24.017
	Total	1.790⁽¹⁾	370	19.365	13.669	24.017
9	África	1.040	0	0	0	0
	Am. Sul	750	0	17.107	11.647	18.701
	Total	1.790	0	17.107	11.647	18.701
10	África	1.040	0	0	0	0
	Am. Sul	750	1.581	31.813	30.177	24.288
	Total	1.790	1.581	31.813	30.177	24.288
11	África	1.040	0	0	0	0
	Am. Sul	750	0	3.596	6.857	12.328
	Total	1.790	0	3.596	6.857	12.328

Nota: ⁽¹⁾ Para todas as corridas, as exportações para o ano de 2015 referem-se, exclusivamente, a gasolina não especificada.

A modelagem foi capaz de mostrar também os destinos das exportações de derivados de petróleo produzidos pelo parque nacional de refino. Estes resultados permitem identificar as oportunidades de alocação de excedentes de derivados brasileiros e iniciarem-se ou intensificarem-se as relações comerciais necessárias para a viabilização destas exportações.

Os mercados internacionais mais promissores para as exportações de derivados brasileiros, para as corridas de 1 a 7, são: América do Sul e Central, África e Europa, com destaque para as duas primeiras regiões.

Os principais produtos exportados, para estas três regiões são:

- América do Sul e Central: diesel, gasolina, QAV e GLP;
- África: QAV, diesel e gasolina;
- Europa: diesel, gasolina, QAV e GLP.

Já para as corridas de 8 a 11, as exportações de derivados ocorrem principalmente para a região da América do Sul e Central. Os principais derivados exportados para esta região são gasolina e diesel. As exportações para a África ocorrem apenas para o primeiro período da modelagem, em pequenos volumes, e referem-se exclusivamente a gasolina não especificada.

⁹⁸Inclui GLP, nafta, gasolina, QAV e diesel.

É importante ressaltar que, para as corridas realizadas neste trabalho, não houve exportação de derivados de petróleo para as regiões da Ásia e Oceania, Eurásia e Oriente Médio, embora houvesse demanda. Mais uma vez, o fator do alto custo de transporte para estas regiões faz com que a opção do modelo seja pela exportação de produtos para outras regiões, onde também há demanda e que possuem menores custos de movimentação. Entretanto, o resultado encontrado não descarta a possibilidade de uma colocação mínima de derivados de petróleo nestas regiões, como uma estratégia de formação de mercado de longo prazo. O modelo desenvolvido nesta tese pode ser utilizado para novas corridas onde haja a imposição desta condição para a simulação.

7.7. Valores obtidos para a função objetivo

O valor do custo total da função objetivo (FO) é dado pelo somatório do custo de refino com o custo da logística. Ou seja, o custo total, que vai ser minimizado⁹⁹ na função objetivo é dado por:

$$\text{Custo Total FO} = \text{Custo de Refino} + \text{Custo de Logística} \quad (7.1)$$

Conforme mostrado na seção 5.3.2 deste trabalho, o custo de refino é dado pela soma dos custos de operação das refinarias e dos custos para novos investimentos em refino. Já o custo de logística é formado pelos custos para movimentação de petróleo e derivados, para novos investimentos em logística, para importação de petróleo e derivados e pelas receitas provenientes da exportação de petróleo e derivados.

Em um problema de cadeia de suprimentos, onde o objetivo é minimizar o custo de abastecimento ou maximizar o retorno esperado, é possível usar os preços para exportação e importação dos produtos, como benefício ou penalização na função objetivo. No nosso caso, aos custos atribuem-se valores positivos, enquanto que para as receitas valores negativos. Ou seja, quanto menor o valor da FO, melhor será o resultado, pois maior será a parcela proveniente das receitas com exportações de petróleos e derivados em relação às importações e custos com o refino e com a logística.

⁹⁹ Minimizar o custo interno de abastecimento e, consequentemente, maximizar o lucro.

A Tabela 7.32 apresenta os valores obtidos para as parcelas da função objetivo relativas aos custos de refino e aos custos de logística, além do valor do custo total para as onze corridas realizadas.

Tabela 7.32 - Valores obtidos para a função objetivo para os custos de refino, custos de logística e custo total¹⁰⁰.

Corrida	Custo de Refino (US\$)	Custo de Logística (US\$)	Custo Total (US\$)
1	43.280.546.828	(260.436.440.001)	(217.155.893.173)
2	41.134.358.497	(205.607.672.298)	(164.473.313.801)
3	44.101.872.704	(315.025.154.099)	(270.923.281.395)
4	43.535.658.998	(253.994.162.531)	(210.458.503.533)
5	43.538.914.363	(250.553.803.625)	(207.014.889.262)
6	43.324.026.766	(260.419.186.802)	(217.095.160.036)
7	43.376.142.280	(260.492.752.036)	(217.116.609.756)
8	35.258.829.753	(264.488.830.796)	(229.230.001.043)
9	33.068.159.529	(208.089.197.008)	(175.021.037.479)
10	37.643.641.733	(320.692.208.987)	(283.048.567.254)
11	26.747.917.083	(151.156.211.415)	(124.408.294.332)

Os seguintes comentários são possíveis a partir dos resultados apresentados na Tabela 7.32:

- Os valores negativos obtidos para a parcela da função objetivo referente ao custo de logística, para as onze corridas realizadas, indicam que as receitas auferidas com as exportações de petróleo e derivados são maiores que o somatório dos custos para movimentação de petróleo e derivados, para novos investimentos em logística e para a importação de petróleo e derivados;
- Os valores negativos obtidos para o custo total da função objetivo, para as onze corridas realizadas, indicam que as receitas obtidas com as exportações de petróleo e derivados são maiores que o somatório dos custos de operação das refinarias e novos investimentos em refino (custo de refino) e os custos para movimentação de petróleo e derivados, para

¹⁰⁰ Neste caso, valores negativos indicam predominância das receitas provenientes da exportação de petróleo e derivados sobre a soma dos custos para importação de produtos, custos com o refino e com a logística.

novos investimentos em logística e para a importação de petróleo e derivados (custo de logística);

- Para as corridas com as refinarias Premium como investimento previsto (corridas 1 a 7), o menor valor obtido para o custo total (maior receita) é verificado na corrida 3 (preço do petróleo *Brent* = US\$ 120,00/bbl), enquanto o maior valor (menor receita) é verificado na corrida 2 (preço do petróleo *Brent* = US\$ 80,00/bbl). Assim, como era de se esperar, para um país com excedente de óleo, como possivelmente será o caso do Brasil nos próximos anos, a variação do preço dos petróleo e, conseqüentemente dos derivados, impacta diretamente no nível de receitas a serem auferidas;
- Os valores obtidos para o custo total, para as corridas que analisam a sensibilidade quanto ao momento em que teremos o ponto máximo de demanda de gasolina no Brasil (comparação entre as corridas 1, 4 e 5), mostram, que quanto mais distante no tempo for o ponto de demanda máxima (no caso a corrida 5), maior será o valor do custo total, ou seja menor o valor da receita. Tal resultado é decorrente de um nível maior de importação de gasolina, por período mais prolongado, o que aumenta os custos de importação na função objetivo;
- Já os valores obtidos para o custo total, para as corridas que analisam a sensibilidade quanto ao nível (alta, média e baixa) da demanda externa de derivados (comparação entre as corridas 1, 6 e 7), são praticamente os mesmos. Ou seja, para as premissas utilizadas neste estudo, o nível da demanda externa de derivados não impacta nas receitas a serem obtidas por um país exportador de petróleo e derivados. Este resultado decorre do fato de que, para esta tese, mesmo o nível mais baixo de demanda externa de petróleo e derivados ainda é grande o suficiente para consumir os excedentes de petróleo e derivados produzidos internamente;
- Os valores obtidos para o custo total, para as corridas que analisam a sensibilidade quanto a entrada obrigatória ou não das refinarias Premium I e Premium II (comparação entre as corridas 1 e 8; 2 e 9; 3 e 10), mostram que, para as corridas onde o investimento nestas refinarias não é

obrigatório (corridas 8, 9 e 10), o valor do custo total é menor, ou seja, é maior o valor da receita obtido pelo sistema de abastecimento do país, sem a adição forçada das refinarias Premium. Este resultado é decorrente de dois fatores. O primeiro é devido a um menor custo de refino, uma vez que não há investimentos nestas duas unidades industriais. O segundo deve-se a um custo menor de logística. Ou seja, a diferença entre a receita proveniente da exportação de petróleo e derivados e os custos para movimentação de petróleos e derivados, para investimentos em logística e para importação de petróleos e derivados é maior para as corridas 8, 9 e 10 do que, respectivamente, para as corridas 1, 2 e 3. Em outras palavras, para este estudo, sob o foco do setor de refino, mostra-se mais vantajoso economicamente para o país realizar uma menor expansão do parque nacional de processamento de petróleo e exportar um volume maior de cru, seja sem ou com integração vertical *ex-situ*. Importante notar que se trata de uma ótica parcial, microeconômica sob a lógica do refino, não levando em consideração os efeitos multiplicadores sobre a economia, tais como geração de emprego e efeitos sobre os setores de produção de bens de capital, entre outros. Cabe destacar que os resultados obtidos basearam-se em custos de investimento em refino determinados a partir de metodologia já consolidada na literatura técnica (ver item 5.2.7). Estes custos são razoáveis para investimentos verificados internacionalmente, mas bem menores aos praticados no Brasil, por motivos que não são técnicos. Logo, os resultados justificam ainda mais a não consecução das refinarias Premium no horizonte de tempo deste estudo e para as premissas e dados de entrada utilizados. Não obstante, os resultados mostram que para cenários de preço do petróleo *Brent* entre US\$ 80,00/bbl e US\$ 120,00/bbl, o investimento em novas unidades de refino no Brasil pode ainda assim ser relevante na faixa de 300 a 500 mil bpd de capacidade de processamento (entre 33% a 56% do que ocorreria com as refinarias Premium).

7.8. Síntese dos principais resultados

Esta seção tem como objetivo apresentar, de forma sintetizada, os principais resultados para as onze corridas realizadas neste estudo, de modo a facilitar a comparação entre os valores obtidos para as diferentes simulações.

As características de cada uma destas corridas já foram apresentadas na seção 6.1 e 7.1 desta tese e são, mais uma vez, reproduzidas na Tabela 7.33 a seguir.

Tabela 7.33 - Características das corridas realizadas.

Corrida	Preço do Petróleo Brent (US\$)	Demanda Externa de Derivados	Demanda Doméstica de Gasolina	Refinarias Premium
1 (Base)	100,00	Média	Demanda máxima em 2020	Com
2	80,00	Média	Demanda máxima em 2020	Com
3	120,00	Média	Demanda máxima em 2020	Com
4	100,00	Média	Demanda máxima em 2025	Com
5	100,00	Média	Demanda máxima em 2030	Com
6	100,00	Baixa	Demanda máxima em 2020	Com
7	100,00	Alta	Demanda máxima em 2020	Com
8	100,00	Média	Demanda máxima em 2020	Sem
9	80,00	Média	Demanda máxima em 2020	Sem
10	120,00	Média	Demanda máxima em 2020	Sem
11	60,00	Média	Demanda máxima em 2020	Sem

7.8.1. Investimentos em novas refinarias no Brasil

A Tabela 7.34 apresenta a capacidade de processamento das refinarias REBRA I e REBRA III, nos anos de 2025 e 2035, para as corridas 8, 9, 10 e 11¹⁰¹.

¹⁰¹ Para as corridas de 1 a 7 não ocorreram investimentos em novas refinarias no Brasil.

Tabela 7.34 - Capacidade de processamento das refinarias REBRA I e REBRA III, nos anos de 2025 e 2035, para as corridas 8, 9, 10 e 11.

Corrida	2025		2035	
	REBRA I	REBRA III	REBRA I	REBRA III
	m ³ /d			
8	13.630	19.760	21.740	38.140
9	11.360	18.380	21.640	27.560
10	24.010	20.060	32.800	45.940
11	8.890	0	21.040	0

A Figura 7.3 apresenta a localização das refinarias existentes, com investimentos previstos (COMPERJ e RNEST) e das novas refinarias REBRA I e REBRA III. Estas duas últimas refinarias localizadas, nesta modelagem, respectivamente nos municípios de Vitória (ES) e Ipojuca (PE).



Fonte: Elaboração própria.

Figura 7.3 – Localização das refinarias existentes, com investimentos previstos e das novas refinarias REBRA I e REBRA III.

7.8.2. Investimentos em novas unidades de processo nas refinarias existentes

A Tabela 7.35 mostra os investimentos realizados em novas unidades de processo nas refinarias existentes para as onze corridas realizadas.

Tabela 7.35 - Investimentos realizados em novas unidades de processo nas refinarias existentes.

Corrida	DV	FCC	HCC	RC	HDT N	HDT G
	m ³ /d					
1	0	7.800	0	10.000	10.240	2.760
2	0	7.800	0	10.000	10.240	2.490
3	0	8.920	0	10.000	10.240	3.030
4	0	7.800	0	10.000	10.240	2.760
5	0	7.800	0	10.000	10.240	2.760
6	0	7.800	0	10.000	10.240	2.760
7	0	7.800	0	10.000	10.240	2.940
8	12.250	0	11.070	0	0	2.400
9	12.250	0	11.070	0	0	2.460
10	12.550	0	11.250	0	0	2.400
11	12.250	0	11.070	0	0	2.460

7.8.3. Investimentos em novas refinarias no exterior

A Tabela 7.36 mostra os investimentos realizados em novas refinarias no exterior para as corridas realizadas¹⁰².

¹⁰² Não ocorreram investimentos em refinarias no exterior para a corrida 11.

Tabela 7.36 - Investimentos em capacidade de destilação atmosférica nas novas refinarias do exterior nos anos de 2025 e 2035.

Corrida	2025		2035	
	REUSA	REURO	REUSA	REURO
	m ³ /d			
1	57.840	0	115.440	0
2	0	0	109.630	0
3	58.820	0	116.850	0
4	57.840	0	115.410	0
5	57.840	0	115.410	0
6	55.820	0	112.810	0
7	60.100	0	117.640	0
8	95.040	0	109.630	0
9	32.540	0	54.360	0
10	101.400	0	116.850	24.040

7.8.4. Exportação líquida de petróleo

A Tabela 7.37 apresenta os volumes de petróleo exportados nos anos de 2025 e 2035 para as onze corridas realizadas.

Tabela 7.37 - Exportação líquida¹⁰³ de petróleo nos anos de 2025 e 2035.

Corrida	2025	2035
	m ³ /d	
1	270.860	245.060
2	326.150	260.160
3	284.050	238.300
4	270.820	241.600
5	270.820	241.600
6	270.820	241.600
7	270.620	239.730
8	327.410	364.000
9	330.440	355.550
10	320.420	370.030
11	336.670	379.700

¹⁰³ Toda a exportação de petróleo menos àquela destinada às refinarias do exterior.

7.8.5. Exportação ou importação de gasolina e QAV/diesel em relação às respectivas demandas

A Tabela 7.38 mostra o percentual de volumes exportados ou importados¹⁰⁴ de gasolina e QAV/diesel em relação às respectivas demandas, para todas as corridas realizadas.

Tabela 7.38 - Percentual de exportação ou importação de gasolina e QAV/diesel em relação às respectivas demandas para os anos de 2025 e 2035.

Corrida	2025		2035	
	Gasolina	QAV/ Diesel	Gasolina	QAV/ Diesel
	Exportação ou importação em relação à demanda (%)			
1	23	22	34	14
2	21	24	33	13
3	24	22	36	16
4	8	22	23	16
5	8	22	18	15
6	23	22	47	16
7	23	22	33	13
8	9	5	22	2
9	9	4	22	0
10	15	8	25	1
11	4	(1)	15	(7)

A Tabela 7.38 mostra que, para todas as corridas, com exceção da 11, o país é exportador líquido de gasolina e QAV/diesel, tanto em 2025, quanto em 2035. Para a corrida 11 (preço do petróleo *Brent* = US\$ 60,00/bbl), há importações de QAV/diesel nestes dois anos, sendo que no ano de 2035 estas importações atingem 7% do valor total da demanda destes derivados. Embora haja uma dependência externa de derivados médios para a corrida 11, principalmente para o último ano, os volumes a serem importados (aproximadamente 18.700 m³/d em 2035) não comprometem a segurança nacional do abastecimento destes derivados.

¹⁰⁴ Considerou-se a exportação um valor positivo e a importação um valor negativo.

8. CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES

O problema do abastecimento de petróleo e seus derivados e a possibilidade de colocação de excedentes, seja de óleo cru ou dos produtos refinados, em potenciais mercados internacionais envolve uma grande quantidade de equações, variáveis e restrições. Para tanto, existe a necessidade de se criar adequadas representações da realidade que permitam resolver ou superar tal dificuldade. Os modelos matemáticos são representações simplificadas da realidade que preservam uma adequada equivalência com o problema real.

Vale ainda ressaltar que a utilização de modelos matemáticos é importante do ponto de vista de política energética, na medida em que permite investigar, sob a ótica microeconômica do sistema de abastecimento de petróleo e derivados, as melhores estratégias e julgar o quanto estas estão alinhadas com os objetivos macroeconômicos desta política, tais como a segurança do abastecimento e a balança comercial, entre outros.

Desta forma, o objetivo deste trabalho foi desenvolver uma metodologia de modelagem capaz de identificar a melhor opção para a valorização da possível produção excedente de petróleo do Brasil que possa também servir de base para utilização em outros países com perfil exportador de petróleo. Ou seja, embora neste trabalho a metodologia de modelagem proposta tenha sido aplicada ao caso do Brasil, esta pode ser aplicada a outros países com características semelhantes ao nosso país¹⁰⁵.

Nesta modelagem, o parque nacional de refino é apresentado de forma regionalizada, representando a configuração atual do parque brasileiro, com as principais ampliações em andamento, além de possíveis expansões, sejam em novas refinarias ou em novas unidades de processo em refinarias já existentes. O modelo também contempla sete mercados internacionais de petróleo e derivados em várias regiões do mundo, com a possibilidade de investimentos em refinarias no exterior (*greenfield* ou não) para o processamento de possíveis excedentes de petróleos brasileiro. Representa ainda os fluxos de petróleos e derivados entre os diferentes pontos de oferta e consumo, nacionais ou internacionais, permitindo a importação e exportação tanto do óleo cru como de derivados.

¹⁰⁵ No caso do Brasil, por existir uma empresa de economia mista dominante, tanto no *upstream*, quanto no *downstream*, sendo o governo brasileiro o acionista majoritário, os excedentes de petróleo do país confundem-se com os da própria empresa.

Para verificar se a modelagem realizada era capaz de alcançar o objetivo proposto, realizaram-se onze estudos de caso. Nestes estudos de caso, considerou-se uma corrida base (de referência) e corridas de sensibilidade: em relação ao preço do petróleo *Brent* (consequentemente dos preços dos demais petróleos e derivados); em relação à demanda externa de derivados; em relação à demanda doméstica de gasolina e em relação à entrada em operação ou não das refinarias Premium I e Premium II. Para esta última sensibilidade, variou-se também o preço do petróleo *Brent*.

A modelagem desenvolvida neste trabalho teve como base o PLANDEPE, utilizando-se o seu equacionamento, feito em programação linear no software AIMMS¹⁰⁶. A nova modelagem foi concebida de modo a ser capaz de identificar a melhor opção econômica para os excedentes de petróleo do Brasil nos próximos anos, os principais mercados internacionais a serem atendidos pelas exportações de petróleo e derivados e os investimentos em novas refinarias, no parque de refino nacional ou em mercados externos.

Para o armazenamento dos dados de entrada, dos dados de saída, bem como para a elaboração da modelagem propriamente dita, foi utilizado o *software* Microsoft Access. O programa de otimização (*solver*) utilizado foi o CPLEX¹⁰⁷. Os resultados da otimização foram exportados para planilhas eletrônicas do *software* Microsoft Excel.

Além do desenvolvimento da modelagem propriamente dita, outra etapa, também bastante trabalhosa deste estudo, foi o levantamento de valores e metodologias para a determinação dos dados de entrada do modelo, necessários para a realização dos diferentes estudos de caso, tais como: produção nacional de petróleo, demanda nacional de derivados, demanda e oferta externa de petróleo e derivados para os sete mercados internacionais considerados, preços de petróleos e derivados, custos de investimento das diferentes unidades de processo das refinarias, custos de transporte e rendimentos das unidades de processo das refinarias, entre outros.

Os dados de entrada utilizados mostraram-se adequados para a aplicação da metodologia de modelagem desenvolvida, ainda que tenham sido realizadas simplificações. É importante destacar que estes dados de entrada, utilizados nas

¹⁰⁶ AIMMS é marca registrada da empresa Paragon Decision Technology B.V. Trata-se de uma plataforma para desenvolvimento de sistemas de decisão baseados em modelos de otimização.

¹⁰⁷ IBM ILOG CPLEX é marca registrada da IBM. Trata-se de uma ferramenta utilizada para resolver problemas de otimização linear.

diferentes corridas realizadas, tratam, sobretudo, de testar a modelagem elaborada, e não exatamente da simulação de diferentes cenários para o Brasil.

Os principais resultados obtidos referem-se a investimentos em novas refinarias no Brasil; investimentos em novas unidades de processo nas refinarias existentes no parque nacional; investimentos em novas refinarias no exterior; balanço nacional de petróleo, incluindo os volumes processados no parque nacional de refino e os volumes exportados e importados e o balanço doméstico de derivados, entre outros. Assim, a modelagem proposta foi capaz de identificar, para cada corrida realizada, a melhor opção, para os excedentes de petróleo do Brasil: exportação de óleo cru e/ou a implantação, seja no país, seja internacionalmente, de um refino voltado para a exportação de derivados. Através da modelagem desenvolvida neste estudo foi possível também identificar os principais mercados internacionais de petróleo e derivados que podem ser atendidos pelas exportações brasileiras¹⁰⁸, determinar os volumes envolvidos nestes fluxos logísticos e prever investimentos no parque de refino do país ou no exterior para atender estas possíveis demandas.

Neste sentido, a metodologia de modelagem proposta foi capaz de: representar de maneira adequada o problema real das diferentes possibilidades de aproveitamento dos excedentes de petróleo do Brasil; indicar a melhor opção, do ponto de vista microeconômico do setor refino, para os excedentes de petróleo do país; identificar os principais mercados internacionais de petróleo e derivados que podem ser atendidos pelas exportações brasileiras; prever investimentos em novas refinarias no parque nacional de refino, bem como em mercados internacionais. Assim, a modelagem proposta pode ser aplicada, com sucesso não só para o Brasil, mas também a outros países exportadores de petróleo.

Nos próximos parágrafos elencam-se alguns comentários finais a respeito dos principais resultados dos estudos de caso realizados utilizando-se a metodologia de modelagem proposta neste trabalho.

Caso os projetos das refinarias Premium I e Premium II não fossem encerrados, não haveria espaço para novas expansões no parque nacional de refino para o período considerado neste estudo (até 2035). Sem os investimentos obrigatórios nestas

¹⁰⁸ Embora, a exportação de petróleo e derivados para os diferentes mercados internacionais, seja, nesta modelagem, determinada prioritariamente pelo valor do custo de transporte.

refinarias, há uma expansão menor do parque brasileiro de refino quando comparado com a expansão de capacidade dada pela entrada em operação das refinarias Premium.

Embora ocorram investimentos em refino adicional para as corridas sem as refinarias Premium, a capacidade adicionada ao parque nacional de processamento de petróleo é menor do que a que ocorreria com a entrada em operação destas refinarias. O início do funcionamento das refinarias Premium adicionaria ao parque industrial brasileiro uma capacidade de refino de 900.000 bpd, enquanto que, para os estudos de caso deste trabalho, a entrada em operação das refinarias REBRA I e REBRA III adicionam, no máximo, aproximadamente 500.000 bpd (corrida 10, com preço do petróleo *Brent* = US\$ 120,00/bbl).

Um parque de refino baseado em exportação de derivados no Brasil encontra forte obstáculo nos custos logísticos elevados, o que não justificaria um excessivo investimento, como se previra com as refinarias Premium, embora se justifique uma expansão menor (na faixa de 300 a 500 mil bpd) para atendimento do mercado interno, desde que o preço do petróleo *Brent* fique entre US\$ 80,00/bbl e US\$ 120,00/bbl.

Para cenários de preço muito baixo de cru (igual ou inferiores a US\$ 60,00/bbl), o menor valor para os derivados faz com que a melhor estratégia, sob a ótica estrita do refino, seja aumentar o grau de dependência em derivados e expandir menos o refino. Neste caso, há que se verificar a capacidade logística para desembarque de derivados, uma vez que terminais, bases e refinarias estão no limite de suas capacidades. Não se vislumbra risco de desabastecimento sistêmico, entretanto ele pode ocorrer pontualmente, como mostraram alguns episódios ocorridos em 2012¹⁰⁹. Logo, na prática, existem questões de segurança de suprimento de derivados de petróleo que devem ser consideradas. Uma das alternativas para lidar com o problema do desabastecimento seria a formação de reservas estratégicas dos principais derivados. Entretanto, este assunto foge ao escopo desta tese e, portanto, não foi avaliado neste estudo.

No caso de construção de novas refinarias no Brasil deve-se prever um esquema de refino com capacidade profunda de conversão e possibilidade de produção de derivados com baixos teores de enxofre. Ou seja, refinarias que contemplem unidades

¹⁰⁹ Em 2012, houve problemas de desabastecimento no Paraná e em cidades do interior de São Paulo (Bauru e Araraquara). Os navios não puderam atracar no porto de Rio Grande, e não havia disponibilidade suficiente de caminhões para abastecer aqueles mercados (ANP, 2013b).

de processo como o coqueamento retardado, o hidrocraqueamento catalítico e hidrotratamentos de alta severidade.

Com as premissas utilizadas nos estudos de caso deste trabalho, o Brasil torna-se um exportador líquido de petróleo nos próximos anos. Considerando as refinarias Premium I e Premium II como investimentos previstos, os valores de exportação líquida de petróleo encontram-se na faixa de 104.690 m³/d (0,66 milhões de bpd) e 326.150 m³/d (2,05 milhões de bpd). Já para os casos onde não há o investimento obrigatório nas refinarias Premium, os valores de exportação líquida de petróleo encontram-se na faixa de 105.930 m³/d (0,67 milhões de bpd) e 379.700 m³/d (2,39 milhões de bpd). As importações brasileiras de petróleo são pequenas, atingindo o valor máximo de 46.920 m³/d (aproximadamente 295.000 bpd). Há previsão de importação de petróleo leve árabe em todo o horizonte do estudo, destinado principalmente a produção de lubrificantes na REDUC. As importações do petróleo leve africano ocorrem também em todos os períodos, porém em volumes bastante reduzidos, e servem, essencialmente, para ajuste do elenco de petróleos nacionais nas refinarias brasileiras. A importação de petróleo pesado sul-americano ocorre, principalmente, para as corridas que apresentam preços mais elevados para os petróleos e derivados, o que aumenta o diferencial de preço entre os valores dos derivados e do petróleo pesado sul-americano¹¹⁰. Ou seja, diferenciais maiores de preços entre petróleos e derivados favorecem a importação de petróleos pesados, apresentando-se como uma oportunidade ao refinador, que possui uma refinaria complexa, para obter boas margens de lucro.

Para um país com excedentes de petróleo, a estratégia que se mostrou mais apropriada em relação à forma de utilização dos diferentes tipos de petróleos foi a de processar internamente crus depreciados em relação aos óleos marcadores e exportar petróleos nacionais valorizados, como por exemplo, os leves e os medianos doces.

Para as corridas com as refinarias Premium I e Premium II, os resultados mostram investimentos em unidades de processo no parque existente que privilegiam a produção e a especificação de gasolina, como o FCC, a RC e o HDT G. Esta opção do

¹¹⁰ Por exemplo: para o preço do petróleo *Brent* a US\$ 100,00/bbl, o Diesel S-500 possui valor de US\$ 719,00/m³ e o petróleo pesado sul-americano US\$ 590,00/m³ (diferencial de preço de US\$ 129,00/m³). Já para o preço do petróleo *Brent* a US\$ 120,00/bbl, o Diesel S-500 possui valor de US\$ 863,00/m³ e o petróleo pesado sul-americano US\$ 708,00/m³ (diferencial de preço de US\$ 155,00/m³).

modelo justifica-se para atender a grande demanda doméstica por este derivado que não é suprida por grande parte das refinarias com investimento previsto nestas corridas. Já para as corridas sem as refinarias Premium, ocorrem investimentos, no parque existente, em unidades de DV, HCC e HDT G. Este resultado indica que há espaço para *revamps* no parque de refino atual, o que pode, na prática, levar a uma menor expansão de novas refinarias em nosso país. Além disso, estas unidades de processo também ampliam a oferta de gasolina, ao produzir mais gasóleo na destilação a vácuo, que será utilizado como carga do HCC, que por sua vez tem bom rendimento em nafta que, se tratada adequadamente, poderá compor o *pool* de gasolina. Ou seja, para ambos os casos (corridas com ou sem as refinarias Premium), há investimentos em unidades de processo que privilegiam o aumento da produção de gasolina, embora por rotas diferentes.

Para todas as corridas, com exceção da corrida 11, há investimentos em refinarias na América do Norte e, para a corrida 10, também na Europa. O tipo de petróleo brasileiro exportado para processamento nestas duas refinarias é exclusivamente o mediano azedo. A estratégia de refino no exterior (*ex-situ*) justifica-se para evitar os descontos nos preços dos excedentes de petróleos de menor grau API e azedos frente aos óleos marcadores. Entretanto, é importante ressaltar que a construção de refinarias *greenfield* no mercado norte-americano e europeu estaria associada a um alto grau de incerteza, devido, principalmente, à rígida legislação ambiental para a concessão de permissões. Assim, dentre as opções disponíveis, a aquisição de refinarias existentes¹¹¹ e formação de *joint ventures*, ambas largamente praticadas nas últimas décadas nos EUA, são boas estratégias de inserção do Brasil no refino norte-americano e europeu. No caso de aquisição de refinarias já existentes, o foco deve ser a compra de unidades com perfil de refino craqueador e pouco complexo. Tal escolha baseia-se no fato de que o custo de plantas com baixa complexidade é relativamente pequeno. A estratégia de compra deste tipo de refinaria deve ser acompanhada de uma adequação posterior ao processamento de cargas pesadas. Esta adequação é obtida com a construção de unidades de processo de alta conversão, como por exemplo, o

¹¹¹ Neste trabalho utilizou-se como premissa que a construção de novas refinarias na Ásia, Europa e América do Norte não seriam viáveis tendo em vista restrições políticas, econômicas e ambientais (REFINING WORLD, 2013).

coqueamento retardado e o hidrocraqueamento catalítico, além de unidades de hidrotratamento de alta severidade. Neste caso, margens de refino melhores podem ser obtidas pela capacidade de se processar óleos pesados, valorados com descontos em relação aos óleos marcadores. Mas, vale dizer que, para cenários de preço de robustez para o petróleo *Brent* de US\$ 60,00/bbl, o investimento em refino no exterior não ocorre. Assim, a aversão ao risco de um cenário de preços baixos para o petróleo levaria a que não se justificasse investimentos em refino *ex-situ*. Entretanto, é importante destacar que a aquisição ou construção de uma refinaria é um investimento de longo prazo de maturação e que, portanto, deve ser julgado segundo um fluxo de caixa também longo. Ou seja, não há que se considerar na decisão de investimento em refino o preço de petróleo de momento ou no curto prazo, mas sim a previsão de evolução deste no longo prazo.

Para as corridas com as refinarias Premium, a partir de 2020, o país passa a manter a autossuficiência ou ser exportador líquido da maioria dos principais produtos, verificando-se excedentes consideráveis de gasolina, QAV e diesel. Não necessariamente esta situação de total autossuficiência, com excedentes exportáveis, é um resultado ótimo sob o ponto de vista do refino, uma vez que nestas corridas as refinarias Premium foram colocadas no modelo como investimento obrigatório. Para as corridas sem as refinarias Premium, mesmo com a entrada em operação das REBRA's, os excedentes de derivados de petróleo são menores que os verificados para as demais corridas, destacando-se apenas as exportações de gasolina e diesel para alguns estudos de caso. Os principais produtos exportados pelo Brasil para diferentes mercados internacionais são diesel, gasolina, QAV e GLP.

Os valores obtidos para o custo total, para as corridas que analisam a sensibilidade quanto à entrada obrigatória ou não das refinarias Premium I e Premium II, mostram que, para as corridas onde o investimento nestas refinarias não é obrigatório, o valor do custo total é menor, ou seja, é maior o valor da receita obtido pelo sistema de abastecimento do país, sem a adição forçada destas refinarias. Desta forma, sob o foco do setor de refino, mostra-se mais vantajoso economicamente para o Brasil realizar uma menor expansão do parque nacional de processamento de petróleo e exportar um volume maior de cru, seja sem ou com integração vertical *ex-situ*.

Outro resultado que vale ser destacado refere-se a importância da questão logística na decisão da localização e do porte das novas refinarias à serem construídas

no Brasil. O modelo opta por uma certa perda de economia de escala no refino, em certas corridas, fazendo refinarias menores em determinados centros de consumo em prol de reduzir custos logísticos. Ou seja, se a demanda pelos derivados estiver distribuída em uma área geográfica muito ampla, os custos de transporte para distribuir os produtos para toda esta região, a partir de uma grande refinaria, serão maiores que os custos de transporte para distribuir a produção a partir de uma série de refinarias menores estrategicamente localizadas. Perde-se no refino, mas se ganha na logística.

Assim, pode-se concluir que o objetivo deste trabalho foi alcançado, pois, pelos resultados dos estudos de caso, verifica-se que a metodologia de modelagem desenvolvida foi capaz de identificar diferentes opções para a valorização da produção excedente de petróleo do nosso país, podendo ser aplicada, com dados de entrada apropriados, para outros países.

Como recomendação para outros trabalhos e aprimoramento desta tese, sugere-se uma análise futura sobre como tratar na modelagem a exportação de petróleo e derivados para os diferentes mercados internacionais, levando-se em consideração não apenas os custos de transporte, mas outros fatores, como por exemplo, a importância estratégica da colocação de petróleos brasileiros em outros mercados internacionais, com destaque para o asiático. A estratégia de colocação de óleos brasileiros em centros externos de consumo deve levar em consideração, entre outros aspectos, a forma de contratação do cru (contratos de longo prazo e formação de *joint ventures*, entre outras), a formação da marca de exportação, a possibilidade de aquisições e readaptação de refinarias existentes em mercados internacionais, a rede logística existente no mercado secundário e o possível controle exercido pelo governo local nos preços finais dos derivados de petróleo.

Outra possibilidade de aprimoramento do atual modelo é a utilização de programação estocástica, uma vez que vários parâmetros utilizados são incertos, como produção, demanda, custos e preços. A programação estocástica trata de problemas de otimização com parâmetros que assumem uma distribuição de probabilidade. Enquanto o modelo determinístico permite calcular a solução ótima para cada um dos cenários separadamente, o modelo estocástico considera o conjunto de todos os cenários simultaneamente, cada um com uma probabilidade de ocorrência associada. Dado que o cenário futuro não é conhecido, o modelo estocástico pode apresentar uma solução mais adequada que o modelo determinístico.

Outro ponto relevante a ser examinado em estudos futuros, recomendados nesta tese, é a realização de simulações levando em consideração a segurança do abastecimento nacional de derivados de petróleo. Ou seja, a análise do problema sob a ótica estratégica para o país, na tentativa de diminuir a dependência e também a vulnerabilidade com relação às importações de derivados e contribuindo para o saldo positivo da balança comercial brasileira. Neste caso, deve-se impor ao modelo um nível máximo estratégico permitido de importação para os principais derivados, verificando-se a expansão necessária do parque nacional de refino para que este objetivo seja alcançado.

Propõem-se também novos estudos em que o custo de transporte varie em função das alterações de preços do petróleo *Brent*. Do custo total do frete marítimo, 60% em média refere-se ao custo do *bunker*, cujo preço é fortemente correlacionado ao preço do petróleo *Brent* (UNCTAD, 2012). Assim, variações no preço do petróleo levam a alterações no custo do combustível, o que implica em mudanças no preço dos fretes marítimos, podendo gerar impactos na importação e exportação de petróleos e derivados.

Sugere-se ainda a realização de novos estudos cuja modelagem contemple a possibilidade de investimentos em novas refinarias e unidades de processo voltadas para a produção de produtos petroquímicos (GOMES, 2011).

Outro estudo também bastante interessante de ser realizado, a partir da modelagem proposta neste trabalho, contempla simulações para a análise da logística de petróleo e derivados. Para este novo estudo, dados reais da capacidade de dutos e terminais devem ser inseridos no modelo, além de prever-se a possibilidade de novos investimentos em logística. Este futuro trabalho permitirá identificar os principais gargalos logísticos existentes no sistema nacional de abastecimento de petróleo e derivados, além da necessidade de expansão da rede de dutos e dos terminais.

Por fim, como os resultados do modelo dependem fortemente das premissas e dos dados de entrada utilizados sugere-se que, para estudos futuros que visem a utilização da modelagem proposta para simular diferentes cenários, estes dados sejam buscados com o maior grau possível de atualização, principalmente os mais sensíveis, como os preços de petróleos e derivados e custos de transporte.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABADIE, E. **Curso de refino de petróleo (processos de refinação)**. Apostila do curso oferecido pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), Rio de Janeiro, 2011.
- AL-OTHMAN, W. B. E.; LABABIDI, H.; ALATIGI, I. M.; AL-SHAVII, K. "Supply chain optimization of petroleum organization under uncertainty in market demands and prices". **European Journal of Operational Research**. v. 189, n. 3, pp. 822-840, 2008.
- ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2013**. Rio de Janeiro: ANP, 2013a.
- _____, **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2014**. Rio de Janeiro: ANP, 2014a.
- _____, **Dados estatísticos mensais**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 5 jan. 2015.
- _____. Despacho ANP nº 74, de 22 de janeiro de 2014. Atualiza os anexos II e III da Portaria ANP nº 206, de 29 de agosto de 2000. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 22 de janeiro de 2014b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 20 abr. 2014.
- _____. **Evolução do mercado de combustíveis e derivados: 2000-2012**. Rio de Janeiro: ANP, 2013b.
- _____. Portaria ANP nº 9, de 21 de janeiro de 2000. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 24 de janeiro de 2000a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 02 set. 2013.
- ANTAQ – AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES AQUAVIÁRIOS. **Navegação interior – informativo trimestral, 2º Trim./2012**. Disponível em: <<http://www.antaq.gov.br>>. Acesso em: 11 mar. 2014.
- ARGUS. **Energy Argus petroleum coke, 2013**. Disponível em: <<http://www.media.argusmedia.com>>. Acesso em: 14 mar. 2014.
- ASTM – AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. **ASTM D 4175-15**: standard terminology relating to petroleum, petroleum products and lubricants. Pennsylvania, USA. 2015.

- _____. **ASTM D 664-06:** standard test method for acid number of petroleum products by potentiometric titration. Pennsylvania, USA. 2006.
- _____. **ASTM D 2892:** standard test method for distillation of crude petroleum. Pennsylvania, USA. 2013a.
- _____. **ASTM D 5236:** standard test method for distillation of heavy hydrocarbon mixtures. Pennsylvania, USA. 2013b.
- BABUSIAUX, D.; VALAIS, M. "Energy modeling and aggregation of refining". In: HAFELE, W.; KIRSCHIMAYER, L. K. (Eds.). **IIASA Proceedings Series: modeling of large-scale of energy systems**. 1^a ed. Vol. 12. Oxford: Pergamon Press, 1981. pp. 321-328.
- BACON, R.; TORDO, S. Crude oil prices. **The World Bank Group – Public policy for the private sector**. Note n^o 275. Outubro de 2004.
- BALLOU, R. H. **Gerenciamento da cadeia de suprimentos**. 1^a ed. São Paulo, Editora Bookman, 2001.
- BARBI, F.C.; SILVA, A.L.P. "O petróleo do pré-Sal: os desafios e as possibilidades de uma nova política industrial no Brasil". **Pesquisa & Debate**. v. 19, n. 2, pp. 255-271, 2008.
- BARROS, M. M. **Análise da flexibilidade do refino de petróleo para lidar com choques de demanda de gasolina no Brasil**. Tese de Doutorado. Programa de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2014.
- BG GROUP. **Propriedades das correntes de petróleo produzidas pela BG**. Disponível em: <<http://www.bg-group.com/crudeoilassays/>>. Acesso em 10 jul. 2014.
- BICALHO, R. (Coord.), **Projeto PIB: perspectiva de investimento em energia**. Rio de Janeiro, IE-UFRJ/UNICAMP, 2009.
- BISSCHOP, J.; ENTRIKEN, R. **AIMMS the modeling system**. 2002. Paragon Decision Technology. Disponível em: <<http://www.aimms.com>>. Acesso em 05 mai. 2014.
- BODINGTON, C.E.; BAKER, T.E. "A history of mathematical programming in the petroleum industry". **Interfaces**. v. 20, n. 4, pp. 117 – 127, jul./aug., 1990.
- BONFÁ, M. H. P. **Diesel S-10: impacto sobre o rendimento do parque de refino brasileiro em 2020 e propostas mitigadoras**. Dissertação de Mestrado. Programa

de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

BRASIL. Lei nº 9.478, 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 7 de ago. 1997.

_____. Resolução ANTT nº 4171,15 de outubro de 2013. Autoriza o reajuste das tarifas de referência do serviço de transporte ferroviário de cargas da América Latina Logística Malha Paulista - ALLMP, correspondente ao período de 1º de janeiro de 2002 a 31 de dezembro de 2012. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 23 out. 2013.

CARVALHO, L.C.C. **Logística de abastecimento de derivados de petróleo na região de influência de refinaria instalada em Manaus: estudo de viabilidade**. Dissertação de Mestrado. Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2002.

CHAMBRIARD, M. **Pré-sal resiste a petróleo até US\$ 60,00**. Diário de Pernambuco. Disponível em: <http://www.diariodepernambuco.com.br/app/noticia/economia/2014/11/28/internas_economia,545912/diretora-geral-da-anp-diz-que-pre-sal-resiste-a-petroleo-ate-us-60.shtml>. Acesso em 28 nov. 2014.

CHENG, L.; DURAN, M. "World-wide crude transportation logistics: a decision support system based on simulation and optimization". **Proceedings Foundations of Computer-Aided Process Operations**, 2003.

CHEVRON, **Chevron crude oil marketing**. Disponível em: <<http://www.crudemarketing.chevron.com>>. Acesso em 8 jul. 2014.

CONDE, M. R. **Incorporação da dimensão ambiental no planejamento de longo prazo da expansão da geração de energia elétrica por meio de técnicas de multicritério de apoio à tomada de decisão**. Dissertação de Mestrado. Programa de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

COOPER, W.W.; CHARNES, A. "A brief history of a long collaboration in developing industrial uses of linear programming". **Operations Research**. v. 50, n. 1, pp. 35 – 41, jan./feb., 2002.

- COSTA, R.G.; CUNHA, H.A.P.; NORONHA, T.B. *et al.*, "Importação de petróleo e derivados para atendimento ao Mercado nacional: avaliação técnico-econômica". In: **I Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional e Suas Aplicações**. v. 1, pp. 160 – 256, São José dos Campos, 24-26 mai. 1968.
- COSTA, R.G.; VALLE, R.N.S.; NEVES, W.F.*et al.*, "A pesquisa operacional na PETROBRAS: tendências e perspectivas". In: **VI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**. pp. 52 – 74, Belo Horizonte, 22-24 nov. 1973.
- CRUZ, R. M. **Análise multicritério aplicada à modelagem da decisão de compra de petróleo**. Dissertação de Mestrado. Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2007.
- DAVIS, M. M.; AQUILANO, N. J.; CHASE, R.B., **Fundamentos da administração da produção**. Porto Alegre, Editora Bookman, 2001.
- DE MATTOS, C. A. L. F. **Características e aspectos econômicos do refino de petróleo**. Apostila do curso oferecido pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), Rio de Janeiro, 2006.
- DEMPSTER, M.; PEDRON, N. H.; MEDOVA, E.*et al.* "Planning logistics operations in the oil industry". **Journal of the Operational Research Society**. v. 51, n. 11, pp. 1271 – 1288, 2000.
- ECKERT, E.; VANECK, T. "New approach to the characterization of Petroleum mixtures used in the modelling of separation processes". **Computers & Chemical Engineering**. v. 30, n. 2, pp. 345 – 356, 2005.
- EIA – ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **EIA model documentation: World Oil Refining Logistics Demand Model “WORLD” reference manual**. Washington, EIA, 1994.
- _____. **International energy statistics**. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>. Acesso em 13 dez. 2013.
- _____. **International energy statistics**. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>. Acesso em 25 fev. 2014.
- ELLEPOLA, J.; THIJSEN, N.; GRIEVINK, J.*et al.* "Development of a synthesis tool for gas-to-liquid complexes". **Computers & Chemical Engineering**. v. 42, 11, pp. 2 – 14, 2012.
- ENERGY INTELLIGENCE. **International Crude Oil Market Handbook**. New York, Energy Intelligence Group, 2011.

- ENI, **Crude assays downloads**. Disponível em: <[http:// www.eni.com/en_IT/company/operations- strategies/ trading- shipping/ trading- shipping- crude-assays/trading- shipping-crude-assays-downloads.shtml](http://www.eni.com/en_IT/company/operations-strategies/trading-shipping/trading-shipping-crude-assays/trading-shipping-crude-assays-downloads.shtml)>. Acesso em 5 jul. 2014.
- DAVIS, M. M.; AQUILANO, N. J.; CHASE, R.B., **Fundamentos da administração da produção**. Porto Alegre, Editora Bookman, 2001.
- ESALQ-LOG – GRUPO DE PESQUISA E EXTENSÃO EM LOGÍSTICA AGROINDUSTRIAL DA ESCOLA SUPERIOR DE AGRICULTURA “LUIZ DE QUEIROZ”. **Anuário do sistema de informações de fretes**. Piracicaba, ESALQ-LOG, 2012.
- ESCUADERO, L.; QUINTANA, F.; SALMERÓN, J.C. "A modeling and an algorithmic framework for oil supply, transformation and distribution optimization under uncertainty". **European Journal of Operational Research**. v. 114, n. 3, pp. 638 – 656, 1999.
- FACTFISH. **Liquefied petroleum gas exports**. 2010a. Disponível em: <<http://www.factfish.com/statistic/liquefied+petroleum+gas,+exports>>. Acesso em 24 abr. 2014.
- _____. **Liquefied Petroleum gas imports**. 2010b. Disponível em: <<http://www.factfish.com/statistic/liquefied%20petroleum%20gas,%20imports>>. Acesso em 27 mar. 2014.
- _____. **Naphta exports**. 2010c. Disponível em: <<http://www.factfish.com/statistic/naphtha,%20exports>>. Acesso em 24 abr. 2014.
- _____. **Naphta imports**. 2010d. Disponível em: <<http://www.factfish.com/statistic/naphtha,%20imports>>. Acesso em 27 mar. 2014.
- _____. **Petroleum coke exports**. 2010e. Disponível em: <<http://www.factfish.com/statistic/petroleum+coke,+exports>>. Acesso em 24 abr. 2014.
- _____. **Petroleum coke imports**. 2010f. Disponível em: <<http://www.factfish.com/statistic/petroleum+coke,+imports>>. Acesso em 27 mar. 2014.
- _____. **Residual fuel oil exports**. 2010g. Disponível em: <<http://www.factfish.com/statistic/residual%20fuel%20oil,%20exports>>. Acesso em 24 abr. 2014.

- FERREIRA FILHO, V. J. M.; IGNÁCIO, A. A. V. "O uso de software de modelagem AIMMS na solução de problemas de programação matemática". **Pesquisa Operacional**. v. 24, n. 1, pp. 197-210, 2004.
- GARCIA, R. **Combustíveis e combustão industrial**. 2^a ed. Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2013.
- GOLDEMBERG, J.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. *et al.* "Oil and natural gas prospects in South America: can the petroleum industry pave the way for renewables in Brazil?" **Energy Policy**. v. 62, C, pp. 58-70, 2014.
- GOMES, G. L. **Análise da integração refino-petroquímica: oportunidades estratégicas, econômicas e ambientais**. Tese de Doutorado. Programa de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2011.
- GOTHE-LUNDGREN, M.; LUNDGREN, J.; PERSSON, J. "An optimization model for refinery production scheduling". **International Journal of Production Economics**. v. 78, n.3, pp. 255 – 270, 2002.
- HAMACHER, S.; RIBAS, G. P.; OLIVEIRA, F. C. "Um modelo para o planejamento estratégico da cadeia de petróleo". In: **XL Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**. pp. 2005-2016, João Pessoa, set. 2008.
- IACHAN, R.A. "A Brazilian experience: 40 years using operations research at PETROBRAS". **International Transactions in Operational Research**. v. 16, n. 5, pp. 585-593, 2009.
- IBP – INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Informações e estatísticas da indústria, 2014**. Disponível em: <<http://www.ibp.org.br>>. Acesso em 21 jul. 2014.
- ICCT – THE INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION. **Technical and economic analysis of the transition to ultra-low sulfur fuels in Brazil, China, India and Mexico**. Houston, Hart Energy and MathPro, Inc., 2011.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2013**. Paris, IEA, 2013.
- INVESTING. **Petróleo Brent dados históricos**. Disponível em: <<http://br.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>>. Acesso em 2 fev. 2015.

- IYER, R.; GROSSMANN, I.; VASANTHARAJAN, S.*et al.* "Optimal planning and scheduling of offshore oil field infrastructure investment and operations". **Industrial and Engineering Chemistry Research**. v. 37, pp. 1380 – 1397, 1998.
- JIA, Z.; IERAPETRITOU, M. "Mixed-integer linear programming model for gasoline blending and distribution scheduling". **Industrial and Engineering Chemistry Research**. v. 42, n. 4, pp. 825 – 835, 2003.
- JONQUA, J. P. C. B. **Modelo de programação matemática estocástica para o planejamento estratégico da cadeia de petróleo sob incerteza**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.
- LANTZ, F.; GRUSON, J.F.; SAINT-ANTONIN, V. (Coords.). **Development of a model of the world refining for the POLES model: the OURSE model**. Technical Report EUR 21864 EN. Spain: European Commission, Joint Research Center, IPTS, jun. 2005.
- LIMA, E.S.; DUQUE, M.A.; NADAL, R. "Diferenciais entre preços de petróleo: avaliando o impacto da densidade, enxofre e acidez". In: **Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2012**. IBP1578_12, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 17-20 set. 2012.
- MABRO, R. Netback pricing and the oil price collapse of 1986. **OIES Working Papers WPM**, v. 10, 1987.
- _____. On oil price concepts. **OIES Working Papers WPM**, v. 3, 1984.
- MABRO, R.; HORSNELL, P. **Oil markets and prices : the Brent market and the formation of world oil prices**. Oxford, Oxford Univ. Press for the Oxford Inst. for Energy Studies, 1994.
- _____. "The international oil price regime". **The Journal of Energy Literature**, v. 11, n. 1, pp. 3–20, 2005.
- MACHADO, G. V. "Geopolítica do petróleo e suas implicações sobre as estratégias produtivas e tecnológicas para o aproveitamento dos recursos nacionais. In: **Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2004**. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 04-07out. 2004.
- MAPLES, R. E. **Petroleum refinery process economics**. Oklahoma, PennWell Books, 2000.

- MEYERS, R. A. **Handbook of petroleum refining processes**. 3^a ed. New York, MacGraw-Hill, 2003.
- MICHELETTO, S.; CARVALHO, M.; PINTO, J. "Operational optimization of the utility system of an oil refinery". **Computers & Chemical Engineering**. v. 32, n. 1-2 pp. 170 – 185, 2008.
- MIELNIK, O. **FGV Projetos - O mercado do petróleo: oferta, refino e preço**. Rio de Janeiro, Fundação Getúlio Vargas, 2012.
- MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Relatório do mercado de derivados de petróleo**. n. 95 (nov/13), 2013.
- MME/EPE – Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2014 – 2023**. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2014.
- _____. **Plano Nacional de Energia 2030**; Rio de Janeiro: MME/EPE, 2007.
- MOGHADDAM, A.T.N.; SAINT-ANTONIN, V. "Impact of tightening the sulfur specifications on the automotive fuels CO₂ contribution: a French refinery case study". **Energy Policy**. n^o 36, pp. 2449-2459, 2008.
- MOREIRA, F. S. **A integração refino petroquímica como alternativa para atendimento do crescente mercado de petroquímicos**. Dissertação de Mestrado. Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- _____. **Alternativas tecnológicas para a maximização da produção de olefinas leves a partir de petróleos pesados**. Projeto de Final de Curso. Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.
- MORO, L.; ZANIN, A.; PINTO, J. "A planning model for refinery diesel production". **Computers & Chemical Engineering**. v. 22, pp. 1039 – 1042, 1998.
- NASCIMENTO, L. M.; FERREIRA FILHO, V. J. M.; BAHIENSE, L. "Planejamento das operações de uma refinaria considerando demanda estocástica". **Petro & Química**. v. 36, pp. 54 – 58, 2013.
- NEIRO, S.; PINTO, J. "A general modeling framework for the operational planning of petroleum supply chains". **Computers & Chemical Engineering**. v. 28, n. 6-7, pp. 871 – 896, 2004.
- ODDSDOTTIR, T. A.; GRUNOW, M.; AKKERMAN, R. "Procurement planning in oil refining industries considering blending operations". **Computers & Chemical Engineering**. v. 58, pp. 1 – 13, 2013.

- OHARA, A. P. **Possíveis destinos para o excedente de petróleo brasileiro: um estudo sobre o mercado chinês**. Dissertação de Mestrado. Programa de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.
- OIL & GAS JOURNAL. **Worldwide refining survey 2011**. Houston: Oil & Gas Journal, dec. 2010.
- OLIVEIRA, F.; HAMACHER, S. "Desenvolvimento de uma ferramenta gráfica para sistemas de otimização do abastecimento de petróleos e derivados". In: **Congresso da Sociedade Brasileira de Pesquisa Operacional**, 39, 2007.
- PEREIRA, L.C.B. **Doença holandesa e indústria**. Rio de Janeiro, Fundação Getúlio Vargas, 2010.
- PETROBRAS – PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **A Petrobras e os avanços no pré-sal**. Disponível em: <http://www.agenciapetrobras.com.br/upload/documentos/apresentacao_t4Rj6ftgc.pdf>. Acesso em 15 jan. 2015. 2014a.
- _____. **Aumentaremos nossos desinvestimentos para US\$ 13,7 bilhões no biênio 2015 e 2016**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/aumentaremos-nossos-desinvestimentos-para-us-13-7-bilhoes-no-bienio-2015-e-2016.htm>>. Acesso em 27 fev. 2015a.
- _____. **Plano de Negócios e Gestão 2013-2017**. Apresentação para os investidores realizada na Petrobras, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 19 mar. 2013. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/>>. Acesso em: 18 fev. 2015.
- _____. **Plano de Negócios e Gestão 2014-2018**. Apresentação para os investidores realizada na Petrobras, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 26 fev. 2014b. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/>>. Acesso em: 18 fev. 2015.
- _____. **Resultado do terceiro trimestre de 2014**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/divulgamos-os-resultados-do-3-trimestre-2014-nao-revisados>>. Acesso em 28 jan. 2015b.
- PINTO, J.; JOLY, M.; MORO, L. "Planning and scheduling models for refinery operations". **Computers & Chemical Engineering**. v. 24, n. 9-10, pp. 2259 – 2276, 2000.

- PINTO JÚNIOR, H.Q.; NUNES, L.S. "Dos choques petrolíferos à atual estrutura de formação dos preços do petróleo". **Revista Brasileira de Energia**. v.08, n. 01, pp. 01-15, 2001.
- PLATTS. **Dated Brent: The pricing benchmark for Asia-Pacific sweet crude oil**. McGraw Hill Financial, 2011.
- REFINERY. **Refinery and supply economics course**. The Oxford Princeton Programme. Rijswijk: Shell Global Solution, 2005.
- REFINING WORLD. **World oil refining industry – Analysis on global oil refining market trends, challenges and outlook to 2016**. Refining World, 2013
- REIS, C.A.F.; BARROS, M.M.; VALLE, R. N. S.*et al.* "O modelo de abastecimento de derivados de petróleo da EPE e sua aplicação no planejamento energético nacional" .In: **Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2010**. IBP3192_10, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 13-16 set. 2010.
- REJOWSKI, R.; PINTO, J. "Efficient MILP formulations and valid cuts for multiproduct pipeline scheduling". **Computers & Chemical Engineering**. v. 28, n. 8, pp. 1511 – 1528, 2004.
- RIBAS, G. **Modelo de programação estocástica para o planejamento estratégico da cadeia integrada de petróleo**. Dissertação de Mestrado. Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- ROCHA, R.; GROSSMANN, I.E; ARAGÃO, M.V.S.P. "Petroleum allocation at PETROBRAS: mathematical model and a solution algorithm". **Computers & Chemical Engineering**. v. 33, n. 12, pp. 2123 – 2133, 2009.
- SANTOS, P. C. **Desafios para a implantação de uma refinaria petroquímica no Brasil**. Projeto de Final de Curso. Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.
- SARAIVA, T.A.; SZKLO, A. S.; LUCENA, A. F. P.*et al.* "Forecasting Brazil's crude oil production using a multi-Hubbert model variant". **Fuel**. v. 115, pp. 24 – 31, 2013.
- SEAR, T. "Logistics planning in the downstream oil industry". **Journal of the Operational Research Society**. v. 44, n. 1, pp. 9 – 17, 1993.
- SENNE, L. F. F. **Incorporação de incertezas no plano de abastecimento de uma empresa da indústria do petróleo**. Dissertação de Mestrado. Programa de

- Engenharia de Produção, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.
- SIDAWI, R. W. **The international crude oil market handbook**. New York, Energy Intelligence, 2003.
- SILVA, A. J. G. **Avaliação da rota termoquímica de produção de etanol de alcoóis superiores**. Tese de Doutorado. Programa de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.
- SILVÉRIO, R. P. **O papel da esfera financeira no processo de determinação dos preços do petróleo no mercado internacional: uma análise de *price discovery* dos mercados Brent e WTI no período de 1990-2011**. Dissertação de Mestrado. Programa de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.
- SOARES, A. C.; LEAL, J. E.; AZEVEDO, I. R. "Diagnóstico da rede de distribuição de derivados de petróleo no Brasil e sua representação em um SIG". In: **Anais do XXIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção**, pp. 517-528, Ouro Preto, Out. 2003.
- STRATIEV, D.; DINKOV, R.; PETKOV, K. *et al.* "Evaluation of crude oil quality". **Petroleum and Coal Journal**. v. 52, n. 01, pp. 35-43 , 2010.
- SZKLO, A.; MACHADO, G.; SCHAEFFER, R. *et al.* "Perspectivas de produção de petróleo no Brasil". In: **Anais do 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás**, Salvador, Out. 2005.
- SZKLO, A.; CARNEIRO, J.; MACHADO, G. "Estimativa de preço de indiferença para atividades de E&P no Brasil: análise do custo de oportunidade do atraso da produção de petróleo". In: **Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2006**, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 11-14 set. 2006.
- SZKLO, A. S.; ULLER, V. C.; BONFÁ, M. H. P. **Fundamentos do refino de petróleo: tecnologia e economia**. 3ª ed. Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2012.
- TAVARES, M. E. E. **Análise do refino no Brasil: estado e perspectivas – uma análise “cross-section”**. Tese de Doutorado. Programa de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

- THOMAS, J. E. **Fundamentos da engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro, Editora Interciência, 2001.
- TORRES FILHO, E. T. **Perspectiva do investimento 2007 – 2010**. Rio de Janeiro, ONIP, 2004.
- TOTSA – TOTSATOTAL OIL TRADING S.A., **Crude assays**. Disponível em: <http://www.totsa.com/pub/crude/crude_assays.php?rub=1>. Acesso em 8 jul. 2014.
- TRANSPETRO – PETROBRAS TRANSPORTE S.A. **Tarifas de referência para serviços de transporte dutoviário, 2014**. Disponível em: <<http://www.transpetro.com.br>>. Acesso em 12 mar. 2014.
- ULLER, V. C. **Oportunidades e desafios da colocação de óleos brasileiros no mercado internacional: o refino e o mercado norte-americano de combustíveis**. Dissertação de Mestrado. Programa de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.
- UNCTAD – UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT. **Trade and development report 2012**; Geneva, UNCTAD, 2012.
- VAN DEN HEEVER, S.; GROSSMANN, I.; VASANTHARAJAN, S.*et al.* "Integrating complex economic objectives with the design and planning of offshore oil field infrastructures". **Computers and Chemical Engineering**. v. 24, n. 2-7, pp. 1049 – 1055, 2000.
- VIEIRA, J. M. **Análise dinâmica da dependência e volatilidade dos preços spot das commodities**. Dissertação de Mestrado. Departamento de Economia, Gestão e Engenharia Industrial, Universidade de Aveiro, Aveiro, 2008.
- WALLS, W.D. "Petroleum refining industry in China". **Energy Policy**. v. 38, pp. 2110 – 2115, 2010.
- WANG, Z. "Hedonic prices for crude oil". **Applied Economic Letters**. n. 10, pp. 857-861, 2003.
- WENKAI, L.; HUI, C.; HUA, B.*et al.* "Scheduling crude oil unloading, storage and processing". **Industrial & Engineering Chemistry Research**. v.41, pp. 6723 – 6734, 2002.
- YAMAGUCHI, N.; FRIDLEY, D.; XIAOMING, K. **Improving transport fuel quality in China: implications for the refining sector, 2002**. Disponível em:

<http://china.lbl.gov/publications/china_refining_study_final.pdf>. Acesso em 20 mai. 2014.

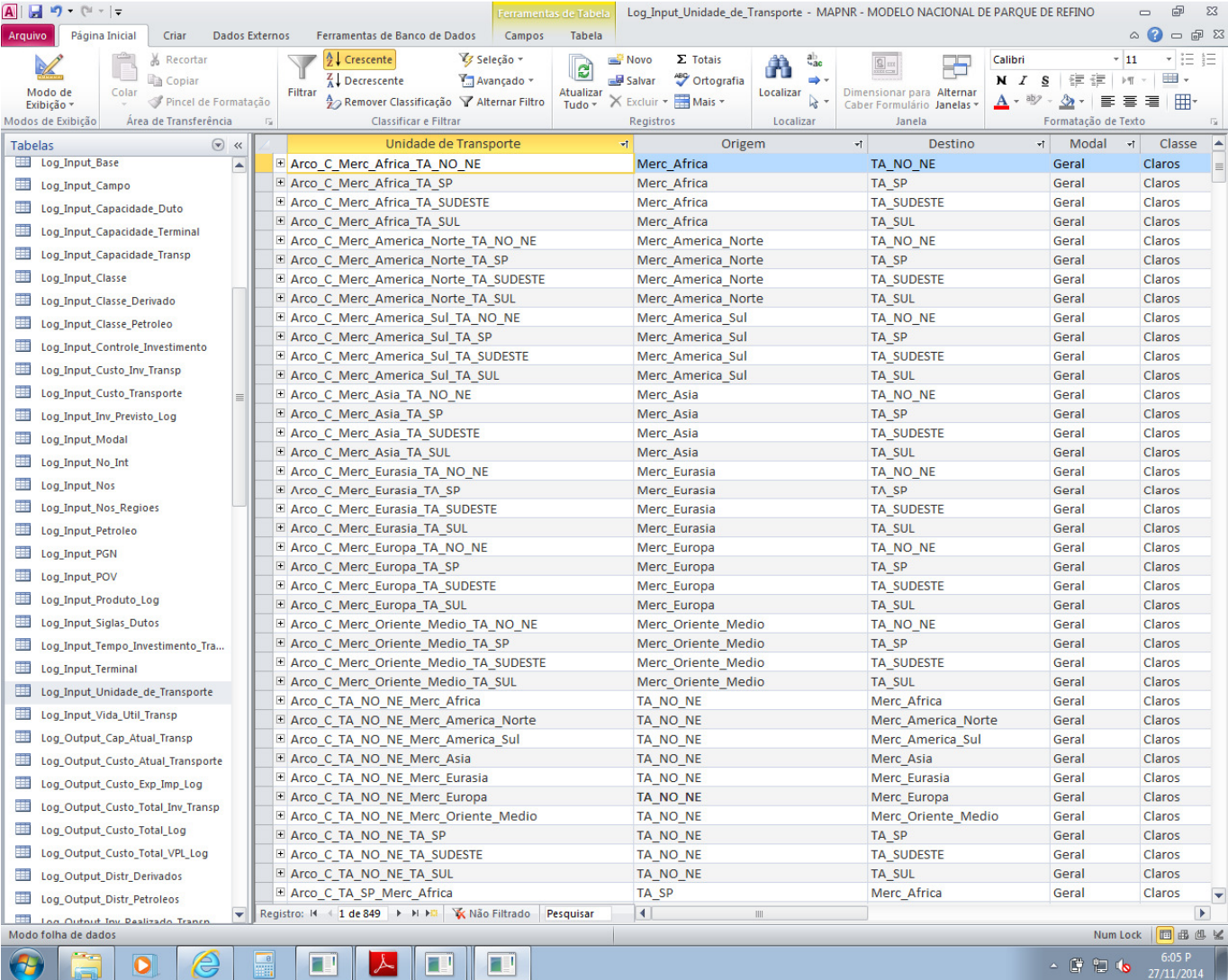
YERGIN, D. **The prize: the epic quest for oil, money & power.** New York, Free Press, 2009.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Exemplo de tabela de entrada no *software* Microsoft Access referente à comercialização.

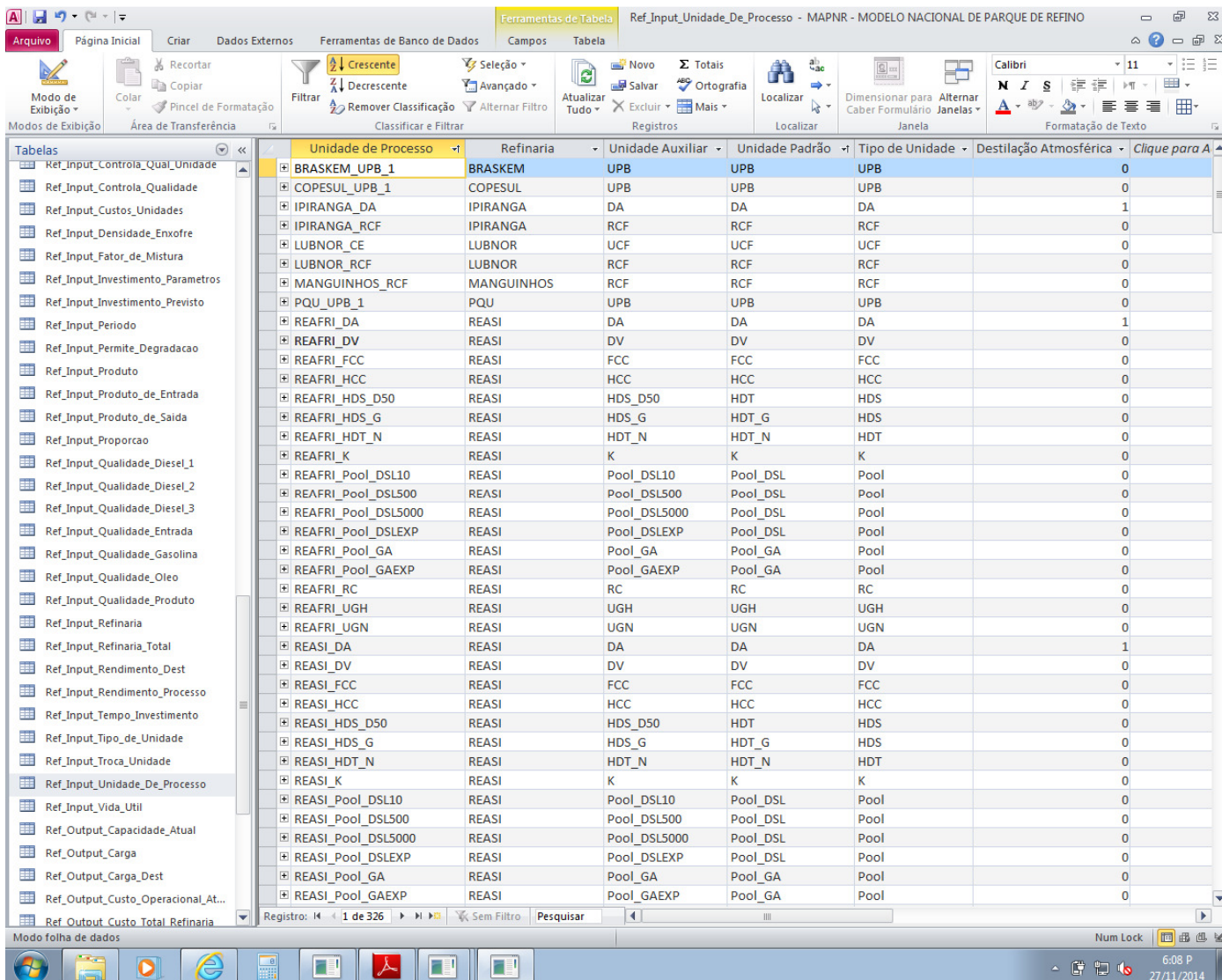
Fonte de Petróleos Nacionais	Petróleo	Período	Produção
Campo_Petroleo_Leve	Petroleo Leve	1	73927
Campo_Petroleo_Leve	Petroleo Leve	2	93482
Campo_Petroleo_Leve	Petroleo Leve	3	84833
Campo_Petroleo_Leve	Petroleo Leve	4	88299
Campo_Petroleo_Leve	Petroleo Leve	5	95390
Campo_Petroleo_Mediano_Azedo	Petroleo Mediano Azedo	1	112962
Campo_Petroleo_Mediano_Azedo	Petroleo Mediano Azedo	2	292822
Campo_Petroleo_Mediano_Azedo	Petroleo Mediano Azedo	3	365251
Campo_Petroleo_Mediano_Azedo	Petroleo Mediano Azedo	4	386791
Campo_Petroleo_Mediano_Azedo	Petroleo Mediano Azedo	5	415813
Campo_Petroleo_Mediano_Doce	Petroleo Mediano Doce	1	79248
Campo_Petroleo_Mediano_Doce	Petroleo Mediano Doce	2	205429
Campo_Petroleo_Mediano_Doce	Petroleo Mediano Doce	3	256241
Campo_Petroleo_Mediano_Doce	Petroleo Mediano Doce	4	271353
Campo_Petroleo_Mediano_Doce	Petroleo Mediano Doce	5	291714
Campo_Petroleo_Pesado_Azedo	Petroleo Pesado Azedo	1	172956
Campo_Petroleo_Pesado_Azedo	Petroleo Pesado Azedo	2	129325
Campo_Petroleo_Pesado_Azedo	Petroleo Pesado Azedo	3	119132
Campo_Petroleo_Pesado_Azedo	Petroleo Pesado Azedo	4	112907
Campo_Petroleo_Pesado_Azedo	Petroleo Pesado Azedo	5	95670
Campo_Petroleo_Pesado_Doce	Petroleo Pesado Doce	1	2243
Campo_Petroleo_Pesado_Doce	Petroleo Pesado Doce	2	1677
Campo_Petroleo_Pesado_Doce	Petroleo Pesado Doce	3	1443
Campo_Petroleo_Pesado_Doce	Petroleo Pesado Doce	4	1318
Campo_Petroleo_Pesado_Doce	Petroleo Pesado Doce	5	1254
*			

APÊNDICE B – Exemplo de tabela de entrada no *software* Microsoft Access referente à rede logística do modelo.



Unidade de Transporte	Origem	Destino	Modal	Classe
Arco_C_Merc_Africa_TA_NO_NE	Merc_Africa	TA_NO_NE	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Africa_TA_SP	Merc_Africa	TA_SP	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Africa_TA_SUDESTE	Merc_Africa	TA_SUDESTE	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Africa_TA_SUL	Merc_Africa	TA_SUL	Geral	Claros
Arco_C_Merc_America_Norte_TA_NO_NE	Merc_America_Norte	TA_NO_NE	Geral	Claros
Arco_C_Merc_America_Norte_TA_SP	Merc_America_Norte	TA_SP	Geral	Claros
Arco_C_Merc_America_Norte_TA_SUDESTE	Merc_America_Norte	TA_SUDESTE	Geral	Claros
Arco_C_Merc_America_Norte_TA_SUL	Merc_America_Norte	TA_SUL	Geral	Claros
Arco_C_Merc_America_Sul_TA_NO_NE	Merc_America_Sul	TA_NO_NE	Geral	Claros
Arco_C_Merc_America_Sul_TA_SP	Merc_America_Sul	TA_SP	Geral	Claros
Arco_C_Merc_America_Sul_TA_SUDESTE	Merc_America_Sul	TA_SUDESTE	Geral	Claros
Arco_C_Merc_America_Sul_TA_SUL	Merc_America_Sul	TA_SUL	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Asia_TA_NO_NE	Merc_Asia	TA_NO_NE	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Asia_TA_SP	Merc_Asia	TA_SP	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Asia_TA_SUDESTE	Merc_Asia	TA_SUDESTE	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Asia_TA_SUL	Merc_Asia	TA_SUL	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Eurasia_TA_NO_NE	Merc_Eurasia	TA_NO_NE	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Eurasia_TA_SP	Merc_Eurasia	TA_SP	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Eurasia_TA_SUDESTE	Merc_Eurasia	TA_SUDESTE	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Eurasia_TA_SUL	Merc_Eurasia	TA_SUL	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Europa_TA_NO_NE	Merc_Europa	TA_NO_NE	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Europa_TA_SP	Merc_Europa	TA_SP	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Europa_TA_SUDESTE	Merc_Europa	TA_SUDESTE	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Europa_TA_SUL	Merc_Europa	TA_SUL	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Oriente_Medio_TA_NO_NE	Merc_Oriente_Medio	TA_NO_NE	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Oriente_Medio_TA_SP	Merc_Oriente_Medio	TA_SP	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Oriente_Medio_TA_SUDESTE	Merc_Oriente_Medio	TA_SUDESTE	Geral	Claros
Arco_C_Merc_Oriente_Medio_TA_SUL	Merc_Oriente_Medio	TA_SUL	Geral	Claros
Arco_C_TA_NO_NE_Merc_Africa	TA_NO_NE	Merc_Africa	Geral	Claros
Arco_C_TA_NO_NE_Merc_America_Norte	TA_NO_NE	Merc_America_Norte	Geral	Claros
Arco_C_TA_NO_NE_Merc_America_Sul	TA_NO_NE	Merc_America_Sul	Geral	Claros
Arco_C_TA_NO_NE_Merc_Asia	TA_NO_NE	Merc_Asia	Geral	Claros
Arco_C_TA_NO_NE_Merc_Eurasia	TA_NO_NE	Merc_Eurasia	Geral	Claros
Arco_C_TA_NO_NE_Merc_Europa	TA_NO_NE	Merc_Europa	Geral	Claros
Arco_C_TA_NO_NE_Merc_Oriente_Medio	TA_NO_NE	Merc_Oriente_Medio	Geral	Claros
Arco_C_TA_NO_NE_TA_SP	TA_NO_NE	TA_SP	Geral	Claros
Arco_C_TA_NO_NE_TA_SUDESTE	TA_NO_NE	TA_SUDESTE	Geral	Claros
Arco_C_TA_NO_NE_TA_SUL	TA_NO_NE	TA_SUL	Geral	Claros
Arco_C_TA_SP_Merc_Africa	TA_SP	Merc_Africa	Geral	Claros

APÊNDICE C – Exemplo de tabela de entrada no *software* Microsoft Access referente ao refino.



Unidade de Processo	Refinaria	Unidade Auxiliar	Unidade Padrão	Tipo de Unidade	Destilação Atmosférica	Clique para A
BRASKEM_UPB_1	BRASKEM	UPB	UPB	UPB	0	
COPELUPB_1	COPELUPB	UPB	UPB	UPB	0	
IPIRANGA_DA	IPIRANGA	DA	DA	DA	1	
IPIRANGA_RCF	IPIRANGA	RCF	RCF	RCF	0	
LUBNOR_CE	LUBNOR	UCF	UCF	UCF	0	
LUBNOR_RCF	LUBNOR	RCF	RCF	RCF	0	
MANGUINHOS_RCF	MANGUINHOS	RCF	RCF	RCF	0	
PQU_UPB_1	PQU	UPB	UPB	UPB	0	
REAFRI_DA	REASI	DA	DA	DA	1	
REAFRI_DV	REASI	DV	DV	DV	0	
REAFRI_FCC	REASI	FCC	FCC	FCC	0	
REAFRI_HCC	REASI	HCC	HCC	HCC	0	
REAFRI_HDS_D50	REASI	HDS_D50	HDT	HDS	0	
REAFRI_HDS_G	REASI	HDS_G	HDT_G	HDS	0	
REAFRI_HDT_N	REASI	HDT_N	HDT_N	HDT	0	
REAFRI_K	REASI	K	K	K	0	
REAFRI_Pool_DSL10	REASI	Pool_DSL10	Pool_DSL	Pool	0	
REAFRI_Pool_DSL500	REASI	Pool_DSL500	Pool_DSL	Pool	0	
REAFRI_Pool_DSL5000	REASI	Pool_DSL5000	Pool_DSL	Pool	0	
REAFRI_Pool_DSLEXP	REASI	Pool_DSLEXP	Pool_DSL	Pool	0	
REAFRI_Pool_GA	REASI	Pool_GA	Pool_GA	Pool	0	
REAFRI_Pool_GAEXP	REASI	Pool_GAEXP	Pool_GA	Pool	0	
REAFRI_RC	REASI	RC	RC	RC	0	
REAFRI_UGH	REASI	UGH	UGH	UGH	0	
REAFRI_UGN	REASI	UGN	UGN	UGN	0	
REASI_DA	REASI	DA	DA	DA	1	
REASI_DV	REASI	DV	DV	DV	0	
REASI_FCC	REASI	FCC	FCC	FCC	0	
REASI_HCC	REASI	HCC	HCC	HCC	0	
REASI_HDS_D50	REASI	HDS_D50	HDT	HDS	0	
REASI_HDS_G	REASI	HDS_G	HDT_G	HDS	0	
REASI_HDT_N	REASI	HDT_N	HDT_N	HDT	0	
REASI_K	REASI	K	K	K	0	
REASI_Pool_DSL10	REASI	Pool_DSL10	Pool_DSL	Pool	0	
REASI_Pool_DSL500	REASI	Pool_DSL500	Pool_DSL	Pool	0	
REASI_Pool_DSL5000	REASI	Pool_DSL5000	Pool_DSL	Pool	0	
REASI_Pool_DSLEXP	REASI	Pool_DSLEXP	Pool_DSL	Pool	0	
REASI_Pool_GA	REASI	Pool_GA	Pool_GA	Pool	0	
REASI_Pool_GAEXP	REASI	Pool_GAEXP	Pool_GA	Pool	0	