



Túlio Kenji Costa Hashizume

Proposta de um modelo de otimização para o planejamento do refino: aplicação a um caso real

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre (opção profissional) pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Fabrício Oliveira

Rio de Janeiro
Junho de 2014



Túlio Kenji Costa Hashizume

**Proposta de um modelo de otimização para o
planejamento do refino: aplicação a um caso
real**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre (opção profissional) pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Fabrício Carlos Pinheiro de Oliveira

Orientador e Presidente

Departamento de Engenharia Industrial - PUC-Rio

Prof. Silvio Hamacher

Departamento Engenharia Industrial - PUC-Rio

Prof. Paulo Cesar Ribas

CENPES/Petrobras

Prof. José Eugênio Leal

Coordenador Setorial do Centro

Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 10 de junho de 2014

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Túlio Kenji Costa Hashizume

Graduado em Engenharia Química pela Universidade Federal de Minas Gerais em 2006 e especialista em Engenharia de Processamento de Petróleo pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro em 2008. Funcionário da Petrobras desde março de 2007 trabalhou por três anos na área de acompanhamento de processos na Refinaria Gabriel Passos, REGAP (Betim, MG), em especial nas unidades de hidratação de diesel, gasolina e QAV-1. Trabalha desde fevereiro de 2011 na programação de produção da REGAP, realizando o planejamento e o scheduling da produção, além da otimização do processo.

Ficha Catalográfica

Hashizume, Tulio Kenji Costa

Proposta de um modelo de otimização para o planejamento do refino: aplicação a um caso real / Tulio Kenji Costa Hashizume ; orientador: Fabrício Oliveira. – 2014.

86 f. : il. (color.) ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Industrial, 2014.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Industrial – Teses. 2. Cadeia de suprimentos de indústria do petróleo. 3. Técnicas de linearização de modelos MINLP. 4. Planejamento tático. 5. Apoio a decisão. 6. Refino. I. Oliveira, Fabrício. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Industrial. III. Título.

CDD: 658.5

Agradecimentos

A Deus, por permitir concluir com sucesso mais esta etapa da minha vida profissional.

Aos familiares pela atenção, carinho e compreensão em todos os momentos.

Ao orientador Fabrício Oliveira, pelo constante incentivo, sempre indicando a direção a ser tomada nos momentos de maior dificuldade, compartilhando seus conhecimentos e transmitindo segurança e confiança.

À Petrobras, pela oportunidade de desenvolver esta parceria com a PUC-Rio, na realização de pesquisas que busquem soluções viáveis para o desenvolvimento tecnológico e industrial, sempre respeitando o meio ambiente e valorizando o ser humano.

Resumo

Hashizume, Túlio Kenji Costa; Oliveira, Fabrício (Orientador). **Proposta de um modelo de otimização para o planejamento do refino: aplicação a um caso real**. Rio de Janeiro, 2014. 86p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A matriz energética brasileira vem se modificando seguindo a tendência mundial por fontes de energia mais limpas. A queda do mercado interno de óleo combustível aliada à sazonalidade da demanda de asfalto implica em redução dos indicadores de desempenho. As importações de derivados tiveram forte alta nos últimos anos para atender à crescente demanda o que contribui para o desequilíbrio da balança comercial brasileira. Diante desse cenário, a Petrobras traçou metas desafiadoras para mitigar esse problema, que dentre outras, envolve a maximização da utilização dos ativos instalados. A modelagem desenvolvida servirá de suporte para decisões de ações corretivas e preventivas permitindo um bom desempenho operacional de uma refinaria da Petrobras, permitindo maior produção de derivados claros (diesel, querosene de aviação e gasolina) de alto valor agregado. Um modelo PNLIM (programação não linear inteira mista) foi desenvolvido e aplicado no subsistema em análise (suprimento de petróleo, refino e comercialização) sem êxito. Técnicas de linearização foram aplicadas a fim de se obter um modelo PLIM que foi utilizado com sucesso. As soluções obtidas no estudo de caso indicam que a busca pela minimização das importações de derivados claros garantem um elevado fator operacional para refinaria em análise. Dentre as variáveis de decisão avaliadas o investimento em uma nova unidade de Coqueamento (unidade de conversão) é a que apresenta maior valor marginal. O trabalho teve uma ampla abordagem dentro da cadeia de suprimento permeando as decisões no nível estratégico e tático da organização se caracterizando como uma excelente ferramenta para apoio de decisões.

Palavras-chave

Cadeia de suprimentos da indústria do petróleo; técnicas de linearização de modelos MINLP; planejamento estratégico; apoio a decisão; refino.

Abstract

Hashizume, Túlio Kenji Costa; Oliveira, Fabrício (Advisor). **Proposal of an optimization model for refining planning: a real case application**. Rio de Janeiro, 2014. 86p. MSc. Dissertation - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The Brazilian energy matrix is changing following the global trend towards cleaner sources of energy. Decrease of domestic fuel oil market combined with the seasonality of asphalt demand implies a reduction of performance indicators. Imports of oil products rose sharply in recent years to meet the growing demand which contributes to the imbalance of Brazil's trade balance. Given this scenario, Petrobras traced challenging targets to mitigate this problem, which among others involves maximizing the use of assets installed. The model developed will support decisions for corrective and preventive actions allowing a good operating performance of a Petrobras refinery, allowing greater production of light oil products (diesel, jet fuel and gasoline) with high added value. A MINLP (mixed integer nonlinear programming) model was developed and applied in the analysis subsystem (upstream, midstream, downstream) without success. Linearization techniques were applied in order to obtain a MILP model that has been successfully used. The solutions obtained in the case study indicate that the search for the minimization of imports of lights derivatives provide a high operating factor for refinery analysis. Among the decision variables evaluated investment in a new Delayed Coking plant (conversion unit) is has the highest marginal value. The work had a broad approach within the supply chain permeating the strategic and tactical decisions in the organization is characterized as an excellent tool to support decisions.

Keywords

Petroleum supply chain; linearization techniques of MINLP models; tactical planning; decision support; refining.

Sumário

1. Introdução	9
1.1. Objetivo	10
1.2. Metodologia	11
1.3. Estrutura do trabalho	11
2. Revisão bibliográfica	12
2.1. Modelos de otimização	12
2.2. Otimização da cadeia de suprimentos	13
2.2.1. Planejamento estratégico	15
2.2.2. Planejamento tático	15
2.2.3. Planejamento operacional	15
3. Apresentação do problema	19
3.1. A cadeia de suprimentos da indústria petrolífera	19
3.2. Processo de refino de petróleo	22
3.3. Panorama de refino de petróleo no Brasil	27
3.4. Planejamento da cadeia de suprimentos da Indústria petrolífera	35
4. Modelo PLIM para apoio na tomada de decisões na indústria petrolífera	37
4.1. Descrição do problema	37
4.2. Descrição do modelo original PNLIM	38
4.3. Linearização do modelo	49
4.4. Modelo PLIM	50

5. Estudo de Caso	54
5.1. Apresentação do contexto do Estudo de Caso	54
5.2. Análise dos resultados do Estudo de Caso	60
5.2.1. Sensibilidade	70
5.2.2. Cenários	75
6. Conclusão	79
6.1. Trabalhos futuros	80
7. Referências Bibliográficas	82

1 Introdução

A matriz energética brasileira vem se modificando nos últimos anos (Tavares, 2005), seguindo a tendência mundial de fontes de energia mais limpas (Aitani, 2004). Nesse cenário, o uso de gás natural para queima em fornos e caldeiras industriais vem crescendo, enquanto o uso de óleos combustíveis vem perdendo espaço. Os investimentos recentes no setor de refino de petróleo estão associados à melhoria da qualidade dos combustíveis e, conseqüentemente, a redução das emissões atmosféricas. Pouco está sendo feito para aumento da conversão, unidades que transformam frações mais pesadas e de baixo valor em frações mais leves e de elevado valor, denominadas unidades de fundo de barril. Com isso, há excedentes de óleo combustível, que é destinado à exportação, e, por outro lado, há escassez de derivados claros como o diesel e gasolina, o que leva a importação de grandes volumes.

De acordo com os dados da ANP (2012), houve uma queda estimada do consumo de óleo combustível no mercado interno brasileiro de 9,1 % ao ano entre 2000 e 2012. Nesse mesmo período, a produção de óleo combustível pelas refinarias no Brasil foi reduzida em apenas 1,6 % ao ano, levando a um desequilíbrio e conseqüentemente ao crescimento das exportações desse derivado de petróleo. Conforme Aitani (2004) o óleo combustível é um dos produtos de menor valor agregado que é produzido nas refinarias, com preço de venda menor que o preço do petróleo. Além disso, esse derivado é de difícil bombeio devida sua característica de elevada massa específica e viscosidade. Esses números de produção de óleo combustível demonstram a incapacidade do parque de refino instalado de conseguir flexibilizar a produção visando uma menor produção de combustíveis pesados.

A queda do mercado interno de óleo combustível aliada à sazonalidade da demanda de asfaltos implica em redução dos indicadores de desempenho e na margem de refino. Nesse cenário, ocorre a elevação dos estoques de derivados escuros levando a redução do processamento de petróleo na refinaria.

As importações brasileiras de derivados claros tiveram forte alta nos últimos anos para atender à crescente demanda, após anos sem a construção de novas

refinarias. O consumo de combustíveis tem aumentado acima da taxa de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB), o que contribui para o desequilíbrio da balança comercial brasileira e impacta negativamente no desempenho da Petrobras. Além disso, a defasagem de preços, principalmente do diesel e gasolina, no Brasil e no exterior agravam essa situação. Diante desse cenário, o Abastecimento traçou metas desafiadoras para mitigar esse problema, que dentre outras, envolve a maximização da utilização dos ativos instalados.

A dificuldade de aumentar o fator de utilização das refinarias é em muitos casos devidos a restrições logísticas, tanto para recebimento de matéria prima como para escoamento dos derivados produzidos. Além disso, a confiabilidade dos equipamentos e a gestão de manutenção são aspectos a serem considerados para alcançar a excelência operacional.

1.1 Objetivo

O principal objetivo do trabalho é a proposição de uma ferramenta baseada em otimização para apoiar o processo decisório referente a manutenção do máximo fator operacional na refinaria durante o período de baixa demanda de asfalto. Como objetivos secundários, pode-se destacar que será realizado um estudo de caso considerando uma refinaria real do sistema Petrobras. Finalmente, serão identificadas e discutidas as soluções indicadas pelo modelo.

A modelagem a ser desenvolvida servirá de suporte para decisões associadas a proposições de ações corretivas e preventivas permitindo um bom desempenho operacional da REGAP (Refinaria Gabriel Passos). O modelo proposto irá analisar ao mesmo tempo várias opções de melhorias tanto no nível tático como estratégico apontando as soluções para destinação de derivados pesados que estão sendo cada vez menos demandados e que possuem baixo valor agregado.

1.2 Metodologia

O estudo realizado para esta dissertação compreendeu primeiramente uma revisão bibliográfica sobre o estado da arte das pesquisas sobre modelagem da cadeia de suprimentos de maneira geral, e da indústria de petróleo em particular, mais especificamente considerando o refino de petróleo. As diferentes abordagens encontradas não atendiam as particularidades do problema e houve a necessidade de desenvolver um modelo, que foi realizado no software AIMMS. Finalmente um estudo de caso da empresa Petrobras foi modelado e implementado. Assim, foram realizados experimentos e seus resultados foram analisados e comparados usando diferentes cenários pertencentes a este estudo de caso, de modo a permitir a avaliação da eficácia e eficiência do modelo proposto.

1.3 Estrutura do trabalho

O presente trabalho organiza-se da seguinte forma: finda esta introdução será apresentada, no Capítulo 2, a revisão bibliográfica da literatura conforme descrita na seção anterior. O Capítulo 3 contém a apresentação do problema que será seguida pela descrição do modelo, no Capítulo 4. O estudo de caso será descrito e analisado no Capítulo 5. Finalmente, no Capítulo 6, o trabalho se encerra com as conclusões do autor e sugestões de trabalhos subsequentes.

2 Revisão bibliográfica

2.1 Modelos de otimização

Modelos matemáticos que visam representar problemas reais de diversas áreas envolvem a otimização de uma função com variáveis de decisão inteiras e contínuas e as funções que representam o objetivo e restrições podem ser lineares ou não lineares. As variáveis inteiras representam itens que não podem ser fracionados, tais como, máquinas, equipamentos médicos, padrões de corte, profissionais e/ou máquinas alocados em tarefas. Em problemas de tomada de decisão, a formulação envolve também variáveis binárias que assumem valor 0 ou 1 dependendo se uma decisão é ou não concretizada. A programação linear (PL): utiliza sistemas de equações lineares compostos por variáveis contínuas não negativas. Permite avaliações econômicas através do valor marginal e do custo reduzido. A programação linear inteira mista (PLIM): é uma derivação dos modelos lineares porém incorpora variáveis inteiras não negativas. O uso de variáveis inteiras e mais especificamente de variáveis binárias se faz necessário quando é preciso representar, por exemplo, sequenciamento, economias de escala, custos fixos e seleção de opções de investimento. A programação não-linear (PNL) surge da necessidade da multiplicação variáveis, por exemplo variáveis que representam quantidade e variáveis econômicas. A programação não-linear inteira mista (PNLIM) é uma derivação dos modelos não lineares, porém incorpora variáveis inteiras não negativas.

Segundo Grossmann (2012), nos últimos anos grandes progressos foram feitos em algoritmos e hardware, o que resultou em uma melhora impressionante na sua capacidade de resolver problemas de programação inteira mista (PLIM) por meio de códigos, como CPLEX, XPRESS e GUROBI. Atualmente é possível, utilizando um software comercial, resolver em um segundo alguns casos que estavam sem solução há 10 anos.

Modelagem PLIM tem sido amplamente utilizada para solução de problemas, conforme Kasivisvanathan et al. (2014) e há inúmeros artigos escritos

em revistas científicas. A técnica mais comum para a solução de problemas PLIM é o ramo baseado em programação linear, que foi implementado na maioria dos códigos de computador.

Em relação aos modelos PNLIM, Grossmann (2012) e Kasivisvanathan et al. (2014) comentam que a aplicação destes métodos pode ser demasiadamente custosa computacionalmente para problemas de grande escala. Portanto, dado tanto as questões de robustez de *solvers* de PNL e do elevado gasto computacional para otimizar globalmente modelos não lineares, uma abordagem que é frequentemente usada é reformular o problema PNLIM como PLIM usando por exemplo linearizações exatas de produtos de binário e variáveis contínuas, ou usando aproximações lineares por partes.

Conforme Ruiz e Grossmann (2013), a maturidade de *solvers* de programação linear tem incentivado o uso de relaxamentos lineares para funções convexas. Esta abordagem tem se demonstrado útil em vários casos, relaxações lineares podem ter um grande impacto na redução do tempo necessário para encontrar a solução.

2.2 Otimização da cadeia de suprimentos

Conforme Maravelias e Sung. (2009), a cadeia de suprimentos de uma empresa é composta por suas unidades e sistema de distribuição que realiza as seguintes funções: aquisição de matérias-primas, a transformação da matéria-prima em produtos acabados, e distribuição de produtos acabados para os clientes. O objetivo é alcançar alto nível de satisfação do cliente com baixo custo. Cadeias de suprimentos que envolvem processos químicos, em particular, contêm grandes oportunidades de redução de custos: são sistemas interligados e complexos que mudam constantemente, e suas atividades representam uma parcela significativa do custo total.

Dansereau et al. (2014) afirmam que, tradicionalmente, o segmento industrial trata a eficiência do processo como a chave para a fabricação de baixo custo e rentabilidade. No entanto, usando essa estratégia, os outros custos da

cadeia de suprimentos são muitas vezes ignorados, resultando em um menor lucro, especialmente em condições difíceis e de mudança do mercado.

Kasivisvanathan et al. (2014) utilizaram um modelo de otimização linear inteiro misto (PLIM) na tomada de decisões operacionais e de capital para os sistemas de energia multifuncionais com incertezas. A realização de uma decisão operacional envolve o dimensionamento de equipamentos. Uma decisão de capital, por outro lado, é feita ao selecionar uma unidade de processo mais favoráveis em detrimento de outra.

A pesquisa de Sharma et al. (2011) teve o objetivo de fornecer ferramentas estratégicas de análise de decisão para a concepção de sistemas de biorrefino. O sistema de análise de decisão é um sistema distribuído onde as tarefas executivas são divididas em módulos. A estratégia descentralizada é empregada, ao contrário de uma estratégia de um único modelo integrado, para fornecer granularidade adequada para as decisões tomadas pela empresa. Granularidade é caracterizada pela aplicação de escala de tempo de decisão e suas dinâmicas relevantes.

Marcellino (2013) afirma que as ferramentas encontradas na literatura para otimização da cadeia de suprimentos de petróleo se concentram em partes específicas desse processo. Isso leva a conclusão que somente subsistemas da cadeia de suprimentos têm sido estudados em um nível razoável de detalhe.

Conforme Leiras et al. (2013), em geral o planejamento é dividido em três períodos de tempo: estratégico (de longo prazo), tático (médio prazo) e operacional (de curto prazo). Planejamento de longo prazo abrange o horizonte de tempo de um a vários anos, intervalos de planejamento de médio prazo de alguns meses a um ano, e planejamento de curto prazo cobre até 3 meses. O planejamento estratégico determina a estrutura da cadeia de abastecimento (por exemplo a localização de instalações). Planejamento tático está preocupado com decisões como a atribuição de metas de produção para as instalações e o transporte de equipamentos para centros de distribuição. Planejamento operacional refere-se à atribuição de tarefas às unidades em cada unidade considerando recursos e restrições de tempo.

2.2.1 Planejamento estratégico

O trabalho de Leão et al. (2011) propõe um modelo matemático que ajuda a determinar uma estrutura otimizada para o fornecimento de óleos vegetais que serão processados nas plantas de biodiesel. Decisões em relação ao número de plantas, sua respectiva localização, além da escolha de tecnologia são estratégicas para alcançar o objetivo de minimização de custos nessa cadeia de suprimentos. Oliveira et al. (2013) abordam em seu trabalho decisões no nível estratégico como o investimento em tanques e expansões das opções de transporte. O objetivo do modelo proposto é a redução dos custos logísticos e de investimento para um sistema de *downstream*.

2.2.2 Planejamento tático

Pinto et al. (2000), Gao et al. (2008) e Mouret et al. (2011) apresentam em seus trabalhos modelos de programação para um problema de nível tático, o planejamento integrado de uma refinaria. No trabalho de Andrade (2012) é proposto um modelo de programação linear inteira mista (PLIM) que foi desenvolvido para permitir a avaliação de diferentes alternativas de investimento na rede logística existente, sejam elas em expansão das capacidades de transporte, de movimentação, de atracação ou de estocagem. Aspectos como a decisão de nível de estoque e planejamento de transporte são tratadas por Oliveira et al. (2013) em seu trabalho. Oddsdottir et al. (2013) aborda em seu trabalho um modelo de otimização que planeja a compra de petróleo para um horizonte de três meses, escolhendo entre oito opções.

2.2.3 Planejamento operacional

Smania e Pinto (2003) apresentam um modelo de curto prazo para otimização de uma refinaria, envolvendo decisões sobre o como, quando e quanto de cada derivado será produzido. No trabalho de Cao et al. (2010) um modelo

estocástico PNLIM é apresentado para resolver o problema de curto prazo envolvendo programação petróleo, mistura de elenco e gestão de armazenamento. Os trabalhos de Mouret et al. (2011) e Ribas et al. (2012) tratam de problemas de programação do suprimento de petróleo para uma refinaria. O horizonte de programação é do máximo de uma semana e envolve decisões no nível operacional. Além disso, Ribas et al. (2012) considera questões relacionadas as incertezas internas e externas do problema. Santos et al. (2011) propôs um modelo para o sistema de distribuição de gás natural que visa maximizar os recursos e mitigar contingências, como ocorrências operacionais programadas e não-programadas (paralisações de equipamentos), além das deficiências de demanda de mercado. O trabalho de Kolodziej et al. (2013) apresenta uma nova versão multiperíodo de programação generalizada do problema *pooling* (mistura de componentes), um problema tipicamente operacional. Além disso, a programação de *blends* de produtos envolve aspectos do *midstream* e *downstream*. A formulação geral PNLIM convexa do problema é apresentada e as dificuldades na solução deste problema de otimização são a presença de termos bilineares, bem como de variáveis de decisão binárias necessárias para impor restrições operacionais. Uma nova metodologia é desenvolvida para que o problema possa ser reformulado como um PLIM. Nos trabalhos de Ribas et al. (2013) e Relvas et al. (2013) são apresentados modelos para o problema de planejamento e programação do escoamento de derivados através de dutos, tratando de decisões de médio e curto prazo.

A Tabela 2.1 apresenta um resumo da revisão bibliográfica sobre o emprego de modelos de otimização. Para cada trabalho avaliado foi utilizado um “X” para identificar qual característica está presente nos seguintes grupos: nível de planejamento, ramo da cadeia de suprimentos e modelo de otimização.

Referência	Nível de planejamento			Cadeia de suprimentos			Modelo de otimização	
	Estratégico	Tático	Operacional	UP	MID	DOWN	MILP	MINLP
Pinto et al., 2000		X	X		X			X
Smania e Pinto, 2003			X		X			X
Gao et al., 2008		X			X		X	
Cao et al., 2010			X	X			X	X
Leão et al., 2011	X					X	X	
Mouret et al., 2011		X	X	X	X			X
Sharma et al., 2011	X	X	X		X		X	
Santos et al., 2011			X	X		X	X	
Andrade, 2012	X	X				X	X	
Ribas et al. (2012)			X	X	X			X
Marcelino, 2013	X	X	X	X	X	X		X
Oddsottir et al., 2013		X		X				X
Relvas et al., 2013		X	X			X	X	
Kolodziej et al., 2013			X		X	X	X	X
Oliveira et al., 2013	X	X				X	X	
Leiras et al., 2013		X	X		X		X	
Ribas et al. (2013)		X	X			X	X	
Kasivisvanathan et al., 2014		X	X		X		X	
Dansereau et al., 2014		X		X	X	X	X	
Hashizume, 2014		X			X		X	

Tabela 2.1 – Revisão bibliográfica sobre o emprego de modelos de otimização na cadeia de suprimentos de petróleo

Na Figura 2.1 fica mais fácil visualizar os trabalhos presentes na literatura de acordo com sua classificação em relação ao nível de planejamento e segmento da cadeia de suprimento. O modelo proposto nesse trabalho será classificado como tático e pertencente ao *midstream*.

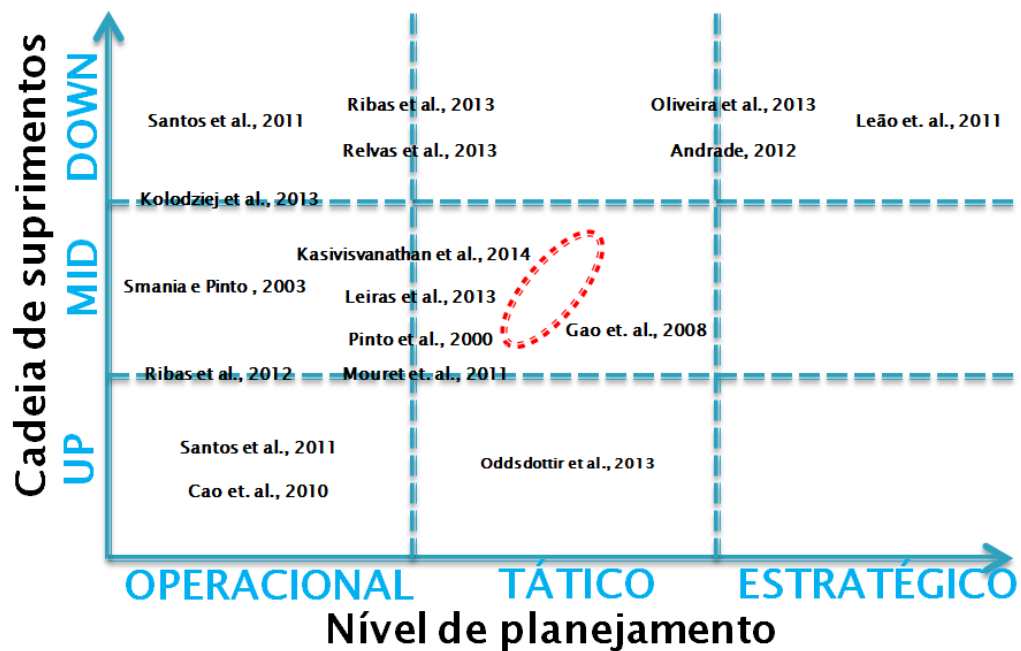


Figura 2.1 - Revisão bibliográfica sobre o emprego de modelos de otimização na cadeia de suprimentos de petróleo. Fonte Autor.

Os trabalhos apresentados na Tabela 2.1, apesar de empregar diversos modelos de otimização e atuar em níveis de planejamento distintos, não apresentam um modelo satisfatório contempla as particularidades presentes no sistema em análise. Sendo assim, houve a necessidade de construir um novo modelo para atender as exigências desse trabalho.

3 Apresentação do problema

3.1 A cadeia de suprimentos da indústria petrolífera

A cadeia de suprimentos da indústria petrolífera tem suas atividades divididas em três sub-cadeias: *upstream* (exploração e produção de petróleo), *midstream* (refino do petróleo) e *downstream* (distribuição dos derivados de petróleo), conforme apresentado na Figura 3.1 (Andrade, 2012).

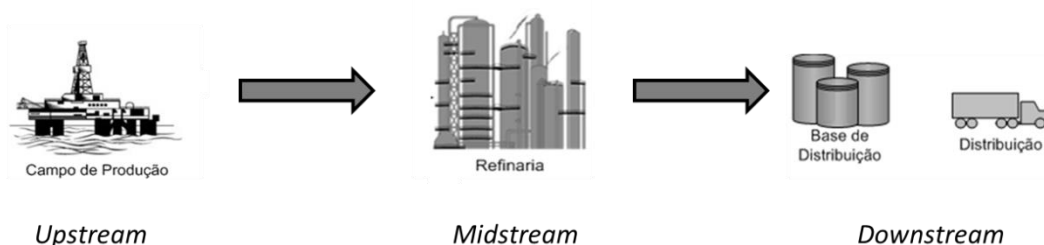


Figura 3.1 - Sub-cadeias upstream, midstream e downstream da indústria petrolífera. Fonte Andrade (2012).

As atividades de exploração e produção, *upstream*, compreendem aquelas necessárias à extração do petróleo da terra ou do mar, colocando-o disponível para o processo de refino. Tais atividades têm início com estudos geológicos e geofísicos, por meio dos quais se torna possível mapear determinadas áreas e indicar o grau de probabilidade de encontrar-se uma formação de petróleo com alto valor comercial.

Logo após esses estudos, inicia-se a fase de perfuração através de abertura de poços exploratórios que irão fornecer informações adicionais e delimitar as fronteiras das áreas efetivamente produtivas. Após a perfuração começam as atividades de completção que visam adequar os poços perfurados, possibilitando a instalação dos equipamentos para a produção de óleo e/ou gás natural. Em seguida, iniciam-se as atividades de produção, ou seja, os poços já perfurados e devidamente equipados oferecem o óleo e/ou gás natural disponível para uso.

As recentes descobertas de petróleo na região denominada de pré-sal são promissoras. Conforme informações sobre o pré-sal (Petrobras, 2014a) na Bacia de Santos, por exemplo, o óleo identificado no pré-sal tem uma densidade de 28,5° API, baixa acidez e baixo teor de enxofre, sendo essas as características de um petróleo de alta qualidade e maior valor de mercado.

O pré-sal refere-se a um conjunto de rochas localizadas em águas ultraprofundas de grande parte do litoral brasileiro, com potencial para a geração e acúmulo de petróleo. Convencionou-se chamar de pré-sal porque forma um intervalo de rochas que se estende por baixo de uma extensa camada de sal, que em certas áreas da costa atinge espessuras de até 2.000 metros.

O termo pré é utilizado porque, ao longo do tempo, essas rochas foram sendo depositadas antes da camada de sal. A profundidade total dessas rochas, que é a distância entre a superfície do mar e os reservatórios de petróleo abaixo da camada de sal, pode chegar a mais de 7.000 metros.

As maiores descobertas de petróleo, no Brasil, foram feitas pela Petrobras na camada pré-sal localizada entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo, onde se encontram grandes volumes de óleo leve. O sistema nacional de abastecimento de combustíveis (*midstream* e *downstream*), atualmente composto por quase 100 mil agentes econômicos, conforme apresentado na Figura 3.2, que operam em diferentes níveis. Conforme ANP (2013), os seguintes agentes compõem o abastecimento nacional de derivados de petróleo e biocombustíveis:

- **Fornecedores:** refinarias de petróleo, usinas de etanol, importadores e exportadores de petróleo e derivados, produtores de lubrificantes, refinadores de lubrificantes e produtores de biodiesel.
- **Distribuidores:** de combustíveis líquidos, de solventes, de GLP, de asfalto e de combustíveis de aviação.
- **Revendedores:** transportadores-revendedores-retalhistas (TRR), postos de gasolina (revendedores varejistas de combustíveis líquidos), revendedores de GLP, revendedores de combustíveis de aviação, coletores de lubrificantes.

- **Consumidores:** pontos de abastecimento em empresas e consumidores solventes.

Na Figura 3.2 podem-se visualizar os agentes pertencentes ao ramo de abastecimento de combustíveis. Além disso, é apresentada uma quantificação dentro de cada grupo desse ramo da cadeia.

O segmento de fornecimento de combustíveis, em especial o refino de petróleo (*midstream*), será descrito em detalhes no item 3.2 devido a relevância nesse trabalho.

Conforme ANP (2013), a distribuição de combustíveis (*downstream*) é um dos pilares para a garantia do abastecimento nacional. Mais de 300 agentes econômicos autorizados pela ANP atuam nos segmentos de combustíveis líquidos, solventes, GLP, asfaltos e combustíveis de aviação. Desde 2004 o mercado experimenta crescimento constante. Em 2012, as distribuidoras venderam quase 130 milhões de metros cúbicos, 6% a mais que no ano anterior. As vendas de gasolina C e óleo diesel representam mais de 70% deste volume.



Figura 3.2: Quantitativo de Agentes Econômicos. Fonte ANP (2014).

A fim de conhecer mais sobre o segmento de distribuição de combustíveis, serão descritos em detalhes os derivados conhecidos como combustíveis de aviação e asfalto.

A atividade de distribuição de combustíveis de aviação compreende a aquisição, armazenamento, transporte, comercialização, controle de qualidade, assistência técnica e abastecimento de aeronaves. Os combustíveis, especificados são o querosene de aviação (QAV-1), usado nas aeronaves com turbinas, e a gasolina de aviação (GAV), utilizada em aviões de pequeno porte. Atualmente, cinco distribuidoras têm autorização para atuar neste mercado que experimentou crescimento anual médio de 4,8% entre 2000 e 2011.

A distribuição do asfalto (cimento, emulsão asfáltica, asfalto borracha e concreto betuminoso, entre outros) é atividade regulamentada pela ANP desde 2005. Atuam neste mercado pouco mais de duas dezenas de empresas, que vendem e aplicam o produto. O principal mercado do asfalto são as esferas de governo, indústria, construtoras e concessionárias de rodovias. Cerca de 40 bases de distribuição, espalhadas pelo país, dão suporte à operação.

Ainda conforme informações da ANP (2013), a revenda de combustíveis compreende a atividade de transportador-revendedor-retalhista, os postos de combustíveis (revendedores varejistas de combustíveis líquidos), revendedores de GLP e os revendedores de combustíveis de aviação. Trata-se de um mercado extenso, com cerca de 90 mil agentes regulados, espalhados por todo o território nacional, e por isso demanda um grande esforço de regulação e fiscalização.

No último nível da cadeia de abastecimento de combustíveis, encontram-se os consumidores que são compostos por 11.105 pontos de abastecimento e 37 consumidores de solventes.

3.2 Processo de refino de petróleo

O petróleo é uma mistura de hidrocarbonetos composta de diversos tipos de moléculas formadas por átomos de hidrogênio e carbono e, em menor parte, de oxigênio, nitrogênio e enxofre, combinados de forma variável, conferindo

características diferenciadas aos diversos tipos de crus encontrados na natureza (ANP, 2014).

O refino de petróleo é, basicamente, um conjunto de processos físicos e químicos que objetivam a transformação dessa matéria-prima em derivados. Ele começa pela destilação atmosférica, que consiste no fracionamento do óleo cru a ser processado em toda e qualquer refinaria. Tal operação é realizada em colunas de fracionamento, de dimensões variadas, que possuem vários estágios de separação, um para cada fração desejada.

O petróleo, proveniente dos tanques de armazenamento, é pré-aquecido e introduzido numa torre de destilação atmosférica. Os derivados deste fracionamento são, principalmente, gás, GLP, nafta, gasolina, querosene, óleo diesel e resíduo atmosférico. Tais frações, retiradas ao longo da coluna em seus vários estágios de separação, deverão ser tratadas, para se transformarem em produtos finais, ou ser enviadas como matéria-prima para outros processos de refino, que as beneficiarão.

O resíduo atmosférico (RAT), fração mais pesada obtida no fundo da torre de destilação atmosférica, após novo aquecimento, é submetido a um segundo fracionamento, agora sob vácuo, no qual são gerados cortes de gasóleos e um resíduo de vácuo (RV), que pode ser destinado para produção de derivados como óleo combustível, bunker, asfalto ou como carga da unidade de coqueamento.

As frações geradas na torre de destilação a vácuo são utilizadas como cargas de outros processos de refino que visam, principalmente, a obtenção de produtos de menor peso molecular e maior valor agregado. Exemplos clássicos desses processos de conversão são o craqueamento catalítico fluido (FCC) de gasóleos de vácuo, que apresenta como principais produtos o GLP e a gasolina, e o coqueamento de resíduo de vácuo, também conhecido como coqueamento retardado, que gera GLP, nafta e óleo diesel. As correntes obtidas nesses processos de craqueamento (catalítico, no primeiro exemplo, e térmico, no segundo) são também enviadas para unidades de tratamento, onde se transformam em produtos acabados.

Tais processos são conhecidos como unidades de conversão, pois transformam frações de menor valor (gasóleo, resíduo de vácuo) em produtos mais nobres (GLP, gasolina, nafta e óleo diesel).

O esquema de produção apresentado na Figura 3.3 é um dos mais flexíveis e modernos de todos por incorporar à configuração o processo de hidrotratamento de frações médias geradas no coqueamento, possibilitando o aumento da oferta de óleo diesel de boa qualidade. Este esquema permite um maior equilíbrio na oferta de gasolina e de óleo diesel de uma refinaria, pois desloca parte da carga que iria do coqueamento para o FCC (processo marcadamente produtor de gasolina) e a envia para o hidrotratamento, gerando, então, mais óleo diesel e menos gasolina que as configurações sem essa unidade. O esquema de produção apresentado na Figura 3.3 é condizente com refinaria que será avaliada no estudo de caso.

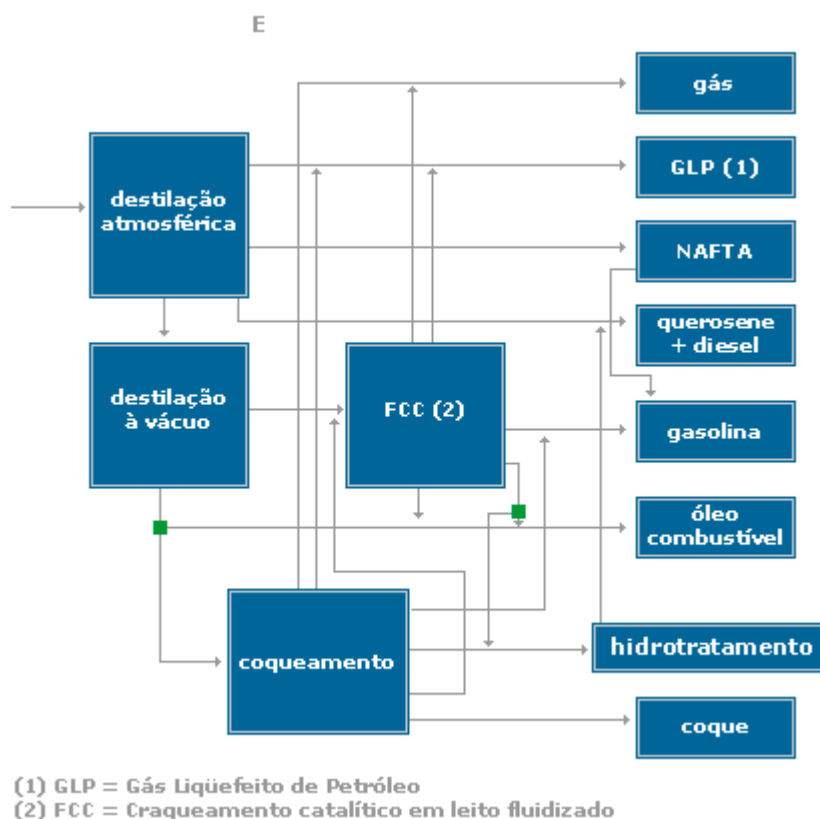


Figura 3.3: Esquema de Produção. Fonte ANP (2010).

Além dos derivados mais conhecidos como o diesel e gasolina, os principais derivados de petróleo são:

- **Querosene de Aviação (QAV-1 ou JET A-1):** Derivado de petróleo utilizado como combustível em turbinas de aeronaves.
- **Asfaltos:** Material de cor escura e consistência sólida ou semi-sólida, composto de mistura de hidrocarbonetos pesados onde os constituintes predominantes são os betumes, incluindo os materiais betuminosos.
- **Óleos Combustíveis:** Óleos residuais de alta viscosidade, obtidos do refino do petróleo ou através da mistura de destilados pesados com óleos residuais de refinaria. São utilizados como combustível pela indústria, de modo geral em equipamentos destinados à geração de calor - fornos, caldeiras e secadores, ou indiretamente em equipamentos destinados a produzir trabalho a partir de uma fonte térmica.
- **Bunker (Óleo Combustível Marítimo):** de uso aquaviário, composto de óleo combustível e misturado com diluente para ajuste da viscosidade.

Conforme Branco et al. (2010), a indústria de refino de petróleo vem enfrentando desafios devido às incertezas em relação ao elenco de petróleo dos próximos anos e as novas especificações dos derivados. Nos últimos anos vem ocorrendo o processamento de petróleos cada vez mais pesados e com presença maior de metais, por outro lado está havendo maiores exigências para comercialização de produtos com menor teor contaminantes, como o enxofre. Uma das estratégias para contornar essas questões seria o aumento da complexidade e flexibilidade do parque de refino.

Na literatura são encontrados exemplos de soluções para problemas de excedente ou falta de derivados que envolvem mudanças de processos ou construção/ampliação de novas unidades (El-Hariry, 1989; Schaeffer e Szklo, 2007; Branco et al., 2010). Mas há pouca informação sobre soluções logísticas para alavancar mercados, equalizando distorções entre oferta e demanda.

Muitas tecnologias foram desenvolvidas para conversão de frações pesadas em frações médias como diesel, querosene de aviação e gasolina, conforme apresentado na Tabela 3.1. Essas tecnologias incluem processos baseados na rejeição do carbono e na adição de hidrogênio (Rana et al., 2007).

Processos não catalíticos	Processos catalíticos
Desasfaltação	Craqueamento catalítico fluidizado de resíduo
Térmicos	Hidroprocessamentos
Gaseificação	Hidrotratamento em leito fixo
Coqueamento retardado	Hidrocraqueamento em leito fixo
Coqueamento fluido	Hidrocraqueamento em leito fluidizado
Coqueamento flexi	Hidrotratamento em leito catalítico ebuliente
Visco redução	Hidrocraqueamento em leito catalítico ebuliente

Tabela 3.1 – Classificação dos processos para conversão de frações pesadas. Fonte RANA et al. (2007).

Outras opções utilizadas para equilibrar o perfil de rendimentos de uma refinaria com a demanda de mercado envolve a alocação de elenco de petróleo mais leves, com percentual maior de frações leves e médias, adaptações para elevar a capacidade de processamento das unidades de conversão e, em último caso, a redução do processamento de petróleo pela refinaria.

Leal Jr e D'agosto (2011) avaliaram combinações entre os modais disponíveis (rodoviário, dutoviário, aquaviário e ferroviário) para definir qual seria a melhor opção para transporte de etanol de Turvelância (GO) até o porto de São Sebastião. Além dos aspectos econômicos foram avaliados os impactos socioambientais. Essa metodologia poderá ser utilizada, em trabalhos futuros, para escolher a melhor opção para o problema, ou seja, avaliar combinações das rotas para escoamento de óleo combustível, bunker (óleo combustível marítimo) e asfaltos.

Dos Santos et al. (2011) avaliaram o sistema de transporte de gás natural no Brasil utilizando o sistema MSGTL (*Management System for Natural Gas Transportation Logistic*). Foi possível realizar a modelagem da logística de gás natural obtendo uma metodologia para avaliar os projetos com seus riscos associados. Essa metodologia foi aplicada no Gasbol, gasoduto Bolívia/Brasil.

Essa sistemática também poderá ser utilizada, em trabalhos futuros, para avaliar as opções de solução para o problema.

3.3 Panorama de refino de petróleo no Brasil

Conforme dados da ANP (2013a), em 2012 a capacidade efetiva de refino instalada no mundo era de 92,5 milhões de barris/dia, 0,4% (+355 mil barris/dia) maior que em 2011. Dentre os países que tiveram adição de capacidade de refino, a China se destacou com um incremento de 713 mil barris/dia, totalizando 11,6 milhões de barris/dia. A Índia também obteve grande adicional de capacidade, de 304 mil barris/dia, somando 4,1 milhões de barris/dia. Em contrapartida, alguns países tiveram diminuição na capacidade de refino, principalmente na Europa, onde a demanda vem caindo continuamente desde a crise de 2008. As maiores reduções de capacidade ocorreram no Reino Unido (-157 mil barris/dia), na França (-132 mil barris/dia) e na Itália (-111 mil barris/dia). O Brasil caiu para a 11ª colocação no ranking, com 2 milhões de barris/dia (2,2% da capacidade mundial), após diminuição de 0,5% em sua capacidade efetiva de refino instalada.

Em 2012, as 16 refinarias nacionais – não incluindo a Unidade de Operações de Industrialização do Xisto (SIX) – apresentavam capacidade de refino de 2,1 milhões de barris/dia. A capacidade de refino medida em barris/dia-calendário, considerando-se uma utilização de 95%, foi de 2 milhões de barris/dia. O fator de utilização das refinarias, considerado o petróleo processado no ano, foi de 96,3%. Dessas refinarias, 12 pertencem à Petrobras e respondem por 98% da capacidade total, sendo a Replan (SP) a de maior capacidade instalada: 415,1 mil barris/dia ou 19,7% do total nacional. As outras quatro são privadas: Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e Dax Oil (BA). Em 2012, foi processada uma carga de 1,93 milhão de barris/dia pelo parque de refino nacional, sendo 1,89 milhão de barris/dia de petróleo (98,4% da carga total) e 30,1 mil barris/dia de outras cargas (resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados). Do petróleo total processado, 81,1% do volume era de origem nacional e 18,9% importada.

Conforme dados da ANP (2014), apresentados na Tabela 3.2, o mercado de combustíveis, como um todo, apresentou crescimento de 5,0% em 2013, em

relação a 2012, mostrando mais dinamismo que o restante da economia. Os maiores avanços foram observados no etanol anidro, no óleo combustível e no etanol hidratado. Na direção contrária, o consumo de gasolina A, QAV-1 e GNL (gás natural veicular) registraram queda em 2013.

Combustível	mil m ³						Varição
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	13/12 %
Diesel B	44.764	44.298	49.239	52.264	55.900	58.492	4,6
Biodiesel (B100)	1.125	1.565	2.425	2.580	2.762	2.925	5,9
Gasolina C	25.175	25.409	29.844	35.491	39.698	41.365	4,2
Gasolina A	18.881	19.057	22.756	27.100	31.758	31.679	-0,2
Etanol Anidro	6.294	6.352	7.088	8.391	7.940	9.686	22,0
Etanol Hidratado	13.290	16.471	15.074	10.899	9.850	10.817	9,8
<i>Etanol Total</i>	19.584	22.823	22.162	19.290	17.790	20.503	15,2
<i>Ciclo Otto Total</i>	38.465	41.880	44.918	46.390	49.548	52.182	5,3
GLP	12.259	12.113	12.558	12.868	12.926	13.276	2,7
Óleo Combustível	5.172	5.004	4.901	3.672	3.934	4.990	26,8
QAV	5.227	5.428	6.250	6.955	7.292	7.225	-0,9
GAV	61	62	70	70	76	77	0,9
TOTAL	105.948	108.787	117.936	122.219	129.677	136.242	5,06%
GNV (mil m ³ /dia)	6.633	5.770	5.499	5.390	5.320	5.125	-3,7

Tabela 3.2 – Vendas Internas de combustíveis. Fonte ANP (2014)

As vendas de combustíveis no mercado brasileiro em 2013 totalizaram 136,242 milhões de m³, o que representa um aumento de 5,0% em relação aos 129,677 milhões de m³ registrados em 2012.

Houve aumento de 4,6% na comercialização de óleo diesel na comparação entre 2012 e 2013, de 55,900 milhões de m³ para 58,492 milhões de m³. O aumento nas vendas de biodiesel foi de 5,9%, de 2,762 milhões de m³ em 2012, para 2,925 milhões de m³ em 2013.

A comercialização de gasolina C foi de 41,365 milhões de m³, um aumento de 4,2% em relação aos 39,698 milhões de m³ relativos a 2012. Com o aumento do teor de adição de etanol anidro à gasolina A (para composição da gasolina C vendida ao consumidor) de 20% para 25% em maio de 2013, a demanda de etanol anidro automotivo aumentou 22%.

Ainda segundo os dados divulgados pela ANP (2014), o querosene de aviação (QAV-1) teve sua comercialização reduzida em 0,9%, de 7,292 milhões de m³ para 7,225 milhões de m³. No óleo combustível houve alta de 26,8%, de 3,934 milhões de m³ para 4,990 milhões de m³.

De acordo com Petrobras (2014) as importações de petróleo alcançaram 404 mil bpd (barris por dia), um aumento de 17% em relação a 2012 enquanto as de derivados ficaram em 389 mil bpd, com redução de 10%. A menor compra de derivados foi consequência da maior utilização do parque de refino e da recuperação na produção de etanol.

Conforme Tabela 3.3, em relação ao volume de importação líquida (já considerada a exportação), verifica-se que o Brasil é importador líquido de Diesel, Gasolina, GLP e QAV-1. Para esses quatro combustíveis, houve piora do saldo para o Diesel, GLP e QAV-1, enquanto a Gasolina passou por uma leve melhora nos números. O etanol, entretanto, apresentou saldo crescente de exportação líquida.

Volume por Produto	2012	2013
Diesel (mil m ³)	-7.649	-9.919
Gasolina (mil m ³)	-3.658	-2.546
Etanol (mil m ³)	2.496	2.907
GLP (mil tons)	-1.374	-1.785
QAV (mil m ³)	-1.635	-1.898

Tabela 3.3 - Volume de Importação Líquida. Fonte ANP (2014)

Os Gráficos 3.1 e 3.2 apresentam a dependência externa nos segmentos de gasolina A (sem adição de etanol) e diesel, respectivamente.

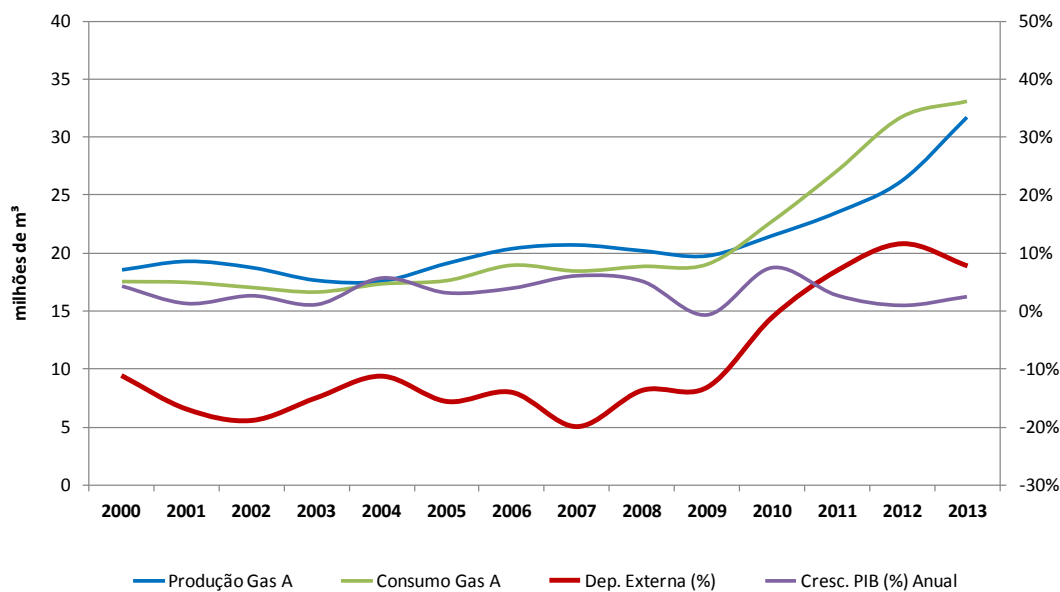


Gráfico 3.1 - Gasolina – Dependência Externa. Fonte ANP (2014)

A dependência externa da gasolina A, calculada pela relação entre as importações líquidas e o consumo interno, apresentou redução pontual devido ao aumento da produção nacional (ANP, 2014).

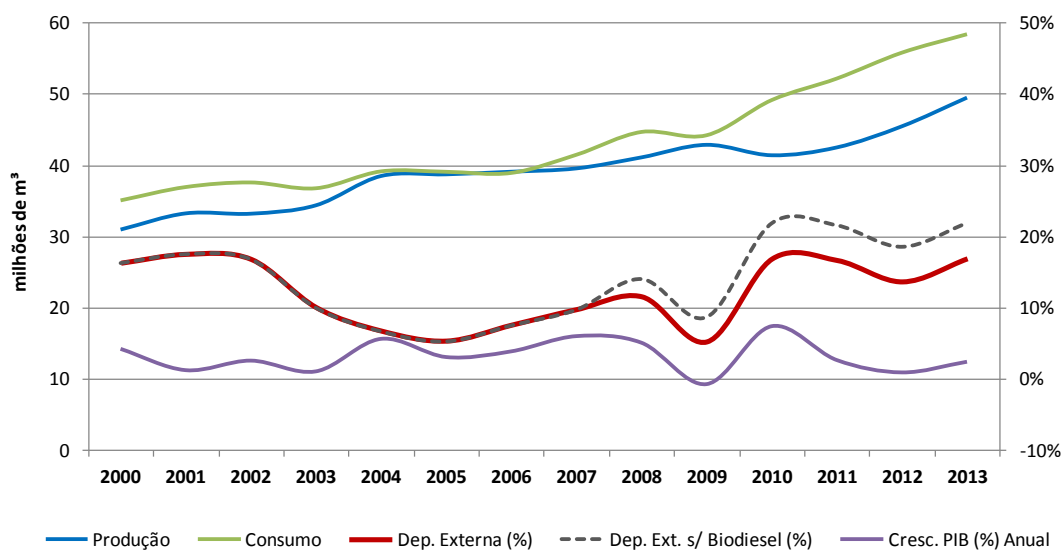


Gráfico 3.2: Óleo Diesel – Dependência Externa. Fonte ANP (2014)

A dependência externa, calculada pela relação entre as importações líquidas e o consumo interno, aumentou em 2013. Não fosse o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel, que estabelece mistura obrigatória do biocombustível ao diesel fóssil, as importações de diesel seriam ainda maiores (linha tracejada).

Observando a participação de gasolina A e óleo diesel nas exportações e importações, percebe-se uma inversão de sentido no fluxo externo desses derivados, a partir de 2010. Se, por um lado, gasolina A e óleo diesel perdem importância na composição das exportações de derivados relevantemente a partir de 2010, por outro lado, ganharam importância na composição das importações de derivados, principalmente pela transformação da gasolina A em relevante produto da pauta de importações a partir de 2010, uma vez que antes seu peso no conjunto era insignificante. Conforme ANP (2014a), os analistas atribuem estes fatos à capacidade insuficiente das refinarias nacionais para atenderem ao crescimento da demanda nacional por derivados, agravada pelo atraso na conclusão das obras de novas refinarias que adicionariam capacidade suficiente para atender à crescente procura, bem como ao preço congelado do óleo diesel e da gasolina, que reverte em subsídio, incentivando mais ainda a procura.

Nos Gráficos 3.3 e 3.4 são apresentadas as vendas mensais no mercado interno de QAV-1 e asfalto, respectivamente, para os anos de 2012 e 2013.

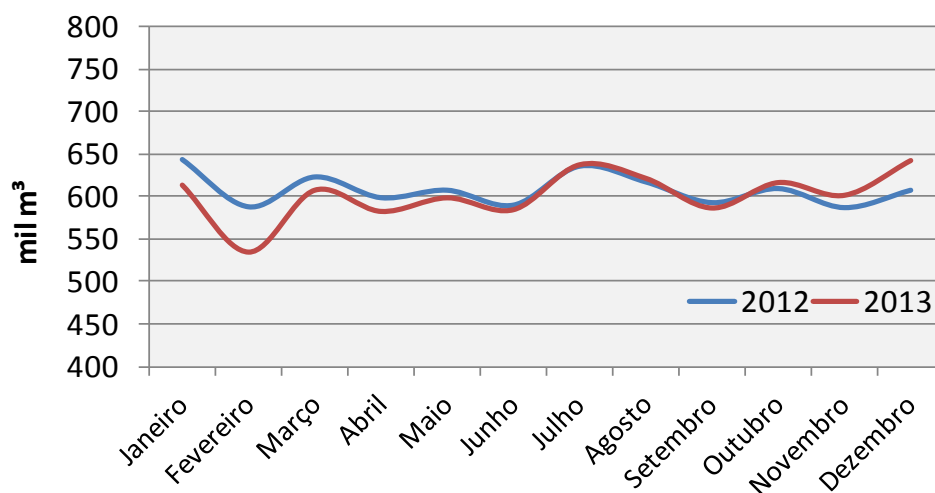


Gráfico 3.3: QAV-1 – Vendas Internas Mensais. Fonte ANP (2014)

No segmento de QAV-1 as vendas de 2013 tiveram uma redução de cerca de 0,9% em relação a 2012. Os meses de férias escolares, julho, dezembro e janeiro representam picos de consumo.

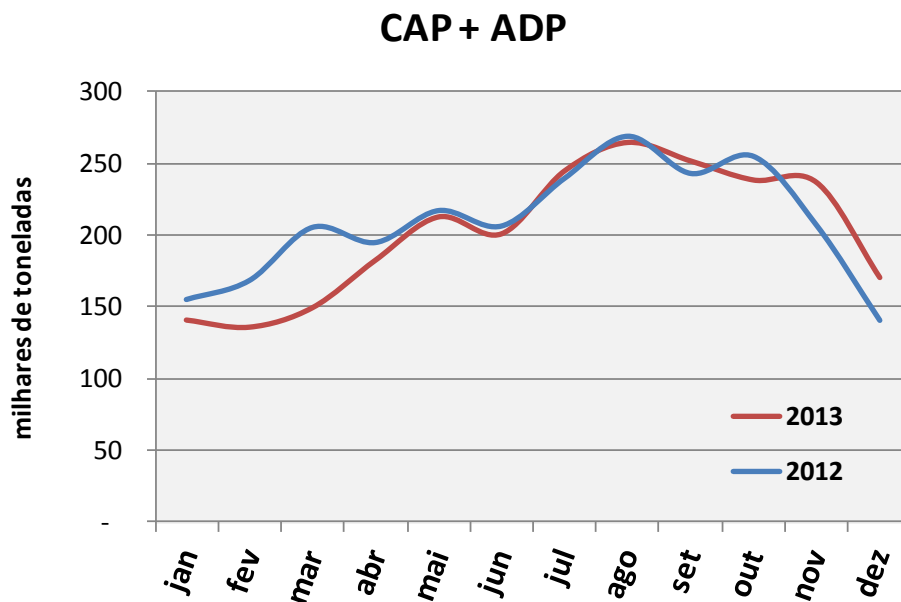


Gráfico 3.4: Asfaltos – Vendas Internas Mensais. Fonte ANP (2014)

Houve aumento de 8,6% das compras de asfaltos pelas distribuidoras entre 2011 e 2012. No CAP (cimento asfáltico), a alta foi de 9,2%. No ADP (asfalto diluído), de 1,1%. A sazonalidade é bem marcada no setor de asfaltos, em função da época chuvosa (dezembro a abril) e das dificuldades para a aplicação do asfalto decorrentes das chuvas. (ANP, 2014).

Em 2012, a geração elétrica a partir de não renováveis representou 16,7% do total nacional, contra 11,9% em 2011. devido às condições hidrológicas desfavoráveis e ao aumento da geração térmica. (BEN, 2013) Nas indústrias houve queda de 8,7% no consumo de óleo combustível. O Gráfico 3.5 apresenta as vendas mensais de óleo combustível.

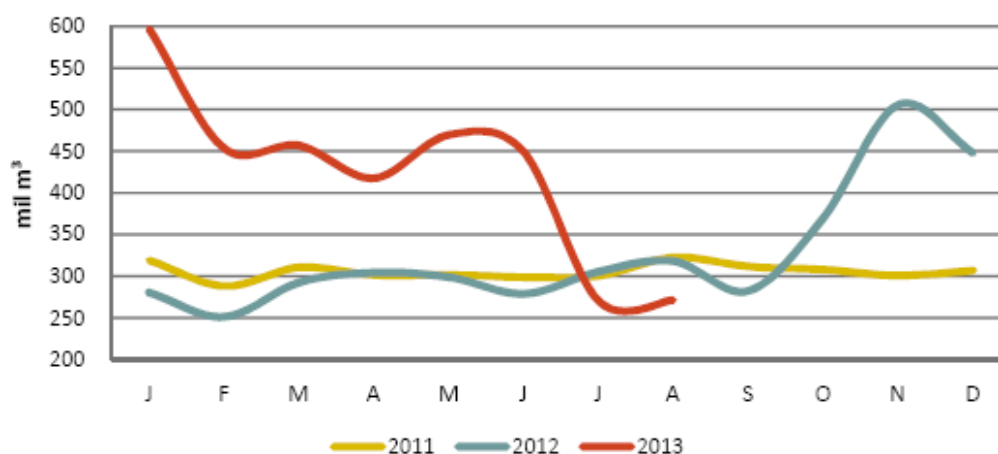


Gráfico 3.5: Vendas de óleo combustível. Fonte: ANP (2013b)

O óleo combustível registrou crescimento de vendas de 17% devido aos despachos das térmicas do Sistema Interligado Nacional. Essa demanda extra compensou a redução do consumo de óleo combustível devido à sua substituição por gás natural na indústria nacional (Petrobras, 2014).

De acordo com a análise do Gráfico 3.6, a partir de 1996 houve um descolamento entre a produção e o consumo de óleo combustível no Brasil. Se por um lado houve forte queda no consumo devido a substituição pelo uso de gás natural, por outro lado ocorreu aumento na produção gerando excedente de produto que foi destinado para exportação.

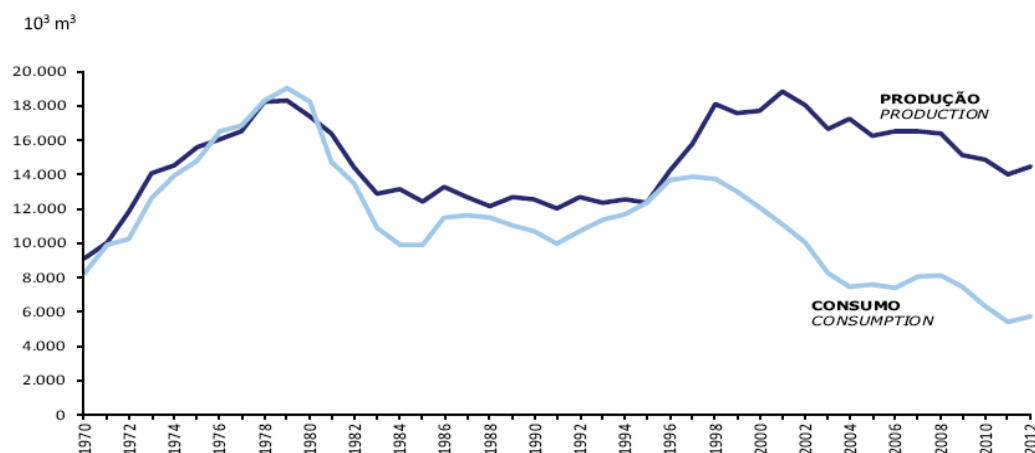


Gráfico 3.6: Vendas de óleo combustível. Fonte: BEN (2013)

As importações brasileiras de derivados tiveram forte alta nos últimos anos para atender à crescente demanda, após anos sem a construção de novas refinarias. O consumo de combustíveis tem aumentado acima da taxa de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB), o que contribui para o desequilíbrio da balança comercial brasileira e impacta negativamente no desempenho da Petrobras. Além disso, a defasagem de preços, principalmente do diesel e gasolina, no Brasil e no exterior agravam essa situação. Diante desse cenário, a Petrobras traçou metas desafiadoras para mitigar esse problema, que dentre outras, envolve a maximização da utilização dos ativos instalados.

Conforme resultados financeiros e operacionais da Petrobras (Petrobras, 2014), referentes ao 1º semestre de 2013, a produção de derivados no país aumentou 8%, resultante de melhor desempenho operacional das refinarias, possibilitando atender ao crescimento da demanda interna de 6%, com redução de 19% na importação de derivados.

A utilização da capacidade nominal instalada em 2011 fechou em 92%, mostrando que havia uma oportunidade para melhoria da eficiência operacional das refinarias. Para se ter uma ideia desse “espaço” em 2011 foram processados 1.862 mbb/d (mil barris de petróleo por dia), enquanto em 2013 esse número saltou para 2.092 mbb/d. Esse acréscimo de 230 mbb/d, cerca de 12%, representa exatamente a capacidade da RNEST que tem previsão de partir o 1º trem em novembro de 2014. (Petrobras, 2014)

Também no mês de março de 2014, a Petrobras atingiu novo recorde mensal de processamento de petróleo nas suas refinarias. A carga média processada foi de 2.151 mil barris de petróleo por dia, representando um volume de 12 mil barris, superior ao recorde mensal anterior de 2.139 mil obtido em julho de 2013 (Exame, 2014).

Conforme Exame (2014), ainda em março de 2014, a Petrobras atingiu em suas refinarias recorde na produção de diesel e gasolina com baixo teor de enxofre. Foram produzidos 4 milhões de barris de diesel S-10 (concentração de 10 partes por milhão (ppm) de enxofre), 20 milhões de barris de diesel S-500 (500 ppm de enxofre) e 14,8 milhões de barris de gasolina S-50 (50 ppm de enxofre). Esses resultados decorrem do aumento da eficiência operacional das unidades de refino e da maior utilização dos ativos logísticos, possibilitando assim a redução das importações de derivados, um reflexo da gestão integrada do sistema de abastecimento.

3.4 Planejamento da cadeia de suprimentos da indústria petrolífera

Conforme Andrade (2012) o planejamento da cadeia de suprimentos abrange questões que permeiam tanto o nível estratégico quanto o nível tático.

Dessa forma, são tratadas, primeiramente, as questões estratégicas relativas à cadeia de suprimentos, ou seja, o projeto de rede. Este visa determinar a localização, a função e a capacidade de cada elemento dela. No caso do downstream da indústria petrolífera, isso significa decidir onde localizar e quais as capacidades de movimentação e de armazenagem das bases de distribuição e dos terminais. Os modais de ligação destes elos até os pontos de consumo, principalmente dutoviário e ferroviário, também devem ser estudados para que haja capacidade suficiente de escoamento dos produtos.

Posteriormente, no âmbito tático do planejamento, deverão ser tomadas decisões que minimizem os custos desta cadeia tal como ela foi projetada. Desse modo, surge a questão de alocação de fluxos, ou seja, qual refinaria deve atender a que ponto de consumo, através de que modais e passando por que elos

intermediários. Da mesma forma, deve-se avaliar a necessidade de importar e a oportunidade de exportar derivados.

Diante do cenário apresentado no item 3.3, o presente trabalho irá responder a seguinte questão: “Como manter o máximo fator operacional na refinaria durante o período de baixa demanda de asfaltos?”

Para responder esse questionamento será desenvolvido um modelo de Programação Linear Inteira-Mista (PLIM), buscando avaliar sua aplicabilidade na indústria de petróleo para o subsistema em análise (suprimento de petróleo, refino e comercialização). Para tal, serão avaliadas as soluções ótimas indicadas pelo modelo, de forma a validar sua aderência e obter insights relevantes quanto ao planejamento de intervenções no sistema.

O modelo proposto irá avaliar decisões no nível tático, propondo soluções ótimas elenco mais caro (escolha de petróleos com maior rendimentos de derivados mais rentáveis), ressarcimento de frete, investimento em novas unidades, investimento em tancagem para manter o máximo fator operacional de uma refinaria da Petrobras, considerando a sazonalidade da demanda de asfaltos, permitindo maior produção de derivados médios (diesel, querosene de aviação e gasolina) de alto valor agregado.

Uma maior produção de derivados na refinaria em análise é essencial para reduzir os custos logísticos e atender melhor aos clientes em sua área de influência, reduzindo os riscos de desabastecimento do mercado. Por se localizar no interior do país, o aumento na oferta de derivados nessa refinaria é estratégico para Petrobras, evitando a importação de produtos e gastos com a transferência desses para o interior do Brasil.

4 Modelo PLIM para apoio na tomada de decisões na indústria petrolífera

4.1 Descrição do problema

O objetivo geral deste trabalho é propor um modelo baseado em otimização que seja capaz de auxiliar a tomada de decisões tais como a transferência de mercado de derivados, melhorias no rendimento de unidades, investimentos em novos ativos e investimento em novos mercados, permitindo manter o máximo fator operacional na refinaria durante o período de baixa demanda de asfaltos, conforme esquema apresentado na Figura 4.1.

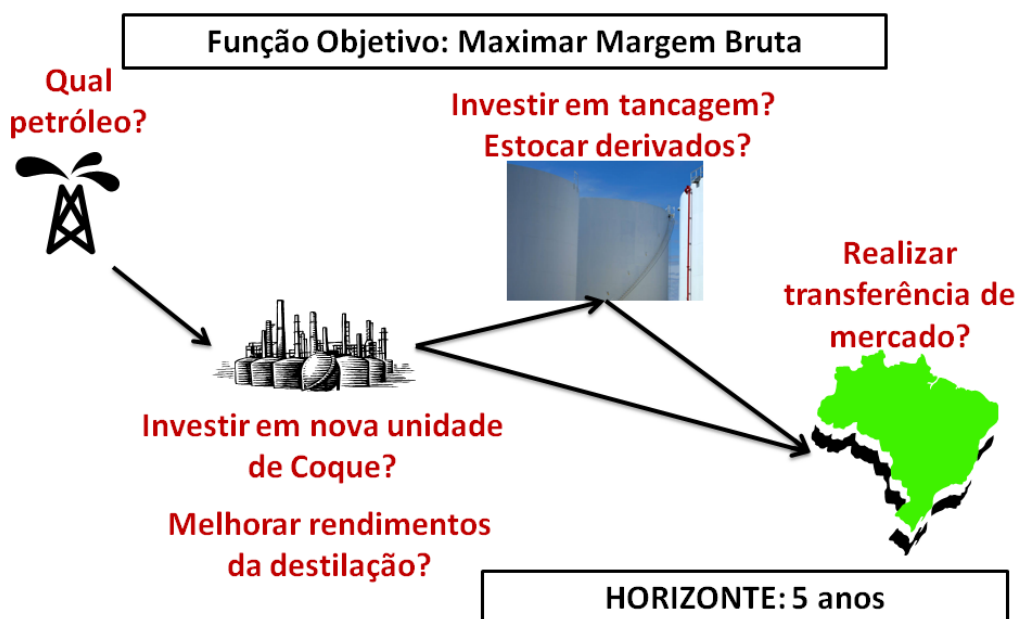


Figura 4.1: Esquema do modelo proposto. Fonte Autor

As variáveis de decisão consideradas no modelo representam decisões usualmente utilizadas na indústria do refino de petróleo. Na maioria das vezes as decisões são tomadas analisando somente uma variável, por exemplo, só é avaliado o EVTE (estudo de viabilidade técnica e econômica) de um investimento na construção uma nova unidade de conversão e comparado com uma taxa

mínima de atratividade. Porém não ocorre a comparação entre projetos e nem a avaliação do melhor momento de programar a mudança. O modelo proposto visa preencher essa lacuna analisando ao mesmo tempo várias opções de melhorias tanto no nível tático como estratégico.

Atualmente na Petrobras são utilizados sistemas distintos para a otimização operacional (PIMS - *Plant Information Management Systems*), tática (Planab – Planejamento do Abastecimento) e estratégica (Planinv – Planejamento de Investimentos). O modelo tem sua abrangência limitada ao sistema de apenas uma refinaria de petróleo e apenas no nível tático da tomada de decisão.

4.2 Descrição do modelo original PNLIM

A função objetivo (FO) do modelo Programação Não Linear Inteira Mista (PNLIM) proposto representa a margem de lucro bruta acrescida de uma penalidade em relação às importações de derivados. A margem bruta de refino é a diferença entre a receita obtida com a venda dos derivados e o custo do petróleo processado em uma refinaria. Além disso, na parcela de custos foram adicionados os custos relativos às opções avaliadas pelo modelo de investimento em nova unidade de conversão, aumento do espaço de armazenagem, aumento do mercado consumidor com a transferência de mercado e a melhoria do rendimento na unidade de destilação. De forma a reduzir as importações de derivados foi introduzida no modelo uma penalidade na função objetivo em caso da produção de um determinado produto seja menor que o mercado a ser atendido.

No modelo proposto foram consideradas opções de investimento em novos tanques para armazenar produtos e investimento de transferência de produto para outros locais. No primeiro caso, foi concedido ao modelo a decisão de aumentar a capacidade de estocagem de produtos, com um custo de construção de novos tanques, e o benefício de flexibilizar os estoques. Nos cenários de paradas programadas ou por conta da sazonalidade do mercado pode ser interessante utilizar essa opção. No segundo caso, a transferência de produto para outras regiões, com o custo de frete, aumenta o mercado disponível para atendimento.

A transferência de mercados é utilizada para equilibrar as distorções entre demanda e produção em diversos pontos. Esse deslocamento de derivados visando atender áreas onde a demanda é maior que a produção pode ser realizada por caminhão, por trem, por cabotagem ou por integração entre esses modais.

Na modelagem foi considerada a opção de realização de um descoqueamento anual em uma das unidades de destilação. Ao longo da campanha das unidades, ocorre uma deposição de um produto de elevado teor de carbono na parede dos tubos dos fornos, denominado coque. Esse fenômeno é conhecido como coqueamento e proporciona uma menor eficiência no processo de destilação do petróleo. Desse modo, há uma degradação de correntes de alto valor para corrente de baixo valor agregado, resultando em uma redução da margem bruta. O objetivo do descoqueamento dos fornos é limpar esses depósitos de coque retornando a unidade para sua condição ótima de operação.

Foi inserida na modelagem a consideração da alternativa de investimento em uma nova unidade de coqueamento retardado. A construção dessa nova unidade, que é responsável pelo processamento de matéria-prima pesada, convertendo-a em produtos nobres, como o diesel e nafta, além de produzir o coque, proporcionaria maior flexibilidade de refino, reduzindo o impacto da sazonalidade do mercado de asfaltos e aumentando a margem bruta da refinaria.

O modelo considera uma correção do custo de investimento pela relação entre o valor atual dos benefícios dentro do horizonte e o valor atual dos benefícios durante sua vida útil. Essa correção foi utilizada no custo de tancagem e no custo de construção de nova unidade de coqueamento retardado. Sem adição dessa correção, de acordo com o horizonte considerado que é bem menor que a vida útil do investimento, dificilmente haveria atratividade nesse investimento de elevado custo.

O valor atual do custo de investimento CI_E no ano base B à taxa de juros i do recurso de vida útil VU que é implantado no ano E num modelo de horizonte H , para um retorno fixo, tem a seguinte expressão, conforme equação 4.1:

$$CI_E = \frac{1}{(1+i)^{E-B}} \cdot \frac{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^{H-E+1}}{1 - \left(\frac{1}{1+i}\right)^{VU+1}} \cdot \sum_{j=1}^F \frac{D_j}{(1+i)^j} \quad (4.1)$$

O modelo proposto foi avaliado para um horizonte de 62 períodos ou meses, alinhando o período de tomada de decisão ao plano de negócios da companhia, o qual tem como base 5 anos de duração. Para simplificar os cálculos, todos os períodos possuem 30 dias.

As paradas programadas das unidades de processo foram inseridas de forma a avaliar os impactos e as soluções encontradas para maximizar a margem bruta. De forma a simplificar o modelo foram consideradas somente as paradas programadas das unidades de Destilação e de Coqueamento Retardado.

Em função de simplificação não foi considerada a produção e a comercialização de GLP e foi adotado somente um tipo de diesel.

ÍNDICES, PARÂMETROS E VARIÁVEIS

As Tabelas 4.1, 4.2 e 4.3 apresentam os índices, variáveis e parâmetros, respectivamente, utilizados no modelo. De forma a facilitar o entendimento do leitor foi padronizado o uso de letra minúscula para variável e letra maiúscula para parâmetro.

Índice	Descrição
d	Derivados
l	Claros
p	Petróleos
t, t1	Mês

Tabela 4.1 – Índices do modelo. Fonte autor

Variável	Descrição	Unidade	Domínio
ac_t	Auxiliar da decisão de investir em nova unidade de Coque	m^3	$R+$
$ad_{p,t}$	Auxiliar da decisão de investir em descoqueamento	m^3	$R+$
$am_{d,t}$	Auxiliar da decisão de transferir mercado	m^3	$R+$
$at_{d,t}$	Auxiliar da decisão de investir em tancagem	m^3	$R+$
$es_{d,t}$	Estoque do derivado d no período t	m^3	$R+$
ic_t	Decisão de investir em nova unidade de Coqueamento Retardado	sem unidade	$\{0, 1\}$
id	Decisão em descoquear os fornos	sem unidade	$\{0, 1\}$
$im_{d,t}$	Decisão de atender novos mercados do produto d no período t	sem unidade	$\{0, 1\}$
$it_{d,t}$	Decisão de investir em tancagem do produto d no período t	sem unidade	$\{0, 1\}$
mb	Função objetivo	\$	R
ng_t	Adição de nafta na gasolina no período t	m^3	$R+$
pd_t	Produção de diesel no período t	m^3	$R+$
$pe_{d,t}$	Produção do derivado escuro d no período t	m^3	$R+$
pg_t	Produção de gasolina no período t	m^3	$R+$
pn_t	Produção de nafta no período t	m^3	$R+$
pq_t	Produção de QAV no período t	m^3	$R+$
$qp_{p,t}$	Quantidade de petróleo p no período t	m^3	$R+$
$tv_{d,t}$	Volume de mercado a ser transferido do produto d no período t	m^3	$R+$
$vd_{d,t}$	Volume de venda do derivado escuro d no período t	m^3	$R+$

Tabela 4.2 – Variáveis do modelo. Fonte autor

Parâmetro	Descrição	Unidade
CB	Limite mínimo de petróleo Cabiúnas	m ³
CC	Carga máxima na unidade de Coqueamento	m ³
CC _t	Custo de investir em nova unidade de Coqueamento no período t	\$
CD	Custo de descoquear os fornos	\$
CM	Carga máxima de petróleo	m ³
CN	Carga da nova unidade de Coqueamento Retardado	m ³
CO _p	Custo do petróleo p	\$/m ³
CT _{d,t}	Custo de investir em tancagem do derivado d no período t	\$
DB	Percentual de diesel no Bunker	%
DC	Rendimento de diesel na unidade de Coqueamento Retardado	%
DD _t	Degradação após descoqueamento	%
DG _t	Degradação de rendimento em função de t	%
DO	Percentual de diesel no OCA1	%
EM _d	Estoque mínimo do derivado d	m ³
FA	Custo frete de asfalto	\$/m ³
FO	Custo frete de óleo combustível/bunker	\$/m ³
GD _p	Rendimento GOPDD no petróleo p	%
GK	Rendimento de GOPK	%
L1	Limite de petróleo Marlim na carga	%
L2	Limite de petróleo Marlim2 na carga	%
LA	Limite de petróleo Agbami na carga	%
LC	Limite de petróleo Camarupim na carga	%
LE	Limite máximo de produção de derivados escuros	m ³
LG	Limite de petróleo Golfinho na carga	m ³
LL	Limite de petróleos leves na carga	%
LQ	Máxima venda de QAV-1	m ³
LT	Limite de petróleo Tiro na carga	%
MA _{d,t}	Mercado do derivado d no período t	m ³
MC _{l,t}	Mercado do derivado claro l no período t	m ³
NC	Rendimento de NLC	%
NK	Rendimento de NLK	%
NL _p	Rendimento de NL no petróleo p	%
NT _d	Custo nominal de tancagem	\$
NU	Custo nominal da nova unidade de Coqueamento	\$
PC _t	Restrição de carga no coque devido parada programada	m ³
PN	Percentual máximo de nafta na gasolina	%
RB	Percentual de RV no Bunker	%
RC _{l,p}	Rendimento do derivado claro l no petróleo p	%
RD _t	Restrição de carga na destilação devido parada programada	m ³
RN _t	Restrição de carga na destilação devido parada programada e descoqueamentos	m ³
RO	Percentual de RV no OCA1	%
RV _p	Rendimento de RV no petróleo p	%

TA	Taxa de atratividade	%
TA _d	Estoque máximo do derivado d	m ³
TI _d	Mínima transferência de mercado do derivado d	m ³
TN _d	Estoque máximo do derivado d após investimento	m ³
TS _d	Máxima transferência de mercado do derivado d	m ³
VC _l	Valor de venda dos derivados claros l	\$/m ³
VE _d	Valor de venda dos derivados escuros d	\$/m ³
VN	Valor de venda de nafta	\$/m ³

Tabela 4.3 – Parâmetros do modelo. Fonte autor

FUNÇÃO OBJETIVO E RESTRIÇÕES

$$\text{Maximizar MARGEMBRUTA} = \sum_t \text{RECEITAS} - \sum_t \text{CUSTOS} - \sum_t \text{IMPORTACAO}$$

Maximizar

$$+ \sum_{d,t} VE_d vd_{d,t} \quad (4.2) \text{ Receita na venda de derivados escuros}$$

$$+ \sum_t (VC_{gasolina} pg_t + VC_{qav} pq_t + VC_{diesel} pd_t + VN pn_t) \quad (4.3) \text{ Receita na venda de derivados claros}$$

$$- \sum_{p,t} CO_p qp_{p,t} \quad (4.4) \text{ Custo de petróleo}$$

$$- \sum_{d,t} CT_{d,t} it_{d,t} \quad (4.5) \text{ Custo do investimento em tancagem}$$

$$- \left(\sum_t tv_{oca1,t} + tv_{bunker,t} \right) im_{d,t} FO \quad (4.6) \text{ Custo de transferir mercado}$$

$$- \left(\sum_t tv_{asfalto,t} \right) im_{d,t} FA$$

$$- \left(\sum_{d,t} VE_d es_{d,t} \right) \times TA \quad (4.7) \text{ Custo de estoque}$$

$$- id \times CD \quad (4.8) \text{ Custo de realizar descoqueamento}$$

$$- \sum_t CC_t ic_t \quad (4.9) \text{ Custo do investimento em novo coque}$$

$$- \left(\sum_t MC_{qav,t} - pq_t \right) \times VC_{qav} \quad (4.10) \text{ Custo de importação de derivados}$$

$$- \left(\sum_t MC_{diesel,t} - pd_t \right) \times VC_{diesel}$$

$$- \left(\sum_t MC_{gasolina,t} - pg_t \right) \times VC_{gasolina}$$

$$- \left(\sum_t MA_{asfalto,t} - pe_{asfalto,t} \right) \times VE_{asfalto}$$

Sujeito a:

$$pe_{d,t} + es_{d,t-1} = es_{d,t} + vd_{d,t} \quad \forall d, t \quad (4.11)$$

A equação (4.11) garante o balanço dos derivados escuros d . A produção no período t somada ao estoque no período $t-1$, tem que ser igual a soma do estoque e da venda no período t .

$$pe_{d,t} \leq LE \quad \forall d, t \quad (4.12)$$

A inequação (4.12) garante que a produção de derivados escuros d seja no máximo igual ao limite superior LE .

$$vd_{d,t} \leq MA_{d,t}(1 - im_{d,t}) + (MA_{d,t} + tv_{d,t})im_{d,t} \quad \forall d, t \quad (4.13)$$

A inequação (4.13) é responsável por limitar a venda de derivados escuros, considerando a variável de decisão de investimento em novos mercados, $im_{d,t}$. A venda máxima será igual ao mercado atual MA ou, em caso de transferência de mercado $tv_{d,t}$, será igual a soma entre o mercado atual e o mercado adicional.

$$es_{d,t} \geq EM_d \quad \forall d, t \quad (4.14)$$

A inequação (4.14) restringe o estoque de derivados escuros $es_{d,t}$ a um valor mínimo EM_d para que sempre haja produto para venda aos clientes.

$$at_{d,t} = \sum_{t1=1}^t it_{d,t1} \quad \forall d, t | t1 \quad (4.15)$$

$$\sum_t it_{d,t} \leq 1 \quad \forall d, t \quad (4.16)$$

$$es_{d,t} \leq TA_d(1 - at_{d,t}) + TN_d at_{d,t} \quad \forall d, t \quad (4.17)$$

A equação (4.15) e as inequações (4.16) e (4.17) representam a avaliação de investimento em novos tanques para aumentar a capacidade de armazenamento de derivados escuros d . A variável de decisão auxiliar $at_{d,t}$ garante que somente haverá a escolha em investir na construção de nova tancagem uma única vez, equação (4.15) e inequação (4.16). A inequação (4.17) determina se o estoque máximo será limitado pela tancagem atual TA_d ou se pela tancagem nova TN_d , considerando a escolha do investimento.

$$pq_t \leq LQ \quad \forall t \quad (4.18)$$

A inequação (4.18) limita a produção de QAV em um máximo LQ, devido a limitações do sistema de venda.

$$pn_t = \sum_p qp_{p,t} NL_p + \quad \forall p, t \quad (4.19)$$

$$(CC + PC_t + ac_t CN)(NK) - ng_t$$

A equação (4.19) representa a produção total de nafta.

$$ng_t \leq PNpg_t \quad \forall t \quad (4.20)$$

$$pg_t = \sum_p qp_{p,t} NL_p + \quad \forall p, t \quad (4.21)$$

$$(CC + PC_t + ac_t CN)(NK + GK.NC)$$

$$+ (1 - id) \left(\sum_p qp_{p,t} GD_p - DG_t \right) NC$$

$$+ \left(\sum_p qp_{p,t} GD_p - DD_t \right) NC.id$$

A inequação (4.20) e a equação (4.21) expressam as regras para produção de gasolina. A inequação (4.20) especifica o limite máximo de adição de nafta na mistura da gasolina. A equação (4.21) define todas as correntes que formarão a

produção de gasolina, principalmente componentes proveniente da unidade de craqueamento catalítico. Em caso da escolha de realização do descoqueamento anual dos fornos da destilação haverá uma menor degradação, proporcionando mais gásóleo pesado como carga das unidades de FCC e conseqüentemente maior produção de gasolina.

$$pd_t = \sum_p qp_{p,t} RC_{diesel,p} + \sum_p qp_{p,t} RC_{qav,p} \quad \forall p, t \quad (4.22)$$

$$-pq_t - DBpe_{bunker,t} - DOpe_{OCA1,t}$$

$$+ ac_t CNxDC$$

A equação (4.22) expressa a produção de diesel considerando o excedente da produção de QAV que é transformado em diesel e a necessidade de degradação de correntes para uso como diluente na produção de OCA1 e Bunker. Além disso, é considerada a produção adicional proveniente de uma nova unidade de Coqueamento.

$$pe_{asfalto,t} + ROpe_{OCA1,t} + RBpe_{bunker,t} = \quad \forall p, t \quad (4.23)$$

$$(DG_t + \sum_p qp_{p,t} RV_p)(1 - id)$$

$$+ (DD_t + \sum_p qp_{p,t} RV_p)id$$

$$-CC + PC_t - ac_t CN$$

A equação (4.23) garante o balanço de RV. Todo resíduo de vácuo produzido pela unidade de destilação, descontado o volume que destinado a unidade de coqueamento, é convertido em derivados escuros, asfalto, OCA1 e Bunker.

$$qp_{tiro,t} \leq \sum_p qp_{p,t} LT \quad \forall p, t \quad (4.24)$$

$$q_{p_{\text{camarupim},t}} \leq \sum_p q_{p,t} LC \quad \forall p, t \quad (4.25)$$

$$q_{p_{\text{agbami},t}} \leq \sum_p q_{p,t} LA \quad \forall p, t \quad (4.26)$$

$$q_{p_{\text{golfinho},t}} \leq LG \quad \forall t \quad (4.27)$$

$$q_{p_{\text{marlim},t}} \leq \sum_p q_{p,t} L1 \quad \forall p, t \quad (4.28)$$

$$q_{p_{\text{marlim2},t}} \leq \sum_p q_{p,t} L2 \quad \forall p, t \quad (4.29)$$

$$q_{p_{\text{cabiúnas},t}} \geq CB \quad \forall t \quad (4.30)$$

$$q_{p_{\text{tiro},t}} + q_{p_{\text{camarupim},t}} + q_{p_{\text{agbami},t}} \leq \sum_p q_{p,t} LL \quad \forall p, t \quad (4.31)$$

As inequações (4.24), (4.25), (4.26), (4.27), (4.28), (4.29) e (4.30) representam as limitações de processamento de diversos petróleos, cada um com sua regra. As inequações (4.24), (4.25), (4.26) representam um limite percentual máximo dos petróleos Tiro, Camarupim e Agbami que apresentam características de petróleos leves. A inequação (4.31) representa o limite da soma de petróleos leves, onde a presença de um diminui o potencial de processamento do outro. A inequação (4.27) representa o limite máximo de uma batelada do petróleo Golfinho que está relacionada ao volume do navio que transporta esse petróleo. A inequação (4.30) representa uma obrigatoriedade de processar um mínimo de petróleo Cabiúnas, pois há uma interligação através de dutos entre a produção desse petróleo e a refinaria em análise.

$$\sum_p q_{p,t} \leq CM - RD_t(1 - id) - RN_t id \quad \forall p, t \quad (4.32)$$

A inequação (4.32) determina a máxima carga de petróleo que será processada na Destilação, tendo em vista as restrições de Destilação, RD_t ou RN_t ,

que são as representações das paradas programadas e/ou das paradas para descoqueamento dos fornos.

$$tv_{d,t} \geq im_{d,t} TI_d \quad \forall d, t \quad (4.33)$$

$$tv_{d,t} \leq im_{d,t} TS_d \quad \forall d, t \quad (4.34)$$

As inequações (4.33) e (4.34) representam os limites inferiores e superiores das transferências de mercado de derivados escuros d , respectivamente.

$$ac_t = \sum_{t1=1}^t ic_{t1} \quad \forall t|t1 \quad (4.35)$$

Na equação (4.35) a variável de decisão auxiliar ac_t garante que somente haverá a escolha em investir na construção de nova unidade de coque uma única vez.

Para a resolução do modelo elaborado neste trabalho, foi utilizado o software comercial AIMMS (Advanced Integrated Multidimensional Modeling Software) em sua versão 3.13, da Paragon Decision Technology. A opção por esta ferramenta ocorreu devido à facilidade de modelagem e à interface amigável com o usuário, além da disponibilidade junto à Petrobras.

O problema foi modelado inicialmente como sendo de programação não linear inteiro misto (PNLIM) que, no entanto, não foi possível de ser resolvido utilizando-se o *solver* BARON 11 (Branch-And-Reduce Optimization Navigator), um *solver* de otimização global. Problemas puramente contínuos, puramente inteiros, inteiros mistos e não lineares podem ser resolvidos por este *solver*, que é considerado na literatura no estado da arte em otimização global (AIMMS, 2014). Por conta da dificuldade do problema tratado, o *solver* BARON não foi capaz de encontrar uma solução em um tempo computacional aceitável.

Diante dessa dificuldade foi realizada a linearização do modelo, uma vez que a estrutura do problema permite que seja proposta uma linearização exata para o mesmo.

4.3 Linearização do modelo

O método de linearização de produto de variáveis utilizado permite substituir termos não-lineares por restrições lineares e variáveis auxiliares. Tal técnica pode ser aplicada nas seguintes situações: produto entre duas variáveis binárias e produto entre uma variável contínua e uma variável binária.

Nesse trabalho será realizada a eliminação do produto entre uma variável contínua e uma variável binária conforme Bisschop (2012). Sejam x_1 uma variável binária e x_2 uma variável contínua definida entre $0 \leq x_2 \leq U$, tais que as mesmas são multiplicadas em um modelo de otimização. O parâmetro U é um limite superior válido para x_2 que pode ser extraído do próprio problema. Neste caso, há possibilidade de substituir tal produto por uma linearização exata:

- Primeiro cria-se a variável y , a qual substituirá todas as ocorrências de x_1x_2 no modelo.
- Depois, adicionam-se ao modelo as restrições (4.36), (4.37), (4.38) e (4.39):

$$y \leq Ux_1 \quad (4.36)$$

$$y \leq x_2 \quad (4.37)$$

$$y \geq x_2 - U(1-x_1) \quad (4.38)$$

$$y \geq 0 \quad (4.39)$$

A validade dessas restrições pode ser verificada analisando a Tabela 4.4 onde todas as situações estão listadas.

x1	x2	x1x2	Restrições	Implica
0	w: $0 \leq w \leq U$	0	$y \leq 0$ $y \leq w$ $y \geq w - U$ $y \geq 0$	$y = 0$
1	w: $0 \leq w \leq U$	w	$y \leq U$ $y \leq w$ $y \geq w$ $y \geq 0$	$y = w$

Tabela 4.4 – Todos os possíveis produtos $y = x_1x_2$. Fonte Bisschop (2012).

4.4 Modelo PLIM

Utilizando a técnica apresentada no item 4.3 foi realizada a linearização do modelo, o qual era um modelo PNLIM e foi transformado em um modelo PLIM. Para tal, as inequações (4.40), (4.41), (4.42), (4.43), (4.44) e (4.45) foram adicionadas ao modelo, assim como as variáveis $ad_{p,t}$ e $am_{d,t}$.

$$ad_{p,t} \leq CMid \quad \forall p, t \quad (4.40)$$

$$ad_{p,t} \leq qp_{p,t} \quad \forall p, t \quad (4.41)$$

$$ad_{p,t} \geq qp_{p,t} - CM(1 - id) \quad \forall p, t \quad (4.42)$$

As inequações (4.40), (4.41) e (4.42) representam a avaliação de investimento em um descoqueamento anual nos fornos da unidade de destilação. A variável de decisão auxiliar $ad_{p,t}$ foi utilizada para linearizar o modelo com a eliminação de produto de variáveis (produto entre uma variável contínua e uma variável binária).

$$am_{d,t} \leq tv_{d,t} \quad \forall d, t \quad (4.43)$$

$$am_{d,t} \leq im_{d,t}TS_d \quad \forall p, t \quad (4.44)$$

$$am_{d,t} \geq tv_{d,t} - TS_d(1 - im_{d,t}) \quad \forall p, t \quad (4.45)$$

As inequações (4.43), (4.44) e (4.45) representam a avaliação de transferência variável de mercado de escuros, e são necessárias para linearização do modelo.

Além da adição dessas inequações foi necessário modificar as equações (4.6), (4.21) e (4.23) e inequação (4.13). Assim foram criadas as equações (4.6a), (4.21a) e (4.23a), além da inequação (4.13a).

Com isso, a nova formulação do modelo é dada por:

Maximizar

$$\begin{aligned}
 & + \sum_{d,t} VE_d vd_{d,t} && (4.2) \text{ Receita na venda de derivados escuros} \\
 & + \sum_t (VC_{gasolina} pg_t + VC_{qav} pq_t + VC_{diesel} pd_t + VNpn_t) && (4.3) \text{ Receita na venda de derivados claros} \\
 & - \sum_{p,t} CO_p qp_{p,t} && (4.4) \text{ Custo de petróleo} \\
 & - \sum_{d,t} CT_{d,t} it_{d,t} && (4.5) \text{ Custo do investimento em tancagem} \\
 & - \left(\sum_t am_{oca1,t} + am_{bunker,t} \right) \times FO && (4.6a) \text{ Custo de transferir mercado} \\
 & - \left(\sum_t am_{asfalto,t} \right) \times FA \\
 & - \left(\sum_{d,t} VE_d es_{d,t} \right) \times TA && (4.7) \text{ Custo de estoque} \\
 & - id \times CD && (4.8) \text{ Custo de realizar descoqueamento} \\
 & - \sum_t CC_t ic_t && (4.9) \text{ Custo do investimento em novo Coque} \\
 & - \left(\sum_t MC_{qav,t} - pq_t \right) \times VC_{qav} && (4.10) \text{ Custo de importação de derivados} \\
 & - \left(\sum_t MC_{diesel,t} - pd_t \right) \times VC_{diesel} \\
 & - \left(\sum_t MC_{gasolina,t} - pg_t \right) \times VC_{gasolina} \\
 & - \left(\sum_t MA_{asfalto,t} - pe_{asfalto,t} \right) \times VE_{asfalto}
 \end{aligned}$$

Sujeito a:

$$pe_{d,t} + es_{d,t-1} = es_{d,t} + vd_{d,t} \quad \forall d, t \quad (4.11)$$

$$pe_{d,t} \leq LE \quad \forall d, t \quad (4.12)$$

$$vd_{d,t} \leq MA_{d,t}(1 - im_{d,t}) + MA_{d,t}im_{d,t} + tv_{d,t} \quad \forall d, t \quad (4.13a)$$

$$es_{d,t} \geq EM_d \quad \forall d, t \quad (4.14)$$

$$at_{d,t} = \sum_{t1}^t it_{d,t1} \quad \forall d, t1 \quad (4.15)$$

$$\sum_t it_{d,t} \leq 1 \quad \forall d, t \quad (4.16)$$

$$es_{d,t} \leq TA_d(1 - at_{d,t}) + TN_d at_{d,t} \quad \forall d, t \quad (4.17)$$

$$pq_t \leq LQ \quad \forall t \quad (4.18)$$

$$pn_t = \sum_p qp_{p,t} NL_p + \quad \forall p, t \quad (4.19)$$

$$(CC + PC_t + ac_t CN)(NK) - ng_t$$

$$ng_t \leq PNpg_t \quad \forall t \quad (4.20)$$

$$pg_t = \sum_p qp_{p,t} NL_p + \quad \forall p, t \quad (4.21a)$$

$$(CC + PC_t + ac_t CN)(NK + GK.NC)$$

$$+ \left(\sum_p qp_{p,t} GD_p - DG_t \right) NC$$

$$- \left(\sum_p ad_{p,t} GD_p - DG_t \right) NC$$

$$+ \left(\sum_p ad_{p,t} GD_p - DD_t \right) NC$$

$$pd_t = \sum_p qp_{p,t} RC_{diesel,p} + \sum_p qp_{p,t} RC_{qav,p} \quad \forall p, t \quad (4.22)$$

$$-pq_t - DBpe_{bunker,t} - DOpe_{OCA1,t} + ac_t CNxDC$$

$$pe_{asfalto,t} + ROpe_{OCA1,t} + RBpe_{bunker,t} = \quad \forall p, t \quad (4.23a)$$

$$\left(\sum_p qp_{p,t} RV_p + DG_t \right)$$

$$\begin{aligned}
& - \left(\sum_p ad_{p,t} RV_p + DG_t \right) + \left(\sum_p ad_{p,t} RV_p + DD_t \right) \\
& \quad - CC + PC_t - ac_t CN \\
& qp_{tiro,t} \leq \sum_p qp_{p,t} LT \quad \forall p, t \quad (4.24)
\end{aligned}$$

$$qp_{camarupim,t} \leq \sum_p qp_{p,t} LC \quad \forall p, t \quad (4.25)$$

$$qp_{agbami,t} \leq \sum_p qp_{p,t} LA \quad \forall p, t \quad (4.26)$$

$$qp_{golfinho,t} \leq LG \quad \forall t \quad (4.27)$$

$$qp_{marlim,t} \leq \sum_p qp_{p,t} L1 \quad \forall p, t \quad (4.28)$$

$$qp_{marlim2,t} \leq \sum_p qp_{p,t} L2 \quad \forall p, t \quad (4.29)$$

$$qp_{cabiúna,t} \geq CB \quad \forall t \quad (4.30)$$

$$\begin{aligned}
qp_{tiro,t} + qp_{camarupim,t} + qp_{agbami,t} & \quad \forall p, t \quad (4.31) \\
& \leq \sum_p qp_{p,t} LL
\end{aligned}$$

$$\sum_p qp_{p,t} \leq CM - RD_t(1 - id) - RN_t id \quad \forall p, t \quad (4.32)$$

$$tv_{d,t} \geq im_{d,t} TI_d \quad \forall d, t \quad (4.33)$$

$$tv_{d,t} \leq im_{d,t} TS_d \quad \forall d, t \quad (4.34)$$

$$ac_t = \sum_{t1}^t ic_{t1} \quad \forall t1 \quad (4.35)$$

$$ad_{p,t} \leq CMid \quad \forall p, t \quad (4.39)$$

$$ad_{p,t} \leq qp_{p,t} \quad \forall p, t \quad (4.40)$$

$$ad_{p,t} \geq qp_{p,t} - CM(1 - id) \quad \forall p, t \quad (4.41)$$

$$am_{d,t} \leq tv_{d,t} \quad \forall d, t \quad (4.42)$$

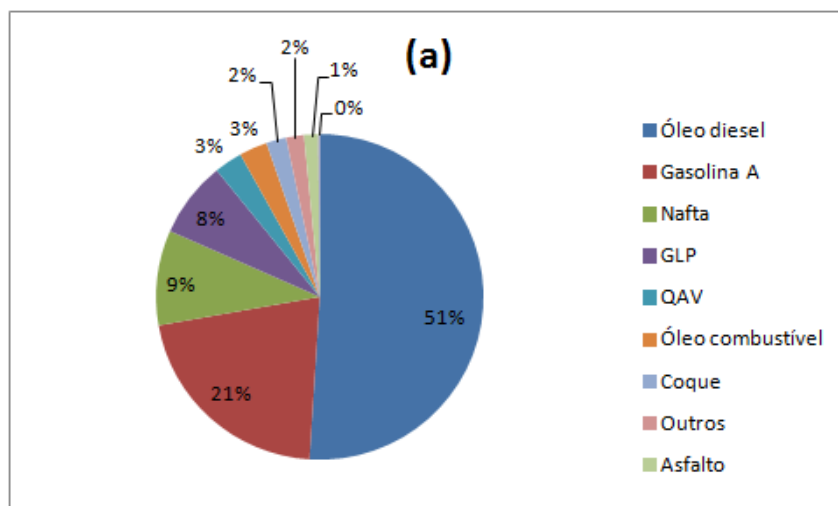
$$am_{d,t} \leq im_{d,t} TS_d \quad \forall p, t \quad (4.43)$$

$$am_{d,t} \geq tv_{d,t} - TS_d(1 - im_{d,t}) \quad \forall p, t \quad (4.44)$$

5 Estudo de Caso

5.1 Apresentação do contexto do Estudo de Caso

O modelo proposto foi aplicado para estudar a refinaria Gabriel Passos (REGAP), localizado em Betim (MG) com capacidade instalada de 26.000 m³/d. A Figura 5.1 apresenta três refinarias brasileiras (incluindo a REGAP) com capacidades instaladas próximas, mas com perfis de produção bem distintos. Conforme ANP (2012), as capacidades nominais dessas refinarias são: 32.000 m³/d para Refap (refinaria Alberto Pasqualini) e 28.300 m³/d para Rpbrc (refinaria Presidente Bernardes).



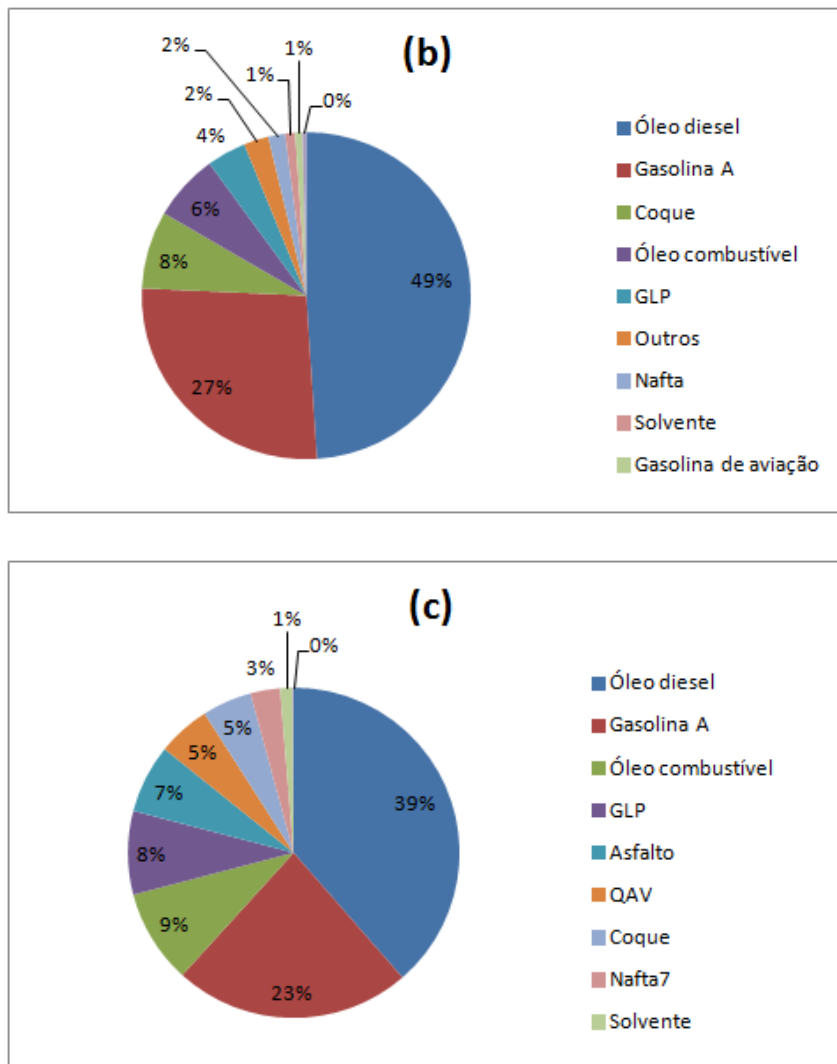


Figura 5.1 – Perfil de produção em 2011 nas refinarias: (a) Refap, (b) Rpbpc e (c) Regap. Fonte ANP (2012).

Nas três refinarias o óleo diesel e gasolina são os derivados de maior participação na produção, sendo esses produtos de grande valor agregado e de grande consumo no mercado interno. Produtos de baixo valor agregado como óleo combustível e asfalto são responsáveis por 3%, 6% e 16% da produção da Refap, Rpbpc e Regap, respectivamente.

Além dos efeitos queda da demanda por óleo combustível, a Regap está sujeita a forte sazonalidade do mercado de asfaltos, conforme apresentado na Figura 5.2. Os dados presentes na Figura 5.2 apresentam dois períodos distintos: vendas elevadas próximas de 70.000-80.000 m³/mês entre maio e outubro, período

seco e vendas baixas em torno de 30.000 m³/mês entre novembro e abril, período chuvoso. Esses períodos com comportamento de demanda completamente diferente são orientados pela sazonalidade pluviométrica, pois nos períodos chuvosos ocorre uma grande redução nas obras de construção, manutenção e reparos de vias e rodovias.

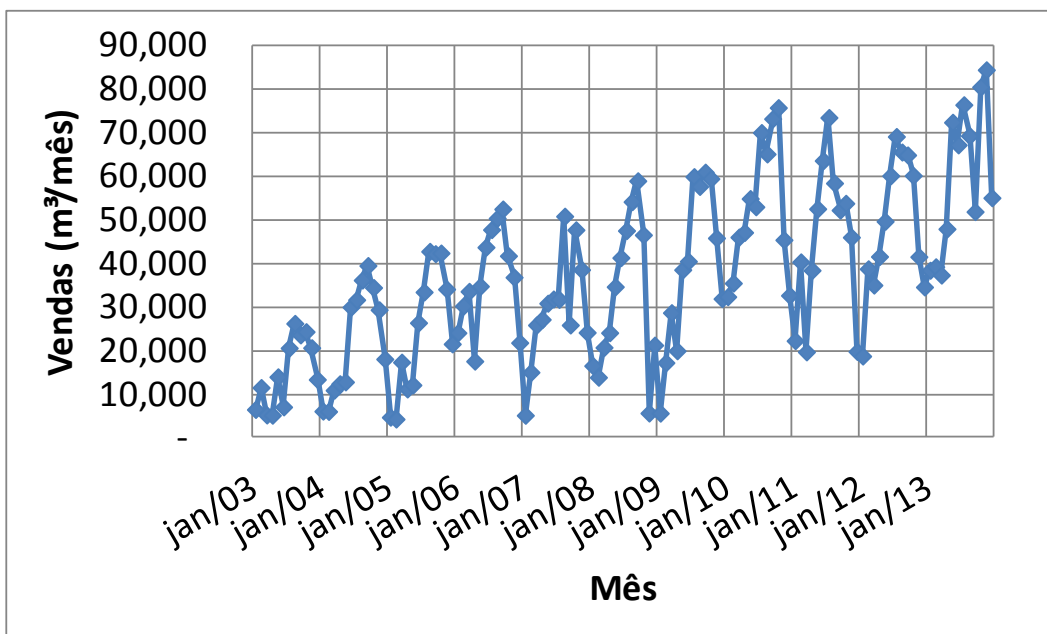


Figura 5.2 – Vendas mensais, na Regap, de asfaltos. Fonte ANP (2012).

Analisando as vendas do último trimestre de 2013 percebe-se que houve um aumento em relação aos anos anteriores. Esse fato foi consequência de uma política de deslocamento do mercado de asfalto de outras regiões para atendimento pela Regap.

A Regap é líder nacional na produção de asfalto, conforme Figura 5.3, possuindo infraestrutura voltada para produção e comercialização desse derivado.

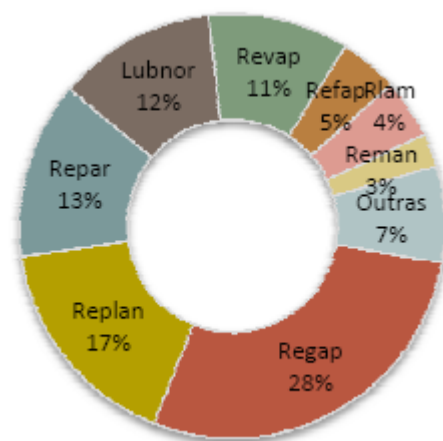


Figura 5.3: *Market Share* – Fornecedores de Asfaltos. Fonte ANP (2014)

Esses dois fatores associados, queda do mercado interno de óleo combustível e sazonalidade da demanda de asfaltos, implicam em redução dos indicadores de desempenho e na margem de refino da Regap devido à elevação dos estoques de escuros e, conseqüente, redução no processamento de petróleo.

A Regap está localizada numa área de 12.800.000 m² (sendo 2.305.515 m² de área construída) no município de Betim, na região metropolitana de Belo Horizonte e foi inaugurada em 30 de março de 1968. São três os modais utilizados pela refinaria, conforme Figura 5.4, para recebimento de petróleo e escoamento de seus derivados: rodoviário, ferroviário e dutoviário.

O petróleo é recebido através do oleoduto Orbel II (Oleoduto Rio-Belo Horizonte II) a partir de terminais terrestres. O escoamento de derivados claros tem a opção de ser realizado através do Orbel I (ANP, 2012). O Gasoduto Reduc-Regap, também conhecido como Gasbel I, viabiliza o transporte do gás natural proveniente da Bacia de Campos e processado na refinaria de Duque de Caxias (Reduc). Recentemente, em 2010, foi inaugurado o Gasbel II. Na Tabela 5.1 estão disponíveis informações sobre os dutos.

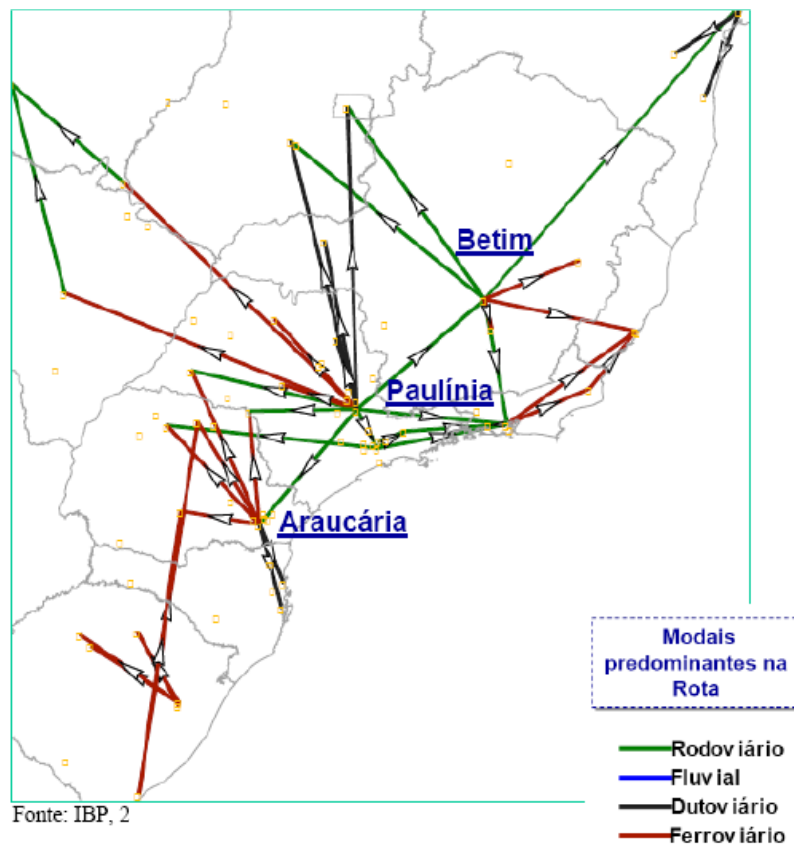


Figura 5.4 – Utilização dos modais nas regiões sul e sudeste Fonte Schaeffer e Szklo (2007).

Sigla	Produto	Diâmetro (polegadas)	Extensão (km)	Início de operação
Orbel I	claros	18	363,9	1969
Orbel II	petróleo	24	358,4	1980
Gasbel I	gás natural	16	357,0	1996
Gasbel II	gás natural	18	267,0	2010

Tabela 5.1 – Sistema de transporte por dutos na Regap. Fonte ANP (2012).

Os combustíveis produzidos na refinaria são bombeados para as diversas distribuidoras, a saber: Ipiranga, Cosan, Petrobras Distribuidora, entre outras. Nas distribuidoras, são carregados caminhões-tanques e vagões-tanques para o atendimento dos clientes localizados na área de influência. As duas principais ferrovias que atendem a região da Regap são a Ferrovia Centro Atlântica (FCA) e a Estrada de Ferro Vitória-Minas (EFVM).

Conforme Schaeffer e Szklo (2007), uma das opções para elevar o escoamento dos derivados em geral produzidos na Regap é aumentar o abastecimento da região centro-oeste. O transporte para esta região é feito pelo modal rodoviário, uma vez que não existem dutos saindo da Regap em direção a essa região do país.

Ainda conforme Schaeffer e Szklo (2007), deverão ocorrer modificações substanciais na infraestrutura de transportes no sudeste integradas ao sistema logístico existente. Assim, investimentos na infraestrutura que atende à Regap aparecem como alternativas ao corredor principal de escoamento de etanol que está sendo desenvolvido em São Paulo. Portanto, deverão ser estimulados os investimentos no estado de Minas Gerais, aumentando as opções de escoamento, não só de etanol, mas também de produtos derivados de petróleo, assim como de transporte de matérias-primas para a refinaria.

Juntamente com as alternativas apresentadas por Schaeffer e Szklo (2007), devem ser avaliadas, em trabalhos futuros, opções logísticas mais direcionadas ao escoamento dos produtos escuros. Dentre essas opções destacam:

- Adaptação de duto Orbel I, que atualmente é operado com produtos claros e apresenta baixo fator de utilização, para escoamento de óleo combustível para exportação.
- Adaptação do duto Gasbel I, que com o início de operação do Gasbel II teve seu fator de utilização reduzido, para escoamento de óleo combustível para exportação.
- Adaptação da plataforma de álcool, que atualmente não está sendo utilizada, para ampliar a capacidade de carregamento de caminhões-tanques com óleo combustível/asfaltos. Essa plataforma de carregamento estava sendo adaptada para recebimento de óleo vegetal para posterior processamento nas unidades de hidrotreatamento, processo conhecido com HBio.
- Avaliação da comercialização de um novo produto, o asfalto encapsulado, que tem vantagem de custo de movimentação já que é transportado em *bags* de 450 kg. Conforme Petrobras (2012), esse produto já é comercializado no Chile. Além disso, o produto pode ser armazenado quando o mercado de asfaltos está em baixa e utilizado durante o pico de demanda.

A comercialização de novos produtos como o CAP 30/45 (cimento asfáltico de petróleo) e o RARO (resíduo aromático) vem sendo realizada pela refinaria como tentativa de solucionar o problema de excesso de derivados escuros. Há esforços para elevar os mercados desses segmentos que ainda estão abaixo das necessidades da Regap.

5.2 Análise dos resultados do Estudo de Caso

A principal motivação do trabalho é a proposição um modelo que auxilia na tomada de decisão e que analisa um vasto número de variáveis (elenco de petróleo, investimentos em novos ativos, ressarcimento de frete), permitindo manter o máximo fator operacional na refinaria durante o período de baixa demanda de asfaltos visando a destinação do excedente desse derivado, de baixo valor agregado na refinaria, permitindo maior produção de derivados médios (diesel, querosene de aviação e gasolina). Além disso, o modelo irá auxiliar na procura de respostas para questões chave no nível tático e estratégico para o sistema em análise, servindo de suporte para negociação com outras áreas da companhia.

O problema analisado apresentou 3.539 variáveis, sendo 497 inteiras e 3.042 contínuas, e 5.401 restrições. O processamento desse software foi realizado em um computador Intel Core2 Duo T5200 com 1,6 GHz de velocidade e 2,00 Gb de memória RAM. O *solver* CPLEX 12.5 demorou cerca de 1 segundo para atingir uma solução ótima.

Para o estudo de caso considerado o modelo proposto obteve um valor de função objetivo, o qual representava a margem bruta, de US\$ -894.750.802. A margem bruta média foi de cerca de -3,0 US\$/barril. Conforme dados apresentados no Relatório da Administração da Petrobras (Petrobras, 2014), a empresa teve uma margem bruta de 34.364 milhões de reais, sendo que o setor do Abastecimento teve um prejuízo de 26.899 milhões de reais em 2013, enquanto o E&P (Exploração e produção) teve um lucro de 64.415 milhões de reais. Isso significa que, de maneira geral, a margem bruta do Abastecimento foi de cerca de -16 US\$/barril.

A Petrobras é uma companhia que opera de forma integrada, sendo que a maior parte da produção de petróleo e gás é oriunda da área de Exploração e Produção, e transferida para outras áreas da companhia. Na apuração dos resultados por área de negócio são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre as áreas de negócio, sendo estas valoradas por preços internos de transferência definidos entre as áreas e com metodologias de apuração baseadas em parâmetros de mercado (Petrobras, 2014).

Os principais resultados obtidos indicam que houve investimento em tancagem de asfaltos no período 23. Essa é uma opção que foi utilizada nos últimos anos, com a construção de dois novos tanques, para aumentar a flexibilidade de produção (fabricação de um novo tipo de asfalto) e aumentar a capacidade de armazenagem.

Houve investimento em uma nova unidade de Coqueamento Retardado no período 45, logo após uma parada programada na unidade de Destilação no período 44. Uma nova unidade de conversão irá reduzir a influência da sazonalidade do mercado de asfaltos, permitindo manter elevado o fator operacional. Além disso, haverá ganho na margem bruta por transformar o RV que seria vendida a um baixo preço, como asfalto, em gasolina e diesel, principalmente.

No que se refere ao mercado, houve transferência do mercado de OCA1 em vários períodos, enquanto que, para os demais derivados não foi feita essa escolha. Esse derivado apresentou maior atratividade, entre o asfalto e bunker, para ser transferido para outros mercados mesmo com o custo do frete.

Não houve investimento no descoqueamento anual das destilações. Apesar de reduzir a produção de RV em detrimento a produção de gasóleo pesado, não houve interesse em realizar essa intervenção anual nas unidades de destilação.

O fator operacional qualifica parcialmente o desempenho econômico de uma refinaria. Isto, porque uma refinaria, para manter sua rentabilidade, deve utilizar quase integralmente a sua capacidade instalada. Para uma refinaria isoladamente, quanto maior o seu fator de utilização, melhor o seu desempenho econômico, dado que o conjunto de custos de uma refinaria deve ser repartido

entre as quantidades produzidas. Além disso, a refinaria deve se preocupar com o *mix* de derivados produzidos, que é consequência do *hardware* instalado.

O fator operacional das unidades de Destilação foi de 99,3%. O máximo fator operacional para esse período seria de 99,3% devido a uma parada programada no período 44. Se fosse expurgado o impacto da parada programada, o fator operacional seria de 100%. No Gráfico 5.1 está apresentada a carga média das destilações. Apesar de uma parada programada da unidade de coqueamento retardado no período 6, a carga média mensal se manteve no máximo.

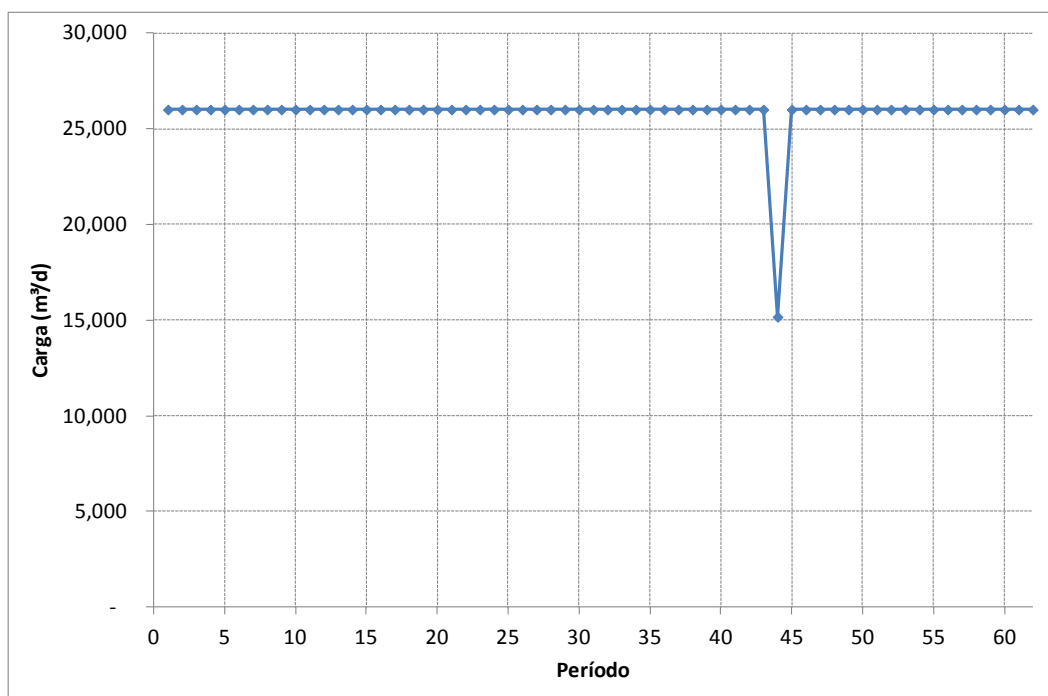


Gráfico 5.1: Resultado do modelo apresentando a carga média, em m³/d, das unidades de Destilações.

O elenco de petróleos escolhido apresenta 11 opções de compra com seus respectivos preços, rendimentos e restrições de processamento nas unidades de Destilação. Os petróleos usualmente processados foram escolhidos, além de opção de compra de petróleos especiais, a saber:

- **Petróleo leve (importado: Agbami, nacional: Tiro):** petróleo com maior custo, porém com elevado rendimento em diesel e QAV-1

(produtos de elevado valor agregado) e baixo rendimento na fração RV.

- **Petróleo RAT Craq (Golfinho):** petróleo com baixo teor de contaminantes na fração RV, o que permite seu uso como carga das unidades de Craqueamento Catalítico. Além de reduzir a produção de produtos de fundo, fator crítico nos meses chuvosos, também proporciona a conversão do RV em frações de maior valor agregado.
- **Petróleo extra leve, também conhecido como condensado (Camarupim):** petróleo extremamente leve utilizado para aumentar a produção de gasolina, QAV-1 e diesel, que possui limite de processamento nas unidades de Destilação devido sua característica.

No conjunto de períodos 10, 21-22, 33-34, o efeito da sazonalidade do mercado de asfalto (12 períodos), redução da carga das unidades de destilação, foi reduzido com o processamento do petróleo Golfinho, além da compra de petróleos especiais. Nesse cenário, de redução do mercado de asfalto, existe maior atratividade em comprar petróleos mais caros, porém com menor rendimento em produtos de fundo de barril. A partir do período 45, com a instalação de uma nova unidade de conversão, não é mais utilizada a compra do petróleo Golfinho. A compra indicada pelo modelo pode ser verificada nos Gráficos 5.2 e 5.3.

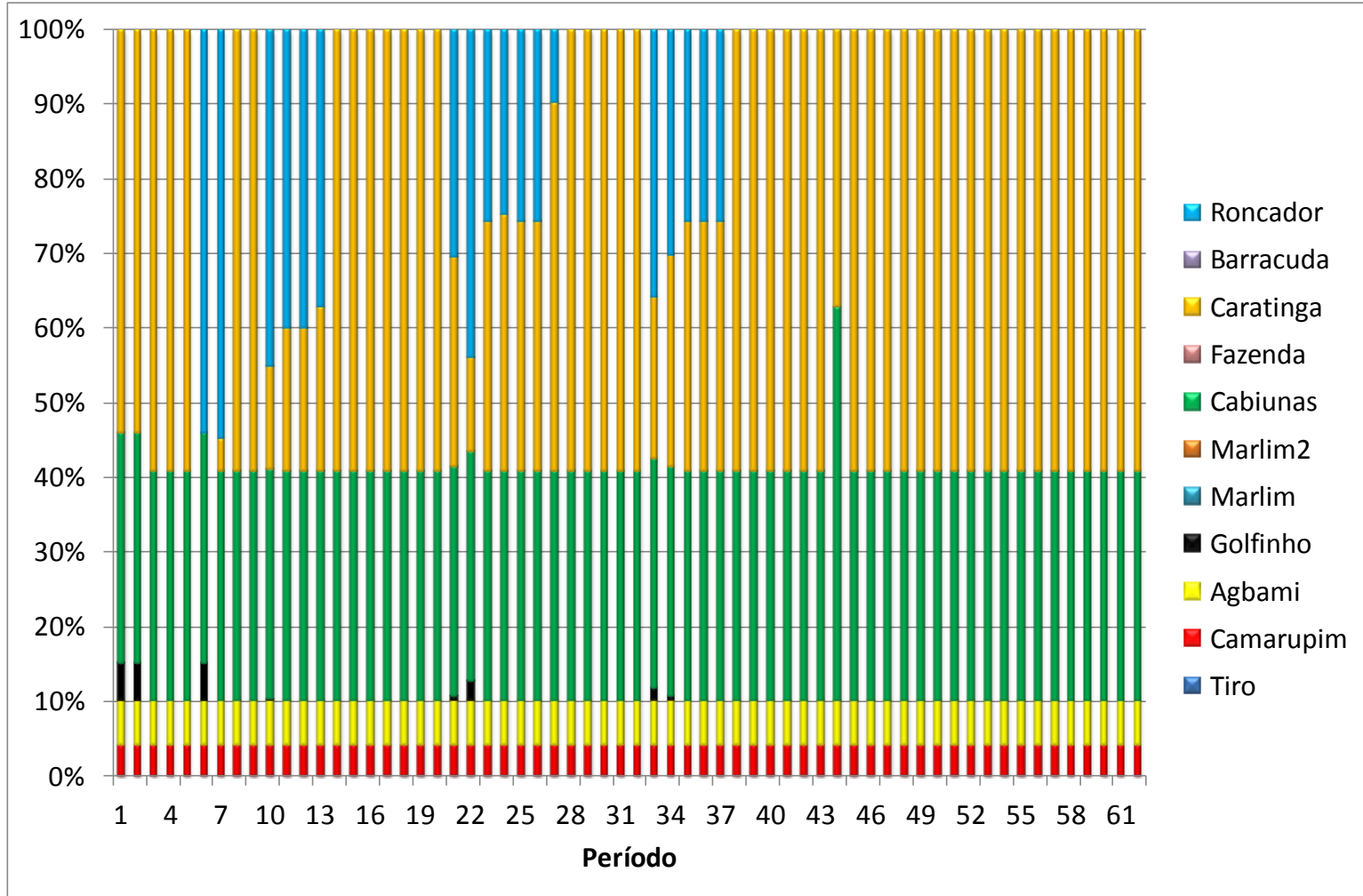


Gráfico 5.2: Gráfico de barras do mix de petróleos.

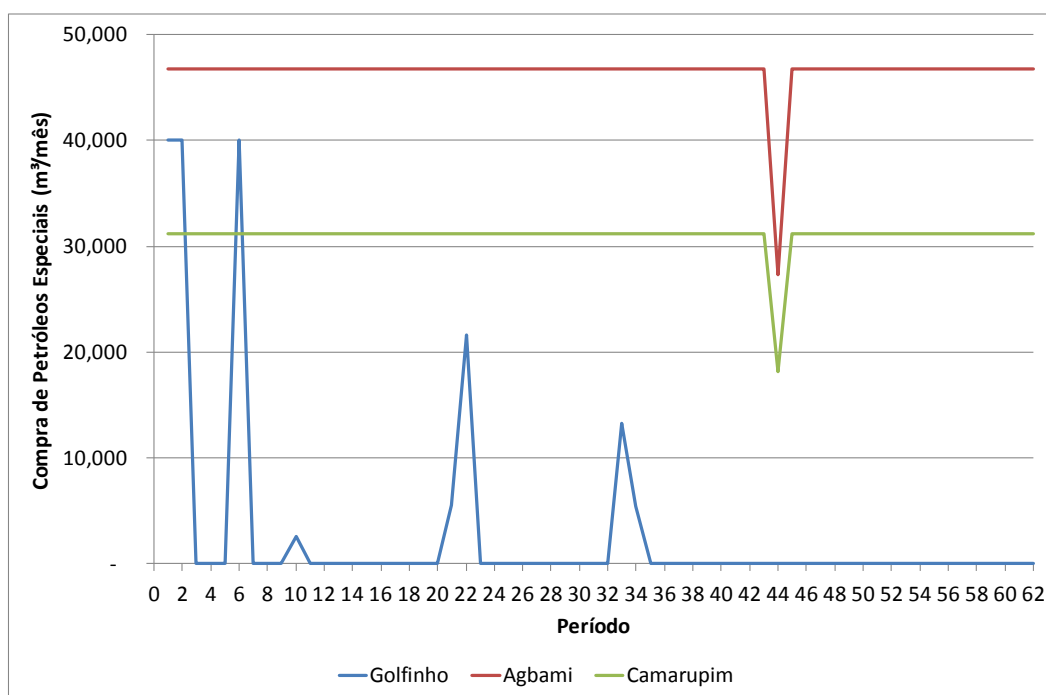


Gráfico 5.3: Resultado do modelo apresentando a compra de petróleos especiais, em m³/mês.

A máxima compra de petróleo Golfinho nos períodos 1,2 e 6 apresentam preparativos em função da parada programada da unidade de Coqueamento no período 6. Ainda analisando os Gráficos 5.2 e 5.3, observa-se que a compra do petróleo especial Camarupim ficou limitada no limite máximo de 4% em relação a soma dos petróleos no período. Em relação ao petróleo Agbami, o limite máximo individual de 8% não foi a restrição, e sim o limite de 10% na soma dos petróleos leves (Tiro, Camarupim e Agbami). Desse modo, a compra do petróleo Agbami ficou limitada em 6% e não houve atratividade na compra de petróleo Tiro.

Os resultados do modelo, Gráficos 5.2, 5.3 e 5.4, mostram que além da compra de petróleo especiais, é decidido estocar produto para uma futura venda nos períodos de baixa demanda de asfaltos (período chuvoso). O custo de estoque foi definido em 0,8% ao mês, cerca de 10% ao ano, sobre o preço de venda do respectivo derivado escuro. Um estoque mínimo foi inserido para os derivados escuros.

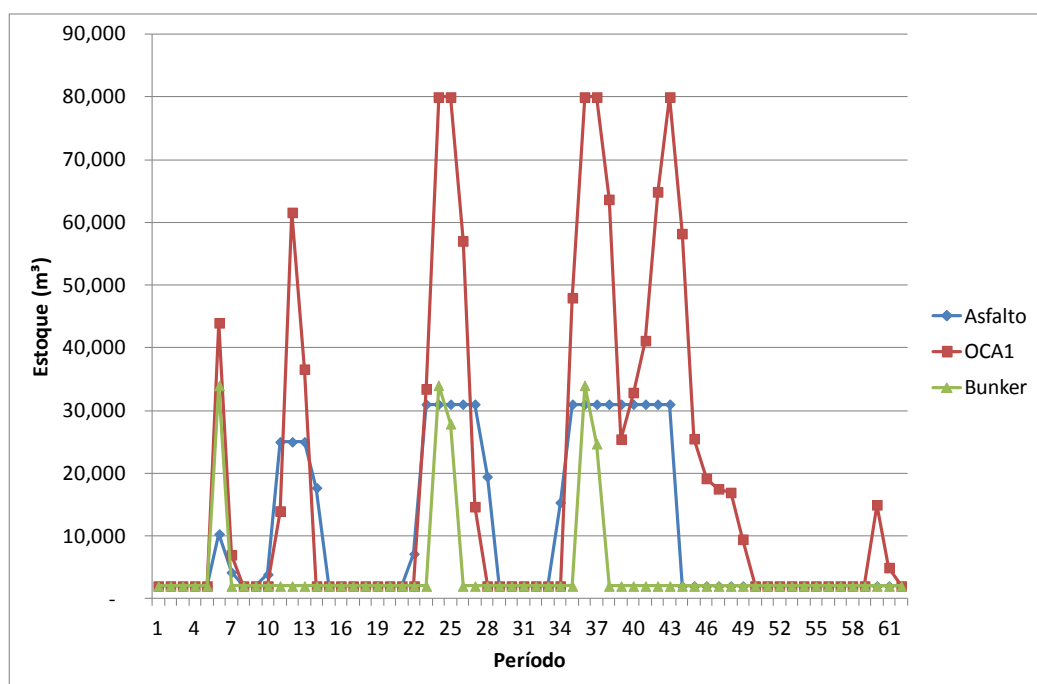


Gráfico 5.4: Resultado do modelo apresentando a política de estoque dos derivados escuros, em m³.

OCA1 é o principal derivado escuro escolhido para ser armazenado, seguido do asfalto e bunker. Com o investimento da nova unidade de conversão, período 45, os níveis de estoque de derivados escuros ficaram bem reduzidos.

Em relação à opção de investimento em novos tanques, a partir do período 23, ocorre a ampliação da tancagem de asfaltos (escolha do modelo), sendo que o limite de 31.000 t é utilizado como solução do problema PLIM modelado, conforme Gráfico 5.4. Anteriormente, antes da expansão de tancagem, o limite era de 26.000 t e foi restrição ativa nos períodos 11, 12 e 13.

Conforme Gráfico 5.5, a transferência de mercado ocorreu em vários períodos apenas para o derivado OCA1, principalmente até o investimento em uma nova unidade de Coqueamento. Existe uma extrema concentração de refinarias nas Regiões Sul e Sudeste, correspondendo a grande parte do total ofertado de derivados energéticos, enquanto a Região Centro-Oeste é totalmente dependente da oferta de produtos das demais regiões, já que essa região não possui refinarias. A região Nordeste também vem apresentando déficit no balanço de derivados, necessitando da transferência de mercado de produtos para atender

sua demanda. Este fato é de extrema importância para a logística, visto que os fretes de transferência serão itens determinantes no custo logístico total e a malha de transporte passa ser essencial na análise da escolha do modal onde será realizada a transferência de mercado.

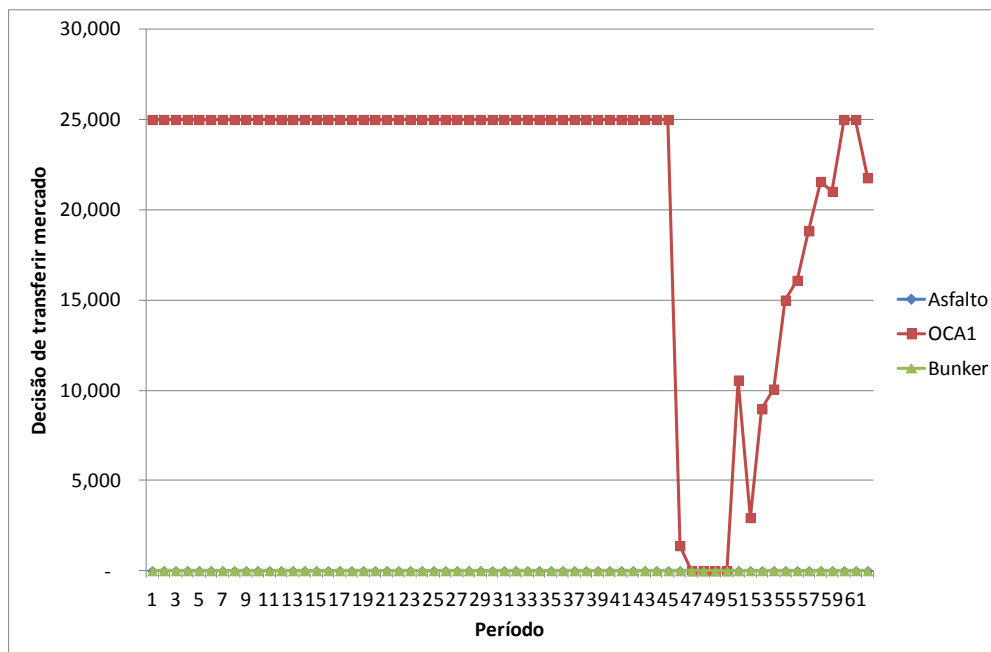


Gráfico 5.5: Resultado do modelo apresentando a decisão de transferir mercado.

Os Gráficos 5.6 e 5.7 apresentam as produções mensais dos derivados. A composição do asfalto é 100% de RV, do OCA1 cerca de 50% e do Bunker cerca de 60%.

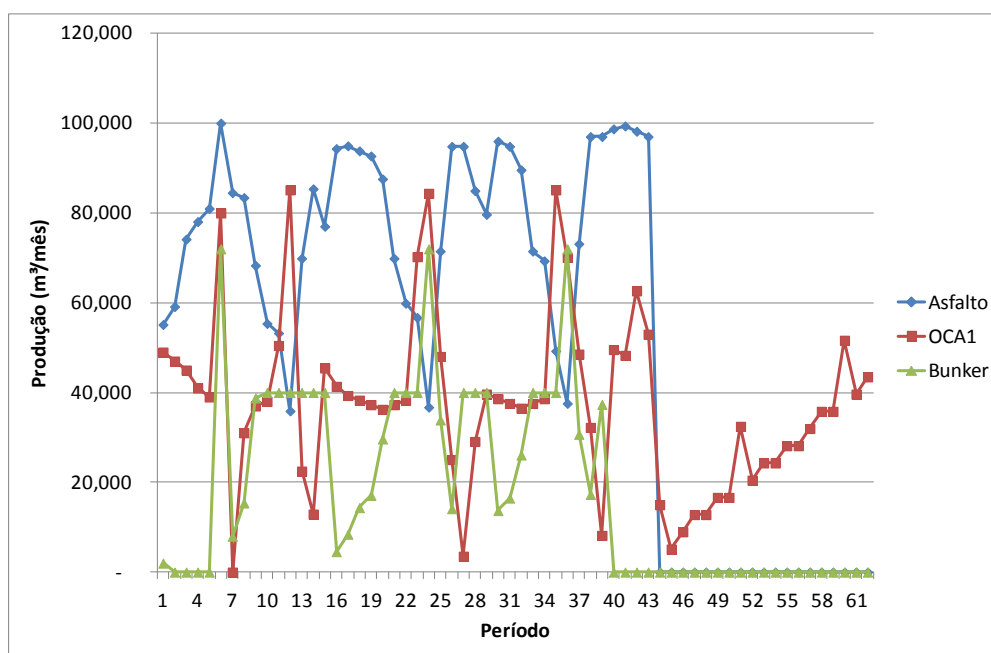


Gráfico 5.6: Resultado do modelo apresentando a produção de derivados escuros, em m³/mês.

Analisando o Gráfico 5.6, percebe-se que quando a produção de asfaltos é baixa, devido sazonalidade de mercado, há uma elevação na produção de OCA1 e bunker. Já nos períodos de elevada demanda de asfaltos (período seco), a redução ou até mesmo a não produção de bunker e OCA1 é utilizada.

A partir do início de operação da nova unidade de coqueamento retardado, o único derivado escuro que é produzido é o OCA1. Como há pouco excedente de RV, praticamente toda essa corrente é consumida na nova unidade de conversão, os derivados menos rentáveis, bunker e asfalto, não são produzidos.

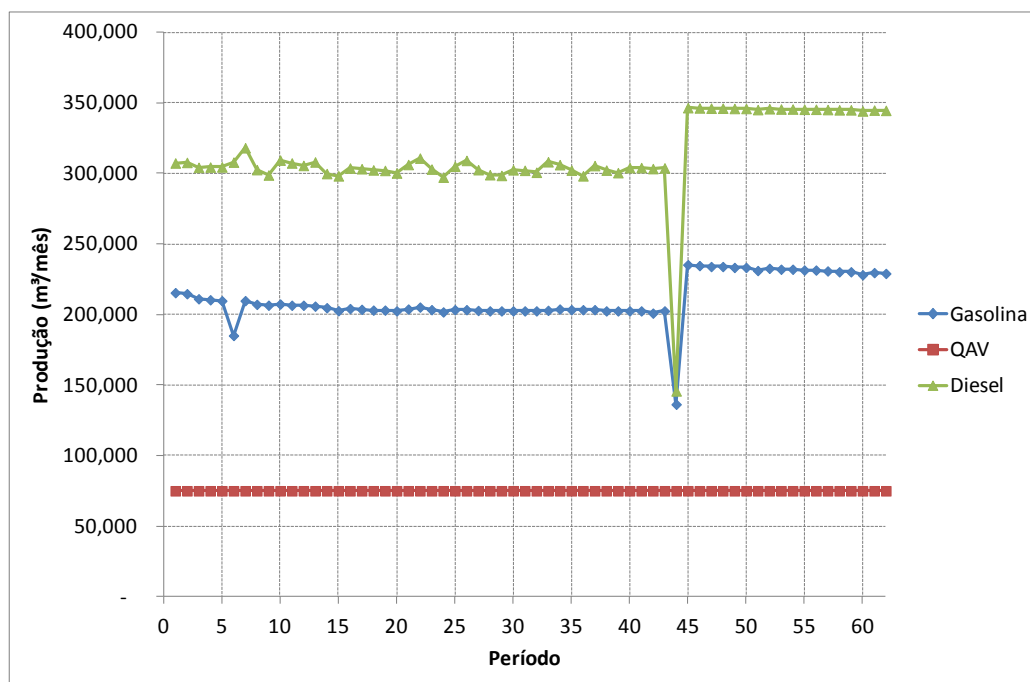


Gráfico 5.7: Resultado do modelo apresentando a produção de derivados claros, em m³/mês.

Em todos os períodos, a produção de QAV indicada é a máxima, sendo esse derivado um dos mais rentáveis entre o *mix* de produtos produzidos.

A produção de gasolina tem uma taxa de redução, apesar de pequena, devido ao aumento da degradação de gasóleo (carga das unidades de FCC, principal produtor de gasolina) para RV. No período 46, logo após a partida da nova unidade de conversão há uma elevação na produção de diesel e gasolina (mais gasóleo para carga do FCC).

Os resultados mostram que apenas uma ação não é suficiente para manter o máximo fator operacional, sendo necessário o investimento em novos tanques, em uma nova unidade de conversão e a transferência de mercado para outras regiões. Além disso, a compra de petróleos especiais foi adotada, principalmente a aquisição de petróleos leves e extra leves. Esses resultados servirão de suporte para tomada de decisão visando realizar melhorias no sistema em análise.

5.2.1 Sensibilidade

A análise de sensibilidade permite responder a um conjunto de questões “*What If*” identificando as alterações verificadas na solução ótima do problema quando se verificam pequenas variações num dos parâmetros do modelo, sem ser necessário voltar a resolver o problema. De acordo com o contexto do trabalho, questões como o efeito da compra de petróleos especiais, a variação do custo do petróleo, o reajuste de preço de derivados, o ganho da transferência de mercados ou mesmo uma elevação na capacidade instalada da destilação são sempre perguntas indagadas por representantes da direção da empresa.

Uma forma de realizar a análise de sensibilidade é a construção do gráfico aranha ou *spider*, com a variação percentual de um parâmetro no eixo das abscissas e o valor da FO (função objetivo) no eixo das ordenadas. Nessa análise, o valor de cada parâmetro é individualmente aumentado ou reduzido em determinados percentuais, mantidos os demais dados constantes. A interpretação desse gráfico é que quanto maior a declividade da curva que representa o parâmetro maior é seu impacto na FO.

No Gráfico 5.8 está apresentada a análise de sensibilidade do limite de petróleos leves na carga da Destilação.

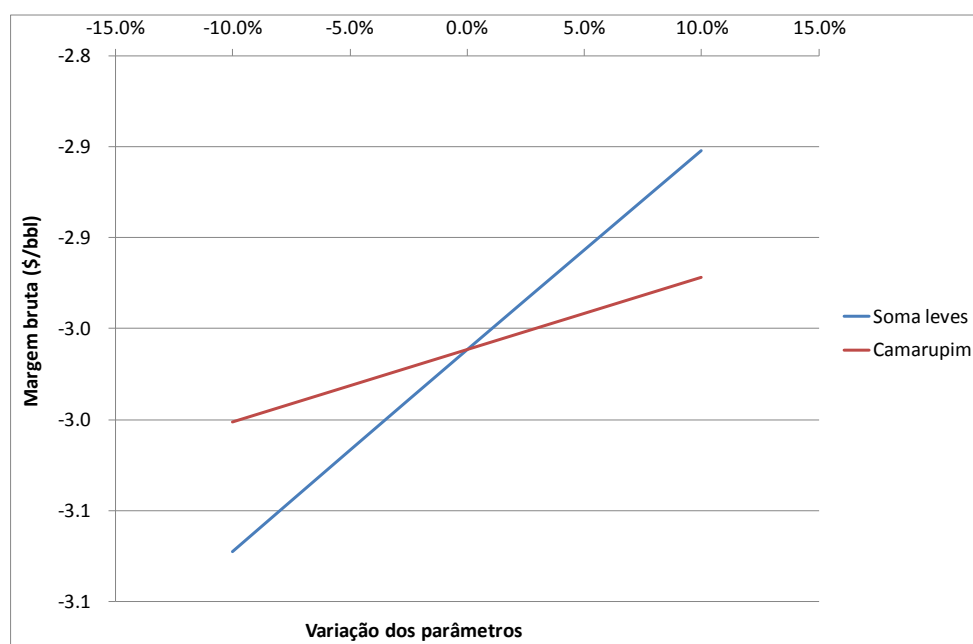


Gráfico 5.8: Gráfico *spider* do limite de processamento de petróleos leves.

Na análise do Gráfico 5.8, observa-se a restrição do limite de petróleos leves (soma das quantidades dos petróleos Agbami, Tiro e Camarupim) tem maior impacto no desempenho operacional que o limite individual do petróleo Camarupim. Aumentando a tolerância da compra e processamento de petróleos leves, tem-se uma elevação da margem bruta.

O Gráfico 5.9 apresenta o valor marginal da restrição dos petróleos leves. O valor marginal é definido com o valor que é adicionado na função objetivo por um acréscimo de uma unidade do valor atual na disponibilidade de um dado recurso.

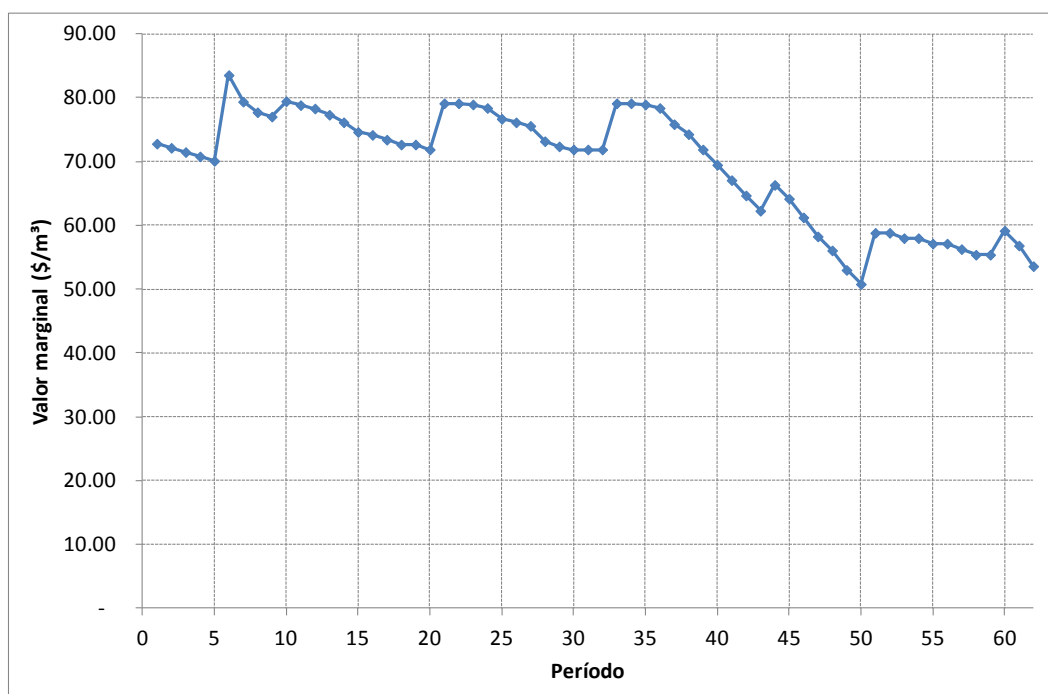


Gráfico 5.9: Valor marginal da restrição de compra e processamento de petróleos leves.

Conforme Gráfico 5.9 o valor marginal médio é de cerca de 70 \$/m³ com picos durante a queda do mercado de asfalto e redução do seu valor principalmente após a operação da nova unidade de conversão. Caso o limite de petróleos leves seja flexibilizado, por meio de melhorias na unidade de destilação, como a instalação de uma torre de pré-flash, haverá ganhos no desempenho operacional. Após a partida da nova unidade de coqueamento, o processamento de

petróleos leves tem uma redução na sua atratividade, mas ainda é favorável para elevar a margem bruta.

O Gráfico 5.10 apresenta uma análise em relação às incertezas do preço dos petróleos e derivados durante o horizonte em questão. Esses preços podem variar de acordo com fatores geopolíticos (guerras, descoberta de novas reservas, crise econômica, mudança de governo, entre outros).

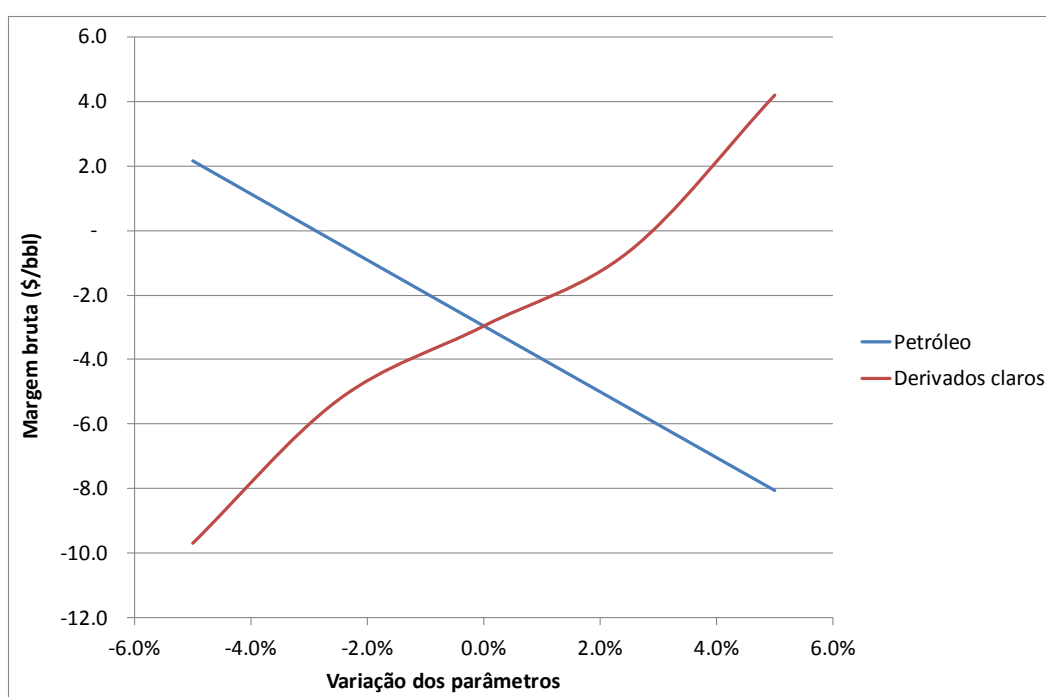


Gráfico 5.10: Gráfico spider da variação dos preços da matéria prima o do produto final.

No Gráfico 5.10 percebe-se que, para variações no preço acima de 3%, os preços dos derivados (1,4 \$/bbl para 1%) tem uma maior influência que os preços do petróleo (1,0 \$/bbl para 1%) no desempenho operacional. Para pequenas variações, abaixo de 3%, os impactos dessas duas variáveis são praticamente iguais. Vale ressaltar que uma redução de cerca de 3% no custo do petróleo ou um aumento de próximo de 3% nos ganhos com a comercialização dos derivados é suficiente para tornar a margem bruta positiva.

Empresas do segmento de petróleo que estão verticalmente integradas tem ganhos estratégicos e econômicos. Além de produzir em grande parte do petróleo que é processado em suas refinarias, podem avaliar qual a melhor alocação de

cada petróleo, bem como decisões de importação e exportação de determinados lotes. Entretanto, para fins de avaliação de cada setor dessas empresas, é necessário segmentar a organização. Os resultados do Gráfico 5.10 mostram que independente da metodologia adotada para valorar o preço de venda do petróleo do setor de E&P para o setor de Abastecimento haverá grande impacto no resultado financeiro, pois o custo do petróleo tem uma grande influência na margem bruta.

No Brasil, a política de preços adotada dos derivados de petróleo classificados como claros não considera a variação de preços no mercado internacional. Conforme análise de sensibilidade, presente no Gráfico 5.10, o preço de venda do diesel, gasolina e QAV-1 tem elevado impacto na margem bruta.

O Gráfico 5.11 apresenta o valor marginal da restrição de processamento de petróleo nas unidades de Destilação.

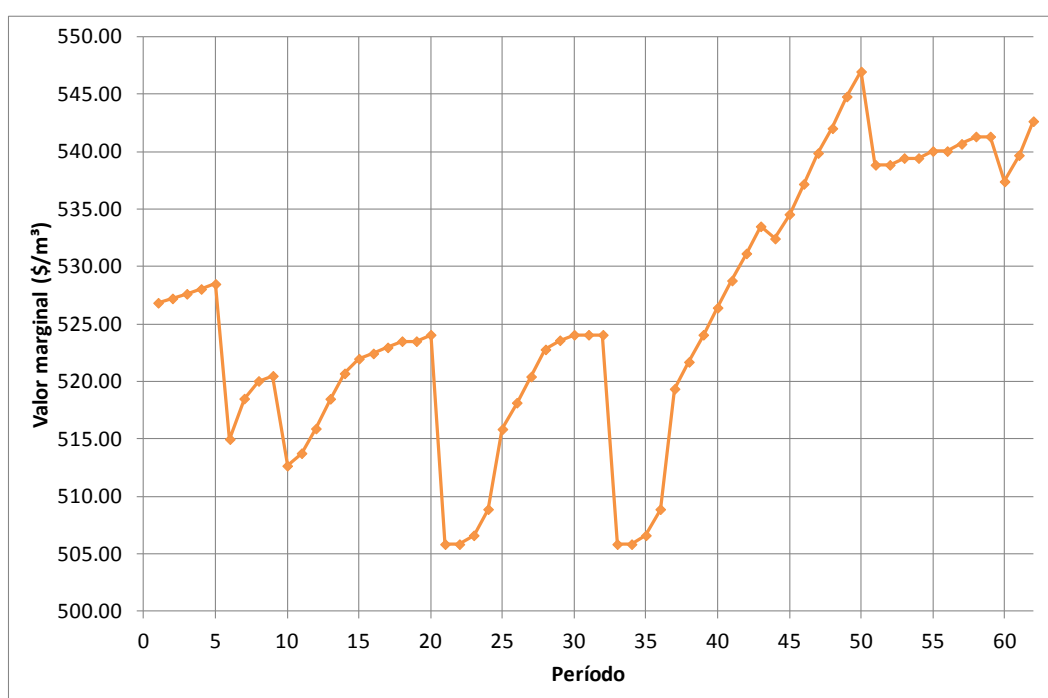


Gráfico 5.11: Valor marginal da restrição da carga da destilação.

Os períodos de baixa demanda de asfaltos apresentam os menores valores do valor marginal, além do período 6 durante parada programada da unidade de

Coqueamento retardado. Após o período 37, próximo da parada programada da unidade de Destilação e início de operação da nova unidade de conversão, há uma elevação do valor marginal. Em todos os períodos se houvesse uma maneira de elevar a carga da destilação, seria possível melhorar a margem bruta.

O Gráfico 5.12 apresenta o valor marginal da restrição de venda de derivados escuros, que pode ser elevada pela transferência de mercado.

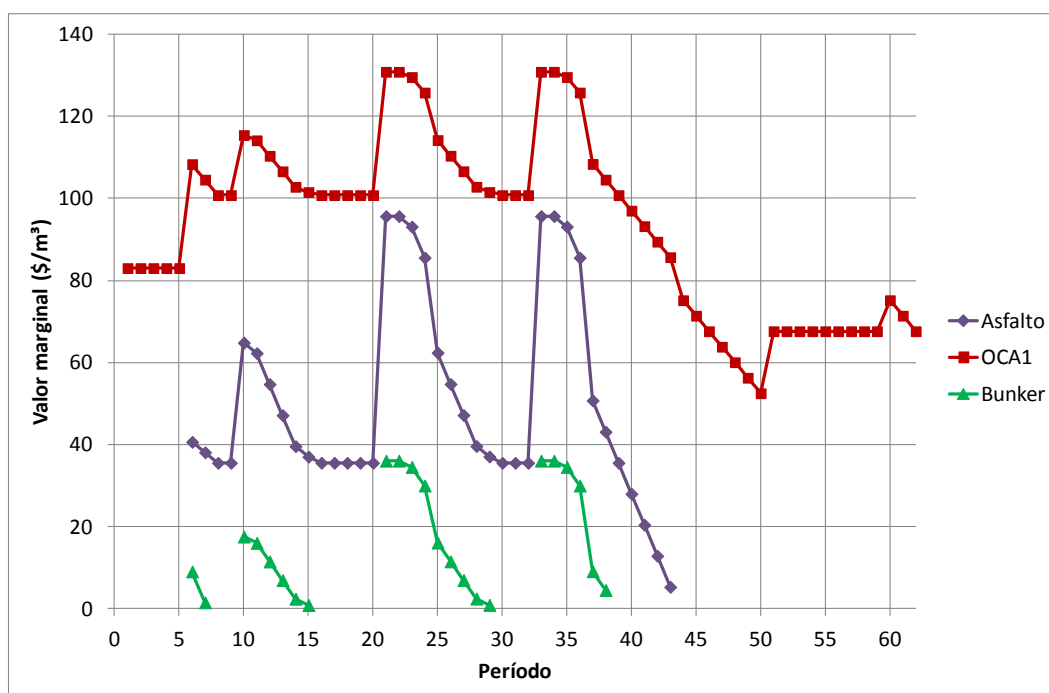


Gráfico 5.12: Valor marginal da restrição de venda de derivados escuros.

O Gráfico 5.12 justifica o motivo da escolha em apenas transferir o mercado de OCA1, conforme Gráfico 5.4. O OCA1 possui o maior valor marginal entre os derivados escuros para aumento nas vendas. O valor marginal nulo para asfalto e bunker após a nova unidade de coqueamento era esperado, conforme Gráfico 5.6, não houve produção desses derivados após o período 45.

5.2.2 Cenários

Nesta seção serão avaliados alguns cenários a fim de testar e validar o modelo proposto, bem como avaliar a influência de algumas variáveis e termos inseridos no problema PLIM. Um dos cenários avaliados está relacionado ao elevado volume de importações de derivados para atendimento ao mercado brasileiro.

A seguir será analisada a influência da inserção da penalidade no caso de importação de derivados (diesel, gasolina, QAV-1 e asfalto) e de cada variável de decisão (nova unidade de conversão, nova tancagem, transferência de mercado de derivados e redução da degradação).

Na Tabela 5.2 a penalidade de não atendimento de mercado e, conseqüente, importação de derivados, foi avaliada em quatro cenários. O termo de penalidade sobre a importação possui duas parcelas, sendo elas a parte que trata do asfalto e a outra que trata dos derivados claros (diesel, QAV-1 e gasolina). Na Tabela 5.2 essas parcelas foram inseridas (identificado como ATIVO) e retiradas (identificado como O) do modelo a fim de se verificar o impacto na FO. Como resposta dessa análise foi extraído do modelo o valor da função objetivo e a carga total processada, além das decisões apontadas pelo modelo. O símbolo √ foi utilizado quando a respectiva variável de decisão assumiu o valor de 1 (opção de realizar) e o símbolo “O” foi utilizado quando a opção foi de não realizar.

Cenário	Impacto na FO sobre a importação?		Variáveis de decisão				FO (\$)	Carga Total (m³)
	Asfalto	Claros	Nova unidade	Nova tancagem	Novos mercados	Melhoria degradação		
1	ATIVO	ATIVO	√	√	√	O	- 894,750,802	48,035,000
2	ATIVO	O	O	√	√	O	- 1,544,672,814	45,540,725
3	O	ATIVO	√	√	√	O	- 31,970,686	48,035,000
4	O	O	O	O	√	O	- 874,767,106	29,134,937

Tabela 5.2 – Análise das opções escolhidas pelo modelo de acordo com penalidade de importação

Os resultados presentes na Tabela 5.2 mostram que sem a consideração do custo de importação (comparação dos cenários 1 e 4) o valor da FO tem um pequeno aumento, mas o fator operacional tem uma redução de 40%. Além disso,

não houve atratividade em investimento em nova unidade de conversão e novos tanques, uma vez que a produção de derivados tornou-se bastante reduzida.

O melhor cenário apresentado foi o de número 3 (sem a penalidade de importação de asfaltos), com FO de -31.970.686 dólares e fator operacional máximo. Esse fato ocorreu principalmente devido a não produção de asfaltos após a partida da nova unidade de Coqueamento. Caso o mercado de asfalto não seja atendido pela produção da refinaria, há necessidade de importar esse derivado com seus respectivos custos e impacto negativo na margem bruta.

Na Tabela 5.3 foram avaliadas algumas combinações entre as variáveis de decisão, gerando seis cenários. Essa metodologia foi utilizada em busca de ordenar as variáveis de decisão em grau de impacto na FO. A variável de decisão de melhoria de degradação foi sempre mantida ativa, sendo que as demais foram inseridas e removidas do modelo. De forma análoga ao realizado na Tabela 5.2, na Tabela 5.3 a palavra ATIVO significa que a variável de decisão permanece no modelo, e será escolhida de acordo com sua atratividade. O símbolo “O” significa que a variável foi removida do modelo, ou seja, não pode ser utilizada para melhorar a margem bruta.

Cenário	Variáveis de decisão				FO (\$)	Carga Total (m³)
	Nova unidade	Novo tancagem	Novos mercados	Melhoria degradação		
5	O	ATIVO	ATIVO	ATIVO	- 1,391,628,374	48,035,000
6	O	ATIVO	O	ATIVO	- 1,453,244,859	48,035,000
7	O	O	O	ATIVO	- 1,453,361,786	48,035,000
8	O	O	ATIVO	ATIVO	- 1,391,844,956	48,035,000
9	ATIVO	O	ATIVO	ATIVO	- 894,783,575	48,035,000
10	ATIVO	ATIVO	O	ATIVO	- 943,836,262	48,035,000

Tabela 5.3 – Análise dos resultados de acordo com as combinações entre as variáveis de decisão.

Nenhum dos cenários da Tabela 5.3 obteve melhor valor da FO que o cenário base, cenário 1 da Tabela 5.2, onde todas as variáveis de decisão estavam ativas. Em todos os cenários da Tabela 5.3 carga total foi a máxima possível.

O cenário mais desfavorável foi o de número 7, onde as três variáveis de decisão que estavam sendo colocadas para escolha, ficaram desativadas (foram removidas do modelo). A variável de decisão de realizar descoqueamento nos

fornos está sempre ativa, mas em nenhum dos cenários das Tabelas 5.2 e 5.3 foi atrativo fazer esse procedimento.

Na Tabela 5.4 foi realizada uma combinação entre os cenários das Tabelas 5.2 e 5.3. O cenário 11 é o resultado da mistura entre os cenários 3 e 7 e o cenário 12 é a combinação dos cenários 4 e 7. Essa análise foi realizada de modo a verificar que a opção de melhoria na degradação seria utilizada.

Cenário	Impacto na FO sobre a importação?		Variáveis de decisão				FO (\$)	Carga Total (m ³)
	Asfalto	Claros	Nova unidade	Nova tancagem	Novos mercados	Melhoria degradação		
11	O	ATIVO	O	O	O	√	- 31,970,686	48,035,000
12	O	O	O	O	O	O	- 874,767,106	29,134,937

Tabela 5.4 – Análise de cenários combinados das Tabelas 5.2 e 5.3.

Somente no cenário 11 é escolhido o descoqueamento dos fornos, ou seja, quando todas as outras opção são removidas do modelo a única melhoria restante é a melhoria da degradação, e somente neste, é adotada essa opção para melhoria da margem bruta.

O cenário 12 de forma semelhante ao cenário 4, apresentou a menor carga total dentre todos os cenários avaliados. Quando a parcela de importação de derivados não é inserida no modelo, o fator operacional fica reduzido. Como há obrigação de atendimento do mercado nacional no caso de demanda maior que produção, há necessidade de comprar derivados no mercado externo. O aumento da utilização do parque de refino instalado reduz o custo de importação de produtos.

Analisando em conjunto as tabelas 5.2, 5.3 e 5.4 pode-se destacar que a penalidade sobre a importação de derivados claros permite um elevado fator operacional. Sem essa parcela no modelo não há necessidade de operar na máxima carga para alcançar o melhor desempenho operacional. Entretanto, tendo em vista o cenário da balança comercial de derivados, há indicação que a produção nas refinarias é uma melhor opção do que a importação de derivados devido ao maior preço quando comparado ao praticado no mercado interno, além dos custos de importação e gargalos logísticos.

Além disso, a opção de investimento em uma nova unidade de coqueamento retardado possui a maior atratividade entre variáveis de decisão analisadas. Logo em seguida está a opção de aumentar o mercado utilizando a transferência de produto para outros pólos de abastecimento. A opção de investimento em novos tanques tem uma atratividade maior que a variável de realizar o descoqueamento anual dos fornos, sendo essa última adotada somente em último caso.

6 Conclusão

A conjuntura econômica da indústria petrolífera nacional, com importações crescentes de derivados claros e excedentes de derivados escuros, principalmente óleos combustíveis, fez a Petrobras traçar metas desafiadoras para mitigar esse problema, que dentre outras, envolve a maximização da utilização dos ativos instalados. Nesse cenário, a utilização da programação matemática para o apoio à tomada de decisão de investimento na cadeia de suprimentos é essencial para alcançar os objetivos.

A pesquisa realizada na literatura permitiu que fosse percebida uma relativa escassez de trabalhos dedicados a modelar a decisão de investimentos no segmento de *midstream*, mas com visão de toda a cadeia de suprimentos de forma integrada (*upstream, midstream e downstream*). Neste contexto, esta dissertação propôs uma ferramenta que modela uma parte da cadeia de suprimentos com os detalhes relevantes para o seu estudo, como a escolha do *mix* de petróleo, as decisões em investimento em novos ativos, sejam eles novas unidades de processo ou aumento no parque de armazenamento de produtos, além da avaliação de viabilidade de movimentação de produtos visando atender outras localidades. Assim sendo, esta dissertação aportou um modelo de suporte à decisão do nível tático capaz de lidar com problemas de grande porte, contribuindo para a literatura desta área de conhecimento.

Do ponto de vista prático, foi possível demonstrar com o estudo de caso que o modelo apontou e quantificou as soluções para manter o elevado fator operacional de uma refinaria. Vale ressaltar que uma ação sozinha não deverá ser suficiente, sendo necessárias medidas que em conjunto irão conduzir a melhoria dos indicadores de desempenho operacional. Pode-se afirmar assim que esta ferramenta integrada se revela um prático e sólido instrumento de apoio à decisão para áreas gerenciais da indústria petrolífera. É preciso lembrar que o estudo de caso realizado não esgota todas as funcionalidades de que o modelo dispõe.

Em termos acadêmicos, espera-se que esse trabalho sirva de apoio para novos estudos nessa área do conhecimento.

Por fim, vale reforçar a relevância deste modelo na conjuntura atual. O Brasil se encontra face ao grande desafio de aumentar a produção de derivados visando reduzir as importações. Para tomar esta decisão, a utilização de uma ferramenta que trata objetivamente esta questão é fundamental.

6.1 Trabalhos futuros

A integração entre o planejamento da cadeia de suprimentos e a programação do dia a dia deverá ser um dos caminhos para melhorar o desempenho operacional. As soluções propostas nesse trabalho servirão de premissas para o modelo de planejamento da Petrobras, o PLANAB (Planejamento do Abastecimento) que avaliará os ganhos da implantação das mudanças. O PLANAB é uma ferramenta de otimização baseada em programação linear, no qual estão representadas todas as atividades da cadeia de suprimentos. Esse sistema tem o papel de gerenciar a cadeia de suprimento de petróleo e derivados da Petrobras, integrando os processos de produção e movimentações para a maximização do resultado econômico para a empresa. Nos cenários recentes, são cerca de 50.000 variáveis e 13.800 restrições por período (mês), sendo que no ciclo de planejamento de curto prazo são utilizados cenários de 12 meses (FNQ, 2012).

Dentre as opções para análise em conjunto com o PLANAB destacam-se a interrupção da importação de asfaltos pelo Brasil e a destinação do excedente de frações pesadas produzidas na Regap para suprir essa demanda ou mesmo o início da comercialização e produção do asfalto encapsulado. De acordo com os dados da ANP (ANP, 2012) nos últimos anos importou-se cerca de 170 mil m³ de asfaltos por ano. Além disso, a redução dos preços dos derivados escuros (óleo combustível, bunker, asfaltos) produzidos pela Regap, forçando um aumento da demanda local. Desse modo, haverá um deslocamento do mercado de derivados pesados da área de influência de outras refinarias para o pólo Betim. As outras refinarias, como Replan (refinaria de Paulínea), Revap (refinaria Henrique Lage), possuem logística mais eficiente de escoamento de escuros, possuindo dutos exclusivos para envio desses derivados para exportação.

Em termo de melhorias na infraestrutura logística, trabalhos que envolvam estudos mais detalhado sobre a adaptação dos dutos Orbel I e Gasbel I e uso da plataforma de álcool para escoamento de derivados pesados possuem grande atratividade.

Do ponto de vista acadêmico, há oportunidade de generalizar o modelo proposto para que seja aplicado em outros estudos de caso.

7 Referências Bibliográficas

AIMMS, **BARON Solver for Global Optimization**. *Advanced Interactive Multidimensional Modeling System*. Disponível em <http://www.aimms.com>. Acessado em Julho de 2014.

AITANI, A., **Oil Refining and Products**. *Encyclopedia of Energy*, Elsevier, Nova York, 2014, Vol. 4, p. 715.

ANDRADE, L.F.C., **Análise de investimentos na cadeia de suprimentos downstream da indústria petrolífera: proposta de um modelo de programação linear inteira mista**. (M.Sc.). Dissertação – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, PUC-Rio. 2012.

ANP, **Petróleo e Derivados**, Janeiro 2010. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acessado em Abril de 2014.

ANP, **Dados estatísticos**, 2012. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em www.anp.gov.br. Acesso em 01/10/2012 às 20:05.

ANP, **O Abastecimento no Brasil**, Maio 2013. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acessado em Abril de 2014.

ANP, **Anuário Estatístico 2013**, Julho 2013a. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acessado em Abril de 2014.

ANP, **Abastecimento em números**, Novembro 2013b. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acessado em Abril de 2014.

ANP, **IX Seminário de avaliação do mercado de derivados de petróleo e biocombustíveis**, Março 2014. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e

Biocombustíveis. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acessado em Abril de 2014.

ANP, **Informe Conjuntura & Informação**, Março 2014a. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em <http://www.anp.gov.br>. Acessado em Abril de 2014.

BEN – **Balanco Energético Nacional** (2013) – Relatório final. Disponível em www.ben.epe.gov.br Acesso em 02/10/2012 às 22:15.

BISSCHOP, J., **AIMMS Optimization Modeling**. Paragon Decision Technology, 2012.

BRANCO, D.A.C.; GOMES, G.L.; SZKLO, A.S., **Challenges and technological opportunities for the oil refining industry: A Brazilian refinery case**. Energy Policy, 2010, 38, 3098–3105.

CAO, C.; GU, X.; XIN, Z., **Stochastic chance constrained mixed-integer nonlinear programming models and the solution approaches for refinery short-term crude oil scheduling problem**. Applied Mathematical Modelling, 2010, 34, 3231–3243.

DANSEREAU, L.P.; EL-HALWAGI, M.; MANSOORNEJAD, B.; STUART, P. **Framework for margins-based planning: Forest biorefinery case study**. Computers and Chemical Engineering, 2014, 63, 34–50.

DOS SANTOS, S. P.; LEAL, J. E.; OLIVEIRA, F., **The development of a natural gás transportation logistics management system**. Energy Police, 2011, 39, 4774-4784.

EL-HARIRY, A. (1989) – **Residue upgrading schemes – A comparative analysis**. Catalysts in Petroleum Refining. p.129-163.

EXAME (2014) – **Petróleo**. Disponível em www.exame.abril.com.br. Acesso em Abril de 2014

FNQ - Fundação Nacional da Qualidade (2012) - **Resumo da Prática: Planejamento do Abastecimento** – PLANAB. Disponível em www.canal.fnq.org.br Acesso em 29/10/2012 às 21:33

GAO, Z.; TANG, L.; JIN, H.; XU, N., **An Optimization Model for the Production Planning of Overall Refinery**. Chinese Journal of Chemical Engineering, 2008, 16, 67–70.

GROSSMANN, I.E., **Advances in mathematical programming models for enterprise-wide optimization**. Computers and Chemical Engineering, 2012, 47, 2–18.

KASIVISVANATHAN, H.; UBANDO, A.T.; NG, D.K.S.; TAN, R.R., **Robust Optimization for Process Synthesis and Design of Multifunctional Energy Systems with Uncertainties**. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2014, 53, 3196–3209

KOŁODZIEJ, S.P.; GROSSMANN, I.E.; FURMAN, K.C.; SAWAYA, N.W. **A discretization-based approach for the optimization of the multiperiod blend scheduling problem**. Computers and Chemical Engineering, 2013, 53, 122–142.

LEAL JR., I. C.; D'AGOSTO, M. A., **Modal choice evaluation of transport alternatives for exporting bio-ethanol from Brazil**. Transportation Research, 2011, 16, 201-207.

LEÃO, R.R.C.C.; HAMACHER, S.; OLIVEIRA, F., **Optimization of biodiesel supply chains based on small farmers: A case study in Brazil**. Bioresource Technology, 2011, 102, 8958–8963.

LEIRAS, A.; RIBAS, G.; HAMACHER, S.; ELKAMEL, A., **Tactical and Operational Planning of Multirefinery Networks under Uncertainty: An Iterative Integration Approach**. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2013, 20, 8507–8517.

MARAVELIAS, C.T.; SUNG, C., **Integration of production planning and scheduling: Overview, challenges and opportunities**. Computers and Chemical Engineering, 2009, 33, 1919–1930.

MARCELLINO, F.J.M., **Planejamento integrado da cadeia de suprimentos da indústria do petróleo baseado em agentes holônicos**. (D.Sc.). Tese – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, USP. 2013.

MOURET, S.; GROSSMANN, I.E.; PESTIAUX P., **A new Lagrangian decomposition approach applied to the integration of refinery planning and crude-oil scheduling**. Computers and Chemical Engineering, 2011, 35, 2750–2766.

ODDSDOTTIR, T.A.; GRUNOW, M.; AKKERMAN, R., **Procurement planning in oil refining industries considering blending operations**. Computers and Chemical Engineering, 2013, 158, 1–13.

OLIVEIRA, F.; GUPTA, V.; HAMACHER, S.; GROSSMANN, I.E., **A Lagrangean decomposition approach for oil supply chain investment planning under uncertainty with risk considerations**. Computers and Chemical Engineering, 2013, 50, 184–195.

PINTO, J.M.; JOLY, M.; MORO, L.F.L., **Planning and scheduling models for refinery operations**. Computers and Chemical Engineering, 2000, 24, 2259–2276.

RANA, M. S.; SÁMANO, V.; ANCHEYTA, J.; DIAZ, J. A. I., **A review of recent advances on process technologies for upgrading of heavy oils and residua**. Fuel, 2007, 86, 1216-1231.

RELVAS, S.; MAGATÃO, S.N.B.; BARBOSA-PÓVOA, A.P.F.D.; JUNIOR, F.N., **Integrated scheduling and inventory management of an oil products distribution system**. Omega, 2013, 41, 955–968

RIBAS, G.P.; LEIRAS, A.; HAMACHER, S., **Operational planning of oil refineries under uncertainty Special issue: Applied Stochastic Optimization**. IMA Journal of Management Mathematics, 2012, 23, 397–412

RIBAS, P.C.; YAMAMOTO, L.; POLLI, H.L.; ARRUDA, L.V.R.; NEVES-JR, F., **A micro-genetic algorithm for multi-objective scheduling of a real world**

pipeline network. Engineering Applications of Artificial Intelligence, 2013, 26, 302–313

RUIZ, J.P.; GROSSMANN, I.E., **Using convex nonlinear relaxations in the global optimization of nonconvex generalized disjunctive programs.** Computers and Chemical Engineering, 2013, 49, 70–84.

SANTOS, S.P.; LEAL, J.E.; OLIVEIRA, F., **The development of a natural gas transportation logistics management system.** Energy Policy, 2011, 39, 4774–4784.

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S. (2007) – **Matriz energética de Minas Gerais 2007-2030.** Disponível em <http://www.conselhos.mg.gov.br>. Acesso em 10/10/2012 às 14:00.

SHARMA, P.; SARKER, B.R.; ROMAGNOLI, J.A., **A decision support tool for strategic planning of sustainable biorefineries.** Computers and Chemical Engineering, 2011, 35, 1767–1781.

SMANIA, P.; PINTO, J.M., **Mixed Integer Nonlinear Programming Techniques for the Short Term Scheduling of Oil Refineries.** Process Systems Engineering, 2003, 12, 1038–1043.

PETROBRAS (2012) - **Operaciones en Chile.** Disponível em www.petrobras.com/es/paises/chile/operaciones. Acesso em 30/10/2012 às 23:13

PETROBRAS (2014) – **Relatório da Administração 2013.** Disponível em www.petrobras.com.br. Acesso em Abril de 2014

PETROBRAS (2014a) – **Texto sobre o Pré-sal.** Disponível em www.petrobras.com.br. Acesso em Abril de 2014

TAVARES, M. E. E. (2005) – **Análise do refino no Brasil: estado e perspectivas – uma análise “cross-section”.** Tese de doutorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.