

3

Estudo de Caso

Este capítulo apresenta, inicialmente, como está estruturado o sistema de planejamento e programação da cadeia de suprimentos da Petrobras. Em seguida é abordado o sub-sistema que inclui o Terminal de São Francisco do Sul (Tefran), o oleoduto OSPAR e a refinaria REPAR, com a descrição de como ocorre atualmente o transporte e programação da transferência de petróleo ao longo da cadeia de suprimentos da Petrobras. É objetivo deste capítulo analisar o atual processo de programação do sub-sistema Tefran - OSPAR - REPAR, de modo a evitar o desabastecimento da refinaria, e com enfoque nos custos de navios e custo variável de energia associado ao bombeio do duto.

3.1.

Planejamento e programação da cadeia de suprimentos de petróleo e derivados

A estrutura organizacional da Petrobras é composta por seis diretorias (Internacional, Exploração e Produção, Abastecimento, Serviços, Gás e Energia e Finanças). A presente dissertação foi desenvolvida com base em dados obtidos na diretoria de Abastecimento, a qual abrange as seguintes gerências executivas: Refino, Petroquímica, Comercialização, Logística e uma área Corporativa. Cada uma das onze refinarias da Petrobras é representada como uma gerência geral na área de Refino.

A gestão da cadeia de suprimentos no país é feita de forma integrada pela gerência executiva da Logística e segue um ciclo mensal com horizonte de planejamento de doze meses.

Inicialmente o planejamento tático é realizado a partir de uma ferramenta de otimização baseada em programação linear, chamada PLANAB (Planejamento do Abastecimento), no qual estão representadas todas as atividades da cadeia de suprimentos. O PLANAB gera mensalmente o Plano de Abastecimento. Desta forma são considerados como dados de entrada: estimativas de produção de petróleo nacional, previsão de mercado interno, capacidade das refinarias, modais

de transporte disponíveis e preços internacionais de compra e venda de petróleo e derivados. Além destes parâmetros, são modeladas restrições que buscam tornar o modelo o mais aderente possível ao cenário real. A função objetivo é obter uma solução que maximize o ganho econômico do sistema em um horizonte de doze meses a partir das seguintes saídas: alocação de petróleo a ser processado por cada refinaria, elenco de petróleo a ser importado e exportado, compra e venda de derivados, e nível de operação do refino.

O cenário obtido no Plano de Abastecimento é submetido, em um encontro conjunto, à avaliação dos diversos agentes internos participantes da gestão da cadeia (Logística, Comercialização e Refino), para posterior desdobramento em uma alocação de petróleo para cada refinaria em um horizonte de dois meses, de acordo com a confirmação da produção nacional, realização de importações e exportações e disponibilidade de frota de petroleiros para o transporte marítimo.

A alocação de petróleo, junto com outros parâmetros como disponibilidade de unidades de processo, previsão de mercado local e preços de derivados, serve como dado de entrada para a geração de Planos de Produção de Refino. A partir de um modelo de programação linear, cada refinaria gera um cenário com horizonte de dois meses no qual se define quantidades de derivados a serem produzidos e níveis de estoques resultantes.

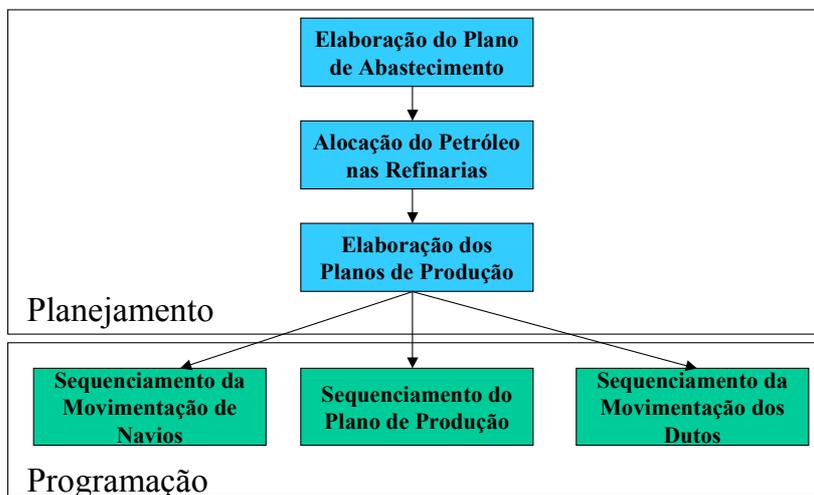
Os planos resultantes são submetidos a um novo encontro no qual a Logística e o Refino avaliam a consistência dos mesmos para o atendimento do mercado e cumprimento das diretrizes estabelecidas pelo PLANAB. Para a área São Paulo ainda há uma reunião para o detalhamento das movimentações chamada Bandeira São Paulo. Isso ocorre devido à necessidade de integração entre as quatro refinarias de São Paulo, já que há um desequilíbrio entre a produção e demanda de produtos finais e intermediários de cada uma, além da coordenação necessária para escoamento de excedentes e suprimento de complementos de produção.

O planejamento é feito sempre em horizonte de meses. Após a integração entre os Planos de Produção, deve-se desdobrar as movimentações de petróleo e derivados que serão necessárias em um horizonte diário, por dutos e navios, para atender aos Planos. Este detalhamento realizado pela Logística é feito baseado nos seguintes parâmetros: previsão diária de demanda de cada produto por terminal,

previsão diária de produção em cada refinaria, previsões de carga e descarga de navios nos terminais aquaviários, restrições temporárias ou permanentes de movimentações nas refinarias e terminais, capacidades disponíveis para cada produto nas refinarias e terminais e situações emergenciais. Existe um acompanhamento e negociação constante entre Logística, Refino e a Transpetro para viabilizar a movimentação de produtos por toda a malha de dutos e navios.

A Figura 2 resume o processo do planejamento até a programação da cadeia de suprimentos da Petrobras.

Figura 1 – Desdobramento do planejamento em programação



Fonte: elaborada pela autora

Atualmente, o desdobramento deste planejamento para a programação não dispõe de ferramentas computacionais adequadas, à exceção da movimentação de derivados por dutos nas refinarias e terminais de São Paulo.

Segundo Shobrys e Baker (2000), sistemas de planejamento e programação claramente devem trabalhar integrados. A direção do que deve ser feito flui do planejamento para a programação, e no sentido inverso deve haver o retorno das informações sobre acompanhamento e possíveis alterações de parâmetros e restrições do cenário real para o modelo.

3.2.

O sub-sistema Terminal de São Francisco do Sul - OSPAR – REPAR

O mercado do Paraná, que será objeto de nosso estudo, é atendido pela refinaria de Araucária (REPAR), cuja carga de refino representa 10% da capacidade de refino no país, conforme a Tabela 2.

Tabela 1 – Distribuição da capacidade de refino no Brasil

Capacidade da unidade de destilação		
Refinaria	m3/dia	%
Replan	57.200	18,6%
Reduc	38.000	12,3%
Rlam	44.600	14,5%
Revap	40.000	13,0%
Repar	31.000	10,1%
Rpbc	27.000	8,8%
Regap	24.000	7,8%
Refap	30.000	9,7%
Recap	7.800	2,5%
Reman	7.300	2,4%
Lubnor	1.100	0,4%
Total Brasil	308.000	100,0%

Fonte: Petrobras – Relatório Pássaro Madrugador Abr/09

O principal produto produzido pela REPAR é o óleo diesel. De acordo com as unidades de refino existentes na refinaria, e com as especificações do produto final (principalmente em consideração ao enxofre), a refinaria necessita de cerca de 30% de petróleo leve em seu processamento diário para suprir a demanda do seu mercado de diesel.

O Terminal Aquaviário de São Francisco do Sul foi concebido para atender ao suprimento de petróleo da refinaria de Araucária no Paraná (REPAR). O petróleo é recebido de navios através de uma monobóia e transferido por oleodutos submarinos até o terminal. A Figura 3 ilustra este sistema.

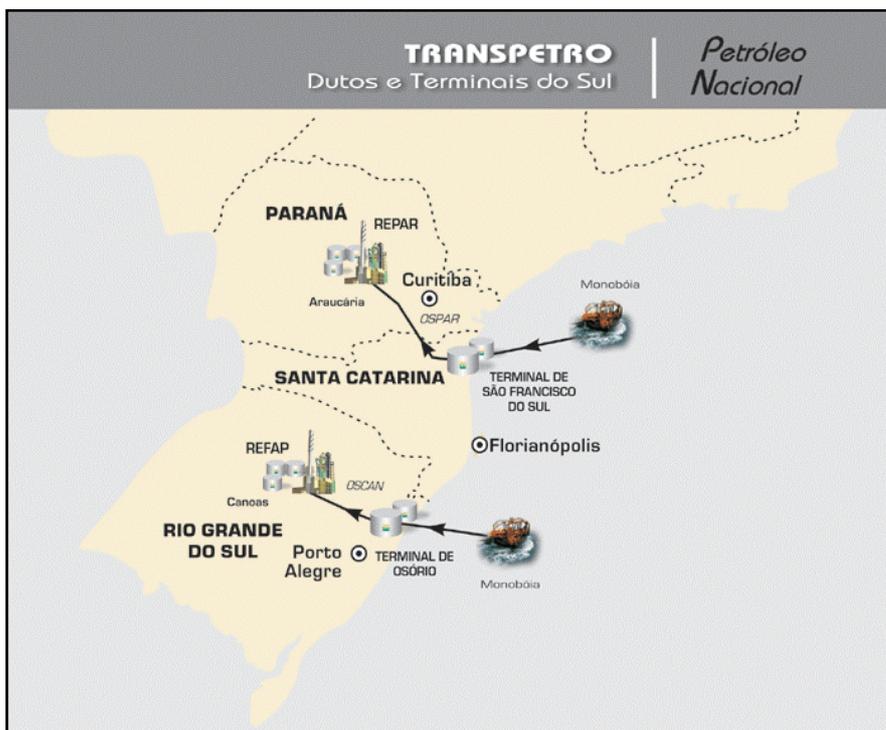


Figura 2 – Sistema REPAR – Terminal de São Francisco do Sul

Fonte: Petrobras – Fórum de Petróleo Nacional Set/08

A programação dos navios é realizada pela gerência geral de Operações Logísticas. Os navios podem estar carregados com petróleo nacional, vindos de uma cabotagem da região da Bacia de Campos, ou com petróleo importado, em sua grande maioria com origem na região oeste da África.

Após armazenagem e preparo no terminal, o petróleo é expedido para a refinaria através do oleoduto OSPAR (Santa Catarina – Paraná). A Transpetro possui oito estações de bombeamento situadas ao longo dos oleodutos da Companhia. Como as distâncias entre os pontos de entrada e de entrega dos produtos são longas e, em alguns casos, os dutos passam por regiões de grande inclinação, as estações de bombeamento ajudam a dar mais compressão, empurrando os produtos até o seu destino. No caso do OSPAR, a estação de bombeamento de Itararé é responsável pelo apoio ao bombeio e entrega do petróleo ao destino final.

As incertezas dos processos em cada elo da cadeia de suprimento podem causar variações no atendimento do suprimento de petróleo para a REPAR. Ao longo do ano e em especial em algumas épocas específicas, existe alguma incerteza na atracação dos navios na monobóia por condições climáticas não adequadas, seja por ondas elevadas, correnteza muito forte ou ventos excessivos.

Outra variável importante é a disponibilidade de bombas, dutos e tanques que influenciam diretamente na capacidade de transporte do sistema. Estes equipamentos necessitam de manutenção, inspeção, limpeza e reparos com uma determinada frequência para que a probabilidade de falha emergencial seja minimizada.

A energia contratada pelas concessionárias de Santa Catarina e Paraná é o fator que limita a capacidade de transferência do OSPAR, podendo causar redução na vazão do oleoduto ou até mesmo descontinuidade do suprimento de petróleo para a refinaria. O custo da energia contratada pode variar de acordo com o horário, pois concorre com a demanda do consumidor final que tem seu pico das 18 às 21 horas (chamado de horosazonalidade).

3.3. Descrição do suprimento de petróleo da REPAR

O problema considerado neste estudo é de otimização da programação de suprimento de petróleo para a REPAR. A refinaria demanda 30 mil m³/dia de petróleo, e o recebimento através do oleoduto OSPAR pode variar entre 18 mil a 48 mil m³/dia de petróleo (a depender do número de bombas utilizado).

Pode-se dividir em dois os tipos de petróleos recebidos: o leve, que é importado em sua grande maioria, recebido com frequência quinzenal (em média); e o petróleo base, que tem sua origem na Bacia de Campos, com recebimento a cada cerca de cinco dias (a depender do tamanho do lote).

Está sob responsabilidade da refinaria dosar a quantidade de petróleo leve e base consumido diariamente. De acordo com o perfil de mercado que se queira atender e o esquema de refino existente, são determinadas a produção de derivados desejada e a necessidade de matéria-prima para atingir aquela produção.

No caso da REPAR, na maior parte do tempo é utilizada a mistura de 30% de petróleo leve e 70% de petróleo base.

A programação do que é enviado pelo duto é realizada pela própria REPAR. São sequenciados os itens de petróleo a serem movimentados, e quais são os tanques de origem no terminal destes itens. Não há restrição para o tamanho de um item. Um tanque da refinaria pode receber um ou mais itens de petróleo.

Existem pré-requisitos de qualidade para que o petróleo possa ser processável; são eles: *BS&W*¹ e salinidade. O petróleo é considerado especificado nos casos em que o *BS&W* é menor do que 1% e a salinidade é menor do que 570 mgKOH. Caso haja recebimento de petróleos fora de especificação, a solução de mistura com outros petróleos especificados pode ser utilizada.

Algumas restrições devem ser levadas em consideração no problema de movimentação de petróleo por dutos:

- Após o recebimento do petróleo no tanque do terminal, deve-se esperar um dia para que seja feita a análise de qualidade do conteúdo do tanque. Após um dia, caso ele esteja especificado, pode-se bombear o petróleo; caso contrário é necessário realizar um tratamento ou aguardar até que o petróleo esteja especificado.
- O tanque do terminal realiza somente uma operação por vez: ou recebe petróleo de navios, ou expede para o duto. Da mesma forma, os tanques da refinaria ou recebem o petróleo ou enviam para a unidade de destilação.
- Os tanques do terminal e da refinaria possuem uma quantidade mínima de petróleo que deve estar sempre presente, chamada de lastro.

O objetivo principal desta dissertação é a elaboração de um modelo que possa realizar o sequenciamento da atracação de navios no terminal e a

¹ Colyer, Marco Antonio e Wesley (2002) definem *BS&W* (Bottom, Sediment & Water) como água e sólidos não decantáveis, de muito baixa granulometria, finamente dispersos em emulsão no petróleo cru, tais como areia, ferrugem, argila, poeira de rocha, etc.

programação do bombeio do duto OSPAR, que atenda à demanda da refinaria e minimize os principais custos envolvidos.

3.4. Diagnóstico do problema de programação do sub-sistema

Atualmente o processo de programação do terminal e do duto é realizado pela própria refinaria. Os programadores da REPAR elaboram com frequência diária (à exceção dos finais-de-semana) um relatório contendo as seguintes decisões:

- Sequência de atracação de navios: qual navio deve atracar em que data;
- Descarga de navios no terminal: qual o volume que será colocado em cada tanque;
- Bombeio do duto: sequenciamento do bombeio dos itens;
- Recebimento do petróleo na refinaria: destino dos itens, considerando a possibilidade de realizar misturas de itens de petróleo nos tanques da refinaria.

Esta programação é elaborada com base na experiência dos programadores, que não dispõem de ferramentas para apoiar este processo. O horizonte de programação é curto, cerca de 3 a 4 dias, e não existem projeções de estoque ou simulações de viabilidade daquela dada programação ocorrer ou não, a depender da vazão previamente contratada.

Além disto, é parte do trabalho diário do programador o acompanhamento dos seguintes parâmetros:

- Verificar a chegada prevista dos navios de petróleo no terminal e quais os volumes e tipos de petróleo a bordo;
- Verificar o estoque em cada tanque do terminal;
- Verificar o espaço disponível nos tanques para receber o petróleo;

- Considerar restrições operacionais, como por exemplo, volumes mínimos e máximos dos tanques;
- Considerar as vazões mínimas e máximas de envio e recebimento.

A programação do recebimento do petróleo deve estar em sintonia com a programação de produção da refinaria. Esta, por sua vez, é um desdobramento do plano de produção em operações viáveis.

Cabe lembrar que uma variável que pode causar grandes alterações no suprimento de petróleo para a refinaria é a data de chegada dos navios no terminal.

A visibilidade que a área de logística possui da cadeia de suprimento é importante e forte pré-requisito para a programação de petróleo para as refinarias. A área de logística busca sempre realizar esta programação de modo a obter um resultado ótimo global para todo o sistema do Abastecimento, e não somente visando uma refinaria específica, o que significaria atingir um ótimo local.

Como as características do óleo cru são decisivas para assegurar o bom rendimento da planta e a qualidade dos produtos, a ordem de chegada dos diferentes tipos de petróleo no terminal também é uma variável de extrema importância. Esta programação tem grande variabilidade, devido à confiabilidade de navios, mau tempo e ineficiências das plataformas de produção. Alterações nas cargas de navios podem alterar programações em mais de um subsistema paralelamente, já que algumas refinarias recebem o mesmo tipo de petróleo, impactando no suprimento de petróleo às refinarias.

Isto posto, é recomendável que a programação do terminal esteja sob responsabilidade da mesma área que realiza a programação dos navios, pela flexibilidade em reprogramar, caso seja necessário, devido a alterações das condições de contorno.

3.4.1. O custo variável de energia

A idéia de minimizar o custo variável de energia também corrobora com a motivação de existir um modelo matemático de programação. A forma como é feita a programação atualmente dificulta a previsibilidade de contratação de energia com as concessionárias. Pelo fato do OSPAR atravessar dois estados, é necessário negociar esta contratação com a COPEL (Companhia Paranaense de Energia) e a CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável por estabelecer tarifas que assegurem ao consumidor o pagamento de um valor justo, como também garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distribuição, para que ela possa oferecer um serviço com qualidade e confiabilidade necessárias. As tarifas de energia elétrica são definidas com base em dois componentes:

- Demanda de potência: medida em quilowatt e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora durante um intervalo de tempo especificado (normalmente 15 minutos), e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias.
- Consumo de energia: O consumo de energia é medido em quilowatt-hora e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, normalmente de 30 dias.

A demanda de potência, ou demanda contratada, remunera a disponibilidade do sistema, que precisa estar preparado para suportar aquela demanda contratada mesmo que por um pequeno intervalo de tempo. Deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento. A tarifa de demanda é cobrada em R\$/kW. Quanto ao consumo, este é pago aplicando-se a tarifa em R\$/kWh sobre a energia elétrica realmente consumida no mês.

A estrutura tarifária é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O objetivo dessa estrutura tarifária é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que ela for mais barata.

Para as horas do dia são estabelecidos dois períodos, denominados postos tarifários. O posto tarifário “ponta” corresponde ao período de maior consumo de energia elétrica, que ocorre entre 18 e 21 horas do dia (também conhecido como horosazonal). O posto tarifário “fora de ponta” compreende as demais horas dos dias úteis e as 24 horas dos sábados, domingos e feriados. As tarifas no horário de “ponta” são mais elevadas do que no horário “fora de ponta”.

Na prática, a decisão que deve ser tomada mensalmente, quando da contratação de energia junto às concessionárias, é a de se utilizar ou não o bombeio do duto nos horários de ponta, pois a demanda contratada será cobrada integralmente pela tarifa de maior valor medido durante o fornecimento, sendo esta a tarifa no horário de ponta.

Esta decisão é tomada conjuntamente entre a REPAR, a área de Suprimento de Petróleo da Logística e a Transpetro, sendo que esta última é a responsável por executar a contratação. Uma vez realizada a contratação no mês anterior para o mês seguinte, havendo imprevistos e surgindo a necessidade de aumentar a demanda contratada dentro do próprio mês, a concessionária cobra uma multa ou pode até mesmo recusar o pedido de aumento de demanda. Este caso pode acontecer quando, por exemplo, a demanda contratada corresponde a uma potência na qual se exclui a possibilidade de operar no horário de ponta (quando a demanda de potência é maior), e por algum atraso na chegada dos navios, e urgência na recomposição dos estoques da refinaria seja necessário bombear durante o horosazonal.

Atualmente, a capacidade diária de transferência de petróleo do terminal até a refinaria, mesmo levando em consideração a parada total do duto durante o horário de ponta, atende à demanda de petróleo da refinaria. Desta forma, na grande maioria das vezes, a demanda é contratada pela Transpetro junto às concessionárias com um valor de potência que exclui o bombeio no horário de

ponta (à exceção de eventos não rotineiros como paradas para manutenção preventivas do duto ou terminal por um determinado período dentro do horizonte de tempo considerado). Considerando que a tarifa de demanda no horário de ponta é da ordem de 11 vezes maior que a tarifa fora-de-ponta (conforme Tabela 3), não utilizar o duto no horário de ponta garante o menor custo de demanda contratada.

Tarifas para Demanda (R\$/kW)	Resolução ANEEL No. 663, de 23 de Junho de 2008	Com Impostos: ICMS e PIS/COFINS
Ponta	17,96	27,54
Fora-de-Ponta	2,37	2,52

Tabela 2 – Tarifa de demanda contratada da COPEL

Fonte: COPEL

Uma vez definida qual a demanda contratada para o próximo mês, a programação do duto deve ser feita visando a minimização do consumo de energia, diretamente ligado e proporcional à quantidade de bombas utilizada para o bombeio.

Atualmente no Terminal de São Francisco do Sul existem três configurações possíveis de bombas, resultando em três diferentes vazões para o transporte de petróleo no OSPAR. A programação deve ser feita informando qual a vazão requerida por item de bombeio. Logo, quanto menor a vazão, menor o número de bombas utilizado, menor a necessidade de energia (medida em kWh), e finalmente menor o custo do consumo de energia (tarifado em R\$/kWh).

3.4.2 O custo de navios

A frota marítima da Petrobras é composta de navios afretados em modalidades distintas de contratação, a saber:

- Modalidade TCP (*Time Charter Party*): o navio é afretado durante um período de tempo, mediante o pagamento de um *hire* (aluguel diário) ao

armador (Transpetro ou terceiros), onde o afretador recebe o navio tripulado e torna-se responsável pela gestão comercial do mesmo.

- Modalidade VCP (*Voyage Charter Party*): o navio é afretado para a realização de uma viagem mediante pagamento de um frete, onde já estão incluídos todos os custos, inclusive despesas portuárias e combustíveis.
- Modalidade COA (*Contract of Afreightment*): o fretador se obriga a efetuar o transporte de uma determinada quantidade de carga, em sucessivas viagens, utilizando embarcações armadas e colocadas à disposição do afretador para execução do transporte entre os portos acordados nas datas pré-determinadas.

De acordo com a Tabela 4, pode-se observar que o principal custo da área de Transporte Marítimo da Petrobras consiste dos *hires* (aluguéis diários).

Tabela 3 - Distribuição percentual do custo total do Transporte Marítimo em 2007

	Hire	Frete	Combustíveis	Despesas portuárias	Sobrestadia	Outros
Percentual do custo total	51%	22%	13%	10%	3%	1%

Fonte: Braz (2008)

O custo diário do navio será considerado um direcionador da decisão de atracação e descarga dos navios no terminal, estando presente no modelo a ser desenvolvido.

3.5. Considerações

Neste capítulo foi visto como ocorre o processo de planejamento e programação da cadeia de petróleo e derivados sob gestão da área de Logística da Petrobras. Pode ser observado que são utilizados diferentes modelos com horizonte de tempo e graus de detalhamento diversificados, sendo desejada a integração entre os planos gerados.

Foi apresentado o sistema de suprimento de petróleo à REPAR, as características e principais incertezas associadas ao processo de programação dos navios de petróleo no Terminal de São Francisco do Sul e programação de bombeio do duto OSPAR.

Notou-se que atualmente há baixa previsibilidade em relação à energia que deve ser contratada para operar o bombeio do duto. Esta previsibilidade está intrinsecamente associada à sequência de chegada dos navios de petróleo no terminal.

O objetivo deste trabalho é desenvolver um modelo que auxilie os programadores na elaboração da programação de navios e bombeio do terminal, tornando visível a operação do duto em um horizonte de curto prazo, considerando os principais custos de transporte marítimo e dutoviário.

O modelo deve elucidar também a contratação da energia do duto destacando se é viável manter um dado nível de consumo de petróleo na refinaria com as chegadas de navio conhecidas e cenários de diferentes vazões de bombeio.