



PERSPECTIVAS PARA EXPANSÃO DO USO DE MINIRREFINARIAS MODULARES DE PETRÓLEO NO BRASIL

Renata Cristina Teixeira

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

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

David Alves Castelo Branco

Rio de Janeiro
Dezembro de 2021

PERSPECTIVAS PARA EXPANSÃO DO USO DE MINIRREFINARIAS MODULARES DE
PETRÓLEO NO BRASIL

Renata Cristina Teixeira

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

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

David Alves Castelo Branco

Aprovada por:

Prof. Alexandre Salem Szklo

Prof. David Alves Castelo Branco

Prof. Luiz Augusto Horta Nogueira

Prof. Eduardo Falabella Sousa-Aguiar

Prof. Pedro Rua Rodriguez Rochedo

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

DEZEMBRO DE 2021

Teixeira, Renata Cristina

Perspectivas para expansão do uso de minirrefinarias modulares de petróleo no Brasil / Renata Cristina Teixeira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2021.

XVI, 192 p.: il., 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

David Alves Castelo Branco

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2021.

Referências Bibliográficas: p. 137-154

1. Petróleo – Refinação. 2. Minirrefinarias de petróleo. 3. Refinarias modulares. 4. Análise econômica. I. Szklo, Alexandre Salem *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho ao Edu, engenheiro tribologista que lubrifica as engrenagens do meu coração e me faz feliz.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus orientadores Alexandre Szklo e David Castelo Branco por, desde o primeiro encontro, acreditarem em mim e me direcionarem a cada passo dessa longa trajetória, desde a escolha das disciplinas que me alicerçariam nesse projeto até como apresentar tudo o que foi aprendido nesses anos de pesquisa. Agradeço por todos os ensinamentos, todo o cuidado nesses anos e por não desistirem de mim. Foi um privilégio tê-los como orientadores.

Agradeço aos professores Luiz Augusto Horta Nogueira, Eduardo Falabella Sousa-Aguiar e Pedro Rua Rodriguez Rochedo pela honra de aceitarem examinar este trabalho.

Agradeço aos meus professores pelos ensinamentos nas aulas do PPE: Alessandra Magrinni, Alexandre Szklo, André Lucena, David Castelo Branco, Emílio La Rovere, Joana Portugal, Luiz Pinguelli, Marcos Freitas e Roberto Schaeffer; e nas aulas na Escola de Química: Flavia Alves, José Vítor Bomtempo, Peter Rudolf Seidl e Tatiana Félix Ferreira.

Aos anjos-da-guarda do PPE: Sandrinha e Paulo. Sem vocês, essa vitória não seria possível. Muito obrigada!

Agradeço à mente mais brilhante que já tive a honra de conhecer: Eduardo Trindade – pesquisador que ama os números e as letras, parceiro de ciência, literatura, mergulhos, gulodices e de vida. Obrigada pela paciência, pela ajuda, pelos muitos ensinamentos e pelas tantas gargalhadas nesses 11 anos juntos.

Agradeço ao querido José Marco Ferreira pela revisão do artigo e pela amizade. Ou o Zé me ensina, ou me faz rir, ou as duas coisas ao mesmo tempo!

Agradeço a três amigas muito especiais que conheci no PPE: Bianca Ferraz, Flávia Fontanet e Thaís Mattos.

Agradeço a minha amiga e colega de empresa Viviane Masseran por toda a ajuda em conseguir fontes de informação para esse estudo. Muito obrigada, Vivi!

Agradeço à minha família, minha mãe Maria, meu pai José e meu irmão Ézio, que já não faz parte desse mundo rude, mas que me amou e me ensinou muito até sua partida. Quanto orgulho eu tenho de vocês!

Agraço à minha amiga Gilda Watkins por todo o carinho, afeto e cuidado nos momentos mais difíceis. Gilda, você é muito especial!

Agradeço à Petrobras, que patrocinou e apoiou esse trabalho desde o início, e aos meus colegas de labuta.

Agradeço a Deus por minha família e por ter permitido essa caminhada.

A todos que fizeram parte deste longo processo, meu muito obrigada!

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

PERSPECTIVAS PARA EXPANSÃO DO USO DE MINIRREFINARIAS MODULARES DE
PETRÓLEO NO BRASIL

Renata Cristina Teixeira

Dezembro/2021

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

David Alves Castelo Branco

Programa: Planejamento Energético

O presente estudo analisa a implementação de minirrefinarias modulares de petróleo, com foco no mercado brasileiro, de modo a identificar os motivos pelos quais essas instalações podem ser uma opção viável em cenários com expectativa de aumento da demanda por combustíveis líquidos no curto prazo, mas com incertezas no longo prazo. Um modelo de otimização foi desenvolvido e aplicado para comparar refinarias de petróleo convencionais e minirrefinarias de petróleo modulares, conforme opções tecnológicas disponíveis para ambas. Os resultados mostraram uma maior margem da planta convencional quando a demanda de combustível é suficientemente alta; a planta modular, porém, é mais resiliente para operar lucrativamente quando a demanda por combustível cai. De fato, um conjunto de minirrefinarias modulares pode permanecer lucrativo mesmo para demandas bastante baixas. Ademais, unidades modulares operando em paralelo com unidades tradicionais maiores podem tirar vantagem dessa flexibilidade, sem comprometer muito a economia de escala. O estudo conclui que a introdução de minirrefinarias modulares de construção rápida no Brasil é uma solução interessante para atender ao aumento da demanda de combustíveis no país, além de lidar com as incertezas de longo prazo, com descomissionamento mais rápido e fácil.

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

PERSPECTIVES FOR THE EXPANSION OF THE USE OF MODULAR PETROLEUM MINI
REFINERIES IN BRAZIL

Renata Cristina Teixeira

December/2021

Advisors: Alexandre Salem Szklo

David Alves Castelo Branco

Department: Energy Planning

This study assesses the implementation of modular petroleum mini-refineries, identifying the reasons behind the opportunities associated with these facilities in countries whose liquid fuel demand is expected to increase in the short term, but faces huge uncertainties for the long-term. This thesis focuses on Brazil. A simplified model was developed and applied to compare conventional and modular mini-refineries under different scenarios and according to already available technologies. Findings showed a larger margin of the conventional plant when the fuel demand is sufficiently high; however, the modular units are more resilient to keep their profitability when the fuel demand falls. Actually, a pool of modular plants has its absolute margin reduced when the operation is reduced, but it remarkably remains positive even for quite low product demands. In addition, modular units operating in parallel with larger traditional units may take advantage of this flexibility without compromising much of the scale gains. The introduction of modular fast-building mini-refineries in Brazil can be an interesting solution to meet the country's short-term fuel demand increase, while also dealing with long-term uncertainties, with faster and easier decommissioning.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABELAS	xiv
LISTA DE SIGLAS	xvi
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 HIPÓTESE DE PESQUISA	16
1.2 OBJETIVO	17
1.3 RELEVÂNCIA	17
1.4 CONTRIBUIÇÃO CIENTÍFICA.....	18
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	21
2 O REFINO DE PETRÓLEO	23
2.1 PERFIL GEOGRÁFICO DO REFINO DE PETRÓLEO	23
2.2 CARACTERIZAÇÃO DO REFINO DE PETRÓLEO	31
2.3 DESAFIOS DO SEGMENTO DE REFINO DE PETRÓLEO	36
3 REFINAS MODULARES.....	42
3.1 MODULARIDADE PARA ATENUAR RISCOS E AUMENTAR GANHOS.....	42
3.2 CONCEITO, CARACTERÍSTICAS, VANTAGENS E DESVANTAGENS.....	62
3.3 PLANTAS MODULARES E O MERCADO BRASILEIRO.....	74
4 DESCRIÇÃO DE MÉTODO E MODELAGEM DE CENÁRIOS PARA INSERÇÃO DE MINIRREFINARIAS MODULARES.....	84
4.1 MODELAGEM E MÉTODOS DO PRESENTE ESTUDO	90
4.1.1 MODELAGEM	94
4.1.2 REFINARIA CONVENCIONAL.....	96
4.1.3 MINIRREFINARIA MODULAR.....	97
4.1.4 REFINARIA HÍBRIDA	98
4.2 CENÁRIOS	100
4.2.1 CENÁRIO BASE	100
4.2.2 CENÁRIO DE ALTA DEMANDA DE DIESEL.....	102
4.3 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE.....	102
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES	104
5.1 CENÁRIO BASE.....	105

5.2 CENÁRIO DE ALTA DEMANDA DE DIESEL.....	110
5.3 <i>POOL</i> DE MINIRREFINARIAS MODULARES EM UNIDADES MÚTIPLAS ..	114
5.4 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE.....	118
5.5 ANÁLISE DE RISCO DE ATRASO.....	120
5.6 DISCUSSÕES QUALITATIVAS PARA O MERCADO BRASILEIRO.....	127
6 CONCLUSÕES	131
7 REFERÊNCIAS	137
ANEXO 1 – DADOS DO PARQUE MUNDIAL DE REFINO	155

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Indicadores econômicos	4
Figura 1.2 – Projeção de demanda por diferentes tipos de energia primária no ano de 2050 para cada cenário da BP	10
Figura 1.3 – (a) Projeção da demanda de refino 2030-2050 e (b) projeção da mudança na capacidade de refino entre 2018 e 2050, nos cenários <i>Rapid</i> e BAU	10
Figura 1.4 – Projeção da demanda por energia primária (óleo), para os diferentes cenários da Shell, até o ano de 2100, em EJ	11
Figura 1.5 – Projeção da capacidade de refino de petróleo em 2030 e 2040, no cenário STEPS e capacidade em risco	13
Figura 1.6 – Projeções de investimento do semento de refino para o período 2021 a 2045	14
Figura 2.1 – Capacidade de destilação atmosférica em 2020, por país, na Ásia-Pacífico	25
Figura 2.2 – Capacidade de destilação atmosférica em 2020, por país, na região da América do Norte	27
Figura 2.3 – Capacidade de destilação atmosférica em 2020, por país, na região da América Latina	27
Figura 2.4 – Capacidade de destilação atmosférica em 2020, por país, na região da Europa Ocidental	28
Figura 2.5 – Capacidade de destilação atmosférica em 2020, por país, na região da Europa Oriental	29
Figura 2.6 – Capacidade de destilação atmosférica em 2020, por país, na região do Oriente Médio	30
Figura 2.7 – Capacidade de destilação atmosférica em 2020, por país, no continente africano	31
Figura 2.8 – Grau de complexidade das refinarias, por continente, no ano de 2020	34
Figura 2.9 – Comércio containerizado global e variação anual percentual, entre os anos 1996 e 2020	38
Figura 2.10 – Evolução das margens de refino da Costa do Golfo dos EUA, do Noroeste da Europa (Rotterdam) e de Singapura, no período de 2010 a 2020	39
Figura 3.1 – Tecnologia descrita na patente US3274745 (1966) representando: (a) torres pré-montadas, (b) pacote de aquecimento, (c) bombas, (d) e (e) diferentes visões dos módulos estruturados	49
Figura 3.2 – Tecnologia descrita na patente US3953298 (1976)	50

Figura 3.3 – Tecnologia descrita na patente US4983259 (1991), onde (a), (b) e (c) representam diferentes projeções ortogonais do conjunto modular estruturado.....	51
Figura 3.4 – Tecnologia descrita na patente US5316743 (1994) representando (a) um desenho esquemático da refinaria portátil e (b) uma vista esquemática da refinaria portátil como uma caixa retangular montada em um <i>skid</i> , esse sendo suportado por um reboque e rebocado em caminhão	52
Figura 3.5 – Tecnologia descrita na patente WO031012 A1 (2003) onde (a) representa a vista plana de uma refinaria modular composta por várias unidades de processamento e (b) uma vista plana de uma unidade de processamento modular com seus diversos componentes	54
Figura 3.6 – Tecnologia descrita na patente US20080154433A1 (2008) representando (a) uma refinaria com um sensor de hidrogênio de liga catalítica integrado, (b) uma representação esquemática de um processo de isomerização genérico e (c) uma representação esquemática um processo de separação adsorbtiva em um processo de isomerização genérico	55
Figura 3.7 – Tecnologia descrita na patente WO040048 A1 (2010) representando (a) partes de uma refinaria montada por meio de módulos em um caminhão padrão e (b) limites de aceleração e desaceleração de um caminhão-reboque carregado com um módulo de grande porte	57
Figura 3.8 – Tecnologia descrita na patente US0162999A1 (2011) onde (a), (b) e (c) indicam diferentes esquemas de refino em distintos níveis de detalhamento e (d) unidades montadas em um caminhão	59
Figura 3.9 – Tecnologia descrita na patente WO005184A1 (2018) representando (a) processo e aparelho descritos na invenção e (b) uma alternativa ao processo e aparelho descritos na invenção	60
Figura 3.10 – Tecnologia descrita na patente CN109233894 (2019) representando (a) a estrutura esquemática da invenção com o detalhamento de partes da estrutura, onde (b) é um diagrama esquemático da estrutura de um módulo de retificação, (c) é um diagrama esquemático do módulo de troca de calor e do módulo de transporte, e (d) é uma vista ampliada tirada de (a)	61
Figura 3.11 – (a) Balanço nacional dos principais derivados de petróleo produzidos no Brasil e (b) saldo líquido desses derivados.....	76
Figura 3.12 – Projeção de atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de (a) diesel e (b) gasolina em 2029	77

Figura 3.13 – Trajetórias de demanda do ciclo Otto (gasolina C e etanol hidratado), óleo diesel B e QAV na duração do período de adoção das medidas de distanciamento social e em dezembro de 2022, em relação ao mesmo período de 2019	78
Figura 4.1 – Resumo do procedimento metodológico para a modelagem	91
Figura 4.2 – Histograma da distribuição de frequência para a simulação do prazo incremental para um megaprojeto de refino	93
Figura 4.3 – Histograma da distribuição de frequência para a simulação do custo percentual incremental para um megaprojeto de refino	93
Figura 4.4 – Diagrama esquemático das unidades de fracionamento e craqueamento de uma refinaria convencional	96
Figura 4.5 – Diagrama esquemático das unidades de fracionamento e craqueamento de uma minirrefinaria modular	97
Figura 4.6 – Diagrama esquemático das unidades de fracionamento e craqueamento de uma refinaria híbrida	99
Figura 5.1 – Produção otimizada da refinaria convencional e correspondente margem de lucro líquido quando a demanda do mercado varia como um percentual da demanda do projeto base	106
Figura 5.2 – Produção otimizada da refinaria modular e correspondente margem de lucro líquido quando a demanda do mercado varia como uma porcentagem da demanda do projeto base	108
Figura 5.3 – Produção otimizada da refinaria híbrida (convencional mais modular) e correspondente margem de lucro líquido quando a demanda do mercado varia como uma porcentagem da demanda do projeto base	109
Figura 5.4 – Produção otimizada da refinaria convencional e correspondente margem de lucro líquido para um mercado com maior demanda de diesel	111
Figura 5.5 – Produção otimizada da refinaria modular e correspondente margem de lucro líquido para um mercado com maior demanda de diesel	112
Figura 5.6 – Produção otimizada da refinaria híbrida e correspondente margem de lucro líquido para um mercado com maior demanda de diesel	113
Figura 5.7 – Margem de lucro líquido otimizada para as diferentes refinarias nos cenários base e alto diesel	114
Figura 5.8 – Produção otimizada de um <i>pool</i> de refinarias modulares no cenário base e correspondente margem de lucro líquido	115
Figura 5.9 – Operação otimizada de um <i>pool</i> de refinarias modulares no cenário base e o lucro líquido correspondente em unidades monetárias arbitrárias	116

Figura 5.10 – Produção otimizada de um <i>pool</i> de refinarias modulares no cenário alta demanda de diesel e correspondente margem de lucro líquido	117
Figura 5.11 – Operação otimizada de um <i>pool</i> de refinarias modulares no cenário alta demanda de diesel e o lucro líquido correspondente em unidades monetárias arbitrárias	118
Figura 5.12 – Análise de sensibilidade: margens de lucro líquidas da refinaria convencional no cenário base de mercado para cinco casos com variação aleatória nos custos operacionais ...	119
Figura 5.13 – Análise de sensibilidade: influência do preço do petróleo nas margens de lucro das refinarias convencionais e modulares no cenário de mercado base (demanda plena)	120
Figura 5.14 – Distribuição de frequência de custo efetivo total	121
Figura 5.15 – Distribuição de frequência de custo efetivo por capacidade instalada	122
Figura 5.16 – Frequência acumulada das probabilidades de custo	123
Figura 5.17 – Tempo de retorno do investimento para os diferentes casos simulados	127
Figura 5.18 – Distribuição do cultivo e processamento de soja, e das usinas de biodiesel no Brasil	129

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Dados da capacidade de destilação de petróleo por região e no mundo, nos anos 1990, 2008 e 2020	3
Tabela 1.2 – Grau API médio da base de projetos das unidades de destilação atmosférica e grau API médio em 2005	7
Tabela 2.1 – Distribuição geográfica das refinarias por região e situação operacional da refinaria no ano de 2020	24
Tabela 2.2 – Capacidade mundial de refino de petróleo diário por tipo de processo em cada região no ano de 2020	32
Tabela 2.3 – Comércio mundial de produtos derivados no ano de 2020	36
Tabela 3.1 – Principais licenciadores/construtores de tecnologias para refinarias modulares, capacidade da unidade de destilação atmosférica e outras unidades disponibilizadas	65
Tabela 4.1 – Principais variáveis definidas no modelo	94
Tabela 4.2 – Capacidade de cada unidade de processo	98
Tabela 4.3 – Parâmetros de rendimento mássico de cada unidade de processo	98
Tabela 4.4 – Custos operacionais do modelo de refinaria convencional	101
Tabela 4.5 – Custos operacionais do modelo de refinaria convencional	101
Tabela 4.6 – Custos logísticos para acomodação do excedente produzido	102
Tabela 4.7 – Demanda por produtos derivados em cada cenário	102
Tabela 5.1 – Produção otimizada da refinaria convencional e correspondente margem de lucro líquido quando a demanda do mercado varia como um percentual da demanda do projeto base	106
Tabela 5.2 – Produção otimizada da refinaria modular e correspondente margem de lucro líquido quando a demanda do mercado varia como uma porcentagem da demanda do projeto base	107
Tabela 5.3 – Produção otimizada da refinaria híbrida (convencional mais modular) e correspondente margem de lucro líquido quando a demanda do mercado varia como uma porcentagem da demanda do projeto base	108
Tabela 5.4 – Preços de equilíbrio para cada produto das três refinarias simuladas	109
Tabela 5.5 – Produção otimizada da refinaria convencional e correspondente margem de lucro líquido para um mercado com maior demanda de diesel	110
Tabela 5.6 – Produção otimizada da refinaria modular e correspondente margem de lucro líquido para um mercado com maior demanda de diesel	111

Tabela 5.7 – Produção otimizada da refinaria híbrida e correspondente margem de lucro líquido para um mercado com maior demanda de diesel	112
Tabela 5.8 – Produção otimizada de um pool de refinarias modulares no cenário base e correspondente margem de lucro líquido	115
Tabela 5.9 – Produção otimizada de um pool de refinarias modulares no cenário alta demanda de diesel e correspondente margem de lucro líquido	117
Tabela 5.10 – Taxa interna de retorno (considerando tempo de vida de 25 anos) e tempo de retorno do investimento para a refinaria convencional no cenário base	124
Tabela 5.11 – Taxa interna de retorno (considerando tempo de vida de 25 anos) e tempo de retorno do investimento para a refinaria convencional no cenário de alta demanda de diesel	124
Tabela 5.12 – Taxa interna de retorno (considerando tempo de vida de 25 anos) e tempo de retorno do investimento para a refinaria modular no cenário base	125
Tabela 5.13 – Taxa interna de retorno (considerando tempo de vida de 25 anos) e tempo de retorno do investimento para a refinaria modular no cenário de alta demanda de diesel	126

LISTA DE SIGLAS

API – American Petroleum Institute

CCUS – Captura, utilização e armazenamento de carbono (*carbon capture, use and storage*)

CO₂ – Dióxido de carbono

FCC – Craqueamento catalítico fluido (*fluid catalytic cracking*)

GLP – Gás liquefeito de petróleo

GOV – Gasóleo de vácuo

HDT – Hidrotratamento

IMO – Organização Marítima Internacional (*International Maritime Organization*)

IOCs – Empresas internacionais de petróleo (*International Oil Companies*)

OPEC – Organização dos Países Exportadores de Petróleo (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*)

PIB – Produto Interno Bruto

QAV – Querosene de aviação

SO_x – Óxidos de enxofre

1 INTRODUÇÃO

A indústria de petróleo¹ transcende em muito os aspectos puramente técnicos de extração, refino e emprego de derivados; ela tem desdobramentos sociais, culturais, econômicos e geopolíticos (HALL *et al.*, 2003). Nenhum desses aspectos é estático no tempo; ao contrário, a indústria do petróleo influencia e é influenciada por fatores que estão em constante transformação e que são, por vezes, difíceis de prever. Isso pode ser visto quando se analisa o perfil do parque de refino mundial e as transformações pelas quais ele tem passado (GEELS, 2005; SPEIGHT, 2020). Desenvolvimentos tecnológicos levam à popularização de novos processos produtivos e à obsolescência de outros. Por exemplo, GEELS (2005) mostrou que alterações no perfil de consumo motivados por padrões culturais (como o *status* de se possuir um automóvel e como isso é visto em cada sociedade), políticas de transporte urbano e crescente preocupação ambiental levaram a novas demandas por combustíveis e lubrificantes. Da mesma forma, conflitos políticos e militares podem alterar drasticamente a operacionalidade e a disponibilidade de matérias-primas para refinarias (CRAIG *et al.*, 2018), assim como regulamentações de qualidade de combustíveis mais estritas também afetam a composição final dos derivados e as operações das refinarias² (FOCUS, 2020; SZKLO *et al.*, 2012; KARAVALLAKIS *et al.*, 2015). Assim, fica claro que o projeto e a decisão de investimento, de modo que esse seja concretizado de forma rentável, vão além dos fatores intrínsecos à indústria do petróleo e se referem também a questões demográficas, políticas e culturais.

Historicamente, o processo de refino de petróleo se desenvolveu buscando potencializar suas margens³, maximizando a produção de derivados de maior preço e

¹ No presente trabalho, os termos petróleo, petróleo bruto, petróleo cru, óleo bruto e óleo cru são utilizados como sinônimos. Não obstante, reconhece-se que na literatura científica distingue-se amiúde petróleo de óleo bruto, sendo o primeiro a soma do óleo bruto com as frações líquidas obtidas do gás natural.

² Embora os aromáticos, do ponto de vista técnico, sejam desejáveis na gasolina para atender aos critérios de desempenho dessas, o mundo tem crescentemente limitado o teor de aromáticos desse combustível, especialmente benzeno. O uso de unidades de reforma catalítica para aumentar o índice de octanagem tem sido revisto em vários países, uma vez que qualquer redução adicional de aromáticos nos combustíveis requererá profundas mudanças nos processos da refinaria, acarretando custos adicionais (FOCUS, 2002; SZKLO *et al.*, 2012; KARAVALLAKIS *et al.*, 2015).

³ As margens da refinaria são uma medida da contribuição de valor da refinaria por unidade de insumo, normalmente expressas por barril. De acordo com TORDO *et al.* (2011, p.113), a principal medida de lucratividade é a margem bruta de refino, calculada como a diferença entre as receitas recebidas e o custo da matéria-prima somado

reduzindo seus custos, seja na estratégia de aquisição de matérias-primas, seja nos custos de investimento (KEMP, 1992; CASTELO BRANCO *et al.*, 2010; QUINTINO, *et al.*, 2019; JOSHI *et al.*, 2021). FAHIM *et al.* (2010, p. 403) narram que a estratégia de controle de custos para a obtenção de lucros sempre fez parte da indústria de refino e que, após a nacionalização dos ativos de petróleo pelos países produtores na década de 1970, o segmento de refino sofreu reduções na sua lucratividade em comparação com os outros segmentos da indústria do petróleo. Ainda sobre esse período, GRANT e CIBIN (1996, p. 170), descrevem que as operações de refino e distribuição tinham também o papel estratégico de garantir o escoamento do petróleo bruto e, assim, diminuir os riscos dos investimentos de longo prazo na exploração e produção. As empresas também fazem uso da estratégia de integração vertical, utilizada por exemplo por produtores exportadores de óleos pesados, como as estatais Pemex (México) e PDVSA (Venezuela), que, nas décadas de 1980 e 1990, diversificaram seus mercados consumidores, instalando-se em parques refinadores de outros países de forma a evitar os descontos nos preços de seus óleos (ULLER, 2007; SENA, 2013).

Ademais, a indústria de refino evoluiu para refinarias de maior capacidade de processamento de óleo, uma vez que essas se beneficiam de ganhos de escala que ainda proporcionam a criação de fortes barreiras à entrada na atividade, conforme narrado por TAVARES *et al.* (2006, p. 3028).

A Tabela 1.1 apresenta, por região e no mundo, os dados da capacidade de destilação atmosférica e o total de refinarias nos anos de 1990, 2008 e 2020. A partir dessas informações, foram calculadas a capacidade média das unidades de destilação atmosférica e também o aumento percentual relativo ao período anterior. Embora os dados não estejam perfeitos, uma vez que os números da região da Ásia-Pacífico para o ano de 1990 não somam as unidades chinesas⁴ e para o mesmo ano não foram obtidas

a outros custos monetários, como mão-de-obra, manutenção e capital de giro. A margem bruta de refino exclui custos não monetários, como depreciação; portanto, uma margem bruta de refino positiva ainda pode se traduzir em perda contábil. A margem após os custos não monetários é a margem líquida de refino. Ainda segundo os autores, a lucratividade do segmento de refino é sensível a mudanças marginais na oferta e demanda de produtos.

⁴ Particularmente a ausência de refinarias chinesas em 1990 pode afetar ligeiramente a análise devido à presença, nesse país, sobretudo, até os anos 2015, de uma capacidade relevante de refinarias independentes de muito pequeno porte e baixa complexidade, comumente denominadas *teapot* (MEIDAN, 2017).

nenhuma informação sobre as unidades da Europa Oriental, fica claro o aumento da capacidade média das unidades de destilação atmosférica nas últimas décadas.

Tabela 1.1 – Dados da capacidade de destilação de petróleo por região e no mundo, nos anos 1990, 2008 e 2020.

	Destilação (1.000 b/d)			Número de refinarias em operação			Capacidade média (1.000 b/d)			Aumento em relação ao período anterior (%)	
	2020	2008	1990*	2020	2008	1990*	2020	2008	1990*	2008 - 2020	1990 - 2008
Ásia-Pacífico	34.719	29.511	10.749	208	209	113	167	141	95	18	48
América do Norte	20.879	20.093	18.257	141	161	248	148	125	74	19	70
América Latina	7.641	8.216	5.603	72	72	72	106	114	78	-7	47
Europa Ocidental	12.726	14.303	14.198	78	97	141	163	147	101	11	46
Europa Oriental	4.501	4.333		42	42		107	103		4	
Oriente Médio	9.538	7.786	5.005	54	52	44	177	150	114	18	32
África	2.594	2.599	1.792	33	37	35	79	70	51	12	37
Mundo	92.598	86.841	55.604	628	670	653	147	130	85	14	52

Fontes: Elaboração própria a partir de dados recuperados na base EVALUATE ENERGY (2021) para os anos 2008 e 2020 e SEYMOUR (1990, p. 16) para os dados do ano de 1990.

*Ásia-Pacífico sem os dados das refinarias da China.

Esse tipo de refinaria, de maior capacidade de processamento, fez muito sentido durante todo o século XX, dado que, de forma geral, esse período, sobretudo após a II Guerra Mundial, foi caracterizado pelo grande aumento da população mundial, pelo crescimento econômico e pelo aumento da infraestrutura e da capacidade produtiva em todo o mundo, conforme indicado por GOMES (2011, p. 36). Isso elevou o consumo energético em todos os setores, especialmente o mercado de derivados de petróleo, o que proporcionou grande rentabilidade às refinarias.

A evolução do PIB mundial e da frota de veículos leves, entre os anos de 1971 e 2020, e o consumo energético, em óleo equivalente, entre os anos 1971 e 2014, apresentados na Figura 1.1, são alguns indicadores que ilustram o crescimento econômico das últimas décadas.

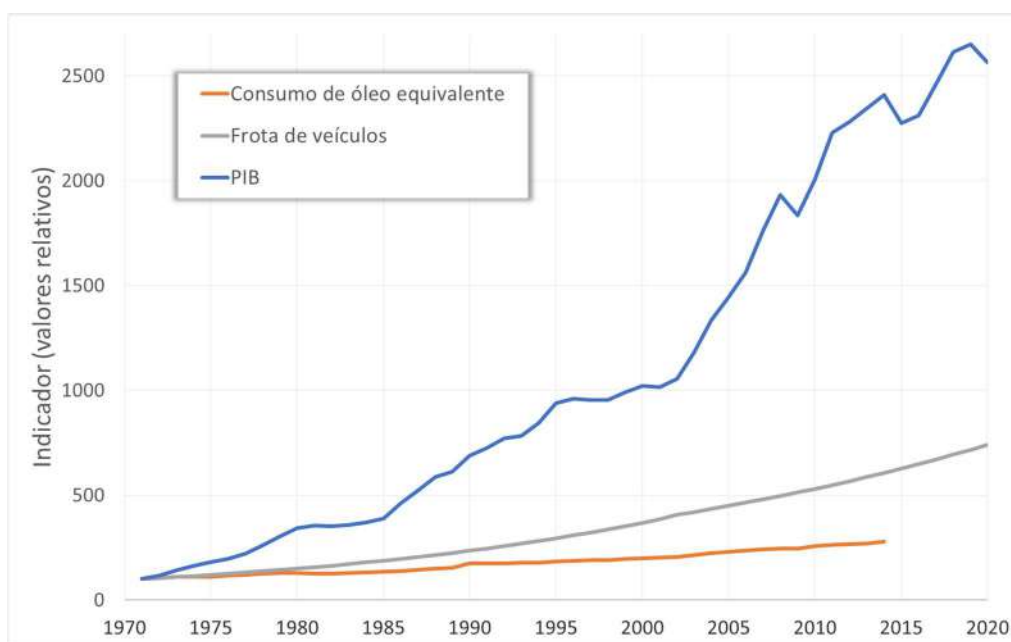


Figura 1.1 - Indicadores econômicos. Valores relativos referenciados ao ano de 1971, arbitrado como 100 %. Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do IEA (2021b), WORLD BANK (2021a e 2021b) e SOMMER *et al.* (2007, p. 147).

Entretanto, o aumento da atividade produtiva trouxe significativas consequências para o meio ambiente. KEMP (1992, p. 105) indica que, no contexto de preocupação ambiental, foram avaliados os efeitos poluentes das emissões provenientes do uso de hidrocarbonetos, o que gerou discussões políticas em muitos fóruns e resultou em novas legislações para a proteção ambiental e humana. Essas legislações – como o Clean Air Act, de 1963, lei destinada a reduzir e controlar a poluição do ar nos Estados Unidos, ou a Declaração de Chefes de Estado e de Governo, de 1972, onde o Conselho Europeu declarou a necessidade de uma política ambiental comunitária que acompanhasse a expansão econômica – trouxeram significativos impactos para o setor de refino de petróleo. MARIANO (2001, p. 247) descreve como o Clean Air Act afetou a indústria de refino estadunidense, uma vez que passou a estabelecer padrões nacionais de qualidade do ar, limitando as quantidades de poluentes, bem como a eliminação do chumbo da gasolina. A autora comenta ainda que, em função das novas legislações, foram agregadas à indústria técnicas de refino mais complexas, que mudaram a forma de se produzir derivados de petróleo. Por sua vez, no território europeu, que se caracteriza por seu rigor e liderança nas questões

ambientais⁵, em âmbito global e local, os impactos no setor de refino também se fizeram sentir. DUQUE (2017, p. 65) detalha que as refinarias europeias precisaram investir pesadamente em unidades de tratamento para atender às rígidas exigências ambientais associadas às emissões locais.

Assim, as legislações ambientais mais rigorosas tornam cada vez mais restritivas as especificações de qualidade dos derivados de petróleo. Isso implicou o aumento de custos para o refinador por diversas razões, como a necessidade de substituir ou modificar equipamentos existentes, de investir em tratamentos mais severos para especificação dos derivados, assim como o consequente aumento do consumo de gás natural e de energia elétrica (PRIOLEAU, 2003; COELHO, 2015; DUQUE, 2017).

As especificações de qualidade mais rígidas para derivados de petróleo em todo o mundo tendem a aumentar o uso de energia, como mencionado anteriormente e, consequentemente, as emissões de dióxido de carbono (CO₂) nas refinarias, conforme detalham SZKLO e SCHAEFFER (2007, p. 1076). Ainda relativamente às legislações de impacto local, os refinadores também terão de lidar com desafios em termos de qualidade e quantidade de insumos, incluindo maior rigor pela eficiência nos processos com menor consumo de água e energia, e redução da geração de resíduos (PERISSÉ e ODDONE, 2006; FORTUNY *et al.*, 2008; MACHADO, 2012; SPEIGHT, 2020). Requisitos de produtos de melhor qualidade e requisitos de menor uso de energia se encontram na lista de desafios do segmento de refino, indicando a necessidade do desenvolvimento de novas tecnologias, uma vez que esses compromissos podem ser antagônicos.

Além das questões emissões globais *versus* emissões locais, os requisitos de qualidade ambiental mais rígidos para os produtos petrolíferos podem criar derivados sobrespecificados, e assim, inviabilizar a importação desses produtos em função da dificuldade em manter suas características durante o transporte, a estocagem e a distribuição (SZKLO e SCHAEFFER, 2007; ULLER, 2007).

Por sua vez, os desafios de mercado sempre existiram no refino de petróleo (GOMES, 2011). Não é incomum um parque de refino se estruturar para processar determinado tipo de carga ou produzir um determinado tipo de derivado e, por força

⁵ Desde 2009, as emissões máximas de enxofre são limitadas a 10 ppm, tanto para o diesel quanto para a gasolina (DUQUE, 2017, p.3).

regulatória ou mercadológica, se tornar desbalanceado, tendo que produzir outro tipo de derivado. Exemplos são o parque de refino europeu, que foi desenvolvido para atender a um mercado de gasolina, mas teve que se adaptar ao atendimento de veículos leves a diesel⁶ (DUQUE, 2017). O refino de petróleo no Brasil também é um caso emblemático, cujas refinarias foram desenhadas para processar petróleos importados de maior grau API⁷, mas se voltaram para o processamento do petróleo nacional, com características muito distintas do óleo base de projeto (PERISSÉ, 2007). Por exemplo, a Tabela 1.2 apresenta a lista do grau API de projeto das refinarias de propriedade da Petrobras e a comparação do grau API processado por essas mesmas refinarias no ano de 2005. Como a Petrobras vinha descobrindo óleos mais pesados e teria que adaptar a complexidade de suas unidades de processamento para refinar o petróleo nacional da maneira mais rentável possível, a empresa instituiu, no início dos anos 1980, seis Programas Prioritários do Refino⁸, mais conhecidos como Programa Fundo de Barril. Esse programa baseou-se, além da construção de duas novas unidades de coqueamento e uma de desasfaltação, em modificações nos projetos ou condições operacionais em algumas de suas unidades para reduzir a produção de óleo combustível e aumentar a produção de diesel, o que permitiu adequar o perfil de produção de suas refinarias com a demanda nacional e proporcionou agregar mais de US\$ 1 bilhão por ano ao produto nacional (BOSCO, 2002; FANTINE e ALVIM, 2008).

⁶ *Ceteris paribus*, o motor de combustão interna Diesel consegue maior razão de compressão do que o motor de ciclo Otto, o que representa menor consumo de derivados de petróleo e consequente, menores emissões de CO₂ (DUQUE, 2017, p. 60).

⁷ O grau API é uma escala idealizada pelo American Petroleum Institute, juntamente com o National Bureau of Standards, utilizada para medir a densidade relativa de líquidos. Quando mais leve o petróleo, maior o seu grau API e, desconsiderando diversos outros fatores, quanto maior o grau API, maior tende a ser o valor do petróleo no mercado.

⁸ Programas Prioritários do Refino: PROQUAL – Programa da Qualidade, PROCRA – Programa de Craqueamento de Pesados, PROMIRV – Programa de Minimização de Resíduos de Vácuo, PROQUERV – Programa de Queima de Resíduos Vácuo, PROLUP – Programa de Lubrificantes e Parafinas e PROCON – Programa da Construção e Adaptação do Parque de Refino (PETROBRAS, 1982).

Tabela 1.2 – Grau API médio da base de projetos das unidades de destilação atmosférica e grau API médio em 2005.

Refinaria	Petróleo (base de projeto)	°API projeto	°API em 2005
REVAP	Árabe leve, Kuwait, Safaniya	34	24
REPAR	Baiano, Kuwait, Abu Dhabi	36	26
REPLAN	Baiano, Safaniya, Abu Dhabi	36	26
REGAP	Árabe leve, Baiano, Lagotreco	34	25
REFAP	Árabe leve, Baiano, Lagotreco	34	32
RECAP	Kuwait, Árabe leve, Oficina	34	29
REMAN	Ganso azul	39	46
RPBC	Árabe leve, Baiano	34	25
REDUC (U-1210)	Baiano, Árabe leve, Lagomar, Tia Juana, Nova Olinda	34	26
REDUC	Árabe leve, Basrah, Lagomedio	33	33
RLAM	Dom João, Baiano, Kuwait, Safaniya, Árabe leve	36	30
LUBNOR	Boscan	17	14

Fonte: PERISSÉ (2007, p. 69).

As refinarias também enfrentam os aspectos relacionados à volatilidade de preço de petróleo e derivados, causando dificuldade na manutenção de margens, uma vez que mesmo pequenas variações nos preços do petróleo implicam grandes variações nas margens de refino (QUINTINO *et al.*, 2019). Outro desafio que compromete a rentabilidade do refinador é a questão de controle de preços de derivados por parte de governos.

FATTOUH *et al.* (2015) investigaram os impactos do controle de preços de derivados combustíveis (gasolina e diesel) pelos governos do Brasil, da Rússia, da Índia e da China. De acordo com os autores, embora o Brasil e a Rússia tenham oficialmente adotado políticas de liberação de preços de derivados desde as décadas de 1990 e 2000, respectivamente, os autores identificaram amplas evidências de controle de preços de gasolina e diesel exercidos por esses governos por meio da intervenção nas operações e planos de despesas de capital de suas empresas nacionais (no caso brasileiro, a empresa de capital misto, mas sob controle do acionista majoritário estatal). Os impactos observados sobre a empresa russa (Rosneft) foram menos adversos em

comparação com a empresa brasileira (Petrobras), uma vez que a Rússia é um exportador líquido de petróleo e conseguiu compensar essas perdas. Ambos os países experimentaram sérias restrições para atrair investimentos e tiveram dificuldades para expandir (no caso do Brasil) ou atualizar (no caso do Rússia) sua capacidade de refino.

Na China e na Índia, o controle de preços de derivados é explícito e, como esses países são importadores líquidos de petróleo, os próprios governos foram responsáveis pelos maiores investimentos e expansões na capacidade de refino. No caso indiano, mesmo com o controle de preços, houve investimento da iniciativa privada para a implantação de refinarias, algumas voltadas para a exportação. No caso chinês, o estado impulsionou uma expansão maciça na capacidade de refino por meio de aporte de capital nas petroleiras estatais, apoiando seus planos de investimento; mas os refinadores independentes sofreram com margens negativas diante também de sua usualmente baixa capacidade e complexidade tecnológica (FATTOUH *et al.*, 2015).

ALMEIDA *et al.* (2015, p. 554) estudaram as consequências do controle de preços de combustíveis no Brasil e apresentam que a perda de receita resultante da defasagem dos preços domésticos, em relação aos preços internacionais, contribuiu para o excessivo endividamento da Petrobras, acarretando sua deterioração financeira. Os autores indicam o estabelecimento de um fundo de estabilização de preços como uma solução viável para o Brasil, ressaltando, porém, que em períodos de elevação persistente dos preços haverá a necessidade de injeção de recursos públicos. Por sua vez, HALLACK *et al.*, (2020) testaram a hipótese de que a liberação do mercado de derivados, as mudanças na origem dos produtos e as tarifas sobre as importações alteram a descoberta de preços⁹ dos derivados combustíveis no Brasil.

No final, os diferentes estudos ressaltaram que toda política de preços de combustíveis deve ser transparente, visando à redução das incertezas e possibilitando a criação de incentivos ao investimento no segmento de refino (FATTOUH *et al.*, 2015; ALMEIDA *et al.*, 2015; HALLACK *et al.*, 2020).

⁹ A descoberta de preços (*price discovery*) é um processo que permite que o preço de determinado bem seja ajustado conforme as mudanças de mercado, ou seja, a descoberta de preço de mercado é o preço na interseção entre a oferta e a demanda.

Finalmente, as questões ambientais, conforme expostas anteriormente, não se refletiram apenas no passado e no presente das refinarias. As metas ambientais associadas ao controle de emissões de CO₂ trarão, cada vez mais, impactos no futuro da indústria de petróleo e no consumo de seus derivados. Existem diversas projeções que apresentam um futuro com menor consumo de petróleo e derivados em função da necessidade de proteção do clima e do meio ambiente (BP, 2020b; IEA, 2021b; SHELL, 2021; WOOD MACKENZIE, 2021).

A BP (2020a) construiu três cenários: (i) *Rapid*, assume a introdução de uma série de medidas para a transição energética. Nesse cenário há um aumento significativo nos preços do carbono e em ações que causam a redução de 70 % das emissões de CO₂ pelo uso da energia até 2050. (ii) *Net Zero*, além das medidas políticas incorporadas no cenário *Rapid*, existem mudanças no comportamento e nas preferências da sociedade que aceleram ainda mais a redução de emissões, que caem 95 % até 2050. (iii) *Business-as-usual* (BAU), assume que as políticas de governo, a tecnologia e os hábitos e preferências da sociedade continuarão a evoluir na maneira e velocidade conhecidas. É um cenário de pouco progresso em termos de redução de emissões, menos de 10 % em 2050, em comparação aos níveis de 2018. O aumento da demanda de energia primária para cada cenário é cerca de 10 % no *Rapid* e *Net Zero* e por volta de 25 % no BAU (BP, 2020a, p. 13).

A Figura 1.2 apresenta a demanda por diferentes tipos de energia primária no ano de 2018 e as projeções de demanda para o ano de 2050 para cada cenário da BP. O óleo perde espaço mesmo no cenário onde a transição energética ocorrerá de forma menos desfavorável para a indústria de petróleo.

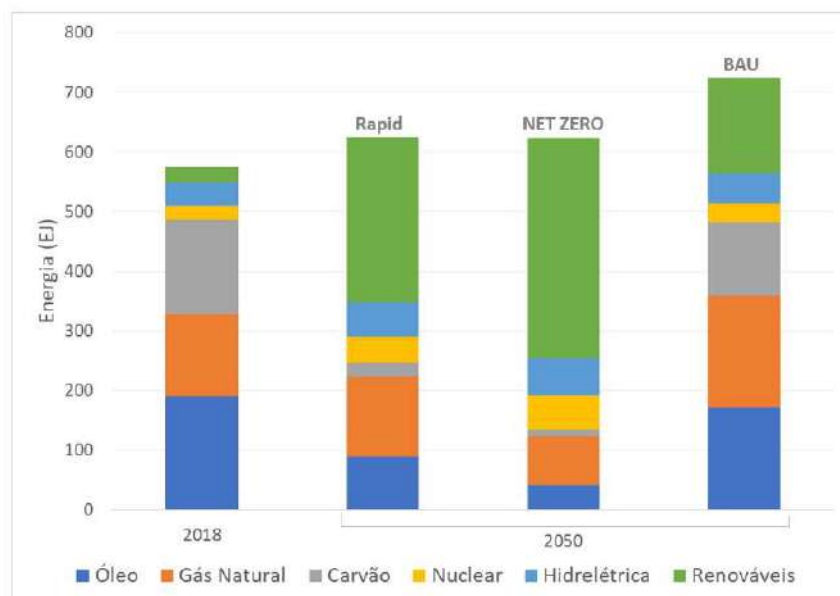


Figura 1.2 - Projeção de demanda por diferentes tipos de energia primária no ano de 2050 para cada cenário da BP. Fonte: BP (2020a, p. 146)

A Figura 1.3 apresenta a demanda de capacidade de refino, nos anos 2010 e 2018, e as projeções para os anos 2030, 2040 e 2050, nos cenários *Rapid* e BAU, da BP. Também são retratadas na referida figura as mudanças na capacidade de refino, entre os anos 2018 e 2050. Novamente se observa que a demanda por produtos refinados é decrescente, em comparação a 2018, em todas as projeções.

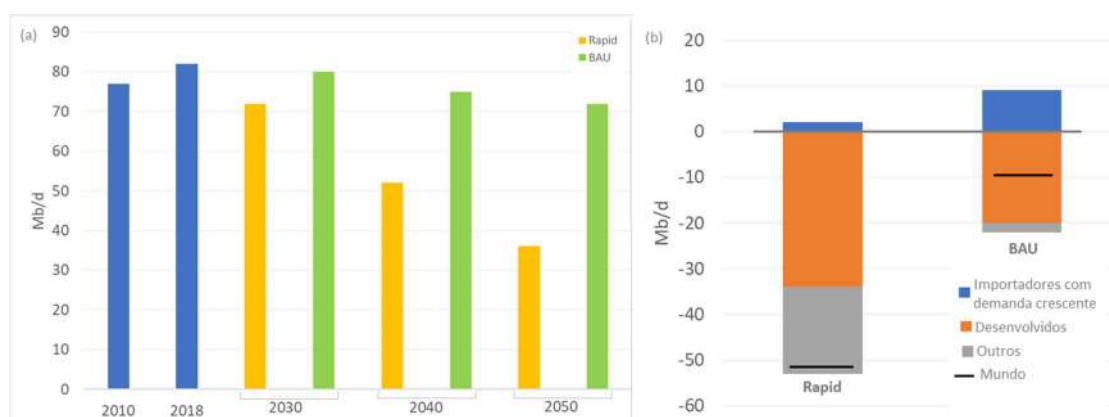


Figura 1.3 - (a) Projeção da demanda de refino 2030-2050 e (b) projeção da mudança na capacidade de refino entre 2018 e 2050, nos cenários *Rapid* e BAU. Fonte: BP (2021a, p. 74).

A SHELL (2021) avalia também três cenários possíveis para o futuro da indústria de petróleo: (i) *Wave*: cenário caracterizado pela resistência social contra combustíveis fósseis, especialmente o petróleo das IOCs¹⁰; preços mais altos de petróleo com oferta aquém da demanda; foco no uso do gás como combustível de transição e energias renováveis competitivas em 2030. (ii) *Islands*: cenário onde pressões econômicas mantêm os países dependentes de fontes fósseis; maior uso de CCUS¹¹ para prolongamento do uso do petróleo; renováveis ainda apoiadas por políticas, e novas tecnologias para garantia de abastecimento. (iii) *Sky 1.5*: cenário de avanço do ritmo de eletrificação por meio energia renovável; queda na demanda global por fósseis; soluções de descarbonização como florestamento e CCUS; energias renováveis e a infraestrutura de rede necessária difundidos; sistemas energéticos com baixo teor de carbono já estão se tornando comerciais.

A Figura 1.4 apresenta a projeção da demanda por energia primária, apenas para o óleo, nos diferentes cenários da Shell, até o ano de 2100. Nota-se a retomada do crescimento da demanda por óleo num primeiro momento, com o pico em 2040 para dois dos cenários (*Wave* e *Islands*) e com pico em 2025 no cenário *Sky 1.5*, seguido de queda nos anos subsequentes em todos os cenários.

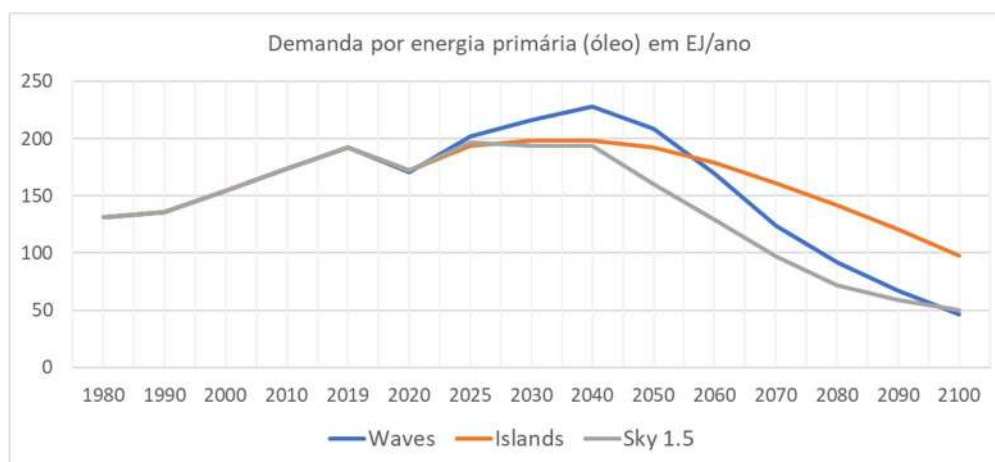


Figura 1.4 - Projeção da demanda por energia primária (óleo), para os diferentes cenários da Shell, até o ano de 2100. Fonte: elaboração própria a partir dos dados da SHELL (2021, p. 94, 95 e 96).

¹⁰ Empresa Internacional de petróleo (IOC, na sigla em inglês).

¹¹ Captura, utilização e armazenamento de carbono, na sigla em inglês.

A WOOD MACKENZIE (2021) projetou o cenário AET-2 (*Accelerated Energy Transition*), onde o mundo mantém esforços para limitar o aquecimento global a 2 °C, cumprindo o Acordo de Paris, o que implicará sérias consequências para a indústria petrolífera. Nesse cenário há fortes pressões políticas contra as emissões de gases de efeito estufa, mudanças tecnológicas acentuadas, especialmente a eletrificação veicular, e queda de preços em função de demanda decrescente. O cenário AET-2 projeta que em 2050, as margens do refino serão negativas e que, das mais de 700 refinarias do parque atual, menos de 150 estarão operando. O cenário prevê ainda que essas refinarias que conseguirem manter seus ativos competitivos conseguirão margens US\$ 5 por barril abaixo dos níveis de 2019 (WOOD MACKENZIE, 2021, p. 10).

Os cenários da IEA (2021b) são: (i) *Net Zero Emissions* (NZE), que estabelece emissões líquidas de carbono nulas para o setor de energia até 2050. (ii) *Announced Pledges Scenario* (APS), que pressupõe que todos os compromissos climáticos assumidos por governos em todo o mundo, incluindo os compromissos internos de cada país, serão cumpridos na íntegra e dentro do prazo. (iii) *Stated Policies Scenario* (STEPS), que reflete as configurações de políticas em vigor com base em uma avaliação setor a setor, bem como daquelas que foram anunciadas por governos em todo o mundo. A IEA publicou ainda o relatório *Net Zero Emission*. Segundo o relatório (IEA, 2021a, p. 102), o setor de refino enfrentará grandes desafios como perda de receita em função da queda abrupta na demanda por derivados combustíveis. Atualmente, 55 % da demanda de petróleo é destinada à gasolina e ao diesel e, em 2050, esse percentual seria inferior a 15 %, enquanto que a participação de etano, nafta e GLP subiria de 20 % para quase 60 % em 2050. Ainda segundo o relatório, o processamento de petróleo cairia 85 % entre 2020 e 2050, implicando o fechamento de refinarias, especialmente daquelas que não se adaptarem às operações petroquímicas ou à produção de biocombustíveis.

A Figura 1.5 apresenta a capacidade de refino de petróleo, por países e regiões selecionados, no ano de 2019, as projeções da capacidade de refino para os anos de 2030 e 2040 no cenário STEPS, projetando também a capacidade em risco¹². Os países desenvolvidos como Estados Unidos, Japão e Coreia do Sul, e a região da Europa

¹² Capacidade em risco é a diferença entre capacidade de refino e o refino efetivamente operando. Paralisações não programadas, menor utilização ou fechamento são contados como capacidade em risco pela IEA (2020c, p. 268).

apresentam queda na capacidade de refino, enquanto países e regiões em desenvolvimento apresentam aumento de capacidade de processamento.

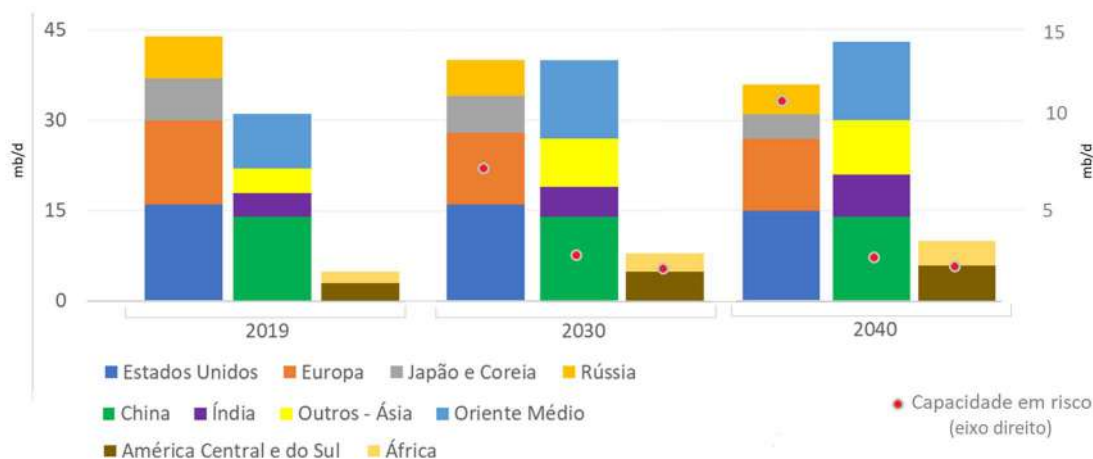


Figura 1.5 - Projeção da capacidade de refino de petróleo em 2030 e 2040, no cenário STEPS e capacidade em risco. Fonte: IEA (2020c, p. 268).

A OPEC (2021a p. 167) projeta que a adição de capacidade de processamento de petróleo, no médio prazo (2021-2026), será de cerca de 6,9 milhões de barris por dia, focada principalmente nos países do Oriente Médio, da Ásia-Pacífico e da África, com muitos desses novos projetos envolvendo a integração com a petroquímica. A BP, a IEA, a Shell e a Wood Mackenzie também apontam a integração refino-petroquímica como uma opção de manutenção de margens para os refinadores de petróleo. É importante salientar que, embora a mudança do foco nos rendimentos de refino para produtos petroquímicos indique uma sobrevida para alguns refinadores, a realidade é que a escala dos mercados de refino e petroquímica são muito diferentes, além de requererem investimentos para essa adaptação. Outro ponto que não pode ser negligenciado é que esses investimentos requerem significativo comprometimento de capital, que podem ser viáveis apenas em alguns mercados – aqueles cuja indústria petroquímica apresenta perspectivas de crescimento e competitividade, sobretudo.

Ainda segundo a OPEC (2021a, p. 167), a projeção de adição de capacidade de processamento para o longo prazo (2021-2045) será de cerca de 14 milhões de barris por dia, com a adição de capacidade após 2030 focada nos países da Ásia e da África. A Figura 1.6 apresenta as projeções de investimento do segmento de refino, para o

período 2021 a 2045, em três categorias distintas: (i) projetos existentes, que são projetos já em construção e com expectativa de partida no médio prazo (2021–2026), (ii) projetos anunciados e com previsão de partida após 2026 e (iii) investimentos de manutenção. O total de investimentos no segmento de refino é estimado em cerca de US\$ 1,5 trilhão no período 2021–2045. Desse total, cerca de US\$ 450 bilhões devem ser investidos em novos projetos de refinaria e expansões de unidades existentes, principalmente em países em desenvolvimento (OPEC, 2021a).

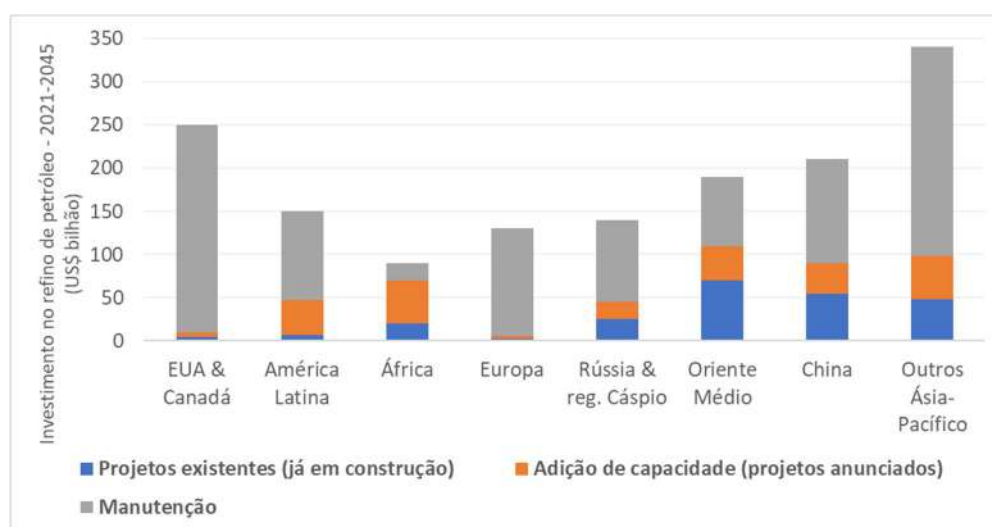


Figura 1.6 - Projeções de investimento do segmento de refino para o período 2021 a 2045. Fonte: OPEC (2021a, p. 208).

Assim, a ênfase na redução da pegada de carbono das atividades humanas, e consequentemente da redução do uso de combustíveis fósseis, acarretará grandes mudanças no segmento de refino mundial. Vários outros estudos, focados na mitigação de emissões de gases de efeito estufa, também apontam uma drástica redução do consumo futuro de petróleo em função da necessidade de proteção climática e ambiental (ROGELJ *et al.*, 2018; KEYßER e LENZEN, 2021; SOEST *et al.*, 2021). São estudos que utilizaram modelagem de avaliação integrada¹³ para investigar as possibilidades de

¹³ A Modelagem de Avaliação Integrada (IAM, na sigla em inglês), é um tipo de modelagem que considera um aspecto mais amplo, e tenta vincular as principais características da sociedade e da economia com a biosfera e a atmosfera, acomodando nos modelos a formulação de políticas públicas.

atingimento de neutralidade de emissões de CO₂ e outros gases de efeito estufa, ou seja, eles têm um foco muito abrangente, além de aspectos puramente econômicos.

Nesse caso, enquanto atualmente o setor de transporte é o principal consumidor de petróleo no mundo¹⁴, os cenários indicam que a demanda por combustível, apesar de aumentar no curto prazo, deve decair no longo prazo, em função de políticas de descarbonização, da eletrificação veicular e mesmo de mudanças de comportamento (GEELS, 2012; HAN *et al.*, 2015; DEGIRMENCI e BREITNER, 2017; SMITH, 2020). Sobre as mudanças no comportamento do consumidor, diversos estudos apontam que essas são provocadas pelas novas tecnologias de informação e comunicação, urbanização, crescimento demográfico e do PIB *per capita*, e também por políticas públicas como a taxaço de veículos e combustíveis e a obrigatoriedade de mistura de biocombustíveis (SARDAR, 2013; GOLETZ *et al.*, 2016; SHAHEEN e COHEN, 2018; PYDDOKE *et al.*, 2021).

Em resumo, todos esses desafios enfrentados pelo refino mundial atual apontam para a necessidade de analisar quais devem ser os caminhos para essa indústria nos próximos anos, exigindo estratégias no curto e no longo prazo. Assim, apesar de que, em condições normais, uma refinaria de grande porte seja vantajosa devido aos ganhos de escala, unidades mais versáteis e flexíveis podem ser preferíveis por ajudarem na mitigação dos riscos de projeto e de mercado. Essas unidades menores tendem a ter menores riscos de atraso, menores tempos de implementação, além de menores tempos de maturação de investimento e menores custos de capital; o que se traduz em menores barreiras à entrada e à saída. Essas características, acrescidas ainda da modularidade que viabiliza inclusive a transferência de área de um ativo para outro, tornariam essas plantas mais capazes de lidar com riscos de transição. Nesse contexto, minirrefinarias modulares podem ser interessantes.

Uma minirrefinaria modular de petróleo é uma planta de processamento que pode ser construída inteiramente em estruturas de partes móveis. Cada estrutura contém uma parte do total da instalação de processo e é ligada por tubulações às demais estruturas para formar um processo que seja manejável, conforme detalhado pela CHEMEX MODULAR (2015). De forma geral, esse tipo de refinaria tende a ser de projeto,

¹⁴ No Brasil, em 2020, o setor de transporte consumiu 58,5 % do total de derivados de petróleo disponíveis no país. Fonte: BRASIL (2021a, p. 35).

construção e *revamp*¹⁵ mais fácil que as plantas tradicionais, o que permite a implantação com custos e prazos menores. Tal pode ser extremamente vantajoso em cenários de grande incerteza política e econômica devido às principais características desses projetos, que são menores barreiras de entrada e de saída. De fato, uma planta de menor escala e de construção mais rápida permite uma melhor gestão de riscos, tais como atrasos no cronograma da obra, desvios de orçamento e mudanças legislatórias que podem afetar a construção. Com a construção sendo finalizada mais rápido, a refinaria pode partir mais cedo antecipando o recebimento de receitas e consequentemente capturando maior valor de investimento. Assim, essa tese tem a hipótese de que refinarias menores podem ser implementadas em menos tempo e, se forem modulares, tornam-se mais ainda flexíveis e adaptáveis às incertezas do mercado.

Mais precisamente, o presente estudo testa a hipótese de que há espaço para o planejamento, construção e operação de refinarias de petróleo de menor escala do que a praticada atualmente em mercados onde a demanda de combustível deve aumentar no curto prazo, mas pode decair no longo prazo, devido aos diversos fatores de riscos apresentados nessa introdução.

1.1 HIPÓTESE DE PESQUISA

A motivação para a implantação de minirrefinarias modulares de petróleo, bem como a análise da viabilidade de implantação desse tipo de projeto no parque de refino brasileiro, é o objeto de estudo do presente trabalho, onde se analisa a hipótese de que existe espaço para o planejamento, a construção e a operação de plantas de refino em escala menor que a praticada atualmente, em ambientes com situações de restrições de emissões, de uso da água ou insumos disponíveis, incertezas de oferta e mercado, mercados específicos como o petroquímico, restrições políticas. Nessa linha, será testada a hipótese de que existe um espaço de aplicação no Brasil de refinarias modulares de pequeno porte para a produção de combustíveis líquidos a partir de

¹⁵ *Revamp* é a inserção de melhorias através de readequações e/ou reformulações de parte ou de todo o processo produtivo.

hidrocarbonetos fósseis em função das principais características desses projetos que são a menor barreira à entrada e a menor barreira à saída.

1.2 OBJETIVO

Assim, a presente tese tem como objetivo testar a oportunidade de implantação de minirrefinarias modulares de petróleo diante das incertezas e riscos de mercado aos quais o segmento de refino de petróleo está exposto dado o cenário de transição energética. Para tanto, foram investigadas a disponibilidade de tecnologias, se essas são de fato implementáveis, e se podem proporcionar maior retorno do que uma refinaria convencional.

Embora a metodologia de modelagem proposta no presente estudo seja empregada no caso brasileiro, essa possui caráter universal de aplicação.

1.3 RELEVÂNCIA

São muitas as adversidades associadas à indústria de processamento de petróleo, uma vez que se trata de uma indústria capital- e tecnológico-intensiva. O histórico de atrasos e sobrecustos nos projetos de refinarias, especialmente nos projetos daquelas de maior capacidade de conversão, explicitam a complexidade de investimento nessa indústria. Há projetos que, embora anunciados, acabam não se concretizando ou sofrem atrasos e alterações no escopo e no orçamento iniciais, ou mesmo que acabam operando com capacidade menor do que a prevista, comprometendo sua rentabilidade (EY, 2014; CALLEGARI, 2017; SILVÉRIO, 2018). Essas adversidades de projetos serão detalhadas na seção 3.1 da presente tese.

Vários são os fatores que podem influenciar as decisões de investimento no segmento de refino de petróleo e o escalonamento de unidades refinadoras. Alguns desses fatores, apresentados por TAVARES *et al.* (2006, p. 3039), incluem as condições de infraestrutura local, as estratégias corporativas seguidas pelas empresas, o custo de

transporte de matérias-primas e produtos, as especificações de produtos, a disponibilidade de derivados de petróleo em todo o mundo, o cenário de preços de petróleo e derivados, as questões ambientais e as políticas governamentais.

O maior grau de especialização requerido para produtos é um fator que pode influenciar a decisão pela construção de unidades de refino de menor escala, uma vez que, com o aumento do portfólio dos produtos demandados pelo mercado, deve haver um movimento correspondente no perfil do parque de refino instalado. Em outras palavras, à medida que o mercado passa a exigir não um volume grande de um único produto, mas esse volume dividido em diferentes derivados, pode aumentar a atratividade de plantas industriais voltadas a algum ou alguns desses novos nichos de mercado. Um exemplo dessa situação é o que aconteceu com o parque refinador no estado da Califórnia, nos Estados Unidos. De acordo com ULLER (2007, p. 124), a legislação californiana impôs severas especificações ambientais para a gasolina e o diesel, inviabilizando a importação de derivados de outras regiões, devido às dificuldades de logística e estocagem que esse tipo de produto exige para preservar suas características.

Outros fatores que devem influenciar a decisão pela implantação de refinarias de menor escala são as restrições de capital, os riscos de mercado e possíveis contingências de projetos como custos maiores do que previstos, atrasos na implantação do projeto ou restrições ambientais, bem como questões logísticas para atendimento de mercado.

1.4 CONTRIBUIÇÃO CIENTÍFICA

Diversos estudos tratam dos ativos afundados na indústria de petróleo, classificando os investimentos nessa indústria como de alto risco em função da transição energética, que deverá limitar o uso de hidrocarbonetos (CARBON TRACKER, 2013 e 2020). Estimativas apontam que, para que se limite o aumento da temperatura global, 60 % das reservas atuais de petróleo devem permanecer inexploradas, e tecnologias de emissão negativa deverão ser utilizadas em larga escala (MCGLADE e EKIN, 2015;

WELSBY *et al.*, 2021). Contudo, esses trabalhos não têm seu foco no refino de petróleo, que costumam tratar integralmente com ativo afundado no contexto de transição energética. A presente tese traz a contribuição a essa discussão, no sentido que avalia oportunidade de ativos de refino no curto prazo.

Por sua vez, a estratégia de integração do refino de petróleo com a indústria petroquímica no Brasil é analisada por GOMES (2011), que faz uso da modelagem de aspectos econômico, mercadológico, tecnológico, ambiental e financeiro, simulando alternativas de integração *versus* alternativas de refino dedicadas a produzir combustíveis. OHARA (2014) estudou o mercado chinês como possível destino para o excedente de petróleo brasileiro, vindo dos campos do pré-sal, avaliando ainda se o preço a ser pago pelo comprador é suficiente para remunerar a produção brasileira. COELHO (2015) também avaliou as possibilidades para os excedentes de petróleo no Brasil, seja vendendo o óleo cru no mercado internacional ou por meio de investimentos em refinarias; nesse último caso, aumentando as capacidades de refino nas regiões Sudeste e Nordeste ou mesmo investindo em refino nos Estados Unidos. BARROS e SZKLO (2015) avaliaram a capacidade do parque de refino brasileiro para lidar com situações de choques de demanda por gasolina no curto prazo, causado por incertezas quanto ao suprimento de etanol, indicando em que situações a implantação de unidades de reforma é economicamente atrativa. DUQUE (2017) elaborou um modelo para entender os rumos da indústria de refino europeia diante do dilema entre atingir metas de redução de poluentes que causam as mudanças climáticas ou garantir a soberania energética da região. Segundo o autor, a precificação do carbono terá um papel chave na utilização do parque de refino e nos fluxos de petróleo e derivados. GUEDES (2019) desenvolveu um modelo para otimização da indústria de refino brasileira, percebendo a necessidade de expansão do parque refinador, principalmente com a entrada de unidades de tratamento. A autora reportou ainda a questão do equilíbrio entre biocombustíveis e derivados de petróleo para o setor automotivo.

Logo, esses e vários outros estudos trataram da otimização do parque refinador nacional. Entretanto, nenhum teve foco na opção de refino de menor capacidade de processamento, e, principalmente, nenhum analisou a questão da modularidade de plantas de processamento, que é o foco da presente tese.

Ademais, diversos estudos realizaram a avaliação econômica de refinarias. MAPLES (2000) organizou dados de plantas e discutiu a avaliação econômica para os diversos tipos de processamento, apresentando ainda as correlações de rendimento de cada um desses. MEYERS (2004) discutiu, à luz do impacto mundial das regulamentações ambientais e da crescente demanda por certas classes de produtos, além dos aspectos econômicos, os tecnológicos e de controle de poluição de diversos processos de refino. Para lidar com o planejamento da refinaria sob incerteza, WANG *et al.* (2021) desenvolveram uma estrutura combinada de aprendizado profundo não supervisionado e otimização para modelar o parâmetro de incerteza de preços de derivados. Em busca de medidas economicamente eficientes no setor de refino de petróleo, KANABOSHI *et al.* (2021) analisaram, por meio de um modelo de sistemas energéticos globais, os impactos da redução de emissões de poluentes. Novamente, cabe ressaltar que nenhum desses estudos tem foco em ativos modulares de refino.

GOMES (2018) avaliou o papel do GNL em pequena escala para superar desafios da indústria do gás natural no Brasil, em particular a monetização de recursos em terra de gás natural, o transporte do gás para o interior do país e o seu uso por consumidores industriais distantes da malha de dutos existente. Há inclusive, estudos sobre as oportunidades de refinarias de petróleo em menor escala em comparação com megaprojetos (SILVÉRIO, 2018) e da opção da instalação desse tipo de planta no Brasil e suas perspectivas, dado o contexto de produção doméstica de petróleo terrestre e o abastecimento nacional de derivados (BRASIL, 2019c). Apesar de também focarem nos ativos de pequeno porte, nenhum dos estudos verificou a questão da modularidade. E esse é o foco da presente tese.

PALMA *et al.* (2020) estudaram a intensificação de processo na produção de hidrogênio¹⁶, salientando que esse método tem o potencial de substituir as técnicas convencionais de intensivo uso de energia e de transporte seletivo, além de melhorar o desempenho de processos reativos. ABDULRAHMAN *et al.* (2021) apresentaram a intensificação de processos na indústria de óleo e gás, incluindo refinarias e plantas petroquímicas, destacando seu potencial para ajudar a indústria de processamento a

¹⁶ Os autores consideraram os processos de produção de hidrogênio por reforma a vapor de metano, reforma autotérmica, deslocamento água-gás e reações de desidrogenação.

enfrentar os desafios atuais de economia de custos, energia e emissões, aumentando a segurança e melhorando a qualidade de produtos. Mas nenhum dos estudos tratou a intensificação de processos e a miniaturização com o foco em avaliação de projetos modulares.

Explorando esta lacuna, a presente tese traz a contribuição inovadora de avaliar a modularização de plantas de refino num contexto sistêmico de incertezas e de transição de mercado, em que ainda se espera um aumento da demanda por derivados de petróleo no curto prazo, mas com queda significativa dessa demanda no longo prazo. Assim, faz-se uma avaliação da adequabilidade de plantas de refino modulares a cenários com estas características.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Iniciando com a presente introdução, que aponta os desafios enfrentados pela indústria de processamento de petróleo atual, revela os objetivos, a hipótese de pesquisa e a relevância do presente trabalho no contexto do planejamento energético, essa tese encontra-se dividida em seis capítulos.

O capítulo 2 apresenta a composição do parque de refino mundial, sua distribuição geográfica e algumas de suas características tecnológicas, destacando-se as diferenças entre regiões, tanto na capacidade de processamento quanto no tipo de unidade empregada para a transformação de hidrocarbonetos. Nesse capítulo também são aprofundados os desafios do segmento de refino de petróleo em função de diferentes forças motrizes que podem causar o enfraquecimento do crescimento da demanda por combustíveis para o setor de transporte, e indicando uma tendência a mudança no perfil dos produtos refinados, o que pode influenciar fortemente as margens do refino.

O capítulo 3 tem seu foco na descrição de plantas de refino de petróleo construídas de forma modular, apresentando diversas situações em que essas plantas foram utilizadas, salientando a razão da preferência por esse tipo de projeto e, sempre que possível, detalhando as tecnologias empregadas. Esse capítulo discute o conceito

de minirrefinaria modular de petróleo e apresenta as vantagens e desvantagens da construção de plantas para processamento em módulos.

O capítulo 4 apresenta o método de cálculo utilizado na elaboração do presente estudo e detalha os passos percorridos para a construção de um modelo de otimização simplificado, que foi aplicado para comparar refinarias de petróleo convencionais e minirrefinarias de petróleo modulares em diferentes cenários, verificando a viabilidade ou não da inserção de minirrefinarias modulares no mercado brasileiro.

O capítulo 5 apresenta e discute os resultados obtidos. Busca, portanto, identificar se as plantas modulares podem apresentar maior resiliência para operar lucrativamente mesmo em situações de demandas por produto bastante baixas, o que seria uma opção viável para um mercado de combustíveis crescente em um primeiro momento, mas incerto no longo prazo. Também busca investigar se unidades modulares operando em paralelo com unidades tradicionais maiores podem tirar vantagem de sua flexibilidade sem comprometer muito a economia de escala.

O capítulo 6 apresenta as conclusões da tese, além de possibilidades para estudos futuros.

2 O REFINO DE PETRÓLEO

Esse capítulo tem o objetivo de apresentar a configuração atual do parque de refino mundial e está dividido em três seções. Primeiro, são apresentadas a distribuição geográfica das unidades refinadoras e sua situação operacional. A segunda seção apresenta aspectos tecnológicos do refino no mundo, destacando os tipos de unidades e capacidade de processamento dessas unidades em cada país. Por fim, são discutidos os desafios a serem enfrentados pelo segmento de refino de petróleo no curto e longo prazo, no contexto brasileiro, que podem justificar a implementação dos tipos de projetos avaliados na presente tese para esse mercado ou para qualquer mercado no mundo com características semelhantes.

2.1 PERFIL GEOGRÁFICO DO REFINO DE PETRÓLEO

Tomando como base dados de FAHIM *et al.* (2010, p. 403) e da EVALUATE ENERGY¹⁷ (2021), a capacidade de refino mundial, medida pela capacidade de destilação de petróleo bruto, aumentou de pouco mais de 20 milhões de barris por dia, em 1950, para cerca de 93 milhões de barris por dia, em 2020. No entanto, o aumento da capacidade de refino, que aconteceu em seu início pelo aumento do número de refinarias, transformou-se e passou a acontecer em função do aumento da capacidade e da complexidade dos processos. Como exemplo, em 1980, os Estados Unidos contavam com 324 refinarias que processavam 18,6 milhões de barris por dia (PRIOLEAU, 2003); já em 2020, o país contava com 124 refinarias que processavam 18,8 milhões de barris de petróleo diariamente, conforme dados da EVALUATE ENERGY (2021). Mesmo com a redução do número de refinarias no mundo, a capacidade de refino aumentou consideravelmente nas últimas décadas e isso fez muito sentido em

¹⁷ A EVALUATE ENERGY é propriedade da geoLOGIC systems Ltd. e fornece dados e informações da indústria de petróleo e gás. Disponível em: www.evaluateenergy.com

um contexto em que a previsão era de aumento de consumo no curto, médio e longo prazo (IEA, 2000, p. 22).

Até o final de 2020, o parque de refino mundial era composto por 723 refinarias de petróleo distribuídas em 114 países e operadas por 350 empresas ou conjuntos de empresas, ainda segundo dados da EVALUATE ENERGY (2021).

A região da Ásia concentrava 32,8 % do total de plantas de processamento de hidrocarbonetos. O continente americano contava com 23,3 % das refinarias construídas na América do Norte¹⁸ e 10,4 % na América Latina. O continente europeu responde por 19,5 % do refino mundial, sendo que 13,3 % das refinarias estão concentradas na parte ocidental do continente. O Oriente Médio, importante região produtora de petróleo, possui 8 % das refinarias do mundo e 6 % do parque de refino mundial está localizado no continente africano. A tabela 2.1 apresenta a distribuição geográfica do parque de refino mundial, por região, destacando a situação operacional das refinarias no final do ano de 2020.

Tabela 2.1 – Distribuição geográfica das refinarias por região e situação operacional da refinaria no ano de 2020.

	Ásia-Pacífico	América do Norte	América Latina	Europa Ocidental	Europa Oriental	Oriente Médio	África
Operando	208	141	72	78	42	54	33
Fechada	28	27	3	18	1	4	9
Aguardando início de operação	0	0	0	0	0	0	1
Dados não disponíveis	1	0	0	0	2	0	0
Total	237	168	75	96	45	58	43

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados recuperados na base EVALUATE ENERGY (2021).

A região da Ásia-Pacífico (Ásia e Oceania) possui 237 refinarias, das quais 208 estão em plena operação, o que representa a capacidade de destilação de 34.719 mil barris de óleo por dia. A China é mundialmente o maior mercado consumidor de energia e o segundo maior consumidor de petróleo, conforme relatório da BP (2021, p. 53). O país vem mudando o seu perfil de atuação; do total das 63 refinarias chinesas, nenhuma

¹⁸ Excluído o México, que teve suas plantas contabilizadas na região da América Latina.

em operação possuía parceria com empresas não nacionais até uma década atrás. Atualmente, três refinarias chinesas pertencem a consórcios de empresas estrangeiras (Qatar Petroleum, do Catar, Royal Dutch Shell, dos Países Baixos, ExxonMobil, dos Estados Unidos, Saudi Aramco, da Arábia Saudita, e Kuwait Petroleum Corporation, do Kuwait); entretanto, todos com maioria de participação de empresas chinesas (CNOOC, PetroChina e Sinopec). Desde abril de 2020, as refinarias chinesas elevaram seu fator de processamento e as mantiveram em níveis elevados por todo o ano, superando pela primeira vez o fator de processamento das refinarias estadunidenses (EIA, 2021a), que baixou em função da queda na demanda causada pela pandemia de Covid-19. Desde 2016, a China tem uma política que incentiva os refinadores a aumentar sua carga de processamento, uma vez que fixa o preço dos produtos derivados a um preço de barril de Brent de US\$ 40,00 mesmo quando o petróleo bruto cai para valores menores (EIA, 2021a).

A Figura 2.1 apresenta a capacidade de destilação atmosférica na Ásia-Pacífico. Os dados se referem ao ano de 2020 e são apresentados em mil barris por dia, por país.

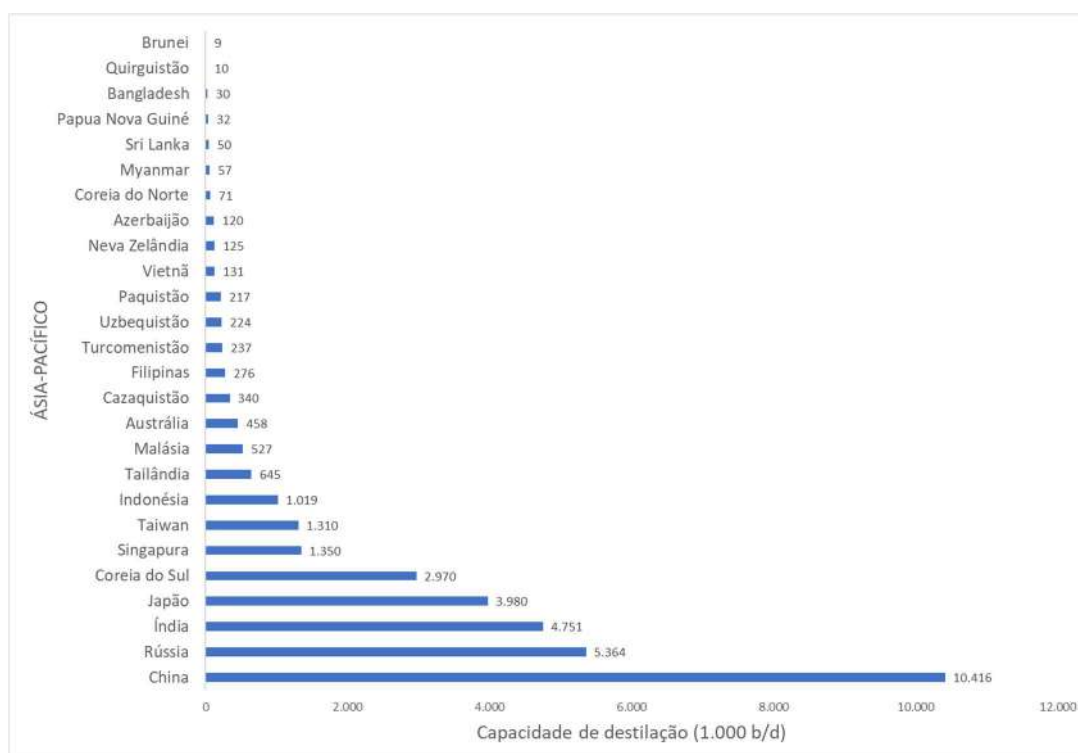


Figura 2.1 - Capacidade de destilação atmosférica em 2020, por país, na Ásia-Pacífico. Fonte dos dados: EVALUATE ENERGY (2021).

O continente americano possui 243 refinarias e 30 delas estão fechadas. A América do Norte, no final de 2020, possuía 168 refinarias em operação e a capacidade de destilação instalada de 20.879 barris de petróleo por dia. A América Latina conta com 72 refinarias em plena operação e detinha capacidade de destilação de 7.641 barris de óleo por dia. A capacidade total de destilação do continente é de 28.521 mil barris de óleo por dia. O parque de refino estadunidense tem capacidade diária de destilação de 18.823 mil barris de petróleo, ou seja, 66 % de todo o petróleo processado no continente americano é destilado nos Estados Unidos. O crescimento da produção norte-americana de petróleo está pressionando o preço do petróleo bruto de origem local, tornando-o uma matéria-prima mais barata em comparação com o óleo cru importado, o que aumenta a rentabilidade das refinarias que têm acesso a esse petróleo. A resiliência do *shale gas* e do *tight oil* nos Estados Unidos consolidam a posição do país como o maior produtor de petróleo e gás do mundo, mesmo a preços mais baixos, conforme SOEDER e BORGLUM (2019, p. 218).

O Brasil é o segundo maior processador de petróleo da América e o país com maior capacidade de destilação de petróleo da América Latina. O Brasil possui atualmente 18 refinarias, com capacidade instalada de 2.169 mil barris de petróleo destilados por dia. São 14 refinarias de médio e grande porte pertencentes à Petrobras¹⁹; as demais são de pequeno porte²⁰ e compreendem apenas 1,6 % do total da capacidade instalada (MENDES, 2018). As Figuras 2.2 e 2.3 apresentam a capacidade de destilação atmosférica nas regiões da América do Norte e da América Latina. Os dados se referem ao ano de 2020 e são apresentados em mil barris por dia, por país.

¹⁹ Até o presente momento, a Petrobras ainda está operando todas essas 14 refinarias, entretanto, é necessário comentar que três delas foram vendidas em 2021 e após o período de transição passarão a ser operadas por seus novos proprietários. O grupo emiradense Mubadala é proprietário da RLAM, desde março; a REMAN desde agosto pertence ao grupo manauara Atem's Distribuidora de Petróleo; e a SIX foi vendida em novembro para a canadense Forbes & Manhattan (F&M).

²⁰ Refinaria de Petróleo Riograndense S.A., localizada em Rio Grande/RS; Refinaria de Petróleos de Manguinhos S.A., no Rio de Janeiro/RJ; Dax Oil Refino S.A., em Camaçari/BA; e Univen Refinaria de Petróleo Ltda, em Itupeva/SP, conforme MENDES (2018, p. 15-16).



Figura 2.2 - Capacidade de destilação atmosférica em 2020, por país, na região da América do Norte. Fonte dos dados: EVALUATE ENERGY (2021).

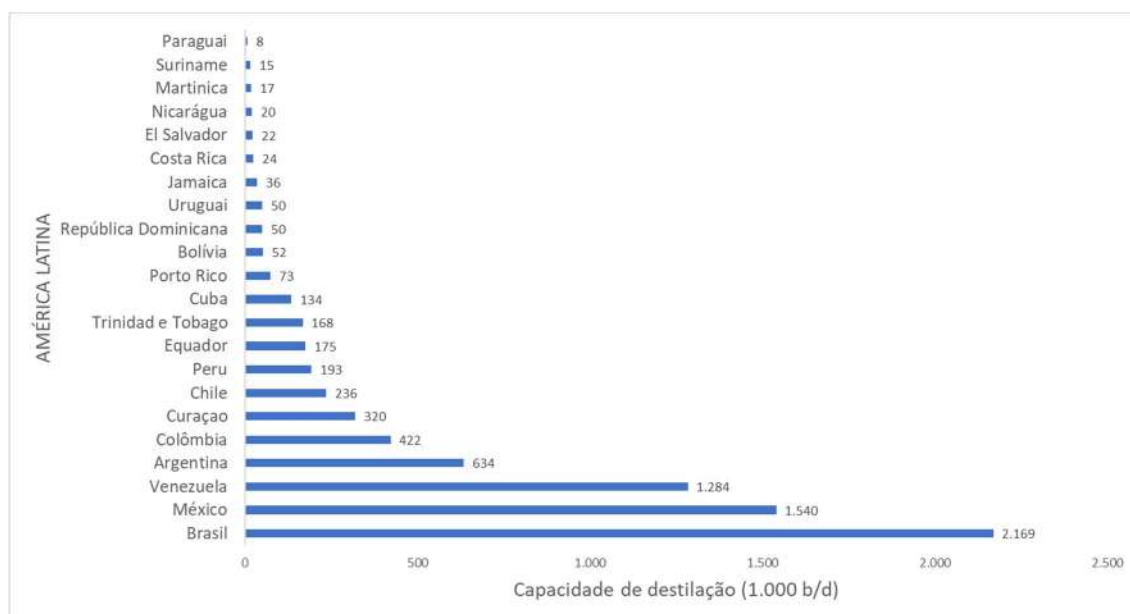


Figura 2.3 - Capacidade de destilação atmosférica em 2020, por país, na região da América Latina. Fonte dos dados: EVALUATE ENERGY (2021).

A Europa Ocidental possuía 96 refinarias e no final de 2020, 78 estavam em plena operação, o que garantia à região a capacidade de destilação de 12.726 barris de petróleo por dia. A Europa Oriental, no mesmo período, era capaz de destilar 4.501 barris de óleo por dia em suas 42 refinarias operantes. Três refinarias, sendo uma na Alemanha (Salzbergen) e duas na Polônia (Gorlice e Jaslo), não tiveram seus dados disponibilizados. A Alemanha possui a maior capacidade de destilação de petróleo do continente europeu, processando 2.350 mil barris de óleo por dia em suas 13 refinarias em operação. O país é o maior mercado consumidor de energia da região e o sexto importador de petróleo do mundo (IEA, 2020a). O consumo de óleo atingiu o pico no final da década de 1970, mas ainda é a fonte primária mais importante no país: 35,3 % da energia primária consumida em 2019 veio do óleo, que foi usado principalmente no

setor de transporte (WETTENGEL, 2020). Para diminuir a dependência do petróleo, o governo alemão atingiu em 2021 a marca de um milhão de veículos elétricos nas ruas. Essa meta foi atingida meio ano depois do planejado, e o objetivo para 2030 são seis milhões de unidades (WEHRMANN e WETTENGEL, 2021). O país é líder regional e mundial em várias categorias de energia renovável, como eletricidade não hídrica, biodiesel, eólica e solar e tem o objetivo de eliminar a geração de eletricidade a partir da energia nuclear até 2022 e do carvão até 2038²¹ (IEA, 2020a). As Figuras 2.4 e 2.5 apresentam a capacidade de destilação atmosférica no continente europeu (Europa Ocidental e Europa Oriental, respectivamente). Os dados se referem ao ano de 2020 e são apresentados em mil barris por dia, por país.

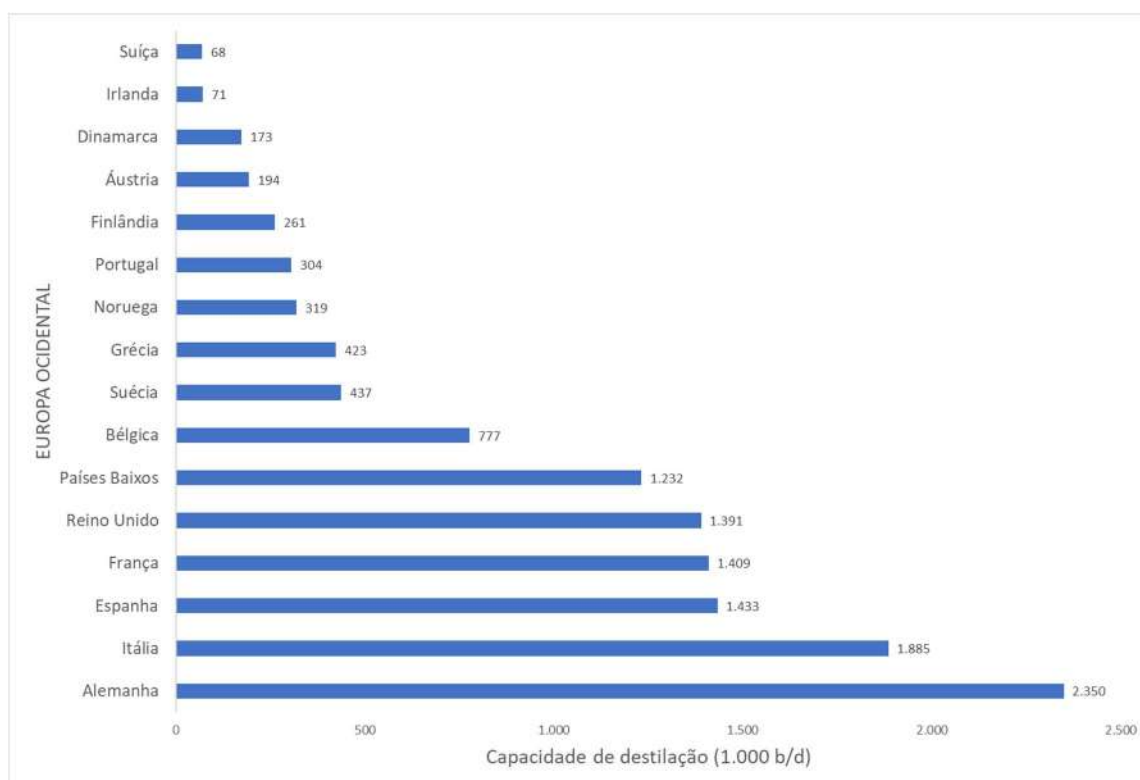


Figura 2.4 - Capacidade de destilação atmosférica em 2020, por país, na região da Europa Ocidental. Fonte dos dados: EVALUATE ENERGY (2021).

²¹ A estratégia nacional de combate às mudanças climáticas da Alemanha é definida no *Climate Action Plan 2050*, que estabelece um caminho de longo prazo para reduções de emissões. Tendo como ano base 1990, o país tem meta de atingir pelo menos 40 % de redução nas emissões de gases de efeito estufa até 2020, 55 % até 2030, 70 % até 2040 e 80-95 % até 2050, ponto em que o país espera ser, em sua maioria, neutro em relação aos gases do efeito estufa (IEA, 2020a, p. 11).

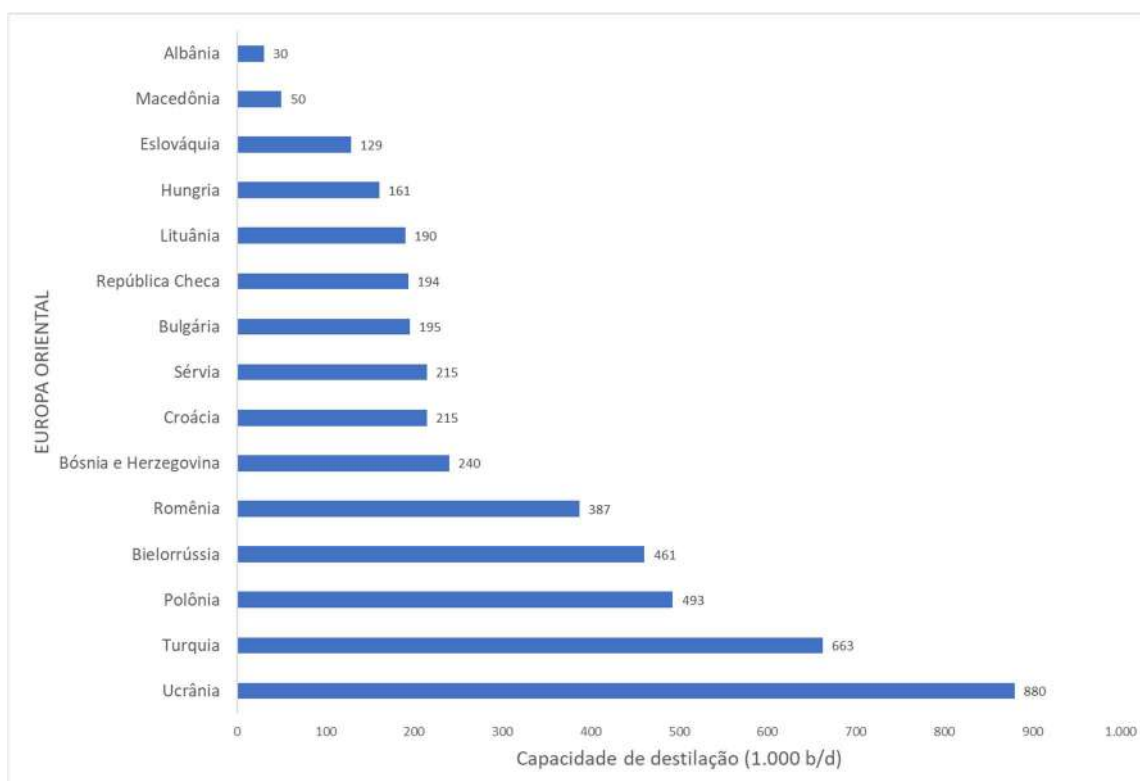


Figura 2.5 - Capacidade de destilação atmosférica em 2020, por país, na região da Europa Oriental. Fonte dos dados: EVALUATE ENERGY (2021).

A região do Oriente Médio possui 54 refinarias operando e tem a capacidade de destilação de 9.538 barris de petróleo por dia. A região é a maior produtora global de hidrocarbonetos, tendo sido responsável por 31,3 % do óleo e 16 % do gás produzido no ano de 2019 (IEA, 2020b). A Arábia Saudita é o maior processador de hidrocarbonetos da região. O reino possui nove plantas em operação, somando a capacidade de destilação de 2.889 barris de petróleo por dia. Uma planta se encontra fechada. A Saudi Aramco é a empresa nacional e é dona de todas as 10 refinarias, como proprietária exclusiva (seis plantas) ou em parceria: ExxonMobil (Estados Unidos), Sinopec (China), Sumitomo (Japão) e Total (França) (EVALUATE ENERGY, 2021). O Irã é o segundo maior processador de petróleo da região, com capacidade de destilação de 1.857 barris de óleo por dia. O país possui nove refinarias, todas de propriedade da National Iranian Oil Products Refining & Distribution Company. Em resposta às sanções internacionais e à dificuldade de importação de derivados em função dessas sanções, o país expandiu sua capacidade de refino, se tornando autossuficiente em todos os produtos petrolíferos em 2019. Desde então, o Irã exporta seus derivados excedentes para a Ásia, a Síria e países

vizinhos (EIA, 2021b). A Figura 2.6 apresenta a capacidade de destilação atmosférica na região do Oriente Médio. Os dados se referem ao ano de 2020 e são apresentados em mil barris por dia, por país.

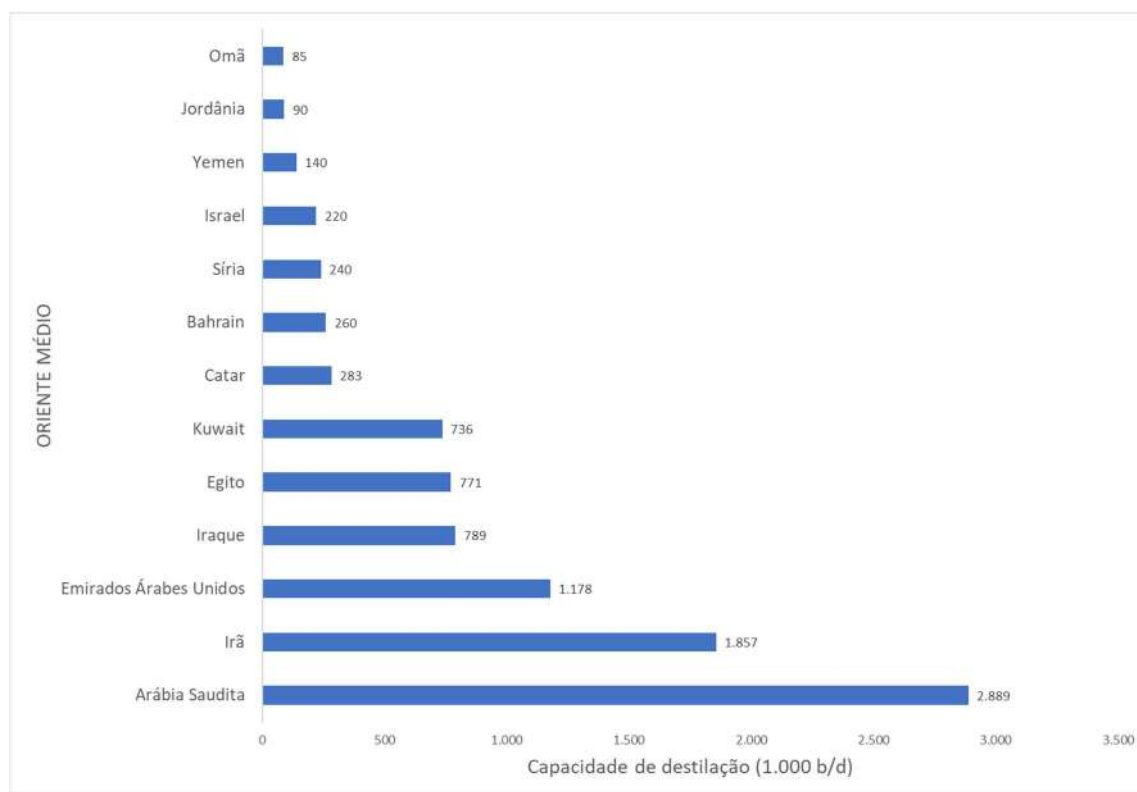


Figura 2.6 - Capacidade de destilação atmosférica em 2020, por país, na região do Oriente Médio. Fonte dos dados: EVALUATE ENERGY (2021).

O continente africano possuía 43 refinarias. Uma refinaria na Nigéria aguarda início de operação. Nove refinarias estão desativadas, sendo quatro de propriedade da Libyan National Oil Corporation e uma da Tamoil, na Líbia; uma em Madagascar; uma da ADNOC, no Marrocos; uma da CNPC, no Chade e uma da PetroChina, no Níger. A África planeja investir em refinarias com o objetivo de limitar as exportações de petróleo do continente. A perspectiva é que nos próximos anos o continente acrescente significativo volume de petróleo processado à sua capacidade atual, reduzindo assim suas importações de derivados. O maior desses projetos é a refinaria Dangote, de 650 mil barris por dia, na Nigéria, que tinha previsão de partir em 2020, mas está atrasada (GEORGE *et al.*, 2021). Uma vez concluída, a planta será a maior do continente e

redesenhará os principais fluxos de comércio de petróleo e combustível na bacia do Atlântico. Apesar de ser o maior produtor e exportador de petróleo da África, a Nigéria depende quase inteiramente da importação de combustíveis, uma vez que o parque de refino nacional, que é de 445 mil barris por dia, foi se desgastando ao longo de várias décadas. Países como África do Sul, Angola, Argélia, Libéria, Níger e Nigéria têm construído ou anunciado a construção²² de plantas que ajudem a limitar a importação de derivados, amenizando problemas econômicos e sociais. A África não tem capacidade de processamento suficiente para atender sua demanda interna, sendo dependente de importações dos Estados Unidos, da Europa e do Oriente Médio. A Figura 2.7 apresenta a capacidade de destilação atmosférica no continente africano. Os dados se referem ao ano de 2020 e são apresentados em mil barris por dia, por país.

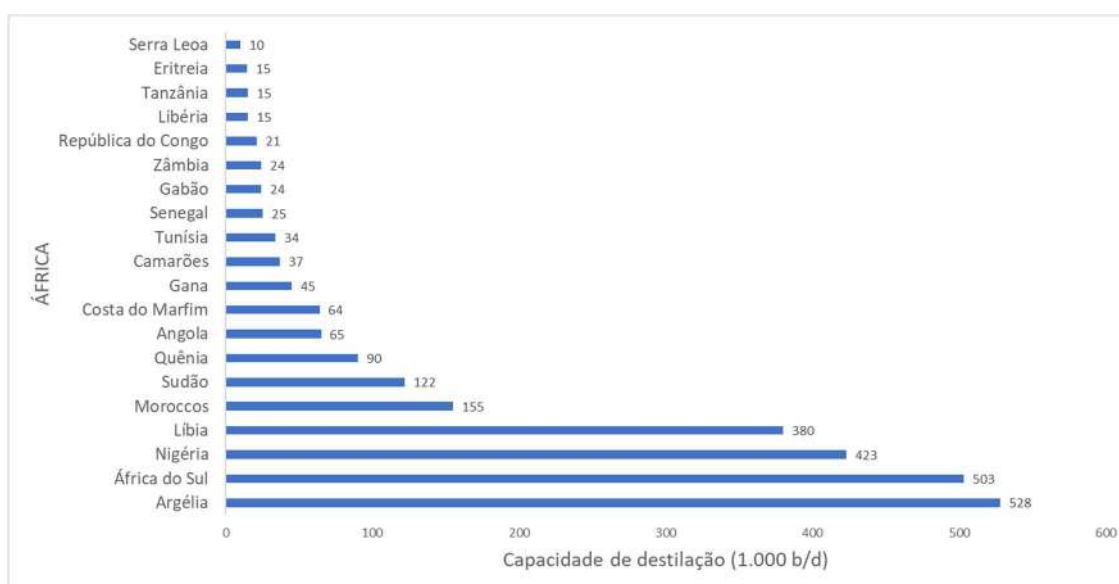


Figura 2.7 - Capacidade de destilação atmosférica em 2020, por país, no continente africano. Fonte dos dados: EVALUATE ENERGY (2021).

2.2 CARACTERIZAÇÃO DO REFINO DE PETRÓLEO

A destilação atmosférica é o primeiro processo para separação das diferentes frações do petróleo, sendo, portanto, o processo mais realizado entre todos. Em 2020,

²² Fontes: África do Sul, Angola, Argélia - <https://bit.ly/36a6kyz>; Libéria - <https://bit.ly/3czbi9v>; Níger - <https://bit.ly/3mXVORa> e Nigéria - <https://bit.ly/2EhaxFQ>.

mais de 92 milhões de barris de petróleo passam pelo processo de destilação atmosférica todos os dias, segundo os dados da EVALUATE ENERGY (2021). A tabela 2.2 apresenta a distribuição tecnológica do refino de petróleo entre as regiões, no ano de 2020, destacando as diferenças regionais tanto na capacidade de processamento quanto no tipo de unidade empregada para a transformação de hidrocarbonetos.

Tabela 2.2 – Capacidade mundial de refino de petróleo diário por tipo de processo em cada região no ano de 2020.

	Ásia- Pacífico	América do Norte	América Latina	Europa Ocidental	Europa Oriental	Oriente Médio	África
Destilação (1.000 b/d)	34.719	20.879	7.641	12.726	4.501	9.538	2.594
Craqueamento catalítico (1.000 b/d)	4.158	6.126	1.543	1.889	490	363	220
Reforma (1.000 b/d)	3.242	3.848	571	1.927	622	792	401
Hidrocraqueamento (1.000 b/d)	1.659	2.566	132	1.272	327	648	28
Coqueamento (1.000 b/d)	1.012	2.856	500	327	167	132	9
Processamento térmico / Viscorredução (1.000 b/d)	607	71	235	1.032	173	548	59
Craqueamento térmico (1.000 b/d)	593	59	159	1.013	173	371	36
Média de complexidade (Índice de Nelson)	4,7	8,1	4,3	6,5	5,4	3,6	3,7

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da base EVALUATE ENERGY (2021).

Os processos que têm a produção de gasolina como principal objetivo final (craqueamento catalítico e reforma) são mais utilizados na América do Norte, uma vez que os Estados Unidos são o principal mercado consumidor desse derivado no mundo: 38 % de todo craqueamento catalítico e 31 % de toda reforma mundial estão em território estadunidense. O país é também líder em capacidade de hidrocraqueamento e coqueamento (35 % e 56 % da capacidade mundial, respectivamente), o que aconteceu em função da necessidade de processamento de cargas de pior qualidade (menor grau API e maior nível de enxofre). De acordo com ULLER (2007, p. 125), o parque refinador estadunidense teve de ser modificado para se adaptar a essas mudanças relativas à qualidade do petróleo importado, priorizando unidades de conversão capazes de transformar esse tipo carga nos produtos desejados pelo

mercado. O Brasil ainda não possui nenhuma unidade de hidrocrackeamento. Na América Latina, apenas quatro países possuem esse tipo de processo: Argentina, Chile, Porto Rico e Trinidad e Tobago (EVALUATE ENERGY, 2021).

O processamento térmico e o craqueamento térmico²³ são processos antigos, de difícil controle operacional e baixo rendimento (SZKLO *et al.*, 2012). Além disso, seus produtos tendem a ser relativamente instáveis, devido à presença de compostos insaturados. A Europa é a região com maior capacidade instalada desses processamentos, sendo os principais países Alemanha, França, Itália e Espanha (EVALUATE ENERGY, 2021). A região da Ásia-Pacífico e do Oriente Médio também concentram significativo volume de capacidade instalada. SPEIGHT (2020, p. 189) indica que devido à relativa simplicidade de projeto e abordagem térmica direta, o processamento térmico não será ignorado nas refinarias do futuro; entretanto, novas abordagens que minimizem perdas de energia no processo e permitam maior eficiência de conversão são fundamentais.

Outro processo importante para refinarias atuais, principalmente no contexto de necessidade de processamento de petróleos pesados, é a unidade de desasfaltação, que permite que se obtenha uma fração adicional de gasóleo a partir de correntes residuais ricas em asfaltenos.

Refinarias de petróleo são sistemas complexos com múltiplas operações que dependem das propriedades da carga, ou seja, do insumo, e também dos produtos que se deseja obter. Na década de 1960, Wilbur L. Nelson desenvolveu um índice com o objetivo de avaliar o balanço entre os custos de investimento e operação de refinarias, conforme narrado por SZKLO *et al.* (2012, p. 131). O Índice de Complexidade de Nelson é o mais antigo e tradicional na indústria do petróleo para comparação de refinarias e permite uma visão da complexidade não apenas da refinaria, mas também do custo de reposição e do impacto da adição de novas unidades, conforme PERISSÉ (2007, p. 83). Trata-se de uma medida de capacidade de conversão secundária em comparação com a capacidade de destilação da refinaria, tratando, sobretudo, de comparação de custos

²³ O craqueamento térmico dobrou o rendimento da gasolina que podia ser extraída do petróleo e fez com que a produção de refinados não ficasse limitada pelas temperaturas de destilação atmosférica. O processo, desenvolvido por William Meriam Burton (1865 – 1954), em 1909, introduziu flexibilidade na produção de refinados, algo jamais visto pela indústria até então (YERGIN, 2010, p. 125).

com referência na unidade de destilação atmosférica. A Figura 2.8 apresenta a distribuição da complexidade do parque de refino mundial, por região, no ano de 2020, destacando a média mundial, que é 5,8.

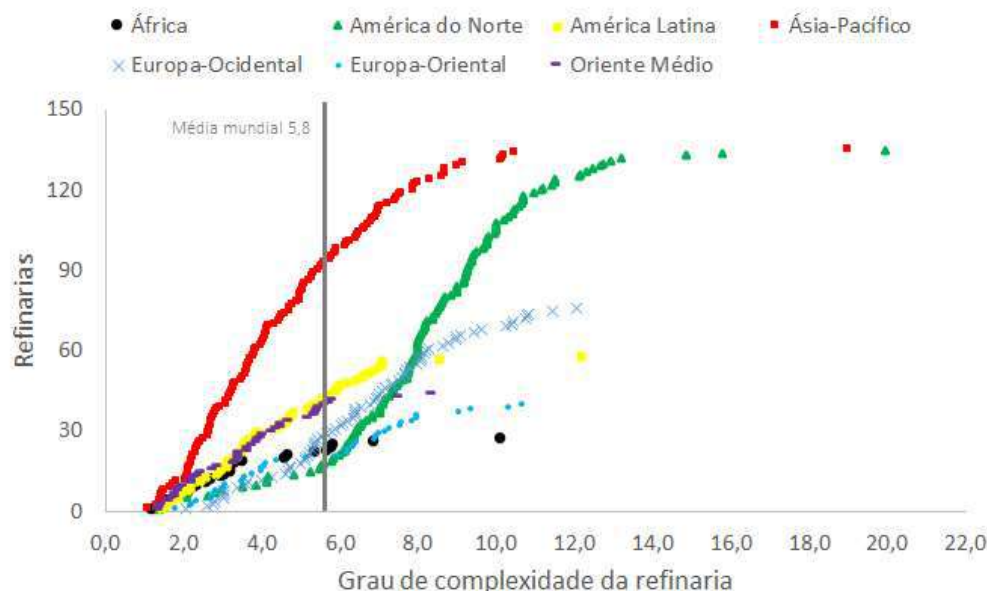


Figura 2.8 - Grau de complexidade das refinarias, por continente, no ano de 2020. Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da base EVALUATE ENERGY (2021).

As novas adições de capacidade de refino estão concentradas na China e no Oriente Médio, e juntas representarão quase 80 % das novas adições mundiais até 2040, segundo projeções da IEA (2017, p. 190). Ainda segundo a IEA, o crescimento do refino na Ásia e no Oriente Médio mais do que compensa os declínios vistos em outros lugares. O Oriente Médio deve se tornar um grande exportador de produtos derivados de petróleo nos próximos anos, com suas vendas chegando a 9 milhões de barris por dia em 2023, com a partida de novas refinarias e *revamp* de unidades existentes nos Emirados Árabes Unidos²⁴, Arábia Saudita, Iraque e Omã (TURNER, 2021).

²⁴ As refinarias do Oriente Médio esperam modernizar seu parque de refino nos próximos anos. Abu Dhabi National Oil Co. (ADNOC), empresa dos Emirados Árabes Unidos, está explorando o potencial de novos combustíveis, como hidrogênio (azul e verde), e espera se tornar um grande fornecedor no futuro, mirando os mercados asiático e europeu. A companhia considera que o hidrogênio pode ser muito importante em função da transição energética. Atualmente a empresa produz cerca de 300 mil toneladas métricas por ano de hidrogênio azul, que é produzido a partir do gás natural em um processo que captura as emissões de CO₂, e formou uma aliança com o fundo Mubadala para produção de hidrogênio verde, que é produzido a partir de energia renovável (TURNER, 2021).

China, Índia e Sudeste da Ásia aumentarão coletivamente suas capacidades de refino de petróleo para atender à crescente demanda doméstica, enquanto o Japão e a Coreia do Sul registram uma redução de sua capacidade de refino até o ano de 2040, assim como muitos outros países (IEA, 2017). Uma exceção importante é os Estados Unidos, que, apesar de também enfrentarem um declínio na demanda de petróleo a longo prazo, se beneficiam do alto nível de complexidade de suas refinarias (ou seja, têm maior capacidade de produzir os produtos mais demandados), da demanda crescente em regiões adjacentes (notadamente na América Latina) e da ampla disponibilidade de petróleo nacional. À medida que a demanda por gasolina nos Estados Unidos diminui, as refinarias americanas emergem como grandes exportadores de gasolina para regiões como a América Latina, a África e (em menor medida) a Ásia, conforme a IEA (2017, p. 191).

A Tabela 2.3 apresenta o fluxo do comércio mundial de produtos derivados de petróleo, em milhões de toneladas, no ano de 2020. A região da América Latina é importadora líquida de produtos petrolíferos e compra prioritariamente dos Estados Unidos, país que se tornou o maior fornecedor de derivados de petróleo mundial e, em 2020 exportou principalmente para as regiões da América Latina, Ásia e para o seu vizinho do norte, o Canadá. Assim como os Estados Unidos, a região do Oriente Médio, a Rússia e a Índia também são exportadores líquidos de derivados. Entre os importadores líquidos, além da já citada América Latina, estão a região da Ásia-Pacífico, a África e a Europa.

Tabela 2.3 - Comércio mundial de produtos derivados, em milhões de toneladas, no ano de 2020.

Destino Origem	Canadá	México	USA	América Sul e Central	Europa	Rússia	Outros CIS	Oriente Médio	África	Austrália e Nova Zelândia	China	Índia	Japão	Singapura	Outros Ásia- Pacífico	Total
Canadá	-	1	25,1	0,9	0,7	0,1	+	+	+	+	1,1	+	1,2	0,2	0,3	30,5
México	+	-	4,5	0,2	0,1	-	+	+	0,2	+	+	+	0,2	0,3	0,1	5,5
USA	24,4	49,9	-	71,8	24,6	+	+	2,1	6,2	1,5	8,6	9,6	12,1	3,7	25,6	240,2
América Sul e Central	0,1	0,6	6,1	-	3,2	+	+	0,4	3	+	1,3	0,1	0,7	6,1	4,2	25,7
Europa	3,2	1,8	17,4	7,2	-	0,1	1	13,2	43,6	0,5	2,1	1,1	0,5	4,9	7,8	104,4
Rússia	0,2	-	22,3	1,2	57,5	-	1	2,9	3	+	3	1,3	1,1	3,9	9,5	106,8
Outros CIS*	+	+	0,5	0,1	6,7	0,3	-	0,1	0,4	+	0,4	0,1	+	+	1,3	9,9
Iraque	-	-	+	+	+	+	+	0,5	+	-	0,3	4	0,1	5,3	3,6	13,7
Kuwait	-	-	0,4	+	1,7	-	+	4,1	2,1	+	1,4	2,4	1,8	1,1	8	23
Arábia Saudita	+	-	1,1	0,2	12,4	+	+	5,6	9,2	+	3,3	6,8	1,1	2,7	7,1	49,7
EAU	+	-	0,7	0,7	4,1	+	+	5,5	11,1	0,4	5,3	7,6	3,5	5,1	23,4	67,4
Outros Oriente Médio	0,1	+	1,1	0,5	5,9	+	0,1	10,3	5	+	7,2	6,9	5,2	2,7	13,4	58,4
Norte da África	+	+	1,7	0,8	12,6	+	+	0,8	0,5	+	2,3	0,3	0,8	1,8	3,8	25,4
Oeste da África	+	+	0,8	0,9	2	+	+	+	0,6	+	1,4	0,1	+	0,6	1,5	7,9
Leste e Sul da África	+	+	+	0,2	0,2	+	+	1,4	0,5	+	+	+	+	0,1	0,2	2,7
Austrália e Nova Zelândia	+	+	-	0,1	1,2	+	+	+	+	-	1,1	+	1,5	1,4	0,6	5,9
China	0,2	0,9	0,2	4,7	3,4	+	0,1	1,6	3,9	4,1	-	0,7	0,8	12,6	32,1	65,2
Índia	0,2	-	3,8	2,8	6,1	+	+	11,9	10,7	1,3	0,7	-	1,3	5,9	11,1	55,9
Japão	+	0,1	1,1	0,2	0,3	+	+	+	0,1	4,1	1,8	0,1	-	1,8	4,5	14,2
Singapura	0,1	+	1,2	0,9	0,9	+	+	2,2	3,4	8,1	8,6	1,6	0,4	-	44	71,5
Outros Ásia-Pacífico	0,2	0,1	7	1,1	4,1	0,2	0,2	1,6	5,4	12,3	32	2,8	7,8	36,8	-	111,5
Importação total	28,7	54,4	95	94,5	147,7	0,7	2,4	64,2	108,9	32,3	81,9	45,4	40,1	97,1	201,9	1095,2

Fonte: (BP, 2021, p. 32). Notas: + Menor que 0,05. *Commonwealth Independent States²⁵. Não inclui biocombustíveis. O bunker não é incluído como exportação. Exportações inter-regionais (por exemplo, entre países da União Europeia) não são incluídos. A importação de óleo cru inclui condensados.

2.3 DESAFIOS DO SEGMENTO DE REFINO DE PETRÓLEO

Conforme mencionado anteriormente, o setor de transporte é mundialmente o principal consumidor do petróleo. Entretanto, os cenários da IEA (2020c, p. 44) apontam para crescentes pressões competitivas e para o enfraquecimento do crescimento da demanda por combustíveis para o setor de transporte, principalmente em função das questões sobre as emissões e das mudanças climáticas. Tais fatores farão com que os refinadores tenham que elaborar soluções para a redução das emissões de CO₂ das operações de refino de petróleo, como o uso de CCUS²⁶, e envidar esforços para melhorar a eficiência energética, conforme a IEA (2020c, p. 107). Nada disso é novidade para os refinadores que, por diferentes forças motrizes, sempre tiveram que lidar com mudanças de mercado em quantidade e qualidade, utilizando estratégias de mudanças na severidade de condições operacionais de algumas unidades de processo ou variando

²⁵ Comunidade dos Estados Independentes (CIS, na sigla em inglês): Armênia, Azerbaijão, Bielorrússia, Cazaquistão, Quirguistão, Moldávia, Rússia, Tajiquistão, Turcomenistão, Uzbequistão.

²⁶ Captura, utilização e armazenamento de carbono, na sigla em inglês.

o intervalo de insumos usados, alcançando assim uma ligeira mudança no produto, segundo narrado por SPEIGHT (2020, p. 44).

De fato, antes da crise causada pela pandemia da Covid-19, a indústria de refino já sentia a pressão decorrente da desaceleração do crescimento da demanda por derivados de petróleo e do excesso de capacidade de processamento²⁷, mas ainda havia expectativas relativamente altas para o ano de 2020. Segundo a IEA (2020c, p. 267) essas expectativas se deviam às novas regulamentações ambientais para a indústria naval da Organização Marítima Internacional (IMO, na sigla em inglês), que poderiam resultar em um aumento na demanda por diesel – o que não aconteceu, uma vez que a pandemia causou redução na demanda pelo transporte marítimo internacional, e houve um amplo fornecimento de combustíveis que atendiam aos requisitos das novas regulamentações da IMO em função do avanço tecnológico para a redução de enxofre no combustível – conforme pode ser observado na Figura 2.9, que apresenta dados do comércio containerizado global (em milhões de Unidades Equivalentes a 20 Pés²⁸), no período de 1996 a 2020 (UNCTAD, 2020, p. 13).

²⁷ Um aumento no investimento nos últimos anos fez com que parte significativa da nova capacidade de refino entrasse em operação em 2019. Esse desequilíbrio deve persistir nos próximos anos, uma vez que, até o ano de 2025, o parque de refino mundial deverá receber o incremento de cerca de 6 mil barris por dia, ao passo que o incremento na demanda para o mesmo período, mesmo nas projeções mais otimistas, é de apenas 2 mil barris por dia, em comparação ao ano de 2019, conforme a IEA (2020c, p. 267).

²⁸ Uma Unidade Equivalente a 20 Pés (em inglês: *Twenty-foot Equivalent Unit* ou TEU), é uma medida-padrão utilizada para calcular o volume de um container.

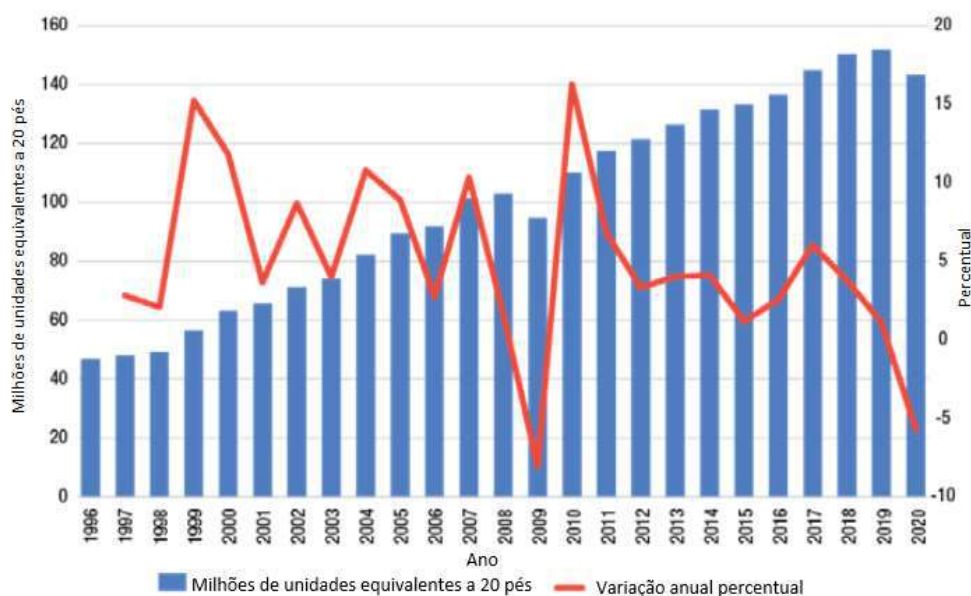


Figura 2.9 - Comércio containerizado global e variação anual percentual, entre os anos 1996 e 2020. Fonte: UNCTAD (2020, p. 13).

O declínio na demanda global de *bunker* em 2020 foi de pouco menos de 10 % em comparação com 2019, uma vez que importantes portos como Singapura, China e Rotterdam atenuaram o impacto de uma queda que poderia ser ainda maior (PLATTS, 2021). A pandemia foi especialmente dura na Costa do Golfo dos Estados Unidos, onde a demanda por combustível marítimo caiu 30 % no segundo trimestre de 2020, em comparação com o mesmo período de 2019. A queda na área de Los Angeles foi de 15 %, enquanto no Panamá, maior estação de abastecimento da frota marítima nas Américas, a queda foi de 9,3 % (PLATTS, 2020).

Outro motivo para a frustração do aumento da demanda por diesel para o comércio marítimo internacional é que, ao contrário do que se esperava, houve um amplo fornecimento de combustível ²⁹ atendendo aos requisitos das novas regulamentações da IMO em função do avanço tecnológico para a redução de enxofre no combustível e mesmo por adaptações³⁰ nas embarcações, que ajudaram a cumprir o requisito de limite de enxofre definido pela IMO (PLATTS, 2021).

²⁹ Na América do Norte, as vendas de *bunker* 0,5 % de enxofre representam em torno de 75 % do combustível marítimo comercializado, seguido do gasóleo marítimo (15 %) e do *bunker* com alto teor de enxofre (10 %) (PLATTS, 2020).

³⁰ As adaptações se referem aos sistemas de limpeza de gases de escape, ou depuradores (EGCS – sigla em inglês).

Ademais, medidas de distanciamento social e de restrições à mobilidade, visando à redução da circulação de pessoas, foram amplamente adotadas em grande parte do mundo como contenção da pandemia da Covid-19 (BRASIL, 2020a). Embora variem em espectro, tais ações têm impactado a mobilidade, com consequências sobre consumo, serviços e atividade industrial, reduzindo o nível da atividade econômica mundial (BRASIL, 2020a). Isso pesou fortemente nas margens de refino e resultou em taxas de utilização da capacidade de processamento primário com os níveis mais baixos em 35 anos, conforme a BP (2021, p. 6). Como ilustração, a Figura 2.10 apresenta as margens de refino, em dólar estadunidense por barril de petróleo processado, para três importantes centros de refino: Costa do Golfo dos EUA (USGC), Noroeste da Europa (NWE – Rotterdam) e Singapura, no período de 1992 a 2020.

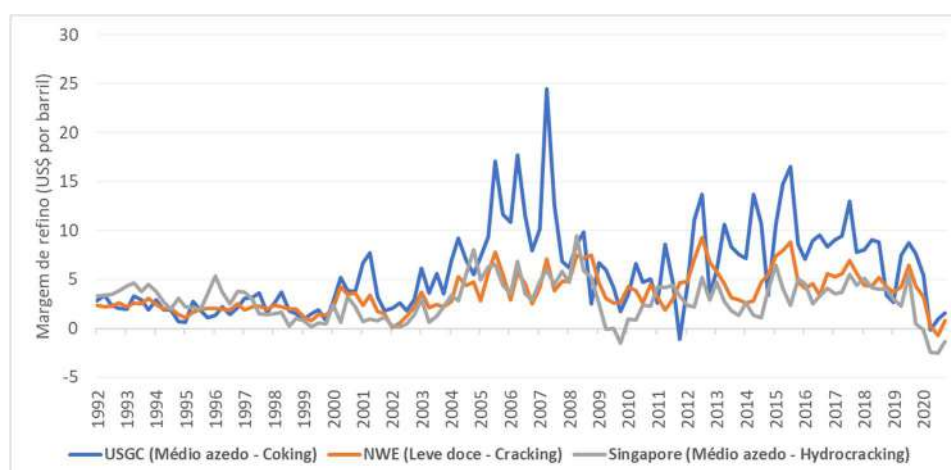


Figura 2.10 - Evolução das margens de refino da Costa do Golfo dos EUA, do Noroeste da Europa (Rotterdam) e de Singapura, no período de 1992 a 2020. Fonte: BP (2021, p. 29).

Nota: As margens de refino apresentadas são margens de referência para três grandes centros: Costa do Golfo dos EUA (USGC), Noroeste da Europa (NWE - Rotterdam) e Singapura. Em cada caso, eles são baseados em um único petróleo bruto apropriado para aquela região e têm rendimentos de produto otimizados com base em uma configuração de refinaria genérica (*Cracking*, *Hydrocracking* ou *Coking*), novamente apropriada para aquela região. As margens são semivariáveis, ou seja, a margem após todos os custos variáveis e custos fixos de energia.

Assim, as perspectivas recentes para o refino mundial indicam adversidades para os refinadores³¹, com as mudanças nos padrões de demanda de consumo e também de

³¹ Em 2030, comparado com a capacidade atual, a redução da capacidade de refino nas economias avançadas deverá ser de cerca de 14 % em um cenário de menor restrição de emissões e de 24 % em um cenário mais restritivo, podendo chegar a 50 % em 2040, conforme projeções da IEA (2020c, p. 268).

demanda por produto. Com o aumento da frota de veículos elétricos nos países desenvolvidos e a desaceleração do crescimento geral das vendas de automóveis por mudanças no perfil do consumidor, o período de crescimento centrado no combustível pode estar lentamente chegando ao fim (IEA, 2020c) e migrando para um equilíbrio entre os derivados com foco no transporte e os derivados com foco na matéria-prima petroquímica. A IEA (2020c, p. 267) projeta uma queda acentuada na taxa de crescimento dos combustíveis para o transporte entre 2019 e 2030, em comparação com a década de 2010, enquanto a projeção da redução no crescimento de produtos usados como matéria-prima petroquímica (etano, gás liquefeito de petróleo e nafta) é mais modesta. Entre 2019 e 2030, o crescimento médio anual dos derivados de petróleo é 50 % menor em comparação a década anterior.

Ademais, a pandemia da Covid-19 ainda impacta a demanda no curto prazo, sobretudo em relação à sua recuperação em termos de tempo e escala. Contudo, conforme anteriormente mencionado, são diferentes forças motrizes que aumentam a incerteza sobre a demanda por derivados de petróleo, o que influencia diretamente nos preços dos derivados e, conseqüentemente, nas margens do refino. Entre essas forças, destacam-se: a disponibilidade de matérias-primas para refinarias (CRAIG *et al.*, 2018); a volatilidade no preço do petróleo (QUINTINO *et al.*, 2019); regulações ambientais mais rígidas que afetem a demanda por produtos (IEA, 2021a; SHELL, 2021; WOOD MACKENZIE, 2021) e exijam adaptações nos processos de refino com maior rigor nas especificações de derivados (SZKLO e SCHAEFFER, 2007; SPEIGHT, 2020) ou processos com menores emissões e menor consumo de recursos (PERISSÉ e ODDONE, 2006; FORTUNY *et al.*, 2008; MACHADO, 2012; SPEIGHT, 2020), ou mesmo adaptações em todo o parque de refino (PERISSÉ, 2007; DUQUE, 2017). Outra grande incerteza sobre a rentabilidade da refinaria diz respeito ao controle de preços dos produtos refinados por órgãos governamentais (ALMEIDA *et al.*, 2015; HALLACK *et al.*, 2020).

Assim, o aumento da capacidade de refino passou a acontecer em função do aumento da capacidade das unidades e da complexidade de seus processos. O mundo contava, em 2020, com mais de 700 plantas de processamento de óleo, capazes de destilar mais de 92 milhões de barris de petróleo por dia. Os Estados Unidos são líder em capacidade de processamento e detêm maior capacidade em processos de maior

complexidade. As novas adições de capacidade de refino estão concentradas na China e no Oriente Médio, e juntas representarão quase 80 % das novas adições mundiais até 2040.

O mercado de derivados de petróleo está se transformando. O setor de transporte é mundialmente o principal consumidor do petróleo, porém, em função de questões como a necessidade de redução de emissão de gases de efeito estufa, existe a previsão de queda na demanda por combustíveis fósseis no longo prazo. Isso faz com que os refinadores tenham que pensar em soluções para a redução das emissões de CO₂ das operações de refino, como o uso de CCUS e a aceleração dos esforços para melhorar a eficiência. O aumento das vendas de veículos elétricos e a mudanças no perfil do consumidor também são riscos que os refinadores terão de lidar.

Não obstante, embora exista a previsão de queda na demanda por derivados no longo prazo, no curto prazo, essa previsão é de aumento. Isso exige estratégias de curto e de longo prazo, pensando em tempos de maturação de investimento e menores custos de capital, o que se traduz em menores barreiras à entrada e à saída. O capítulo seguinte apresenta as minirrefinarias modulares de petróleo e detalha suas características, de forma a verificar se elas podem compor parte importante da resposta aos desafios aqui elencados.

3 REFINAS MODULARES

O perfil das refinarias no mundo vem mudando em termos de capacidade e tecnologia, conforme discutido nos capítulos anteriores. Essa mudança foi promovida pela evolução tecnológica (tanto dos motores e de outras máquinas, que passam a exigir combustíveis e lubrificantes com perfil diferente, quanto dos próprios processos de refino), requisitos ambientais e aspectos geopolíticos e econômicos. Processos relativamente mais avançados, como o craqueamento catalítico e o hidrorrefino, foram crescendo e ganhando a atenção da indústria. Como parte dessa mudança, buscam-se unidades mais versáteis e flexíveis. Novos produtos, com requisitos de qualidade mais restritivos, são demandados pelo mercado. Também crescem projetos voltados ao atendimento de demandas especiais, como refinarias petroquímicas e biorrefinarias ou minirrefinarias.

O presente capítulo apresenta a modularização na indústria em geral e em particular na indústria de refino de petróleo. Os desenvolvimentos tecnológicos para plantas de processamento modular são apresentados juntamente com a evolução da proteção industrial desse tipo de tecnologia, salientando suas características, vantagens e desvantagens. O final do capítulo mostra um pouco do contexto brasileiro, contexto esse que é escopo do presente estudo.

3.1 MODULARIDADE PARA ATENUAR RISCOS E AUMENTAR GANHOS

Os maiores projetos tendem a ter maior complexidade, ou seja, um maior conjunto de variáveis a serem observadas durante sua execução do que o de projetos menores, além de tempo de execução superior e, conseqüentemente, têm maior probabilidade de serem acometidos por atrasos no cronograma de execução ou na extrapolação do orçamento previsto (MERROW, 2011). Segundo esse autor, que

analisou mais de 300 megaprojetos³² globalmente, 65 % desses projetos tiveram atrasos nas obras e tiveram sobrecustos significativos, sendo que, em alguns setores, esse percentual era superior a 75 %. A abordagem modular se apresenta como uma boa ferramenta para lidar com as principais mudanças no setor de energia, como a aceleração da inovação em tecnologias energéticas, a revolução da mobilidade e a fragmentação do sistema energético.

Uma refinaria modular pode reduzir o risco do projeto, risco esse que, conforme mencionado no parágrafo anterior, costuma seguir proporcional ao tamanho do projeto, ou seja, quanto maior o projeto, maiores os riscos associados a esse projeto. GUPTA (2014, p. 6) define riscos como uma variabilidade quantificada em termos de probabilidades que podem resultar na realização de perdas ou não perdas ou de ganhos e perdas no que chama de riscos especulativos. O risco de um projeto é um evento ou condição incerta que, se ocorrer, terá um efeito positivo ou negativo sobre pelo menos um objetivo do projeto, como tempo, custo, escopo ou qualidade (PROJECT BUILDER, 2015). O gerenciamento de riscos em um projeto monitora o acontecimento de desvios que possam influenciar o projeto, minimizando perdas e maximizando ganhos.

Um estudo desenvolvido pela EY (2004, p. 2) identificou 365³³ projetos nos segmentos de exploração e produção, gás natural liquefeito, gasodutos e refinarias, todos com investimento de capital superior a um bilhão de dólares. De acordo com o estudo, 64 % dos projetos tiveram seus orçamentos ultrapassados e 73 % dos projetos relataram atrasos no cronograma (EY, 2004, p. 4).

No caso dos projetos de refino, o estudo verificou que 62 % apresentaram sobrecusto, 79 % apresentaram atraso no cronograma e 69 % extrapolaram o orçamento médio (EY, 2004, p. 5). De acordo com estudo do UBS (2013) *apud* (EY, 2014), os projetos que não conseguiram cumprir com o orçamento e com o cronograma planejados tiveram seu valor patrimonial³⁴ reduzido entre 12 % e 65 %. O aumento da complexidade técnica e comercial, juntamente com os riscos ambientais, políticos e de

³² O autor considera como megaprojetos os projetos com orçamentos igual ou superior a US\$ 1 bilhão (MERROW, 2011, p. vii).

³³ O estudo avaliou a performance dos megaprojetos em dois critérios: custo e tempo, e foi medida a proporção de projetos que falharam ao cumprir o orçamento e o cronograma. Dos 365 megaprojetos, foi possível verificar os dados de custo de 205 e os dados de cronograma de 242.

³⁴ *Net asset value (NAV)*.

custos, colocaram os megaprojetos de óleo e gás sob intensa análise das partes interessadas.

Um exemplo de um megaprojeto que se encontra em atraso é a refinaria Dangote, de 650 mil barris por dia, na Nigéria. Seu orçamento disparou para US\$ 19 bilhões, em comparação com as estimativas anteriores de US\$ 12-14 bilhões. A empresa estatal de petróleo da Nigéria, NNPC, concordou em comprar uma participação de 20 % no projeto por cerca de US\$ 2,8 bilhões, mas ainda assim, a refinaria necessita de mais investimentos para ser finalizada (GEORGE *et al.*, 2021).

Outra refinaria, anunciada em 2005 numa parceria entre o governo de Gana e a Arabian Gulf Oil Limited, é uma planta de 200 mil barris por dia, a ser construída naquele país (GNA, 2005). ABUDU E SAI (2020, p. 842) revelam que o país é fortemente dependente das importações de derivados e que essas responderam por 78 % do consumo interno em 2016. Em 2018, o Ministro de Energias de Gana estimava que a planta estaria pronta em mais três ou quatro anos e contava com um orçamento de US\$ 4 bilhões (GHANA WEB, 2018). Até o final de 2020, de acordo com os dados da EVALUATE ENERGY, a refinaria ainda não havia iniciado suas operações.

A refinaria Sitra, no Bahrain, de propriedade da Bahrain Petroleum Co. (BAPCO), tem capacidade de processamento de 267 mil barris por dia e em 2017 foi anunciada sua *revamp* para 380 mil barris por dia, ao custo de US\$ 5 bilhões (REUTERS, 2017a). Entretanto, no início de 2021, a refinaria contava com apenas 60 % de conclusão das obras, e além do ajuste de prazo, que originalmente era de quatro anos, o orçamento também foi alterado para US\$ 6 bilhões (TURNER, 2021).

No Brasil também temos exemplos de projetos de refino que atrasaram ou foram abandonados. A Petrobras anunciou, em 2005, a construção da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), com capacidade de processamento de 200 mil barris de petróleo por dia, investimento de US\$ 2,5 bilhões e início de operação no segundo semestre de 2010 (BRASIL ENERGIA, 2007). A refinaria foi parcialmente finalizada em 2014, tendo atualmente a capacidade de processamento de 130 mil barris por dia. Seu custo final foi de mais de US\$ 18 bilhões (MONTENEGRO, 2019).

Outros dois exemplos de obras que atrasaram ou não saíram do papel foram o Comperj³⁵ e a Refinaria Premium, anunciados em 2006 pela Petrobras e com prazo de conclusão previstos para 2013 e 2014, respectivamente (BRASIL ENERGIA, 2007). A Refinaria Premium não foi construída; o Comperj, que tinha orçamento planejado de US\$ 6,5 bilhões, em 2015 contava com 82 % das obras concluídas e orçamento já executado de US\$ 13 bilhões (BRASIL ENERGIA, 2015). A previsão atual de início de operação do Comperj é março de 2022 (CARREGOSA, 2021).

CALLEGARI (2017) apresenta um estudo sobre o desempenho de megaprojetos de infraestrutura de energia (construção de plantas de geração nuclear, exploração e produção de óleo e gás, sítios eólicos e solares, hidrelétricas, entre outros). O estudo identificou que o aumento da capacidade instalada dos projetos tem efeito negativo sobre as variáveis prazo e custos, e identificou também que projetos de construção modulares, como o caso dos parques solares e eólicos, que podem ser construídos com materiais pré-fabricados, são menos sensíveis ao tamanho dos projetos (CALLEGARI, 2017, p. 121). Segundo a autora, a implementação de soluções energéticas menores pode ser mais prudente da perspectiva do gerenciamento de riscos e da maximização do valor presente líquido.

Vários são os projetos da indústria de energia que se utilizam da modularidade para a sua execução e viabilização. Esses projetos tendem a aumentar cada vez mais, uma vez que, no futuro, o fornecimento de energia para áreas remotas, rurais e *offshore* se tornará cada vez mais importante. Por esses motivos, o uso de fontes de energia distribuídas renováveis e nucleares envolverá uma parte maior do *mix* geral de energia, conforme SHAH (2020, p. 2).

MANDEL (2007, p. 23) aponta que o crescimento do hidrogênio como fonte de combustível fará crescer a demanda por construções modulares como uma medida de economia de tempo e custo. O autor cita o exemplo da planta de hidrogênio da Chevron,

³⁵ O Comperj foi renomeado para Gaslub Itaboraí em 2020. O empreendimento tinha como meta processar cerca de 8 % da produção de petróleo do Brasil, levando o país à autossuficiência e a se tornar exportador de petroquímicos. Atualmente, a expectativa é que o Comperj/Gaslub, quando finalizado, utilize óleo do pré-sal como matéria-prima para a produção de diesel S-10, lubrificantes de segunda geração e derivados de baixo teor de enxofre. Também está sendo avaliada a instalação de uma nova usina térmica de 1600 MW e consumo de gás natural de 6 milhões de metros cúbicos por dia a carga plena. Estão sendo construídos um gasoduto de 355 quilômetros, sendo que 307 quilômetros no mar já estão construídos, e uma unidade de processamento de gás natural (UPGN) com capacidade para processar 21 milhões de metros cúbicos por dia.

El Segundo, nos Estados Unidos, que passou por *revamp* a um custo de 65 % do esperado para uma planta tradicional. É muito interessante e importante perceber que a modularidade não é utilizada apenas para a construção de novos projetos, mas também para a melhoria de projetos existentes.

Diversas são as indústrias que se utilizam de operações modulares uma vez que, a princípio, qualquer sistema pode ser totalmente modularizado, dependendo da necessidade, da escala e da complexidade desse sistema. A indústria da construção civil é um exemplo de indústria que faz uso da modularidade em suas obras desde longo tempo, tanto em construções realocáveis quanto em construções permanentes.

O uso da abordagem modular também é muito comum nas indústrias de computação e automobilística. As montadoras costumam fabricar os componentes de um automóvel em diferentes locais e, em seguida, reuni-los para a montagem final. O setor de aviação é outra indústria que também utiliza fortemente a abordagem de modularização para otimização e alcance de alto grau de padronização em toda a família de produtos.

De acordo com TAK *et al.* (2020), a modularização tem se tornado cada vez mais difundida na construção industrial, uma vez que permite o aprimoramento do gerenciamento de vários aspectos de projeto, como tempo, custo, segurança, qualidade e produtividade. Os autores desenvolveram uma ferramenta que modela diversas informações de construção (remessa e manuseio, fabricação, levantamento, redimensionamento de módulos, pátio de montagem, condições climáticas, escassez de mão de obra, acomodação da força de trabalho etc.) e de simulação para quantificar o impacto das estratégias de fabricação de módulos comparando a fabricação local com a fabricação no exterior. Foi realizado um estudo de caso real em uma planta industrial em Alberta, no Canadá, uma vez que a construção modular é reconhecida como prática comum em projetos de petróleo e gás dessa região.

Vários são os exemplos de modularização para alcance mais rápido de objetivos, sejam eles tecnológicos, comerciais ou regulatórios. DOLINSKII *et al.* (2010) apresentaram a construção de minirrefinarias modulares para hidrotratamento de óleo diesel combinadas com unidades adicionais para a produção de hidrogênio como solução para o problema de produção de diesel que satisfizesse os novos regulamentos

técnicos da qualidade de derivados para o mercado interno russo, e que necessitavam ser implantados em curto espaço de tempo. Foram implantadas unidades com capacidade de processamento de 50 a 500 mil toneladas por ano. Os autores comentaram as especificidades técnicas dos módulos de hidrogênio, apontando que a alta eficiência operacional dessas unidades é determinada pelo reator para conversão de gás natural, pelas vantagens do forno reformador cilíndrico com um ou três queimadores no fundo e do isolamento térmico do forno, feito de modernas fibras que garantem a partida rápida. Os projetos modulares, por serem de rápida construção, têm maior facilidade para incorporar as novas tecnologias desenvolvidas.

Com o aumento da produção de petróleos pesados e extrapesados e a necessidade de adicioná-los às correntes das refinarias, tem havido muito interesse no desenvolvimento de tecnologias para processamento dessas matérias-primas pesadas. CASTAÑEDA *et al.* (2014) estudaram diversas tecnologias emergentes para processamento de óleos pesados e afirmam que as rotas tradicionais de quebra de cadeias de carbono e adição de hidrogênio disponíveis comercialmente ainda são aplicáveis para essa finalidade; no entanto, mostram algumas limitações quando o óleo é mais pesado, o que afeta diretamente a economia da tecnologia. Das tecnologias estudadas pelos autores, duas são oferecidas em módulos: NexGen e Wildcatter. A tecnologia NexGen emprega ondas ultrassônicas para quebrar as longas cadeias de hidrocarbonetos, podendo aumentar o grau API do óleo pesado de 8° para 42° com uma entrada de energia de 20 kWh/bbl. Os sistemas NexGen são modulares com capacidades de processamento de 500 a 100 mil barris por dia, para que possam ser dimensionados de acordo com a demanda local. A tecnologia é aplicada em oleodutos durante o bombeamento e nenhum catalisador é acionado. A tecnologia Wildcatter é baseada em novos processos e catalisadores projetados para atuar em melhoradores de campo localizados diretamente nos locais de produção de petróleo, onde converte o petróleo bruto pesado e extrapesado em petróleo leve (qualidade superior a 30° API). Ainda segundo os autores, as reações são exotérmicas e a maior parte da energia produzida é recuperada como vapor. A tecnologia pode ser instalada em uma cabeça de poço e a construção modular permite o fácil envio ao local de produção.

A Honeywell UOP licenciou para o complexo petroquímico chinês Zhejiang Petrochemical Co. sua tecnologia de adsorção por modulação de pressão (PSA, na sigla em inglês) para as unidades de fornecimento de hidrogênio de alta pureza (maior que 99,9 %). A primeira fase do complexo, em 2017, incluiu tecnologias de hidrocessamento e melhoria de óleo pesado, além de produção de aromáticos para resinas plásticas, filmes e fibras. Em 2019, uma nova fase incluiu a duplicação da capacidade da planta de aromáticos. Os sistemas PSA da Honeywell UOP são unidades modulares montadas em *skid*³⁶ que incorporam *hardware*, adsorventes, sistemas de controle e tecnologia de processo para instalação rápida e eficiente a fim de reduzir custos e tempo de inatividade. Os sistemas PSA utilizam adsorventes proprietários para remover impurezas em alta pressão de fluxos de processo contendo hidrogênio e permitindo que o mesmo seja recuperado. Além de recuperar e purificar o hidrogênio de reformadores a vapor e gás residual da refinaria, o sistema PSA pode ser usado para produzir hidrogênio a partir de outras fontes, como gás residual de etileno, gás residual de metanol e gás de síntese de oxidação parcial (HONEYWELL, 2020).

Antes de se discutir o conceito de minirrefinaria modular de petróleo, serão apresentados os principais desenvolvimentos tecnológicos protegidos por registros de patentes. Esses documentos mostram a evolução das tecnologias de unidades simples que se transportavam facilmente para unidades de maior complexidade e com integração computacional para automação, porém que não perderam sua principal característica que é facilidade de implantação e mobilidade.

MCMANUS e UPTON (1966) patentearam um processo para a construção de refinaria de petróleo compreendendo etapas de pré-montagem. Cada um dos diversos elementos que compõem a refinaria é combinado em módulo estrutural, sendo o tamanho e peso de cada módulo determinado pelas limitações de manuseio e transporte. Os módulos podem ser transportados para o local desejado, onde serão erguidos em fundações adequadas. Os elementos serão interligados operacionalmente,

³⁶ Montagem *skid* (*skid mounted*) ou montagem em base refere-se a equipamento em estrutura de acomodação que contém, além do equipamento em questão, as tubulações de alimentação e saídas, os instrumentos associados, as malhas locais de controle associadas e os painéis locais de comando, e todas as interfaces para conexão ao restante da planta. Nesse tipo de configuração, o equipamento é fornecido em uma unidade autônoma do sistema. A montagem da instalação de produção torna-se uma etapa muito mais rápida se os equipamentos forem recebidos previamente e montados em *skid*. Fonte: FERNÁNDEZ Y FERNÁNDEZ *et al.* (2009, p. 318).

conectando aparelhos elétricos, instrumentação, tubulação e válvulas, e os módulos serão estruturalmente integrados.

A Figura 3.1 representa (a) uma vista plana de uma pluralidade de torres pré-montadas como um módulo, (b) o pacote de aquecimento, (c) um subconjunto típico de bombas em um módulo estrutural, onde as bombas estão completas com suas tubulações e válvulas associadas. Essas imagens ambicionam ensinar a técnica de submontagem de equipamentos para a unidade de produção. As imagens (d) e (e) são representações idealizadas de vários módulos após a montagem em campo formando uma refinaria de petróleo, ou seja, apresentam a integração estrutural dos módulos.

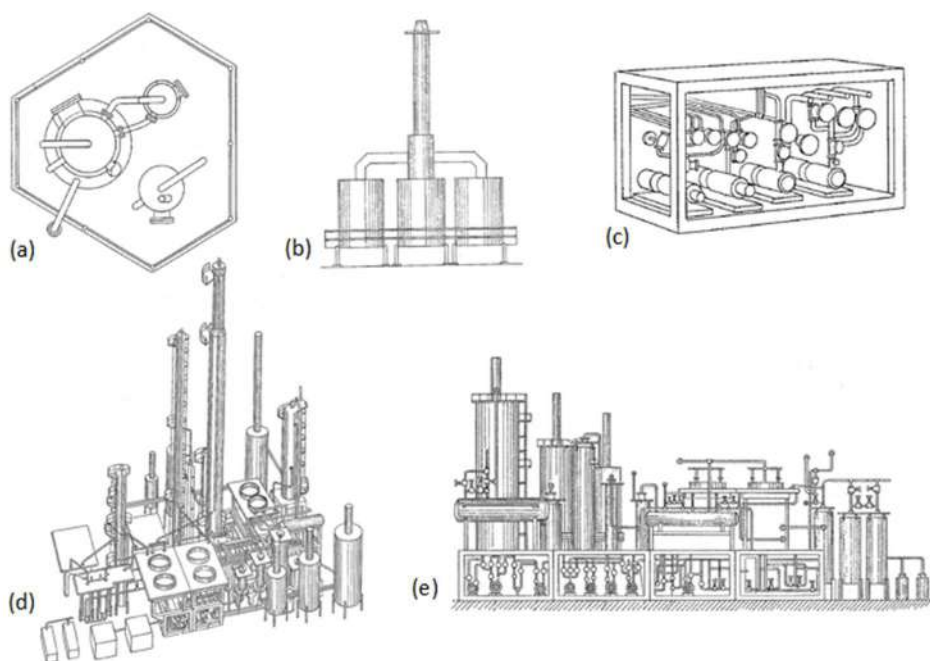


Figura 3.1 - Tecnologia descrita na patente US3274745 (1966) representando: (a) torres pré-montadas, (b) pacote de aquecimento, (c) bombas, (d) e (e) diferentes visões dos módulos estruturados. Fonte: MCMANUS e UPTON (1966).

Todos os módulos são projetados para atender às limitações de tamanho e peso impostas pelo transporte e pela montagem. Todos os componentes devem ser testados ainda na fábrica para minimizar os testes de campo. A esse respeito, a economia obtida pela montagem e instrumentação prévias deve ser pesada contra o risco de danos em trânsito para se chegar ao balanço ótimo de montagem na fábrica e no local de implantação da refinaria.

A empresa VAL VERDE CORP. (1976) obteve patente de uma refinaria *topping*³⁷ portátil. A tecnologia é descrita como uma unidade portátil de destilação de petróleo bruto adequada para transporte em rodovias como uma única unidade, compreendendo um aquecedor, uma torre de fracionamento capaz de separar o óleo em frações líquidas e gasosas, uma unidade de energia e um refrigerador de ar. Todos os elementos são conectados e montados em um único *skid*. A unidade é equipada com sua própria fonte de alimentação, capaz de produzir sua eletricidade e energia, além de ser projetada para uso automático de operação e equipada com um sistema de desligamento automático. A Figura 3.2 é uma vista em perspectiva que ilustra a forma preferencial de montagem da planta descrita na invenção.

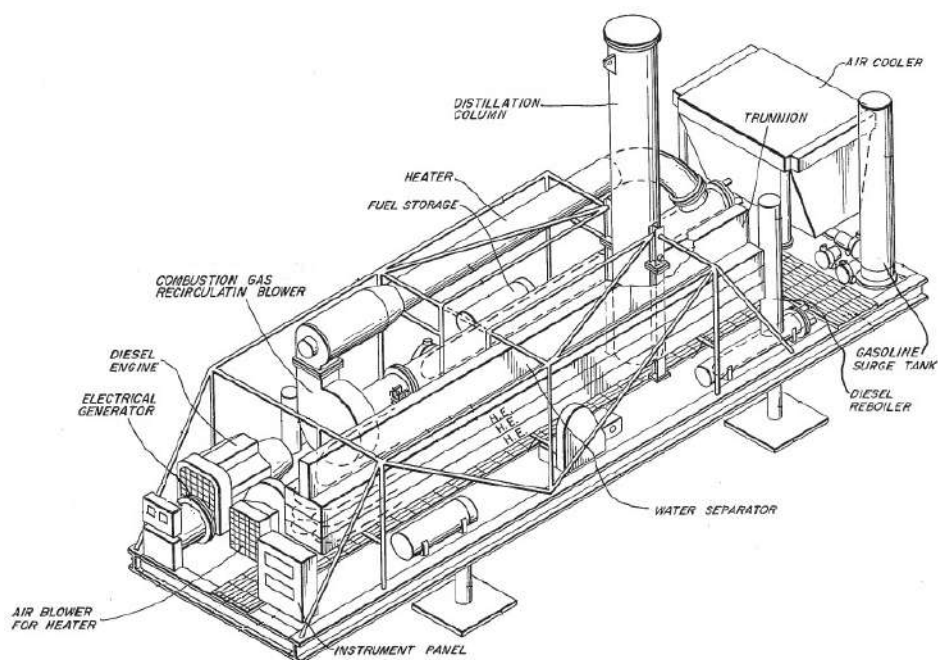


Figura 3.2 - Tecnologia descrita na patente US3953298 (1976). Fonte: VAL VERDE CORPORATION (1976).

Um grande problema a ser superado na construção de uma unidade tão compacta é fornecer calor suficiente de maneira econômica para elevar o óleo cru às temperaturas necessárias para a destilação. Tal unidade pode produzir, por exemplo, óleo diesel e óleo combustível pesado na forma de produto final, enquanto outros

³⁷ Uma refinaria *topping* apresenta apenas unidades de destilação atmosférica e de tratamento de produtos.

produtos, como a gasolina, devem ser refinados ou tratados para trazê-los à sua forma comercial mais valiosa.

DUNCAN e KNOX (1991) requereram patente de uma refinaria móvel de petróleo construída em vagões de base ferroviária. As diferentes unidades que compõem a refinaria são montadas em vagões planos individuais e interligados. Esses vagões podem ser movidos sobre redes ferroviárias para propiciar uma planta que pode ser movida, montada, operada e desmontada em um curto espaço de tempo. A unidade contém um aquecedor fornecendo o calor primário para o fracionamento, uma unidade de fracionamento modular, um sistema de controle de válvulas e tubulação, trocadores de calor e refrigeradores, um computador para operar o sistema de controle e realizar simulação de fracionamento de múltiplos componentes para determinar o número necessário de estágios para efetuar a separação desejada, e um módulo para fornecer a energia elétrica necessária para a operação dos mesmos. É extremamente interessante a citação a um computador e um processo de simulação de operação. A Figura 3.3 apresenta projeções ortogonais dos conjuntos do equipamento modular processador de petróleo.

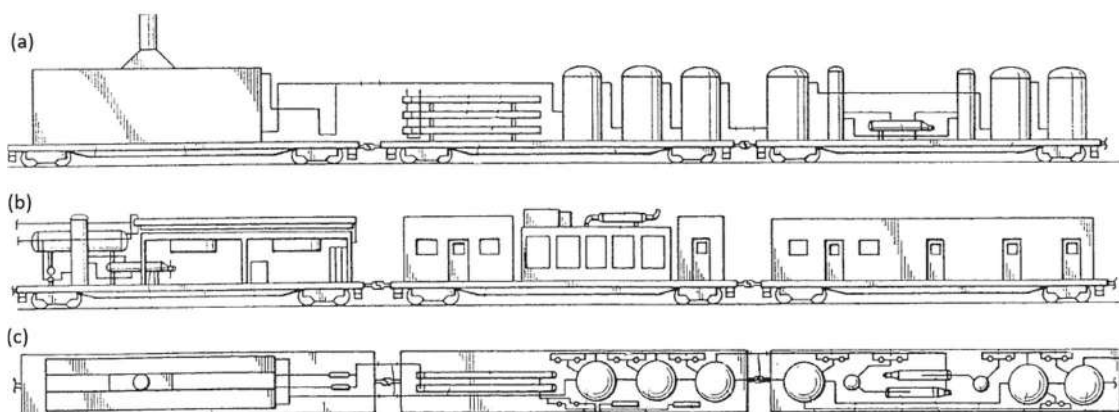


Figura 3.3 - Tecnologia descrita na patente US4983259 (1991), onde (a), (b) e (c) representam diferentes projeções ortogonais do conjunto modular estruturado. Fonte: DUNCAN e KNOX (1991).

LEBLANC e BINGHAM (1994) desenvolvem uma refinaria portátil, incluindo vaso de refino com controle de nível, aquecedor e pré-aquecedor, dispositivos de desidratação, tanques de armazenamento, condensador, bomba, filtro, separadores de

óleo e água e sistema de geração elétrica, tudo montado em um *skid* que pode ser transportado rápida e facilmente para um reservatório de petróleo. A planta recebe como carga o óleo bruto ou mesmo resíduos de produtos petrolíferos para a produção de combustível grau diesel. A invenção tem a vantagem de fornecer um sistema transportável que produzirá eficientemente combustível diesel a partir do petróleo ou resíduos de produtos petrolíferos, como óleo de motor e semelhantes. A Figura 3.4 representa (a) um desenho esquemático da refinaria portátil da invenção descrita e (b) uma vista esquemática da refinaria portátil como uma caixa retangular montada em um *skid*, esse sendo suportado por um reboque e rebocado em caminhão.

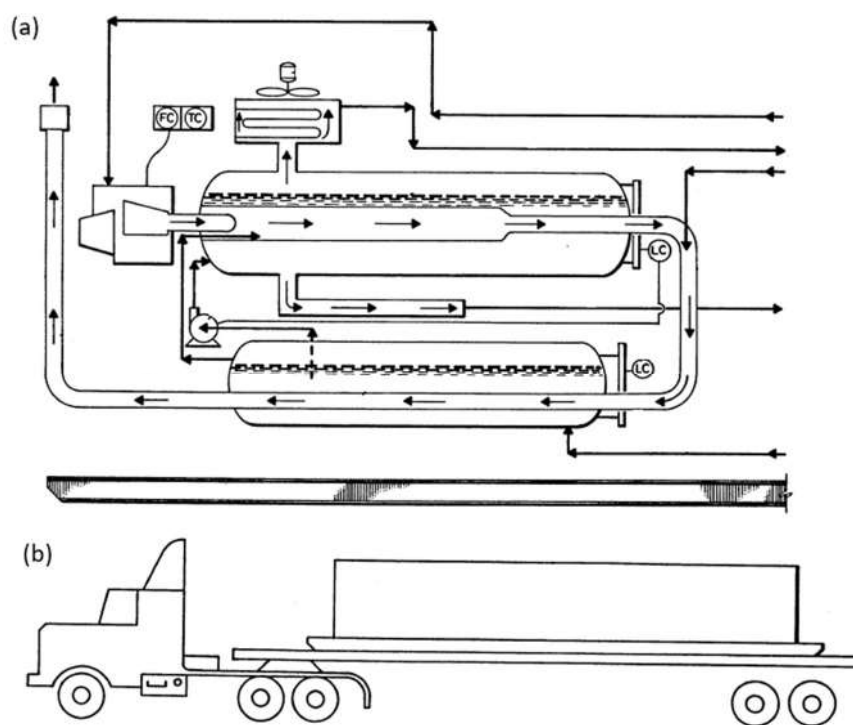


Figura 3.4 - Tecnologia descrita na patente US5316743 (1994) representando (a) um desenho esquemático da refinaria portátil e (b) uma vista esquemática da refinaria portátil como uma caixa retangular montada em um *skid*, esse sendo suportado por um reboque e rebocado em caminhão. Fonte: LEBLANC e BINGHAM (1994).

A PRECISION SYSTEM ENGINEERING (2003) descreve em sua patente uma refinaria de processo completa e de grande capacidade composta de unidades de refino modulares múltiplas, independentes e interconectadas. As unidades modulares de refino são unidades operacionais menores do que as de uma refinaria tradicional e, por

isso, requerem menos espaço, além de serem compostas de módulos de equipamentos portáteis que podem ser montados em *skid* para facilidade de transporte e colocação. Esses módulos podem ser conectados em linha no solo ou empilhados verticalmente para acomodar processos de destilação. A capacidade da refinaria pode ser aumentada conectando-se mais unidades modulares de refino que, alternativamente, também permitem maior flexibilidade do processo.

Cada um dos módulos de equipamento portátil é dimensionado para ser transportado por meio de caminhão, vagão ferroviário ou contêiner de transporte, e compreende uma pluralidade de equipamentos portáteis, sistema de tubulação interconectando as unidades, sistema de controle e sistema elétrico.

A patente descreve ainda que cada módulo pode conter, de acordo com a necessidade do cliente, uma coluna de destilação atmosférica, uma coluna de destilação a vácuo, um aquecedor de óleo cru, um aquecedor de coluna a vácuo, uma bomba, uma bomba de vácuo, um separador de vácuo, um aparelho de dessalinização, um trocador de calor, uma coluna separadora, um separador, um tambor *flash*, uma planta de hidrogênio, um aquecedor de hidrotratamento, uma coluna de hidrotratamento, um separador de hidrogênio, e uma coluna fracionadora.

Os módulos específicos para coqueamento retardado contêm sistemas de tubulação, sistema elétrico, sistema de controle, bem como as interfaces de todos esses sistemas, uma coluna fracionadora, um *stripper*, um trocador de calor, uma coluna fracionadora de coqueamento, um tambor de coque, um tambor de vapor, uma bomba, um tanque de água, uma bacia de decantação, um tambor de purga, um condensador, um compressor e um tambor de extração.

A invenção fornece um método alternativo para o projeto e construção de uma refinaria de petróleo bruto de grande capacidade usando uma combinação de várias unidades de refino de pequeno ou médio porte. Os módulos do equipamento são projetados para permitir conexões simples e rápidas entre vários módulos no campo usando tubulação padrão e componentes elétricos para fornecer uma unidade de refino completa. A Figura 3.5 mostra (a) uma vista plana de uma refinaria modular de grande capacidade composta por várias unidades de processamento modular de média capacidade e (b) uma vista plana de uma unidade de processamento modular de

tamanho médio individual, composta por componentes de processamento específicos menores.

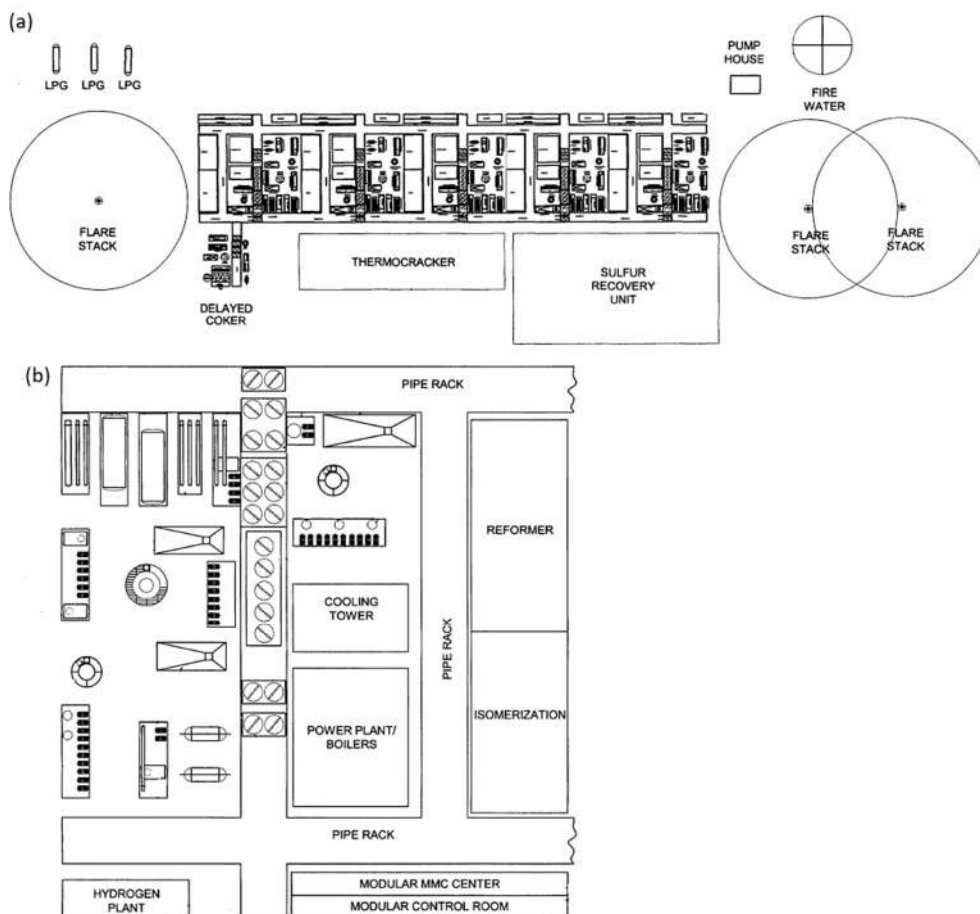


Figura 3.5 - Tecnologia descrita na patente WO031012 A1 (2003) onde (a) representa a vista plana de uma refinaria modular composta por várias unidades de processamento e (b) uma vista plana de uma unidade de processamento modular com seus diversos componentes. Fonte: PRECISION SYSTEM ENGINEERING (2003).

A HONEYWELL INC. (2008) desenvolveu um conjunto modular para detecção de hidrogênio em uma corrente de processos de refinaria ou em uma corrente de processo químico que compreende (a) um suporte principal tendo um conduíte de fluxo com componentes de fluxo ligados ao suporte principal e interagindo com o conduíte de fluxo e (b) uma conexão elétrica entre o componente de fluxo do sensor de hidrogênio e um processador de computador. Os referidos componentes de fluxo são compostos por: uma válvula de agulha, um indicador de pressão, um sensor de hidrogênio de liga catalítica e um regulador de contrapressão. A Figura 3.6 mostra (a) uma representação

de uma refinaria em que o conjunto contém um sensor de hidrogênio de liga catalítica integrado, (b) uma representação esquemática de um processo de isomerização genérico e (c) uma representação esquemática um processo de separação adsortiva em um processo de isomerização genérico modificado e operado de acordo com o processo dessa invenção.

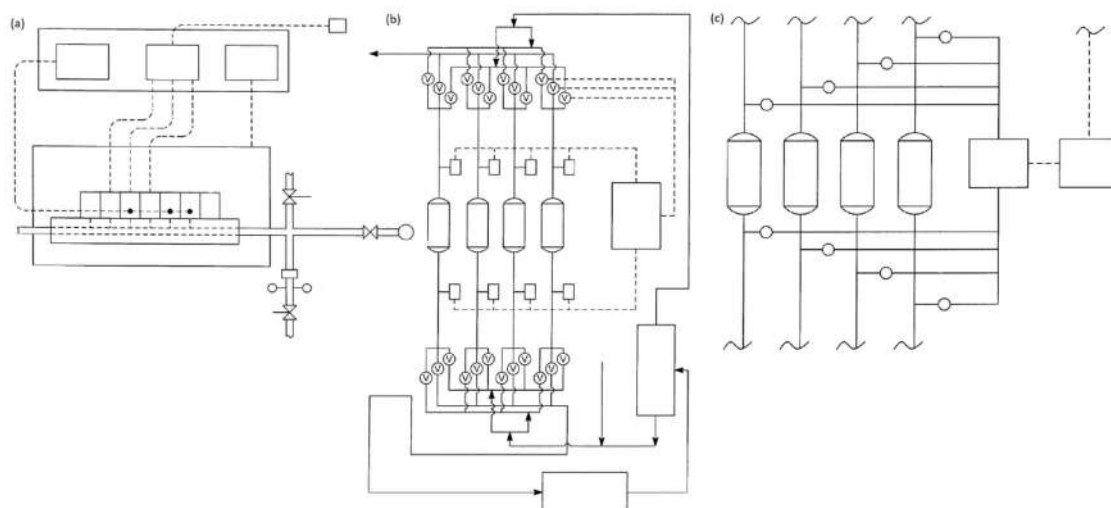


Figura 3.6 - Tecnologia descrita na patente US20080154433A1 (2008) representando (a) uma refinaria com um sensor de hidrogênio de liga catalítica integrado, (b) uma representação esquemática de um processo de isomerização genérico e (c) uma representação esquemática um processo de separação adsortiva em um processo de isomerização genérico. Fonte: HONEYWELL INC. (2008).

A patente da HONEYWELL INC. também reivindica um sistema para controlar um processo de separação por adsorção compreendendo: (a) pelo menos um leito adsorvente contendo adsorvente; (b) um primeiro e segundo conduíte de leito de adsorvedor em comunicação de fluido com o leito de adsorvedor; (c) um conduíte de alimentação de sensor em comunicação de fluido com pelo menos um do primeiro ou segundo conduítes de leito de adsorvedor; (d) um suporte principal tendo um conduíte de fluxo com componentes de fluxo ligados ao suporte principal e interagindo com o conduíte de fluxo; (e) uma conexão elétrica entre o componente de fluxo do sensor de hidrogênio de liga catalítica e um processador de computador; e (f) uma conexão elétrica entre o processador de computador e um dispositivo de controle de parâmetro operacional.

A invenção está relacionada a um sensor de hidrogênio de liga catalítica que é integrado em um conjunto e é facilmente adaptável para uso em processos de refino e outros processos químicos. O sensor de hidrogênio de liga catalítica tem controle de temperatura integrado ou indicador de pressão integrado. Os sistemas modulares são de montagem simples em forma de bloco de construção, fáceis de reconfigurar e instalar. Os componentes de fluxo do sistema são padronizados para compatibilidade de combinação entre fornecedores e os recursos elétricos e de comunicação são *plug-and-play*. A interface mecânica padrão para todos os componentes é o trilho ou plataforma, sobre a qual são colocados controladores de fluxo, sensores e outros equipamentos. Uma interface elétrica padrão com o trilho fornece conectividade com um computador e outros dispositivos.

Como o mecanismo de detecção é uma mudança elétrica na liga catalítica, o sensor não sofre interferência de hidrocarbonetos. Um dos principais benefícios do sensor descrito na patente é sua capacidade de detectar uma faixa dinâmica de concentrações de hidrogênio em pelo menos seis ordens de magnitude, conforme descrito.

A HONEYWELL UOP LLC (2009) desenvolveu um sistema modular para obtenção de combustível de aviação a partir de diesel que compreende: (a) submeter o diesel a hidrocrackeamento em presença de catalisador e hidrogênio para sua conversão em uma primeira mistura compreendendo hidrocarbonetos leves e uma composição líquida compreendendo querosene, nafta e gás liquefeito de petróleo; (b) isolar o combustível de aviação da composição líquida; (c) recuperar o combustível de aviação; (d) submeter pelo menos uma porção da composição líquida à reforma a vapor para obter um gás de síntese contendo hidrogênio; (e) purificar o hidrogênio, e por fim, (f) reciclar esse hidrogênio da etapa anterior para a etapa de hidrocrackeamento. Em resumo, a invenção se refere à tecnologia de hidrocrackeamento catalítico para converter combustível diesel em combustível de aviação disposto em um sistema de um único módulo, embalável e transportável, que contém um hidrocrackeador, um separador e um reformador de vapor.

BERRY e LUHAN (2010) desenvolveram um método de fabricação e montagem de planta de processamento de hidrocarbonetos em módulos de grande porte, e o

transporte terrestre (caminhão ou ferrovia) desses módulos ao local de implantação. O método conta com um sistema de logística de transporte pesado baseado em computador.

A Figura 3.7 ilustra (a) partes de uma planta de processamento de hidrocarbonetos montados por meio de módulos em um caminhão padrão e (b) exemplifica limites de aceleração e desaceleração de um caminhão-reboque carregado com um módulo de grande porte.

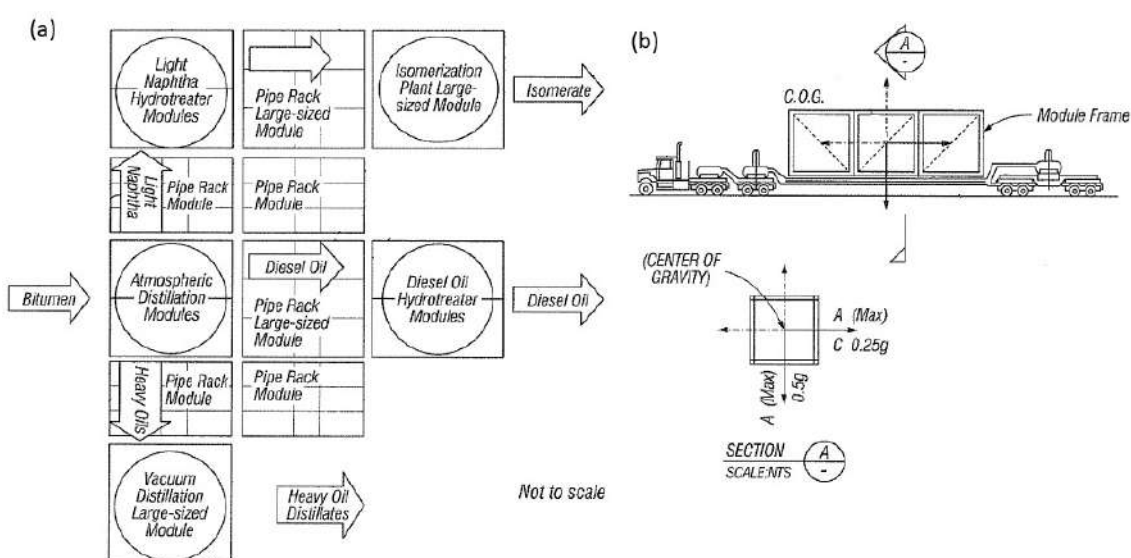


Figura 3.7 - Tecnologia descrita na patente WO040048 A1 (2010) representando (a) partes de uma refinaria montada por meio de módulos em um caminhão padrão e (b) limites de aceleração e desaceleração de um caminhão-reboque carregado com um módulo de grande porte. Fonte: BERRY e LUHAN (2010).

Os inventores destacaram a necessidade de facilidade de utilização do sistema desenvolvido. Todo o sistema deve ser disponibilizado ao cliente em interface gráfica de usuário configurada para permitir a atualização substancialmente em tempo real do banco de dados com informações³⁸ pertencentes a rotas terrestres adequadas para

³⁸ O sistema mencionado na patente descreve um servidor conectado a uma rede, um banco de dados acessível pelo servidor e uma interface gráfica. O banco de dados compreendendo informações de logística de transporte pesado, como limite GVW (peso bruto do veículo, na sigla em inglês) de ponte, largura de ponte, altura de trilho de ponte, pavimento de transporte sazonal, limite de peso GVW, altura de um sinal de tráfego aéreo, localização de um sinal de tráfego aéreo, altura de linha de serviço público, local de linha de serviço público, local de passagem inferior de estrada, altura de passagem inferior de estrada, gradiente de estrada, limite de aceleração e desaceleração, cruzamento de ferrovia, nome de estrada, comprimento de estrada, requisitos de veículo, requisitos

transporte de carga pesada. Os inventores consideram a vantagem de construir uma fábrica de módulos em locais onde os custos de mão de obra e custos de espaço são vantajosos.

LOURENÇO E MURPHY (2011) apresentam métodos e sistemas associados ao *upgrade* de óleo pesado com unidades modulares transportáveis. Trata-se de um método de melhoria de óleo pesado através de unidades modulares conectadas, criando um sistema de refino. O método converte o insumo em um óleo processado com uma viscosidade mais baixa do que o óleo pesado original, através de pulsos de alta pressão em uma válvula de cavitação para quebra de moléculas do óleo aquecido a cerca de 450 °C. Os pulsos de alta pressão são gerados pela ação de um martelo na válvula de cavitação. A câmara de reação é configurada para criar diferenciais de pressão entre -2000 psig e 4000 psig e entre 10 Hz e 100 Hz.

O processo de quebra de moléculas do óleo aquecido acontece por um princípio de cavitação, a partir da criação de bolhas microscópicas no óleo pesado original, permitindo que essas bolhas se expandam e implodam para aumentar a temperatura do óleo pesado original facilitando seu craqueamento.

Cada módulo compreende de um aquecedor e uma câmara de reação configurada para gerar uma cavitação controlada com diferenciais de alta pressão, com tempo de residência do óleo na câmara de reação inferior a um segundo. Os módulos são montados em *skid* ou em caminhão. A Figura 3.8 indica diferentes esquemas (a), (b), (c) para processo de melhoramento de óleo pesado descrito na patente em distintos níveis de detalhamento e (d) unidades de melhoramento de óleo pesado montadas em um caminhão.

O propósito da invenção, de acordo com a patente, é que a unidade móvel de processamento de óleo pesado seja utilizada como complemento a uma refinaria não móvel que não seja capaz de processar óleos pesados.

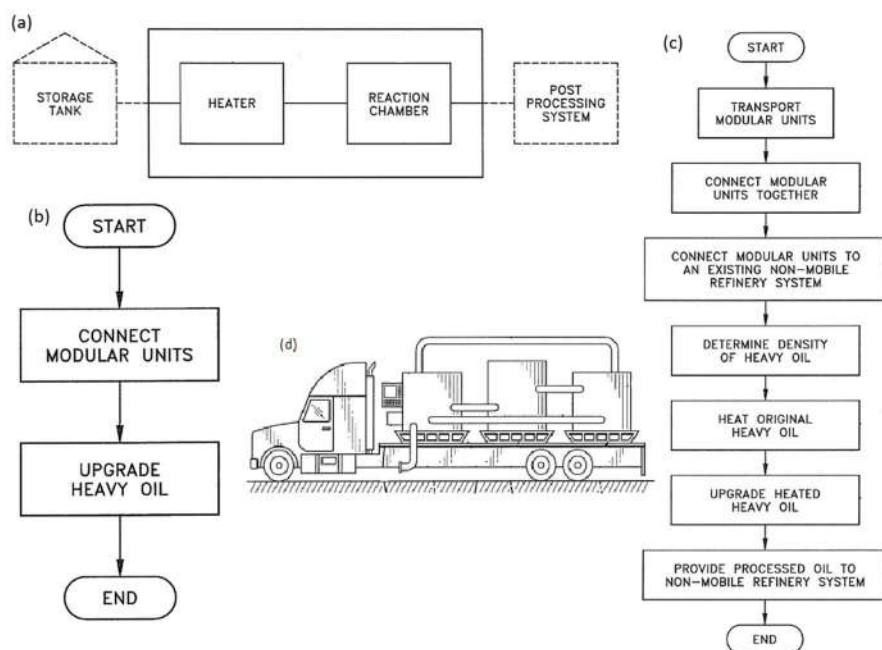


Figura 3.8 - Tecnologia descrita na patente US0162999A1 (2011) onde (a), (b) e (c) indicam diferentes esquemas de refino em distintos níveis de detalhamento e (d) unidades montadas em um caminhão. Fonte: LOURENÇO e MURPHY (2011).

WANG (2013) desenvolveu uma melhoria no processo de recuperação de óleo e gás por condensação, onde essa ocorre por compressão e separação por filme. A tecnologia resolve o problema da necessidade de temperaturas de 110 °C negativos no processo de recuperação dos hidrocarbonetos. A tecnologia é usada principalmente para recuperar óleo e gás em depósitos de petróleo de transferência urbana, em processos de carregamento e descarregamento de gasolina ou óleo leve, e também pode ser usada para recuperar óleo e gás em tanques de armazenamento em refinaria de petróleo. Cada módulo é composto por três partes: compressão (compressor de parafuso), condensação (unidades de refrigeração, caixa fria) e separação por membrana (módulo de membrana). Essas partes são conectadas entre si por tubulações. Os módulos são montados em *skid*. Cabe a ressalva de que o processo é tecnicamente muito complexo e de alto custo.

A UOP LLC (2018) patenteou um processo modular para refino de petróleo onde o petróleo bruto, depois de aquecido, é separado em apenas dois produtos líquidos na coluna de destilação. A separação entre os produtos leves e pesados é controlada pela vazão de retirada do produto suspenso. O calor é recuperado de uma corrente suspenso

e de uma corrente de fundo pelo pré-aquecimento da corrente de petróleo bruto de entrada em um trocador de calor. Em uma modalidade, uma fração de destilado na faixa de diesel pode ser condensada de uma corrente suspensa em um primeiro trocador de calor e uma fração na faixa de nafta pode ser condensada da corrente de gás em um segundo trocador de calor. O processo compreende ainda o hidrocraqueamento da corrente bruta reduzida e o hidrotratamento da corrente de destilado pesado e da corrente de destilado leve. Trata-se de uma coluna de destilação de petróleo bruto típica, com uma rede de trocadores de calor que é uma rede complexa de fluxos divididos, *loops* de bomba e resfriadores de produto. A Figura 3.9 apresenta dois fluxogramas que mostram (a) processo e aparelho descritos na invenção e (b) uma alternativa ao processo e aparelho descritos na invenção.

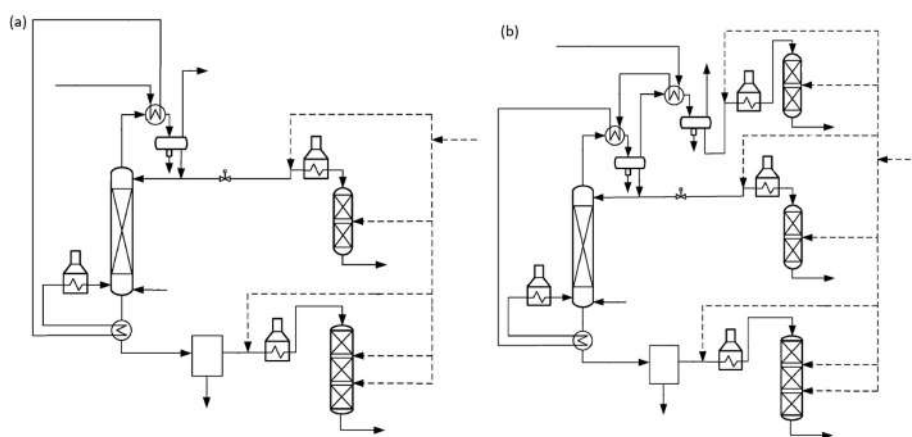


Figura 3.9 - Tecnologia descrita na patente WO005184A1 (2018) representando (a) processo e aparelho descritos na invenção e (b) uma alternativa ao processo e aparelho descritos na invenção. Fonte: UOP LLC. (2018).

A HENAN HUANYU PETROCHEMICAL EQUIPMENT TECHNOLOGY (2019) descreve sua invenção, que se refere a um dispositivo modular de produção para refino de petróleo, compreendendo um módulo de retificação, um módulo de troca de calor e um módulo de transporte, em que o módulo de retificação, o módulo de troca de calor e o módulo de transporte são todos módulos montados em *skid*. O módulo de retificação é fornecido com uma coluna retificadora atmosférica e duas torres laterais; o módulo de troca de calor é fornecido com sete trocadores de calor de placa em espiral, um forno elétrico de aquecimento de óleo cru, um gerador de vapor e um superaquecedor de

vapor; o módulo de transporte é fornecido com quatro bombas de óleo e um tanque de refluxo. Entre as vantagens apresentadas pela empresa, destacam-se a capacidade de o dispositivo realizar uma produção de refino de petróleo de alta eficiência, contínua e estável; os vários módulos montados em *skid* são integrados para facilitar a realocação geral, transporte e elevação, alcançando assim uma produção flexível em vários locais. A Figura 3.10 apresenta (a) a estrutura esquemática da invenção descrita na patente com o detalhamento de partes da estrutura, onde (b) é um diagrama esquemático da estrutura de um módulo de retificação, (c) é um diagrama esquemático do módulo de troca de calor e do módulo de transporte, e (d) é uma vista ampliada tirada de (a).

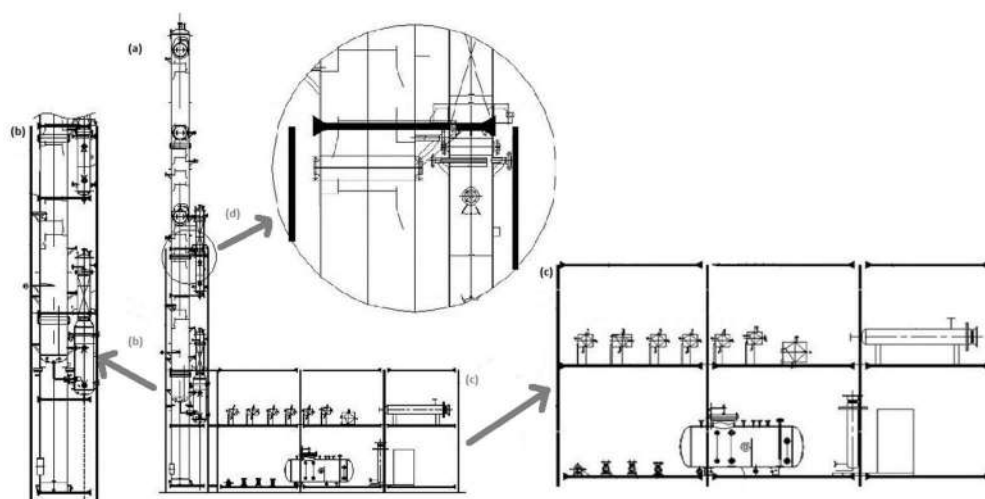


Figura 3.10 - Tecnologia descrita na patente CN109233894 (2019) representando (a) a estrutura esquemática da invenção com o detalhamento de partes da estrutura, onde (b) é um diagrama esquemático da estrutura de um módulo de retificação, (c) é um diagrama esquemático do módulo de troca de calor e do módulo de transporte, e (d) é uma vista ampliada tirada de (a). Fonte: HENAN HUANYU PETROCHEMICAL EQUIPMENT TECHNOLOGY (2019).

As tecnologias de processamento modular passaram de unidades que tinham como principal característica a mobilidade de um local a outro para unidades mais completas e com potencial de processamentos mais complexos. As minirrefinarias modulares evoluíram de exclusivamente refinarias *topping* ou *hydroskimming*³⁹ e atualmente são apresentadas numa variedade de configurações, embora essas duas

³⁹ Refinarias *hydroskimming* são plantas que, além das unidades de destilação, apresentam unidades de reforma catalítica e de hidrotratamento.

ainda sejam a maioria dos projetos implantados no mundo, conforme percebido nas divulgações da mídia especializada na indústria de petróleo e gás.

Ao longo do tempo, componentes de automação passaram a ser incorporados nesses desenvolvimentos, e unidades que visam à qualidade do produto final também foram agregadas, conforme anteriormente mencionado. A facilidade na montagem se manteve, e muitas das unidades passaram a ser desenvolvidas para serem consideradas como complemento para plantas operantes, aumentando a capacidade de processamento, possibilitando processamentos diversos de quando a planta foi planejada e aumento de rentabilidade destas.

Embora fuja ao escopo específico do presente trabalho, cabe destacar que tecnologias inovadoras que promovam a intensificação de processos poderiam ser muito interessantes para as minirrefinarias modulares, uma vez que processos que levam à integração energética entre equipamentos podem minimizar ainda mais os custos operacionais e de capital, sem comprometer as metas de produção, o que é muito interessante para esse tipo de planta.

3.2 CONCEITO, CARACTERÍSTICAS, VANTAGENS E DESVANTAGENS

Após discutir-se a tecnologia das unidades modulares de processamento de petróleo e patentes que foram desenvolvidas nesse sentido, o estudo foca nessa seção no conceito em si de minirrefinaria modular de petróleo, nas suas características econômicas e até mesmo sociais. Apresenta também as vantagens e desvantagens da opção por esse tipo de planta.

Uma das configurações possíveis de minirrefinaria é uma refinaria modular, ou seja, uma planta de processamento de petróleo construída inteiramente por estruturas de montagem em base, ou montado em *skid*, conforme o jargão da indústria de óleo e gás. Cada estrutura contém uma porção da planta e essas se ligam através de tubulações formando um processo facilmente gerenciável (MANDEL, 2007; IVBAZE, 2015; SHAH, 2020).

O Energy Policy Act⁴⁰ de 2005 (EPAAct 2005) definiu pequenas refinarias (*small refineries*) como aquelas instalações com capacidade de processamento bruta de até 75 mil barris por dia (US DOE, 2011, p. 1). A Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (EPA) definira a capacidade máxima de processamento de 50 mil barris de óleo cru para o enquadramento de refinarias consideradas pequenas. Em 1982, essa capacidade foi revista para apenas 20 mil barris de óleo cru processados por dia (BEALE *et al.*, 1993, p. 218).

A Administração Federal de Energia dos Estados Unidos (US FEA), entre 1973 e 1981, coordenou diversos programas para estabilização de preços de petróleo e alocação de óleo entre as refinarias. Em um dos programas, *Small Refiner Bias* (SRB), a FEA concedia benefícios a refinarias com capacidade de processamento inferior a 175 mil barris por dia (LLOYD, 1990, p. 130).

CAETANI *et al.* (2016, p. 197) descreveram um método de análise de decisão integrada para apoio a um plano de reestruturação para uma pequena refinaria de petróleo que enfrentava crise devido à obsolescência de sua planta de produção. A refinaria em questão tinha a capacidade de produção de 17 mil barris por dia. SPEIGHT (2020, p. 315) define pequenas refinarias como aquelas com capacidade de processamento de petróleo entre 1.500 e 5 mil barris por dia. Para SHAH (2020, p. 154), uma minirrefinaria modular é uma refinaria cujas partes ou peças de equipamento são construídas em módulos projetados para serem transportados de maneira rápida e fácil em qualquer lugar do mundo e possuem uma variedade de tamanhos, com capacidades que variam de 500 a 20 mil barris por dia.

SILVÉRIO (2018, p. 50) encontrou na literatura diversas definições de minirrefinaria, variando entre a capacidade de processamento, quantidade de empregados e valor de investimento, tendo adotado como definição de minirrefinaria para seu estudo uma refinaria de capacidade de produção máxima de 50 mil barris por dia.

⁴⁰ O Energy Policy Act de 2005 é uma lei aprovada pelo Congresso dos Estados Unidos em 29 de julho de 2005 que visa ao combate dos crescentes problemas energéticos no país, fornecendo incentivos fiscais e garantias de empréstimo para a produção de energia de vários tipos.

Conforme se pode perceber, o conceito de minirrefinarias ou mesmo de refinarias pequenas não é homogêneo. Mas é fato que os projetos de menor capacidade de processamento e de construção modulares estão ganhando espaço e seu uso na indústria de energia tem crescido ao longo dos anos, conforme identificado nas publicações da mídia especializada na indústria de petróleo e gás.

Um sistema modular é composto por unidades (módulos) projetados de forma independente, mas que funcionam como um todo integrado. É um método de construção desenhado para que os módulos possam ser facilmente duplicados, alterados ou atualizados conforme a necessidade, como visto na seção anterior. O processo modular de construção é geralmente realizado fora do local de implantação. Segundo SHAH (2020, p. 2), a modularidade é benéfica apenas se a partição for precisa, inequívoca e completa. Ainda segundo o autor, a construção modular geralmente é feita em um ambiente sob condições controladas, usando os mesmos materiais e com os mesmos padrões de instalações construídas convencionalmente, porém, em cerca de metade do tempo.

Conforme se percebe, a construção modular na indústria de energia nem sempre abarca apenas projetos totalmente novos, mas também aumenta a rentabilidade de plantas convencionais a partir da inserção de novas unidades modulares.

Nos últimos anos, tem se observado uma tendência, embora ainda incipiente, associada à construção de minirrefinarias modulares, com uma diversidade de licenciadores de tecnologias. A Tabela 3.1 apresenta os principais licenciadores de tecnologias para refinarias modulares e construtores dessas, destacando, quando informado, a capacidade da unidade de destilação atmosférica, bem como algumas outras unidades que o fornecedor disponibiliza para licenciamento.

Tabela 3.1 – Principais licenciadores/construtores de tecnologias para refinarias modulares, capacidade da unidade de destilação atmosférica e outras unidades disponibilizadas.

Empresas	Capacidade da unidade de destilação atmosférica	Outras unidades disponíveis
 Proxion Energy (Reino Unido)	100 b/d a 50 mil b/d	Dessalgação, destilação a vácuo, reforma, hidrotratamento, hidrocrackeamento, unidade de processamento de gás natural, unidade de lubrificante e solventes
 Refinery Equipment of Texas (Estados Unidos)	150 b/d a 6 mil b/d	Destilação atmosférica, reforma e hidrotratamento
 M3W Fuel Corporation M3WFuel (Canada)	150 b/d a 6 mil b/d	Destilação atmosférica, hidrotratamento
 Pyramid E&C (Índia)	500 b/d a 20 mil p/d	Destilação a vácuo, reforma, isomerização, adsorção, FCC, hidrotratamento, unidade de lubrificantes, recuperação de enxofre, usina de asfalto, unidade de tratamento de água
 Oriental Nicco (Índia)	500 b/d a 20 mil b/d	Dessalgação, destilação a vácuo, reforma
 Chemex Global (Estados Unidos)	500 b/d a 20 mil b/d	Dessalgação, destilação a vácuo, reforma, hidrotratamento, hidrocrackeamento, unidade de processamento de gás natural e usina de asfalto
 Kuraf Muhendislik (Turquia)	mil b/d a 10 mil b/d	Destilação a vácuo, reforma, hidrotratamento
 V Fuels (Estados Unidos)	mil b/d a 20 mil b/d	Unidade de processamento de gás natural
 AmeriSource Energy (Estados Unidos)	mil b/d a 20 mil b/d	Destilação a vácuo, hidrodessulfurização, reforma, hidrocrackeamento
 Peiyang Chemical Eng. Co. (China)	mil b/d a 25 mil b/d	Destilação a vácuo, reforma, hidrotratamento, craqueamento catalítico, isomerização, unidade de tratamento de resíduos (água e gás ácido), unidade de recuperação de enxofre, unidade de recuperação de CO ₂
 AIPCC* (Nigéria) *Trata-se de uma subsidiária da PCC	mil b/d a 25 mil b/d	Destilação a vácuo, reforma, hidrotratamento, craqueamento catalítico, isomerização, unidade de tratamento de resíduos (água e gás ácido), unidade de recuperação de enxofre, unidade de recuperação de CO ₂
 Honeywell UOP (Estados Unidos)	mil b/d a 30 mil b/d	Destilação a vácuo, reforma, hidrotratamento, craqueamento catalítico, isomerização, unidade de recuperação de enxofre, unidade de recuperação de CO ₂ , unidade de processamento de gás

 Amoner Petroleum and Gas (Nigéria)	2 mil b/d a 10 mil b/d	Destilação, hidrotratamento, unidade de tratamento de resíduo
 Chiyoda (Japão)	3 mil b/d a 30 mil b/d	Unidade de processamento de gás natural, destilação, craqueamento, reforma, desasfaltação a solvente
 Oil Group (Estados Unidos)	5 mil b/d a 20 mil b/d	Não informado
 Ledcor Group (Canadá)	5 mil b/d a 20 mil b/d	Biorrefinaria e unidade de processamento de gás, unidade de processamento de hidrogênio
Jacobs Jacobs Applied Technology (Estados Unidos)	5 mil b/d a 50 mil b/d	Destilação a vácuo, reforma, hidrotratamento, hidrocrackeamento, unidade de processamento de gás natural
MCDERMOTT McDermott (Estados Unidos)	6 mil b/d a 35 mil b/d	Destilação a vácuo, reforma, hidrotratamento, hidrocrackeamento e isomerização
 Winex Petroleum (Nigéria)	10 mil b/d	Dessalgação, destilação a vácuo, reforma
PROPAK Propak (Canada)	15 mil b/d	Destilação, hidrotratamento, reforma, dessulfurização, unidades auxiliares
 Plant Process Equipment, Inc. (Estados Unidos)	Não informado	Não informado
 Brahms Oil Refineries (Suíça)	Não informado	Não informado
 The Pöner Group (Áustria)	Não informado	Destilação, tratamento
 SPEC (Paquistão)	Não informado	Não informado

Fonte: Elaboração própria a partir de PROXION (2016); RTX (2021); M3WFuel (2021); PYRAMID E&C (2021); ORIENTAL NICCO (2021); CHEMEX GLOBAL (2021); KURAF MUHENDISLIK (2021); V FUELS (2021); AMERISOURCE ENERGY (2021); PEIYANG CHEMICAL (2021); AIPCC (2021); HONEYWELL UOP (2021); APG (2021); OIL GROUP (2021); LEDCOR GROUP (2021); JACOBS (2018); MCDERMOTT (2021); WINEX PETROLEUM (2021); PROPAK (2021); PLANT PROCESS (2021); BRAHMS (2021); PÖNER GROUP (2021); SPEC (2021).

Por meio da Tabela 3.1, percebe-se que é possível adquirir módulos de processamento a partir de 100 barris por dia até 50 mil barris por dia, indicando a

possibilidade de se montar unidades muito pequenas ou mesmo plantas maiores, dependendo da necessidade do refinador. Outra informação relevante apresentada pela Tabela 3.1 é a diversidade de processos que podem ser encontrados para construção modular, que são a maioria dos processos encontrados em uma refinaria convencional.

Países como Afeganistão, África do Sul, Angola, Arábia Saudita, Argélia, Brasil, Guiné Equatorial, Indonésia, Irã, Iraque, Libéria, Níger, Nigéria, Síria e Vietnã têm construído ou anunciado a construção de minirrefinarias⁴¹.

As minirrefinarias modulares proveem margens muito apertadas ao refinador, e por isso, exigem uma abordagem mais qualificada e precisa para garantir a rentabilidade. MAMA (2015) apresenta uma análise das condições econômicas de operação para minirrefinarias no contexto da Nigéria, porém esse contexto pode ser estendido a diversos países ou regiões, seja por similaridade de problemas de infraestrutura logística de distribuição de derivados ou por áreas produtivas também com problemas de infraestrutura logística, conforme identificado durante a realização do presente estudo.

No caso nigeriano, as minirrefinarias transcendem os ganhos econômicos para investidores se comparado a suas potenciais contribuições para o desenvolvimento nacional. Por exemplo, em função dos conflitos na região do Rio Níger, na Nigéria, que resultam em interrupções de produção de petróleo e gás, o Petroleum Club⁴² emitiu um comunicado de imprensa sugerindo que encorajar a construção de minirrefinarias modulares poderia ser uma das muitas formas de obter emprego para os jovens nas comunidades produtoras de petróleo, além de uma maneira de resolver o problema das refinarias ilegais, dos roubos de petróleo, do vandalismo a oleodutos e dos frequentes danos ambientais que acompanham a região (IHETU, 2018).

⁴¹ Fonte: STEWART (2014); KELLY (2015); HONEYWELL (2015); SHANA PETRO ENERGY (2015); RAHBAR (2016); BRESLFORD (2018); BRESLFORD (2020a); BRESLFORD (2020b); EGUES (2020b); THE SUN (2020); TURNER (2020).

⁴² O Petroleum Club foi estabelecido em 2006 com os objetivos de proporcionar um fórum para líderes e profissionais da indústria de petróleo e gás interagirem informalmente; contribuir para a formulação de políticas e promover o interesse da indústria de petróleo e gás na Nigéria; conhecer e interagir com eminentes empresas nacionais e internacionais, petróleo e gás e líderes políticos, além de ser um local de encontro onde se formam contatos pessoais, valiosos para o desenvolvimento profissional e profissional.

Fonte: <http://www.petroleumclublagos.com/> Acesso em 03 abr. 2018.

A empresa nigeriana Waltersmith Petroman Oil Limited concluiu, em 2020, a construção de uma refinaria modular com capacidade de processamento de 5 mil barris de petróleo por dia. O projeto foi totalmente concluído no período de dois anos e teve como objetivo lidar com o incessante vandalismo nos oleodutos e o roubo de produtos de petróleo nos ativos da empresa. A refinaria produzirá nafta, diesel, querosene e óleo combustível pesado. O projeto da refinaria prevê ainda mais duas fases de construção para aumento de capacidade de processamento. A fase dois está programada para 2022 (25 mil barris por dia) e a fase três para 2024 (20 mil barris por dia), quando a refinaria atingirá capacidade de processamento de 50 mil barris por dia. A cada mil barris processados diariamente são criados 10 empregos diretos, em média, em uma refinaria modular, além dos empregos indiretos. O projeto também vai contribuir para a substituição de importações, a segurança energética para o país e a redução do custo operacional da empresa (ADDEH, 2020; IZUORA, 2020; ONYEDIKA-UGOEZE, 2020).

Dados da Associação Africana de Refinadores e Distribuidores revelaram que a República do Níger, que iniciou a produção comercial de petróleo em 2011, aproveitou a construção de uma minirrefinaria modular para minimizar seus problemas sociais. A refinaria tem capacidade de produção de 20 mil barris por dia e visa a reduzir os custos de importação de energia (especialmente derivados de petróleo da Venezuela e hidroelétricas da Nigéria), garantir o abastecimento nacional de combustível e gás e promover a industrialização. A demanda de derivados do país é de cerca de 7 mil barris por dia, e o excedente produzido está sendo exportado para os países vizinhos Nigéria, Mali e Burkina Faso (SCHRITT, 2018; REVAMP, 2020).

Segundo relatório do CENAM ENERGY (2012), alguns fatores que viabilizam as minirrefinarias incluem tipicamente questões como localização, proximidade e acesso ao suprimento de petróleo e ao mercado diminuindo os altos custos de distribuição em regiões remotas, e financiamento de projetos em termos preferenciais de agências de crédito para o desenvolvimento, além de incentivos governamentais para apoio ao desenvolvimento regional. Esses fatores são corroborados por ANDREWS *et al.* (2014, p. 5) que, em um estudo sobre as oportunidades para refinarias de pequeno porte, citam que essas podem depender de vários fatores, como demanda regional por derivados, disponibilidade de petróleo bruto, diferenças regionais nas regulamentações

ambientais, entre outras. Citam também que alguns combustíveis são mais fáceis de produzir do que outros e que os requisitos únicos dos “combustíveis de boutique”⁴³ para algumas regiões podem afetar decisões de empresas individuais para produzi-los, distribuí-los e comercializá-los.

SHAH (2020) mostra o raciocínio básico por trás das necessidades para a adoção de sistemas modulares no setor de energia, apresentando suas vantagens, como melhor qualidade, robustez, melhor gerenciamento de projeto para redução de prazos, custos e questões de segurança.

Estruturalmente, os sistemas modulares são mais fortes que os de construção convencional, porque cada módulo é projetado para suportar, de forma independente, os rigores de transporte e guindaste nas fundações, assim como as tensões de ser transportado, levantado e erigido. Uma vez juntos e selados, os módulos se tornam um sistema integrado. Esse aspecto, entretanto, faz com que a construção em módulo requeira mais materiais do que a construção tradicional (MANDEL, 2007; SHAH, 2020). Outro aspecto da construção modular é o fato de essa ser realizada em um ambiente controlado, o que reduz o desperdício e melhora o gerenciamento da qualidade durante todo o processo de construção, evitando perturbações criadas por outras atividades no local de implantação.

Diversas são as vantagens das operações modulares. O fato de a responsabilidade do projeto ser de um único fornecedor é um ponto que favorece o controle desse mesmo projeto. O fabricante tem a responsabilidade de projetar, adquirir, comissionar, construir, validar, instalar, dar a partida e todo e qualquer processo necessário ao pleno funcionamento da planta. A fabricação modular retira o trabalho de construção e fabricação do campo e o coloca no ambiente controlado da fábrica. Isso não é apenas mais seguro e eficiente, mas também resulta em muito menos interrupções durante o processo de construção (SHAH, 2020).

O elemento mais interessante das minirrefinarias modulares é o baixo custo de instalação relativo, quando comparado com as refinarias de conversão completa (com

⁴³ O termo combustíveis de boutique refere-se a diversas formulações de gasolina especializadas feitas para atender aos padrões de qualidade do ar requeridos em legislações estaduais ou federal. Essa diferenciação na produção afeta a capacidade de produção das refinarias, vide, por exemplo, YACOBUCCI (2006).

capacidade da ordem de 200 mil barris por dia), cujo custo será entre US\$ 2 bilhões e US\$ 10 bilhões (MAMA, 2015; REUTERS, 2017b). Já as minirrefinarias modulares podem ser estabelecidas com cerca de US\$ 100 milhões a US\$ 300 milhões (MAMA, 2015; EBIRI e OKERE, 2017; EGUES, 2020a). Dependendo da configuração, o custo pode ser mais baixo ou mais elevado. Além disso, um projeto de minirrefinaria modular oferece a possibilidade de construção faseada, além da flexibilidade de atualização rápida e maior facilidade de se promover mudanças para refletir alterações na demanda por produto. Uma refinaria de capacidade inicial de 30 mil barris por dia pode ser atualizada para duplicar ou triplicar a capacidade com relativa facilidade e rapidez, o que proporciona menor risco de atraso, bem como menor risco de sobrecusto no projeto.

De acordo com relatório da Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (EPE) (BRASIL, 2019c, p. 52), dada a complexidade de uma refinaria convencional, seu prazo de implementação é longo, no âmbito internacional, entre cinco e 10 anos, ressaltando-se, ainda, que usualmente o tempo de retorno de capital para esses projetos é de 20 a 25 anos. Cabe lembrar que esse prazo de implementação relatado não considera os possíveis atrasos de cronograma.

Ainda segundo MAMA (2015), além do baixo capital, uma minirrefinaria, ao ser modular, permite que o tempo de construção seja menor e a qualidade da engenharia seja melhorada, e como mostra SILVÉRIO (2018), o risco de atraso de plantas menores também é menor. Novas demandas podem ser facilmente satisfeitas com a adição de novos módulos. Diferentes plantas podem servir a diferentes mercados, em vez de se alimentar toda uma nação ou região com uma única planta, juntamente com o risco associado de criação de um sistema de gestão da cadeia de abastecimento e operações de uma planta de grande porte. No entanto, uma minirrefinaria não pode impulsionar a mesma economia de escala e eficiência obtida a partir de uma planta de conversão total e tipicamente exigirá mais pessoal por capacidade de destilação efetiva (EDC)⁴⁴.

O projeto modular oferece maior acuracidade orçamentária. Na construção modular, as propostas orçamentárias tendem a ser mais precisas, uma vez que se torna

⁴⁴ EDC (*equivalent distillation capacity*) é a capacidade de destilação que se consegue obter na prática. Corresponde à capacidade de projeto subtraída de perdas programadas (trocas de campanha, tempo de ajuste da unidade, paradas para manutenção preventiva etc.).

mais fácil calcular o custo já que o escopo do trabalho é definido com mais clareza. Existe a redução de ocorrências de custos ou eventos inesperados em comparação ao trabalho com diversos fornecedores simultaneamente, levando a um investimento de capital menor no projeto total (SHAH, 2020).

Os projetos modulares podem proporcionar o aprimoramento do cronograma de projeto, uma vez que, em uma linha do tempo tradicional de projeto, a preparação da fundação deve ser concluída antes de qualquer outra etapa. No processo de construção modular, os módulos são montados fora do local de implantação, em *skids* transportáveis, o que proporciona que diversas partes do projeto possam andar em paralelo entre si e com a fundação onde os módulos serão implantados no futuro. O tempo de inicialização também é minimizado, pois os sistemas podem ser totalmente montados e testados antes do envio, reduzindo o tempo de partida. O equipamento desenvolvido em fabricação modular é projetado para ser instalado de forma rápida e fácil durante a montagem.

O pré-ajuste de componentes em um módulo permite a correção de quaisquer erros ou falhas antes do envio para o cliente e possibilita que se tenha menos retrabalho a ser realizado no local de implantação. Embora já mencionado que as plantas modulares utilizam mais materiais, o processo de compra para esses projetos é geralmente simplificado, especialmente quando o local de instalação está localizado onde as matérias-primas e equipamentos são caros ou difíceis de obter (MANDEL, 2007).

Um sistema modular também oferece mais flexibilidade para melhorias subsequentes de todo o sistema. O fato de o projeto modular ser executado em um ambiente de trabalho controlado, utilizando mão de obra experiente, proporciona melhor qualidade geral do produto, ou seja, tem-se o aumento da qualidade e também a maior flexibilidade de atualizações subsequentes (MANDEL, 2007; SHAH, 2020). Na abordagem modular, todos os processos de fabricação são realizados em condições ideais. Isso faz com que os projetos modulares também tenham menor impacto social associado a empregos temporários durante a construção, uma vez que o número de trabalhadores no canteiro de obras é reduzido e a implementação dos módulos é realizado em curto espaço de tempo se comparado a um projeto de planta convencional.

Considerando-se a fabricação em condições ideais, o projeto modular obtém a maior redução de custos, uma vez que se alcançam custos operacionais e de mão de obra mais baixos devido a um menor cronograma de projeto, uso eficiente de material e menor equipe de campo. SHAH (2020, p. 7) acrescenta ainda que, para projetos com várias unidades, tem-se uma maior eficiência de capital projetando-se uma única vez e reutilizando-se o projeto. A construção de um módulo externo não interrompe ou encerra operações preexistentes, permitindo que uma planta continue em operação durante sua expansão.

Os riscos de segurança também são reduzidos, uma vez que se trabalha com pessoal mais especializado e por menos horas, o que resulta em menor exposição humana ao risco, além do fato de as instalações modulares serem fabricadas em um ambiente mais seguro e controlado.

Os sistemas modulares geralmente têm dimensões menores do que os sistemas convencionais, dado que isso faz parte das considerações do projeto de sistemas modulares. Como a construção modular oferece um alto nível de flexibilidade, pode ser benéfico em aplicações que variam de pequenos *skids* a sistemas de larga escala com algumas limitações.

Outro ponto que vale a pena ser ressaltado como vantagem de um sistema modular é a difusão de inovação: a sustentabilidade de qualquer sistema requer a capacidade de atualização, ou seja, um sistema deve ser projetado para que novas inovações possam ser inseridas em tempo hábil e sem a necessidade de se desmontar todo o sistema (MANDEL, 2007; SHAH, 2020). Os sistemas modulares têm esse princípio. As minirrefinarias modulares podem ser completamente automatizadas e, uma vez que um operador define todos os pontos de controle, todas as temperaturas e fluxos do produto podem ser controlados automaticamente.

Segundo SHAH (2020, p. 154) as minirrefinarias modulares são construídas principalmente como instalações de *topping* ou *hydroskimming* e essas têm como principais produtos os destilados médios e leves, além de nafta. O suprimento de combustível para essas plantas pode ser gás natural, nafta, diesel, óleo combustível ou uma combinação desses. Ainda segundo o autor, o comissionamento do sistema no local de implantação para pequenas unidades pode ser concluído em cerca de três meses

após a chegada ao local pré-preparado. Essas unidades podem ser facilmente realocadas com uma quantidade mínima de construção em campo. Os produtos refinados produzidos a partir de uma planta de processamento modular podem ser vendidos aos mercados locais ou fornecidos como matéria-prima para processamento adicional e o óleo residual retornado aos oleodutos.

Entre as desvantagens das operações modulares pode-se citar as questões de transporte e de engenharia inicial. As limitações e os custos associados ao transporte de equipamentos para o canteiro de obras devem ser considerados ao se pensar na abordagem modular. O tamanho de cada módulo embalado deve ser devidamente analisado antes da compra do mesmo, indicando se as condições de infraestrutura rodoviária permitirão a entrega.

Outra possível desvantagem da fabricação modular é o nível de engenharia e planejamento iniciais necessários. Frequentemente, um pacote totalmente detalhado e projetado deve ser fornecido aos fabricantes de módulos antes que o equipamento possa ser fabricado. O uso de um fabricante de módulos com uma equipe experiente de projeto de engenharia reduz o escopo da engenharia inicial necessária.

Os sistemas modulares são fabricados fora do local de implantação e, posteriormente, conectados no local, o que exige mais trabalho de planejamento e *design* inicial. Durante as etapas iniciais do planejamento, o trabalho deve ser dividido em atividades no local de implantação e na fábrica de montagem. Segundo SHAH (2020, p. 9), os documentos necessários durante os estágios iniciais do *design* incluem um leiaute conceitual detalhado da planta para determinar as restrições do local e o acesso ao perímetro e os balanços de energia e massa para determinar o tamanho e o escopo do projeto. A fase inicial de planejamento da modularização deve considerar as etapas finais do projeto, como transporte e montagem dos módulos, para determinar antecipadamente os desafios a serem enfrentados. Os módulos devem ser projetados para facilitar o transporte e a remontagem.

Como antes asseverado, um outro aspecto interessante a ser considerado se refere à intensificação de processos, um conceito que pode ser trabalhado de forma sinérgica com a modularização. Aqui, pode-se entender a intensificação de processos principalmente como o aumento da eficiência dos fenômenos de transferência de

energia e de massa, o que é obtido principalmente através de mudanças na arquitetura e no tamanho das plantas. Embora a redução do custo de capital fosse a meta original da intensificação de processos, rapidamente se tornou evidente que havia outros benefícios, alguns dos quais se tornaram ainda mais importantes desde a sua concepção (REAY *et al.*, 2013). Tecnologias substancialmente menores, de menor gasto energético, menor geração de resíduos e mais flexíveis podem trazer diversos ganhos para as minirrefinarias modulares, que são unidades de pouco espaço e menor margem, se comparadas às refinarias convencionais, e as características de economicidade e sustentabilidade da intensificação de processos (REAY *et al.*, 2013; ABDULRAHMAN *et al.*, 2021) se harmonizam perfeitamente com a proposta de minirrefinaria modular, que envolve a entrada mais rápida em operação, com menor investimento de capital e menor custo de operação.

3.3 PLANTAS MODULARES E O MERCADO BRASILEIRO

A demanda mundial por petróleo não se recuperará da queda causada pela pandemia da Covid-19, ao menos até 2050, conforme indica a BP (2020a, p. 65). Em todos os cenários analisados⁴⁵, a demanda por petróleo continuará em queda⁴⁶ pelos próximos 30 anos em função de diversos fatores, como o aumento da eficiência na indústria, a eletrificação e o compartilhamento de carros no setor de transportes e, até mesmo, o número de pessoas trabalhando de casa (EGUES, 2020b). Entretanto, até o terceiro trimestre de 2021, houve sim um aumento da demanda mundial de petróleo em função de um crescimento sazonal na demanda por petroquímicos, de um maior consumo de gasolina durante o tradicional período de férias nos Estados Unidos, e também da elevação da demanda por combustível para aquecimento, dada a subida de preço do gás natural, de acordo com a OPEC (2021b, p. iii). Essa recuperação na

⁴⁵ As previsões foram elaboradas com base em três cenários: (1) *Rapid*, que assume a introdução de medidas políticas para a transição energética; (2) *Net Zero*, que inclui a introdução de medidas políticas e a mudança comportamental dos consumidores, com foco robusto no uso de energias renováveis; e (3) *Business-as-usual* (BAU), no qual as políticas governamentais e as preferências sociais evoluem de maneira e velocidade vistas no passado recente. Os cenários foram descritos na introdução da presente tese.

⁴⁶ A queda da demanda por petróleo é estimada em 10 % no cenário BAU, 55 % no *Rapid* e 80 % no *Net Zero*, conforme a BP (2020b, p. 65).

demanda, no entanto, segue abaixo dos níveis pré-pandêmicos para os períodos 2018-2019 (OPEC, 2021b, p. 27).

As estimativas para o Brasil nos próximos 30 anos são parecidas, com o petróleo perdendo participação nos três cenários analisados, passando de 39 % em 2018 para 28 % (BAU), 14 % (Rapid) ou 7 % (Net Zero) em função do aumento da participação das energias renováveis na matriz energética. Apesar da queda na demanda, a produção de petróleo no país aumenta em dois dos três cenários construídos, com pico da produção de petróleo atingido no final dessa década (4,3 milhões de barris por dia) para um cenário (Rapid) ou no final dos anos 2030 (5 milhões de barris por dia) para o cenário BAU, conforme relatório da BP (2020b, p. 2).

Porém, o Brasil ainda necessita da importação de derivados para abastecimento de seu mercado⁴⁷ e, a não ser que novas instalações de processamento sejam construídas, a importação da maioria dos derivados demandados no país tende a aumentar na próxima década.

De fato, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em seu plano decimal de expansão de energia com visão para 2029, analisou as condições de atendimento ao mercado doméstico, ressaltando as necessidades de importação de derivados, a importância dos investimentos no parque de refino e na infraestrutura logística para garantia do abastecimento em todo o território nacional (BRASIL, 2020b). Para os próximos 10 anos, o país segue dependente de importações, pois permanece deficitário de todos os derivados, excluindo-se o óleo combustível⁴⁸. A Figura 3.11 apresenta (a) o balanço nacional dos principais derivados de petróleo produzidos e (b) o saldo líquido desses derivados.

⁴⁷ O balanço entre as importações e exportações de derivados de petróleo no Brasil mostra que o país tem sido um importador líquido, com saldo negativo de 129 milhões de barris (2019), 60 milhões de barris (2020) e 71 milhões de barris (janeiro a agosto de 2021), representando uma balança comercial negativa de US\$ 7,9 bilhões (2019), US\$ 2,9 bilhões (2020) e US\$ 4,8 bilhões (janeiro a agosto de 2021). Fonte: BRASIL (2021b).

⁴⁸ Desde o início de 2020, todo combustível para navios comercializado no Brasil e em mais de 170 países deve possuir teor máximo de 0,5 % de enxofre, em função da Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios (Marpol), o que gerou benefícios para o Brasil, uma vez que tanto o petróleo quanto o óleo combustível produzidos pela Petrobras têm baixo teor de enxofre. A companhia informa que começou a adequar as refinarias para a produção de bunker e óleo combustível com baixo teor de enxofre em abril de 2019.

O óleo diesel A⁴⁹, derivado com maior mercado no Brasil, apresentará também o maior volume de importação no período considerado pela EPE, que destaca ainda que o volume de importação desse derivado deve ser 15 % superior ao máximo histórico, ocorrido em 2017, sinalizando eventual necessidade de investimentos em nova infraestrutura de abastecimento. O relatório reporta ainda que para que a produção de óleo diesel S10⁵⁰ possa suprir a demanda doméstica, torna-se necessária a entrada de novas unidades de hidrotratamento no parque de refino brasileiro (BRASIL, 2020b).

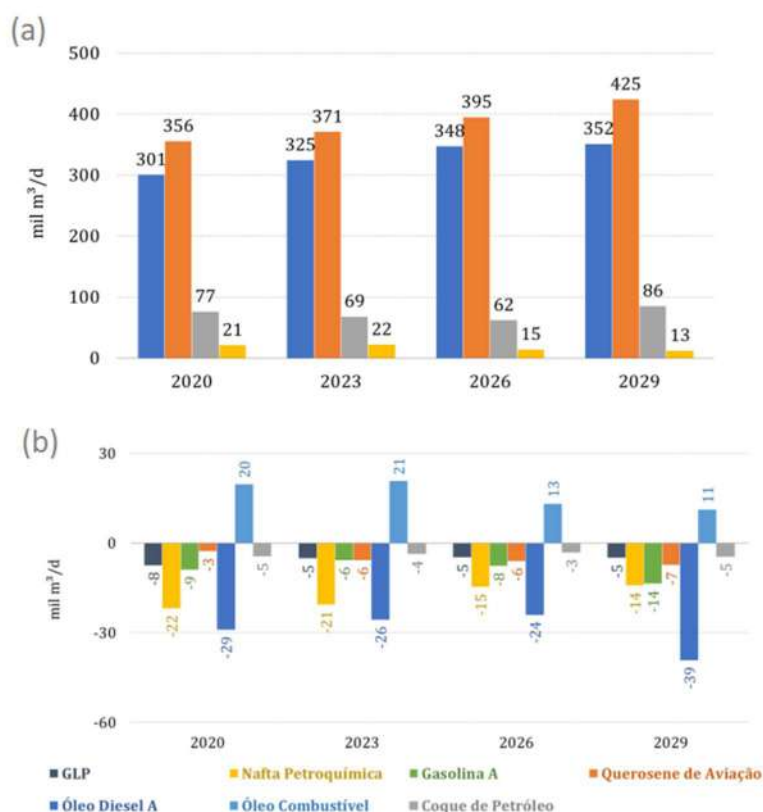


Figura 3.11 - (a) Balanço nacional dos principais derivados de petróleo produzidos no Brasil e (b) saldo líquido desses derivados. Fonte: BRASIL (2020b, p.174-175).

As movimentações inter-regionais, assim como as importações, são necessárias para complementar a produção das regiões deficitárias. A Figura 3.12 mostra uma

⁴⁹ Óleo diesel A: combustível produzido por processos de refino de petróleo e processamento de gás natural destinado a veículos dotados de motores do ciclo Diesel, de uso rodoviário, sem adição de biodiesel. Fonte: BRASIL (2013).

⁵⁰ Óleo diesel S10 possui teor de enxofre, máximo, de 10 mg/kg. Fonte: BRASIL (2013).

projeção para o ano de 2029 do percentual da demanda regional atendida pela produção local, bem como destaca os fluxos marítimos inter-regionais e as importações para o (a) diesel e a (b) gasolina. O relatório ressalta que a região Centro-Oeste permanece sem produção de derivados até o período analisado, mantendo-se totalmente dependente do transporte inter-regional (BRASIL, 2020b). A gravidade da situação ficou exposta durante a greve dos caminhoneiros de maio de 2018, quando 22 estados brasileiros tiveram rodovias bloqueadas no decorrer do protesto e o abastecimento de aviões no aeroporto de Brasília teve que ser contingenciado.

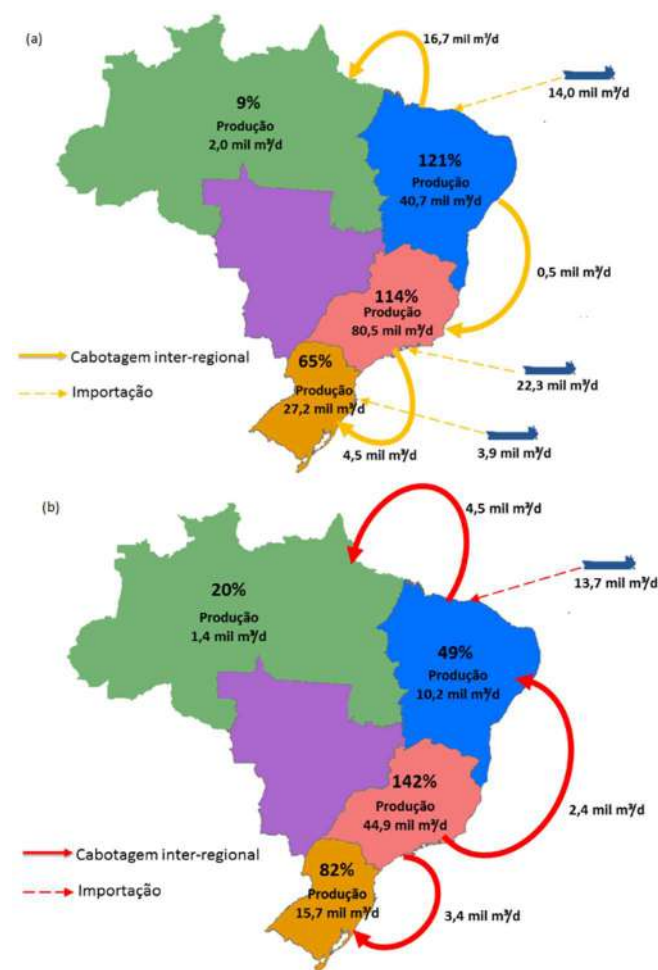


Figura 3.12 - Projeção de atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de (a) diesel e (b) gasolina em 2029. Fonte: BRASIL (2020b, p. 176-177).

A necessidade de importação de consideráveis volumes de derivados (especialmente óleo diesel) e a cabotagem significativa de gasolina e óleo diesel exigem

atenção em relação à infraestrutura logística nacional para garantia do abastecimento em todo o território brasileiro, conforme o relatório da EPE (BRASIL, 2020b). Entretanto, cabe a ressalva de que, com a queda de demanda causada pela pandemia da Covid-19, houve redução no déficit desses derivados, o que implica maior cautela para os projetos de refino nos próximos anos. Segundo projeções da EPE (BRASIL, 2020c), as demandas por derivados combustíveis não retornarão no curto prazo em nenhum dos cenários desenhados⁵¹, conforme apresentado na Figura 3.13.

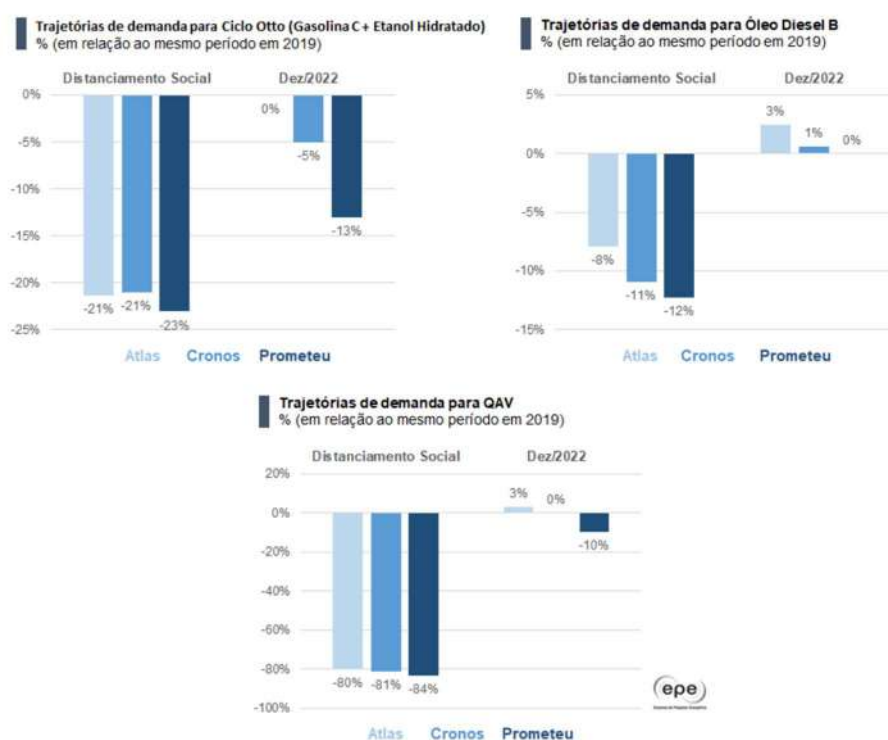


Figura 3.13 - Trajetórias de demanda do ciclo Otto (gasolina C e etanol hidratado), óleo diesel B e QAV na duração do período de adoção das medidas de distanciamento social e em dezembro de 2022, em relação ao mesmo período de 2019. Fonte: BRASIL (2020c, p. 14).

A queda da demanda por petróleo e o desafio brasileiro de promover a expansão da oferta de energia de modo a sustentar a retomada do crescimento econômico

⁵¹ Atlas, Cronos e Prometeu são os cenários criados pela EPE que representam diferentes níveis de isolamento social, atividade econômica e mudança no comportamento da sociedade, sendo que a trajetória Atlas considera menor período de distanciamento, retorno às atividades produtivas mais rápido e menor mudança na sociedade, e a trajetória Prometeu considera maior período de distanciamento, retorno às atividades produtivas mais demorado e maior mudança na sociedade. A trajetória Cronos é intermediária a Atlas e a Prometeu (BRASIL, 2020c, p. 14).

nacional resguardando a segurança energética, preservando o acesso à energia a preços competitivos e cumprindo os objetivos e metas ambientais pode se apresentar como um bom cenário para a introdução de minirrefinarias modulares no mercado brasileiro, considerando as vantagens desse tipo de planta mencionadas na seção anterior, como a construção mais rápida e a possibilidade de essas plantas serem transferidas futuramente para outros mercados, onde a demanda por derivados petróleo apresente vida mais longa que a brasileira. Estudos sobre a inserção de novas plantas em menor escala não passam despercebido no país.

SILVÉRIO (2018) disserta sobre as oportunidades e desafios para a implantação de minirrefinarias de petróleo no mercado brasileiro para o suprimento da demanda futura por derivados. O trabalho investiga a hipótese de viabilidade e competitividade de projetos de minirrefinarias como alternativa a megaprojetos, face ao histórico de insucessos recentes desse tipo de projeto e à sua menor exposição a riscos envolvidos em todas as esferas, em detrimento de possíveis economias de escala de grandes projetos de refinarias de petróleo. O autor conclui que a minirrefinaria é uma opção real e viável para o aumento da oferta interna de combustíveis no Brasil. No cenário base considerado no trabalho, os indicadores financeiros se mostram bastante atrativos, com geração líquida de capital e tempo de retorno satisfatórios. O autor avaliou a competitividade de minirrefinarias por meio de análises de sensibilidade dos indicadores financeiros a parâmetros-chave, e utilizou métodos para avaliação da exposição ao risco, comparando a implantação de projetos de minirrefinarias e de megaprojetos (SILVÉRIO, 2018, p. 95). Entre as diversas análises realizadas, a distribuição de custos e tempo de implementação mostram que as minirrefinarias têm menores riscos de sobrecustos e atrasos. O autor trabalhou com duas configurações de minirrefinarias, a *coker* – configuração de média complexidade que tem como principal etapa de conversão a unidade de coqueamento retardado – e a *hydrocracker* – que possui uma unidade de hidrocraqueamento catalítico, portanto, de maior complexidade. O estudo mostrou que para a configuração *coker* a geração líquida de capital é de mais de 185 % em relação ao investimento inicial e o tempo de retorno é de seis anos (SILVÉRIO, 2018, p. 114-115).

A EPE realizou um estudo com o intuito de discutir os diversos aspectos relacionados à implantação de refinarias de pequeno porte no Brasil e suas perspectivas, dado o contexto de produção doméstica de petróleo terrestre e o abastecimento nacional de derivados (BRASIL, 2019c). O estudo avalia em que condições esse tipo de empreendimento pode ter sucesso, analisando volumes de matéria-prima regional, a localização da refinaria, a presença de mercados consumidores promissores, entre outros.

Segundo o estudo, esse modelo de negócio pode representar uma nova forma de comercialização do petróleo de campos terrestres, na medida em que a produção dos derivados a partir desses campos surge como uma alternativa para maior valorização do petróleo, além de garantia do abastecimento ou no impacto que o déficit de derivados causa à Balança Comercial nacional (BRASIL, 2019c).

O estudo avaliou as características de comercialização e abastecimento de derivados nas áreas de influência das regiões produtoras de petróleo terrestre, observando que as demandas por derivados são pouco expressivas nos mercados próximos às regiões produtoras na Bahia e no Rio Grande do Norte (BRASIL, 2019c). Os mercados consumidores próximos às regiões produtoras, em Alagoas e no Espírito Santo, se mostram muito significativos, e em Sergipe, a demanda de derivados e a produção de petróleo estão bem equilibradas nas áreas produtoras, indicando um potencial de instalação de uma refinaria de pequena capacidade (BRASIL, 2019c).

O estudo também realizou a análise de viabilidade econômica dos empreendimentos, considerando os esquemas de refino *hydroskimming* e *cracking*⁵², para capacidades de processamento entre 5 e 20 mil barris por dia. Os resultados apontam a viabilidade econômica de alguns empreendimentos nas regiões avaliadas. A aplicação de desconto de US\$ 5 por barril sobre preço de aquisição do petróleo contribui para a viabilidade econômico-financeira de refinarias de pequeno porte no Rio Grande do Norte (*hydroskimming* de 20 mil barris por dia) e em Sergipe (*hydroskimming* de 10 mil barris por dia). Quando se considera a concessão de benefícios fiscais, os empreendimentos apresentam incremento nas margens, com margens de refino entre

⁵² Uma refinaria *cracking*, além de unidades de destilação e de tratamento de produtos, também possui unidade de craqueamento catalítico.

US\$ 13 por barril e US\$ 25 por barril, e margens brutas de operação entre 12 % e 16 % (BRASIL, 2019c), destacando-se, então, o importante papel a ser desempenhado pelos governos estaduais no estímulo ao investimento nesse setor.

No entanto, nem o estudo de Silvério nem o estudo da EPE verificaram a questão da modularidade. E esse é o ponto central do presente estudo, investigar se a modularidade é um benefício a mais para projetos de menor escala, especialmente em um país de dimensões continentais como o Brasil e de infraestrutura precária em determinadas regiões.

O Brasil já possui previsão de instalação de seis minirrefinarias, segundo agências de notícias do setor. A Porto do Açú Operações e a estadunidense Oil Group Investimentos em Refinarias assinaram acordo para instalação de uma refinaria modular estimada em US\$ 300 milhões no empreendimento localizado em São João da Barra, no Rio de Janeiro. Estar próximo a área portuária é uma importante vantagem para o projeto, que poderá receber petróleo e escoar a produção de maneira apropriada. A previsão é de que a unidade produza inicialmente 20 mil barris por dia de derivados (gasolina, óleo diesel e óleo combustível) a partir de 2024, podendo expandir para 50 mil barris por dia. A refinaria projetada prevê também uma unidade de recuperação de enxofre de última geração para redução de emissões de gás carbônico (CO₂), óxidos de enxofre (SO_x) e óxidos de nitrogênio (NO_x). A Oil Group iniciou também estudos e entendimentos para a implantação de mais cinco minirrefinarias modulares no país, uma vez que esse tipo de planta apresenta maior agilidade na construção, eficiência operacional e, sobretudo, sustentabilidade, dado que, de acordo com a empresa, a redução de impacto ambiental desse modelo atende às mais rigorosas legislações desse âmbito nas fases de implantação e operação (EGUES, 2020a).

Dos cinco novos estudos para implantação de minirrefinarias modulares anunciados pela Oil Group, dois projetos já contam com memorando de entendimento assinado com a Energy Platform (EnP). Trata-se da construção de uma minirrefinaria (RefinES) e uma fábrica de lubrificantes básicos (LubCap), no Espírito Santo, após 2022. A RefinES terá capacidade inicial para processar 30 mil barris por dia, incluindo gasolina, diesel, *bunker* e óleo combustível. Já a LubCap terá capacidade para produzir até mil barris por dia de lubrificantes, além de 500 toneladas por dia de asfalto, sendo

abastecida pela produção de óleo *onshore* do Espírito Santo. A empresa afirmou ter previsão de investimentos de R\$ 2 bilhões no mercado brasileiro (SIQUEIRA, 2020).

A empresa brasileira SSOil Energy anunciou a construção de uma minirrefinaria *topping* no município de Coroados, no noroeste de São Paulo, com capacidade para 12,5 mil barris por dia. A construção será por meio da conversão de uma instalação industrial já existente para refinar petróleo, com investimentos estimados em R\$ 14 milhões. A minirrefinaria vai processar petróleos leves e condensados para produzir derivados para distribuidoras de combustível, indústrias químicas, de tintas e vernizes, entre outras. A área do empreendimento conta com um parque de tancagem de 3 mil m³ e um sistema de carga e descarga de caminhões-tanque com capacidade para até 60 caminhões-tanque diários (POSTIGA, 2020).

Em 2013, um grupo de investidores privados⁵³ apresentou à ANP pedido para instalar uma nova refinaria em Sergipe. O pedido se referia a uma refinaria modular de pequeno porte, entre 5 e 10 mil barris por dia, que deveria ser concluída em cerca de um ano e meio. O projeto tinha a previsão de ampliação da capacidade da refinaria para 20 mil barris por dia. Em 2014, o mesmo grupo anunciou a instalação de refinarias modulares também no Espírito Santo, Ceará e Alagoas, com projetos semelhantes ao anunciado para Sergipe. As unidades produziram diesel S500, gasolina e óleo combustível. Fora a minirrefinaria do Ceará, que previa receber óleo da produção *offshore* via caminhões, todas as outras plantas seriam montadas perto de campos de produção *onshore*. O investimento para cada módulo de 5 mil barris por dia foi estimado, na época, em R\$ 120 milhões e a expectativa de rentabilidade em R\$ 480 milhões. Nenhuma dessas refinarias saiu do papel até o momento.

Portanto, a necessidade brasileira de promover a expansão da oferta de combustíveis líquidos na presente década pode ser uma oportunidade para a introdução de minirrefinarias modulares no país, ao mesmo tempo em que lida com as incertezas de longo prazo. Na verdade, o mercado brasileiro apresenta muitas incertezas, como a

⁵³ Segundo as notas de imprensa, houve problemas judiciais e criminais ligados ao grupo. Fontes: INVESTIDORES privados estudam nova refinaria em Sergipe. **Brasil Energia**, 14 nov. 2013. Disponível em: <https://bit.ly/3mQENIo> Acesso em 24 set. 2020. REF Brasil define municípios para novas refinarias modulares. **Brasil Energia**, 15 jan. 2015. Disponível em: <https://bit.ly/2G0wyIV> Acesso em 24 set 2020. SEQUEIRA, Claudio Dantas. O golpe das refinarias do Dr. Costa. **IstoÉ**. 21 jan. 2016. Disponível em: <https://bit.ly/305AMGx> Acesso em: 24 set. 2020.

fragilidade da economia em expansão e contração (SPILIMBERGO e SRINIVASAN, 2018); o crescimento da demanda por biocombustíveis líquidos, que em 2019 teve uma produção superior à do ano anterior, tanto em etanol (16 %) quanto em biodiesel (25 %) (BRASIL, 2019a); o envelhecimento do perfil demográfico do país, que já conta com 13 % da população idosa e em 2043 esse percentual será de 25 %, com uma parada no crescimento populacional a partir de 2047 (BRASIL, 2019b); e até mesmo rupturas tecnológicas como a eletromobilidade (IEA, 2020d).

Além disso, a conjuntura econômica brasileira, como as dificuldades fiscais e políticas do país (OECD, 2018), que afetam o custo de oportunidade do capital, aumentam ainda mais a necessidade de controlar os riscos dos projetos de alto custo, tornando vantajosos os projetos modulares por serem de implementação mais curta e facilitarem o gerenciamento dos riscos envolvidos. COELHO (2015, p. 40) indica, por exemplo, que o refino, muitas vezes, convive com períodos de margens apertadas ou mesmo negativas e que a principal dificuldade do refino é que a construção de uma refinaria é um projeto altamente intensivo em capital e com maturação no longo prazo.

A modularidade, pelo exposto, é atrativa, além disso, por trazer a possibilidade de futuramente transferir essas plantas para outros mercados, onde a demanda por derivados de petróleo pode ter vida útil mais longa que a brasileira. A compreensão do mercado de energia tem implicações importantes para a segurança energética e ajuda os formuladores de políticas em cada país a desenvolver dados mais precisos para o planejamento de investimentos em refinarias (MIKAYILOV *et al.*, 2020). O presente estudo contribui para esse entendimento ao apresentar novas possibilidades para o mercado de energia no Brasil, uma vez que a literatura não trata especificamente de refinarias modulares em contextos semelhantes ao mercado brasileiro.

O capítulo seguinte da presente tese descreve o método utilizado para a modelagem de cenários que investigam a viabilidade da inserção de minirrefinarias modulares de petróleo no mercado brasileiro.

4 DESCRIÇÃO DE MÉTODO E MODELAGEM DE CENÁRIOS PARA INSERÇÃO DE MINIRREFINARIAS MODULARES

Para o alcance do objetivo do presente trabalho, que é testar a oportunidade de implantação de minirrefinarias modulares de petróleo diante das incertezas e riscos de mercado aos quais o segmento de refino petróleo está exposto no contexto do cenário de transição energética, foram realizadas pesquisas qualitativas com análise de informações de diferentes tipos de fontes. A pesquisa patentária⁵⁴, acrescida da pesquisa literária⁵⁵ e complementada por informações da imprensa especializada na indústria de petróleo⁵⁶, uma vez que essa mídia, além de apontar os movimentos da indústria, possui um tempo de publicação muito mais rápido que as outras duas, foram as ferramentas utilizadas para a conceituação de minirrefinarias modulares, para a identificação dos detentores de tecnologias e construtores de plantas modulares e para a caracterização de tecnologias utilizadas por essas plantas, conforme apresentado nos capítulos anteriores.

Foi construído um modelo que possibilitasse uma análise visando a estabelecer o desempenho econômico e mercadológico de refinarias de petróleo. Para tanto, foram definidas e descritas as variáveis relevantes para essa análise, tanto na fase que antecede a sua partida (como custos de projeto e construção e seus prazos associados) quanto após partida (como as capacidades de produção de derivados). Projetos incrementais (*revamps*) que venham a adicionar capacidade e/ou flexibilidade operacional também foram considerados.

Essa análise é complementada pelas variáveis do mercado que a refinaria se propõe a atender, ou seja, a demanda por derivados de petróleo, que no presente estudo é descrita em termos de volume e preço dos produtos. Isto permite modelar a condição de operação ótima da refinaria dada a sua configuração (descrita, para efeitos

⁵⁴ Banco de patentes FamPat, acessado pelo *software* Questel Orbit, disponível em: www.orbit.com

⁵⁵ Bases de dados de literatura científica na área de engenharia disponibilizada pela Engineering Village, em: www.engineeringvillage.com e no Portal de Periódicos da CAPES, em: www.periodicos.capes.gov.br

⁵⁶ Jornais: Oil and Gas Journal (www.ogj.com), Penn Energy (www.pennenergy.com) e Evaluate Energy (www.evaluateenergy.com), além de consultorias da indústria de óleo e gás.

do trabalho, como o perfil de produção e o seu custo associado) e a demanda do mercado.

A partir dessa modelagem simplificada, é possível construir e analisar diferentes cenários de interesse. Do lado do parque de refino, são comparadas uma refinaria de petróleo tradicional e uma construída de forma modular; são avaliadas ainda possibilidades de expansão, considerando inclusive a adição de unidades modulares à refinaria convencional. Do lado do mercado, são considerados diferentes cenários de médio e longo prazo, incluindo um cenário em que a fonte de energia fóssil mantém sua importância relativa, que no presente estudo é denominado cenário base, e um cenário em que há queda na demanda por gasolina pelo aumento da eletrificação da frota ou mesmo aumento do uso de biocombustíveis em veículos leves, mas para o qual o uso do diesel se mantém, denominado no presente estudo como cenário de alta demanda de diesel. Em ambos os cenários considerados, há um momento de diminuição da demanda por derivados fósseis. O cenário de alta demanda de diesel considera a eletrificação de veículos, principalmente a frota de automóveis leves, com manutenção por um período mais longo dos veículos de transporte que rodam com diesel. Embora alguns países ou regiões⁵⁷ tenham anunciado o banimento do motor a combustão para um período futuro, MALAQUIAS *et al.* (2019) defendem que no Brasil essa substituição irá acontecer a mais longo prazo e que deverá começar pelos veículos de passeio, mantendo a frota de veículos pesados. Os autores ainda expõem os avanços recentes de pesquisa e desenvolvimento em motores a combustão interna para a redução de emissões e as condições favoráveis do Brasil para esses motores associados às fontes de energia renováveis.

O modelo construído no presente trabalho objetiva, dessa forma, avaliar as variáveis capazes de influenciar os diferentes cenários onde minirrefinarias modulares possam ser inseridas, testando assim a hipótese de que o risco de mercado, de contingência do projeto, de logística e ambiental é minorado com um conjunto de minirrefinarias modulares em detrimento de refinarias de grande porte.

⁵⁷ Vários países ou regiões (Dinamarca, Noruega, Países Baixos, Reino Unido, França, Alemanha, China, Canadá e o estado da Califórnia, nos Estados Unidos) apresentam metas de banir a fabricação do motor a combustão, substituindo-o pelo motor elétrico no período de 2025 a 2050 para atingir as metas de clima, qualidade do ar e energia. Fonte: LUTSEY (2015).

A análise de cenários é uma ferramenta que estimula o desenvolvimento de visão de longo prazo em ambientes incertos ou ambíguos por meio da construção de contextos consistentes de futuro baseados em um conjunto de premissas sobre diversas variáveis, como, por exemplo, a evolução da economia, da indústria, de hábitos sociais, de tecnologia e de mudanças regulatórias, entre outras (PORTER, 1992; SCHWARTZ, 2006).

O presente estudo utilizou-se da modelagem e da análise de cenários para entender se a inserção de minirrefinarias modulares pode fazer sentido no contexto do mercado brasileiro de derivados de petróleo. A visão antecipada de possíveis futuros para o setor energético permite a tomada de ações para a construção um cenário que pode ser alcançado ou evitado com base no que se deseja para o futuro. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética⁵⁸, planejar estrategicamente o setor energético é condição essencial para que o país possa se posicionar de maneira competitiva no contexto econômico internacional e, ao mesmo tempo, atender as enormes necessidades sociais e ambientais inerentes a uma nação emergente e continental como o Brasil.

Vários são os estudos que se utilizaram da modelagem e da construção de cenários que ajudassem a entender as possibilidades futuras para minimizar o risco decisório presente. A otimização numérica de modelos matemáticos é um método valioso para a realização de análises quantitativas de sistemas de engenharia. Modelagem computacional e otimização têm sido amplamente aplicadas para resolver assuntos relacionados ao planejamento e operação de refinarias de petróleo (BODINGTON e BAKER, 1990).

MORO e PINTO (2004) apresentam uma revisão sobre a otimização de processos e produtos na indústria de refino de petróleo, apontando sua utilidade e a importância da modelagem adequada para representar as características reais de sistemas. Os autores trataram da programação das operações de estoque de petróleo bruto em uma refinaria brasileira, onde as principais decisões envolvidas dizem respeito à operação

⁵⁸ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Planejamento de longo prazo**. Disponível em: <https://bit.ly/3jFBACb> Acesso em: 01 set. 2020.

ótima do sistema desde o oleoduto até os tanques de armazenamento e desses tanques até a unidade de destilação ao longo do horizonte de campanha.

PINTO *et al.* (2000) apresentam um modelo de planejamento e programação de operações não-linear para a produção em refinaria onde consideram o mercado como limitante para cada derivado de petróleo produzido, e também o problema da gestão de estoque de petróleo bruto: operações de descarga de óleo cru de dutos, transferência para tanques de armazenamento e cronograma de carregamento para cada unidade de destilação. O modelo de otimização foi capaz de definir novos pontos de operação, aumentando assim a produção de derivados mais valiosos, enquanto satisfizesse todas as restrições de especificação.

BARROS (2014) utilizou um modelo de programação linear inteira mista (PLIM) para avaliar a flexibilidade e o custo do parque de refino brasileiro em situações de choques de demanda por gasolina decorrentes de déficits imprevistos de oferta de etanol no curto prazo. Buscou-se a configuração de um sistema de abastecimento flexível que garantisse segurança energética a um custo mínimo. A autora considerou quatro cenários, com e sem investimento em refino, a partir de um cenário de referência de demanda por gasolina submetido a dois choques. Os choques de demanda por gasolina, simulados pela autora, tiveram como premissas diferentes níveis de oferta de etanol. Os resultados mostraram que construir unidades de reforma catalítica para produzir volumes adicionais de gasolina em situações de choques de demanda por esse produto não era economicamente atrativo; não obstante, esses investimentos tornavam-se atrativos quando a probabilidade de ocorrência de choques de demanda por gasolina mostrou-se alta.

Com o objetivo de avaliar se o preço que o refinador chinês pagaria pelo petróleo brasileiro seria suficiente para remunerar a produção do pré-sal, OHARA (2014) utilizou a modelagem para encontrar os diferenciais de preços entre o petróleo do pré-sal e um petróleo concorrente no mercado chinês. A autora partiu da premissa de que o refinador atribui valor às suas possíveis cargas com base na margem de refino que pode atingir com o seu processamento. Ressaltando que as margens de refino são dependentes dos rendimentos em derivados de cada petróleo, o estudo mostrou que o perfil de produtos obtido a partir do refino do petróleo do pré-sal tem impactos

positivos no mercado chinês, indicando um possível prêmio do petróleo brasileiro em relação a esses concorrentes.

COELHO (2015) utilizou uma modelagem em programação linear para identificar a melhor opção para o aproveitamento de possíveis excedentes de petróleo no Brasil. A modelagem foi capaz de apontar diferentes possibilidades de aproveitamento dos excedentes de petróleo do Brasil, onde identificou os principais mercados internacionais que poderiam ser atendidos pelas exportações de petróleo e derivados, além de prever investimentos em novas refinarias, tanto no parque nacional de refino quanto em mercados externos.

ABDUL-MANAN *et al.* (2017) utilizaram modelos de programação linear para otimizar as operações de refinarias com os objetivos de maximizar os lucros, minimizar as emissões de CO₂ e avaliar os efeitos da precificação de carbono nas operações das refinarias. Eles agregaram refinarias individuais dentro de uma região geográfica como se fossem uma única refinaria grande e complexa, tratando seis regiões: América do Norte, América Latina, Europa, Oriente Médio, Ásia (exceto China) e China. No ano do estudo, a precificação de CO₂ variava de menos de US\$ 1 por tonelada no México a US\$ 168 por tonelada na Suécia. Os autores utilizaram o preço mínimo de US\$ 0 por tonelada como caso base até um preço máximo hipotético de US\$ 500 por tonelada e avaliaram suas implicações nas produções, emissões e eficiências das refinarias. Os resultados mostraram que, no curto prazo, o preço do carbono iria apenas corroer a lucratividade da refinaria, mas não melhoraria a eficiência nem reduziria as emissões, deixando a cargo da implantação de novas tecnologias a melhoria da eficiência e a redução das emissões de CO₂. O modelo identificou também que era possível aumentar o rendimento da gasolina em detrimento do diesel para reduzir as emissões de CO₂, o que é contraintuitivo, uma vez que a gasolina tem uma maior intensidade de carbono do que o diesel. Os autores argumentam que, se a precificação do carbono não for administrada adequadamente, isso pode levar à transferência das emissões das refinarias para o setor de transporte rodoviário.

BIONDI (2017) propôs a modelagem de uma refinaria de petróleo para a otimização da combinação de compra de óleos crus que resultasse no maior lucro possível. A unidade fictícia tinha capacidade de produção de 100 mil barris por dia e

foram consideradas as variáveis: oferta de petróleo para compra, demandas do mercado, unidades de processamento, capacidades de processamento, restrições de qualidade e restrições ambientais.

As mudanças regulatórias afetam não apenas a rentabilidade da atividade de refino de petróleo, mas também a sua própria existência, em determinadas regiões. A partir de modelos programação linear, DUQUE (2017) realizou uma análise quantitativa do futuro do refino da Europa e dos fluxos de petróleo e derivados na Bacia do Atlântico. O autor avaliou o dilema governamental europeu entre atingir os objetivos de políticas climáticas e a busca pela soberania energética, em cenários previamente estabelecidos. Os resultados do modelo indicam um papel determinante da precificação do carbono na utilização do parque de refino e nos fluxos de petróleo e derivados.

SALES *et al.* (2018) realizaram simulação matemática para otimização do planejamento de produção em uma refinaria de forma a maximizar o lucro. Os autores utilizaram um modelo de programação não-linear para simular a operação de uma refinaria convencional, com unidades de destilação, craqueamento catalítico, hidrotratamento e coqueamento retardado e também misturas de produtos acabados. Para atender ao objetivo de maximização do lucro, a receita das misturas é otimizada para vários produtos acabados simultaneamente, como gasolina, nafta petroquímica, diesel e óleo combustível.

GUEDES (2019) desenvolve e aplica o modelo de otimização multirregional para a indústria brasileira de refino de petróleo. Três cenários de demanda por derivados, entre 2015 e 2040, foram utilizados para testar a confiabilidade do modelo, que foi executado sob uma estrutura multirregional e uniregional e para duas especificações de óleo combustível: maior teor de óxidos de enxofre (SO_x) e no novo regulamento da IMO com 0,5 % de enxofre. Os resultados apresentaram expansões de capacidade de novas refinarias, entre 0,3 e 0,4 milhões de barris por dia, apenas para cenários de maior crescimento de demanda por derivados. Houve indicação de expansão de capacidade de hidrotratamento de instáveis, seja através de investimentos em capacidades adicionais ou aumentando o fator de utilização de unidades existentes, para os cenários de maior especificação de enxofre.

Com o objetivo de reduzir o custo de produção de biocombustíveis e adicionar carbono renovável aos combustíveis fósseis, WU *et al.* (2020) propuseram o coprocessamento de bio-óleo e gasóleo de vácuo (GOV) utilizando as infraestruturas existentes em uma refinaria. Para identificarem a biomassa ideal e a melhor tecnologia de produção de bio-óleo, foi construído um modelo multiobjetivo que minimizasse simultaneamente o custo total e os impactos ambientais do sistema de coprocessamento. Os autores investigaram os efeitos da capacidade do FCC e a melhor relação bio-óleo/GOV considerando os objetivos econômicos e ambientais. Foram propostos dois casos para demonstrar o modelo multiobjetivo em três cenários distintos: custo anual total mínimo, impactos ambientais totais mínimos e um cenário de *trade-off*. Os resultados dos dois casos demonstraram que a tecnologia de produção de bio-óleo ideal é a pirólise rápida em todos os três cenários, com matéria-prima de biomassa ideal diferente para cada um dos três cenários; entretanto, os resultados são fortemente dependentes dos objetivos.

Conforme pode ser percebido, a modelagem traz consigo o benefício da antecipação. Mesmo que não seja um resultado preciso, ele ajuda a entender as possibilidades do que pode acontecer diante de determinadas decisões. A modelagem ajuda a estruturar e testar hipóteses de forma consistente e, portanto, bem se presta aos objetivos desse estudo. Como foi constatado também, existe um histórico recente de desenvolvimento e aplicação de modelos de otimização de refinarias, com alguns trabalhos desenvolvidos na COPPE/UFRJ. Dentro dessa linha, insere-se a proposta metodológica que será detalhada na sequência.

4.1 MODELAGEM E MÉTODOS DO PRESENTE ESTUDO

Para a realização do presente estudo, foi desenvolvido um modelo matemático simplificado para avaliar e comparar os resultados econômicos de refinarias convencionais e minirrefinarias modulares, ambas estilizadas, em diferentes cenários de demanda de combustível, onde foram testadas as vantagens de minirrefinarias modulares com unidades de separação e de craqueamento.

A Figura 4.1 ilustra o procedimento metodológico para a construção do modelo, que resumidamente indica os passos do estudo realizados para cada um dos cenários considerados na presente tese.



Figura 4.1 - Resumo do procedimento metodológico para a modelagem. Fonte: Elaboração própria.

Para fins de construção do modelo utilizado no presente trabalho, uma refinaria é definida como um grupo de unidades interconectadas de operação contínua, cada uma processando uma matéria-prima proveniente do petróleo bruto e gerando um ou mais produtos.

A primeira parte do modelo é dedicada à estimativa dos custos operacionais da refinaria. Isso inclui os custos com matérias-primas, utilidades e qualquer outro custo fixo ou variável regular. As variáveis de entrada para esse cálculo são as vazões produzidas das correntes de óleo cru. O balanço de massa é realizado para o petróleo e para suas frações em cada unidade e em toda a refinaria. Dessa forma, o modelo correlaciona a produção da refinaria com os custos a ela associados. Para efeito do presente trabalho, os produtos da refinaria são divididos em gasolina, óleo diesel, óleo combustível e outros produtos (como correntes leves). Uma vez que o objetivo principal do trabalho é analisar as diferenças entre os diferentes esquemas voltados para a produção dos mesmos produtos, a especificação detalhada desses outros produtos não é necessária.

A segunda parte do modelo trata dos valores relacionados ao mercado, ou seja, da demanda para cada um dos produtos da refinaria. Se a produção ultrapassar a demanda em um determinado período, presume-se que haja um custo logístico adicional para lidar com essa questão – representando a capacidade adicional de

armazenamento e a necessidade de ofertar e vender o produto em outro mercado mais distante, possivelmente exportando-o para outros mercados. Caso contrário, se a produção puder ser absorvida pela demanda do mercado local, isso é feito ao preço normal de cada corrente. Dessa forma, o modelo pode ser utilizado para otimizar o retorno da refinaria em termos financeiros atendendo à demanda prevista (ou contratada) para seus produtos.

Cada uma das unidades da refinaria tem seu *turndown*, ou seja, a relação entre o máximo e o mínimo produzido, que apresenta uma certa flexibilidade em termos de proporção de um produto para outro. Essa flexibilidade é limitada pela qualidade exigida pelas especificações de cada produto e pela complexidade da refinaria em questão.

Os rendimentos reais dos produtos e os dados econômicos de unidades de refinaria de petróleo geralmente não são divulgados em detalhes na literatura. Para o caso brasileiro, SILVÉRIO (2018) resume as capacidades instaladas de produto final de várias unidades de processo. Essas informações foram usadas em combinação com os volumes de produção de derivados de petróleo (OECD, 2018; BRASIL, 2020d) para estimar o rendimento médio típico das unidades de processo no presente trabalho. Da mesma forma, custos econômicos (SILVÉRIO, 2018) e preços (BRASIL, 2020d) também foram usados aqui como dados de entrada.

Também foi realizada uma avaliação quantitativa dos impactos de atrasos e sobrecustos no projeto da refinaria. Para tanto, tomou-se como base o trabalho de SILVÉRIO (2018), que propõe distribuições de probabilidades de atraso e de sobrecusto para uma refinaria de petróleo típica.

Segundo SILVÉRIO (2018, p. 106), o megaprojeto de uma refinaria de petróleo convencional apresenta uma distribuição de probabilidades de atraso de acordo com a Figura 4.2.

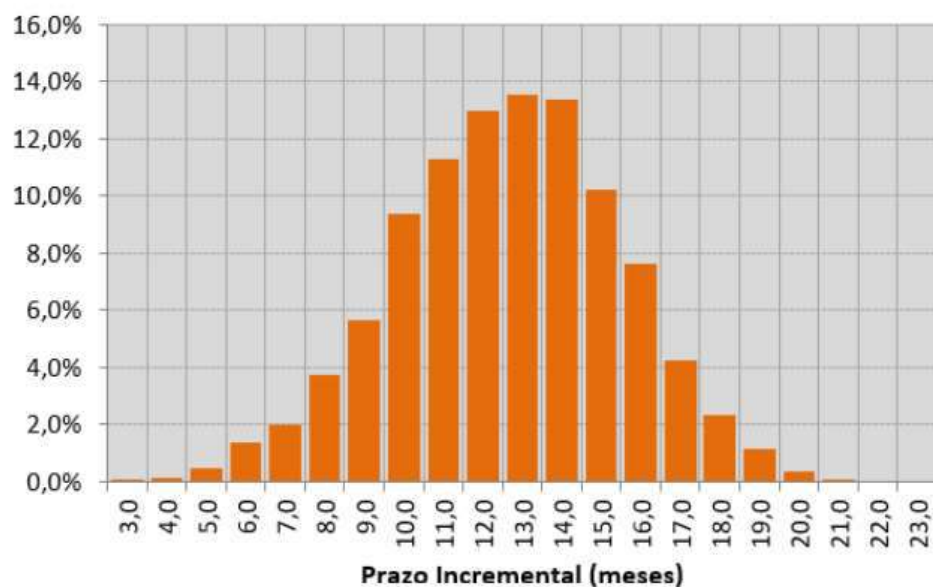


Figura 4.2 - Histograma da distribuição de frequência para a simulação do prazo incremental para um megaprojeto de refino. Fonte: SILVÉRIO (2018, p. 106).

O sobrecusto percentual incremental para esse mesmo projeto está relacionado com o atraso e apresenta a distribuição de probabilidades mostrada na Figura 4.3.

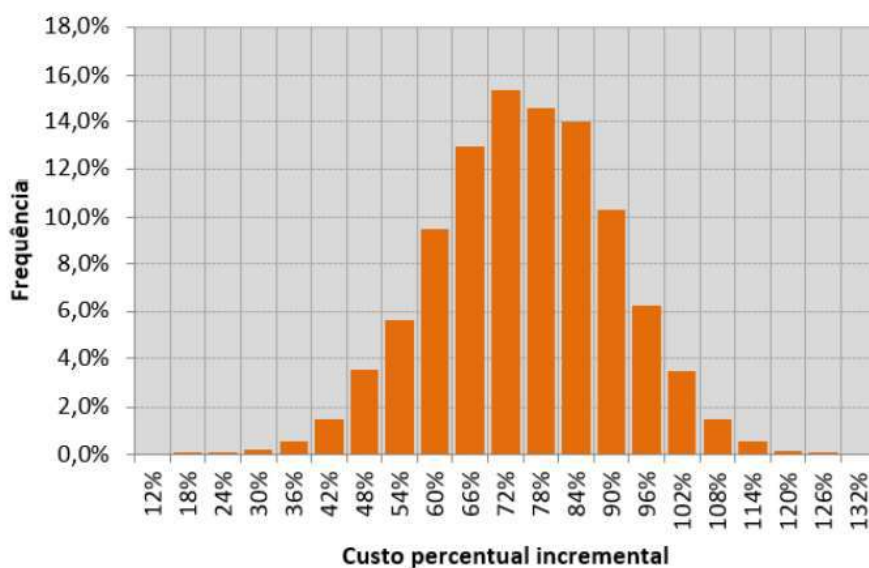


Figura 4.3 - Histograma da distribuição de frequência para a simulação do custo percentual incremental para um megaprojeto de refino. Fonte: SILVÉRIO (2018, p. 110).

Em comparação, adotou-se na presente tese a hipótese de que uma refinaria modular pequena tem risco de atraso nulo, por ser modular e montada em *skids*.

O *software* de otimização utilizado no presente estudo foi o Solver (SOLVER, 2020), que é uma aplicação simples, mas eficiente, para otimizar um parâmetro numérico (DELGADO-AGUILAR *et al.*, 2018, p. 40). O Solver, que foi utilizado a partir do Excel, encontra um valor especificado em uma célula-alvo, satisfazendo uma condição imposta, que é calculada a partir de outras células funcionalmente ligadas (células evolutivas), por exemplo, um máximo ou mínimo (DELGADO-AGUILAR *et al.*, 2018, p.40).

4.1.1 MODELAGEM

As variáveis descritas na Tabela 4.1 foram definidas no âmbito do modelo.

Tabela 4.1 – Principais variáveis definidas no modelo.

<i>crude</i>	custo do petróleo bruto por massa [\$/t]
<i>demand(n)</i>	demanda da corrente <i>n</i> caso essa seja um produto acabado [t/d]
<i>dillution</i>	relação de massa entre diesel e resíduo de vácuo no óleo combustível
<i>fcost(m)</i>	custo operacional fixo da unidade <i>m</i> [\$/d]
<i>feed(m)</i>	vazão mássica da matéria-prima da unidade <i>m</i> [t/d]
<i>m</i>	unidade de processo (<i>m</i> = 1 para a destilação atmosférica)
<i>maxcap(m)</i>	capacidade máxima (vazão máxima de entrada) da unidade <i>m</i> [t/d]
<i>maxratio12(m)</i>	relação máxima entre as vazões das correntes 1 e 2 da unidade <i>m</i>
<i>maxratio23(m)</i>	relação máxima entre as vazões das correntes 2 e 3 da unidade <i>m</i>
<i>mincap(m)</i>	capacidade mínimo (vazão mínima de entrada) da unidade <i>m</i> [t/d]
<i>minratio12(m)</i>	relação mínima entre as vazões das correntes 1 e 2 da unidade <i>m</i>
<i>minratio23(m)</i>	relação mínima entre as vazões das correntes 2 e 3 da unidade <i>m</i>
<i>n</i>	corrente (um produto intermediário ou acabado)
<i>price(n)</i>	preço de venda da corrente <i>n</i> caso essa seja um produto acabado [\$/t]
<i>product(n,m)</i>	vazão mássica da corrente <i>n</i> , um produto da unidade <i>m</i> [t/d]
<i>profit</i>	lucro líquido da planta [\$/d]
<i>ratio12(m)</i>	relação entre as vazões das correntes 1 e 2 da unidade <i>m</i>
<i>ratio23(m)</i>	relação entre as vazões das correntes 2 e 3 da unidade <i>m</i>
<i>return</i>	relação entre o lucro líquido e os custos operacionais totais
<i>revenue</i>	receita total da planta [\$/d]
<i>surcost(n)</i>	custo logístico por massa do excesso de produção do produto <i>n</i> [\$/t]
<i>tsurcost(n)</i>	custo logístico do excesso de produção do produto <i>n</i> [\$/t]
<i>vca(m)</i>	variável auxiliar a para custo operacional da unidade <i>m</i> [\$.d/t ²]
<i>vcb(m)</i>	variável auxiliar b para custo operacional da unidade <i>m</i> [\$/t]
<i>vcost(m)</i>	custo operacional variável da unidade <i>m</i> [\$/d]

Fonte: Elaboração própria.

As seguintes relações principais referentes ao balanço de massa se aplicam a cada unidade de processo:

$$feed(m) = \sum product(n)$$

$$product(1,m) = ratio12(m) * product(2,m)$$

$$product(2,m) = ratio23(m) * product(3,m)$$

$$product(3,m) = feed(m) / \{1 + ratio23(m) * [1 + ratio12(m)]\}$$

Além disso, para cada unidade de processo, o custo operacional variável é:

$$vcost(m) = feed(m) * [vca(m) * feed(m) + vcb(m)]$$

Dada a demanda do mercado e a quantidade produzida de cada produto, se esse for maior que o anterior, há um custo logístico para fazer frente ao excesso de produção:

$$tsurcost(n) = surcost(n) * [product(n) - demand(n)], \text{ if } product(n) - demand(n) > 0; \text{ caso contrário, } tsurcost(n) = 0$$

A receita total, o lucro líquido e o retorno da planta são definidos da seguinte forma:

$$revenue = \sum [(price(n) - tsurcost(n)) * product(n)]$$

$$profit = revenue - feed(1) * crude - \sum [vcost(m) + fcost(m)]$$

$$return = profit / \{feed(1) * crude + \sum [vcost(m) + fcost(m)]\}$$

Para cada cenário, o modelo foi empregado para encontrar as condições operacionais, dentro das restrições impostas, que fornecem o lucro líquido máximo.

É importante notar que as duas principais variáveis dependentes do modelo são o lucro líquido (*profit*), que é o lucro diário da planta em valor monetário, e a margem de lucro líquido (*return*), que é o lucro líquido expresso como um percentual dos custos totais. Embora as otimizações tenham sido feitas para maximizar o lucro líquido, para uma melhor compreensão, a maioria dos resultados serão mostrados como margens de lucro líquido.

4.1.2 REFINARIA CONVENCIONAL

O diagrama esquemático da refinaria convencional estilizada estudada é mostrado na Figura 4.4. As principais unidades consideradas são a destilação atmosférica, a destilação a vácuo e um reator de craqueamento catalítico fluido (FCC). Os fluxos de gasolina e diesel são posteriormente tratados em unidades de hidrotratamento (HDT) correspondentes, não representadas na figura, mas consideradas no balanço de massa e, portanto, no modelo. O óleo combustível é obtido por diluição de um produto de destilação a vácuo (resíduo de vácuo) com diesel não tratado na proporção mássica de 10:1. Visto que o objetivo é facilitar a comparação entre as filosofias de construção convencional e modular, do ponto de vista principalmente da análise econômica, optou-se por um esquema relativamente simples composto por processos de fracionamento, craqueamento e hidrogenação. Não fez parte do escopo uma avaliação quantitativa de aspectos tecnológicos relacionados a esquemas de refino mais complexos ou à possibilidade de processamento de diferentes cargas (impacto da alocação de petróleos pesados ou viabilidade do processamento de correntes intermediárias de outra planta à qual a minirrefinaria modular esteja associada).

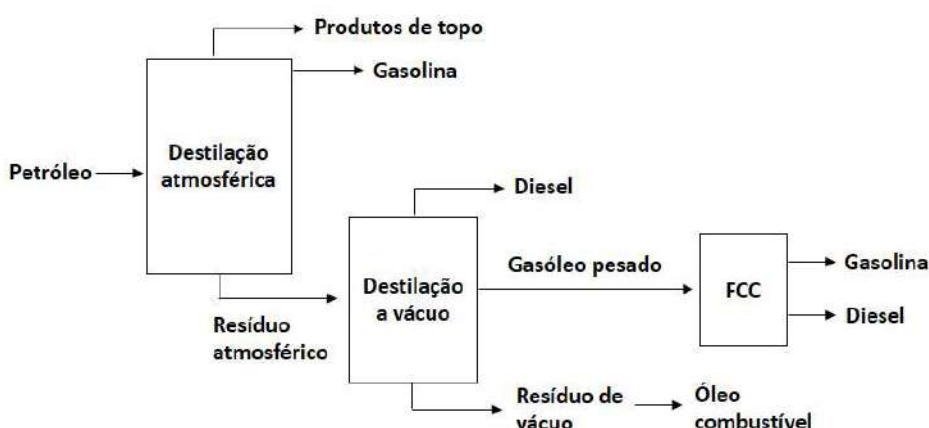


Figura 4.4 - Diagrama esquemático das unidades de fracionamento e craqueamento de uma refinaria convencional. Fonte: Elaboração própria.

4.1.3 MINIRREFINARIA MODULAR

A minirrefinaria modular é composta pelos mesmos processos da refinaria convencional descrita na subseção anterior, mas com as unidades de destilação construídas em módulos paralelos, conforme representado na Figura 4.5.

Da mesma forma que na refinaria convencional, os fluxos de gasolina e diesel são hidrotratados em unidades correspondentes não representadas. O resíduo do vácuo é diluído com diesel não tratado para a produção de óleo combustível especificado.

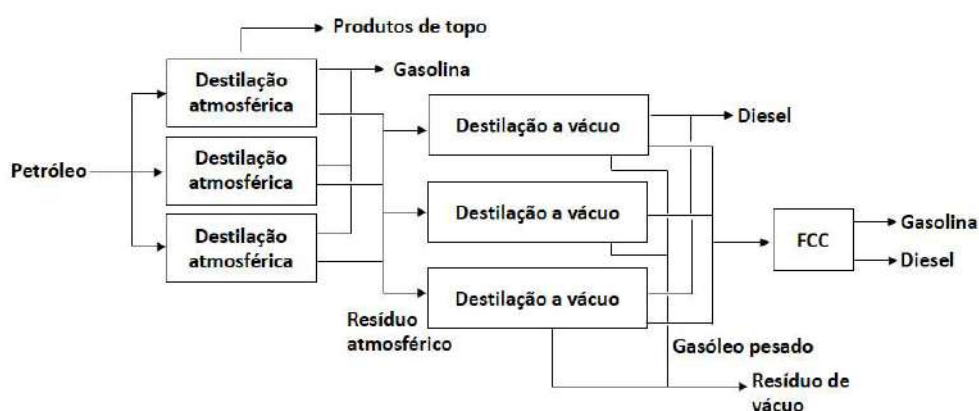


Figura 4.5 - Diagrama esquemático das unidades de fracionamento e craqueamento de uma minirrefinaria modular. Fonte: Elaboração própria.

A capacidade máxima de processamento de cada unidade das refinarias convencional e modular é mostrada na Tabela 4.2. No presente modelo, foi adotado o *turndown* de 2:1 para cada unidade de fracionamento. Os balanços de massa foram calculados considerando-se os limites de rendimento expressos na Tabela 4.3 como razões entre pares de produtos. Embora se trate de esquemas de refino simplificados, o rendimento dos produtos das unidades foi estimado de acordo com a ordem de grandeza por FARAH (2012).

Tabela 4.2 – Capacidade de cada unidade de processo (t/d).

	Refinaria convencional	Minirrefinaria (cada módulo)	Minirrefinaria (total)
Destilação atmosférica	20000	2000	6000
Destilação a vácuo	14000	1500	4500
FCC	5500	1800	1800
Gasolina HDT	9000	2400	2400
Diesel HDT	9000	2400	2400

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.3 – Parâmetros de rendimento mássico de cada unidade de processo.

	Destilação atmosférica	Destilação a vácuo	FCC	HDT de gasolina	HDT de diesel
Carga	Petróleo	Resíduo atmosférico	Gasóleo pesado	Gasolina não tratada	Diesel não tratado
Produto 1	Gasolina de destilação	Diesel de destilação	Gasolina de craqueamento	Gasolina especificada	Diesel especificado
Produto 2	Resíduo atmosférico	Gasóleo pesado	Diesel de craqueamento	-	-
Produto 3	Outros	Resíduo de vácuo	Perdas	-	-
<i>maxratio12</i>	0,4	1,1	1,4	-	-
<i>minratio12</i>	0,3	0,9	1,2	-	-
<i>maxratio23</i>	-	2,2	-	-	-
<i>minratio23</i>	-	1,8	-	-	-
<i>product3/feed</i>	0,1	-	0,1	-	-
Rendimento percentual no meio da faixa					
Produto 1	23,3	40	50,9	100	100
Produto 2	66,7	40	39,1	-	-
Produto 3	10,0	20	10,0	-	-

Fonte: Elaboração própria.

4.1.4 REFINARIA HÍBRIDA

Uma refinaria híbrida também foi simulada. Nesse contexto, considera-se que a refinaria híbrida possui unidades do esquema convencional e modular, conforme mostra a Figura 4.6. A demanda projetada é a mesma considerada no caso da refinaria convencional, mas agora a produção é feita por uma planta convencional acoplada a uma planta modular de dois trens. Para facilidade de comparação, a capacidade total de produção dessa refinaria é igual à capacidade da refinaria convencional.

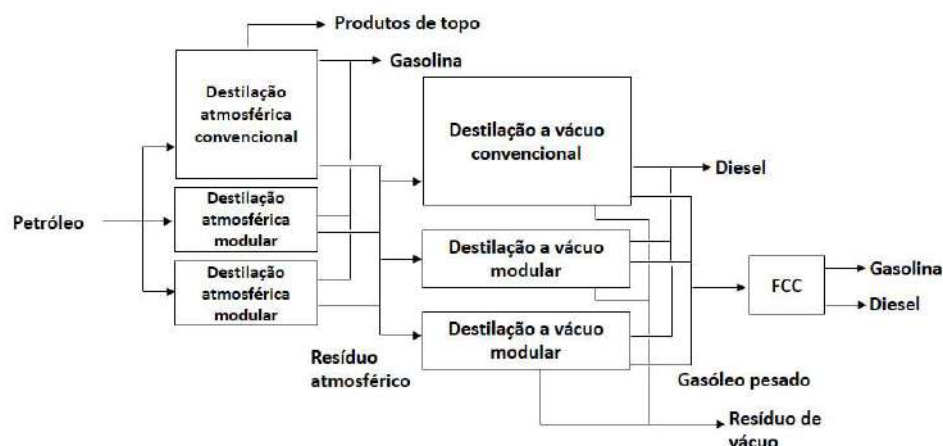


Figura 4.6 - Diagrama esquemático das unidades de fracionamento e craqueamento de uma refinaria híbrida. Fonte: Elaboração própria.

A construção de uma refinaria modular do mesmo tamanho de uma convencional em grande escala pode não ser econômica. No entanto, há casos em que várias unidades modulares, possivelmente descentralizadas, podem ser uma opção. Esse pode ser o caso quando o mercado se espalha em uma grande área com infraestrutura deficiente ou quando a instalação de uma grande planta seria difícil devido ao acesso restrito a água e utilidades, ou mesmo se políticas locais rígidas de emissões forem aplicadas. Essa configuração também pode ser interessante quando o mercado é incerto e outras unidades vão sendo agregadas à medida que a demanda cresce. Nesses casos, a flexibilidade do *pool* de minirrefinarias modulares pode ajudar a justificar sua instalação no lugar de uma planta convencional. O fato de que os vários módulos são de projeto e construção idênticos contribui para a sua viabilidade, na linha do conceito de *numbering up* (aumento da capacidade pela colocação de várias unidades menores). Para dar conta disso, foi simulado um caso em que o cenário de demanda básica é atendido por um *pool* maior de plantas modulares. A configuração é semelhante à mostrada na Figura 4.6, mas nesse caso existem dez destilações atmosféricas e dez destilações a vácuo (em vez de três cada) e três módulos de FCC (em vez de um).

4.2 CENÁRIOS

Para a realização do presente estudo, foram considerados dois cenários para a demanda de derivados de petróleo, sendo um deles um cenário base e o outro um cenário de alta demanda de diesel.

4.2.1 CENÁRIO BASE

O cenário base empregado no presente estudo considera que a demanda por diesel é de 1,25 a 1,28 vezes a demanda por gasolina, o que está no mesmo nível da média mundial (BP, 2020c).

Sabe-se que há alguma flutuação na demanda mensal por produtos, bem como variações relacionadas a recessões econômicas, incentivos ou restrições temporárias (por exemplo, controles de preços), mudanças nas atitudes do concorrente ou novas tendências tecnológicas (BP, 2020c). Portanto, esse estudo presumiu que existe uma demanda projetada que se espera estar em vigor quando o mercado de interesse estiver razoavelmente livre dessas ameaças, a qual é chamada de demanda projetada ou 100 %. Em uma primeira abordagem, as variações na demanda são consideradas como afetando igualmente todos os produtos e a demanda correspondente é descrita como uma porcentagem da demanda projetada.

Quando a demanda começa a cair, a planta tem duas formas principais de se adaptar a ela: ajustando a proporção de seus produtos, o que só pode ser feito de forma limitada sem deixar que esses mesmos produtos fiquem fora de especificação, ou ajustando o volume de petróleo processado e, portanto, a produção total. O modelo não restringe uma produção que supere a demanda local pelo produto, mas impõe custos logísticos agregados nesse caso. Tais custos são descritos pela equação correspondente em 4.1.1 e ilustrados nas tabelas 4.4 a 4.6. Foram considerados parâmetros de custo oriundos de estimativas próprias para as unidades de processo envolvidas tomando-se como referência dados da literatura. A título de ilustração, na capacidade máxima o custo operacional total das refinarias convencional e modular é

de US\$ 7,66/bbl e US\$ 8,71/bbl, respectivamente. Esse valor é um pouco menor que a estimativa de SILVÉRIO (2018, p. 76), mas na mesma ordem de grandeza e um pouco maior que a estimativa da COMPASS (2021). Essas diferenças são relativamente pouco relevantes em comparação com o preço do petróleo, o qual é bastante superior, constituindo o principal item de despesa do refinador. Quanto aos custos logísticos, a rigor são de difícil previsão, pois dependem de detalhes da condição de mercado e da estratégia adotada – tancagem para venda posterior no mercado local ou movimentação do produto e oferta dele em outro mercado. Acrescente-se a isso que os custos de frete e de aluguel de tancagem costumam aumentar justamente nos momentos em que a demanda por eles é maior, ou seja, nos momentos em que é mais provável que o refinador venha a precisar desses serviços. Assim, os valores estimados no presente estudo consideram que, numa situação crítica, os custos logísticos não previstos no projeto podem atingir, em média, 25 % do custo do produto, e serem maiores ou menores de acordo com a facilidade ou dificuldade de estocagem do produto e de sua colocação no mercado externo.

Tabela 4.4 – Custos operacionais do modelo de refinaria convencional.

Unidade de processo	Refinaria convencional					Total
	Dest. atmosférica	Dest. a vácuo	Craqueamento	HDT Gasolina	HDT Diesel	
<i>m</i>	1	2	3	4	5	
Capacidade máxima (t/d)	20.000	14.000	5.500	9.000	9.000	(*) 20.000
Capacidade mínima (t/d)	10.000	7.000	2.750	4.500	4.500	(*) 10.000
Custo operacional na cap. máxima (mil R\$/d)	1.736	1.213	1.059	1.088	1.988	7.085
Custo operacional na cap. mínima (mil R\$/d)	1.434	1.023	965	990	1.890	6.303

(*) Capacidade da destilação atmosférica.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.5 – Custos operacionais do modelo de refinaria modular.

Unidade de processo	Refinaria modular					Total
	Dest. atmosférica	Dest. a vácuo	Craqueamento	HDT Gasolina	HDT Diesel	
<i>m</i>	1	2	3	4	5	5
Capacidade máxima (t/d)	2.000	1.500	1.800	2.400	2.400	(*) 6.000
Capacidade mínima (t/d)	1.000	750	900	1.200	1.200	(*) 3.000
Custo operacional na cap. máxima (mil R\$/d)	221	178	326	296	546	2.366
Custo operacional na cap. mínima (mil R\$/d)	186	154	293	268	518	2.099

(*) Capacidade de três módulos de destilação atmosférica em paralelo.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4.6 – Custos logísticos para acomodação do excedente produzido.

	Custo logístico do excedente (mil R\$/t/d)
Gasolina	0,62
Diesel	0,60
Óleo combustível	1,00
Outros	0,80

Fonte: Elaboração própria.

4.2.2 CENÁRIO DE ALTA DEMANDA DE DIESEL

Nesse cenário, o índice de demanda de diesel por gasolina é de 1,58, que está praticamente no mesmo nível da média do mercado brasileiro, onde uma parcela significativa da demanda de veículos leves é atendida com etanol hidratado, e onde o transporte de cargas e o transporte coletivo de passageiros depende principalmente de veículos rodoviários movidos a diesel (OECD, 2018; BRASIL, 2019a; BRASIL, 2020d).

A Tabela 4.7 apresenta a demanda por produtos derivados de petróleo em cada um dos cenários simulados no presente estudo: cenário base e cenário de alta demanda de diesel.

Tabela 4.7 – Demanda por produtos derivados em cada cenário.

Cenário	Refinaria	Demanda por produtos derivados			
		Gasolina, t/d	Diesel, t/d	Óleo combustível, t/d	Outros, t/d
Base	Convencional	8.000	10.000	3.000	2.500
Alta demanda de diesel	Convencional	7.000	11.000	3.000	2.500
Base	Modular	2.500	3.200	1.000	800
Alta demanda de diesel	Modular	2.200	3.500	1.000	800

Fonte: Elaboração própria.

4.3 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

A análise realizada no presente estudo depende da estimativa dos custos operacionais – mão de obra, energia, utilidades, logística, *spread*. Nem todos eles são

fáceis de estimar para uma refinaria. Para validar os resultados, foi feita uma análise de sensibilidade para dar conta das imprecisões ou variações dessas estimativas. A análise de sensibilidade é realizada para verificar a robustez dos resultados, além de ser frequentemente empregada para quantificar a importância de cada um dos parâmetros do modelo no comportamento do sistema. Para isso, os custos operacionais foram alterados aleatoriamente e a otimização do cenário base foi repetida com os novos valores. As variáveis de entrada foram alteradas de forma independente no intervalo de 0,3 a 1,7 de seu valor original.

Obviamente, uma análise importante é a sensibilidade às variações do preço do petróleo bruto, que é a principal matéria-prima e responde pela maior parte dos custos variáveis. As simulações realizadas no caso base consideraram um preço do petróleo Brent de US\$ 46 por barril, que é a média do valor desse petróleo entre outubro de 2019 e setembro de 2020 (EIA, 2020a). A Energy Information Administration⁵⁹ (EIA) também prevê que os preços *spot* do Brent ficarão em uma média de US\$ 47 por barril em 2021 (EIA, 2020b). A análise de sensibilidade foi feita variando o preço do petróleo na faixa de 0,5 a 1,5 vezes esse valor e com o preço dos produtos variando na mesma proporção.

⁵⁹ A Energy Information Administration (EIA), agência que faz parte do Departamento de Energia dos Estados Unidos, é responsável por coletar, analisar e disseminar informações sobre energia para promover a formulação de políticas sólidas, mercados eficientes e compreensão pública da energia e sua interação com a economia e o meio ambiente.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

O modelo foi utilizado para calcular o ponto ótimo de operação de cada refinaria considerada em diferentes cenários. Para encontrar a solução otimizada, o modelo trabalha dentro da capacidade máxima e mínima de processamento de cada unidade, apresentados na Tabela 4.4, que apresenta os custos operacionais do modelo de refinaria convencional, e dentro das relações de vazão que permitem a produção de derivados com a qualidade especificada. Em uma primeira abordagem, o objetivo é maximizar o lucro líquido da planta ao produzir combustíveis específicos. Outras considerações poderiam então ser adicionadas para contemplar aspectos adicionais, como impactos sociais e ambientais. Embora esses impactos estejam presentes na variação da demanda, eles não são exatamente equivalentes; por exemplo, a eficiência energética das unidades de processamento não permanece idêntica quando se varia a carga. Além disso, esse estudo não considerou que uma planta de grande porte, dependendo da regulação do mercado, possa exercer poder de monopólio sobre seu mercado relevante.

Na comparação dos casos, deve-se levar em consideração os diferentes impactos que uma refinaria convencional em grande escala e uma minirrefinaria modular têm no equilíbrio do mercado. Normalmente, uma grande refinaria pode abastecer uma região inteira ou um país de médio ou pequeno porte, deixando pouco espaço para outros concorrentes. Nesse caso, a demanda local por derivados de petróleo é quase totalmente atendida pela grande refinaria, com alguns movimentos (incluindo importações e exportações) eventualmente presentes a serem cumpridos para responder a flutuações e à demanda por produtos especiais. As grandes refinarias tipicamente também contam com tancagem que as permite absorver a volatilidade de preço no curto prazo em função dos estoques. Por outro lado, a presença de uma refinaria pequena ou minirrefinaria pode não ter o mesmo impacto no mercado local. Uma minirrefinaria muitas vezes assumiria o papel de complementar a demanda com uma produção marginal ou com especialidades. Uma exceção a isso seria o caso de minirrefinarias em áreas remotas ou isoladas, onde a planta pode ser protagonista no

mercado local ou em mercados muito pequenos, como apontado no caso do Níger, apresentado no capítulo 3.

Portanto, num caso mais genérico, não se espera que uma refinaria tenha acesso imediato à demanda total da região em que está instalada. Na verdade, devido a essas interações com o mercado, é justo supor que cada planta tenha acesso a uma parcela da demanda total e que essa parcela seja aproximadamente proporcional ao seu tamanho, levando em consideração também sua aptidão técnica e comercial.

5.1 CENÁRIO BASE

O cenário base foi aplicado para a refinaria convencional e, após a otimização, obteve-se a margem de lucro líquido. Os resultados dessa otimização são mostrados na Tabela 5.1 e na Figura 5.1. Quando a demanda está entre 95 % e 100 % dos valores projetados, a planta a acomoda ajustando ligeiramente a proporção dos produtos. Entre 75 % e 95 % da demanda projetada, a refinaria ainda está trabalhando em sua capacidade nominal máxima, mas há um excedente de gasolina levando a uma redução nos lucros. Abaixo desse ponto, a refinaria começa a reduzir o volume processado, levando conseqüentemente a uma redução na produção (embora ainda com algum excedente de gasolina). Diversos estudos mostram as dificuldades enfrentadas pelos refinadores ao operarem com menores fatores de utilização de suas plantas. OHARA (2014) comenta o caso chinês, DUQUE (2017) apresenta o caso europeu, GONÇALVES *et al.* (2019) relatam o caso brasileiro e JOSHI *et al.* (2021) discutem o caso indiano.

Tabela 5.1 – Produção otimizada da refinaria convencional e correspondente margem de lucro líquido quando a demanda do mercado varia como um percentual da demanda do projeto base.

Produção - Refinaria convencional - Cenário base							
Demanda, %	Gasolina, t/d	Diesel, t/d	Óleo combustível, t/d	Outros, t/d	Carga, t/d	Lucro, mil R\$/d	Rentabilidade, %
35	3892,6	3597,5	1258,3	1000,0	10000,0	-453,2	-2,0
40	4262,8	4000,0	1388,1	1103,2	11031,6	184,3	0,8
45	4869,2	4500,0	1573,9	1250,9	12508,7	784,7	2,9
50	5410,2	5000,0	1748,8	1389,9	13898,6	1385,7	4,7
55	5892,4	5500,0	1913,8	1521,0	15210,0	1987,0	6,3
60	6279,9	6000,0	2062,9	1639,5	16394,9	2588,3	7,7
65	6764,7	6500,0	2228,3	1771,0	17709,7	3191,4	8,8
70	7251,1	7000,0	2394,0	1902,7	19026,6	3795,3	9,9
75	7613,6	7366,5	2516,5	2000,0	20000,0	4371,6	10,9
80	7613,6	7366,5	2516,5	2000,0	20000,0	4869,6	12,3
85	7613,6	7366,5	2516,5	2000,0	20000,0	5234,1	13,4
90	7613,6	7366,5	2516,5	2000,0	20000,0	5482,1	14,1
95	7613,6	7366,5	2516,5	2000,0	20000,0	5730,1	14,8
100	7785,2	7195,0	2516,5	2000,0	20000,0	5812,6	15,1

Fonte: Elaboração própria.

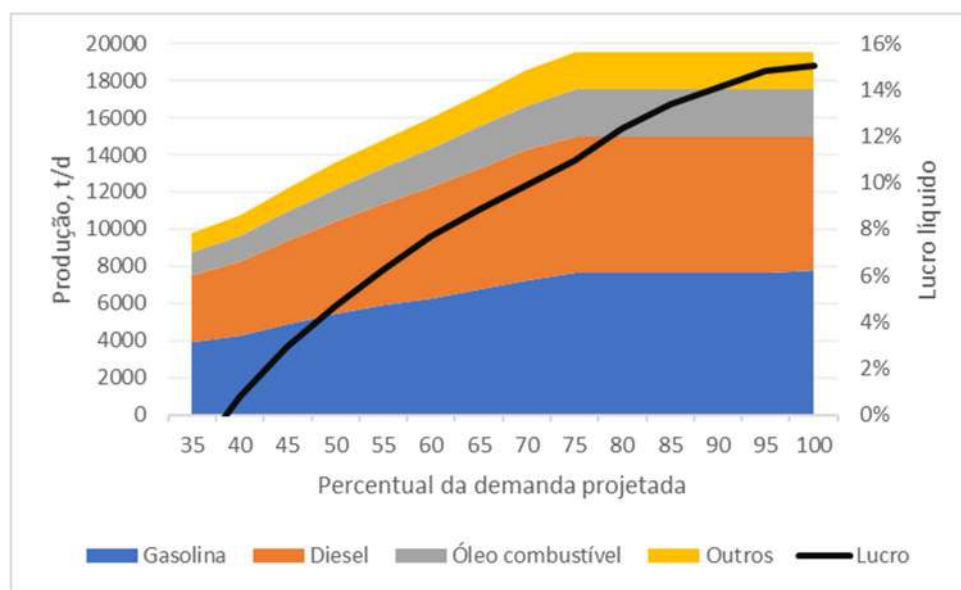


Figura 5.1 - Produção otimizada da refinaria convencional e correspondente margem de lucro líquido quando a demanda do mercado varia como um percentual da demanda do projeto base. Fonte: Elaboração própria.

Análise semelhante é feita para a refinaria modular descrita na seção 4.1.3. Os resultados da otimização correspondente são mostrados na Tabela 5.2 e na Figura 5.2. Entre 70 % e 100 % da demanda projetada, a planta mantém sua operação na capacidade nominal máxima. Abaixo desse ponto, a refinaria começa a reduzir sua produção. Quando a demanda cai abaixo de cerca de 55 %, justifica-se a paralisação

parcial da planta. Essa é uma flexibilidade que é mais facilmente alcançada em uma refinaria modular do que em uma convencional. De fato, nesse ponto, a otimização indica que a refinaria deve operar apenas dois de seus três trens de destilação. A linha de margem de lucro preta na Figura 5.2 reflete isso. A título de comparação, a linha verde mostra a margem de lucro esperada caso a refinaria mantivesse todos os seus módulos operando normalmente (com vazão reduzida).

Portanto, embora a refinaria convencional tenha margens maiores quando o mercado está próximo ao definido em seu projeto, devido ao maior custo por barril da minirrefinaria, isso não é verdade para todos os casos. Quando a demanda cai para cerca de 55 % do valor do projeto, a refinaria modular oferece mais flexibilidade, sendo, portanto, mais resiliente para se adaptar a tais mudanças de mercado.

Tabela 5.2 – Produção otimizada da refinaria modular e correspondente margem de lucro líquido quando a demanda do mercado varia como uma porcentagem da demanda do projeto base.

Produção - Minirrefinaria modular - Cenário base							
Demanda, %	Gasolina, t/d	Diesel, t/d	Óleo combustível, t/d	Outros, t/d	Carga, t/d	Lucro, mil R\$/d	Rentabilidade, %
35	1211,9	1120,0	391,7	311,3	3113,3	-66,5	-1,0
40	1385,0	1280,0	447,7	355,8	3558,0	115,4	1,5
45	1557,0	1439,0	503,3	400,0	4000,0	297,2	3,5
50	1557,0	1439,0	503,3	400,0	4000,0	454,2	5,4
55	1557,0	1439,0	503,3	400,0	4000,0	532,5	6,4
60	2077,5	1920,0	671,5	533,7	5337,1	622,1	5,5
65	2250,6	2080,0	727,5	578,2	5781,8	806,7	6,7
70	2284,1	2210,0	755,0	600,0	6000,0	986,0	8,0
75	2284,1	2210,0	755,0	600,0	6000,0	1143,0	9,4
80	2274,5	2176,5	800,0	600,0	6000,0	1223,0	10,1
85	2263,9	2139,2	850,0	600,0	6000,0	1298,1	10,8
90	2255,9	2111,2	887,6	600,0	6000,0	1373,1	11,5
95	2335,6	2158,5	755,0	600,0	6000,0	1415,6	11,9
100	2335,6	2158,5	755,0	600,0	6000,0	1415,6	11,9

Fonte: Elaboração própria.

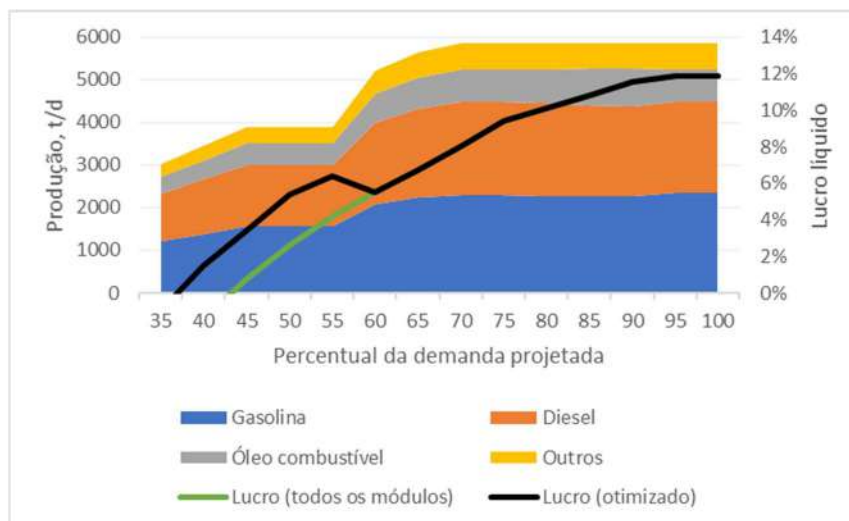


Figura 5.2 - Produção otimizada da refinaria modular e correspondente margem de lucro líquido quando a demanda do mercado varia como uma porcentagem da demanda do projeto base. Fonte: Elaboração própria.

O caso da refinaria híbrida representada na Figura 4.7 também foi simulado no cenário base. Os resultados são mostrados na Tabela 5.3 e na Figura 5.3. Nesse caso, a refinaria pode lucrar tanto com as vantagens de escala das grandes unidades convencionais, quanto com a flexibilidade adicional dos módulos menores. Com 80 % da demanda projetada, vale fechar um dos trens de destilação menores (linha preta) ao invés de operar toda a planta com vazão reduzida (linha verde).

Tabela 5.3 – Produção otimizada da refinaria híbrida (convencional mais modular) e correspondente margem de lucro líquido quando a demanda do mercado varia como uma porcentagem da demanda do projeto base.

Produção - Refinaria híbrida - Cenário base								
Demanda, %	Gasolina, t/d	Diesel, t/d	Óleo combustível, t/d	Outros, t/d	Carga, t/d	Lucro, mil R\$/d	Rentabilidade, %	
35	3787,1	3500,0	1224,2	972,9	9729,0	25,0	0,1	
40	4328,1	4000,0	1399,0	1111,9	11118,9	641,7	2,7	
45	4869,2	4500,0	1573,9	1250,9	12508,7	1259,3	4,7	
50	5410,2	5000,0	1748,8	1389,9	13898,6	1877,8	6,5	
55	5951,2	5500,0	1923,7	1528,8	15288,5	2497,3	7,9	
60	6492,2	6000,0	2098,6	1667,8	16678,3	3117,7	9,2	
65	6718,0	6500,0	2220,5	1764,7	17647,3	3712,2	10,5	
70	6852,3	6629,9	2264,9	1800,0	18000,0	4232,6	11,9	
75	6852,3	6629,9	2264,9	1800,0	18000,0	4662,6	13,2	
80	6852,3	6629,9	2264,9	1800,0	18000,0	4917,5	14,0	
85	7613,6	7366,5	2516,5	2000,0	20000,0	5489,2	14,1	
90	7613,6	7366,5	2516,5	2000,0	20000,0	5729,2	14,8	
95	7613,6	7366,5	2516,5	2000,0	20000,0	5969,2	15,6	
100	7785,2	7195,0	2516,5	2000,0	20000,0	6058,6	15,8	

Fonte: Elaboração própria.

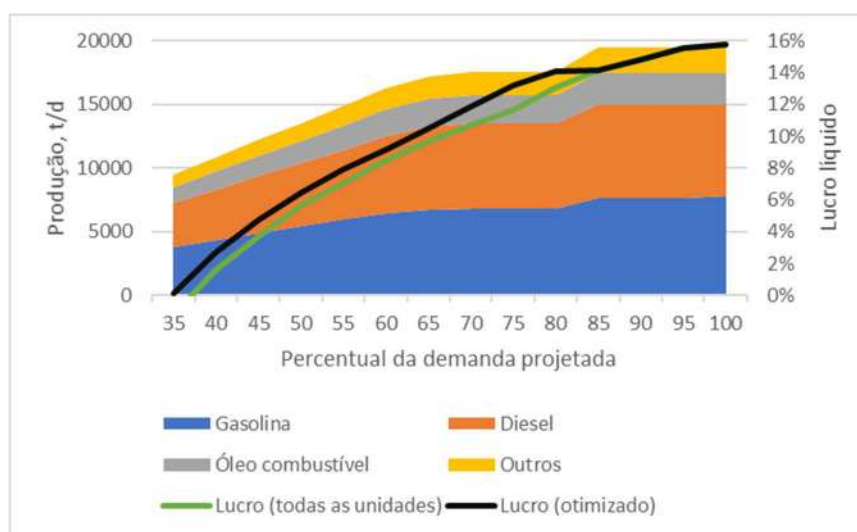


Figura 5.3 - Produção otimizada da refinaria híbrida (convencional mais modular) e correspondente margem de lucro líquido quando a demanda do mercado varia como uma porcentagem da demanda do projeto base. Fonte: Elaboração própria.

Outra forma de se avaliar os resultados do modelo é através de um cálculo inverso a esse, ou seja, determinar o preço de equilíbrio dos derivados. Considerou-se, para isto, o caso de demanda plena (100 %), bem como a hipótese de que são mantidas as proporções entre os preços dos produtos. A tabela 5.4 apresenta os preços de equilíbrio para a refinaria modular, a minirrefinaria e a refinaria híbrida. A refinaria convencional apresenta preços de equilíbrio mais baixos que a refinaria modular, indicando que ela é de fato mais adequada quando as bases de projeto se mantêm estáveis. Por outro lado, vale destacar que os preços de equilíbrio da refinaria híbrida (unidades convencionais conjugadas com modulares) são ainda mais baixos, apontando para a conveniência desse tipo de projeto.

Tabela 5.4 – Preços de equilíbrio para cada produto das três refinarias simuladas.

	Preço de equilíbrio (R\$/kg)		
	Convencional	Modular	Híbrida
Gasolina	1,376	1,624	1,344
Diesel	1,150	1,358	1,123
Óleo combustível	1,050	1,240	1,026
Outros	0,851	1,004	0,831

Fonte: Elaboração própria.

5.2 CENÁRIO DE ALTA DEMANDA DE DIESEL

A Tabela 5.5 e a Figura 5.4 mostram o resultado da simulação para a otimização da refinaria convencional no cenário de alta demanda de diesel. Esse resultado segue o mesmo padrão mostrado na Figura 5.1, mas agora, com menos espaço para acomodar a produção de gasolina, o lucro líquido do lado direito do gráfico é menor. Para baixa demanda de produto (lado esquerdo do gráfico), as restrições não são significativas e a forma da curva é a mesma do cenário base.

Tabela 5.5 – Produção otimizada da refinaria convencional e correspondente margem de lucro líquido para um mercado com maior demanda de diesel.

Produção - Refinaria convencional - Cenário alta demanda diesel							
Demanda, %	Gasolina, t/d	Diesel, t/d	Óleo combustível, t/d	Outros, t/d	Carga, t/d	Lucro, mil R\$/d	Rentabilidade, %
35	3979,1	3850,0	1315,2	1045,3	10452,7	-577,2	-2,4
40	4547,6	4400,0	1503,1	1194,6	11945,9	-0,8	0,0
45	5116,0	4950,0	1691,0	1343,9	13439,1	576,6	2,0
50	5684,5	5500,0	1878,9	1493,2	14932,4	1155,2	3,6
55	6252,9	6050,0	2066,8	1642,6	16425,6	1735,0	5,0
60	6821,4	6600,0	2254,7	1791,9	17918,8	2315,8	6,2
65	7389,8	7150,0	2442,5	1941,2	19412,1	2897,8	7,2
70	7463,6	7516,5	2516,5	2000,0	20000,0	3412,5	8,3
75	7463,6	7516,5	2516,5	2000,0	20000,0	3883,0	9,6
80	7453,6	7526,5	2516,5	2000,0	20000,0	4353,5	10,9
85	7335,2	7608,5	2550,0	2000,0	20000,0	4691,3	11,8
90	6856,4	7903,6	2700,0	2000,0	20000,0	4918,8	12,6
95	6793,2	7821,4	2850,0	2000,0	20000,0	5140,2	13,3
100	7000,0	7724,6	2747,0	2000,0	20000,0	5358,4	13,9

Fonte: Elaboração própria.

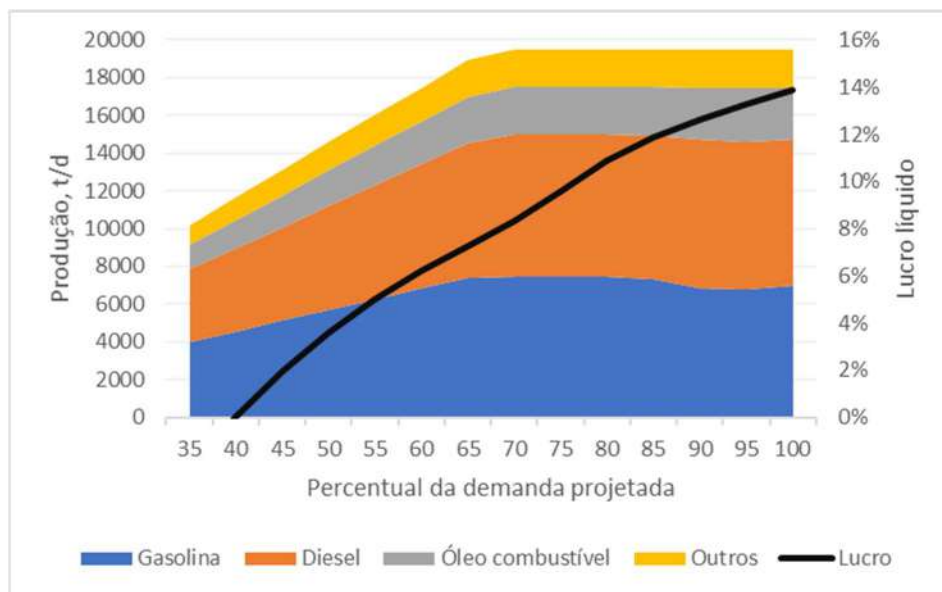


Figura 5.4 - Produção otimizada da refinaria convencional e correspondente margem de lucro líquido para um mercado com maior demanda de diesel. Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 5.6 e a Figura 5.5 mostram o resultado da simulação para a otimização da refinaria modular nesse cenário. Aqui ocorre o mesmo padrão observado anteriormente: a margem do lado direito do gráfico é menor devido ao menor espaço para acomodar a saída de gasolina, mas o lado esquerdo do gráfico é igual ao cenário base.

Tabela 5.6 – Produção otimizada da refinaria modular e correspondente margem de lucro líquido para um mercado com maior demanda de diesel.

Produção - Modular - Cenário alta demanda diesel							
Demanda, %	Gasolina, t/d	Diesel, t/d	Óleo combustível, t/d	Outros, t/d	Carga, t/d	Lucro, mil R\$/d	Rentabilidade, %
35	1272,7	1225,0	419,6	333,5	3334,6	-112,8	-1,5
40	1466,7	1400,0	481,6	382,7	3827,3	62,4	0,7
45	1522,7	1473,3	503,3	400,0	4000,0	222,0	2,6
50	1522,7	1473,3	503,3	400,0	4000,0	370,0	4,4
55	1512,9	1439,1	549,3	400,0	4000,0	439,4	5,2
60	2171,1	2100,0	717,5	570,2	5702,3	519,5	4,3
65	2284,1	2210,0	755,0	600,0	6000,0	686,4	5,4
70	2284,1	2210,0	755,0	600,0	6000,0	837,7	6,7
75	2284,1	2210,0	755,0	600,0	6000,0	989,0	8,0
80	2234,9	2213,6	800,0	600,0	6000,0	1063,7	8,7
85	2036,7	2352,5	849,7	600,0	5999,9	1133,8	9,4
90	2026,0	2315,3	899,8	600,0	6000,0	1203,5	10,1
95	2090,2	2222,8	934,1	600,0	6000,0	1272,9	10,7
100	2200,0	2148,8	903,4	600,0	6000,0	1341,7	11,3

Fonte: Elaboração própria.

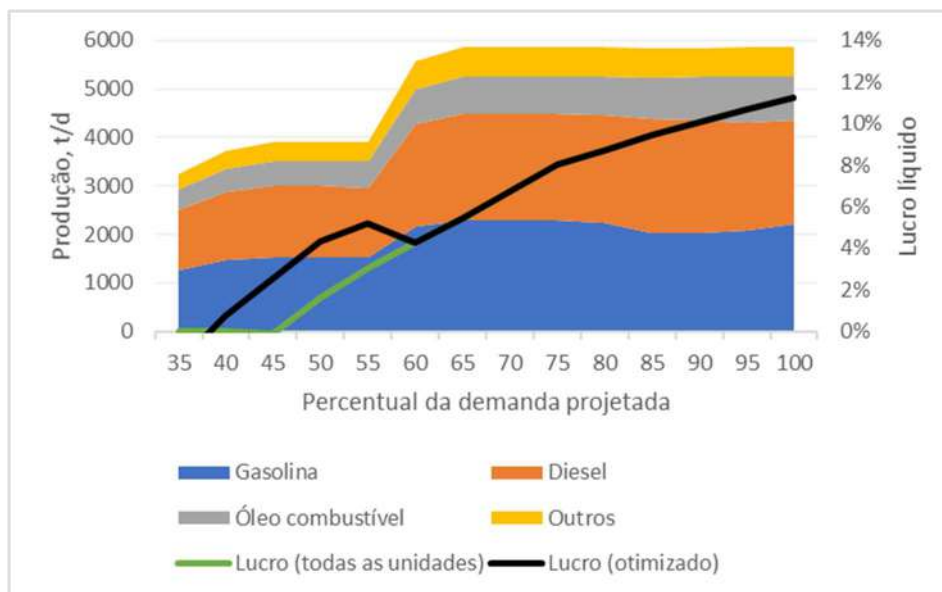


Figura 5.5 - Produção otimizada da refinaria modular e correspondente margem de lucro líquido para um mercado com maior demanda de diesel. Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 5.7 e a Figura 5.6 mostram o resultado da simulação para a otimização da refinaria híbrida no cenário de alta demanda de diesel. Nesse caso, a refinaria pode se aproveitar tanto das vantagens de escala das grandes unidades convencionais quanto da flexibilidade proporcionada pelos módulos menores. Aqui, assim como no cenário base, com 80 % da demanda projetada, vale fechar um dos trens de destilação menores (linha preta) ao invés de operar toda a planta com carga reduzida (linha verde).

Tabela 5.7 – Produção otimizada da refinaria híbrida e correspondente margem de lucro líquido para um mercado com maior demanda de diesel.

Produção - Refinaria híbrida - Cenário alta demanda de diesel							
Demanda, %	Gasolina, t/d	Diesel, t/d	Óleo combustível, t/d	Outros, t/d	Carga, t/d	Lucro, mil R\$/d	Rentabilidade, %
35	4113,7	3850,0	1337,8	1063,2	10632,3	159,5	0,7
40	4679,1	4400,0	1525,2	1212,1	12121,4	758,4	2,9
45	5255,0	4949,9	1714,3	1362,5	13624,6	1358,9	4,7
50	5847,0	5499,9	1906,2	1514,9	15149,3	1961,7	6,2
55	6090,9	5893,2	2013,2	1600,0	16000,0	2512,7	7,6
60	6090,9	5893,2	2013,2	1600,0	16000,0	2972,7	9,1
65	6090,9	5893,2	2013,2	1600,0	16000,0	3412,7	10,6
70	6852,2	6629,5	2264,8	1799,9	17999,4	3812,5	10,6
75	6852,4	6629,3	2264,9	1800,0	17999,6	4212,4	11,8
80	7613,7	7366,1	2516,8	2000,0	19999,8	4652,3	11,7
85	7613,5	7366,3	2516,9	2000,0	20000,0	4979,2	12,6
90	7613,5	7366,3	2516,9	2000,0	20000,0	5189,2	13,2
95	7613,5	7366,3	2516,9	2000,0	20000,0	5399,2	13,9
100	7612,2	7366,9	2517,3	2000,0	19999,8	5609,0	14,5

Fonte: Elaboração própria.

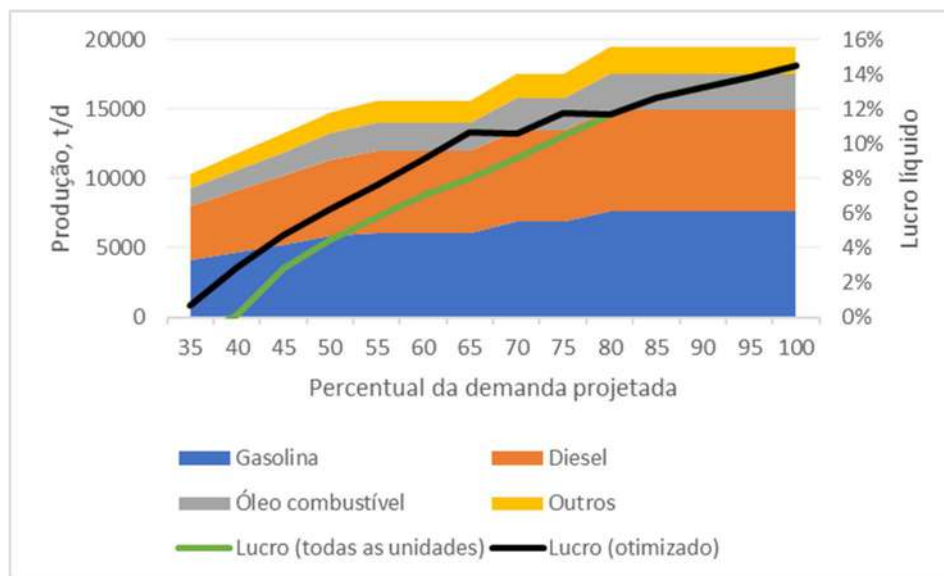


Figura 5.6 - Produção otimizada da refinaria híbrida e correspondente margem de lucro líquido para um mercado com maior demanda de diesel. Fonte: Elaboração própria.

Para facilitar a comparação, as margens de lucro líquido de cada refinaria – convencional, modular e híbrida (convencional mais modular) são mostradas na Figura 5.7. Pode-se perceber como os ganhos de escala permitem uma margem maior da planta convencional quando a demanda é suficientemente alta, mas as unidades modulares têm mais flexibilidade para operar lucrativamente quando a demanda cai. Uma outra forma de ver essa mesma questão é a comparação entre dois projetos *greenfields*⁶⁰, sendo um convencional e outro modular, conforme a projeção de demanda. Caso a demanda de projeto não ocorra, ou ocorra abaixo de 75 % do valor projetado, sobretudo entre 40 % e 55 % da projeção, a refinaria modular se mostra mais vantajosa do que a refinaria convencional. O projeto modular pode ser atraente diante das incertezas de mercado.

⁶⁰ O termo *greenfield* refere-se a um projeto que está sendo concebido e executado onde não há ativo, operação ou infraestrutura existente. É um projeto que parte “do zero” no jargão popular, conforme SILVÉRIO (2018, p. 7).

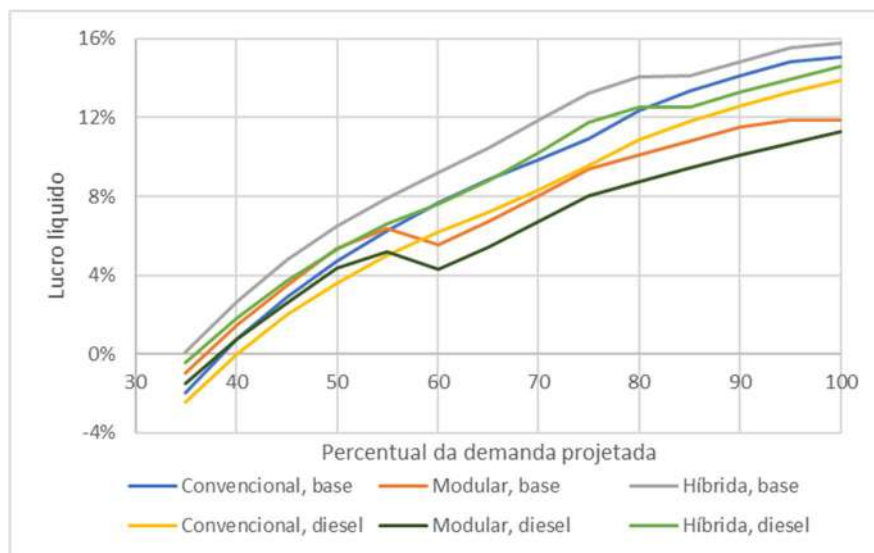


Figura 5.7 - Margem de lucro líquido otimizada para as diferentes refinarias nos cenários base e alto diesel.
Fonte: Elaboração própria.

5.3 POOL DE MINIRREFINARIAS MODULARES EM UNIDADES MÚLTIPLAS

Os resultados da simulação de um *pool* de plantas modulares (dez destilações atmosféricas, dez destilações a vácuo e três módulos de FCC no total) são mostrados na Tabela 5.8 e na Figura 5.8. Pode-se observar como a vazão dos produtos muda conforme a demanda é reduzida, causando o fechamento de algumas das unidades modulares. Mesmo com o aumento dos custos de desligamento e posterior partida desses módulos, essa é uma opção viável e pode ser, sim, a situação ótima. Em uma refinaria de tamanho convencional, na prática, tal flexibilidade dificilmente existiria, uma vez que os custos associados à parada, nesse caso, tendem a ser bem mais elevados.

Tabela 5.8 – Produção otimizada de um *pool* de refinarias modulares no cenário base e correspondente margem de lucro líquido.

Produção - <i>Pool</i> de refinarias - Cenário base							
Demanda, %	Gasolina, t/d	Diesel, t/d	Óleo combustível, t/d	Outros, t/d	Carga, t/d	Lucro, mil R\$/d	Rentabilidade, %
35	2335,5	2158,4	755,1	600,0	6000,0	1099,5	9,0
40	3806,7	3683,1	1258,2	1000,0	9999,6	1469,4	7,1
45	4568,2	4419,9	1509,9	1200,0	12000,0	1834,8	7,4
50	4568,2	4419,9	1509,9	1200,0	12000,0	2294,7	9,4
55	4530,7	4325,7	1647,0	1200,0	12000,0	2555,6	10,6
60	4671,1	4316,9	1510,0	1200,0	12000,0	2704,1	11,3
65	6090,9	5893,2	2013,3	1600,0	16000,0	2869,3	8,8
70	6852,3	6629,9	2264,9	1800,0	18000,0	3254,6	8,9
75	6852,1	6629,9	2265,0	1800,0	18000,0	3694,5	10,2
80	7613,7	7366,5	2516,5	2000,0	20000,0	4120,1	10,2
85	7588,6	7372,1	2535,5	2000,0	19999,9	4486,7	11,3
90	7583,9	7262,5	2656,3	2000,0	19999,9	4737,5	12,0
95	7600,0	7318,9	2580,5	2000,0	20000,0	4987,0	12,7
100	7785,0	7194,3	2517,4	2000,0	20000,0	5068,8	12,9

Fonte: Elaboração própria.

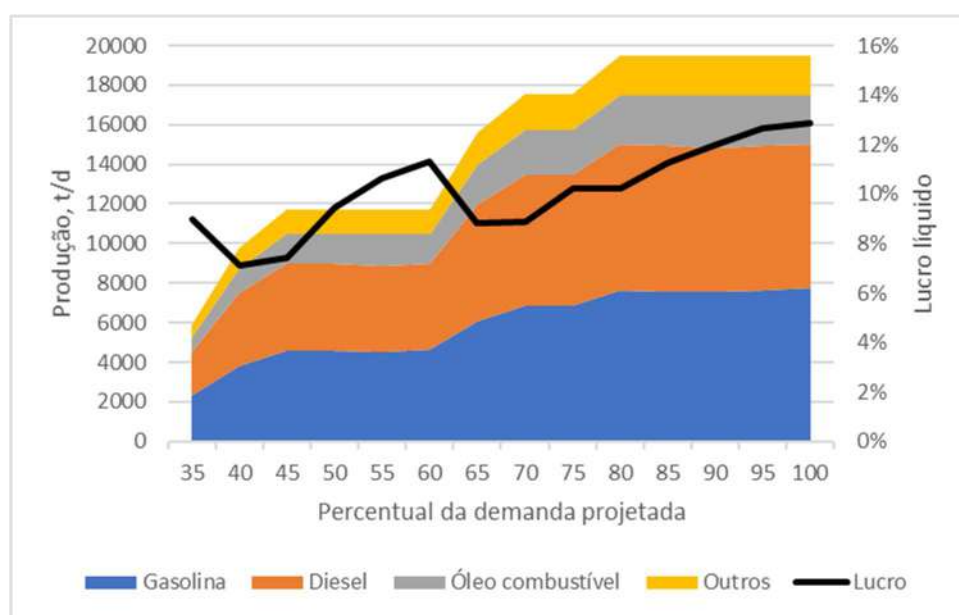


Figura 5.8 - Produção otimizada de um *pool* de refinarias modulares no cenário base e correspondente margem de lucro líquido. Fonte: Elaboração própria.

A Figura 5.9 mostra o número de módulos operando em cada nível de demanda e a margem de lucro correspondente, no cenário base – mostrada aqui como valores absolutos, em unidades arbitrárias, ao invés de uma porcentagem. Embora as razões e as relações entre os dados sejam válidas para conduzir às conclusões, os valores monetários reais dependem das premissas adotadas para custos operacionais, logísticos e outros, que são altamente específicos para cada empresa. A representação de valores

monetários absolutos calculados aqui para cenários hipotéticos pode ser simplificadora em excesso. Assim, os dados são apresentados na Figura 5.9 usando unidades arbitrárias em vez de qualquer moeda real.

A margem absoluta é reduzida quando o *pool* reduz sua operação, mas permanece positiva mesmo para demandas de produto bastante baixas.

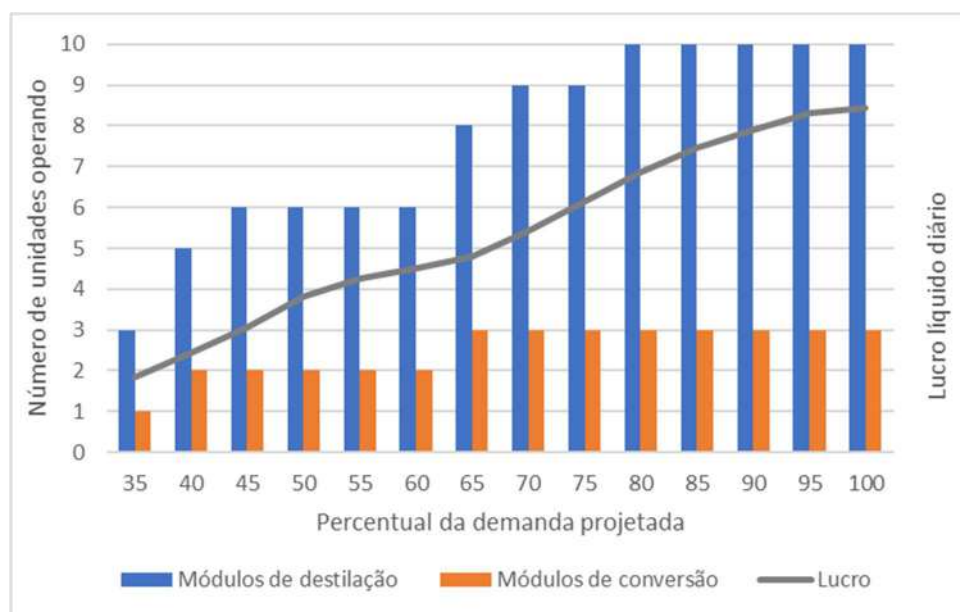


Figura 5.9 - Operação otimizada de um *pool* de refinarias modulares no cenário base e o lucro líquido correspondente em unidades monetárias arbitrárias. Fonte: Elaboração própria.

Da mesma forma que no cenário base, são apresentados os resultados da simulação de um *pool* de plantas modulares também para o cenário de alta demanda de diesel na Tabela 5.9 e na Figura 5.10. Pode-se observar como também nesse caso a vazão dos produtos muda conforme a demanda é reduzida, causando o fechamento de algumas das unidades modulares. Projetos modulares são atraentes quando se pensa em mercados de derivados com tendência de queda no longo prazo. Os projetos híbridos, por outro lado, são ainda mais interessantes quando a demanda tende a ser maior no curto prazo que no longo.

Tabela 5.9 – Produção otimizada de um *pool* de refinarias modulares no cenário alta demanda de diesel e correspondente margem de lucro líquido.

Produção - <i>Pool</i> - Cenário alta demanda de diesel							
Demanda, %	Gasolina, t/d	Diesel, t/d	Óleo combustível, t/d	Outros, t/d	Carga, t/d	Lucro, mil R\$/d	Rentabilidade, %
35	3806,8	3683,3	1258,3	1000,0	10000,0	750,7	3,5
40	3806,8	3683,2	1258,3	1000,0	9999,9	1219,4	5,8
45	4568,2	4419,9	1509,9	1200,0	12000,0	1553,5	6,2
50	4568,2	4419,9	1509,9	1200,0	12000,0	1982,3	8,0
55	5329,5	5156,6	1761,6	1400,0	14000,0	2356,5	8,2
60	5315,7	5149,2	1783,1	1400,0	14000,0	2706,9	9,6
65	5265,3	5039,7	1949,3	1400,0	14000,0	2926,7	10,4
70	5264,0	4926,5	2070,6	1400,0	14000,0	3146,3	11,3
75	5263,8	4926,2	2071,1	1400,0	14000,0	3365,1	12,2
80	7613,6	7366,5	2516,5	2000,0	20000,0	3620,1	8,9
85	7559,1	7387,4	2548,5	2000,0	20000,0	3955,4	9,8
90	7565,5	7244,8	2693,3	2000,0	20000,0	4175,3	10,4
95	7294,6	7395,1	2803,2	2000,0	19999,9	4394,0	11,1
100	7507,6	7045,6	2962,1	2000,0	20000,0	4614,6	11,6

Fonte: Elaboração própria.

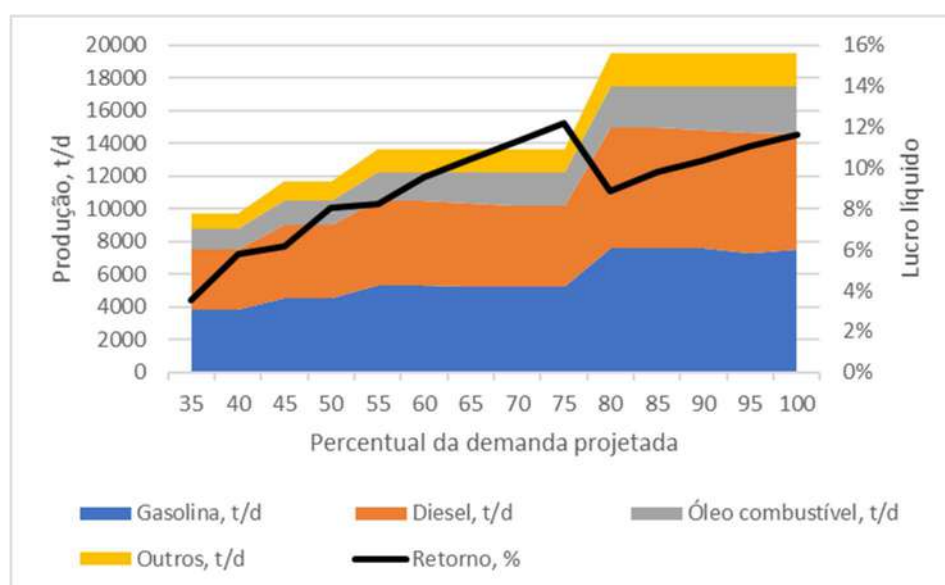


Figura 5.10 - Produção otimizada de um *pool* de refinarias modulares no cenário alta demanda de diesel e correspondente margem de lucro líquido. Fonte: Elaboração própria.

A Figura 5.11 mostra o número de módulos operando em cada nível de demanda e a margem de lucro correspondente, do cenário de alta demanda de diesel, mostrados aqui da mesma forma que na Figura 5.9, como valores absolutos, em unidades arbitrárias. A margem absoluta é reduzida quando o *pool* reduz sua operação, mas permanece positiva mesmo para demandas de produto bastante baixas. Além disso, nesse cenário (de maior demanda de diesel em detrimento de gasolina) as unidades

apresentam uma lucratividade menor do que no cenário base. Isto indica que as condições de projeto desse parque de refino hipotético estão ajustadas para lidar melhor com uma demanda da ordem daquela representada pelo caso base, apesar de haver flexibilidade suficiente para acomodar, de forma ainda lucrativa, variações na demanda.

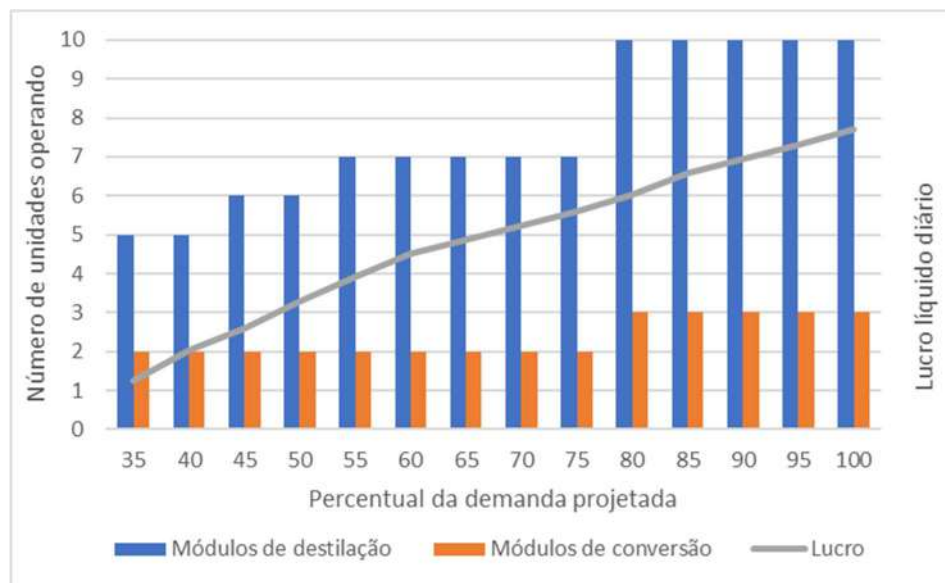


Figura 5.11 - Operação otimizada de um *pool* de refinarias modulares no cenário alta demanda de diesel e o lucro líquido correspondente em unidades monetárias arbitrárias. Fonte: Elaboração própria.

5.4 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

A influência da variação nos custos operacionais é mostrada na Figura 5.12, que mostra um conjunto de cinco simulações juntamente com o desvio padrão da margem ótima de lucro. Essa análise é útil para quantificar o efeito de variações nos parâmetros do modelo que são difíceis de estimar com precisão. Embora os parâmetros de custo tenham sido alterados aleatoriamente entre 0,3 e 1,7 vezes seus valores originais (representando uma variação de 5,66 vezes), com impactos nos resultados absolutos do modelo, a margem de lucro líquido, que é expressa em porcentagem, é muito menos sensível: as curvas para diferentes casos têm aproximadamente a mesma forma e seu desvio padrão é inferior a 1 % para a maioria dos valores. Assim, as simulações são

robustas o suficiente para sustentar os resultados comparativos obtidos, ou seja, a incerteza nos custos não altera o fato de que a minirrefinaria, devido à sua maior flexibilidade, tende a ser mais adequada para cenários variáveis, voláteis ou de difícil previsão.

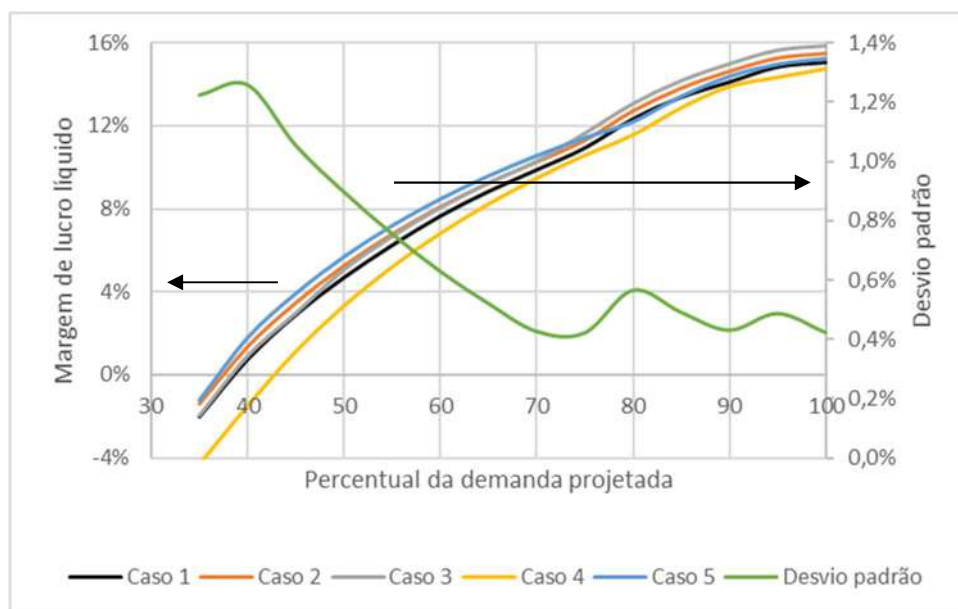


Figura 5.12 - Análise de sensibilidade: margens de lucro líquidas da refinaria convencional no cenário base de mercado para cinco casos com variação aleatória nos custos operacionais. Fonte: Elaboração própria.

O impacto das variações do preço do petróleo bruto na margem da refinaria para as plantas convencional e modular é mostrado na Figura 5.13. Para esta avaliação, foi considerado que o preço dos derivados é função do preço do petróleo e que variam na mesma proporção. Não foram considerados aqui eventuais descolamentos entre os preços do cru e de um ou mais derivados específicos, o que levaria a maiores oscilações nas margens; isto, porém, não compromete o propósito de se avaliar a sensibilidade da margem da refinaria ao preço do petróleo. Os resultados confirmam a relevância da matéria-prima para a lucratividade da indústria. Além disso, o fato de as linhas para refinaria convencional e modular serem quase paralelas indica que a comparação entre elas se mantém aproximadamente constante e, portanto, as conclusões do presente trabalho são válidas mesmo para oscilações significativas no preço do petróleo.

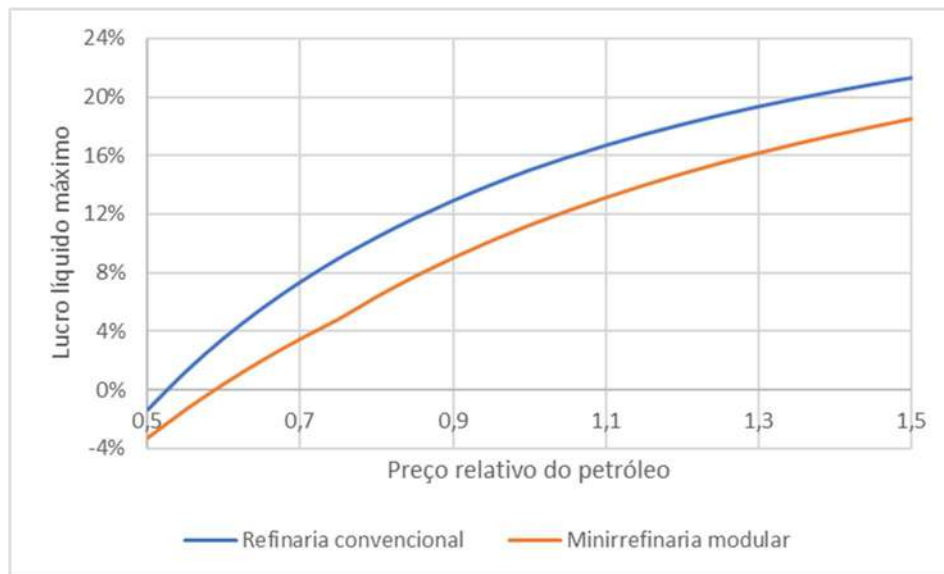


Figura 5.13 - Análise de sensibilidade: influência do preço do petróleo nas margens de lucro das refinarias convencionais e modulares no cenário de mercado base (demanda plena). Fonte: Elaboração própria.

5.5 ANÁLISE DE RISCO DE ATRASO

Nas seções anteriores, foi feita uma análise baseada na programação da produção e nos custos de operação das refinarias. Outros pontos a serem considerados, porém, são o tempo e o custo de construção e o seu impacto na atratividade global do projeto, conforme os capítulos mais conceituais da tese destacaram.

5.5.1 ANÁLISE DE RISCO DE ATRASO

Conforme detalhado por SILVÉRIO (2018), o megaprojeto de uma refinaria de petróleo convencional apresenta alta probabilidade de atraso no cronograma de projeto e de sobrecustos. Para efeito de comparação, assume-se aqui que uma refinaria modular de pequeno a médio porte apresenta risco nulo (ou desprezível) de atraso e, consequentemente, risco também nulo de sobrecusto associado a desvios do projeto. Também em função da menor complexidade e do menor porte da refinaria modular em relação ao megaprojeto, é natural esperar que aquela tenha prazo e custo de construção

menores do que essa (CALLEGARI, 2017), especialmente quando se trata de projetos baseados em tecnologias consolidadas.

Ora, ainda do ponto de vista comparativo, interessa cotejar a refinaria convencional de grande porte e a minirrefinaria modular, o que foi feito analisando-se não somente o custo total dos projetos, mas também o custo por capacidade instalada, que tem impacto direto sobre a margem da refinaria. Assim, se a refinaria convencional de 20 mil t/d tem um custo médio de projeto estimado em US\$ 15 mil por barris por dia (MAMA, 2015; REUTERS, 2017b), o seu custo total estimado de projeto é de US\$ 1,6 bilhão; mas o seu custo efetivo total, dada a distribuição de probabilidades da Figura 5.14, tem uma esperança estatística de US\$ 2,8 bilhões.

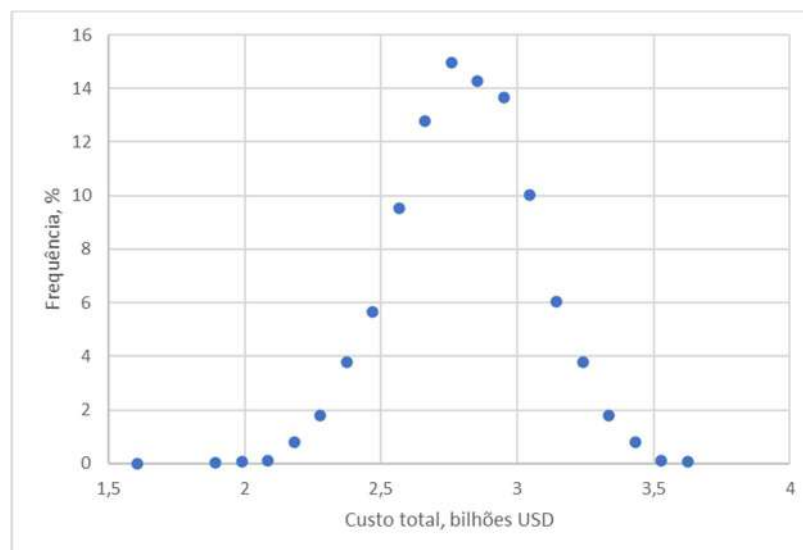


Figura 5.14 - Distribuição de frequência de custo efetivo total. Fonte: Elaboração própria.

Já o custo por capacidade instalada tem uma esperança estatística de US\$ 177 por m³/d e uma distribuição de frequências de acordo com a Figura 5.15.

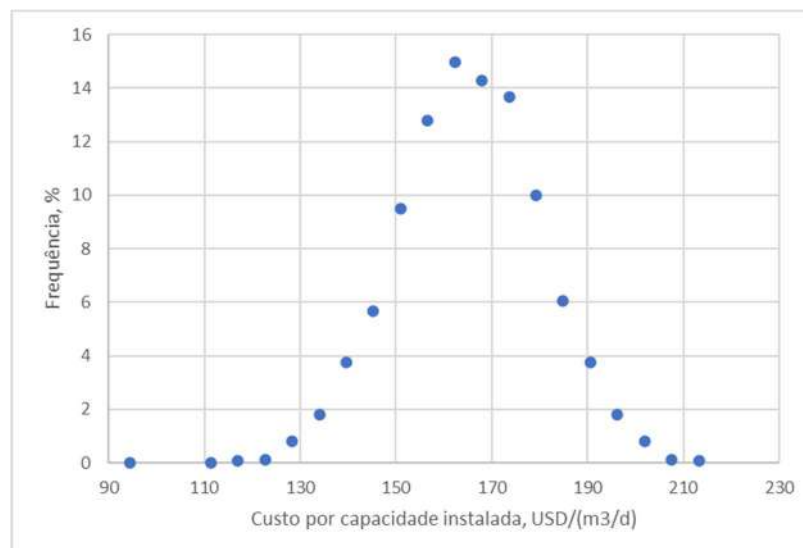


Figura 5.15 - Distribuição de frequência de custo efetivo por capacidade instalada. Fonte: Elaboração própria.

Por outro lado, a refinaria modular apresenta um custo médio de projeto de US\$ 20 mil por barril processado (MAMA, 2015; EBIRI e OKERE, 2017; EGUES, 2020a), equivalente a US\$ 126 por m³/d.

A frequência acumulada das probabilidades de custo para a refinaria de porte convencional está mostrada na Figura 5.16 em comparação com a linha de base da refinaria modular. Nota-se que essa última apresenta um custo efetivo por capacidade instalada inferior à refinaria convencional em 99,4 % dos casos e, portanto, uma margem significativamente mais favorável quando são levados em consideração todos os riscos e incertezas de um projeto de grande porte.

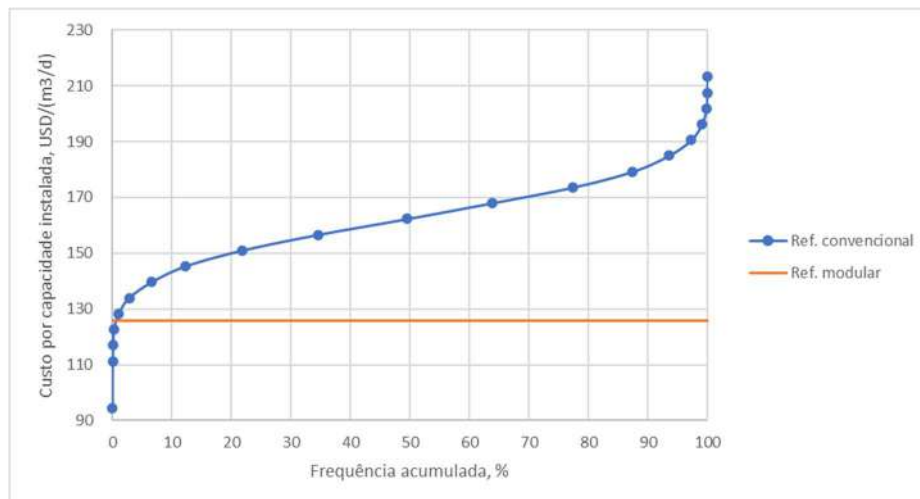


Figura 5.16 - Frequência acumulada das probabilidades de custo. Fonte: Elaboração própria.

5.5.2 FLUXO DE CAIXA DA REFINARIA CONVENCIONAL

Assumiu-se como premissa, conforme colocado na seção 5.5.1, que a refinaria de 20 mil t/d tem custo de construção de US\$ 1,6 bilhão (R\$ 8,98 bilhões). Metade desse valor é gasto de forma distribuída ao longo dos quatro primeiros anos do projeto enquanto a outra metade é gasta nos últimos dois anos, perfazendo um tempo total de seis anos, o que está dentro da faixa apontada por SILVÉRIO (2018) como típica para um projeto desse porte. A uma taxa de juros de 1 % ao ano, o desembolso representa um valor futuro de R\$ 9,20 bilhões no momento da partida da refinaria.

Assumindo que a lucratividade da planta segue os valores apresentados na seção 5.1, é possível calcular o retorno financeiro do empreendimento em função da demanda do mercado (a qual afeta o fator de utilização da refinaria). Os resultados desse cálculo, para o cenário base, estão apresentados na Tabela 5.10 Para o cenário alternativo, de alta demanda de diesel, os resultados estão apresentados na Tabela 5.11. O tempo de retorno do investimento (*payback time*) é considerado como sendo o tempo total desde o início do desembolso, ou seja, inclui os 72 meses de projeto e construção.

Observa-se que, no cenário de alta demanda de diesel, o retorno é um pouco mais lento que no cenário base. Contudo, mais importante que os números absolutos,

que na prática dependem de uma série de parâmetros operacionais e de mercado, é a tendência geral e a possibilidade de comparação entre os diferentes casos.

Tabela 5.10 – Taxa interna de retorno (considerando tempo de vida de 25 anos) e tempo de retorno do investimento para a refinaria convencional no cenário base.

Demanda	Taxa interna de retorno mensal (%)	Tempo de retorno do investimento (meses)
100%	1,89	127
95%	1,86	128
90%	1,78	130
85%	1,69	133
80%	1,57	137
75%	1,40	145
70%	1,20	159
65%	0,99	173
60%	0,76	197

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5.11 – Taxa interna de retorno (considerando tempo de vida de 25 anos) e tempo de retorno do investimento para a refinaria convencional no cenário de alta demanda de diesel.

Demanda	Taxa interna de retorno mensal (%)	Tempo de retorno do investimento (meses)
100%	1,74	131
95%	1,66	134
90%	1,59	137
85%	1,51	140
80%	1,40	145
75%	1,23	154
70%	1,07	166
65%	0,88	183
60%	0,65	213

Fonte: Elaboração própria.

5.5.3 FLUXO DE CAIXA DA MINIRREFINARIA

A refinaria modular considerada tem capacidade de 6000 t/d e custo de construção de US\$ 642 milhões (R\$ 3,59 bilhões). Foi considerado um tempo de dois anos para o projeto e a construção, com o desembolso de forma distribuída ao longo desse período. A taxa de juros considerada foi de 1 % ao ano, da mesma forma que no caso anterior, perfazendo o valor futuro de R\$ 3,63 bilhões no momento da partida.

Aqui também foi calculado o retorno do investimento através de um fluxo de caixa considerando a lucratividade da planta que foi estimada na seção 5.1. Os resultados estão apresentados nas Tabelas 5.12 (cenário base) e 5.13 (cenário de alta demanda de diesel). O tempo de retorno do investimento inclui o período de projeto e construção (estimado em 24 meses).

Tabela 5.12 – Taxa interna de retorno (considerando tempo de vida de 25 anos) e tempo de retorno do investimento para a refinaria modular no cenário base.

Demanda	Taxa interna de retorno mensal (%)	Tempo de retorno do investimento (meses)
100%	1,13	110
95%	1,13	110
90%	1,09	113
85%	1,02	118
80%	0,95	123
75%	0,88	130
70%	0,72	147
65%	0,53	174
60%	0,31	215

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5.13 – Taxa interna de retorno (considerando tempo de vida de 25 anos) e tempo de retorno do investimento para a refinaria modular no cenário de alta demanda de diesel.

Demanda	Taxa interna de retorno mensal (%)	Tempo de retorno do investimento (meses)
100%	1,06	115
95%	1,00	119
90%	0,93	125
85%	0,87	131
80%	0,80	138
75%	0,72	147
70%	0,57	169
65%	0,39	201
60%	0,18	216

Fonte: Elaboração própria.

A comparação gráfica entre esses casos está mostrada na Figura 5.17. Como se vê, na maior parte dos casos (correspondentes às demandas mais altas), a refinaria modular apresenta um menor tempo de retorno. Esse fato é decorrente principalmente do menor tempo necessário para a partida desse tipo de planta, afinal, como foi visto anteriormente e também se reflete na taxa interna de retorno, as margens de lucro da minirrefinaria são mais apertadas que as da refinaria convencional. A diferença fica ainda mais relevante ao se lembrar que o projeto de grande porte é mais suscetível a atrasos (da ordem de um ano ou mais, como discutido em SILVÉRIO (2018) e apresentado na seção 5.1).

Por outro lado, devido às margens mais apertadas da refinaria modular, se a demanda for significativa e persistentemente menor do que a demanda de projeto, o tempo para retorno do investimento aumentará de forma correspondente, a ponto de, nos casos mais extremos, ficar maior para a minirrefinaria que para a refinaria convencional. Tal risco de descasamento entre demanda e capacidade de oferta, entretanto, tende a ser menor para projetos de implementação mais rápida, ou seja, espera-se que o risco de mercado seja menor para a refinaria modular que para a refinaria convencional.

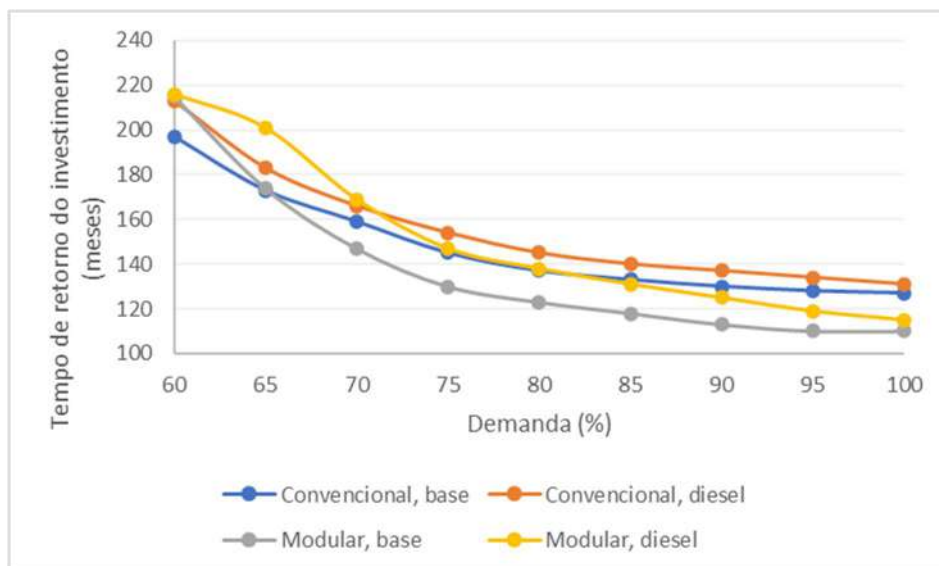


Figura 5.17 - Tempo de retorno do investimento para os diferentes casos simulados. Fonte: Elaboração própria.

5.6 DISCUSSÕES QUALITATIVAS PARA O MERCADO BRASILEIRO

A literatura carece de análises quantitativas e qualitativas de refinarias modulares que pudessem ser comparadas com as aqui realizadas. Quanto às refinarias convencionais, SALES *et al.* (2018), em trabalho mencionado no capítulo 4 da presente tese, apresentam um estudo de caso de uma refinaria no Brasil. Os autores verificaram que cada um dos produtos da refinaria possui um volume ótimo produzido e, portanto, a capacidade da refinaria de operar nas condições ideais afeta sua rentabilidade. Isso está de acordo com as conclusões do presente trabalho, em que o ótimo depende do preço e das condições de mercado e a flexibilidade da planta determina a gama de condições em que ela pode operar. Os autores também estimam o ponto de equilíbrio da refinaria em termos de preço do produto: para a nafta leve, fica em torno de US\$ 162 por m^3 – o valor equivalente da gasolina no presente trabalho é de US\$ 173 por m^3 , dentro dos limites de 7 % de seu valor.

Especialmente a configuração híbrida, onde minirrefinarias modulares se somam às refinarias convencionais, mostra-se extremamente interessante para o Brasil, onde alguns mercados ainda estão deficitários de determinados derivados, porém já contam com uma refinaria convencional, como é o caso da região Nordeste. Entretanto, em

mercados como o Centro-Oeste, que não possuem nenhuma refinaria nem estrutura logística para a distribuição de derivados, módulos de minirrefinarias poderiam solucionar o problema de demanda de forma mais rápida e focada, o que é muito importante em uma situação de risco de mercado futuro uma vez que essas plantas têm menor valor residual, já que podem ser desinstaladas e realocadas para outros mercados, ou mesmo direcionadas para o coprocessamento de biomassa.

As minirrefinarias modulares podem ser utilizadas como solução para o suprimento de curto prazo da demanda brasileira por gasolina, uma vez que esse é o derivado em maior risco na transição energética, e ressaltando-se que uma minirrefinaria é capaz de pagar seu investimento em menor tempo. As minirrefinarias modulares são opções interessantes nas situações de mudanças de mercado.

Um outro ponto que precisa ser pensado é a questão do suprimento de hidrogênio. Ainda que a colocação de uma unidade de geração de hidrogênio modular seja totalmente factível, deve-se avaliar como será suprida a matéria-prima (normalmente gás natural) para esta unidade. No caso de a refinaria modular ser instalada no entorno de outras plantas industriais do tipo, ou em localização de fácil acesso ao gás natural (como na região Sudeste do Brasil), a disponibilidade de matéria-prima tende a ser adequada e o problema desaparece. Por outro lado, no caso de plantas modulares em lugares remotos, naturalmente o projeto deverá levar em consideração a existência ou não deste suprimento e as eventuais dificuldades logísticas de acesso a ele. Algumas formas de contornar o problema incluem alternativas tecnológicas como a produção de hidrogênio via eletrólise da água, com uso de uma fonte de eletricidade baseada em energia renovável, ou mesmo a reforma a vapor de biometano. A decisão de projeto por uma ou outra alternativa depende, entre outras coisas, do projeto exato da refinaria, incluindo seu mercado, sua localização e sua escala.

Outra possibilidade que poderia ser interessante no contexto brasileiro é a construção de minirrefinarias modulares para o coprocessamento de óleo vegetal. O óleo vegetal apresenta complexidade para se trabalhar em grandes escalas, logo, uma minirrefinaria modular que permitisse o coprocessamento dessa matéria-prima em uma unidade de hidrotratamento que a misturasse com gasóleo de petróleo poderia ser utilizada para reduzir a pegada de carbono de uma planta convencional. As plantas

modulares também oferecem a vantagem de poder serem implantadas em locais mais remotos, ou seja, perto da fonte de matéria-prima vegetal. A Figura 5.18 apresenta a distribuição das plantações de soja no Brasil e as localizações de usinas de biodiesel e de processamento do grão, onde se percebe a importância do Centro-Oeste brasileiro no processamento da matéria-prima, que é insumo de 71,4 % de todo biodiesel⁶¹ produzido no Brasil.

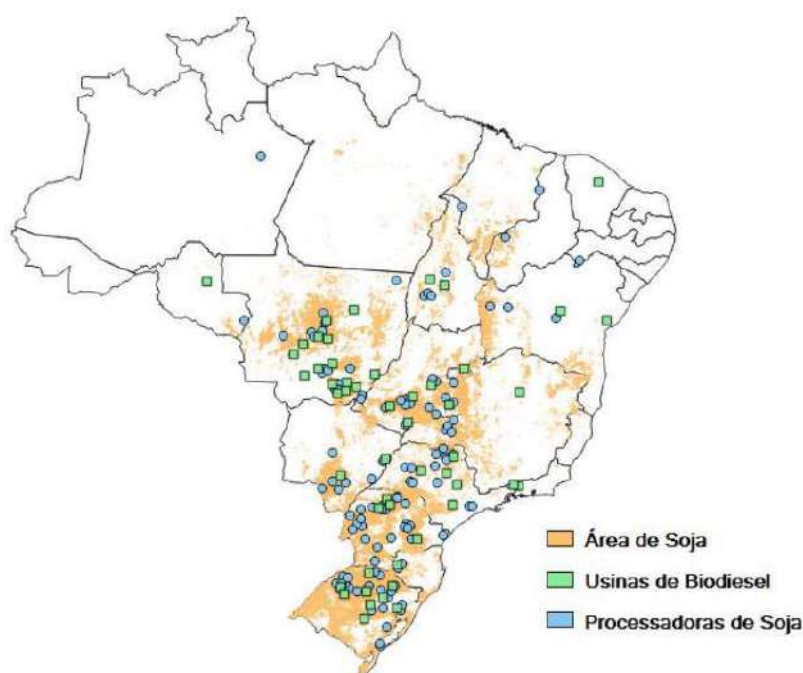


Figura 5.18 - Distribuição do cultivo e processamento de soja, e das usinas de biodiesel no Brasil. Fonte: AMARAL (2019, p. 4).

Entretanto, cabe a discussão sobre o risco de controle de preços de derivados no Brasil⁶², o que poderia afetar a rentabilidade das plantas modulares, considerando que esse tipo de planta provê uma margem ainda mais apertada em comparação às refinarias convencionais. Uma estratégia para lidar com os efeitos de um controle de preços de derivados em uma minirrefinaria modular seria a implantação dessa planta com foco na produção de *bunker* marítimo. Essa seria uma planta de menor

⁶¹ BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário Estatístico 2021 - Dados Abertos**. 30 jul. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3qEAjsK> Acesso em: 13 nov. 2021.

⁶² Fundamentado na Lei nº 9.478/1997, desde janeiro de 2002 vigora no Brasil o regime de liberdade de preços em todos os segmentos do mercado de combustíveis e derivados de petróleo, entretanto, como se viu na introdução da presente tese, diversos estudos identificaram amplas evidências de controle de preços de alguns derivados de petróleo pelo governo brasileiro (ALMEIDA *et al.*, 2015; FATTOUH *et al.*, 2015; HALLACK *et al.*, 2020).

complexidade, necessitando de destilação e possivelmente hidrotratamento, o que proveria uma partida muito rápida e atuaria com um derivado que é precificado internacionalmente, contornando um eventual possível problema do controle de preços por parte do governo brasileiro. Derivados como o *bunker* e o querosene de aviação possuem mercados menores, entretanto são produtos de maior resiliência a longo prazo, dada a sua difícil substituição por produtos de menor pegada de carbono⁶³ (CASSERES, 2018; ROITMAN, 2018; BP, 2021; OCED, 2021).

⁶³ Embora haja espaço para os combustíveis de aviação sustentáveis (SAF, na sigla em inglês), uma vez que nem baterias nem hidrogênio são capazes de entregar a densidade energética necessária para a aviação de longo percurso, os SAF são mais caros do que o combustível de aviação fóssil, e esse custo adicional é uma barreira importante para seu uso mais amplo (ROITMAN, 2018; OCED, 2021). CASSERES (2018) relata a inércia de se substituir o *bunker* por biocombustíveis em função do baixo custo de produção do óleo combustível e de sua alta densidade energética. Os cenários da BP apontam baixa participação dos biocombustíveis para o transporte aéreo e marítimo, em 2050 (BP, 2021).

6 CONCLUSÕES

A presente tese buscou testar a hipótese de que há oportunidade para a implantação de minirrefinarias modulares de petróleo diante das incertezas e riscos de mercado aos quais o segmento de refino de petróleo está exposto no contexto do cenário de transição energética, uma vez que as projeções de demanda de combustíveis fósseis indicam crescimento no curto prazo, porém com queda no longo prazo, fazendo esse estudo relevante e com valor prático na construção de projeções para o desenvolvimento da indústria de petróleo e gás do país.

Por meio de um modelo de otimização simplificado, os desempenhos de refinarias convencionais e de minirrefinarias modulares foram comparados em diferentes cenários e esses podem ser extrapolados para qualquer país com expectativa de demanda crescente de combustível, incertezas para o mercado de combustíveis de longo prazo, problemas de infraestrutura logística e até mesmo tensões políticas na sociedade, tornando a contribuição do presente estudo válida para o planejamento energético em qualquer mercado.

As principais conclusões se baseiam na comparação da sensibilidade do lucro líquido e da margem das minirrefinarias modulares e das refinarias tradicionais no contexto da variação da demanda, dos preços das matérias-primas e dos derivados finais e essas podem se tornar a base para a tomada de novas decisões de investimento.

As simulações do desempenho de refinarias de petróleo hipotéticas realizadas no presente estudo mostraram que, embora plantas em escala convencional tendam a ser mais lucrativas em altos níveis de produção e demanda devido à economia de escala, as refinarias modulares se adaptam mais facilmente a possíveis reduções na sua demanda ao longo do tempo.

Essa flexibilidade de plantas modulares é particularmente vantajosa quando o mercado está sujeito a grandes incertezas de mercado. Unidades modulares operando em paralelo com unidades tradicionais maiores podem tirar vantagem dessa flexibilidade sem comprometer muitas das economias de escala. Ademais, em um

cenário em que a concentração industrial não é aconselhável, como quando o mercado está pulverizado por uma grande área com infraestrutura limitada, um *pool* de unidades modulares pode apresentar uma solução viável para atender à demanda. Essas peculiaridades se aplicam ao Brasil, um país com dimensões continentais e infraestrutura precária em algumas regiões. O Norte e o Centro-Oeste são regiões de grande área e com *déficit* local de produção de derivados fósseis; o Centro-Oeste, em particular, não possui costa marítima e depende basicamente do transporte rodoviário. Políticas de incentivo para atrair refinarias de pequena escala e com implantação modular para áreas remotas seriam aconselháveis, pois melhorariam a segurança energética numa região com essas características. Além disso, dado que uma minirrefinaria modular requer menor tempo de inicialização e menor desembolso de capital, isso implica menor risco para os investidores e para o suprimento energético do país.

Embora o presente trabalho tenha se concentrado em uma análise econômica, alguns dos fundamentos se aplicam também a uma análise ambiental. Em um cenário ideal, as minirrefinarias não teriam a economia de escala e o desempenho de conversão de energia de plantas maiores. Mas, se a variabilidade do mercado (demanda sazonal ou imprevisível) for uma preocupação, a flexibilidade das refinarias modulares pode ser uma maneira inteligente de superar os custos tanto econômicos quanto ambientais de se manter grandes plantas operando durante períodos de baixa demanda.

A introdução de minirrefinarias modulares no Brasil pode ser uma solução interessante para enfrentar o desafio do país de promover a expansão da oferta de energia para sustentar a retomada do crescimento econômico nacional, salvaguardando a segurança energética e preservando o acesso à energia a preços competitivos. Considerando as vantagens desse tipo de refinaria, como sua maior flexibilidade para construção, operação e descomissionamento, o país pode se beneficiar com esse tipo de projeto. A minirrefinaria modular também permite evitar o aprisionamento tecnológico em projetos de conversão de energia fóssil, o que tem maior probabilidade de ocorrer em projetos de maior tempo de maturação.

Tem sido considerado antieconômico construir refinarias de petróleo a partir de unidades relativamente pequenas. Entretanto, esse tipo de consideração não leva em

conta os benefícios econômicos da produção de múltiplas unidades idênticas montadas em *skids* e construídas em fábrica dedicada a esse fim fora do local de instalação da refinaria. Além de se beneficiar da mão de obra dedicada do fabricante das unidades modulares, a construção e montagem em *skids* facilita o transporte, especialmente em locais de acesso difícil ou infraestrutura inadequada – contornando, assim dificuldades inerentes à instalação de unidades grandes nesses lugares. Isso possibilitaria não só a redução de custos, mas também a redução de prazo ao reduzir ou simplificar as obras a serem realizadas no local da refinaria. Por outro lado, essa filosofia de construção de uma planta composta de unidades modulares pré-construídas alhures traz consigo uma possível nova dinâmica de transferência de tecnologia.

Outro aspecto interessante está relacionado à flexibilização da capacidade da planta. Como a refinaria modular pode ser construída por unidades idênticas em paralelo, ela está mais bem preparada para atender a alterações na demanda que unidades maiores. Isso é válido tanto quando se deseja uma diversificação da produção, como para atender à demanda por diferentes produtos de nicho ou para responder a contingências e mudanças de cenário que afetem a demanda de forma negativa, uma vez que o crescimento da demanda até certo nível pode ser atendido pela estocagem da refinaria, mas uma queda brusca faria com que refinaria operasse fora do fator de utilização ideal, comprometendo sua margem.

Pequenas unidades de produção têm várias vantagens sobre grandes instalações em mercados novos ou em desenvolvimento. Construir plantas pequenas é economicamente menos arriscado do que construir uma planta grande. O tempo entre o investimento inicial e a geração de receita é mais curto em uma planta de pequena escala. Essa estratégia, conforme se percebeu, pode ser vantajosa quando o volume geral do mercado é incerto. Outro ponto de extrema importância é que unidades operacionais adicionais podem ser implantadas gradualmente ao longo do tempo para atender à uma demanda crescente.

O caso de plantas modulares de pequena escala pode ser extremamente interessante quando são considerados os benefícios potenciais de redução de risco, cronograma reduzido, menor investimento de capital e flexibilidade geral da operação. A base da vantagem competitiva empresarial está cada vez mais mudando de escala

para agilidade – para ter a capacidade de se adaptar rapidamente às mudanças nas mais diversas condições. De certa forma, esse é o argumento mais poderoso para a abordagem modular para sistemas de energia que enfrentam um momento de transição energética.

A fim de sintetizar os conhecimentos produzidos na presente tese, são listadas diversas situações que podem acontecer a um projeto *greenfield* e indicadas algumas possibilidades de decisões:

- (i) demanda menor do que a demanda projetada;
- (ii) demanda em locais de difícil acesso e pouca infraestrutura;
- (iii) maior demanda no curto prazo, com queda acentuada no longo prazo;
- (iv) transferência de demanda de um mercado para outro;
- (v) demanda com forte oscilação sazonal.

Para os casos (i) e (ii), recomenda-se a instalação de minirrefinarias modulares ou um *pool* dessas unidades. Para o caso (iii) uma refinaria híbrida tende a se apresentar mais vantajosa, podendo-se parar o processamento de unidades à medida que a queda se acentua e mesmo realocar unidades em outros mercados. Para o caso (iv) deve ser analisado tanto a construção de um *pool* de minirrefinarias modulares com sua futura transferência para outro mercado quanto a construção de infraestrutura logística para a transferência de produtos. A demanda inicial e o quanto dessa demanda tem previsão de migração indicará a melhor decisão de projeto. E para o caso (v) também deverá ser analisada a projeção de demanda inicial para que se avalie entre uma planta híbrida, um *pool* de unidades modulares ou o método tradicional que é a estocagem em uma planta convencional para minimizar as perdas de margens.

Conforme foi levantado no presente estudo, existe tecnologia disponível para a implantação de minirrefinarias modulares no mercado brasileiro, bem como múltiplos fornecedores, o que faz a decisão de modularização possível. Como anteriormente mencionado, o Brasil possui atualmente a previsão de instalação de seis minirrefinarias, sendo que cinco serão implantadas pelo fornecedor estadunidense Oil Group Investimentos, que abriu filial no Brasil. Uma das plantas, a SSOil Energy, recebeu em outubro de 2021 a aprovação da APN para a operação da planta.

Sobre as lacunas do presente estudo, não foram detalhados esquemas de refino mais complexos e tecnologias inovadoras para o refino de petróleo, algumas das quais listadas nesse estudo em patentes associadas a minirrefinarias modulares.

Tampouco foram estudados os eventuais impactos de alternativas tecnológicas de intensificação de processo e de coprocessamento. Aponta-se que seria interessante avaliar os impactos ambientais esperados da operação de minirrefinarias modulares de petróleo, considerando que são esperados desempenhos de conversão de energia menores nesse tipo de planta em comparação com refinarias convencionais para uma mesma tecnologia de equipamento. No aspecto logístico, considerando-se um projeto para região mais remota (como o Centro-Oeste brasileiro), caberia uma análise da viabilidade do transporte dos módulos até o local de implantação. Por fim, também não foi feita uma análise fina do comportamento do preço dos derivados em função do preço do óleo.

Ademais, ainda como recomendação de estudos futuros, seria de grande interesse científico estudar diferentes esquemas de refino discutindo-se a intensificação de processos. Em que medida processos que levam à integração energética entre equipamentos e que podem permitir a miniaturização sem comprometer a viabilidade econômica poderiam ser implementados em plantas modulares? Seria muito interessante investigar diferentes tipos de tecnológicas inovadoras que poderiam ser introduzidas nos projetos de minirrefinarias modulares.

Outra possibilidade de estudo futuro seria uma abordagem probabilística da modelagem e da otimização, onde se avaliaria a probabilidade de se ter diferentes contextos de preços e diferentes contextos de mercado. Por hipótese, diante dos resultados da abordagem determinística dessa tese, espera-se que, embora o retorno esperado pela implantação de minirrefinarias modulares tenda a ser menor que o retorno esperado pela implantação de refinarias convencionais de grande porte, o número de casos em que a minirrefinaria modular captura mais valor que a convencional pode ser maior. A abordagem probabilística responderia essa questão, importante para a tomada de decisão de investidores com aversão ao risco, podendo-se optar pela frequência de sucessos e não pelo valor esperado.

Uma última recomendação é o estudo da possível implantação de minirrefinarias modulares para o coprocessamento de biomassa, uma vez que esse tipo de matéria-prima requer menor escala que a matéria-prima fóssil e geralmente está localizada em áreas rurais, longe dos portos e de maior infraestrutura. A vantagem das minirrefinarias modulares em termos de menor barreira a saída, de poder ser relocada e de ter menor escala permite que ela tenha menores desafios no coprocessamento de biomassa que uma refinaria convencional.

7 REFERÊNCIAS

- ABDUL-MANAN, Amir F. N.; ARFAJ, Abdullah; BABIKER, Hassan. Oil refining in a CO₂ constrained world: Effects of carbon pricing on refineries globally. **Energy**, v. 121, p. 264-275, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.01.046>
- ABDULRAHMAN, Ibrahim; MÁŠA, Vítězslav; TENG, Sin Yong. Process intensification in the oil and gas industry: a technological framework. **Chemical Engineering and Processing - Process Intensification**, v. 19, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.cep.2020.108208>
- ABUDU, Hermas; SAI, Rockson. Examining prospects and challenges of Ghana's petroleum industry: A systematic review. **Energy Reports**, v. 6, p. 841-858, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.04.009>
- ADDEH, Emmanuel. FG: Modular Refineries Key to Nigeria's Energy Sufficiency Target. **This Day**, 16 set. 2020. Disponível em: <https://bit.ly/3cr6VNv> Acesso em: 21 set. 2020.
- AIPCC. AIPCC Energy Ltd. **Modular Refineries**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3kMsMBS> Acesso em: 15 nov. 2021.
- ALMEIDA, Edmar Luis Fagundes; OLIVEIRA, Patrícia Vargas; LOSEKANN, Luciano. Impactos da contenção dos preços de combustíveis no Brasil e opções de mecanismos de precificação. **Revista de Economia Política**, v. 35, n. 3, p. 531-556, 2015. <https://doi.org/10.1590/0101-31572015v35n03a09>
- AMARAL, Daniel Furlan. **Soja e biodiesel no Brasil: conjuntura e perspectivas**. Apresentação no VII Congresso da Rede Brasileira de Tecnologia e Inovação de Biodiesel, 05 nov. 2019. Disponível em: <https://bit.ly/3ooJ9Z6> Acesso em: 13 nov. 2021.
- AMERISOURCE ENERGY. Responsible Energy. **Modular Refineries**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/2FUct2H> Acesso em: 15 nov. 2021.
- ANDREWS, Anthony *et al.* Small refineries and oil field processors: opportunities and challenges. **Congressional Research Service**. 2014. Disponível em: <http://bit.ly/2GsKOJY> Acesso em: 13 set. 2017.
- APG. Almoner Petroleum and Gas Limited. **Modular refineries**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3oyD7VN> Acesso em: 15 nov. 2021.
- BARROS, Marisa Maia. **Análise da flexibilidade do refino de petróleo para lidar com choques de demanda de gasolina no Brasil**. 2014. 160 f. Tese (Doutorado em

Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

- BARROS, Marisa Maia; SZKLO, Alexandre Salem. Petroleum refining flexibility and cost to address the risk of ethanol supply disruptions: the case of Brazil. **Renewable Energy**, v. 77, p. 20-31, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.081>
- BEALE, Henry B. R. *et al.* Cost-effective regulation by EPA and small business impacts. **Microeconomic Applications**. Report prepared for the US SBA. Washington, D.C. 1993.
- BERRY, Allen L.; LUHAN, Kenneth J. **Module supply chain**. WO 2010/040048 A1, 02 out. 2008, 08 abr. 2010.
- BIONDI, Caio Oliveira. **Modelagem e otimização do planejamento da produção de uma refinaria de petróleo**. 2016. 109 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Faculdade de Engenharia Química, Universidade Estadual de Campinas, 2016.
- BODINGTON, C. E.; BAKER, T. E. A history of mathematical programming in the petroleum industry. **Journal on Applied Analytics**, v. 20, n. 4, p. 117-127, 1990. <https://doi.org/10.1287/inte.20.4.117>
- BOSCO, Flávio. Parque de refino nacional: construído para processar óleos mais leves. **Revista Petro & Química**, v. 40, n. 240, ago. 2002.
- BP. **Energy Outlook 2020**. 2020a. Disponível em: <https://on.bp.com/304M3ti> Acesso em: 22 ago. 2021.
- BP. **Energy Outlook 2020. Insights from the Rapid, Net Zero and Business-as-usual scenarios – Brazil**. 2020b. Disponível em: <https://on.bp.com/3mT2Zfu> Acesso em: 22 ago. 2021.
- BP. **Statistical Review of World Energy 2020**, 69 ed., 2020c. Disponível em: <https://on.bp.com/33LUoBA>. Acesso em: 09 out. 2020.
- BP. **Statistical Review of World Energy 2021**. 70 ed. Disponível em: <https://on.bp.com/2YD9vNr> Acesso em: 20 set. 2021.
- BRAHMS. Brahms Oil Refineries. **Modular Refineries**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/338TjtQ> Acesso em: 15 nov. 2021.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP Nº 50, de 23 dez. 2013**. 2013. Disponível em: <https://bit.ly/306QUY2> Acesso em: 24 set. 2020.

- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário Estatístico Brasileiro 2019**. 2019a. Disponível em: <https://bit.ly/2YIjLEc> Acesso em: 09 out. 2020.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Idosos indicam caminhos para uma melhor idade**. 2019b. Disponível em: <https://bit.ly/3iPNr6O> Acesso em: 09 out. 2020.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Perspectivas de implantação de refinarias de pequeno porte no Brasil**. Nota Técnica DPG-SPT nº 01/2021. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2019c. Disponível em: <https://bit.ly/3bRL42u> Acesso em 09 jan. 2021.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Projeção de preços internacionais de petróleo e derivados: 2020 – 2030**. Nota Técnica. Brasília: MME/EPE, 2020a. Disponível em: <https://bit.ly/3iNahPg> Acesso em: 10 out. 2021.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano decimal de expansão de energia 2029**. Brasília: MME/EPE, 2020b. Disponível em: <https://bit.ly/3jdcodk>. Acesso em: 15 jun. 2020b.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Impactos da pandemia de Covid-19 no mercado brasileiro de combustíveis**. Nota Técnica. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2020c. Disponível em: <https://bit.ly/2YQLuTy> Acesso em: 10 out. 2021.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa Brasileira de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2020**. 2020d. Disponível em: <https://bit.ly/3jVc1o4>. Acesso em: 12 out. 2020.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa Brasileira de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2021**. 2021a. Disponível em: <https://bit.ly/3wCyBZX>. Acesso em: 11 nov. 2021.
- BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Dados estatísticos, 05 out. 2021**. 2021b. Brasília: MME/EPE, 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3iZKh3e> Acesso em: 13 out. 2021.
- BRASIL ENERGIA. Os investimentos no refino entre 2007 e 2011. **Brasil Energia**, 01 jul. 2007. Disponível em: <https://bit.ly/3luqef3> Acesso em: 10 out. 2021.
- BRASIL ENERGIA. Comperj será replanejado. **Brasil Energia**, 27 abr. 2015. Disponível em: <https://bit.ly/3kwYzZZ> Acesso em: 10 out. 2021.
- BRELSFORD, Robert. Indonesia due refinery by yearend 2020. **Oil&Gas Journal**. 12 fev. 2018. Disponível em: <https://bit.ly/3kUSiVY> Acesso em: 15 nov. 2021.

- BRELSFORD, Robert. Liberia gears up for commissioning of new refinery. **Oil&Gas Journal**. 25 mar. 2020a. Disponível em: <https://bit.ly/3czbi9v> Acesso em: 15 nov. 2021.
- BRELSFORD, Robert. Waltersmith nears startup of Nigerian modular refinery. **Oil&Gas Journal**. 04 mar. 2020b. Disponível em: <https://bit.ly/2EhaxFO> Acesso em: 15 nov. 2021.
- CAETANI, Alberto Pavlick; FERREIRA, Luciano, BORENSTEIN, Denis. Development of an integrated decision-making method for an oil refinery restructuring in Brazil. **Energy**, v. 111, p.197-210, set. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.084>
- CALLEGARI, Camila Ludovique. **Sobrecustos e atrasos de megaprojetos de energia: quando o maior é pior**. 2017. 182 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.
- CARBON TRACKER. **Unburnable carbon 2013: wasted capital and stranded assets**. 2013. Disponível em: <https://bit.ly/30fopue> Acesso em: 11 nov. 2021
- CARBON TRACKER. **Decline and fall: the size & vulnerability of the fossil fuel system**. 2020. Disponível em: <https://bit.ly/3C3elwI> Acesso em 11 nov. 2021.
- CARREGOSA, Laís. UPGNs: porta de entrada ou gargalo? **Brasil Energia**, 22 maio 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3BunLXr> Acesso em: 10 out. 2021.
- CASSERES, Eduardo Miranda Müller Drumond. **Potencial de mitigação das emissões de CO₂ do transporte marítimo internacional: uma análise baseada em cenários para o caso dos navios-tanque de petróleo bruto**. 2018. 185 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.
- CASTAÑEDA, Luis Carlos; MUÑOZ, José Antonio D.; ANCHEYTA, Jorge. Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oil. **Catalysis Today**, 220–222, p. 248–273, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2013.05.016>
- CASTELO BRANCO, Davi Alves; GOMES, Gabriel Lourenço; SZKLO, Alexandre Salem. Challenges and technological opportunities for the oil refining industry: a Brazilian refinery case. **Energy Policy**, v. 38, n. 6, p. 3098-3105, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.01.050>
- CENAM ENERGY Partners: oil & energy entrepreneurs. **The case for modular mini-refineries**. 08 jun. 2012. Disponível em: <http://bit.ly/2pB8P6d> Acesso em: 23 jan. 2017

- CHEMEX GLOBAL. **Modular Fabrication**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/345pi6S>
Acesso em: 15 nov. 2021.
- CHEMEX MODULAR. **Modular Crude Oil Refineries**. Disponível em:
<http://bit.ly/2pA0gt8> Acesso em: 25 out. 2015.
- CHIYODA CORPORATION. **Key projects. Modules**. 2021. Disponível em:
<https://bit.ly/3Fhnadb> Acesso em: 15 nov. 2021.
- COELHO, José Mauro Ferreira. **Modelagem para auxílio à seleção de alternativas de valorização de excedentes de petróleo no Brasil**. 2015. 203 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.
- COMPASS. **CAPEX & OPEX refinery cost per barrel a day benchmarks total installed engineering, procurement & construction (EPC) 2018 cost basis**. 2018. Disponível em: <https://bit.ly/3r2tmSL> Acesso em 13 jul. 2019.
- CRAIG, Jonathan *et al.* **History of the European oil and gas industry**. London: Geological Society, 2018.
- DEGIRMENCI, Kenan; BREITNER, Michael H. Consumer purchase intentions for electric vehicles: Is green more important than price and range? **Transportation Research Part D**, v. 51, p. 250-260, 2017. <http://dx.doi.org/10.1016/j.trd.2017.01.001>
- DELGADO-AGUILAR, Miriam, VALVERDE-SOM, Lucia, CUADROS-RODRÍGUEZ, Luis. Solver, an Excel application to solve the difficulty in applying different univariate linear regression methods. **Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems**, v. 178, p. 39–46, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.chemolab.2018.04.018>
- DOLINSKII, S. E.; CHIZHEVSKAYA, T. A.; NIKIFOROV, D. A. Combined modular unit for hydrotreating diesel fuel with output of 50 to 500,000 tons/year with a hydrogen production block. **Chemistry and Technology of Fuels and Oils**, v. 46, n. 1, p. 22-24, 2010. <https://doi.org/10.1007/s10553-010-0178-7>
- DUNCAN, James W.; KNOX, Lawner L. **Overland petroleum processor**. US4983259, 04 jan. 1988, 08 jan. 1991.
- DUQUE, Marcelo Archer. **O futuro da indústria do refino europeu à luz do conflito entre soberania energética e política climática**. 2017. 225 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2017.
- EBIRI, K.; OKERE, R. Igwebueze: Cost of importing fuel in 30 days will build 10 modular refineries. **Sunday Magazine**, 30 jul. 2017. Disponível em: <https://bit.ly/3ePv9Uv>. Acesso em: 15 set. 2017.

- EGUES, Ana Luísa. Oil Group e Porto do Açu fecham acordo. **Brasil Energia**, 23 maio 2020a. Disponível em: <https://bit.ly/2RdpwGV>. Acesso em 11 jul. 2020.
- EGUES, Ana Luísa. Demanda mundial por petróleo em queda. **Brasil Energia**, 14 set. 2020b. Disponível em: <https://bit.ly/2RVhAqe> Acesso: em 15 set. 2020.
- EIA – U.S. Energy Information Administration. Petroleum & other liquids. **Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products**. 2020a. Disponível em: <https://bit.ly/36O2RGr>. Acesso em: 09 out. 2020.
- EIA – U.S. Energy Information Administration. **Short-Term Energy Outlook**. 2020b. Disponível em: <https://bit.ly/2SJRQ0B>. Acesso em: 09 out. 2020.
- EIA – U.S. Energy Information Administration. For most of 2020, China's refineries processed more crude oil than U. S. refineries. **Today in Energy**, 25 mar. 2021. 2021a. Disponível em: <https://bit.ly/3kdrSRr> Acesso em: 13 set. 2021.
- EIA – U.S. Energy Information Administration. **Background Reference: Iran**. 16 jul. 2021. 2021b. Disponível em: <https://bit.ly/3GXtdVU> Acesso em 06 nov. 2021.
- EVALUATE ENERGY. Global oil, gas and renewables data. GeoLOGIC systems Ltd. 2021. Disponível em: www.evaluateenergy.com Acesso: 11 set. 2021.
- EY. **Spotlight on oil and gas megaprojects**. Oil and gas capital projects series. 2014. Disponível em: <https://go.ey.com/2Ijl8e7> Acesso em: 13 set. 2017.
- FAHIM, Mohamed A.; ALSAHAF, Taher A.; ELKILANI, Amal. **Fundamentals of Petroleum Refining**. Oxford: Elsevier, 2010.
- FANTINE, José; ALVIM, Carlos Feu. O petróleo e gás: o papel do Estado. **Economia & Energia**, v. 12, n. 68, 2008. Disponível em: <https://bit.ly/33mp3Yk> Acesso em: 11 jan. 2022.
- FARAH, Marco Antônio. **Petróleo e seus derivados**: definição, constituição, aplicação, especificações e características de qualidade. Rio de Janeiro: LTC, 2012.
- FATTOUH, Bassam; OLIVEIRA, Carolina Santos; SEN, Anupama. **Gasoline and diesel pricing reforms in the BRIC countries: a comparison of policy and outcomes**. The Oxford Institute for Energy Studies. 2015. Disponível em: <https://bit.ly/3CZ5GI4> Acesso em: 08 nov. 2021.
- FERNÁNDEZ Y FERNÁNDEZ, E.; PEDROSA JÚNIOR, O. A.; PINHO, A. C. **Dicionário do petróleo em língua portuguesa**. Rio de Janeiro: Lexikon, 2009.
- FOCUS on aromatics in automotive fuels specifications (The). **CONCAWE Review**, v. 11, n. 2, 2002. Disponível em: <https://bit.ly/3HyO6Hc> Acesso em: 17 nov. 2021.

- FORTUNY, Montserrat *et al.* Principais aplicações das micro-ondas na produção e refino de petróleo. **Química Nova**, São Paulo, v.31, n.6, p. 1553-1561, 2008. <https://doi.org/10.1590/S0100-40422008000600046>
- GEELS, Frank W. The dynamics of transitions in socio-technical systems: A multi-level analysis of the transition pathway from horse-drawn carriages to automobiles (1860–1930). **Technology Analysis & Strategic Management**, v. 17, n. 4, p. 445-476, 2005. <https://doi.org/10.1080/09537320500357319>
- GEELS, Frank W. A socio-technical analysis of low-carbon transitions: introducing the multi-level perspective into transport studies. **Journal of Transport Geography**, v. 24, p. 471-482, 2012. <https://doi.org/10.1016/j.jtrangeo.2012.01.021>
- GEORGE, Libby; PAYENE, Julia; ZHDANNIKOV, Dmitry. Nigeria's Dangote in talks with traders for oil refinery loan. **Reuters**, 18 set. 2021. Disponível em: <https://reut.rs/3iOvYP2> Acesso em: 02 out. 2021.
- GHANAWEB. Takoradi to get new \$4bn oil refinery. **GhanaWeb**, 01 fev. 2018. Disponível em: <https://bit.ly/2YExQTu> Acesso em: 02 out. 2021.
- GNA. New Oil Refinery for Takoradi. **Modern Ghana**, 08 mar. 2005. Disponível em: <https://bit.ly/3AwfYXM> Acesso em: 02 out. 2021.
- GOLETZ, Mirko; FEIGE, Irene; HEINRICHS, Dirk. What drives mobility trends: results from case studies in Paris, Santiago de Chile, Singapore and Vienna. **Transportation Research Procedia**, v. 13, p. 49-60, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.trpro.2016.05.006>
- GOMES, Gabriel Lourenço. **Análise da integração refino-petroquímica - oportunidades econômicas, estratégicas e ambientais**. 2011. 284 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.
- GOMES, Pedro Aguiar. **Avaliação das oportunidades do gás natural liquefeito em pequena escala no Brasil sob as perspectivas do produtor, transportador e do consumidor**. 2018. 177 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.
- GONÇALVES, Otávio Grassi; MERCEDES, Sônia Seger Pereira; SANTI, Auxiliadora Maria Moura. Considerações sobre o fator de utilização do parque de refino brasileiro e as importações e exportações de petróleo e derivados – 2000 a 2018. **Revista Tecnologia e Sociedade**, v. 15, n. 37, p. 635-652, 2019.
- GRANT, Robert M.; CIBIN, Renato. Strategy, structure and market turbulence: The international oil majors, 1970–1991. **Scandinavian Journal of Management**, v. 12, n. 2, p.165-188, 1996. [https://doi.org/10.1016/0956-5221\(95\)00031-3](https://doi.org/10.1016/0956-5221(95)00031-3)

- GUEDES, Fernanda Pires Domingues Cardoso. **A multi-regional optimization model for the Brazilian oil refining industry**. 2019. 266 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.
- GUPTA, Aparna. **Risk management and simulation**. Boca Raton: CRC, 2014.
- HAN, Jeongwood *et al.* A comparative assessment of resource efficiency in petroleum refining. **Fuel**, v. 157, p. 292-298, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.03.038>
- HENAN HUANYU PETROCHEMICAL EQUIPMENT TECHNOLOGY. ZHIPENG, LI *et al.* **Modular refinery production device**. CN109233894, 21 nov. 2018, 18 jan. 2019.
- HALL, Charles *et al.* Hydrocarbons and the evolution of human culture. **Nature**, v. 426, p. 318–322, 2003. <https://doi.org/10.1038/nature02130>
- HALLACK, Larissa Nogueira; KAUFMANN, Robert; SZKLO, Alexandre Salem. Price discovery in Brazil: causal relations among prices for crude oil, ethanol, and gasoline. **Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy**, v. 15, n. 4, p. 2030-251, 2020. <https://doi.org/10.1080/15567249.2020.1780346>
- HONEYWELL. Vietnam's PV Gas Selects Honeywell Modular Gas Processing Plant and Automation To Produce Liquefied Petroleum Gas (LPG). **Honeywell**. 05 nov. 2015. Disponível em: <https://bit.ly/36a682j> Acesso em: 15 nov. 2021.
- HONEYWELL INC. GALLOWAY, Douglas B.; HOLT, Randall E.; BULLEN, Patrick J. **Catalytic alloy hydrogen sensor apparatus and process**. US2008/0154433 A1, 20 dez. 2006, 26 jun. 2008.
- HONEYWELL UOP. Refining. **Modular Refinery**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3cHf5l1> Acesso em: 15 nov. 2021.
- HONEYWELL UOP LLC. GAUTAM, Rajeev; KEESOM, William H.; TOWLER, Gavin P. **Hydrocracking process for fabricating jet fuel from diesel fuel**. US2009/0159494 A1, 30 jan. 2008, 25 jun. 2009.
- HONEYWELL hydrogen technology selected for largest petrochemical project in China. **Hydrocarbon Processing**, 12 mar. 2020. Disponível em: <https://bit.ly/3l4ZXBC> Acesso em 21 jun. 2020.
- IEA. International Energy Agency. **World Energy Outlook 2000**. Paris: IEA. 2000. Disponível em: <https://bit.ly/3zJdh6y> Acesso em: 11 jan. 2022.
- IEA. International Energy Agency. **World Energy Outlook 2017**. Paris: IEA. 2017. Disponível em: <https://bit.ly/3ByHcyC> Acesso em: 09 dez. 2020.

- IEA. International Energy Agency. **Germany 2020: energy policy review**. 2020a. Disponível em: <https://bit.ly/3oR89dc> Acesso em: 02 out. 2021.
- IEA. International Energy Agency. **Key World Energy Statistics 2020**. 2020b. Disponível em: <https://bit.ly/3Bu0OE0> Acesso em: 06 out. 2021.
- IEA. International Energy Agency. **World Energy Outlook 2020**. Paris: IEA, 2020c.
- IEA. International Energy Agency. **Global EV Outlook 2020: Entering the decade of electric drive?** 2020d. Disponível em: <https://bit.ly/36XQXcU> Acesso em: 12 out. 2020.
- IEA. International Energy Administration. **Net Zero by 2050: A roadmap for the global energy sector**. Special Report, 2021a. Disponível em: <https://bit.ly/3ar3ztG> Acesso em: 22 ago. 2021.
- IEA. International Energy Agency. **World Energy Outlook 2021**. Paris: IEA, 2021b.
- IHETU, Godswill. Much ado about modular refineries. **Independent**, 28 mar. 2018. Disponível em: <https://bit.ly/2CwPtsU> Acesso em: 3 abr. 2018.
- IVBAZE, Osazua. Modular refineries will minimise oil theft. **The Nigerian Observer**, 12 set. 2015. Disponível em: <https://bit.ly/2tnyKym> Acesso em: 14 jun. 2017.
- IZUORA, Chika. Nigeria: Govt Lauds Waltersmith, NCDMB On 5000 Barrels a Day Modular Refinery. **All Africa**, 17 set. 2020. Disponível em: <https://bit.ly/362cqBe> Acesso em: 21 set. 2020.
- JACOBS. **Modular Shop**. 2018. Disponível em: <https://bit.ly/3kOhWeT> Acesso em: 15 nov. 2021.
- JOSHI, Jignesh M.; DALEI, Narendra N.; MEHTA, Pratik. Estimation of gross refining margin of Indian petroleum refineries using Driscoll-Kraay standard error estimator. **Energy Policy**, v. 150, mar., 2021. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112148>
- KANABOSHI, Haruo *et al.* Cost-efficient measures in the oil refinery and petrochemical sectors for the reduction of CO2 emissions under the Paris Agreement and air pollution under the MARPOL Convention. **Energy and Climate Change**, v. 2, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2021.100027>
- KARAVALAKIS, Georgios *et al.* Evaluating the Effects of Aromatics Content in Gasoline on Gaseous and Particulate Matter Emissions from SI-PFI and SIDI Vehicles. **Environmental Science & Technology**, v. 49, n. 11, 2015. <https://doi.org/10.1021/es5061726>

- KELLY, Christopher. Expert: huge opportunities for mini refineries. **Oil&Gas Middle East**. 30 abr. 2015. Disponível em: <https://bit.ly/36cCB8c> Acesso em 15 nov. 2021.
- KEMP, Alexander G. Petroleum policy issues in developing countries. **Energy Policy**, v. 20, n. 2, p. 104-115, 1992. [https://doi.org/10.1016/0301-4215\(92\)90104-A](https://doi.org/10.1016/0301-4215(92)90104-A)
- KEYßER, Lorenz T.; LENZEN, Manfred. 1.5 °C degrowth scenarios suggest the need for new mitigation pathways. **Nature Communication**, v. 12, n. 2676, 2021. <https://doi.org/10.1038/s41467-021-22884-9>
- KURAF MUHENDISLIK. Industrial Plants Contracting and Engineering. **Modular Oil Refineries**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3cydGNI> Acesso em: 15 nov. 2021.
- LEBLANC, Ralph W.; BINGHAM, Robert M. **Diesel fuel cracking unit**. US5316743, 28 set. 1992, 31 maio 1994.
- LEDCOR GROUP. **Fabrication and Module Assembly Services**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3cz0xUu> Acesso em: 15 nov. 2021.
- LLOYD, Neil. The structural impact of the small refiner bias: an econometric analysis. **Journal of Policy Modeling**, v. 12, n. 1, p. 129-137, 1990. [https://doi.org/10.1016/0161-8938\(90\)90022-7](https://doi.org/10.1016/0161-8938(90)90022-7)
- LOURENÇO, Jose J. P.; MURPHY, John Gordon. **Upgrading heavy oil with modular units**. US2011/0162999A1, 07 jan. 2010, 07 jul. 2011.
- LUTSEY, Nic. Global climate change mitigation potential from a transition to electric vehicles. **ICCT**, 2 dez. 2015. Disponível em: <https://bit.ly/3oOmpAU> Acesso em: 30 out. 2020.
- M3W Fuel Corporation. **Micro-refinery**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/30pfDuh> Acesso em: 15 nov. 2021.
- MACHADO, Eduardo Luiz. **Economia de baixo carbono**: avaliação de impactos de restrições e perspectivas tecnológicas. São Paulo: USP, 2012. Disponível em: <http://bit.ly/2DMYl8Z> Acesso em: 13 ago. 2017.
- MALAQUIAS, Augusto César Teixeira *et al.* The misleading total replacement of internal combustion engines by electric motors and a study of the Brazilian ethanol importance for the sustainable future of mobility: a review. **Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering**, v. 41, 567, 2019. <https://doi.org/10.1007/s40430-019-2076-1>
- MAMA, Chijioke K. Investors' questions on mini-refining opportunities in Nigeria. **BusinessDay**, 10 jun. 2015. Disponível em: <http://bit.ly/2ufNTan> Acesso em: 23 ago. 2015.

- MANDEL, Richard. Constructing refineries, one module at a time. **Welding Magazine**, p. 20-23, 2007.
- MARIANO, Jaqueline Barboza. **Impactos ambientais do refino de petróleo**. 2001. 289 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.
- MCDERMOTT. **Modular Construction**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3i57OMP> Acesso em: 15 nov. 2021.
- MCGLADE, Christophe; EKINS, Paul. The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C. **Nature**, v. 517, n. 187, 2015.
- MCMANUS, Calvin J.; UPTON, Francis J. **Process for constructing a petroleum refinery**. US3274745, 02 jul. 1962, 27 set. 1966.
- MAPLES, Robert E. **Petroleum refinery process economics**. 2 ed. Tulsa: PennWell, 2000.
- MEIDAN, Michael. China's independent refineries: a new force shaping global oil markets. Energy Insight: 12. **The Oxford Institute for Energy Studies**, maio, 2017. Disponível em: <https://bit.ly/3nqWI01> Acesso em: 17 nov. 2021.
- MENDES, André Pompeo do Amaral *et al.* Mercado de refino de petróleo no Brasil. **BNDES**, v. 24, n. 48, p. 7-44, set. 2018.
- MERROW, Eduard W. **Industrial Megaprojects: concepts, strategies and practices for success**. Hoboken, New Jersey: Wiley, 2011.
- MEYERS, Robert A. **Handbook of petroleum refining processes**. 3ª ed. New York: McGraw -Hill, 2004.
- MIKAYILOV, Jeyhun I.; JOUTZ, Frederick L.; HASANOV, Fakhri J. Gasoline demand in Saudi Arabia: are the price and income elasticities constant? **Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy**, v. 15, n. 4, p. 211-229, 2020. <https://doi.org/10.1080/15567249.2020.1775325>
- MONTENEGRO, João. RNEST já custou mais de US\$ 18 bilhões. **Brasil Energia**, 16 ago. 2019. Disponível em: <https://bit.ly/3apyoyT> Acesso em: 10 out. 2021.
- MORO, Lincoln F. L.; PINTO, José M. Mixed-integer programming approach for short-term crude oil scheduling. **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v. 43, n. 1, p. 85-94, 2004. <https://doi.org/10.1021/ie030348d>
- OECD. **Economic Surveys: Brazil**, 2018. Disponível em: <https://bit.ly/36W4fGY>. Acesso em: 12 out. 2020.

- OHARA, Amanda Paiva. **Possíveis destinos para o excedente do petróleo brasileiro: um estudo sobre o mercado chinês**. 2014. 129 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.
- OIL GROUP. **Mini Plants and Modular Refineries**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3i57hdN> Acesso em: 15 nov. 2021.
- ONYEDIKA-UGOEZE, Nkechi. Modular refineries will stop fuel importation, reduce price, says FG. **The Guardian**, 17 set. 2020. Disponível em: <https://bit.ly/3mLkiNp> Acesso em: 21 set. 2020.
- OPEC. **Monthly Oil Market Report. 13 out. 2021**. 2021b. Disponível em: <https://bit.ly/31ENek6> Acesso em: 07 nov. 2021.
- OPEC. **World Oil Outlook 2045**. 2021a. Disponível em: <https://bit.ly/3wwqo9v> Acesso em: 09 nov. 2021.
- ORIENTAL NICCO. **Mini Refinery Plant**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3mPqcNo> Acesso em: 15 nov. 2021.
- PALMA, Vincenzo *et al.* Membrane reactor technology and catalysis for intensified hydrogen production. In: IULIANELLI, Adolfo; BASILE, Angelo (ed.). **Current Trends and Future Developments on (Bio-) Membranes**. Oxford: Elsevier, p. 121-140, 2020. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817384-8.00006-6>
- PEIYANG CHEMICAL. **Modular Refinery**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3jbeNoX> Acesso em: 15 nov. 2021.
- PERISSÉ, Juarez Barbosa. **Evolução do refino de petróleo no Brasil**. 2007. 160 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Instituto de Química, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 2007.
- PERISSÉ, Juarez Barbosa; ODDONE, Maria Regina Rezende. O impacto das unidades de coqueamento retardado no futuro esquema de refino da Petrobras. In: RIO OIL AND GAS EXPO CONFERENCE, 2006, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: IBP, 2006. IBP 1453.
- PETROBRAS. **Programa fundo do barril**. Relatório Técnico. Rio de Janeiro: PETROBRAS/DEPIN/DIREP, 1982.
- PINTO, José M., JOLY, M., MORO, Lincoln Fernando Lautenschlager. Planning and scheduling models for refinery operations. **Computer and Chemical Engineering**, v. 24, p. 2259–2276, 2000. [https://doi.org/10.1016/S0098-1354\(00\)00571-8](https://doi.org/10.1016/S0098-1354(00)00571-8)

- PLANT PROCESS. Crude Oil Refining. **Modular Refinery**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3373ZCD> Acesso em: 15 nov. 2021.
- PLATTS. Americas bunker market adapting well to IMO 2020; COVID-19 still a factor: conference. **BunkerWorld**, 22 out. 2020. Disponível em: <https://bit.ly/3BQtGWi> Acesso em: 05 nov. 2021.
- PLATTS. INTERVIEW: IMO 2020 a success but other hurdles linger for bunker industry: expert. **BunkerWorld**, 10 fev. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3BQtGWi> Acesso em: 05 nov. 2021.
- PÖRNER GROUP. Building and modernization. **Refinery**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3kCHAWh> Acesso em: 15 nov. 2021.
- PORTER, Michael E. **Vantagem Competitiva: criando e sustentando um desempenho superior**. Rio de Janeiro: Campus, 1992.
- POSTIGA, Bruno. Os novos projetos de refino. **Brasil Energia**, n. 446, p. 63-65, 2020. Disponível em: <https://bit.ly/3vsvUtu> Acesso em 22 dez. 2020.
- PRIOLEAU, Tomeka K. Environmental impact of the petroleum industry. **Environmental Update #12**. Hazardous Substance Research Centers, jun., 2003. Disponível em: <https://bit.ly/3lw6k3r> Acesso em: 29 set. 2021.
- PRECISION SYSTEM ENGINEERING. SHUMWAY, Merrill D. *et al.* **Modular oil refinery**. WO03/031012 A1, 14 set. 2001, 17 abr. 2003.
- PROJECT BUILDER. **O que é PMBOK?** 20 maio 2015. Disponível em: <http://bit.ly/2GZAUee> Acesso em: 02 maio 2018.
- PROPAK. Engineers, fabricators & Constructors to the Energy Processing Industry. **Modular Mini Refineries**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3kFt0NI> Acesso em: 15 nov. 2021.
- PROXION. Mini refineries. **Product catalog**. 2016. Disponível em: <https://bit.ly/3mYMHzt> Acesso em: 15 nov. 2021.
- PYDDOKE, Roger, et a. Distributional effects from policies for reduced CO2-emissions from car use in 2030. **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 101, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2021.103077>
- PYRAMID E&C. Conventional and renewable hydrocarbon processing solutions. **Modular refineries**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/2FUSQMF> Acesso em: 15 nov. 2021.

- QUINTINO, António; CATALÃO-LOPES, Margarida; LOURENÇO, João Carlos. Can switching from gasoline to aromatics mitigate the price risk of refineries? **Energy Policy**, v. 134, nov., 2019. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110963>
- RAHBAR, Alireza. Iran ready to build mini-refineries abroad: Official. **The Iran Project**. 16 jul. 2013. Disponível em: <https://bit.ly/36a6kyz> Acesso em: 15 nov. 2021.
- REAY, David; RAMSHAW, Colin; HARVEY, Adam. **Process Intensification: Engineering for Efficiency, Sustainability and Flexibility**. 2ª ed. Oxford: Elsevier, 2013.
- REUTERS. Bahrain's Bapco starts talks with contractors on Sitra expansion bids, **Reuters**, 03 abr. 2017a. Disponível em: <https://reut.rs/304MDqY> Acesso em: 04 out. 2021.
- REUTERS. South Africa eyes BRICS partners to build new \$10 billion refinery. **Reuters**, 21 nov. 2017b. Disponível em: <https://bit.ly/3huvldv>. Acesso em: 29 set. 2020.
- ROGELJ, Joeri *et al.* Mitigation pathways compatible with 1.5 °C in the context of sustainable development. In: Masson-Delmotte, V. *et al.* (eds.). **Global Warming of 1.5 °C**. IPCC, p. 93-174, 2018. [In Press]. Disponível em: <https://bit.ly/3D5OkmH> Acesso em: 07 nov. 2021.
- ROITMAN, Tamar. **Perspectivas e propostas de inserção de bioquerosene de aviação no transporte aéreo de passageiros no Brasil**. 2018. 158 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.
- RTX. Refinery Equipment of Texas. **Modular Refineries**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/30oECgK> Acesso em: 15 nov. 2021.
- SALES, Leonardo de Pádua Agripa; LUNA, Francisco Murilo Tavares de; PRATA, Bruno de Athayde. An integrated optimization and simulation model for refinery planning including external loads and product evaluation. **Brazilian Journal of Chemical Engineering**, v. 35, n. 1, p. 199-215, 2018. <https://doi.org/10.1590/0104-6632.20180351s20160124>
- SARDAR, A. Estimating future passenger road transportation demand in India in Business as Usual Scenario. **Auto Tech Review**, v. 2, n. 10, p. 20–27, 2013. <https://doi.org/10.1365/s40112-013-0440-6>
- SCHRITT, Jannik. Contesting the oil zone: Local content issues in Niger's oil industry. **Energy Research & Social Science**, v. 41, p. 259–269, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.04.016>
- SCHWARTZ, Peter. **A arte da visão de longo prazo**. Rio de Janeiro: BestSeller, 2006.
- SENA, Marcelo Fonseca Monteiro. **Retorno sobre investimento energético (EROI) da cadeia produtiva do petróleo extrapesado venezuelano**. 2013. 177 f. Tese

(Doutorado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

SEYMOUR, Adam. **The World Refining System and the Oil Products Trade**. Oxford Institute for Energy Studies, 1990.

SHAH, Yatish T. **Modular systems for energy and fuel recovery and conversion**. Boca Raton: CRC Press, 2020.

SHAHEEN, Susan A.; COHEN, Adam. Is it time for a public transit renaissance? Navigating travel behavior, technology, and business model shifts in a brave new world. **Journal of Public Transportation**, v. 21, n. 1, p. 67-81, 2018. <https://doi.org/10.5038/2375-0901.21.1.8>

SHANA PETRO ENERGY. Iran Launches 1st Mini Refinery. **Shana Petro Energy**. 10 fev, 2015. Disponível em: <https://bit.ly/342Bt4u> Acesso em: 15 nov. 2021.

SHELL. **The energy transformation scenarios**. 2021. Disponível em: <https://go.shell.com/3kg5OG1> Acesso em: 16 set. 2021.

SILVÉRIO, Carlos Augusto Noronha. **Oportunidades e desafios para a implantação de mini refinarias de petróleo como alternativa de suprimento da demanda futura de combustíveis no Brasil**. 2018. 170 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.

SIQUEIRA, Cláudia. Memorando de entendimento também prevê a construção de uma fábrica de lubrificantes. **Brasil Energia**, 29 maio 2020. Disponível em: <https://bit.ly/3iYbzEG> Acesso em: 29 maio 2020.

SMITH, Ida Dokk. How the process of transitions shapes the politics of decarbonization: Tracing policy feedback effects across phases of the energy transition. **Energy Research & Social Science**, v. 70, p. 1-14, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101753>

SOEDER, Daniel J.; BORGLUM, Seyller J. **The Fossil Fuel Revolution: Shale Gas and Tight Oil**. Oxford: Elsevier, 2019.

SOEST, Heleen L.; ELZEN, Michel G. J.; VUUREN, Detlef P. Net-zero emission targets for major emitting countries consistent with the Paris Agreement. **Nature Communication**, v. 12, n. 2140, 2021. <https://doi.org/10.1038/s41467-021-22294-x>

SOLVER for Microsoft® Excel® (version 2104). 2020. Redmond, WA: Microsoft Corporation.

- SOMMER, Martin; DARGAY, Joyce; GATELY, Dermont. Vehicle Ownership and Income Growth, worldwide: 1960-2030. **The Energy Journal**, v. 28, n. 4, p. 143-170, 2007. <https://doi.org/10.2307/41323125>
- SPEC. **Modular Refinery**. Disponível em: <http://www.spec.com.pk/> Acesso em: 15 nov. 2021.
- SPEIGHT, James G. **The Refinery of the Future**. 2ª ed. Cambridge: Gulf Professional Publishing, 2020.
- SFILIMBERGO, Antônio; SRINIVASAN, Krishna. **Brazil: boom, bust, and the road to recovery**. Washington, DC: International Monetary Fund. 2019. Disponível em: <https://bit.ly/3jMgucB>. Acesso em: 09 set. 2020.
- STEWART, Phil. U.S., Saudi Arabia, UAE strike modular oil refineries in Syria. **Reuters**. 24 set. 2014. Disponível em: <https://reut.rs/2YTHlco> Acesso em: 15 nov. 2021.
- SZKLO, Alexandre; SCHAEFFER, Roberto. Fuel specification, energy consumption and CO2 emission in oil refineries. **Fuel**, v. 32, n. 7, p.1075-1092, 2007. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.08.008>
- SZKLO, Alexandre Salem; ULLER, Victor Cohen; BONFÁ, Márcio Henrique P. **Fundamentos do refino do petróleo: tecnologia e economia**. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.
- TAK, Ala Nekouvaght *et al.* Evaluating industrial modularization strategies: local vs. overseas. **Automation in Construction**, v. 114, p. 1-15, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.autcon.2020.103175>
- TAVARES, Marina Elisabete Espinho *et al.* Oil refining expansion criteria for Brazil. **Energy Policy**, v. 34, p. 3027-3040, 2006. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.06.003>
- REVAMP old refineries and build new ones. **The Sun**, 19 set. 2020. Disponível em: <https://bit.ly/3mXVORa> Acesso em: 21 set. 2020.
- TORDO, Silvana; TRACY, Brandon S.; ARFAA, Noora. **National Oil Companies and value creation**. World Bank Working Paper n. 218, 2011. <https://doi.org/10.1596/978-0-8213-8831-0>
- TURNER, Elza. Refinery News Roundup: New refineries to increase Middle East product sales. **S&P Global Platts**, 27 jan. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3FCkzek> Acesso em: 04 out. 2021.
- TURNER, Elza. Refinery News Roundup: Some refineries in Africa halted on coronavirus. **S&P Global Platts**. 27 abr. 2020. Disponível em: <https://bit.ly/3cxU10k> Acesso em: 15 nov. 2021.

- ULLER, Victor Cohen. **Oportunidades e desafios da colocação de óleos brasileiros no mercado internacional: o refino e o mercado norte americano de combustíveis**. 2007. 239 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.
- UNCTAD. United Nations Conference on Trade and Development. **Review of Marine Transport 2020**. Geneva: United Nations, 2020. Disponível em: <https://bit.ly/3BRtFS3> Acesso em: 05 nov. 2021.
- UOP LLC. CARTER, Elizabeth A. *et al.* **Modular crude refining process**. WO 2018/005184 A1, 30 jun. 2016, 04 jan. 2018.
- US DOE – Department of Energy. **Small refinery exemption study**: and investigation into disproportionate economic hardship. Mar. 2011. Disponível em: <http://bit.ly/2kl8Ym9> Acesso em: 16 maio 2018.
- V FUELS. Oil and Gas Engineering. **Modular Oil and Gas Engineering**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3mVUdeB> Acesso em: 15 nov. 2021.
- VAL VERDE CORPORATION. HOGAN, Jim Smith. **Mobile refinery**. US3953298, 06 maio 1974, 27 abr. 1976.
- YACOBUCCI, Brent D. "Boutique Fuels" and reformulated gasoline: harmonization of fuel standards. **Congressional Research Service**: Report for Congress, RL31361, 10 maio 2006. Disponível em: <https://bit.ly/3BPWiPw> Acesso em: 04 nov. 2021.
- YERGIN, Daniel. **O petróleo**: uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro. São Paulo: Paz e Terra, 2010.
- WANG, Cong e tal. A deep learning-based robust optimization approach for refinery planning under uncertainty. **Computers & Chemical Engineering**, v. 155, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2021.107495>
- WANG, Jianji. **Compression condensing and film separation type oil and gas reclaiming process technology**. CN103307853, 10 mar. 2012, 18 set. 2013.
- WEHRMANN, Benjamin; WETTENGEL, Julian. Germany reaches one-million electric vehicles target with half a year delay. **Clean Energy Wire**. 02 ago. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3FCkHee> Acesso em: 02 out. 2021.
- WELSBY, Dan *et al.* Unextractable fossil fuels in a 1.5 °C world. **Nature**, v. 597, p. 230-234, 2021.
- WETTENGEL, Julian. Germany's dependence on imported fossil fuels. **Clean Energy Wire**. 19 jun. 2020. Disponível em: <https://bit.ly/3iP9Rrl> Acesso em: 02 out. 2021.

WINEX PETROLEUM. Refineires revamp, upgrade and management. **Process modules**. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3kOm0Mb> Acesso em: 15 nov. 2021.

WOOD MACKENZIE. Reversal of fortune: oil and gas prices in a 2-degree world. **Wood Mackenzie**, abr. 2021. Disponível em: <https://bit.ly/3kdrSRr> Acesso em: 15 set. 2021.

WORLD BANK. **GDP (current US\$)**. World Bank national accounts data, and OECD National Accounts data files. 2021a. Disponível em: <https://bit.ly/3mPDWkl> Acesso em: 03 nov. 2021.

WORLD BANK. **Energy use (kg of oil equivalent per capita)** *apud* IEA Statistics 2014. 2021b. Disponível em: <https://bit.ly/3nT3TI5> Acesso em: 03 nov. 2021.

WU, Li *et al.* Sustainable design and optimization of co-processing of bio-oil and vacuum gas oil in an existing refinery. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 130, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109952>

ANEXO 1 – DADOS DO PARQUE MUNDIAL DE REFINO

Source: **Evaluate Energy**

Report: **New Report**

Report Date **sábado, setembro 11, 2021**

Country	Region	Refinery	Refinery Ownership	Refinery Status	Current Distillation Capacity 000's b'd	Current Cat. Cracking Capacity 000's b'd	Current Reforming Capacity 000's b'd	Current Hydrocracking Capacity 000's b'd	Current Coking Capacity 000's b'd	Current VisBreaking Capacity 000's b'd	Current Thermal Capacity 000's b'd	Current Nelson Complexity Index
Albania	Europe	Ballshi		Onstream	20	-	4	-	12	-	-	9,3
Albania	Europe	Fieri		Onstream	10	-	-	-	-	-	-	2,2
Algeria	Africa - North	Algiers	Sonatrach (100%)	Onstream	58	-	15	-	-	-	-	3,0
Algeria	Africa - North	Arzew	Sonatrach (100%)	Onstream	80	-	12	-	-	-	-	2,1
Algeria	Africa - North	Hassi Messaoud	Sonatrach (100%)	Onstream	22	-	2	-	-	-	-	1,9
Algeria	Africa - North	Skikda	Sonatrach (100%)	Onstream	355	-	60	-	-	-	-	2,3
Algeria	Africa - North	Adrar	CNPC (50%), Sonatrach (50%)	Onstream	13	6	2	-	-	-	-	4,6
Angola	Africa - West	Luanda	Sonangol (100%)	Onstream	65	-	2	-	9	-	-	1,6
Argentina	Latin America	Dock Sud	Destilería Argentina de Petróleo (100%)	Onstream	4	-	-	-	-	-	-	1,5
Argentina	Latin America	Lomas de Zamora	Destilería Argentina de Petróleo (100%)	Onstream	8	-	-	-	-	-	-	2,6
Argentina	Latin America	Bahia Blanca	Trafigura (100%)	Onstream	31	7	5	-	3	-	-	6,0
Argentina	Latin America	Campana	Pan American Energy 100%	Onstream	87	27	11	-	24	-	-	7,1
Argentina	Latin America	San Lorenzo	Oil Combustibles (100%)	Onstream	50	-	-	-	4	-	-	3,8
Argentina	Latin America	Campo Duran	Petrobras (USGAAP) (29%), Pluspetrol (22%),	Onstream	32	-	-	-	-	-	-	-

			Repsol-YPF (29%), YPF Sociedad Anonima (50%)									
Argentina	Latin America	La Plata	Repsol-YPF (58%), YPF Sociedad Anonima (100%)	Onstream	189	60	10	-	25	-	-	12,2
Argentina	Latin America	Lujan de Cuyo	Repsol-YPF (58%), YPF Sociedad Anonima (100%)	Onstream	105	22	9	17	36	-	-	8,5
Argentina	Latin America	Plaza Huincul	Repsol-YPF (58%), YPF Sociedad Anonima (100%)	Onstream	25	-	3	-	-	-	-	1,9
Argentina	Latin America	Buenos Aires	Royal Dutch Shell (100%)	Onstream	100	20	18	-	-	18	12	5,9
Argentina	Latin America	Renesa	Petrolera Argentina	Onstream	3	-	-	-	-	-	-	-
Aruba	Latin America	Aruba	Refineria di Aruba N.V. (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	31	-	-
Australia	Asia - Pacific	Bulwer	BP (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Australia	Asia - Pacific	Kwinana	BP (100%)	Onstream	149	35	25	-	-	-	-	7,6
Australia	Asia - Pacific	Kurnell	Caltex Australia (100%)	Closed	-	22	31	-	-	-	-	-
Australia	Asia - Pacific	Lytton	Caltex Australia (100%)	Onstream	109	36	23	-	-	-	-	7,4
Australia	Asia - Pacific	Adelaide	ExxonMobil (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Australia	Asia - Pacific	Altona	ExxonMobil (100%)	Onstream	80	28	29	-	-	-	-	10,2
Australia	Asia - Pacific	Clyde	Royal Dutch Shell (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Australia	Asia - Pacific	Geelong	Vitol (100%)	Onstream	120	40	31	-	-	-	-	8,6
Austria	Europe	Schwechat	OMV (100%)	Onstream	194	25	20	52	-	-	-	8,8
Azerbaijan	Asia - Central	Baku	Azerneftiyag Oil Refinery (100%), SOCAR (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	2,3
Azerbaijan	Asia - Central	Novo-Baku	Azerneftiyag Oil Refinery (100%), SOCAR (100%)	Onstream	120	58	24	-	39	-	-	8,7
Bahrain	Middle East	Sitra	Bahrain Petroleum Company (100%)	Onstream	260	35	14	54	-	22	22	5,8
Bangladesh	Asia - Pacific	Chittagong	Eastern Refinery Ltd. (100%)	Onstream	30	-	1	1	10	10	10	4,0

Belarus	Europe	Novopolotsk		Onstream	220	-	44	-	-	36	36	5,2
Belarus	Europe	Mozyr	Rosneft (50%), Gazprom (48%), Gazprom Neft (50%), BP (9.875%)	Onstream	241	44	48	30	24	-	-	6,4
Belgium	Europe	Antwerp (Nynas)	Nynas (100%), Neste Oil (50%), PDVSA (50%)	Onstream	108	-	-	-	-	-	-	4,0
Belgium	Europe	Antwerp (ExxonMobil)	ExxonMobil (100%)	Onstream	307	35	38	-	-	-	-	5,8
Belgium	Europe	Antwerp (Total)	Total (100%)	Onstream	338	95	56	-	-	26	26	6,5
Belgium	Europe	Antwerp (Vitol)	Vitol (100%)	Onstream	24	-	-	-	-	-	-	3,4
Bolivia	Latin America	Cochabamba	YPFB (100%)	Onstream	28	-	6	-	-	-	-	2,2
Bolivia	Latin America	Santa Cruz	YPFB (100%)	Onstream	24	-	6	-	-	-	-	3,1
Bosnia Herzegovina	Europe	Bosanski Brod		Onstream	240	-	-	-	-	-	-	-
Brazil	Latin America	Rio Grande do Sul	Ipiranga (100%)	Onstream	17	3	-	-	-	-	-	2,8
Brazil	Latin America	Rio de Janeiro	Refinaria de Manguinhos (100%)	Onstream	14	-	3	-	-	6	4	4,6
Brazil	Latin America	Parana	Petrobras (100%) Source: Petrobras 20-F	Onstream	208	54	-	-	-	-	-	3,8
Brazil	Latin America	Betim	Petrobras (100%) Source: Petrobras 20-F	Onstream	157	40	-	-	22	-	-	5,5
Brazil	Latin America	Canoas	Petrobras (100%)	Onstream	201	18	-	-	-	-	-	1,9
Brazil	Latin America	Capuava	Petrobras (100%) Source: Petrobras 20-F	Onstream	53	18	-	-	-	-	-	3,0
Brazil	Latin America	Cubatão	Petrobras (100%) Source: Petrobras 20-F	Onstream	170	56	10	-	31	-	-	5,5
Brazil	Latin America	Duque de Caxias	Petrobras (100%) Source: Petrobras 20-F	Onstream	239	50	11	-	-	-	-	4,7
Brazil	Latin America	Fortaleza	Petrobras (100%) Source: Petrobras 20-F	Onstream	8	-	-	-	-	-	-	4,5
Brazil	Latin America	Manaus	Petrobras (100%) Source: Petrobras 20-F	Onstream	46	3	-	-	-	-	-	1,7

Brazil	Latin America	Mataripe	Petrobras (100%) Source: Petrobras 20-F	Onstream	315	88	-	-	-	-	-	3,7
Brazil	Latin America	Paulinia	Petrobras (100%) Source: Petrobras 20-F	Onstream	415	94	-	-	62	-	-	4,5
Brazil	Latin America	Pernambuco	Planned refinery	Onstream	74	-	-	-	-	-	-	-
Brazil	Latin America	Sao Jose	Petrobras (100%) Source: Petrobras 20-F	Onstream	252	82	-	-	-	-	-	4,8
Brunei	Asia - Pacific	Seria	Government of Brunei (50%), Royal Dutch Shell (50%)	Onstream	9	-	6	-	-	-	-	4,3
Bulgaria	Europe	Bourgas	Lukoil (US GAAP) (100%)	Onstream	195	37	14	-	26	-	-	6,2
Cameroon	Africa - West	Cape Limboh	Total (20%)	Onstream	37	-	7	-	-	-	-	3,2
Canada	North America	Burnaby	Parkland Fuels (100%)	Onstream	55	18	9	-	-	-	-	8,7
Canada	North America	Regina	Consumers' Co-operative Refineries Limited (100%)	Onstream	145	25	12	-	10	-	-	4,8
Canada	North America	Lloydminster	Husky Energy (100%)	Onstream	82	-	-	-	8	-	-	1,4
Canada	North America	Prince George	Tidewater Midstream and Infrastructure Ltd. (100%)	Onstream	12	3	2	-	-	-	-	7,9
Canada	North America	Dartmouth	Imperial Oil (100%), ExxonMobil (70%)	Closed	-	-	-	-	-	-	-	5,8
Canada	North America	Nanticoke	Imperial Oil (100%), ExxonMobil (70%)	Onstream	113	48	34	-	-	-	-	8,5
Canada	North America	Sarnia (Imperial)	Imperial Oil (100%), ExxonMobil (70%)	Onstream	119	30	38	19	26	-	-	6,4
Canada	North America	Strathcona	Imperial Oil (100%), ExxonMobil (70%)	Onstream	191	65	21	-	-	-	-	6,8
Canada	North America	St John	Irving Oil (100%)	Onstream	300	95	35	34	-	20	20	6,1
Canada	North America	Come By Chance	SilverRange Financial Partners LLC (100%)	Onstream	115	-	32	38	-	20	20	6,6
Canada	North America	Corunna	NOVA Chemicals (100%)	Onstream	80	-	-	-	-	-	-	10,4
Canada	North America	Bowden	Parkland Fuel Corp (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Canada	North America	Edmonton	Suncor (100%)	Onstream	142	41	12	21	17	-	-	7,5

Canada	North America	Montreal (Suncor)	Suncor (100%)	Onstream	137	32	36	22	-	-	-	9,3
Canada	North America	Oakville	Suncor (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Canada	North America	Montreal (Shell)	Royal Dutch Shell (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Canada	North America	Sarnia (Shell)	Royal Dutch Shell (100%)	Onstream	73	19	22	9	-	4	5	6,7
Canada	North America	Scotford	Royal Dutch Shell (100%)	Onstream	92	-	22	62	-	-	-	7,7
Canada	North America	Sarnia (Suncor)	Suncor (100%)	Onstream	85	17	23	32	-	-	-	10,6
Canada	North America	Jean Gaulin	Valero Energy (100%)	Onstream	235	68	48	-	-	-	-	8,4
Canada	North America	Ft. McMurray (CNRL)	Syncrude	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Canada	North America	Ft. McMurray (OPTI)		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Canada	North America	Sturgeon	Canadian Natural Resources (50%), North West Upgrading Inc. (50%)	Onstream	80	-	-	-	-	-	-	-
Chad	Africa - Central	N'Djamena	CNPC (60%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Chile	Latin America	Concon	ENAP (100%)	Onstream	104	28	14	26	-	-	-	6,9
Chile	Latin America	Gregorio Magallanes	ENAP (100%)	Onstream	16	-	-	-	-	-	-	-
Chile	Latin America	Talcahuano	ENAP (100%)	Onstream	116	22	13	24	14	-	-	5,2
China	Asia - Pacific	Haihua	CNOOC Ltd (51%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Huizhou	CNOOC (100%)	Onstream	240	24	40	152	84	-	-	-
China	Asia - Pacific	Sichuan	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	201	-	40	94	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Guangxi	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	201	70	44	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Dalian (PetroChina)	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	201	70	3	-	-	-	-	2,3
China	Asia - Pacific	Daqing	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	120	-	-	-	-	-	-	-

China	Asia - Pacific	Dushanzi	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	201	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Fushun	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	201	66	23	8	35	-	-	5,0
China	Asia - Pacific	Harbin	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	100	6	-	-	1	-	-	1,4
China	Asia - Pacific	Heilongjiang	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	160	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Hohhot	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	100	56	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Jilin	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	201	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Jinxi	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	120	24	3	-	-	1	1	3,0
China	Asia - Pacific	Jinzhou	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	100	16	6	20	20	-	-	4,9
China	Asia - Pacific	Lanzhou	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	251	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Liaoning	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	50	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Liaoyang	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	201	-	3	-	-	-	-	1,1
China	Asia - Pacific	Panjin	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	90	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Qinghai	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	20	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Qingyang	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	60	32	12	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Rengui	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	60	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Taizhou	PetroChina (51%), Qatar Petroleum (25%), Royal Dutch Shell (25%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Tianjin (PetroChina)	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	100	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Urumqi	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	120	-	8	-	24	-	-	3,3
China	Asia - Pacific	Xianyang 1	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	120	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Xianyang 2	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	60	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Xingjiang 3	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	50	-	-	-	-	-	-	-

China	Asia - Pacific	Xinjiang	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	70	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Ningxia (Yinchuan)	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	100	52	12	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Yumen	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	50	-	6	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Quanzhou	Sinochem Corporation (100%)	Onstream	241	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Anqing	Sinopec (100%)	Onstream	161	42	4	-	30	-	-	4,4
China	Asia - Pacific	Beihai	Sinopec (100%)	Onstream	100	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Beijing	Sinopec (100%)	Onstream	221	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Canzhou	Sinopec (100%)	Onstream	70	24	3	-	24	-	-	-
China	Asia - Pacific	Fujian	ExxonMobil (25%), Saudi Aramco (25%), Sinopec (50%)	Onstream	268	45	-	47	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Guangzhou	Sinopec (100%)	Onstream	265	44	8	-	-	20	20	2,4
China	Asia - Pacific	Jinan	Sinopec (100%)	Onstream	100	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Jingmen	Sinopec (100%)	Onstream	120	20	3	8	8	-	-	3,5
China	Asia - Pacific	Jiujiang	Sinopec (100%)	Onstream	161	24	3	-	-	8	8	2,1
China	Asia - Pacific	Luoyang	Sinopec (100%)	Onstream	161	56	14	16	28	-	-	6,2
China	Asia - Pacific	Maoming	Sinopec (100%)	Onstream	472	32	14	16	12	-	-	2,1
China	Asia - Pacific	Nanjing	Sinopec (100%)	Onstream	422	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Nanjing (Yangzi)	Sinopec (100%)	Onstream	281	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Ningbo	Sinopec (100%)	Onstream	462	90	60	20	27	-	-	-
China	Asia - Pacific	Qilu	Sinopec (100%)	Onstream	281	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Qingdao	Sinopec (100%)	Onstream	241	-	22	133	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Shanghai (Gaoqiao)	Sinopec (100%)	Onstream	261	-	-	-	-	-	-	-

China	Asia - Pacific	Shanghai	Sinopec (100%)	Onstream	321	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Shijiazhuang	Sinopec (100%)	Onstream	201	40	-	-	16	-	-	2,7
China	Asia - Pacific	Tianjin (Sinopec)	Sinopec (100%)	Onstream	277	35	4	-	-	-	-	1,8
China	Asia - Pacific	Wuhan	Sinopec (100%)	Onstream	161	20	-	-	-	8	8	1,7
China	Asia - Pacific	Xian	Sinopec (100%)	Onstream	50	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Yueyang	Sinopec (100%)	Onstream	231	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Zhanjiang Dongxing	Sinopec (100%)	Onstream	100	-	3	-	52	-	-	-
China	Asia - Pacific	Guangdong (Zhanjiang)	Kuwait Petroleum Corporation (50%), Sinopec (50%)	Onstream	100	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Dalian (WEPEC)	CNPC (25%), PetroChina (50%), Sinopec (23%)	Onstream	201	60	30	30	-	-	-	5,4
China	Asia - Pacific	Yanan	Shaanxi Yanchang Petroleum (100%)	Onstream	161	-	24	28	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Qinzhou	PetroChina (100%), CNPC (86%)	Onstream	200	76	48	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Weifang	Sinochem Corporation (100%)	Onstream	100	-	-	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Hainan	Sinopec (100%)	Onstream	185	56	24	24	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Yongping	Shaanxi Yanchang Petroleum (100%)	Onstream	90	-	3	-	-	-	-	-
China	Asia - Pacific	Yulin	Shaanxi Yanchang Petroleum (100%)	Onstream	201	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	Latin America	Apiay	Ecopetrol (100%)	Onstream	3	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	Latin America	Barrancabermeja	Ecopetrol (100%)	Onstream	250	64	-	-	-	33	33	3,5
Colombia	Latin America	Cartagena (Ecopetrol)	Ecopetrol (100%)	Onstream	165	26	-	-	-	19	19	2,4
Colombia	Latin America	Orito	Ecopetrol (100%)	Onstream	3	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	Latin America	Tibu	Ecopetrol (100%)	Onstream	2	-	-	-	-	-	-	-
Costa Rica	Latin America	Limón	Recope (100%)	Onstream	24	-	1	-	-	-	-	3,9

Croatia	Europe	Rijeka Croatia	INA (100%), Government of Hungary (10%), MOL (47%), Surgutneftegaz (Russian GAAP) (10%)	Onstream	90	20	14	12	-	12	12	6,3
Croatia	Europe	Sisak Croatia	INA (100%), Government of Hungary (10%), MOL (47%), Surgutneftegaz (Russian GAAP) (10%)	Onstream	44	10	15	-	5	-	-	6,9
Croatia	Europe	Zagreb Croatia	INA (100%), Government of Hungary (10%), MOL (47%), Surgutneftegaz (Russian GAAP) (10%)	Onstream	80	21	20	-	-	12	12	6,9
Cuba	Latin America	Cabaiguan		Onstream	3	-	-	-	-	-	-	-
Cuba	Latin America	Cienfuegos	PDVSA (49%)	Onstream	65	-	10	-	-	-	-	2,9
Cuba	Latin America	Habana		Onstream	36	13	3	-	-	-	-	4,7
Cuba	Latin America	Santiago		Onstream	30	-	3	-	-	-	-	3,4
Czech Republic	Europe	Kralupy	MOL (32%), PKN Orlen (32%), Unipetrol (51%)	Onstream	66	24	7	-	-	-	-	7,3
Czech Republic	Europe	Litvinov	MOL (32%), PKN Orlen (32%), Unipetrol (51%)	Onstream	108	-	20	36	-	14	14	7,2
Czech Republic	Europe	Pardubice	Unipetrol (100%), PKN Orlen (63%)	Onstream	20	-	-	-	-	-	-	2,8
Denmark	Europe	Fredericia	Royal Dutch Shell (100%)	Onstream	67	-	13	-	-	-	40	10,2
Denmark	Europe	Kalundborg	Statoil ASA (100%)	Onstream	106	-	9	-	-	28	28	2,1
Dominican Republic	Latin America	La Bonao	Glencore Plc (100%)	Onstream	16	-	-	-	-	-	-	2,2
Dominican Republic	Latin America	Haina	Dominican Petroleum Refinery (100%)	Onstream	34	-	8	-	-	-	-	3,5
Ecuador	Latin America	Amazonas/Shushufindi	PetroEcuador (100%)	Onstream	20	-	-	-	-	-	-	-
Ecuador	Latin America	Esmeraldas	PetroEcuador (100%)	Onstream	110	18	13	-	-	32	32	3,4
Ecuador	Latin America	La Libertad	PetroEcuador (100%)	Onstream	45	-	-	-	-	-	-	-
Egypt	Middle East	Alexandria (El-Mex)	EGPC (100%)	Onstream	100	-	-	-	-	-	-	1,8

Egypt	Middle East	Alexandria (Ameriya)	EGPC (100%)	Onstream	80	-	12	-	-	-	-	4,0
Egypt	Middle East	Asyut	EGPC (100%)	Onstream	90	-	7	-	-	-	-	1,4
Egypt	Middle East	Mostorod (Cairo)	EGPC (100%)	Onstream	161	-	9	-	-	-	-	1,8
Egypt	Middle East	Tanta (Cairo)	EGPC (100%)	Onstream	40	-	-	-	-	-	-	-
Egypt	Middle East	Suez (Nasr)	EGPC (100%)	Onstream	131	-	-	-	-	-	-	1,7
Egypt	Middle East	Wadi-Feran	EGPC (100%)	Onstream	9	-	-	-	-	-	-	-
Egypt	Middle East	Sidi Krir (Alexandria)	EGPC (100%)	Onstream	100	-	22	34	26	-	-	7,5
Egypt	Middle East	El Suez	EGPC (100%)	Onstream	60	-	13	-	16	-	-	5,7
El Salvador	Latin America	Acajutla	Inversiones Petroleras De El Salvador (100%)	Onstream	22	-	3	-	-	-	-	3,1
Eritrea	Africa - East	Assab		Onstream	15	-	1	-	-	-	-	1,8
Finland	Europe	Naantali	Neste Oil (100%)	Onstream	56	14	7	-	-	8	8	6,4
Finland	Europe	Porvoo	Neste Oil (100%)	Onstream	205	43	43	90	-	-	-	9,6
France	Europe	Fos-sur-Mer	ExxonMobil (83%)	Onstream	133	31	21	-	-	-	-	6,9
France	Europe	Port Jerome/Gravenchon	ExxonMobil (83%)	Onstream	239	42	31	-	-	-	-	7,1
France	Europe	Lavera	PetroChina (50%), INEOS (50%)	Onstream	207	28	11	16	-	22	22	5,4
France	Europe	Berre L'Etang	LyondellBasell (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	5,1
France	Europe	Petit Couronne	Petroplus Holdings (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	13	-	-
France	Europe	Reichstett-Vendenheim	Petroplus Holdings (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	18	-	-
France	Europe	Donges	Total (100%)	Onstream	219	51	23	-	-	26	26	5,5
France	Europe	Fevzin	Total (100%)	Onstream	109	29	11	-	-	15	15	5,3
France	Europe	Flanders-Mardyck	Total (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
France	Europe	Grandpuits	Total (100%)	Onstream	101	31	14	-	-	13	13	6,3

France	Europe	Normandy, Gonfreville	Total (100%)	Onstream	247	-	56	61	-	22	22	7,7
France	Europe	Provence, La Mede	Total (100%)	Onstream	153	35	29	-	-	14	14	6,4
France	Europe	Dunkirk		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Gabon	Africa - West	Port Gentil	Total (44%)	Onstream	24	-	1	-	-	-	-	5,8
Georgia	Asia - Central	Batumi		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Germany	Europe	Bavaria	BP (10%), ENI (20%), Varo Energy (45%), Rosneft (25%)	Onstream	218	44	36	40	-	16	39	9,0
Germany	Europe	Gelsenkirchen/Dusseldorf	BP (100%)	Onstream	265	30	32	58	32	19	17	7,6
Germany	Europe	Lingen	BP (100%)	Onstream	95	-	30	30	24	-	-	10,8
Germany	Europe	Heide	Klesch & Company (100%)	Onstream	90	-	18	16	-	15	15	6,4
Germany	Europe	Hamburg	Tamoil (100%)	Onstream	78	19	15	-	-	-	-	5,0
Germany	Europe	Karlsruhe - Miro	Phillips 66 (19%), ExxonMobil (25%), Rosneft (24%), Royal Dutch Shell (32%)	Onstream	310	86	53	-	30	24	40	7,0
Germany	Europe	Burghausen	OMV (100%)	Onstream	75	-	-	-	30	-	-	6,0
Germany	Europe	Schwedt/Oder	ENI (8.33%), Rosneft (54.17%), Royal Dutch Shell (38%)	Onstream	239	50	37	17	-	47	47	8,2
Germany	Europe	Ingolstadt	Petroplus Holdings (100%)	Onstream	110	28	19	-	-	-	-	7,6
Germany	Europe	Harburg-Grasbrook	Nynas (100%)	Onstream	58	15	16	-	-	14	14	9,4
Germany	Europe	Rheinland	Royal Dutch Shell (100%)	Onstream	325	-	66	80	-	44	49	10,4
Germany	Europe	Mider/Leuna	Total (100%)	Onstream	227	59	25	-	-	-	-	6,2
Germany	Europe	Wilhelmshaven	Phillips 66 (100%)	Onstream	260	-	44	-	-	-	-	5,1
Germany	Europe	Salzbergen		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Germany	Europe	Ingolstadt (Bayernoil)	Cals Refineries	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Ghana	Africa - West	Tema		Onstream	45	14	65	-	-	-	-	10,1

Greece	Europe	Aspropyrgos	Hellenic Petroleum (100%)	Onstream	147	45	25	-	-	23	23	7,5
Greece	Europe	Elefsina	Hellenic Petroleum (100%)	Onstream	100	-	-	-	-	-	-	-
Greece	Europe	Thessaloniki	Hellenic Petroleum (100%)	Onstream	67	-	10	-	-	-	-	5,3
Greece	Europe	Ag. Theodori	Motor Oil Hellas (100%)	Onstream	110	31	14	44	-	26	26	12,1
Hungary	Europe	Szazhalombatta	MOL (100%), Government of Hungary (20%)	Onstream	161	24	30	-	17	14	14	7,5
India	Asia - Pacific	Mahul, Bombay	Bharat Petroleum (100%)	Onstream	241	29	6	-	-	-	-	2,2
India	Asia - Pacific	Numaligarh	Bharat Petroleum (62%), Oil India (26%)	Onstream	60	-	2	22	8	-	-	4,8
India	Asia - Pacific	Pradesh	Bharat Petroleum (49%), Oman Oil Company (26%)	Onstream	241	-	10	-	-	-	-	1,5
India	Asia - Pacific	Assam - Bongaigaon	Indian Oil Corp. (75%)	Onstream	47	-	2	-	10	-	-	2,7
India	Asia - Pacific	Manali	Indian Oil Corp. (52%)	Onstream	211	11	2	-	-	-	-	2,7
India	Asia - Pacific	Bombay	Hindustan Petroleum (100%), ONGC (51.11%)	Onstream	131	48	-	-	-	-	-	5,0
India	Asia - Pacific	Visakhapatnam	Hindustan Petroleum (100%), ONGC (51.11%)	Onstream	167	-	-	-	-	-	-	3,8
India	Asia - Pacific	Bhatinda	Hindustan Petroleum (49%), Mittal (49%), ONGC (25%)	Onstream	181	-	-	-	-	-	-	-
India	Asia - Pacific	Barauni	Indian Oil Corp. (100%)	Onstream	120	-	-	-	20	-	-	2,4
India	Asia - Pacific	Digboi- Assam	Indian Oil Corp. (100%)	Onstream	13	-	-	-	1	-	-	1,4
India	Asia - Pacific	Gawahati	Indian Oil Corp. (100%)	Onstream	20	-	-	-	6	-	-	2,8
India	Asia - Pacific	Haldia	Indian Oil Corp. (100%)	Onstream	151	-	5	-	-	10	10	2,2
India	Asia - Pacific	Koyali, Gujarat	Indian Oil Corp. (100%)	Onstream	275	20	8	-	-	20	20	2,4

India	Asia - Pacific	Mathura	Indian Oil Corp. (100%)	Onstream	161	30	-	-	-	18	18	2,7
India	Asia - Pacific	Panipat	Indian Oil Corp. (100%)	Onstream	301	13	12	33	-	7	7	2,5
India	Asia - Pacific	Ambalamugal	Bharat Petroleum (100%)	Onstream	191	27	5	-	-	19	19	3,7
India	Asia - Pacific	Cauvery Basin	Indian Oil Corp. (52%)	Onstream	20	-	-	-	-	-	-	-
India	Asia - Pacific	Mangalore	Hindustan Petroleum (17%), ONGC (72%)	Onstream	301	-	-	-	-	-	-	-
India	Asia - Pacific	Paradip (Orissa)	Indian Oil Corp. (100%)	Onstream	300	-	-	-	-	-	-	-
India	Asia - Pacific	Vadinar, Gujrat	Essar Group (100%)	Onstream	402	-	-	-	-	-	-	-
India	Asia - Pacific	Jamnagar	Reliance Industries Limited (70%)	Onstream	663	130	-	-	125	-	-	2,2
India	Asia - Pacific	Jamnagar - Special Economic Zone	Reliance Industries Limited (100%)	Onstream	542	200	-	111	-	-	-	5,6
India	Asia - Pacific	Andhra Pradesh	-	-	13	-	-	-	-	-	-	-
Indonesia	Asia - Pacific	Balikpapan	Pertamina (100%)	Onstream	250	-	19	50	-	-	-	3,3
Indonesia	Asia - Pacific	Balongan	Pertamina (100%)	Onstream	125	83	-	-	-	-	-	5,0
Indonesia	Asia - Pacific	Cepu	Pertamina (100%)	Onstream	3	-	-	-	-	-	-	-
Indonesia	Asia - Pacific	Cilacap	Pertamina (100%)	Onstream	348	62	31	-	-	50	50	2,7
Indonesia	Asia - Pacific	Dumai	Pertamina (100%)	Onstream	120	-	13	50	33	-	-	7,4
Indonesia	Asia - Pacific	Musi	Pertamina (100%)	Onstream	118	18	31	-	-	-	-	4,1
Indonesia	Asia - Pacific	Pangakalan Brandan	Pertamina (100%)	Onstream	5	-	-	-	-	-	-	-
Indonesia	Asia - Pacific	Sungai Pakning	Pertamina (100%)	Onstream	50	-	-	-	-	-	-	-
Iran	Middle East	Abadan	National Iranian Oil Products Refining & Distribution Company (100%)	Onstream	400	35	24	-	-	80	80	2,4

Iran	Middle East	Arak	National Iranian Oil Products Refining & Distribution Company (100%)	Onstream	250	-	22	25	-	-	-	2,8
Iran	Middle East	Bandar Abbas	National Iranian Oil Products Refining & Distribution Company (100%)	Onstream	330	-	36	28	-	31	31	3,4
Iran	Middle East	Isfahan	National Iranian Oil Products Refining & Distribution Company (100%)	Onstream	375	-	30	30	-	92	-	4,3
Iran	Middle East	Kermanshah	National Iranian Oil Products Refining & Distribution Company (100%)	Onstream	22	-	3	-	-	-	-	2,4
Iran	Middle East	Lavan Island	National Iranian Oil Products Refining & Distribution Company (100%)	Onstream	60	-	6	-	-	-	-	1,9
Iran	Middle East	Shiraz	National Iranian Oil Products Refining & Distribution Company (100%)	Onstream	60	-	6	9	-	9	9	3,4
Iran	Middle East	Tabriz	National Iranian Oil Products Refining & Distribution Company (100%)	Onstream	110	-	11	15	-	-	-	3,9
Iran	Middle East	Tehran	National Iranian Oil Products Refining & Distribution Company (100%)	Onstream	250	-	27	30	-	35	35	4,0
Iraq	Middle East	Kirkuk	Government of Iraq (100%)	Onstream	2	-	-	-	-	-	-	-
Iraq	Middle East	Erbil		Onstream	80	-	6	-	-	-	-	2,2
Iraq	Middle East	Daura	Government of Iraq (100%)	Onstream	140	-	20	36	-	-	-	4,5
Iraq	Middle East	Baiji	Government of Iraq (100%)	Onstream	310	-	46	38	-	-	-	5,2
Iraq	Middle East	Basra	Government of Iraq (100%)	Onstream	210	-	16	-	-	-	-	2,7

Iraq	Middle East	K3-Haditha	Government of Iraq (100%)	Onstream	16	-	-	-	-	-	-	-
Iraq	Middle East	Khanagin	Government of Iraq (100%)	Onstream	12	-	-	-	-	-	-	-
Iraq	Middle East	Mufthia	Government of Iraq (100%)	Onstream	5	-	-	-	-	-	-	-
Iraq	Middle East	Qaiyarah	Government of Iraq (100%)	Onstream	14	-	-	-	-	-	-	4,7
Iraq	Middle East	Najaf		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Ireland	Europe	Whitegate	Irving Oil (100%)	Onstream	71	-	11	-	-	-	-	5,3
Israel	Middle East	Ashdod	Paz Oil Company (100%)	Onstream	90	28	12	-	-	25	25	4,5
Israel	Middle East	Haifa	Oil Refineries Ltd. (100%)	Onstream	130	22	15	-	-	41	41	3,7
Italy	Europe	Livorno	ENI (100%)	Onstream	106	-	14	-	-	-	-	4,6
Italy	Europe	Porto Marghera	ENI (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	22	-	-
Italy	Europe	Sannazzaro	ENI (100%)	Onstream	223	34	29	51	-	32	32	5,1
Italy	Europe	Taranto	ENI (100%)	Onstream	120	-	17	16	-	37	37	4,2
Italy	Europe	Ravenna		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Italy	Europe	Falconara		Onstream	83	-	14	-	-	25	25	8,0
Italy	Europe	La Spezia		Onstream	33	-	-	-	-	-	-	-
Italy	Europe	Gela-Ragusa Sicily	ENI (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Italy	Europe	Priolo-Gargallo	Lukoil (100%)	Onstream	320	38	41	90	-	24	24	7,8
Italy	Europe	Augusta	Sonatrach (100%)	Onstream	198	50	23	-	-	-	-	6,9
Italy	Europe	Busalla		Onstream	40	-	-	-	-	-	-	2,8
Italy	Europe	Frassinio	MOL (100%), Government of Hungary (20%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Italy	Europe	Rome	ERG (51%), Total (49%)	Idled/Closed	89	-	14	-	-	32	32	-

Italy	Europe	Milazzo	ENI (50%), Kuwait Petroleum Corporation (50%)	Onstream	241	45	13	57	-	-	-	4,7
Italy	Europe	Sarroch		Onstream	300	41	110	120	-	41	41	10,7
Italy	Europe	Trecate	ExxonMobil (74%), ERG (13.1%), Total (12.76)	Onstream	132	35	28	-	-	-	-	8,6
Italy	Europe	Cremona	Tamoil (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Ivory Coast	Africa - West	Abidjan	Total (25%)	Onstream	64	-	12	14	-	-	-	5,4
Jamaica	Latin America	Kingston	Petrojam Limited (100%), PDVSA (49%)	Onstream	36	-	4	-	-	-	-	3,6
Japan	Asia - Pacific	Chiba (Cosmo)	Cosmo Oil (100%)	Idled/Closed	220	33	33	-	-	-	-	-
Japan	Asia - Pacific	Sakai (Cosmo)	Cosmo Oil (100%)	Onstream	100	21	7	-	-	-	-	5,1
Japan	Asia - Pacific	Sakaide	Cosmo Oil (100%)	Onstream	100	21	7	-	-	-	-	5,1
Japan	Asia - Pacific	Yokkaichi (Cosmo)	Cosmo Oil (100%)	Onstream	132	55	18	-	-	-	-	7,0
Japan	Asia - Pacific	Sodegaura	Saudi Aramco (1%), Showa Shell (7%)	Onstream	143	18	28	-	-	-	-	9,1
Japan	Asia - Pacific	Aichi	Idemitsu (100%)	Onstream	175	48	18	-	-	-	-	5,3
Japan	Asia - Pacific	Chiba (Idemitsu)	Idemitsu (100%)	Onstream	200	43	15	10	-	-	-	5,5
Japan	Asia - Pacific	Hokkaido	Idemitsu (100%)	Onstream	160	31	16	15	-	-	-	5,2
Japan	Asia - Pacific	Yamaguchi (Idemitsu)	Idemitsu (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Japan	Asia - Pacific	Mizushima (Japan Energy)	JX Holdings Inc (100%)	Onstream	380	98	87	13	30	-	-	8,3
Japan	Asia - Pacific	Kashima	JX Holdings Inc (71%)	Onstream	253	31	20	-	-	-	-	4,1

Japan	Asia - Pacific	Chiba (Kyokuto)	ExxonMobil (50%), Mitsui & Co (50%)	Onstream	152	-	-	-	-	-	-	8,0
Japan	Asia - Pacific	Nishihara/Okinawa	Petrobras (USGAAP) (88%)	Idled/Closed	100	-	12	-	-	-	-	-
Japan	Asia - Pacific	Toyama	JX Holdings Inc (66%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Japan	Asia - Pacific	Marifu	JX Holdings Inc (100%)	Onstream	127	28	24	-	-	22	22	6,9
Japan	Asia - Pacific	Muroran	JX Holdings Inc (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Japan	Asia - Pacific	Negishi	JX Holdings Inc (100%)	Onstream	270	83	50	-	20	-	-	9,0
Japan	Asia - Pacific	Oita	JX Holdings Inc (100%)	Onstream	136	26	29	10	-	-	-	6,7
Japan	Asia - Pacific	Osaka	JX Holdings Inc (51%), PetroChina (49%)	Onstream	115	27	17	-	-	-	-	6,2
Japan	Asia - Pacific	Sendai	JX Holdings Inc (100%)	Onstream	145	43	90	-	-	-	-	10,5
Japan	Asia - Pacific	Yamaguchi (Seibu)	Royal Dutch Shell (0.7%), Saudi Aramco (6%), Showa Shell (38%)	Onstream	110	25	19	-	-	-	-	7,0
Japan	Asia - Pacific	Yokkaichi (Showa)	Royal Dutch Shell (1.4%), Saudi Aramco (11%), Showa Shell (75%)	Onstream	234	55	-	-	-	-	-	-
Japan	Asia - Pacific	Shikoku		Onstream	118	-	-	-	-	-	-	10,2
Japan	Asia - Pacific	Keihin/Kawasaki/Mizue	Royal Dutch Shell (0.9%), Saudi Aramco (8%), Showa Shell (50%)	Onstream	64	38	8	-	24	-	-	19,0
Japan	Asia - Pacific	Ohgimachi	Royal Dutch Shell (35%), Saudi Aramco (15%), Showa Shell (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Japan	Asia - Pacific	Kawasaki (Tonen)	TonenGeneral Sekiyu (100%)	Onstream	258	88	49	23	-	-	-	7,9
Japan	Asia - Pacific	Sakai (TonenGeneral)	TonenGeneral Sekiyu (100%)	Onstream	156	40	29	-	-	-	-	7,9
Japan	Asia - Pacific	Wakayama	TonenGeneral Sekiyu (100%)	Onstream	132	37	39	-	-	-	-	8,7
Jordan	Middle East	Zerka (Zarka, Zarqa)		Onstream	90	4	11	5	-	-	-	3,3

Kazakhstan	Asia - Central	Atyrau	KazMunayGas (100%)	Onstream	100	-	9	-	14	-	-	3,1
Kazakhstan	Asia - Central	Pavlodar	KazMunayGas (58%)	Onstream	120	38	26	-	11	30	30	6,8
Kazakhstan	Asia - Central	Chimkent	CNPC (50%), KazMunayGas (50%)	Onstream	120	-	17	-	-	22	22	2,8
Kenya	Africa - East	Mombasa	Essar Group (50%)	Onstream	90	-	8	-	-	-	-	2,7
Kuwait	Middle East	Mina Abdullah	Kuwait Petroleum Corporation (100%)	Onstream	270	-	-	38	72	-	-	5,3
Kuwait	Middle East	Mina-al-Ahmadi	Kuwait Petroleum Corporation (100%)	Onstream	466	36	32	37	-	-	-	3,9
Kuwait	Middle East	Shuaiba	Kuwait Petroleum Corporation (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	4,9
Kyrgyzstan	Asia - Central	Dzhalalabad		Onstream	10	-	-	-	-	-	-	-
Kyrgyzstan	Asia - Central	Jalal-Abad		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Kyrgyzstan	Asia - Central	Kara-Balta (Diunda)		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Kyrgyzstan	Asia - Central	Tokamok		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Kyrgyzstan	Asia - Central	Kant		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Liberia	Africa - West	Monrovia		Onstream	15	-	2	-	-	-	-	2,3
Libya	Africa - North	Azzawiya/Benghazi (Zawia)	Libyan National Oil Corporation (100%)	Idled/Closed	120	-	16	-	-	-	-	-
Libya	Africa - North	Ras Lanuf	Libyan National Oil Corporation (100%)	Idled/Closed	220	-	3	-	-	-	-	-
Libya	Africa - North	Sarir	Libyan National Oil Corporation (100%)	Idled/Closed	10	-	-	-	-	-	-	-
Libya	Africa - North	Marsa-el-Brega	Libyan National Oil Corporation (100%)	Idled/Closed	10	-	1	-	-	-	-	-
Libya	Africa - North	Tobruk	Libyan National Oil Corporation (100%)	Onstream	20	-	-	-	-	-	-	-
Libya	Africa - North	Mellita	Tamoil (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Lithuania	Europe	Mazeikiu	PKN Orlen (89%)	Onstream	190	43	46	-	-	29	29	7,6
Macedonia	Europe	Okta/Skopje	Hellenic Petroleum (51%)	Onstream	50	-	11	-	-	-	-	4,4

Madagascar	Africa - Southern	Toamasina		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Malaysia	Asia - Pacific	Port Dickson (ExxonMobil)	ExxonMobil (65%)	Onstream	86	-	8	-	-	-	-	2,9
Malaysia	Asia - Pacific	Kertih	Petronas (100%)	Onstream	40	-	-	-	-	-	-	-
Malaysia	Asia - Pacific	Malaka I	Petronas (100%)	Onstream	93	-	24	-	-	-	-	3,7
Malaysia	Asia - Pacific	Melaka II	Petronas (100%)	Onstream	126	-	28	36	24	-	-	8,7
Malaysia	Asia - Pacific	Lutong	Royal Dutch Shell (100%)	Idled/Closed	45	-	-	-	-	-	-	-
Malaysia	Asia - Pacific	Port Dickson (Shell)	Royal Dutch Shell (51%)	Onstream	107	39	16	-	-	-	-	5,1
Malaysia	Asia - Pacific	Kemaman	Kemaman Bitumen Company (100%)	Onstream	30	-	-	-	-	-	-	2,7
Martinique	Latin America	Fort de France	Rubis Group (71%), Sol (29%)	Onstream	17	-	3	-	-	-	-	4,3
Mexico	Latin America	Cadereyta	Pemex (100%)	Onstream	275	90	46	-	50	-	-	6,7
Mexico	Latin America	Ciudad Madero	Pemex (100%)	Onstream	190	61	30	-	50	-	-	7,0
Mexico	Latin America	Hidalgo	Pemex (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Mexico	Latin America	Minatitlan	Pemex (100%)	Onstream	185	30	49	-	-	-	-	6,6
Mexico	Latin America	Salamanca	Pemex (100%)	Onstream	245	40	39	-	-	-	-	6,4
Mexico	Latin America	Salina Cruz	Pemex (100%)	Onstream	330	80	50	-	50	-	-	5,7
Mexico	Latin America	Tula	Pemex (100%)	Onstream	315	80	65	-	41	-	-	6,6
Morocco	Africa - North	Jorf Lasfar	ADNOC (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Morocco	Africa - North	Mohammedia		Onstream	125	-	22	-	-	-	-	3,0
Morocco	Africa - North	Sidi Kacem		Onstream	30	5	3	-	-	-	-	3,2
Myanmar	Asia - Pacific	Chauk		Onstream	6	-	-	-	-	-	-	1,7
Myanmar	Asia - Pacific	Thanbayakan		Onstream	25	-	-	-	-	-	-	-

Myanmar	Asia - Pacific	Thanlyin		Onstream	26	-	-	-	5	-	-	2,6
Netherlands	Europe	Rotterdam (ExxonMobil)	ExxonMobil (100%)	Onstream	191	-	33	52	-	-	-	8,1
Netherlands	Europe	Rotterdam (Gunvor Group)	Gunvor Group (100%)	Onstream	84	-	20	-	-	7	7	9,1
Netherlands	Europe	Europoort, Rotterdam	BP (100%)	Onstream	377	65	32	-	-	34	31	5,4
Netherlands	Europe	Pernis	Royal Dutch Shell (100%)	Onstream	404	48	41	83	-	45	45	7,3
Netherlands	Europe	Amsterdam		Onstream	10	-	-	-	-	-	-	2,6
Netherlands	Europe	Vlissingen	Lukoil (45%), Total (55%)	Onstream	166	-	27	74	-	-	-	7,7
Netherlands Antilles	Latin America	Emmastad	PDVSA (100%)	Onstream	320	50	20	-	-	-	-	7,1
New Zealand	Asia - Pacific	Whangarei	BP (21.2%), ExxonMobil (19%), Ifratil (8.5%), New Zealand Superannuation Fund (8.5%)	Onstream	125	-	24	33	-	-	-	7,5
Nicaragua	Latin America	Managua	ExxonMobil (100%)	Onstream	20	-	3	-	-	-	-	3,1
Niger	Africa - West	Zinder	PetroChina (50%). Reuters reported in 2012 that the refinery was at least temporarily shut down as it dealt with stocking and export issues.	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Nigeria	Africa - West	Kaduna	NNPC (100%)	Onstream	105	18	15	-	-	-	-	4,7
Nigeria	Africa - West	Pt Harcourt-Alesa Elene	NNPC (100%)	Onstream	57	-	6	-	-	-	-	1,5
Nigeria	Africa - West	Pt Harcourt-Rivers State	NNPC (100%)	Onstream	143	40	33	-	-	-	-	5,7
Nigeria	Africa - West	Warri	NNPC (100%)	Onstream	119	25	16	-	-	-	-	3,5
Nigeria	Africa - West	Eket, Akwa Ibom	Amakpe International Refineries Nigeria Limited (100%)	Awaiting refinery start-up	-	-	-	-	-	-	-	-
North Korea	Asia - Pacific	Ungi		Onstream	42	-	7	-	-	-	-	2,6

North Korea	Asia - Pacific	Sinuiju		Onstream	29	-	-	-	-	-	-	-
Norway	Europe	Slagen	ExxonMobil (100%)	Onstream	116	-	11	-	-	32	32	3,0
Norway	Europe	Mongstad	Statoil ASA (100%)	Onstream	203	55	24	-	23	-	-	4,7
Oman	Middle East	Mina Al Fahal		Onstream	85	-	16	-	-	-	-	1,9
Oman	Middle East	Sohar		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Pakistan	Asia - Pacific	Rawalpindi		Onstream	42	-	5	-	-	-	-	2,2
Pakistan	Asia - Pacific	Karachi (Byco)		Onstream	30	-	-	-	-	-	-	-
Pakistan	Asia - Pacific	Korangi, Karachi		Onstream	62	-	4	-	-	-	-	3,6
Pakistan	Asia - Pacific	Balochistan (Khalifa coastal)		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Pakistan	Asia - Pacific	Karachi		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Pakistan	Asia - Pacific	Karachi (Pakistan Refinery)	Chevron (7.5%), Royal Dutch Shell (30%)	Onstream	43	-	3	-	-	-	-	3,8
Pakistan	Asia - Pacific	Mehmood Kot, Punjab		Idled/Closed	-	-	-	-	-	14	-	-
Pakistan	Asia - Pacific	Sindh		Onstream	35	-	4	-	-	-	-	-
Pakistan	Asia - Pacific	Karachi (Enar Petrotech)		Onstream	3	-	-	-	-	-	-	-
Pakistan	Asia - Pacific	Byco Petroleum		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Pakistan	Asia - Pacific	Dera Ghazi Khan		Onstream	3	-	-	-	-	-	-	-
Papua New Guinea	Asia - Pacific	Port Moresby		Onstream	32	-	4	-	-	-	-	-
Paraguay	Latin America	Villa Elisa		Onstream	8	-	-	-	-	-	-	-
Peru	Latin America	Pucallpa	Maple Energy (100%)	Onstream	3	-	-	-	-	-	-	-
Peru	Latin America	Conchan	Petroperu (100%)	Onstream	14	-	-	-	-	-	-	2,4

Peru	Latin America	El Milagro, Amazonas	Petroperu (100%)	Onstream	2	-	-	-	-	-	-	-
Peru	Latin America	Loreto	Petroperu (100%)	Onstream	11	-	-	-	-	-	-	-
Peru	Latin America	Talara	Petroperu (100%)	Onstream	62	18	-	-	-	-	-	3,5
Peru	Latin America	Pampilla, Lima	Repsol-YPF (51%)	Onstream	102	16	2	-	-	26	26	3,3
Philippines	Asia - Pacific	Limay, Bataan	Petron Corporation (100%), San Miguel Corporation (68%)	Onstream	180	19	31	-	-	-	-	5,3
Philippines	Asia - Pacific	Tabangao	Royal Dutch Shell (67%)	Onstream	96	-	20	-	-	11	22	6,8
Poland	Europe	Gdansk	Grupa Lotos (100%)	Onstream	120	-	25	32	-	-	-	8,0
Poland	Europe	Plock	PKN Orlen (100%)	Onstream	373	33	43	114	-	-	-	7,8
Poland	Europe	Gorlice	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Poland	Europe	Jaslo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Portugal	Europe	Leca de Palmeira Porto	Galp Energia (100%)	Onstream	91	-	25	-	-	-	-	7,1
Portugal	Europe	Sines	Galp Energia (100%)	Onstream	213	41	25	9	-	37	-	5,2
Puerto Rico	Latin America	Yabucoa	Royal Dutch Shell (100%)	Onstream	73	-	21	20	-	-	-	5,9
Qatar	Middle East	Ras Laffan	Cosmo Oil (10%), ExxonMobil (10%), Idemitsu (10%), Marubeni Corporation (5%), Mitsui & Co (5%), Qatar Petroleum (51%), Total (10%)	Onstream	146	-	-	-	-	-	-	-
Qatar	Middle East	Umm Said	Qatar Petroleum (100%)	Onstream	137	60	29	20	-	-	-	8,3
Republic of Congo	Africa - West	Pte.Noire	Congolaise de Raffinage (100%)	Onstream	21	-	2	2	-	-	-	3,3
Romania	Europe	Pitesti	OMV (51%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Romania	Europe	Ploiesti (Astra)		Onstream	56	-	-	-	9	-	-	4,1
Romania	Europe	Darmanesti		Onstream	-	-	-	-	-	-	-	7,0
Romania	Europe	Ploiesti (Petrobrazil)	OMV (51%)	Onstream	82	31	12	-	18	-	-	10,3

Romania	Europe	Barcau		Onstream	8	-	-	-	-	-	-	2,7
Romania	Europe	Midia	KazMunayGas (100%)	Onstream	105	24	12	-	20	-	-	6,2
Romania	Europe	Ploiesti (Petrotel)	Lukoil (US GAAP) (97%)	Onstream	48	19	10	-	11	6	6	10,7
Romania	Europe	Onesti		Onstream	70	24	10	-	6	12	12	8,0
Romania	Europe	Ploiesti (Rompetrol)	KazMunayGas (100%)	Onstream	9	-	-	-	-	-	-	1,8
Romania	Europe	Cimpina		Onstream	9	-	-	-	-	-	-	3,0
Russia	Asia - Central	Khabarovsk		Onstream	94	-	10	-	-	-	-	2,1
Russia	Asia - Central	Novo-Ufa	Bashneft (100%)	Onstream	285	22	48	-	7	52	52	4,2
Russia	Asia - Central	Ufa	Bashneft (100%)	Onstream	235	38	15	-	-	-	-	3,3
Russia	Asia - Central	Ufaneftekhim	Bashneft (100%)	Onstream	184	17	31	19	-	-	-	5,3
Russia	Asia - Central	Chernogorneft		Onstream	2	-	-	-	-	-	-	-
Russia	Asia - Central	Makhachkala		Onstream	4	-	-	-	-	-	-	-
Russia	Asia - Central	Omsk	Gazprom Neft (100%), Gazprom (96%)	Onstream	286	66	67	19	12	27	27	6,6
Russia	Asia - Central	Krasnodar	Russneft (100%)	Onstream	34	-	-	-	-	-	-	6,6
Russia	Asia - Central	Kogalym	Lukoil (US GAAP) (100%)	Onstream	10	-	-	-	-	-	-	-
Russia	Asia - Central	Nizhniy Novgorod	Lukoil (US GAAP) (85%)	Onstream	337	41	47	-	42	-	-	3,9
Russia	Asia - Central	Perm	Lukoil (US GAAP) (100%)	Onstream	259	9	37	65	19	-	-	7,9
Russia	Asia - Central	Ukhta	Lukoil (US GAAP) (100%)	Onstream	79	-	9	-	14	-	-	4,5
Russia	Asia - Central	Volgograd	Lukoil (US GAAP) (100%)	Onstream	225	-	44	-	24	-	-	4,0
Russia	Asia - Central	Mari El Refinery	Mariisky NPZ Ltd (100%)	Onstream	2	-	-	-	-	-	-	-

Russia	Asia - Central	Orsk (ONOS)	Russneft (100%)	Onstream	130	-	18	-	-	-	-	5,0
Russia	Asia - Central	Achinsk	Rosneft (100%)	Onstream	127	-	26	-	-	-	-	3,2
Russia	Asia - Central	Angarsk	Rosneft (100%)	Onstream	183	34	51	-	11	26	26	7,2
Russia	Asia - Central	Komsomolsk	Rosneft (100%)	Onstream	141	-	8	-	-	11	11	4,5
Russia	Asia - Central	Kuibyshev	Rosneft (100%)	Onstream	141	14	44	-	-	-	-	6,3
Russia	Asia - Central	Novo-Kuibyshevsk	Rosneft (100%)	Onstream	192	17	34	-	25	-	-	4,1
Russia	Asia - Central	Strezhevoy	Rosneft (100%)	Onstream	4	-	-	-	-	-	-	-
Russia	Asia - Central	Syzran	Rosneft (100%)	Onstream	214	17	39	-	-	-	-	4,1
Russia	Asia - Central	Tarasovskoye	Rosneft (100%)	Onstream	2	-	-	-	-	-	-	-
Russia	Asia - Central	Tuapse	Rosneft (100%)	Onstream	193	-	8	-	-	-	-	1,3
Russia	Asia - Central	Bashkortostan/ Salavat	Gazprom (54%)	Onstream	168	10	30	-	-	9	9	3,2
Russia	Asia - Central	Moscow	Gazprom Neft (100%)	Onstream	243	31	33	-	-	-	-	3,8
Russia	Asia - Central	Cracking-Saratov		Onstream	134	-	23	-	-	-	-	3,6
Russia	Asia - Central	Yanos	Rosneft (50%), Gazprom (48%)	Onstream	290	30	26	-	-	12	12	4,7
Russia	Asia - Central	Yaroslav-Mendelev	Gazpromneft (50%), Rosneft (50%), BP (19.75%)	Onstream	9	-	-	-	-	-	-	10,1
Russia	Asia - Central	Kirishi	Surgutneftegaz (Russian GAAP) (100%)	Onstream	388	-	57	-	-	-	-	3,1
Russia	Asia - Central	Kichuvi	Tatneft (100%)	Onstream	8	-	2	-	-	-	-	3,7
Russia	Asia - Central	Nizhnekamsk	Tatneft (100%)	Onstream	120	-	-	-	-	36	36	2,1
Russia	Asia - Central	Taneco	Tatneft (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Russia	Asia - Central	Krasnoleninski	Rosneft (100%)	Onstream	6	-	-	-	-	-	-	-

Russia	Asia - Central	NNPO	Rosneft (100%)	Onstream	84	-	-	-	-	-	-	-
Russia	Asia - Central	Ryazan	Rosneft (100%)	Onstream	340	18	53	-	-	-	-	4,1
Russia	Asia - Central	Saratov	Rosneft (100%)	Onstream	130	-	-	-	-	-	-	-
Russia	Asia - Central	Tomsk		Onstream	5	-	-	-	-	-	-	-
Russia	Asia - Central	Ulyanovskneft		Onstream	2	-	-	-	-	-	-	-
Russia	Asia - Central	Afipsky		Onstream	72	-	16	-	-	-	-	3,2
Russia	Asia - Central	Yakutsk		Onstream	3	-	-	-	-	-	-	-
Russia	Asia - Central	Antipinsky		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Saudi Arabia	Middle East	Jubail (Satro- Saudi Aramco & Total)	Saudi Aramco (63%), Total (38%)	Onstream	400	-	-	-	-	-	-	-
Saudi Arabia	Middle East	Jazan	Saudi Aramco (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Saudi Arabia	Middle East	Jiddah	Saudi Aramco (100%)	Onstream	88	13	3	10	-	-	-	3,6
Saudi Arabia	Middle East	Rabigh	Saudi Aramco (50%), Sumitomo Corporation (50%)	Onstream	400	-	-	-	-	-	-	1,4
Saudi Arabia	Middle East	Ras Tanura	Saudi Aramco (100%)	Onstream	550	-	107	50	-	60	60	3,3
Saudi Arabia	Middle East	Riyadh	Saudi Aramco (100%)	Onstream	124	-	30	30	-	-	-	5,4
Saudi Arabia	Middle East	Yanbu (Sinopec)	Saudi Aramco (63%), Sinopec (38%)	Onstream	400	-	-	-	-	-	-	-
Saudi Arabia	Middle East	Yanbu (Saudi Aramco)	Saudi Aramco (100%)	Onstream	235	-	35	-	-	-	-	2,2
Saudi Arabia	Middle East	Yanbu (JV)	ExxonMobil (50%), Saudi Aramco (50%)	Onstream	400	96	47	-	-	46	46	5,4
Saudi Arabia	Middle East	Saudi Aramco Shell Refinery Co.—Al-Jubail	Saudi Aramco (100%)	Onstream	292	-	19	45	-	85	-	3,6
Senegal	Africa - West	Dakar	Total (20%)	Onstream	25	-	2	-	-	-	-	2,1
Serbia	Europe	Pancevo	Naftna Industrija Srbije (100%), Gazprom Neft (56%), Gazprom (54%)	Onstream	98	19	8	-	-	20	20	4,1

Serbia	Europe	Novi Sad	Naftna Industrija Srbije (100%), Gazprom Neft (56%), Gazprom (54%)	Onstream	117	-	11	-	-	-	-	2,2
Sierra Leone	Africa - West	Freetown		Onstream	10	-	-	-	-	-	-	-
Singapore	Asia - Pacific	Pulau Ayer/Jurong	ExxonMobil (100%)	Onstream	592	-	88	34	-	48	48	5,9
Singapore	Asia - Pacific	Pulau Merlimau	Chevron (50%), Singapore Petroleum (50%)	Onstream	290	48	17	36	-	34	34	4,6
Singapore	Asia - Pacific	Pulau Bukom	Royal Dutch Shell (100%)	Onstream	468	34	40	55	-	32	33	4,7
Slovakia	Europe	Bratislava	Slovnaft (100%), MOL (98%), Government of Hungary (20%)	Onstream	115	18	21	42	-	-	-	9,0
Slovenia	Europe	Lendava		Onstream	14	-	-	-	-	-	-	-
South Africa	Africa - Southern	Capetown	Glencore (100%)	Onstream	100	24	15	-	-	11	11	6,7
South Africa	Africa - Southern	Durban (Engen)	Petronas (80%)	Onstream	135	25	21	-	-	22	22	6,1
South Africa	Africa - Southern	Sasolburg	Sasol (63.6%) Total (18%)	Onstream	88	26	15	12	-	-	-	5,8
South Africa	Africa - Southern	Durban (BP)	BP (50%), Royal Dutch Shell (38%)	Onstream	180	38	34	-	-	26	-	6,9
South Korea	Asia - Pacific	Yeosu	Chevron (50%)	Onstream	786	148	106	154	-	-	-	7,0
South Korea	Asia - Pacific	Daesan	Hyundai Oilbank Co. Ltd (100%)	Onstream	390	-	20	22	19	-	-	2,1
South Korea	Asia - Pacific	Busan		Onstream	10	-	-	-	-	-	-	5,8
South Korea	Asia - Pacific	Inchon	SK Energy (100%)	Onstream	275	-	40	-	-	-	-	3,7
South Korea	Asia - Pacific	Ulsan	SK Energy (100%)	Onstream	840	147	133	45	-	-	-	5,6
South Korea	Asia - Pacific	Onsan	Saudi Aramco (63.4%)	Onstream	669	73	95	119	-	-	-	6,5
Spain	Europe	Tarragona (ASESA)	International Petroleum Investment Company (50%), Repsol-YPF (50%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	1,5
Spain	Europe	Castellon	BP (100%)	Onstream	110	30	17	-	22	-	-	11,4

Spain	Europe	Cadiz/Algesiras	International Petroleum Investment Company (100%)	Onstream	240	40	36	-	-	38	38	5,2
Spain	Europe	Huelva	International Petroleum Investment Company (100%)	Onstream	100	19	17	17	-	9	-	8,9
Spain	Europe	Tenerife	International Petroleum Investment Company (100%)	Onstream	87	-	16	-	-	35	35	3,7
Spain	Europe	Vizcaya/Bilbao	Repsol-YPF (86%)	Onstream	220	43	29	33	-	40	40	6,8
Spain	Europe	Cartagena (Repsol)	Repsol-YPF (100%)	Onstream	220	-	26	-	-	-	-	2,7
Spain	Europe	La Coruna	Repsol-YPF (100%)	Onstream	120	32	20	-	19	-	-	7,0
Spain	Europe	Puertollano	Repsol-YPF (100%)	Onstream	150	31	16	35	24	-	-	8,3
Spain	Europe	Tarragona (Repsol)	Repsol-YPF (100%)	Onstream	186	-	22	47	-	28	28	5,9
Sri Lanka	Asia - Pacific	Sapugaskanda		Onstream	50	-	5	-	-	13	13	3,6
Sudan	Africa - East	EL-Gily/Khartoum	CNPC (50%)	Onstream	50	-	-	-	-	-	-	-
Sudan	Africa - East	Al Shajarah/ Khartoum		Onstream	50	-	-	-	-	-	-	-
Sudan	Africa - East	Port Sudan		Onstream	22	-	2	-	-	-	-	2,6
Surinam	Latin America	Wanica District	Staatsolie Maatschappij Suriname (100%)	Onstream	15	-	-	-	-	3	3	1,9
Sweden	Europe	Gothenburg (Nynas)	Nynas (100%), Neste Oil (50%), PDVSA (50%)	Onstream	13	-	-	-	-	-	-	3,0
Sweden	Europe	Nynashamn	Nynas (100%), Neste Oil (50%), PDVSA (50%)	Onstream	28	-	-	-	-	-	-	3,0

Sweden	Europe	Gothenburg (Preem)	Preem (100%)	Onstream	106	-	21	-	-	-	-	4,7
Sweden	Europe	Lysekil	Preem (100%)	Onstream	210	30	32	49	-	38	38	5,7
Sweden	Europe	Gothenburg (Shell)	St1 (100%)	Onstream	80	-	18	-	-	-	-	8,0
Switzerland	Europe	Cressier	Vitol (100%)	Onstream	68	-	-	-	-	-	-	8,2
Switzerland	Europe	Collombey	Tamoil (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
Syria	Middle East	Banias	Syrian Petroleum Company (100%)	Onstream	133	-	21	26	-	23	23	5,6
Syria	Middle East	Homs	Syrian Petroleum Company (100%)	Onstream	107	-	10	-	18	-	-	4,2
Taiwan	Asia - Pacific	Kaohsiung	CPC Corporation (100%)	Idled/Closed	270	25	15	-	15	-	-	-
Taiwan	Asia - Pacific	Talin	CPC Corporation (100%)	Onstream	300	25	55	-	-	-	-	3,2
Taiwan	Asia - Pacific	Taoyuan	CPC Corporation (100%)	Onstream	200	-	20	-	-	-	-	2,3
Taiwan	Asia - Pacific	Mailiao		Onstream	540	168	-	25	36	-	-	5,8
Tanzania	Africa - East	Dar es Salaam		Onstream	15	-	3	-	-	-	3	3,2
Thailand	Asia - Pacific	Sriracha (ExxonMobil)	ExxonMobil (66%)	Onstream	167	41	26	-	-	-	-	6,4
Thailand	Asia - Pacific	Bangchak, Bangkok	PTT (29%)	Onstream	120	-	9	-	-	-	-	1,5
Thailand	Asia - Pacific	Map Ta Phut, Rayong (PTT)	PTT (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	22	-	-
Thailand	Asia - Pacific	Map Ta Phut, Rayong (SPRC)	Chevron (64%), PTT (36%)	Idled/Closed	165	41	35	-	-	-	-	-
Thailand	Asia - Pacific	Sriracha (Thai Oil)	PTT (50%), JX Holdings Inc (2%)	Onstream	193	9	44	43	-	17	17	7,0
Trinidad and Tobago	Latin America	Pte. a Pierre		Onstream	168	24	18	45	-	24	24	6,2
Tunisia	Africa - North	Bizerte		Onstream	34	-	3	-	-	-	-	1,5

Turkey	Europe	Mersin		Onstream	95	-	14	-	-	-	-	2,7
Turkey	Europe	Narli, Kahramanmaras		Onstream	6	-	-	-	-	-	-	2,3
Turkey	Europe	Aliaga (Izmir)	TUPRAS (100%)	Onstream	220	15	10	16	-	19	19	3,5
Turkey	Europe	Batman	TUPRAS (100%)	Onstream	22	-	1	-	-	-	-	3,5
Turkey	Europe	Izmit	TUPRAS (100%)	Onstream	220	14	7	23	-	-	-	4,0
Turkey	Europe	Kirikkale	TUPRAS (100%)	Onstream	100	-	20	15	-	-	-	5,9
Turkmenistan	Asia - Central	Chardzhou		Onstream	120	-	24	-	-	-	-	3,5
Turkmenistan	Asia - Central	Turkmenbashi		Onstream	116	15	28	-	29	-	-	6,4
Ukraine	Europe	Kherson		Onstream	138	-	17	-	12	-	-	3,0
Ukraine	Europe	Odessa	Lukoil (US GAAP) (96%)	Onstream	78	-	12	-	-	-	-	4,0
Ukraine	Europe	LINOS (Lisichansk)	Rosneft (100%)	Onstream	175	41	57	-	-	-	-	6,4
Ukraine	Europe	Drogobich		Onstream	78	-	8	-	-	-	-	2,8
Ukraine	Europe	Kremenchug	Uktatnafta (100%), Tatneft (9%)	Onstream	360	30	44	7	-	-	-	3,5
Ukraine	Europe	Nadvornaja	Uktatnafta (100%)	Onstream	50	-	9	-	7	-	-	3,7
United Arab Emirates	Middle East	Ruwais	ADNOC (65%), ENI (20%), OMV (15%)	Onstream	800	19	-	88	-	-	-	3,4
United Arab Emirates	Middle East	Umm Al Nar	ADNOC (65%), ENI (20%), OMV (15%)	Onstream	85	-	14	-	-	-	-	1,8
United Arab Emirates	Middle East	Dubai/Jebel Ali	Emirates National Oil Co (100%)	Onstream	140	-	36	-	-	-	-	-
United Arab Emirates	Middle East	Fujairah	Vitol (90%)	Onstream	82	-	-	-	-	-	-	1,4
United Arab Emirates	Middle East	Sharjah/Hamriyah		Onstream	71	15	12	-	-	-	-	5,3

United Kingdom	Europe	Ellesmere Port, Eastham	Nynas (50%), Neste Oil (50%), PDVSA (25%)	Onstream	27	-	-	-	-	-	-	3,0
United Kingdom	Europe	Pembroke	Valero Energy (100%)	Onstream	270	90	39	-	-	26	26	7,3
United Kingdom	Europe	Killingholme	Phillips 66 (100%)	Onstream	221	52	51	-	123	-	-	10,4
United Kingdom	Europe	Fawley	ExxonMobil (100%)	Onstream	261	89	66	-	-	-	-	10,8
United Kingdom	Europe	Grangemouth	PetroChina (50%), INEOS (50%)	Onstream	210	-	40	36	-	-	-	3,6
United Kingdom	Europe	Killingholme (Immingham)	Total (100%)	Onstream	207	50	31	-	-	20	20	6,1
United Kingdom	Europe	Milford Haven		Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United Kingdom	Europe	Dundee	Nynas (100%), Neste Oil (50%), PDVSA (50%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United Kingdom	Europe	Coryton	Petroplus Holdings (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United Kingdom	Europe	Teeside	Petroplus Holdings (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United Kingdom	Europe	Stanlow	Essar Group (100%)	Onstream	195	68	57	-	-	-	-	8,1
United States	North America	San Antonio	Calumet Specialty Products (100%)	Onstream	20	-	5	-	-	-	-	4,1
United States	North America	Big Spring	Delek US Holdings (100%)	Onstream	70	23	19	-	-	-	-	7,1
United States	North America	Port Reading	Hess Corp (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Bradford	American Refining Group, Inc (100%)	Onstream	11	-	2	-	-	-	-	6,3
United States	North America	Bakersfield (Alon)	Delek US Holdings (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	8,0
United States	North America	Salt Lake City (Flying J)	Flying J Inc (100%)	Onstream	30	10	8	-	-	-	-	8,5
United States	North America	Los Angeles (Tesoro)	Tesoro (100%)	Onstream	364	124	68	79	98	-	-	10,7
United States	North America	Cherry Point	BP (100%)	Onstream	236	-	65	65	58	-	-	9,5
United States	North America	Prudhoe Bay	BP (100%)	Onstream	12	-	-	-	-	-	-	7,0

United States	North America	Galveston (Marathon)	Marathon Petroleum (100%)	Onstream	459	130	124	145	30	-	-	10,0
United States	North America	Toledo (BP)	BP (50%), Husky Energy (50%)	Onstream	160	56	42	32	36	-	-	8,6
United States	North America	Whiting	BP (100%)	Onstream	430	175	65	-	102	-	-	9,7
United States	North America	Lake Charles (Transworld)	Calcasieu Refining Company (100%)	Onstream	86	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Cotton Valley	Calumet Specialty Products Partners (100%)	Onstream	13	-	-	-	-	-	-	2,8
United States	North America	Princeton	Calumet Specialty Products Partners (100%)	Onstream	8	-	-	8	-	-	-	20,0
United States	North America	Shreveport	Calumet Specialty Products Partners (100%)	Onstream	57	-	11	9	-	-	-	8,2
United States	North America	Laurel	Cenex (100%)	Onstream	58	15	11	-	14	-	-	8,1
United States	North America	Chalmette	PBF (100%)	Onstream	187	68	20	-	25	-	-	8,2
United States	North America	Salt Lake City (Chevron)	Chevron (100%)	Onstream	53	14	7	-	8	-	-	7,8
United States	North America	El Segundo	Chevron (100%)	Onstream	291	74	49	53	75	-	-	11,0
United States	North America	Honolulu	Island Energy Services (100%)	Onstream	54	20	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Pascagoula	Chevron (100%)	Onstream	330	86	85	97	98	-	-	11,5
United States	North America	Perth Amboy	Buckeye Partners L.P. (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	1,5
United States	North America	Richmond	Chevron (100%)	Onstream	257	80	59	159	-	-	-	14,9
United States	North America	Corpus Christi Tex (Citgo)	PDVSA (100%)	Onstream	155	75	46	-	40	-	-	12,1
United States	North America	Lake Charles (PDV)	PDVSA (100%)	Onstream	418	136	102	43	99	-	-	-
United States	North America	Lemont	PDVSA (100%)	Onstream	176	63	31	-	36	-	-	9,9
United States	North America	Paulsboro (Nustar)	NuStar Energy L.P. (50%), Lindsay Goldberg LLC (50%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	1,5

United States	North America	Savannah	NuStar Energy L.P. (50%), Lindsay Goldberg LLC (50%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	1,5
United States	North America	Coffeyville	CVR Energy (100%)	Onstream	119	32	23	-	23	-	-	9,2
United States	North America	Alliance	Phillips 66 (100%)	Onstream	247	95	44	-	23	-	-	9,2
United States	North America	Bayway	Phillips 66 (100%)	Onstream	241	131	29	-	-	-	-	8,0
United States	North America	Billings (Phillips 66)	Phillips 66 (100%)	Onstream	60	19	12	-	20	-	-	10,6
United States	North America	Ferndale	Phillips 66 (100%)	Onstream	101	33	17	-	-	-	-	7,3
United States	North America	Kuparuk	Phillips 66 (100%)	Onstream	15	-	-	-	-	-	-	7,0
United States	North America	Lake Charles (Phillips 66)	Phillips 66 (100%)	Onstream	249	46	43	63	61	-	-	9,0
United States	North America	Los Angeles (Phillips 66)	Phillips 66 (100%)	Onstream	139	45	34	25	48	-	-	12,7
United States	North America	Ponca City	Phillips 66 (100%)	Onstream	203	59	44	-	23	-	-	9,4
United States	North America	San Francisco	Phillips 66 (100%)	Onstream	120	-	31	62	48	-	-	12,3
United States	North America	Sweeny	Phillips 66 (100%)	Onstream	247	108	34	-	71	-	-	10,3
United States	North America	Trainer	Phillips 66 (100%)	Onstream	198	48	45	21	-	-	-	7,2
United States	North America	MountVernon	CountryMark (100%)	Onstream	27	8	6	-	-	-	-	9,2
United States	North America	Smackover	Martin Midstream Partners L.P. (100%)	Onstream	7	-	-	-	-	-	-	12,2
United States	North America	Tyler	Delek US Holdings (100%)	Onstream	71	18	16	-	6	-	-	7,8
United States	North America	Long Beach	Delek US Holdings (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Anacortes (Shell)	Royal Dutch Shell (100%)	Onstream	137	52	33	-	23	-	-	8,2
United States	North America	Martinez (Equilon)	Royal Dutch Shell (100%)	Onstream	144	65	29	37	42	-	-	12,6
United States	North America	Newell	Ergon, Inc (100%)	Onstream	22	-	4	-	-	-	-	8,0

United States	North America	Vicksburg Miss	Ergon, Inc (100%)	Onstream	24	-	-	-	-	-	-	15,8
United States	North America	Baton Rouge	ExxonMobil (100%)	Onstream	503	231	68	24	111	-	-	10,2
United States	North America	Baytown	ExxonMobil (100%)	Onstream	561	204	111	27	86	-	-	9,8
United States	North America	Beaumont	ExxonMobil (100%)	Onstream	363	113	131	61	43	-	-	11,5
United States	North America	Billings (Exxon)	ExxonMobil (100%)	Onstream	60	21	11	6	9	-	-	8,0
United States	North America	Joliet	ExxonMobil (100%)	Onstream	236	94	47	-	53	-	-	9,2
United States	North America	Torrance	PBF (100%)	Onstream	150	90	16	21	48	-	-	10,0
United States	North America	Corpus Christi (Koch Industries)	Koch Industries (100%)	Onstream	298	105	56	14	-	-	-	7,4
United States	North America	North Pole (Flint Hills)	Koch Industries (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Saint Paul	Koch Industries (100%)	Onstream	322	78	46	45	65	-	-	9,1
United States	North America	Eagle Springs	Foreland Refining Corp (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Cheyenne	HollyFrontier Corp (100%)	Onstream	49	11	8	-	12	-	-	7,9
United States	North America	El Dorado (HollyFrontier)	HollyFrontier Corp (100%)	Onstream	134	40	28	-	17	-	-	10,0
United States	North America	Atmore	Goodway Refining, L L C (100%)	Onstream	5	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Santa Maria	Greka Energy (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	1,5
United States	North America	Mobile	Trigeant Petroleum (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Navajo	HollyFrontier Corp (100%)	Onstream	109	24	22	-	-	-	-	6,0
United States	North America	Tulsa	HollyFrontier Corp (100%)	Onstream	157	24	21	-	10	-	-	6,2
United States	North America	Tulsa West	HollyFrontier Corp (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Woods Cross (Holly)	Holly Energy Partners, LP (100%)	Onstream	39	16	8	14	-	-	-	9,3
United States	North America	Tuscaloosa	Hunt Oil (100%)	Onstream	38	-	14	17	29	-	-	9,0

United States	North America	Lima	Husky Energy (100%)	Onstream	162	41	50	23	21	-	-	11,4
United States	North America	Bakersfield (kern)	Kern Oil & Refining Co (100%)	Onstream	26	-	5	-	-	-	-	3,5
United States	North America	El Dorado (Delek)	Delek US Holdings (88%), Ergon, Inc (65%)	Onstream	81	19	14	-	-	-	-	7,7
United States	North America	Casper	Sinclair Oil Corporation (100%)	Onstream	24	11	5	-	-	-	-	7,3
United States	North America	South Gate	Lunday-Thagard Co (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Houston (Lyondell)	LyondellBasell (100%)	Onstream	287	99	-	-	90	-	-	9,6
United States	North America	Canton	Marathon Petroleum Corporation (100%)	Onstream	93	25	20	-	-	-	-	6,5
United States	North America	Catlettsburg	Marathon Petroleum Corporation (100%)	Onstream	273	99	51	-	-	-	-	8,0
United States	North America	Detroit	Marathon Petroleum Corporation (100%)	Onstream	132	38	20	-	32	-	-	8,0
United States	North America	Garyville	Marathon Petroleum Corporation (100%)	Onstream	543	137	122	111	90	-	-	10,7
United States	North America	Robinson	Marathon Petroleum Corporation (100%)	Onstream	231	52	77	39	29	-	-	9,8
United States	North America	St Paul Park Minn	ACON Investments LLC (100%)	Onstream	97	28	22	-	-	-	-	8,1
United States	North America	Texas City (Marathon)	Marathon (100%)	Onstream	86	56	11	-	-	-	-	5,8
United States	North America	Great Falls	Connacher Oil & Gas Limited (100%)	Onstream	33	3	1	22	-	-	-	8,4
United States	North America	Convent	Royal Dutch Shell (50%), Saudi Aramco (50%)	Onstream	227	82	36	45	-	13	-	8,8
United States	North America	Norco	Royal Dutch Shell (50%), Saudi Aramco (50%)	Onstream	229	107	58	39	25	-	-	8,1
United States	North America	Port Arthur (Motiva)	Royal Dutch Shell (50%), Saudi Aramco (50%)	Onstream	578	81	45	73	144	-	-	10,4
United States	North America	Meraux	Valero Energy (100%)	Onstream	122	-	29	44	-	-	-	7,4
United States	North America	Superior	Husky(100%)	Onstream	48	10	7	-	-	-	-	6,8
United States	North America	McPherson	CHS Inc (100%)	Onstream	95	22	22	35	23	-	-	12,5
United States	North America	Portland	Delek US Holdings (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	1,5

United States	North America	Paramount	Delek US Holdings (100%)	Onstream	86	-	18	14	-	-	-	5,2
United States	North America	Pasadena	Chevron (100%)	Onstream	110	47	20	-	-	-	-	7,0
United States	North America	North Pole	Petro Star Inc (100%)	Onstream	21	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Valdez	Petro Star Inc (100%)	Onstream	57	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Port Allen	Placid Refining Company LLC (100%)	Onstream	78	23	10	-	-	-	-	6,0
United States	North America	Bakersfield (San Joaquin)	San Joaquin Refining (100%)	Onstream	24	-	-	-	-	5	5	6,4
United States	North America	Deer Park	Pemex (50%), Royal Dutch Shell (50%)	Onstream	312	63	67	53	78	-	-	8,6
United States	North America	Mobile/ Saraland Ala	Royal Dutch Shell (100%)	Onstream	91	-	20	-	-	-	-	4,1
United States	North America	St.Rose	Royal Dutch Shell (100%)	Onstream	44	-	-	-	-	-	-	2,1
United States	North America	Evanston	Silver Eagle Refining (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Woods Cross (Silver Eagle)	Silver Eagle Refining (100%)	Onstream	15	-	-	-	-	-	-	2,6
United States	North America	Sinclair	Sinclair Oil Corporation (100%)	Onstream	86	20	13	14	18	-	-	8,0
United States	North America	Somerset	Somerset Oil Refinery (100%)	Onstream	6	-	1	-	-	-	-	2,9
United States	North America	Sandersville	Hunt Oil (100%)	Onstream	12	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Denver	Suncor (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Denver/Commerce City	Suncor (100%)	Onstream	98	30	22	-	-	-	-	6,3
United States	North America	Marcus Hook	Sunoco (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Philadelphia	Carlyle Group (67%), Sunoco (33%)	Onstream	337	125	77	-	-	-	-	7,7
United States	North America	Toledo (PBF)	PBF Energy Company LLC (100%)	Onstream	179	74	47	47	-	-	-	9,8
United States	North America	Westville	Sunoco (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-

United States	North America	Oxnard	Tenby Inc (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	1,5
United States	North America	Anacortes (Tesoro)	Tesoro Petroleum Corp. (100%)	Onstream	119	50	23	-	-	-	-	7,9
United States	North America	Ewa Beach	Par Petroleum Corporation (100%)	Onstream	90	-	12	18	-	10	10	4,1
United States	North America	Kenai	Tesoro Petroleum Corp. (100%)	Onstream	68	-	13	11	-	-	-	5,6
United States	North America	Mandan	Tesoro Petroleum Corp. (100%)	Onstream	71	28	11	-	-	-	-	5,8
United States	North America	Martinez	Tesoro Petroleum Corp. (100%)	Onstream	162	66	23	33	48	-	-	11,2
United States	North America	Salt Lake City (Tesoro)	Tesoro Petroleum Corp. (100%)	Onstream	60	26	10	-	-	-	-	6,4
United States	North America	Wilmington	Tesoro Petroleum Corp. (100%)	Idled/Closed	364	124	68	79	98	-	-	10,7
United States	North America	Port Arthur (Total)	Total (100%)	Onstream	233	72	39	-	54	-	-	9,4
United States	North America	Warren	United Refining Company (100%)	Onstream	67	23	13	-	-	-	-	9,0
United States	North America	Tacoma	Par Pacific Holdings (100%)	Onstream	42	-	6	-	-	-	-	5,5
United States	North America	Ardmore	Valero Energy (100%)	Onstream	84	27	18	13	-	-	-	7,6
United States	North America	Benicia	Valero Energy (100%)	Onstream	142	68	33	31	27	-	-	10,0
United States	North America	Corpus Christi (Valero)	Valero Energy (100%)	Onstream	285	86	44	45	15	-	-	9,3
United States	North America	Delaware City	PBF Energy Company LLC (100%)	Onstream	181	77	39	20	49	-	-	9,4
United States	North America	Houston (Valero)	Valero Energy (100%)	Onstream	181	64	-	31	-	-	-	5,5
United States	North America	Krotz Springs	Delek US Holdings (100%)	Onstream	79	31	12	-	-	-	-	7,1
United States	North America	McKee	Valero Energy (100%)	Onstream	185	49	42	24	-	-	-	7,1
United States	North America	Memphis	Valero Energy (100%)	Onstream	185	63	32	24	-	-	-	8,0
United States	North America	Paulsboro (PBF)	PBF Energy Company LLC (100%)	Onstream	158	50	29	-	24	-	-	9,3
United States	North America	Port Arthur (Valero)	Valero Energy (100%)	Onstream	394	68	50	111	90	-	-	8,6

United States	North America	St Charles	Valero Energy (100%)	Onstream	209	90	25	88	76	-	-	13,2
United States	North America	Texas City	Valero Energy (100%)	Onstream	219	77	16	-	48	-	-	8,5
United States	North America	Three Rivers	Valero Energy (100%)	Onstream	86	21	30	25	-	-	-	10,4
United States	North America	Wilmington (Valero)	Valero Energy (100%)	Onstream	83	51	16	-	26	-	-	11,1
United States	North America	Bloomfield	Marathon Petroleum (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Ciniza	Marathon Petroleum (100%)	Onstream	25	10	7	-	-	-	-	6,2
United States	North America	El Paso	Marathon Petroleum (100%)	Onstream	127	32	25	-	-	-	-	7,7
United States	North America	Yorktown	Plains All American Pipeline (100%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Borger	Cenovus Energy Inc. (50%), Phillips 66 (50%)	Onstream	143	50	28	-	27	-	-	12,9
United States	North America	Wood River	Cenovus Energy Inc. (50%), Phillips 66 (50%)	Onstream	314	91	72	49	75	-	-	9,7
United States	North America	Wynnewood	CVR Energy (100%)	Onstream	71	20	16	16	-	-	-	11,5
United States	North America	Newcastle	Par Pacific Holdings (100%)	Onstream	18	7	4	-	-	-	-	6,2
United States	North America	Dakota Prairie	Tesoro Petroleum Corp. (100%)	Onstream	19	-	-	-	-	-	-	-
United States	North America	Church Point	Canal Companies	Onstream	109	-	6	28	-	-	-	3,9
Uruguay	Latin America	Montevideo	ANCAP (100%)	Onstream	50	12	12	-	-	7	7	5,7
Uzbekistan	Asia - Central	Alty-Aryk	Uzbekneftegaz (100%)	Onstream	66	-	-	-	-	-	10	1,4
Uzbekistan	Asia - Central	Bukhara	Uzbekneftegaz (100%)	Onstream	50	-	-	-	-	-	-	1,4
Uzbekistan	Asia - Central	Fergana	Uzbekneftegaz (100%)	Onstream	108	-	23	-	18	-	-	5,9
Venezuela	Latin America	Bajo Grande	PDVSA (100%)	Onstream	16	-	-	-	-	-	-	2,1
Venezuela	Latin America	Paraguana	PDVSA (100%)	Onstream	940	167	41	-	87	-	-	5,2
Venezuela	Latin America	El Palito	PDVSA (100%)	Onstream	127	52	9	-	-	-	-	5,3

Venezuela	Latin America	Puerto La Cruz	PDVSA (100%)	Onstream	196	14	-	-	-	-	-	1,4
Venezuela	Latin America	San Roque	PDVSA (100%)	Onstream	5	-	-	-	-	-	-	1,7
Vietnam	Asia - Pacific	Dung Quat	PetroVietnam (100%)	Onstream	131	63	19	19	-	-	-	5,9
Virgin Islands	Latin America	St. Croix	Arclight (50%), PDVSA (50%)	Idled/Closed	-	-	-	-	-	37	-	-
Yemen	Middle East	Little Aden	Aden Refinery Company (100%)	Onstream	130	-	12	-	-	-	-	1,6
Yemen	Middle East	Marib	Hunt Oil (100%)	Onstream	10	-	3	-	-	-	-	2,3
Zambia	Africa - Central	Ndola	Government of Zambia (100%)	Onstream	24	-	-	-	-	-	-	1,2