

NOTA TÉCNICA DPG-SPT N° 01/2019

Perspectivas de implantação de refinarias de pequeno porte no Brasil

Rio de Janeiro
27 de fevereiro de 2019



Empresa de Pesquisa Energética

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "*double sided*")



GOVERNO FEDERAL
Ministério de Minas e Energia



NOTA TÉCNICA DPG-SPT Nº 01/2019

Perspectivas de implantação de refinarias de pequeno porte no Brasil

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretário Executivo

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Reive Barros dos Santos



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amilcar Gonçalves Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Superintendência de Petróleo

Coordenação Geral

José Mauro Ferreira Coelho
Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Executiva

Marcelo Castello Branco Cavalcanti

Coordenação Técnica

Patrícia Feitosa Bonfim Stelling
Regina Freitas Fernandes
Roberta de Albuquerque Cardoso

Equipe Técnica

Adriana Queiroz Ramos
Carlos Eduardo Rinco de Mendonça Lima
Guilherme Theulen Antoniasse
Péricles de Abreu Brumati
Victor Hugo Trocate da Silva
Vitor Manuel do Espírito Santo Silva

<http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U"
Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar
Brasília - DF - CEP: 70.065-900

Escritório Central

Av. Rio Branco, n.º 01 - 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

27 de fevereiro de 2019

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "*double sided*")

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES



Área de estudo:

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO ABASTECIMENTO DE DERIVADOS

Estudo:

PERSPECTIVAS DE IMPLANTAÇÃO DE REFINARIAS DE PEQUENO PORTE NO BRASIL

<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	25/01/2019	Envio ao MME

SUMÁRIO

Introdução	14
1. Produção de Petróleo em Campos Terrestres no Brasil	16
1.1. <i>Previsão de produção de petróleo em terra no Brasil.....</i>	17
1.2. <i>Áreas terrestres com potencial para petróleo e gás natural no Brasil.....</i>	18
1.3. <i>Corrente de Petróleo</i>	20
1.3.1. <i>Bacia do Recôncavo.....</i>	22
1.3.2. <i>Bacia Alagoas.....</i>	22
1.3.3. <i>Bacia do Sergipe</i>	23
1.3.4. <i>Bacia Potiguar.....</i>	24
1.3.5. <i>Bacia Espírito Santo - Mucuri</i>	24
2. Derivados de Petróleo	26
2.1. <i>Consumo de derivados no Brasil</i>	28
2.2. <i>Mercados e logística de distribuição.....</i>	30
2.2.1. <i>Bahia.....</i>	33
2.2.2. <i>Alagoas</i>	36
2.2.3. <i>Sergipe.....</i>	39
2.2.4. <i>Rio Grande do Norte</i>	42
2.2.5. <i>Espírito Santo</i>	45
2.3. <i>Refino</i>	48
2.3.1. <i>Perfil de produção de uma refinaria</i>	50
2.3.2. <i>Economicidade do refino</i>	51
3. Análise de Viabilidade Técnica-Econômica	54
3.1. <i>Receitas.....</i>	54
3.2. <i>Despesas e Custos</i>	55
3.2.1. <i>Capex.....</i>	55
3.2.2. <i>Opex</i>	56
3.2.3. <i>Depreciação.....</i>	58
3.3. <i>Metodologias</i>	59
3.3.1. <i>Margem bruta de operação</i>	59
3.3.2. <i>Valor Presente Líquido (VPL).....</i>	60
3.3.3. <i>Taxa Interna de Retorno (TIR)</i>	60
3.3.4. <i>Retorno do investimento (payback).....</i>	61
3.4. <i>Premissas adotadas</i>	61
3.5. <i>Resultados.....</i>	63
3.5.1. <i>Estudo de caso 1: desconto de US\$5/b sobre Preço de aquisição do petróleo</i>	63
3.5.2. <i>Estudo de caso 2: benefício fiscal.....</i>	65
4. Considerações Finais	69
5. Agradecimentos	72



6. Referências Bibliográficas.....	73
Apêndice.....	77

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Principais campos terrestres produtores no Brasil	16
Figura 2: Mapa de expectativa de fluidos nas bacias sedimentares brasileiras.....	19
Figura 3: Mapa de prospectividade das bacias sedimentares brasileiras.....	20
Figura 4: Características de petróleos de campos terrestres no Brasil.....	21
Figura 5: Cadeia do abastecimento de derivados de petróleo	26
Figura 6: Infraestrutura de produção e movimentação de petróleo e derivados	27
Figura 7: Análise de mercado e logística de fornecimento e distribuição	30
Figura 8: Parque de refino da Região Nordeste.....	32
Figura 9: Campos terrestres produtores na Bahia em 2017	34
Figura 10: Campos terrestres produtores em Alagoas em 2017	37
Figura 11: Logística de petróleo e derivados em Alagoas.....	39
Figura 12: Campos terrestres em Sergipe produtores em 2017.....	40
Figura 13: Campos terrestres produtores no Rio Grande do Norte	42
Figura 14: Logística de petróleo e derivados no Rio Grande do Norte.....	43
Figura 15: Bases de distribuição de Combustíveis no Rio Grande do Norte	44
Figura 16: Produção de gasolina na RPCC	44
Figura 17: Campos terrestres produtores no Espírito Santo	45
Figura 18: Parque de refino da Região Sudeste	46
Figura 19: Logística de derivados no Espírito Santo.....	47
Figura 20: Principais derivados obtidos na destilação atmosférica	49
Figura 21: Refinaria A (<i>Hydroskimming</i>) - Esquema simplificado de refino.....	50
Figura 22: Refinaria B (<i>Cracking</i>) - Esquema simplificado de refino	51

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Previsão de produção de petróleo <i>onshore</i>	18
Gráfico 2: Demanda energética brasileira, por fonte de energia.....	28
Gráfico 3: Consumo nacional de derivados de petróleo, por uso final.....	29
Gráfico 4: Balanço regional de derivados de petróleo em 2027.....	30
Gráfico 5: Vendas dos principais combustíveis na Região Nordeste – 2007 a 2017.....	31
Gráfico 6: Balanço de oferta e demanda de gasolina A e óleo diesel A na Região Nordeste.....	32
Gráfico 7: Logística de petróleo e derivados na Bahia.....	36
Gráfico 8: Projeções de preços para os principais derivados de petróleo.....	54
Gráfico 9: Projeções de preços para os petróleos terrestres – em US\$/b.....	57
Gráfico 10: Previsão de Produção – Bacia do Recôncavo (2018-2050).....	77
Gráfico 11: Previsão de Produção – Bacia de Alagoas (2018-2050).	78
Gráfico 12: Previsão de Produção – Bacia do Sergipe (2018-2050).....	79
Gráfico 13: Previsão de Produção – Bacia Potiguar (2018-2050).....	80
Gráfico 14: Previsão de Produção – Bacia de Espírito Santo - Mucuri (2018-2050).....	81
Gráfico 15: Volume Integral das Produções de Petróleo no Período 2018-2050	82

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Características da corrente Baiano Mistura	22
Tabela 2: Características da corrente Alagoano.....	23
Tabela 3: Características da corrente Sergipano Terra.....	23
Tabela 4: Características da corrente RGN Mistura.....	24
Tabela 5: Características da corrente Fazenda Alegre.....	25
Tabela 6: Demandas (gasolina e diesel) nos municípios produtores terrestres na Bahia	35
Tabela 7: Demandas (gasolina e diesel) nos municípios produtores terrestres em Alagoas	38
Tabela 8: Demandas dos principais municípios produtores terrestres em Sergipe.....	41
Tabela 9: Demandas nos municípios produtores terrestres no Rio Grande do Norte	43
Tabela 10: Demandas nos municípios produtores terrestres no Espírito Santo	47
Tabela 11: Principais processos de refino	48
Tabela 12: Nível de complexidade das principais refinarias do parque de refino nacional.....	53
Tabela 13: Estimativa de custo de investimento <i>onsite - Hydroskimming</i>	55
Tabela 14: Estimativa de custo de investimento <i>onsite - Cracking</i>	55
Tabela 15: Estimativa de custo de investimento total em refinarias de pequeno porte - <i>Hydroskimming</i>	56
Tabela 16: Estimativa de custo de investimento total em refinarias de pequeno porte - <i>Cracking</i>	56
Tabela 17: Consumo estimado por barril processado	58
Tabela 18: Cálculo do lucro operacional bruto e fluxo de caixa livre.....	59
Tabela 19: Capacidades da refinaria por localização.....	61
Tabela 20: Margens de refino e de operação por Estado - <i>Hydroskimming</i>	62
Tabela 21: Margens de refino e de operação por Estado - <i>Cracking</i>	62
Tabela 22: Margens de refino e de operação por Estado com desconto sobre o preço de aquisição do petróleo - <i>Hydroskimming</i>	63
Tabela 23: Margens de refino e de operação por Estado com desconto sobre o preço de aquisição do petróleo - <i>Cracking</i>	64
Tabela 24: Indicadores de análise de investimento - <i>Hydroskimming</i>	64
Tabela 25: Indicadores - análise de investimento - <i>Cracking</i>	64
Tabela 26: Alíquotas de ICMS.....	66
Tabela 27: Margens brutas de operação e de refino com crédito de ICMS - <i>Hydroskimming</i> ...	67
Tabela 28: Margens brutas de operação e de refino com crédito de ICMS - <i>Cracking</i>	67
Tabela 29: Indicadores de viabilidade econômica - <i>Hydroskimming</i>	67
Tabela 30: Indicadores de viabilidade econômica - <i>Cracking</i>	67
Tabela 31: Resumo dos resultados - viabilidade econômica	70
Tabela 32: Valores mínimos de concessão de créditos de ICMS para viabilidade econômica dos empreendimentos	82

ÍNDICE DE EQUAÇÕES

Equação 1: Custos fixos	57
Equação 2: Margem bruta de operação.....	59
Equação 3: Valor presente líquido.....	60
Equação 4: Taxa interna de retorno	61

ÍNDICE DE SIGLAS E SIGLEMAS

- ANP** – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- API** – American Petroleum Institute (Instituto de petróleo dos Estados Unidos da América)
- ASTM** – American Society for Testing and Materials (Órgão de normatização dos Estados Unidos da América)
- Capex** – Capital expenditure (despesa de capital)
- CNPE** – Conselho Nacional de Política Energética
- COFINS** – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
- CSLL** – Contribuição sobre Lucro Líquido
- DENATRAN** – Departamento Nacional de Trânsito
- E&P** – Exploração & Produção
- FCC** – Fluid Catalitic Cracker (Craqueamento catalítico fluidizado)
- GLP** – Gás Liquefeito de Petróleo
- GN** – Gás Natural
- GNL** – Gás Natural Liquefeito
- HCC** – Hidrocraqueamento Catalítico
- IBGE** – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
- IRPJ** – Imposto de Renda – Pessoa Jurídica
- Lubnor** – Refinaria Lubrificantes e Derivados do Nordeste
- MME** – Ministério de Minas e Energia
- NIST** – National Institute of Standards (Instituto de padronização dos Estados Unidos da América)
- OC** – Óleo Combustível
- ODM** – Óleo Diesel Marítimo
- Opex** – Operational expenditure (despesa operacional)
- PDE** – Plano Decenal de Expansão de Energia
- PEV** – Ponto de Ebulição Verdadeiro
- PIS/PASEP** – Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
- PPI** – Preço de Paridade de Internacional
- PRP** – Preço de Referência do Petróleo
- QAV** – Querosene de Aviação
- RAT** – Resíduo Atmosférico
- REATE** – Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres
- Recap** – Refinaria Capuava
- Reduc** – Refinaria Duque de Caxias

- Refap** – Refinaria Alberto Pasqualini
- REIDI** – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
- Repar** – Refinaria Presidente Getúlio Vargas
- Regap** – Refinaria Gabriel Passos
- Reman** – Refinaria Isaac Sabbá
- Replan** – Refinaria de Paulínia
- Revap** – Refinaria Henrique Lage
- RGN** – Mistura de correntes de petróleo do Rio Grande do Norte
- RLAM** – Refinaria Landulpho Alves
- RND-E** – Recursos Não Descobertos em áreas contratadas
- RNEST** – Refinaria Abreu e Lima
- RPBC** – Refinaria Presidente Bernardes
- RPCC** – Refinaria Potiguar Clara Camarão
- SCFB** – Pé cúbico padrão por minuto
- TA** – Terminal Aquaviário
- TAN** – *Total Acid Number* (medida da acidez)
- Tevit** – Terminal Aquaviário de Vitória
- TGL** – Terminal de Granéis Líquidos
- TIR** – Taxa Interna de Retorno
- TMA** – Taxa Mínima de Atratividade
- TT** – Terminal Terrestre
- UPGN** – Unidade de Processamento de Gás Natural
- UTGC** – Unidade de Tratamento de Gás Natural de Cacimbas
- VPL** – Valor Presente Líquido

Introdução

Após a queda dos preços do petróleo, ocorrida desde o segundo semestre de 2014, e em meio a dificuldades de manutenção do patamar de investimento, a estatal petrolífera brasileira (Petrobras) apontou, em 2016, o reposicionamento estratégico para os segmentos de refino, transporte, armazenamento e comercialização de derivados. Em meio a análises de seu portfólio de investimentos, houve a sinalização de que o abastecimento de combustíveis não lograria volume de recursos para manter o nível de atuação da empresa, indicando a oportunidade para outros agentes. No ano seguinte, surge a Iniciativa Combustível Brasil, com o objetivo de propor ações e medidas para estimular a livre concorrência e a atração de investimentos para o setor de abastecimento de combustíveis. Através da Resolução nº 15/2017 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), foram estabelecidas as diretrizes estratégicas para a atração de investimentos e para o desenvolvimento do mercado de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis.

Desde janeiro de 2017, discute-se também, por iniciativa governamental, a situação das atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural em áreas terrestres no País. Tal discussão culminou com a publicação da Portaria nº 17/2018 do Ministério de Minas e Energia (MME), que instituiu o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE), com o objetivo de propor e monitorar ações, projetos e políticas voltadas ao incremento das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em terra. O REATE representa a ratificação de algumas das diretrizes da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, aprovada pela Resolução CNPE nº 17/2017. Esta Resolução é regida por diretrizes que visam promover a exploração em bacias de novas fronteiras, aumentando o conhecimento geológico e a descoberta de novas áreas produtoras, além de incentivar a exploração, o aumento do fator de recuperação e a produção de petróleo e de gás natural em bacias terrestres.

Ambas as iniciativas governamentais promovem ações e medidas para estimular a livre concorrência - o Combustível Brasil no intuito de atrair investimentos para o setor de abastecimento de combustíveis e o REATE na busca por meios de viabilizar uma indústria de E&P terrestre competitiva, com maximização da produção, pluralidade de operadores e diversidade de fornecedores de bens e serviços. Neste contexto, uma das propostas discutidas é a introdução de novos agentes na cadeia do abastecimento de combustíveis: as refinarias de pequeno porte (minirrefinarias). Esse modelo de negócio pode representar uma nova forma de comercialização do petróleo de campos terrestres, na medida em que, para a produção dos derivados, poder-se-ia utilizar o petróleo produzido em terra (*onshore*) e em menor escala de pequenos produtores. A operação de uma refinaria de pequeno porte surge como uma alternativa para maior valorização do petróleo, além de ampliar o número de agentes ofertantes de derivados no País.

A presente nota técnica tem como objetivo discutir os diversos aspectos relacionados a 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. Analisam-se as condições para o sucesso deste tipo de empreendimento como: volumes de matéria-prima (petróleo) regional, a localização da refinaria, a presença de mercados consumidores promissores, entre outros.

Para atender a esse objetivo, esta nota técnica possui três capítulos. O Capítulo 1 descreve questões relativas à produção petrolífera *onshore*, tais como as projeções de produção, as principais bacias terrestres do País e suas correntes de petróleo. Na sequência, o Capítulo 2 explica o restante da cadeia petrolífera, destaca o papel dos derivados na demanda energética nacional e avalia os mercados potenciais e a logística local. O Capítulo 3 analisa a viabilidade técnica-econômica para refinarias de pequeno porte nas localidades produtoras em campos terrestres. Em seguida são realizados os comentários finais.

1. Produção de Petróleo em Campos Terrestres no Brasil

O estudo Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2017), indica que **quarenta** bacias sedimentares (localizadas em terra e mar) apresentam algum interesse para atividades de Exploração & Produção (E&P) de petróleo e gás natural, sendo doze bacias produtoras de petróleo e, dessas, nove são terrestres, conforme Figura 1.

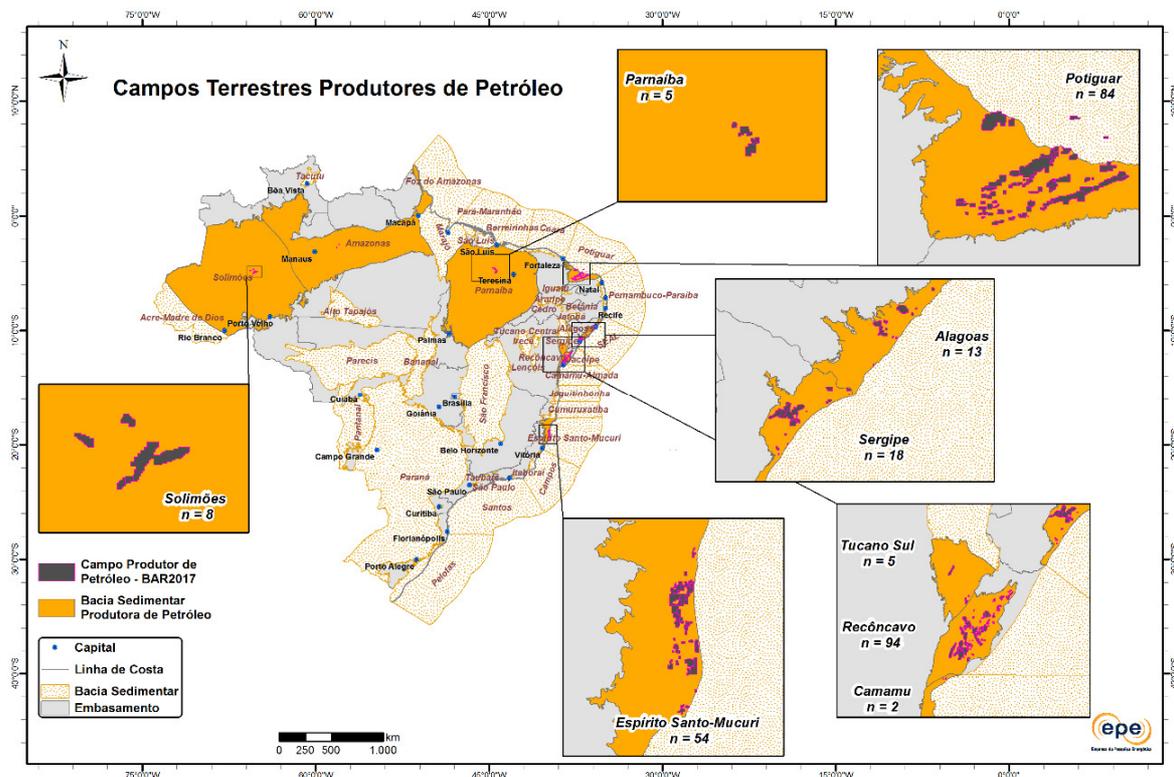


Figura 1: Principais campos terrestres produtores no Brasil

Fonte: Elaboração a partir de EPE (2017).

A produção comercial de petróleo em campos terrestres no País teve início em 1941, no campo de Candeias na Bacia do Recôncavo (TOLMASQUIM e PINTO JR., 2011). Os poços de petróleo mais produtivos do País em bacias terrestres estão localizados nas bacias do Recôncavo e de Solimões. As produções brasileiras em bacias terrestres (*onshore*), em 2017, foram de 46,4 milhões de barris de petróleo, correspondendo a 5% da produção nacional total.

Grande parte das reservas brasileiras de petróleo encontram-se nas bacias sedimentares marítimas. As reservas Provasdas¹ (1P) brasileiras totais de petróleo, em 2017, foram de 12,8 bilhões de

¹ Segundo Resolução ANP nº 47, de 3/9/2014, Reserva Provasda (1P) é a quantidade de petróleo ou gás natural que a análise de dados de geociências e engenharia indica com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, na data de referência do BAR, de Reservatórios descobertos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos. Se forem usados métodos determinísticos de avaliação, o termo "razoável certeza" indica um alto grau de confiança de que a quantidade será recuperada. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa deverá ser de pelo menos 90%.

barris e as reservas Provasdas, Prováveis² e Possíveis³ (3P) foram de 23,6 bilhões de barris, o que representou, respectivamente, um aumento de 1% e 4%, se comparado com o ano de 2016. Entretanto, para as bacias terrestres, houve uma redução de 7% para as reservas 1P de petróleo e 12% para as reservas 3P (ANP, 2018a).

Os volumes das bacias sedimentares terrestres correspondem atualmente a cerca de 5% do total da reserva 1P de petróleo do País. As reservas 1P *onshore* declaradas em 2017 são de cerca de 600 milhões de barris de petróleo. Estes números aumentam para 1 bilhão de barris se às reservas 3P forem somadas aos recursos contingentes⁴.

1.1. Previsão de produção de petróleo em terra no Brasil

De acordo com estudos de expansão de energia realizados pela EPE, com data de referência em 13 de junho de 2018, a previsão de produção de petróleo *onshore* é sustentada até 2021 pelas reservas de campos com declaração de comercialidade, mantendo-se em um patamar de 120 mil barris por dia. A partir daí, para evitarmos o declínio natural, será necessário a entrada em produção de áreas com descobertas em avaliação (Contingentes) e recursos não descobertos em áreas contratadas e não contratadas em área da União.

A contribuição da produção dos recursos não descobertos em áreas ainda não contratadas, tem seu início previsto para 2026. Neste contexto, as bacias do Recôncavo e Solimões são esperadas como as principais responsáveis pelo pico de produção em 2028.

A produção até 2050 é apresentada no Gráfico 1, considerando as incertezas para cada tipo de recurso.

² Segundo Resolução ANP nº 47, de 3/9/2014, Reserva Provável é a quantidade de petróleo ou gás natural cuja recuperação é menos provável que a das Reservas Provasdas, mas de maior certeza em relação à das Reservas Possíveis. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a soma das estimativas das Reservas Provada e Provável deverá ser de pelo menos 50%.

³ Segundo Resolução ANP nº 47, de 3/9/2014, Reserva Possível é a Quantidade de petróleo ou gás natural que a análise de dados de geociências e de engenharia indica como menos provável de se recuperar do que as Reservas Prováveis. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja maior ou igual à soma das estimativas das Reservas Provada, Provável e Possível deverá ser de pelo menos 10%.

⁴ Volumes potencialmente recuperáveis de reservatórios descobertos, que ainda carecem de avaliação, ou a produção ainda não é comercialmente viável (ANP, 2018a).

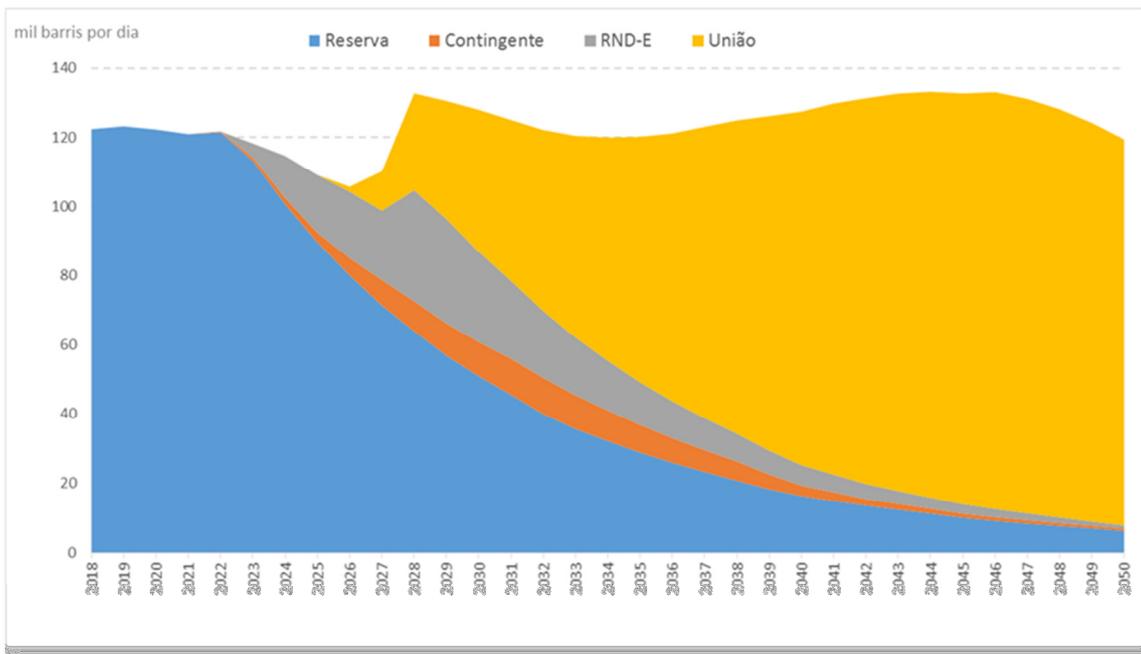


Gráfico 1: Previsão de produção de petróleo onshore

Fonte: EPE (2018a)

Podemos observar se não houver investimentos nos próximos anos em exploração e desenvolvimento da produção em recursos não descobertos ou no incremento do fator de recuperação, o declínio natural da produção de petróleo deve ficar entre 13% a 9% a.a.

1.2. Áreas terrestres com potencial para petróleo e gás natural no Brasil

Através de análises geológicas das bacias sedimentares brasileiras realizadas no estudo Zoneamento (EPE, 2017), em nível de *plays* exploratórios⁵, são definidas áreas com expectativas quanto à existência de acumulações de hidrocarbonetos, petróleo e gás natural de acordo com a Figura 2.

⁵ Um *play* exploratório é uma parte da bacia sedimentar considerada relativamente homogênea em termos dos controles geológicos (geração/migração, reservatório e trapa/selo) para a formação de acumulações de petróleo e gás natural (COBURN; YARUS, 2000; DOUST, 2010).

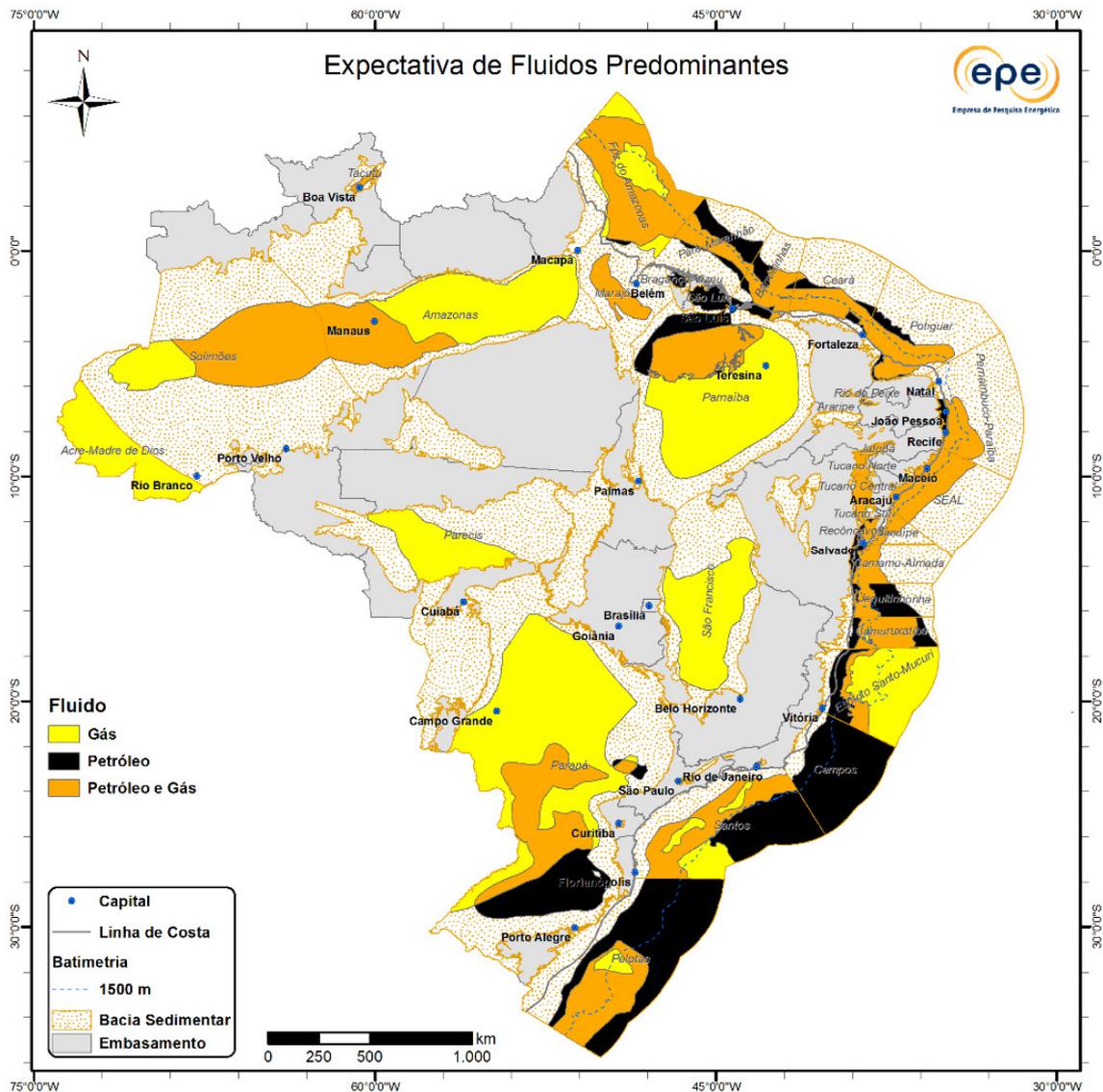


Figura 2: Mapa de expectativa de fluidos nas bacias sedimentares brasileiras

Fonte: EPE (2017)

Na Figura 3 observamos o potencial das bacias sedimentares de nova fronteira e áreas não exploradas de bacias maduras considerando o risco exploratório na perfuração de poços pioneiros e a dimensão volumétrica dos recursos não descobertos de petróleo e gás natural. São identificadas como de maior potencial petrolífero (maior prospectividade) as seguintes bacias: Recôncavo, Sergipe, Alagoas, Solimões, Parnaíba, Potiguar e Espírito Santo-Mucuri.

A partir da análise da prospectividade ou da importância petrolífera da área, estimam-se um incremento nos volumes recuperáveis de até 2,3 bilhão de barris de petróleo nas bacias terrestres brasileiras.

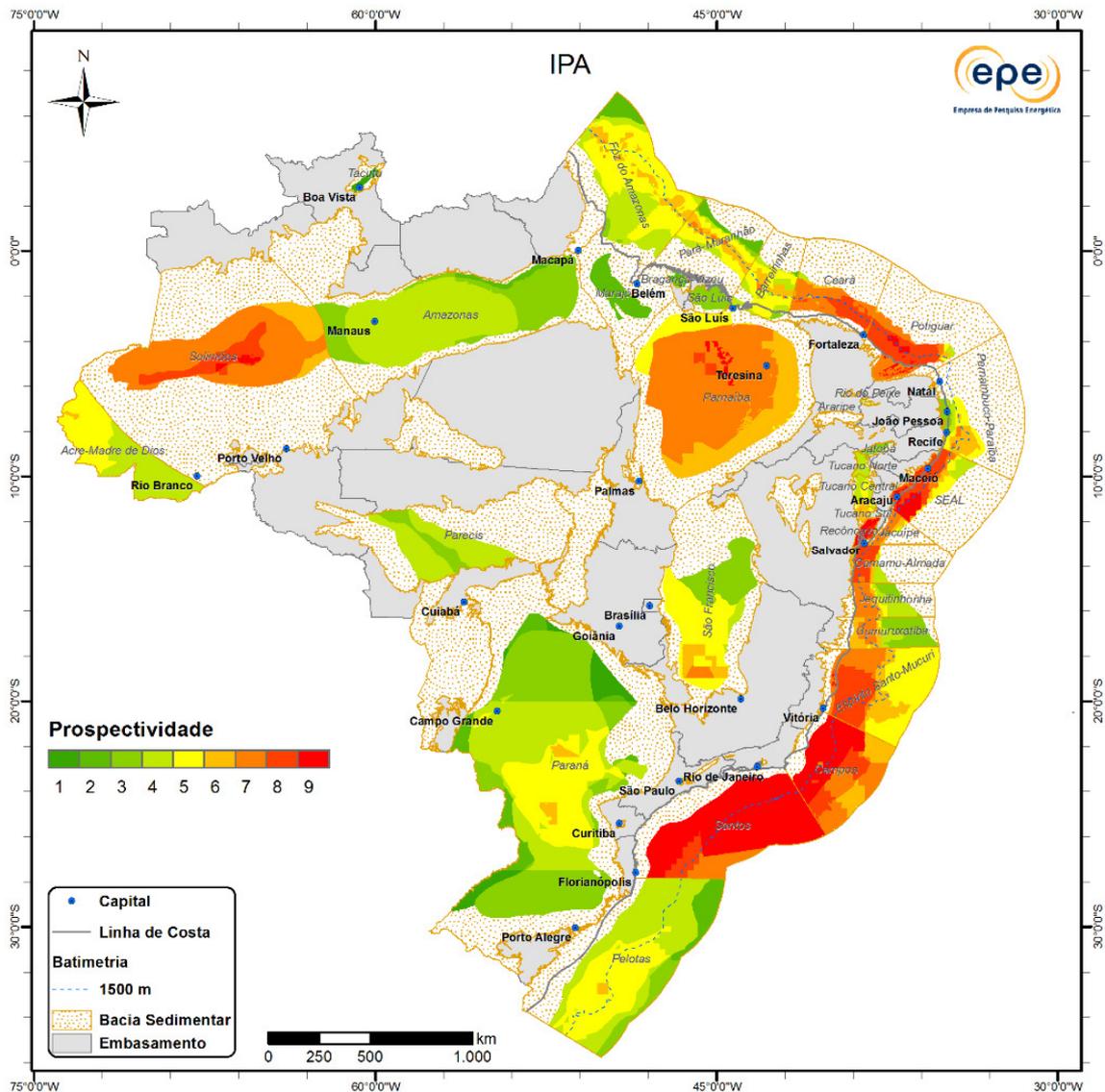


Figura 3: Mapa de prospectividade das bacias sedimentares brasileiras

Fonte: EPE (2017)

1.3. Corrente de Petróleo

Considerando a existência de diferentes petróleos em uma mesma bacia terrestre, chama-se de Corrente de Petróleo uma mistura homogênea deste tipo de hidrocarboneto oriundo de uma, ou mais, áreas produtoras. Tal determinação é utilizada como unidade de precificação para a determinação do Preço de Referência do Petróleo pela ANP, a partir de suas características físico-químicas e comerciais (ANP, 2018b). Os petróleos possuem diferentes propriedades físicas e químicas, tais como densidade (medida em grau API), pressão de vapor, teores de enxofre e de nitrogênio, além de possuírem diferentes rendimentos em derivados, resultando em uma determinada composição de produtos finais.

As áreas terrestres selecionadas para o estudo apresentam diferentes chances de descobertas e estão localizadas nas seguintes bacias: Recôncavo, Sergipe, Potiguar, Espírito Santo-Mucuri e Alagoas. Tais áreas apresentam diversos tipos de petróleo e estimativas de volumes recuperáveis (descobertos), conforme indicados na Figura 4.

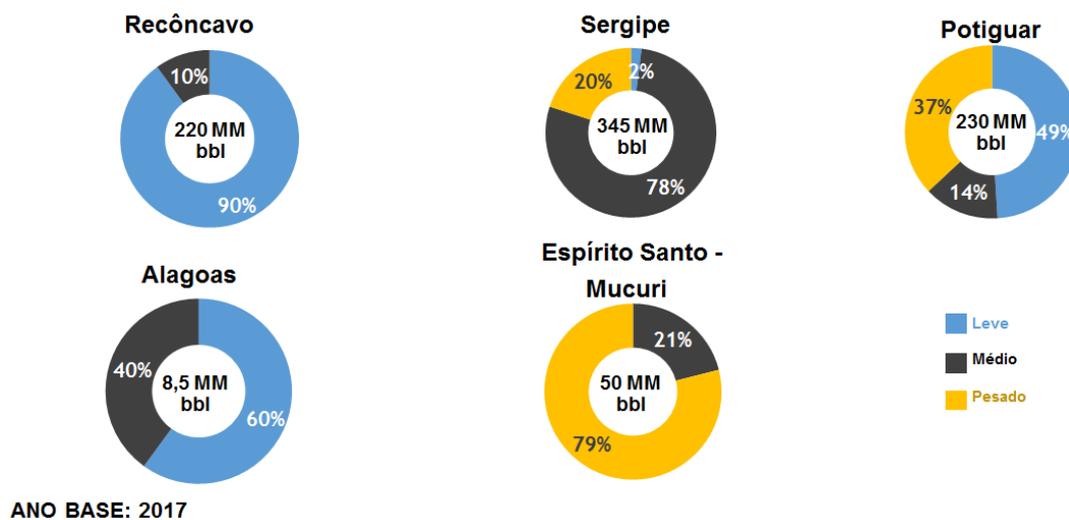


Figura 4: Característica e reservas totais estimadas de petróleos de campos terrestres no Brasil

Fonte: Elaboração Própria a partir de ANP (2018c).

Além da densidade dos petróleos, diversas outras características são determinantes para análise do custo desta matéria-prima e seu potencial para obtenção de produtos de maior valor agregado. Vale ressaltar que o petróleo é o insumo principal de uma refinaria e, portanto, a escolha do tipo a ser processado para um dado esquema de refino é essencial para a viabilidade econômica da operação.

As características das correntes de petróleo oriundas de cada uma das bacias terrestres e suas implicações no refino serão discutidas nas subseções seguintes.

1.3.1. Bacia do Recôncavo

Consideraram-se no estudo os seguintes tipos e volumes de recursos (ANP, 2018a; 2018c):

- Recursos Descobertos: 271 milhões de barris
- Recursos Não Descobertos: 440 milhões de barris.

Em 2017, a produção total de petróleo atingiu 31,8 mil barris por dia. A bacia é composta por diversos campos produtores e os petróleos produzidos podem ser representados por uma única corrente de petróleo ou tipo de petróleo⁶ chamada de Baiano Mistura (ANP, 2018b). Essa corrente apresenta as características elencadas na Tabela 1.

Segundo a classificação do American Petroleum Institute (API), trata-se de um petróleo leve. O Baiano Mistura também possui baixa acidez e possui baixo teor de enxofre. Tal corrente é amplamente utilizada na Refinaria Landulpho Alves (RLAM). Apresenta rendimento elevado (56%) em frações de resíduos pesados, como óleo combustível, com 27% em rendimento de destilados médios, como óleo diesel (ANP, 2017).

Tabela 1: Características da corrente Baiano Mistura

Grau API⁷	36,5	
Teor de Enxofre	0,060 %m/m	
Número Total de Acidez⁸	0,100 mg KOH/g	
Pontos de Corte⁹	Fração de Destilados Leves < 180 °C	16,46%
	Fração de Destilados Médios 180 °C a 350 °C	27,59%
	Fração de Resíduos Pesados > 350 °C	55,95%

Fonte: ANP (2018b).

1.3.2. Bacia Alagoas

Consideraram-se no estudo os seguintes tipos e volumes de recursos (ANP, 2018a; 2018c):

- Recursos Descobertos: 8 milhões de barris;
- Recursos Não Descobertos: 75 milhões de barris.

Em 2017, a produção terrestre total de petróleo atingiu 3 mil barris por dia. Os petróleos obtidos nos diversos campos *onshore* da bacia são representados, segundo ANP (2017), principalmente pela corrente Alagoano. Tal corrente apresenta as características, elencadas na Tabela 2. O rendimento desta corrente em fração de destilados leves e médios é preponderante, correspondendo a 55% (ANP,

⁶ Corrente de Petróleo ou Tipo de Petróleo: mistura homogênea de petróleos oriundos de uma, ou mais, áreas produtoras, utilizada como unidade de precificação para a determinação do Preço de Referência do Petróleo de que trata o art. 7º-A do Decreto nº 2.705/1998, a partir de suas características físico-químicas e comerciais. (ANP, 2017).

⁷ Grau API: escala hidrométrica idealizada pelo *American Petroleum Institute* - API (juntamente com o National Institute of Standards - NIST), utilizada para determinação da densidade relativa de líquidos.

⁸ O número total de acidez (ou *Total Acid Number* - TAN) é uma medida da acidez de um material, especificado em miligramas de hidróxido de potássio por grama desse material, conforme determinado pela norma ASTM D664 ou ASTM D8045. O valor TAN indica, para a refinaria, o potencial de problemas de corrosão naftênica a serem ocasionados pelo uso daquele petróleo.

⁹ Temperaturas de ebulição em uma curva PEV (Ponto de Ebulição Verdadeiro) utilizadas para a determinação das frações leves, médias e pesadas que compõem uma dada Corrente de Petróleo

2017) e apresenta características bastante valorizadas no mercado internacional como alto Grau API, baixa acidez e reduzido teor de enxofre.

Tabela 2: Características da corrente Alagoano

Grau API⁽¹⁾	40,80	
Teor de Enxofre	0,051 %m/m	
Número Total de Acidez⁽²⁾	0,030 mg KOH/g	
Pontos de Corte⁽³⁾	Fração de Destilados Leves < 180 °C	25,22%
	Fração de Destilados Médios 180 °C a 350 °C	30,08%
	Fração de Resíduos Pesados > 350 °C	44,70%

Fonte: ANP (2017).

1.3.3. Bacia do Sergipe

Consideraram-se no estudo os seguintes tipos e volumes de recursos (ANP, 2018a; 2018c):

- Recursos Descobertos: 340 milhões de barris;
- Recursos Não Descobertos: 207 milhões de barris.

A Bacia terrestre do Sergipe apresentou em 2017, volumes de petróleo produzido da ordem de 18 mil barris por dia. Suas reservas compreendem 345 milhões de barris. (ANP, 2018a; 2018c).

A bacia é composta de diversos campos e, assim como a Bacia do Recôncavo, apresenta, como seu petróleo referência, uma corrente conhecida como Sergipano Terra. Tal corrente apresenta as características indicadas na Tabela 3. A corrente Sergipano Terra é composta por petróleos medianos, com baixo teor de enxofre e baixa acidez. Possui 27% de rendimento em derivados leves como a gasolina e 59% em frações de resíduos pesados (ANP, 2017).

Tabela 3: Características da corrente Sergipano Terra

Grau API⁽¹⁾	24,6	
Teor de Enxofre	0,400 %m/m	
Número Total de Acidez⁽²⁾	0,410 mg KOH/g	
Pontos de Corte⁽³⁾	Fração de Destilados Leves < 180 °C	26,94%
	Fração de Destilados Médios 180 °C a 350 °C	14,36%
	Fração de Resíduos Pesados > 350 °C	58,70%

Fonte: ANP (2017).

1.3.4. Bacia Potiguar

Consideraram-se no estudo os seguintes tipos e volumes de recursos (ANP, 2018a; 2018c):

- Recursos Descobertos: 256 milhões de barris;
- Recursos Não Descobertos: 209 milhões de barris.

Em 2017, a produção de petróleo terrestre na Bacia Potiguar foi de 42 mil barris por dia e suas reservas compreendem 230 milhões de barris (ANP, 2018a; 2018c).

Os petróleos obtidos nos diversos campos terrestres da bacia são representados, segundo ANP (2017), por diversas correntes, entre elas o RGN Mistura. Tal corrente apresenta as características elencadas na Tabela 4. O rendimento em fração de resíduos pesados é preponderante, correspondendo a 64%, com 22% de rendimento em destilados médios (ANP, 2017).

Infere-se que para aumento dos rendimentos em produtos de maior valor agregado a partir desta corrente, haveria a necessidade de aumento da complexidade da refinaria, o que implicaria em maiores investimentos.

Tabela 4: Características da corrente RGN Mistura

Grau API⁽¹⁾	26,8	
Teor de Enxofre	0,312 %m/m	
Número Total de Acidez⁽²⁾	0,690 mg KOH/g	
Pontos de Corte⁽³⁾	Fração de Destilados Leves < 180 °C	13,9%
	Fração de Destilados Médios 180 °C a 350 °C	22,39%
	Fração de Resíduos Pesados > 350 °C	63,71%

Fonte: ANP (2017).

1.3.5. Bacia Espírito Santo – Mucuri

Consideraram-se no estudo os seguintes tipos e volumes de recursos (ANP, 2018a; 2018c):

- Recursos Descobertos: 77 milhões de barris;
- Recursos Não Descobertos: 72 milhões de barris.

Em 2017, a produção de petróleo terrestre total na Bacia do Espírito Santo foi de 10 mil barris por dia (ANP, 2018c).

Segundo ANP (2017), os petróleos obtidos nos diversos campos *onshore* da bacia podem ser representados por diversas correntes, entre elas o petróleo Fazenda Alegre. Tal corrente apresenta as características indicadas na Tabela 5.

O rendimento em fração de resíduos pesados é preponderante, correspondendo a 84% (ANP, 2017) e apresenta alta acidez.

Tabela 5: Características da corrente Fazenda Alegre

Grau API⁽¹⁾		13,30
Teor de Enxofre		0,335 %m/m
Número Total de Acidez⁽²⁾		1,240 mg KOH/g
Pontos de Corte⁽³⁾	Fração de Destilados Leves < 180 °C	2,41%
	Fração de Destilados Médios 180 °C a 350 °C	13,76%
	Fração de Resíduos Pesados > 350 °C	83,83%

Fonte: ANP (2017).

A partir das características apresentadas, é possível notar diferenças relevantes dos petróleos terrestres das bacias elencadas. Em função destas diferenças, o perfil de refino e sua capacidade poderá ser distinto para cada uma das áreas produtoras avaliadas. O Capítulo 2 descreve outros fatores relacionados a Cadeia de Abastecimento (mercado, logística) que deverão ser analisados para uma indicação preliminar de viabilidade.

2. Derivados de Petróleo

Na Indústria Extrativa Mineral, historicamente, a contribuição das atividades de produção de petróleo e gás é relevante. Há ainda contribuição relevante no PIB da Indústria de transformação com o refino de petróleo e no PIB do comércio, com o comércio atacadista (distribuição) e varejista (revenda e TRR). Ademais, na classe de atividades econômicas de transporte, armazenagem e correios, uma fração significativa refere-se à movimentação de petróleo e derivados.

A cadeia de abastecimento nacional de combustíveis derivados de petróleo possui diversos agentes e envolve uma rede sistêmica complexa, conforme ilustrado na Figura 5.

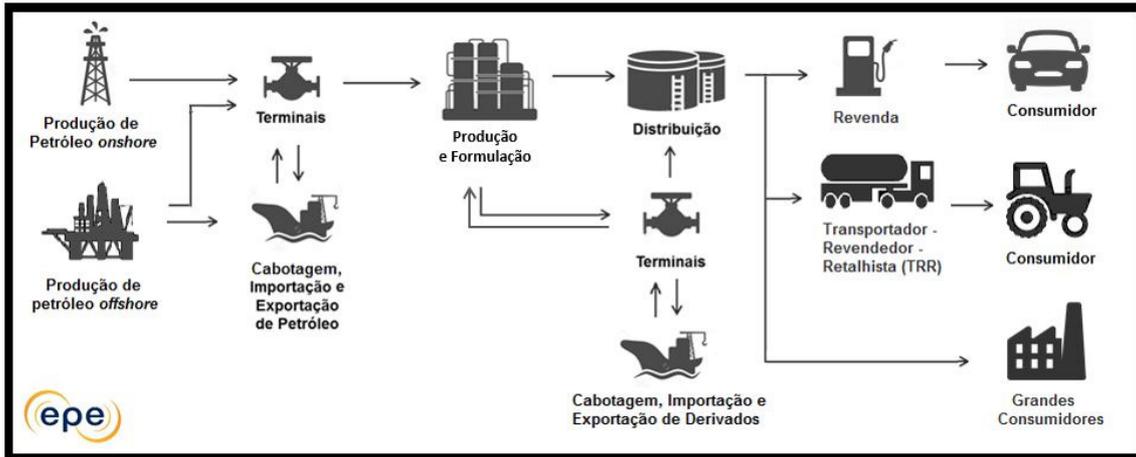


Figura 5: Cadeia do abastecimento de derivados de petróleo

Fonte: EPE (2018c)

Segundo ANP (2018d), em outubro de 2018, a cadeia de abastecimento de combustíveis líquidos correspondeu a 425 fornecedores (refinarias, importadores e exportadores), 185 distribuidores¹⁰, 42.536 revendedores varejistas¹¹ de combustíveis líquidos e 18.607 consumidores finais (pontos de abastecimento)¹², dos diversos derivados de petróleo comercializados no Brasil, em especial diesel, gasolina, e gás liquefeito de petróleo (GLP). Vale destacar que em alguns casos, como para o diesel e gasolina, a cadeia é ainda mais complexa, com a adição de biodiesel ou etanol anidro, nas proporções definidas pela legislação em vigor, para compor a mistura do diesel B e da gasolina C, respectivamente.

¹⁰ Pessoa jurídica autorizada para o exercício da atividade de distribuição de combustíveis líquidos derivados de petróleo, álcool combustível, biodiesel, mistura óleo diesel/biodiesel especificada ou autorizada pela ANP e outros combustíveis automotivos, bem como para a de distribuição de combustíveis de aviação (ANP, 2007).

¹¹ Pessoa jurídica autorizada para o exercício da atividade de revenda varejista de combustível automotivo (ANP, 2007).

¹² Instalação dotada de equipamentos e sistemas destinados ao armazenamento de combustíveis, com registrador de volume apropriado para o abastecimento de equipamentos móveis, veículos automotores terrestres, aeronaves, embarcações ou locomotivas (ANP, 2007).

Embora, o número de agentes sinalize uma diversificação em alguns segmentos desta cadeia, a representatividade da Petrobras no refino conduz a análises de que o segmento brasileiro possui elevada concentração de mercado, aproximando-se de uma estrutura monopolista. A empresa é detentora de 98% da capacidade de processamento do parque de refino nacional e proprietária de grande parte da infraestrutura de abastecimento. A infraestrutura de refino e distribuição pode ser observada na Figura 6.

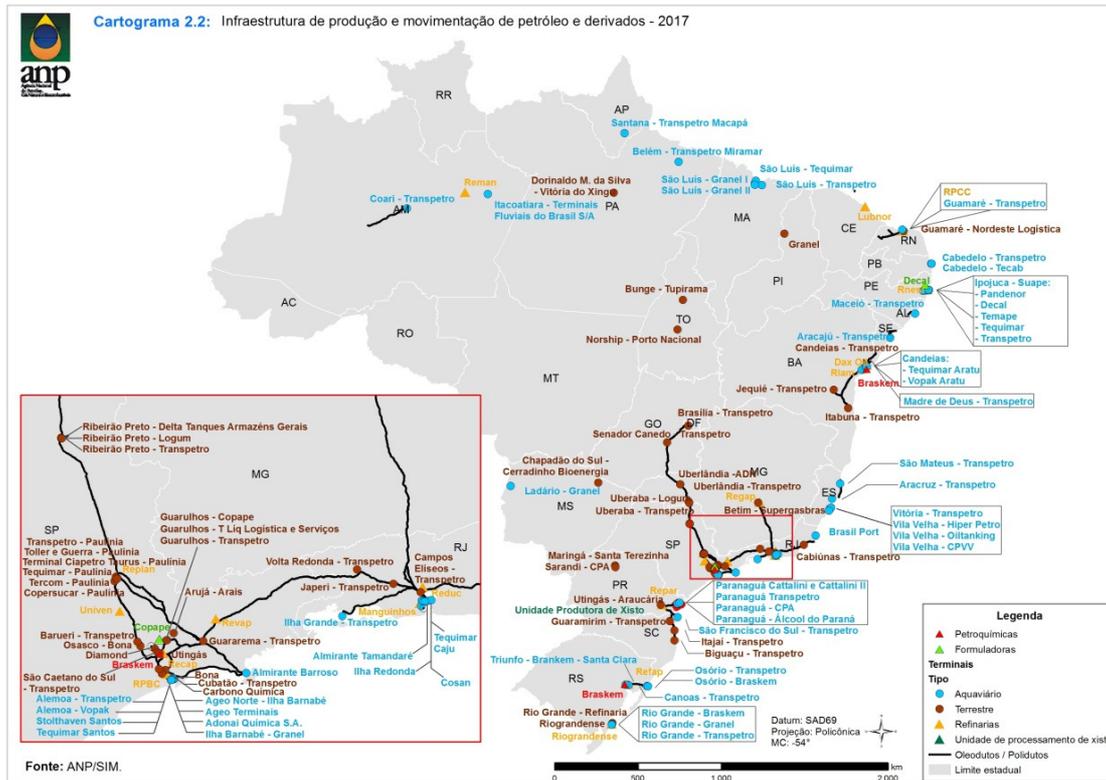


Figura 6: Infraestrutura de produção e movimentação de petróleo e derivados

Fonte: ANP (2018e)

O refino é um segmento importante na cadeia do petróleo, pois apresenta importância social, econômica e estratégica, seja no desenvolvimento regional e nacional, seja na garantia do abastecimento ou no impacto que o déficit de derivados causa à Balança Comercial do País.

Nos últimos anos, em um horizonte tendencial do Brasil despontar como exportador líquido de petróleo, houve aumento do déficit de derivados, com exceção ao óleo combustível. Tal fato é resultado da elevação do consumo não ter sido acompanhada de ampliação do parque de refino de mesma intensidade.

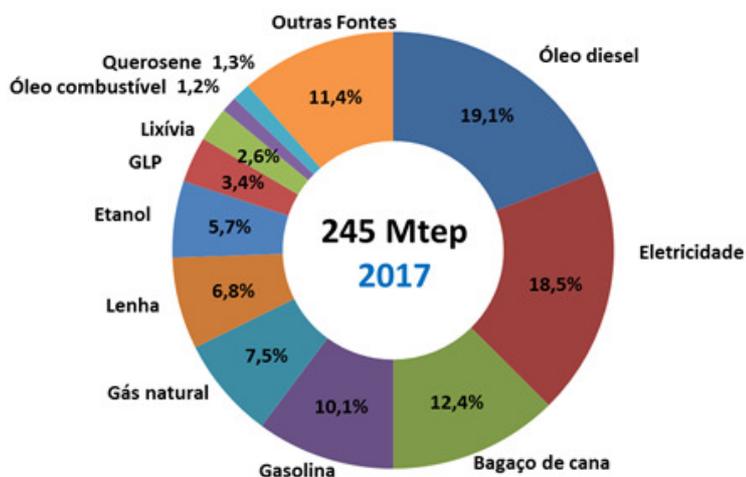
Entre 2016 e 2017, houve um incremento do número de empresas importadoras/exportadoras na cadeia de abastecimento de combustíveis, aproveitando janelas de oportunidade e a nova política de preços da Petrobras¹³. Neste período, esses agentes foram responsáveis por atender aproximadamente 26% da demanda por derivados de petróleo no Brasil através de importação.

2.1. Consumo de derivados no Brasil

Derivados são produtos obtidos principalmente pelo processamento de petróleo nas refinarias, nas petroquímicas ou através de formulação. Os derivados mais consumidos, tanto em escala nacional quanto mundial, são os combustíveis líquidos: óleo diesel, gasolina e querosene de aviação (QAV), além do GLP. Também tem significativa relevância o consumo de óleo combustível, nafta, lubrificantes, asfalto e coque.

No Brasil, apesar da tendência de aumento da participação das fontes renováveis na matriz energética nacional ao longo dos anos, os derivados de petróleo ainda respondem pela maior participação na matriz nacional, contribuindo, em 2017, com 35% do consumo energético, conforme apresentado no Gráfico 2.

Gráfico 2: Demanda energética brasileira, por fonte de energia

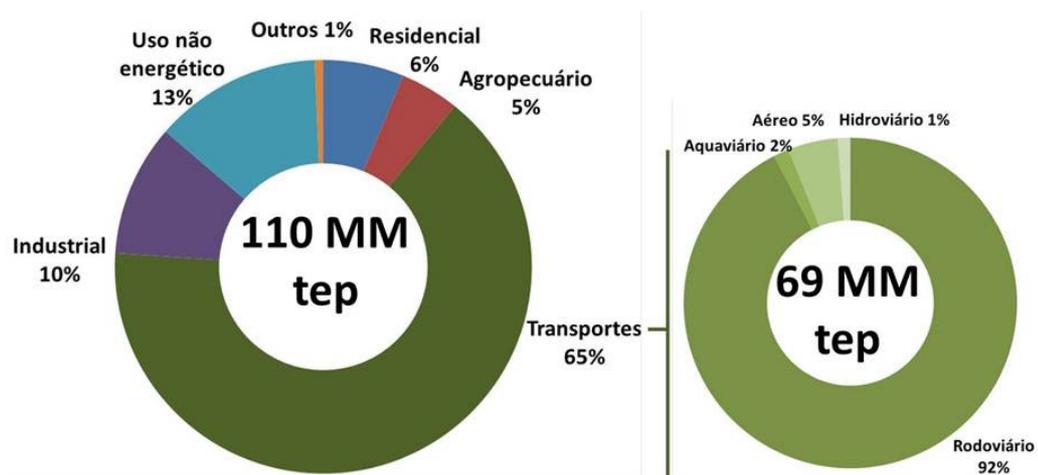


Fonte: EPE (2018a).

Destaca-se que a demanda por derivados de petróleo é predominantemente para o uso no setor de transportes, representando 65% do total, conforme ilustrado no Gráfico 3.

¹³ A Política de preços lançada em outubro de 2016 previa a paridade com o mercado internacional, que inclui custos como frete de navios, custos internos de transporte e taxas portuárias. Considera também a margem a ser praticada para remunerar riscos inerentes à operação, o lucro e os tributos (Petrobras, 2016b).

Gráfico 3: Consumo nacional de derivados de petróleo, por uso final



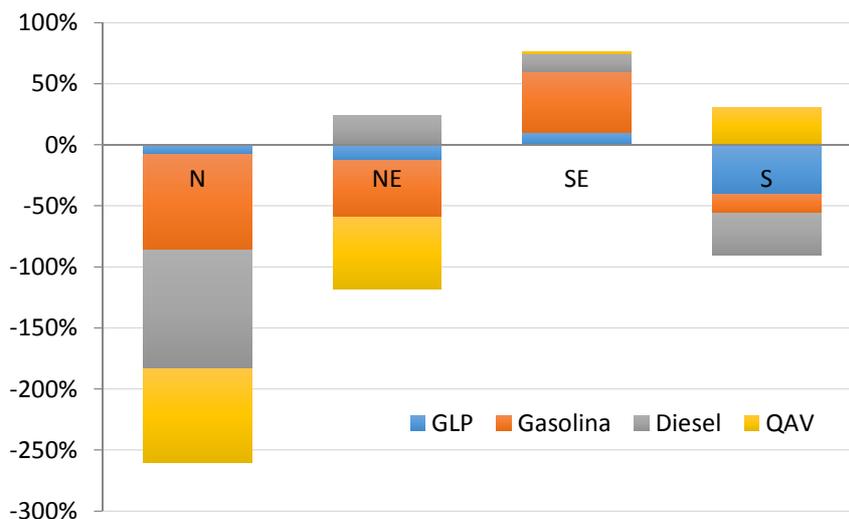
Fonte: EPE (2018a).

O consumo energético no setor transporte está vinculado aos aspectos de ordem ambiental, socioeconômica e tecnológica. Avanços tecnológicos de motores, automação, desenvolvimento de materiais mais leves e seguros, transferências intermodais, planejamento urbano, bem como a adoção de novas fontes energéticas são algumas das premissas consideradas na projeção da demanda energética do setor.

Para o período decenal, avalia-se que o setor de transportes brasileiro apresentará tendência de aumento da demanda energética. Mantidas inalteradas as premissas de novos investimentos, tecnologias e infraestrutura, o País continuará dependendo primordialmente do transporte rodoviário, havendo a necessidade de consumo de combustíveis líquidos. Para os próximos anos, a demanda de óleo diesel será crescente, principalmente em um cenário de retomada da economia, dada sua relevância no transporte de pessoas e mercadorias, na indústria agropecuária e no setor industrial. Para a gasolina, há um menor aumento do consumo devido à previsão de avanço do uso do etanol hidratado no abastecimento de veículos leves, estimulado principalmente pelo aumento de competitividade do etanol proporcionado pelo RenovaBio. Ressalta-se, contudo, que os volumes comercializados de gasolina ainda serão significativos. GLP e QAV também apresentarão demandas crescentes, associadas principalmente ao crescimento demográfico e aumento da renda da população (EPE, 2018b).

As projeções de EPE (2018b) indicam grande déficit dos principais derivados, especialmente nas regiões norte, nordeste e sul. Na Região Sudeste, há superávit para todos derivados, conforme Gráfico 4.

Gráfico 4: Balanço regional de derivados de petróleo em 2027



Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2018b).

As ofertas de derivados para atendimento à demanda, em especial gasolina e óleo diesel são de extrema importância para a segurança energética e de abastecimento no Brasil. Esse fornecimento, contudo, poderá ocorrer de diversas formas, a depender de políticas públicas, condições de mercado e da atuação dos diversos agentes presentes na cadeia de abastecimento.

2.2. Mercados e logística de distribuição

Entre os fatores que contribuem para o aumento da viabilidade do empreendimento de refino estão o custo de aquisição de matéria-prima, acessibilidade e a presença de mercado de derivados, conforme ilustrado na Figura 7.

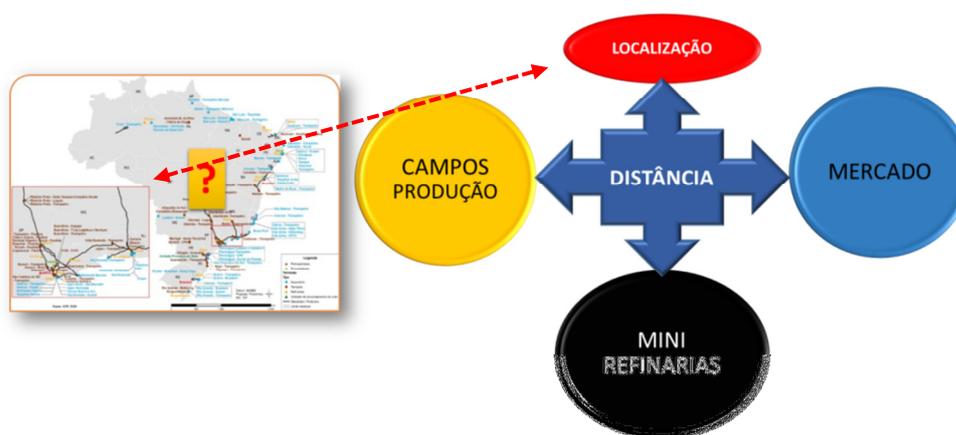


Figura 7: Análise de mercado e logística de fornecimento e distribuição

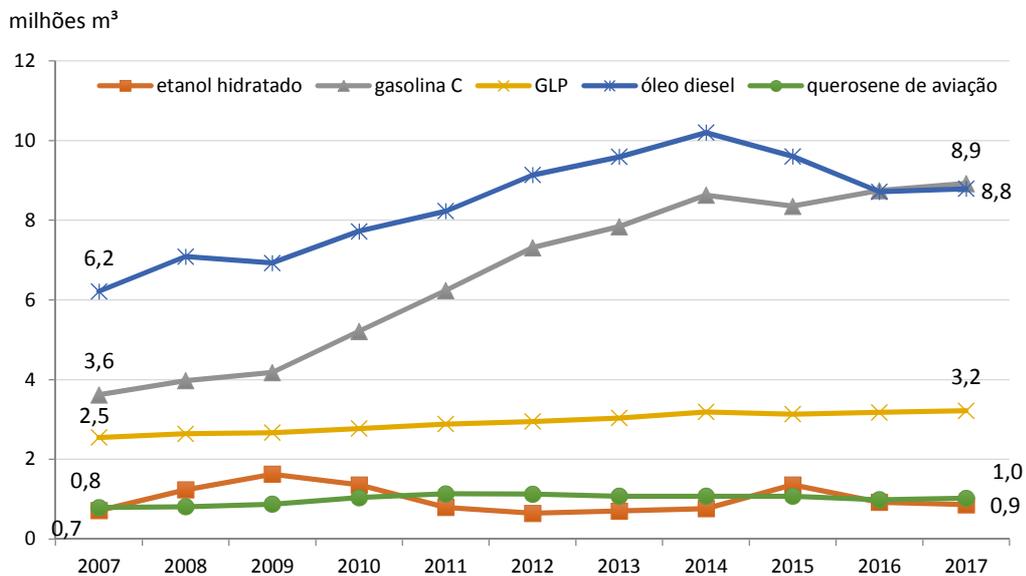
Fonte: Elaboração própria.

Associado aos fatores indicados na Figura 7, destaca-se que a escala pode interferir na viabilidade de um empreendimento de refino. De acordo com Andrews *et al.* (2018), mesmo as normas dos Estados Unidos não são claras quanto à caracterização de uma minirrefinaria, havendo diversas definições em órgãos distintos. Em linhas gerais, a capacidade de refinarias de pequeno porte não excede 75 mil barris diários, patamar indicado para delimitar benefícios tributários ao segmento (ANDREWS *et al.*, 2018).

A presença de escala e dos fatores apontados na Figura 7 pode ser indicativo de viabilidade do empreendimento. Em particular, a Região Nordeste possui um mercado de combustíveis em expansão. Esta região, em 2017, foi responsável por aproximadamente 18% das vendas de combustíveis no Brasil. Nos últimos anos, seu desenvolvimento econômico, o aumento substancial da frota circulante e da renda média da população foram fatores impulsionadores para o aumento da demanda por combustíveis. De acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE (2016), seu PIB *per capita* apresentou, entre 2002 e 2015, crescimento real de 33,6%. Em 2017, a frota nordestina representou 12% da frota nacional de veículos e estima-se que tenha dobrado nos últimos dez anos (DENATRAN, 2018).

Entre 2007 e 2017, as vendas totais de combustíveis cresceram a uma taxa de 5% a.a., com destaque para o crescimento em volume do GLP (28%), do óleo diesel (48%) e da gasolina C, que mais que duplicou neste período, conforme Gráfico 5.

Gráfico 5: Vendas dos principais combustíveis na Região Nordeste – 2007 a 2017



Fonte: ANP (2018f)

A Região Nordeste possui quatro refinarias da Petrobras, sendo duas de grande porte (RLAM e RNEST) e duas de pequeno porte (RPCC e Lubnor). Além dessas, há a refinaria Dax Oil, conforme ilustrado na Figura 8.

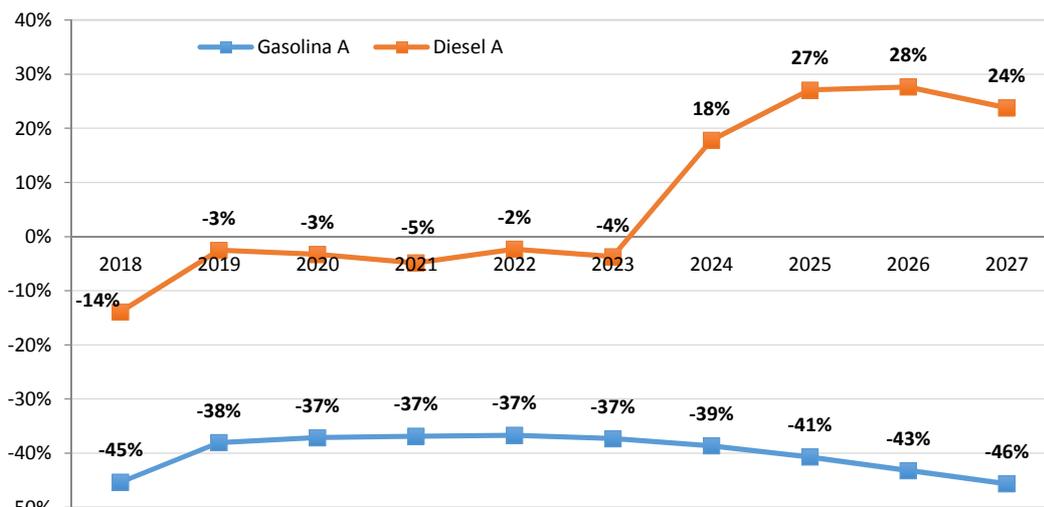


Figura 8: Parque de refino da Região Nordeste

Fonte: EPE (2018c)

Esta região, entretanto, é deficitária nos principais derivados, uma vez que a produção destas refinarias é incapaz de atender a demanda crescente. EPE (2018b) estima que, no caso da gasolina, a Região Nordeste será deficitária durante todo o período decenal, conforme Gráfico 6 e terá sua demanda suprida pela Região Sudeste e por importação.

Gráfico 6: Balanço de oferta e demanda de gasolina A e óleo diesel A na Região Nordeste



Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2018b).

No caso do diesel, até meados da próxima década, a região ficará deficitária, atendendo sua demanda por meio do suprimento deste combustível pela região Sudeste e via importação. Caso haja a ampliação da capacidade de processamento da RNEST¹⁴, que adicionaria 115 mil barris por dia de capacidade, haveria mudança desse cenário, sendo a região Nordeste uma região supridora de diesel para a região Sudeste (EPE, 2018b) de acordo com o Gráfico 4.

Em alguns estados, há proximidade entre os pólos de produção e relevantes centros consumidores. A análise dos aspectos logísticos e do mercado consumidor para alguns estados será abordada em maiores detalhes nas subseções seguintes.

2.2.1. Bahia

Os campos de produção no Estado da Bahia estendem-se por diversos municípios, com destaque para o município de São Francisco do Conde, onde se concentram as bases primárias de distribuição de derivados e ainda a RLAM (Refinaria Landulpho Alves). Destacam-se ainda os campos de produção localizados nos municípios de Alagoinhas, Araças, Mata de São João, Entre Rios e Pojuca, como pode ser observado na Figura 9.

¹⁴ O projeto concebido indica a inclusão de outras unidades de refino independente (2º trem), semelhante ao 1º trem em operação.

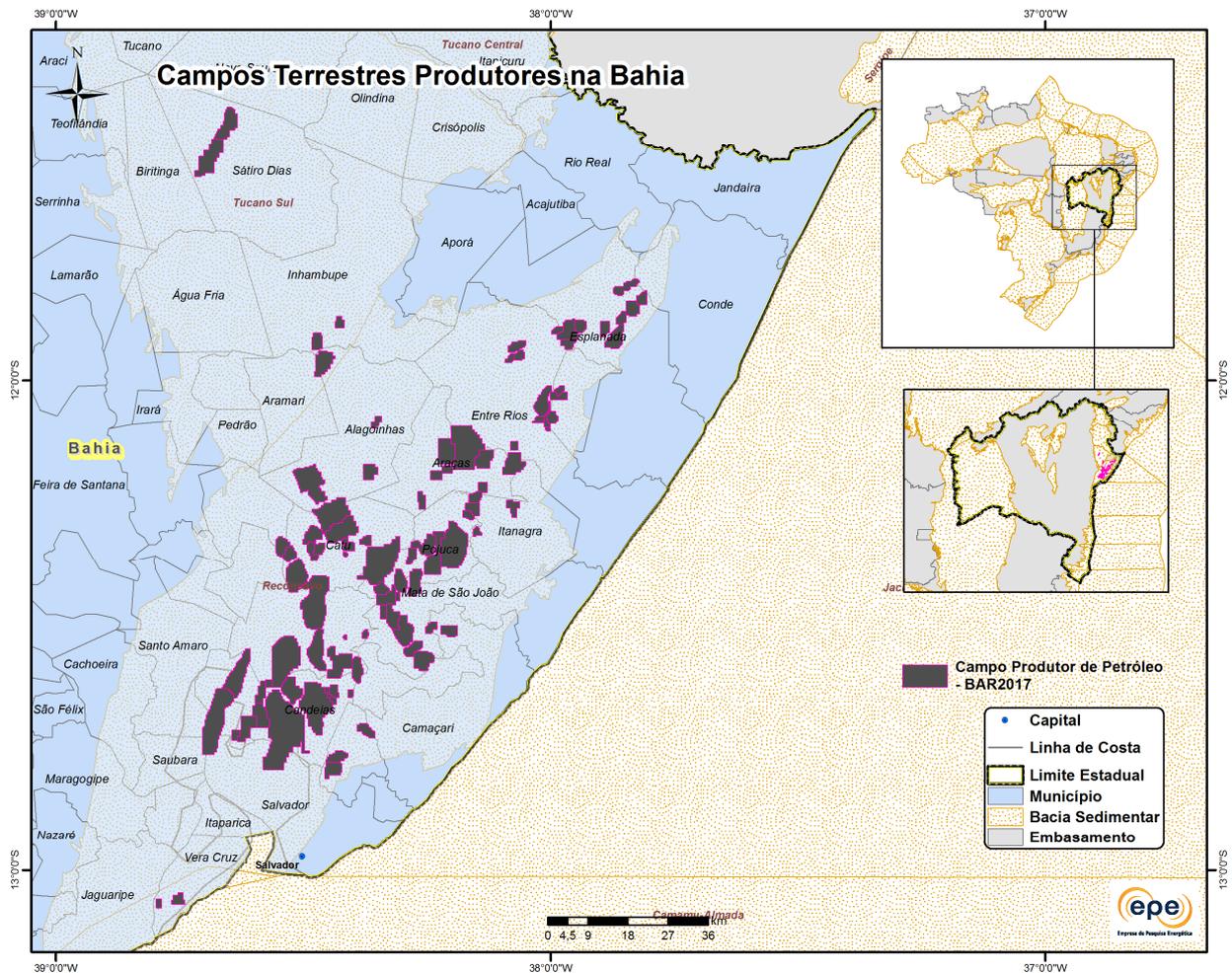


Figura 9: Campos terrestres produtores na Bahia em 2017

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2018g).

É relevante ressaltar que em agosto de 2017, a Petrobras, maior detentora dos campos, iniciou um processo para oferecer a totalidade de suas participações (100%) em um conjunto de concessões terrestres localizadas no Estado da Bahia, denominadas conjuntamente Polo Buracica, que compreende sete concessões¹⁵, onze de produção, localizadas ao norte de Salvador, próximas à cidade de Alagoinhas.

Tal oportunidade também pode contemplar a celebração de contratos de venda e compra de petróleo e gás natural com a Petrobras, assim como prestação de determinados serviços (Petrobras, 2017).

Os campos terrestres no Estado da Bahia apresentam estimativa de volume recuperável de 220 milhões de barris e, havendo manutenção dos patamares de produção, permite a operação de uma refinaria de 20 mil barris/dia. Conforme indicado no Capítulo 1, a produção diária total dos campos do Recôncavo foi de 31,8 mil barris por dia em 2017, com a região de Buracica respondendo por 3,3 mil barris por dia. Em uma refinaria de 20 mil barris/dia que processasse petróleos terrestres da Bacia do Recôncavo a oferta de derivados (gasolina e diesel) seria da ordem de 460 mil m³/ano.

¹⁵ As concessões são: Buracica, Fazenda Panelas, Fazenda Matinha, Conceição, Quererá, Fazenda Santa Rosa e Lagoa Branca. Estas concessões se complementam, compartilham instalações de escoamento e tratamento da produção e apresentam sinergias operacionais que justificam a sua conformação em um polo de produção (PETROBRAS, 2017).

De acordo com a EPE (2018b), estima-se que a demanda de gasolina projetada para o estado da Bahia em 2027 seja de 1,8 milhão de m³, contribuindo com aproximadamente 25% da demanda da Região Nordeste. No tocante ao óleo diesel (S10 e S500), a demanda deve atingir 3,3 milhões de m³ em 2027. As demandas de gasolina e diesel nos municípios produtores terrestres podem ser visualizadas na Tabela 6.

Tabela 6: Demandas (gasolina e diesel) nos municípios produtores terrestres na Bahia

Municípios	Demanda (mil m ³)					
	2023			2027		
	Gasolina A	Diesel A		Gasolina A	Diesel A	
S10		500	S10		S500	
Alagoinhas	18,50	25,38	33,08	21,38	34,41	26,43
Araças	0,82	0,18	0,56	0,94	0,24	0,44
Camaçari	45,65	53,85	48,78	52,69	73,24	39,00
Candeias	11,44	15,66	33,22	13,19	21,29	26,53
Cardeal da Silva	0,80	0,40	-	0,92	0,55	-
Catu	4,31	2,89	3,45	4,98	3,95	2,74
Dias D'ávila	6,67	4,72	10,26	7,70	6,47	8,20
Entre Rios	4,94	4,29	6,98	5,71	5,85	5,61
Esplanada	3,52	5,08	8,39	4,08	6,90	6,70
Itanagra	-	-	-	-	-	-
Lauro de Freitas	42,19	22,38	13,14	48,73	30,37	10,51
Madre de Deus	0,97	0,57	1,10	1,12	0,77	0,88
Mata de São João	4,18	2,01	2,89	4,82	2,74	2,31
Pojuca	3,09	4,98	2,38	3,57	6,78	1,87
Salvador	324,60	216,96	85,16	374,70	295,19	68,08
São Francisco do Conde	0,95	1,38	1,92	1,09	1,84	1,54
São Sebastião do Passé	4,53	8,75	4,79	5,22	11,84	3,99
Simões filho	13,52	15,91	16,35	15,61	21,64	13,08
Teodoro Sampaio	0,81	2,74	-	0,94	3,72	-
Terra Nova	0,19	0,18	0,04	0,22	0,25	0,03
Total	491,68	388,31	272,5	567,61	528,04	217,94
Participação no Estado	32%	28%	15%	32%	28%	15%

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2018b).

Os municípios produtores de petróleo em bacias terrestres na Bahia representam 32% da gasolina, 28% do diesel S10 e 15% do diesel S500 consumidos no estado. Em particular, as demandas de gasolina para os municípios próximos da concessão Buracica (Alagoinhas, Araças, Entre Rios, Mata de São João e Pojuca) somam 36 mil m³ em 2027. Já para o óleo diesel (S10 e S500) a demanda é de 87 mil m³.

Comparando-se a demanda e a oferta de derivados nesta região em 2027, é possível notar a possibilidade de atendimento da demanda dos municípios produtores da bacia do Recôncavo a partir de produção dos campos terrestres. A implantação de uma refinaria de 20 mil barris/dia nesta região poderia ter como objetivo o atendimento do mercado local bem como o fornecimento de produtos para outras áreas do Estado.

Ressalta-se, contudo, a existência de desafios para a distribuição dos derivados oriundos das refinarias de pequeno porte em área além da região de Buracica. A presença da RLAM (principal fonte de suprimento de derivados na Bahia e em Sergipe) e a estrutura logística estabelecida pela Petrobras e Transpetro para distribuição, conforme Gráfico 7, podem implicar em dificuldades para a competitividade de novos agentes.

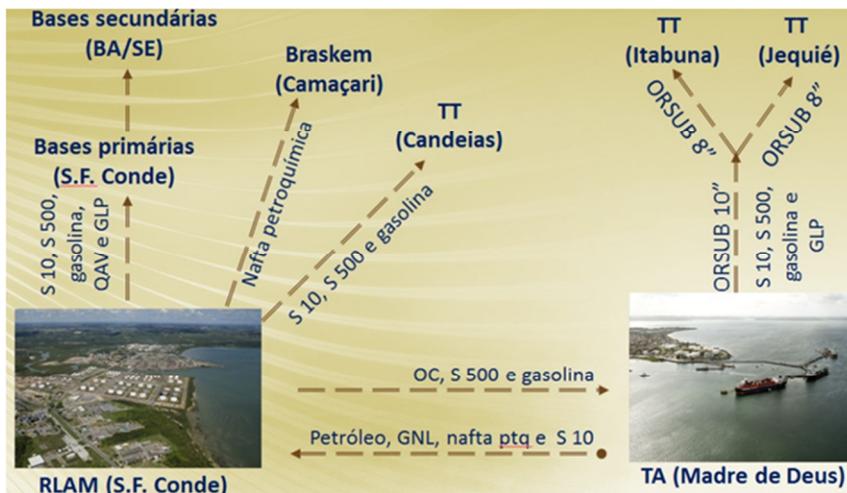


Gráfico 7: Logística de petróleo e derivados na Bahia

Fonte: ANP (2015b)

O complexo logístico compreende a refinaria RLAM, o Terminal Aquaviário Madre de Deus – Temadre (Transpetro), o Terminal Terrestre de Candeias, o poliduto Orsub, o polo petroquímico de Camaçari (Braskem) e as bases primárias e secundárias de distribuição de derivados. Destaca-se também a presença da Refinaria Dax Oil, situada no complexo industrial de Camaçari.

2.2.2. Alagoas

No Estado de Alagoas, destacam-se os campos terrestres de Pilar e São Miguel dos Campos, conforme a Figura 10, que se encontram próximos a Maceió, município de maior demanda por derivados de petróleo.

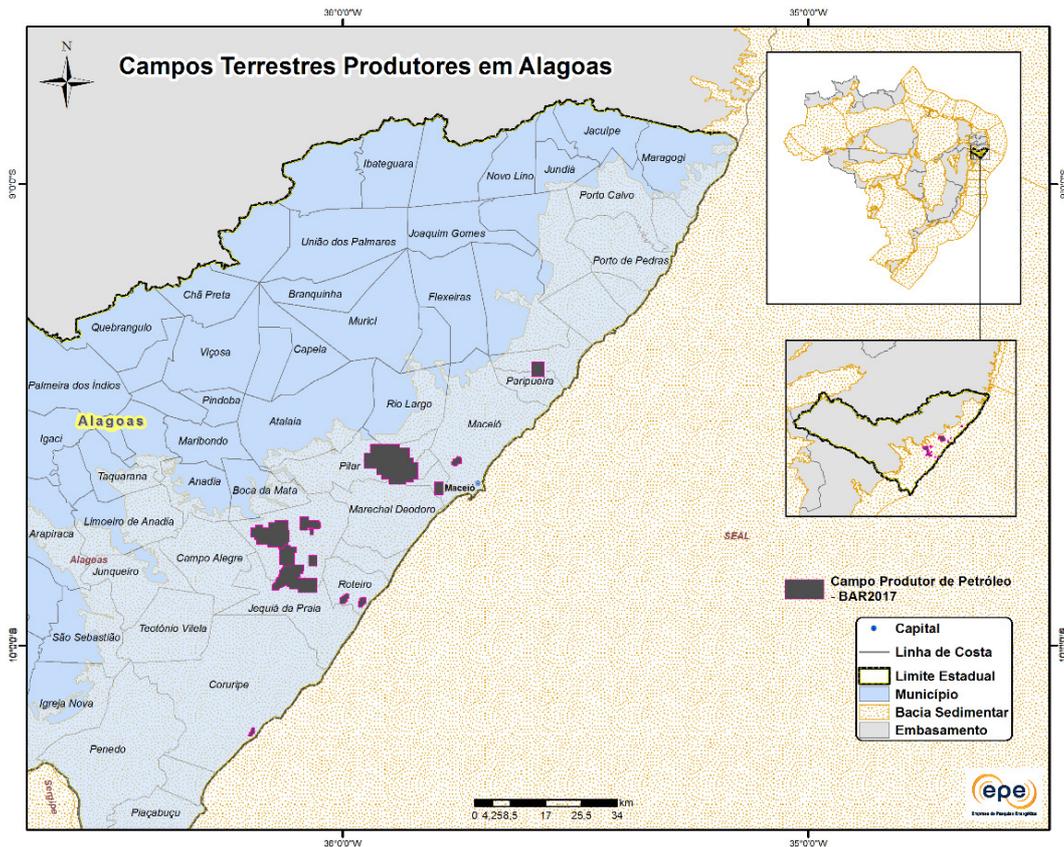


Figura 10: Campos terrestres produtores em Alagoas em 2017

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2018g).

O Campo de Pilar está localizado a cerca de 20 km da cidade de Maceió, às margens da Lagoa Manguaba. Ocupa uma parte da área dos municípios de Pilar, Marechal Deodoro, Satuba e Rio Largo. O petróleo destes campos, após tratamento e devido enquadramento nas especificações, é bombeado a partir da Estação de Pilar até o terminal de armazenamento em Maceió. O Campo de São Miguel dos Campos está localizado em município de mesmo nome, a cerca de 40 km da capital do Estado (ANP, 2016). Em 2017, o volume produzido nestes dois campos foi da ordem de 2,5 mil barris por dia (ANP, 2018c).

Os campos terrestres no Estado de Alagoas apresentam estimativa de volume recuperável de 8,5 milhões de barris, volume reduzido, o que inviabiliza a operação de uma refinaria. Caso fosse possível operar uma refinaria de 5 mil barris/dia, a oferta de derivados (gasolina e diesel) seria da ordem de 144 mil m³/ano.

De acordo com a EPE (2018b), estima-se que a demanda de gasolina projetada para o estado de Alagoas, no ano de 2027 seja de 360 mil m³. No tocante ao óleo diesel (S10 e S500), é esperado que a demanda seja de 430 mil m³ em 2027.

A Tabela 7 apresenta as demandas de gasolina e óleo diesel (S10 e S500) dos municípios onde se situam os campos de produção de petróleo em Alagoas. Nota-se que a demanda destes municípios representa aproximadamente 50% da demanda do Estado.

Tabela 7: Demandas (gasolina e diesel) nos municípios produtores terrestres em Alagoas

Municípios	Demanda (mil m ³)					
	2023			2027		
	Gasolina A	Diesel A		Gasolina A	Diesel A	
S10		S500	S10		S500	
Barra de Santo Antônio	0,82	0,45	-	0,94	0,61	-
Barra de São Miguel	1,77	1,07	0,37	2,04	1,46	0,30
Coqueiro Seco	-	-	-	-	-	-
Jequié da Praia	0,46	0,17	0,44	0,53	0,24	0,35
Maceió	135,22	70,95	45,76	155,94	96,47	36,60
Marechal Deodoro	7,08	2,14	6,00	8,18	2,90	4,80
Paripueira	1,31	0,50	0,12	1,52	0,68	0,09
Pilar	2,82	2,15	2,98	3,27	2,93	2,39
Rio Largo	9,64	16,42	25,98	11,14	22,78	21,11
Roteiro	-	-	-	-	-	-
Santa Luzia do Norte	-	-	-	-	-	-
São Miguel dos Campos	8,02	7,37	15,61	9,26	10,01	12,48
Satuba	1,59	0,99	1,79	1,84	1,34	1,45
Total	168,73	102,21	99,05	194,66	139,42	79,57
Participação no Estado	54%	52%	49%	54%	52%	49%

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2018b).

Segundo EPE (2018b), em 2027, nos municípios produtores, a demanda de gasolina projetada é de 195 mil m³. Já para o óleo diesel (S10 e S500) a demanda é da ordem de 219 mil m³.

O Estado de Alagoas não possui refinarias e o abastecimento de derivados é atendido principalmente por cabotagem (gasolina, diesel S500 e óleo diesel marítimo) e pelo modo rodoviário (QAV, diesel S10 e GLP), a partir de Suape (Pernambuco). Os fluxos logísticos do Estado de Alagoas estão representados na Figura 11. Observa-se que o complexo logístico compreende o campo de produção de petróleo em Pilar, cuja produção é enviada por meio do oleoduto Pilar-Maceió (OPMAC) para o terminal Aquaviário de Maceió (Transpetro), o porto de Maceió e as bases primárias em Maceió. Existe ainda produção das usinas de etanol de Alagoas que estão conectadas por rodovias com o TA Maceió (Transpetro) e deste, por duto com o porto de Maceió.



Figura 11: Logística de petróleo e derivados em Alagoas

Fonte: ANP (2015b)

Considerando as projeções das demandas de derivados (EPE, 2018b) a viabilidade de uma refinaria de 5 mil barris por dia no estado de Alagoas fica limitada a um aumento significativo de sua produção local¹⁶.

Ademais, cabe destacar que, na possibilidade de produção de derivados nesta refinaria, a distribuição/comercialização de seus derivados enfrentaria desafios, dada a concorrência com os derivados internalizados (por cabotagem e pelo modo rodoviário).

2.2.3. Sergipe

Os campos de produção de petróleo terrestres em Sergipe encontram-se distribuídos conforme Figura 12. Os principais campos – Carmópolis, Siriri e Riachuelo - concentram-se em uma área mais central e produziram, em 2017, volumes de petróleo da ordem de 18 mil barris por dia. Tais áreas produtoras encontram-se próximas da base de distribuição de Laranjeiras, do Terminal Aquaviário de Aracaju (Transpetro) e dos maiores mercados consumidores de gasolina e diesel do Estado.

¹⁶ Isso, contudo, não limita a viabilidade de empreendimentos de refino que possuam outros fornecedores, não sendo este o aspecto analisado nesta Nota Técnica.

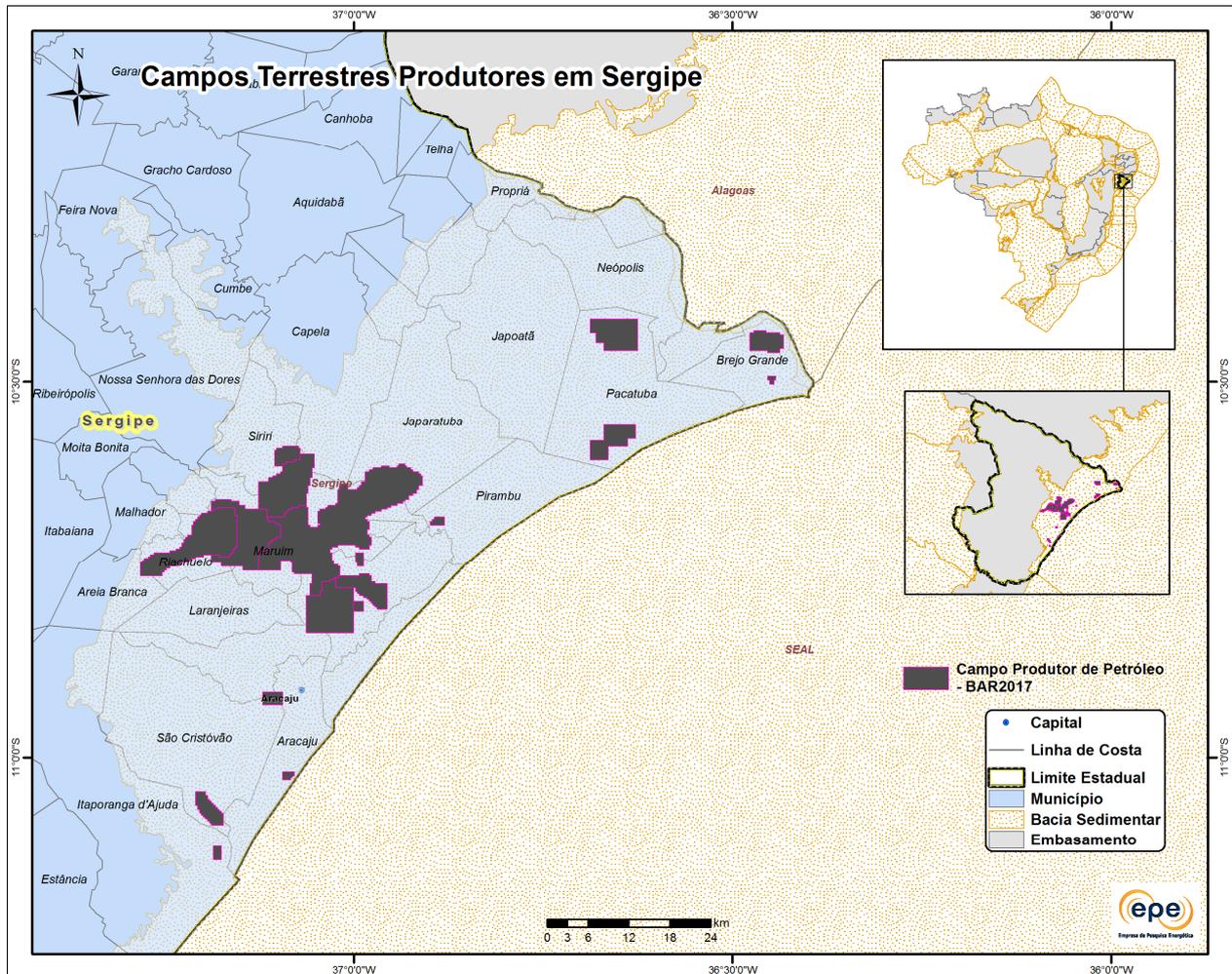


Figura 12: Campos terrestres em Sergipe produtores em 2017

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2018g).

Os campos terrestres no Estado de Sergipe apresentam estimativa de volume recuperável de 345 milhões de barris e, havendo manutenção dos patamares de produção, permite a operação de uma refinaria de 10 mil barris/dia. Conforme indicado no Capítulo 1, a produção diária total dos campos em Sergipe foi de 18 mil barris por dia em 2017. Em uma refinaria de 10 mil barris/dia que processasse petróleos terrestres da Bacia do Sergipe a oferta de derivados (gasolina e diesel) seria da ordem de 190 mil m³.

Segundo EPE (2018b), estima-se que a demanda de gasolina projetada para o estado do Sergipe no ano de 2027 seja de 320 mil m³, sendo a participação de Sergipe em relação à demanda da região Nordeste da ordem de 5%, ao longo do período decenal. Nota-se que 43% da demanda de gasolina no estado é destinada ao município de Aracaju. A demanda projetada de óleo diesel para este Estado será de 390 mil m³ em 2027.

A Tabela 8 apresenta as demandas de gasolina e óleo diesel (S10 e S500) dos municípios onde se situam os campos de produção de petróleo.

Tabela 8: Demandas dos principais municípios produtores terrestres em Sergipe

Distância entre municípios a partir de Aracaju	Km	Demanda (mil m ³)					
		2023			2027		
		Gasolina A	Diesel A		Gasolina A	Diesel A	
			S10	S500		S10	S500
Aracaju	0	119,50	60,17	12,94	137,97	80,87	10,35
Carmópolis	49,2	2,64	2,93	0,95	3,04	3,98	0,76
Divina Pastora	41,4	0,32	0,13	0,11	0,37	0,17	0,09
General Maynard	48,1	-	-	-	-	-	-
Itabaiana	57,7	16,00	14,74	10,92	18,48	20,05	8,73
Lagarto	81,1	15,15	10,11	6,70	17,47	13,74	5,41
Laranjeiras	23,4	1,60	7,78	6,66	1,85	10,59	5,30
Maruim	31,9	1,50	2,94	3,40	1,73	3,99	2,74
Nossa Senhora do Socorro	16,9	16,09	17,22	21,36	18,56	23,42	17,07
Riachuelo	31,9	0,27	0,13	-	0,32	0,17	-
Rosário do Catete	39,2	2,20	3,14	3,43	2,54	4,27	2,70
Santo Amaro das Brotas	41,0	0,31	0,35	-	0,36	0,47	-
Total	-	175,58	119,64	66,47	202,69	161,72	53,15
Participação no Estado	-	64%	59%	47%	64%	59%	47%

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2018b).

Em 2027, a demanda de gasolina, diesel S10 e S500 para os municípios de influência dos campos de produção terrestre seria de 420 mil m³.

O Estado do Sergipe, como Alagoas, também não possui refinarias. A movimentação de derivados de petróleo é realizada via modo rodoviário a partir da base de São Francisco do Conde do Conde (BA) até as bases secundárias de Laranjeiras e Nossa Senhora do Socorro (SE). As distâncias das unidades produtoras a Aracaju estão entre 30 e 50 km.

Avaliando-se a demanda projetada e a oferta de derivados oriundos do processamento de petróleo dos campos da Bacia do Sergipe, a instalação de uma refinaria de pequeno porte em regiões próximas as áreas produtoras, em especial na região de Carmópolis, Siriri e Riachuelo permitiria o fornecimento de grande parte da demanda de derivados para a capital Aracaju.

2.2.4. Rio Grande do Norte

Os campos de produção de petróleo terrestre no Rio Grande do Norte estendem-se por várias cidades, com parte da produção de 2017 próxima ao município de Mossoró e outra em proximidade ao município de Guamaré, conforme Figura 13.

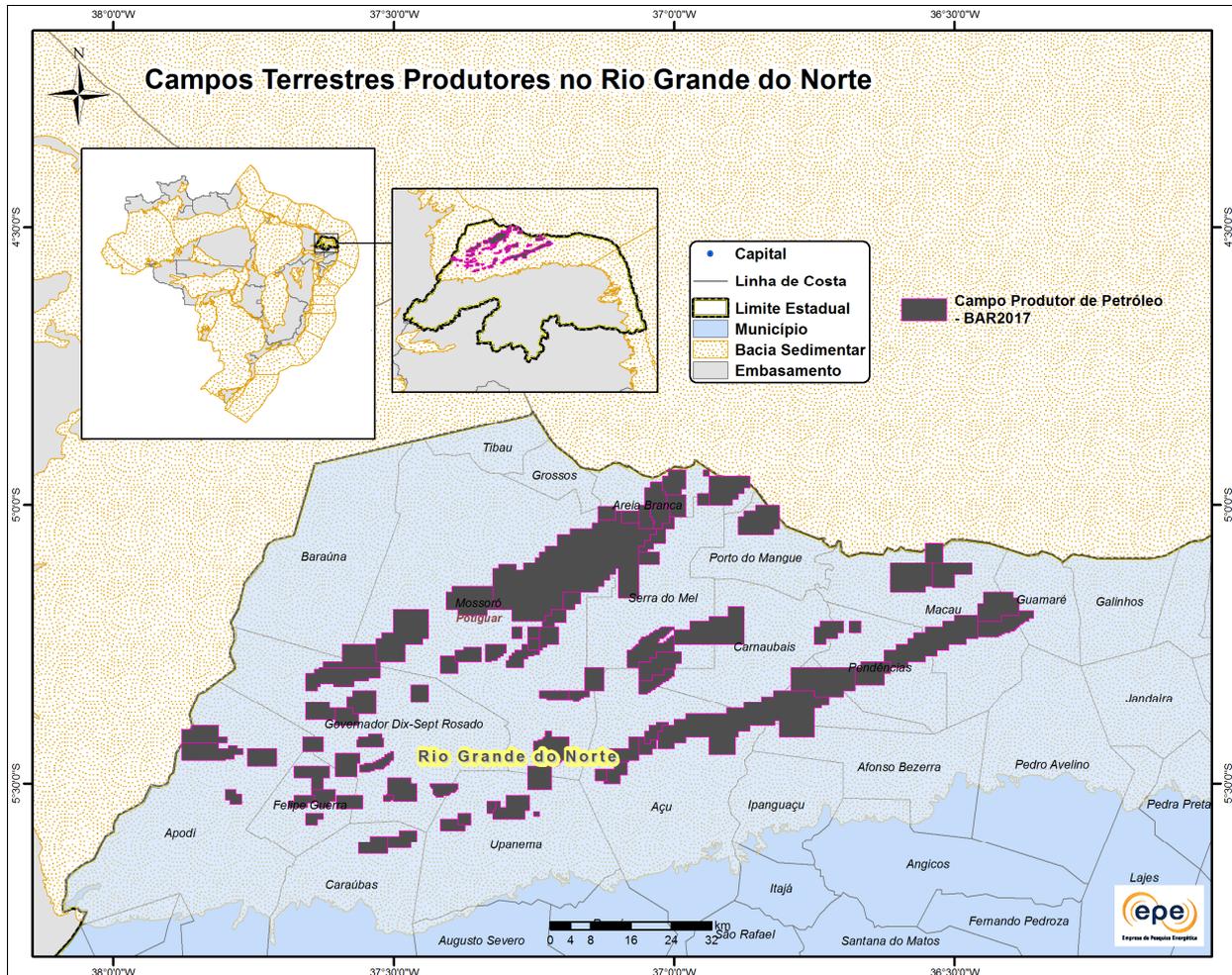


Figura 13: Campos terrestres produtores no Rio Grande do Norte

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2018g).

Na cidade de Guamaré também é localizada a Refinaria Clara Camarão (RPCC), que recebe uma produção destes campos para processamento e produção de derivados. Em 2017, a produção da Bacia Potiguar foi de 42,8 mil barris/dia. O processamento de petróleos terrestres desta bacia em uma refinaria de 20 mil barris/dia forneceria volumes de derivados (gasolina e diesel) da ordem de 380 mil m³.

De acordo com EPE (2018b), estima-se que a demanda de gasolina projetada para o estado do Rio Grande do Norte no ano de 2027 seja de 520 mil m³ (9 mil barris por dia), contribuindo com 7% da demanda da Região Nordeste ao longo do período de estudo. No que diz respeito ao óleo diesel (S10 e S500), a demanda projetada no ano de 2027 é de 370 mil m³ (6,4 mil barris por dia). As demandas de gasolina e diesel nos municípios produtores podem ser visualizadas na Tabela 9.

Tabela 9: Demandas nos municípios produtores terrestres no Rio Grande do Norte

Municípios	Demanda (mil m ³)					
	2023			2027		
	Gasolina A	Diesel A		Gasolina A	Diesel A	
		S10	S500		S10	S500
Açu	8,19	4,93	18,05	9,45	6,72	14,44
Afonso Bezerra	0,67	-	0,16	0,77	-	0,22
Alto do Rodrigues	2,12	1,28	1,40	2,45	1,75	1,12
Apodi	3,89	1,58	4,98	4,49	2,14	3,97
Areia branca	2,59	2,22	4,47	2,99	3,00	3,57
Baraúna	2,63	2,42	10,43	3,03	3,30	8,34
Caraúbas	2,07	0,69	1,58	2,38	0,94	1,27
Carnaubais	1,25	0,05	0,64	1,44	0,10	0,51
Felipe Guerra	0,67	0,10	0,36	0,78	0,13	0,30
Gov. Dix-Sept Rosado	1,38	0,24	1,26	1,59	0,32	1,01
Grossos	0,84	0,05	1,11	0,97	0,10	0,89
Guamaré	2,08	0,68	1,57	2,40	0,92	1,26
Ipanguaçu	1,14	0,43	1,19	1,32	0,59	0,95
Macau	2,90	1,11	2,53	3,35	1,51	2,02
Mossoró	45,80	21,58	47,46	52,87	29,35	37,90
Pendências	0,73	0,18	0,26	0,84	0,25	0,21
Porto do Mangue	0,36	0,09	1,09	0,41	0,12	0,88
Serra do Mel	0,88	-	0,62	1,02	-	0,49
Upanema	1,37	0,93	3,86	1,58	1,25	3,08
Total	81,56	38,56	103,02	94,13	52,49	82,43
Participação no Estado	18%	24,5%	53%	18%	25%	53%

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2018b).

A demanda projetada de gasolina e diesel nas regiões produtoras terrestres totaliza 228 mil m³ por dia em 2027 (EPE, 2018b).

Atualmente, o petróleo produzido nos campos terrestres é enviado ao complexo industrial de Guamaré, que compreende a UPGN (Unidade de Processamento do Gás Natural), a refinaria RPCC, o Terminal Aquaviário de Guamaré (Transpetro), bases primárias e o Terminal Nordeste Logística. Tais unidades são responsáveis pela produção, estocagem e movimentação dos principais derivados (GLP, QAV, gasolina e diesel S10 e S500). Existem ainda, dois quadros de bóias: um para movimentação de petróleo e óleo combustível (OC) e outro para movimentação de claros (diesel S10 e nafta craqueada), de acordo com a Figura 14.



Figura 14: Logística de petróleo e derivados no Rio Grande do Norte

Fonte: Adaptado de ANP (2015b)

Além dessas unidades, destaca-se a existência de bases de distribuição de propriedade da Alesat e da Petrobras, como mostra a Figura 15, com capacidade de tancagem de 7 mil m³ e 9,5 m³, respectivamente.

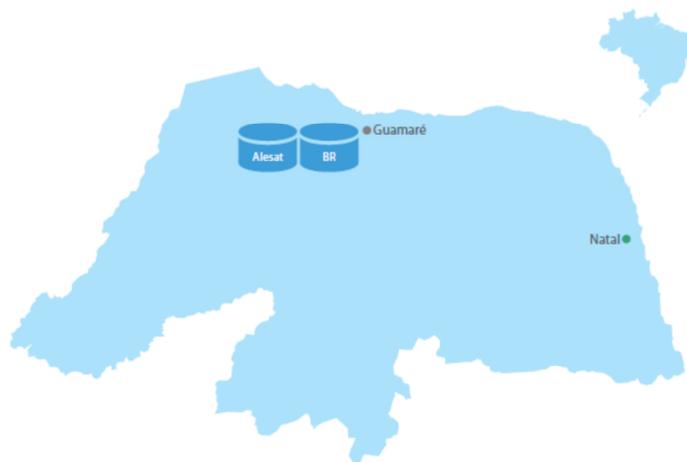


Figura 15: Bases de distribuição de Combustíveis no Rio Grande do Norte

Fonte: ANP (2015a)

Nota-se, no estado do Rio Grande do Norte, a existência de uma estrutura logística de derivados bastante integrada, ocorrendo movimentação dutoviária, rodoviária e por cabotagem, com diversos elos da cadeia de abastecimento (refinarias, UPGN e bases) de propriedade da Petrobras ou da Transpetro (terminal).

Ademais, existe a possibilidade de ampliação e aumento da complexidade da RPCC, que promoveria maior suficiência na produção de derivados. Atualmente, a gasolina e o óleo diesel podem ser formulados/especificados através de frações intermediárias recebidas por cabotagem de outras refinarias do País, conforme ilustrado na Figura 16.

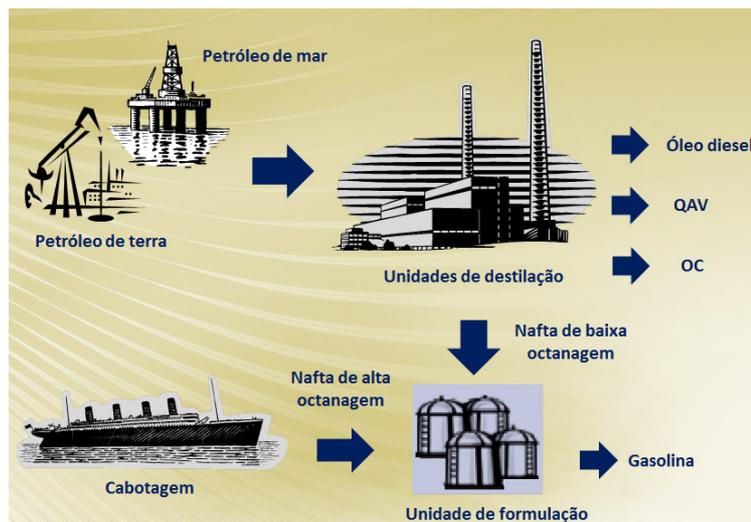


Figura 16: Produção de gasolina na RPCC

Fonte: ANP (2015b)

Embora, os volumes da produção terrestres sejam relevantes, entende-se que um aumento da viabilidade de uma refinaria de pequeno porte, em especial na região de Mossoró, ocorreria caso a demanda nesta área fosse superior a 5 mil barris por dia. De qualquer modo, a instalação de uma refinaria de 20 mil barris/dia para processar petróleo terrestre da bacia Potiguar permite o fornecimento de derivados à região produtora e para outras localidades no Estado do Rio Grande do Norte.

2.2.5. Espírito Santo

A Região Sudeste apresenta grande produção offshore e pequeno volume de produção terrestre, com a presença de 39 campos *onshore* no Espírito Santo em 2017. Em 2017, a produção de petróleo terrestre total na Bacia do Espírito Santo foi de 10 mil barris por dia (ANP, 2018c). Suas reservas compreendem 50 milhões de barris. Os campos terrestres do Espírito Santo concentram-se no norte do Estado, conforme Figura 17. Esta produção é estocada no Terminal Aquaviário Norte Capixaba (Transpetro), que posteriormente é escoada para navios através de monobóias.

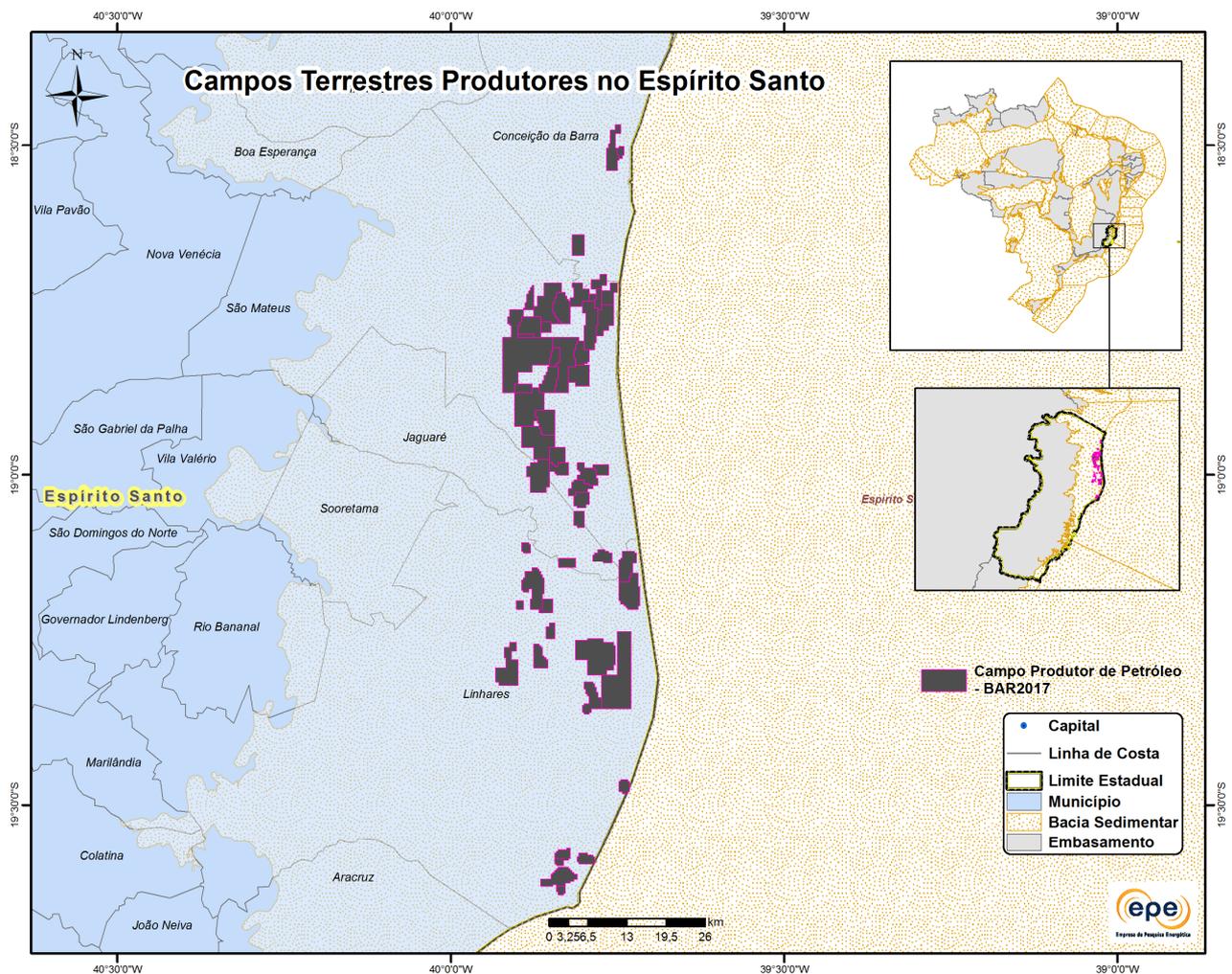


Figura 17: Campos terrestres produtores no Espírito Santo

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2018g).

Destacam-se, no Espírito Santo, os campos de Fazenda Alegre (petróleo 13°API), produtores de óleos ultra pesados que são enviados via cabotagem para a Refinaria Lubnor, para produção de asfaltos, óleos combustíveis e lubrificantes. A produção destes campos, em 2017, foi de 10 mil barris por dia. O processamento destes petróleos em uma refinaria de 10 mil barris/dia produziria um volume de derivados (gasolina e diesel) da ordem de 84 mil m³.

A demanda por derivados da Região Sudeste, embora elevada, é plenamente atendida pela oferta das diversas refinarias na região, como pode ser observado na Figura 18. Estima-se que não haverá mudança neste cenário nos próximos anos (EPE, 2018b).

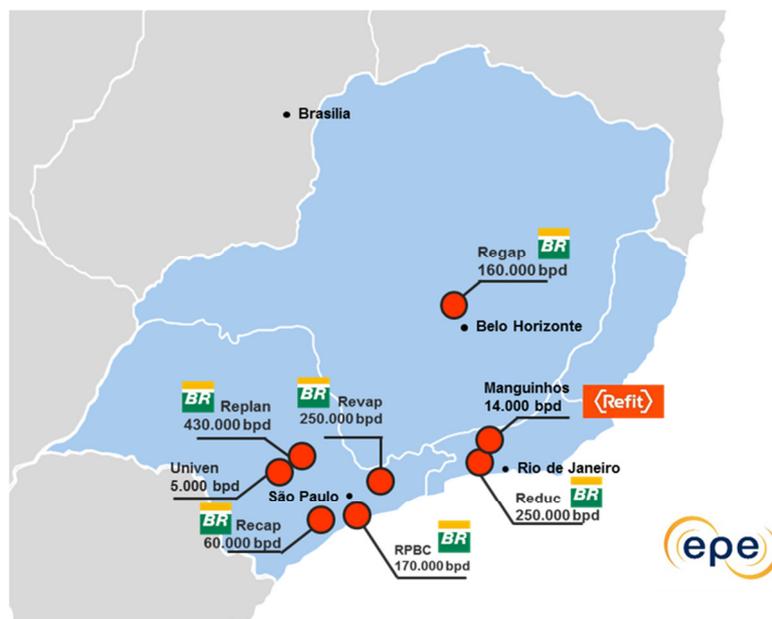


Figura 18: Parque de refino da Região Sudeste

Fonte: EPE (2018c)

O Estado do Espírito Santo, contudo, não apresenta produção local de derivados de petróleo¹⁷, sendo abastecido através de cabotagem, como pode ser observada na Figura 19. O Terminal Aquaviário da Transpetro (TA Tevit) é a principal porta de entrada de derivados de petróleo no Estado do Espírito Santo, já que não apresenta nenhuma refinaria¹⁸. Este terminal está localizado dentro do complexo da Companhia Vale do Rio Doce, no Porto de Tubarão em Vitória. Os navios ancoram no Terminal de Granéis Líquidos – TGL onde descarregam os derivados para o TA Tevit.

¹⁷ Com exceção do GLP, que é produzido no processamento do Gás Natural (proveniente da produção dos campos de Peroá, Golfinho e Camarupim) na Unidade de Tratamento de Gás Natural de Cacimbas (UTGC). O GLP produzido é enviado por meio de gasoduto para o Terminal Aquaviário Barra do Riacho (Transpetro), Aracruz. Deste Terminal, parte do GLP é expedido via modo rodoviário para distribuidoras de alguns municípios do Estado (ANP, 2015c).

¹⁸ A Região Sudeste é superavitária na produção dos principais combustíveis (gasolina e diesel), concentrando a maior parte das refinarias do País.

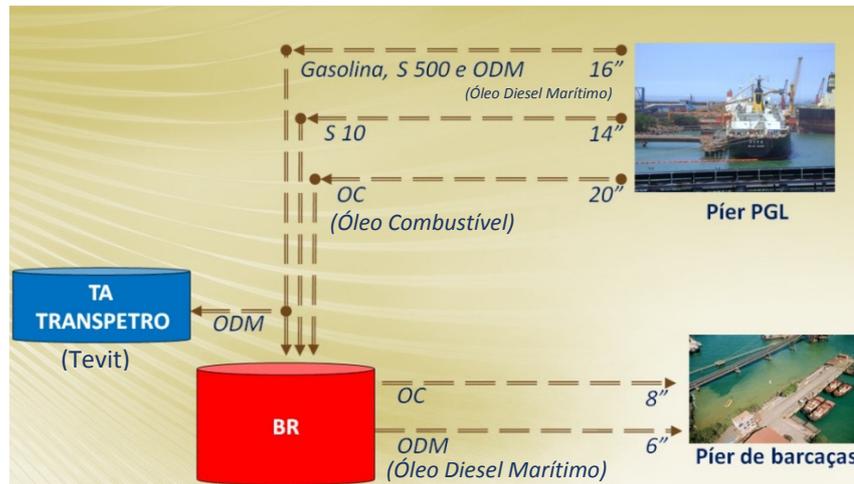


Figura 19: Logística de derivados no Espírito Santo

Fonte: Adaptado de ANP (2015c).

Este terminal recebe gasolina, diesel S10/S500, ODM (óleo diesel marítimo) e OC (óleo combustível); estoca ODM, expede derivados para a base da BR Distribuidora e realiza mistura para formulação de combustível marítimo (MF 380) e ODM.

A demanda de gasolina projetada para o estado do Espírito Santo, no ano de 2027 é de 580 mil m³. No tocante ao óleo diesel (S10 e S500) a demanda projetada é de 1,1 milhão m³ em 2027 (EPE, 2018b).

Nota-se que a demanda do Espírito Santo é bem superior à produção de seus campos terrestres. Conforme Tabela 10, a demanda para os municípios produtores, principalmente Linhares, São Mateus e Aracruz, representam juntos, em torno de 16% da demanda do Estado em 2027.

Tabela 10: Demandas nos municípios produtores terrestres no Espírito Santo

Municípios	Demanda (mil m ³)					
	2023			2027		
	Gasolina A	Diesel A		Gasolina A	Diesel A	
		S10	S500		S10	S500
Aracruz	10,95	63,92	17,85	11,62	82,78	14,39
Conceição da Barra	1,80	5,53	6,83	1,92	7,15	5,49
Jaguapé	3,67	2,37	3,84	3,89	3,08	3,09
Linhares	24,21	34,51	29,11	25,68	44,73	23,37
São Mateus	17,02	9,99	11,07	18,06	12,94	8,96
Sooretama	3,52	2,00	3,13	3,73	2,59	2,52
Total	61,17	118,32	71,83	64,9	153,27	57,82
Participação no Estado	11%	21%	15%	11%	21%	15%

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2018b).

A EPE projeta que a demanda de gasolina A e diesel A nas regiões produtoras terrestres totalize 276 mil m³ em 2027.

Observa-se que, dada a oferta de derivados e a demanda de gasolina e óleo diesel para atendimento exclusivo a essas localidades, a viabilidade da instalação de uma refinaria de pequeno porte que utilize petróleo local estaria associada ao aumento da produção destes campos¹⁹.

Ademais, cabe destacar uma peculiaridade do Estado do Espírito Santo. Dadas as características de seus petróleos e a presença do Porto de Tubarão²⁰, existe um mercado relevante de óleo combustível e, por conseguinte, uma demanda de combustível para navios (bunker), que, com um aumento da produção dos campos terrestres, poderia ser atendida parcialmente, ou também por meio de misturas do óleo produzido com outros óleos, para especificação do combustível. A demanda projetada de bunker, para este Estado em 2027, é de 700 mil m³, o que corresponde a 12 mil barris por dia (EPE, 2018b). Uma refinaria de 10 mil barris por dia, que processe petróleo terrestre da Bacia Espírito Santo-Mucuri oferta volumes de óleo combustível (com 1% de teor de enxofre) da ordem de 440 mil m³.

2.3. Refino

O refino do petróleo é um conjunto de processos que visam à transformação do óleo bruto em derivados de valor comercial como o diesel, gasolina, GLP e querosene, entre outros. Atualmente, as refinarias possuem unidades de processos capazes de ofertar grandes volumes dos principais derivados, bem como atender a especificação de qualidade das normas vigentes.

As refinarias de petróleo são organizadas em unidades de processos industriais (esquema de refino) com o objetivo de transformar o petróleo em diferentes produtos especificados para consumo. O refino é constituído basicamente por quatro tipos de processos: separação, conversão, tratamento e processos auxiliares. A Tabela 11 apresenta os principais processos dentro de cada um destes tipos.

Tabela 11: Principais processos de refino

Tipo	Processos
Separção	Destilação atmosférica, destilação a vácuo, desasfaltação, extração de aromáticos, desparafinização, desoleificação, adsorção
Conversão	Craqueamento térmico, coqueamento retardado, pirólise, craqueamento catalítico, hidrocrackeamento catalítico, alquilação catalítica, reforma catalítica
Tratamento	Tratamento com aminas, tratamento cáustico, hidrotreatamento
Auxiliar	Geração de hidrogênio, recuperação de enxofre, tratamento de água ácida

Fonte: BRASIL *et al.* (2011)

Os processos de separação consistem em utilizar a diferença de alguma das propriedades físico-químicas dos diferentes componentes presentes no petróleo para separá-los em correntes, como pressão de vapor, solubilidade e capacidade de adsorção. Nas destilações atmosférica e a vácuo, por

¹⁹ Isso, contudo, não limita a viabilidade de empreendimentos de refino que possuam outros fornecedores, não sendo este o aspecto analisado nesta Nota Técnica.

²⁰ Localizado próximo ao Porto de Vitória, no Estado do Espírito Santo, ocupa uma área de 18 km², com quatro terminais marítimos: Minério de ferro; Praia Mole (carvão siderúrgico, coque e antracito), Produtos diversos e Granéis líquidos. O Porto de Tubarão é usado para movimentar minério de ferro e pelotas; carvão, grãos e fertilizantes e líquidos a granel (VALE, 2018).

exemplo, o óleo bruto é aquecido e, de acordo com a pressão de vapor, são separadas as diferentes frações de hidrocarbonetos, sendo então coletadas pelas tubulações das torres de destilação no estado de vapor ou como resíduo no fundo da coluna. Outro exemplo é a desasfaltação, processo baseado nas diferentes solubilidades dos componentes presentes frente a um determinado solvente. Posteriormente, estas correntes podem passar por uma série de outras etapas visando gerar derivados com maior valor agregado e enquadrá-los dentro das especificações definidas pela legislação para que possam ser comercializados. A Figura 20 mostra as principais frações obtidas pela destilação do petróleo bruto, bem como sua finalidade típica após o processamento.



Figura 20: Principais derivados obtidos na destilação atmosférica

Fonte: Adaptado de Galp (2015).

Os processos de conversão são extremamente importantes em uma refinaria, na medida em que permitem alterar a estrutura molecular dos hidrocarbonetos, seja através da quebra em moléculas menores, seja por combinação em moléculas maiores ou através de rearranjos moleculares que conferem propriedades melhores aos produtos finais. Neste sentido, eles permitem transformar resíduos de baixo valor agregado em derivados nobres (de alto valor), melhorando o desempenho financeiro de uma refinaria. Os processos de conversão se dividem basicamente entre processos térmicos e processos catalíticos. A presença destas unidades de conversão eleva significativamente a complexidade²¹ de uma refinaria (SZKLO *et al.*, 2012).

Para atendimento às especificações de qualidade dos derivados são necessários também os processos de tratamento, que visam remover dos derivados impurezas como enxofre, nitrogênio e metais pesados, entre outros.

²¹ O índice de complexidade de Nelson é uma medida para comparar a capacidade de conversão de uma refinaria com sua capacidade de processamento. É um indicador que facilmente quantifica e compara a complexidade de refinarias. Refinarias com maior complexidade apresentam maior flexibilidade, bem como mais possibilidades para produzir derivados de maior valor agregado.

2.3.1. Perfil de produção de uma refinaria

Existe uma infinidade de *layouts* possíveis para uma refinaria, que afetam tanto a gama de derivados a serem produzidos como o tipo de petróleo que suscitará um desempenho economicamente otimizado. A Refinaria A (Figura 21²²), por exemplo, é do tipo *hydroskimming*. Possui baixa complexidade, com uma unidade de separação atmosférica e nenhuma unidade de craqueamento²³. Em relação a outras plantas, a quantidade de óleo combustível (um produto de baixo valor agregado) produzida é elevada, pois não há nenhuma unidade de processo para conversão do resíduo atmosférico. Consequentemente, petróleos mais leves são preferíveis como carga, a fim de minimizar o volume produzido de óleo combustível resultante.

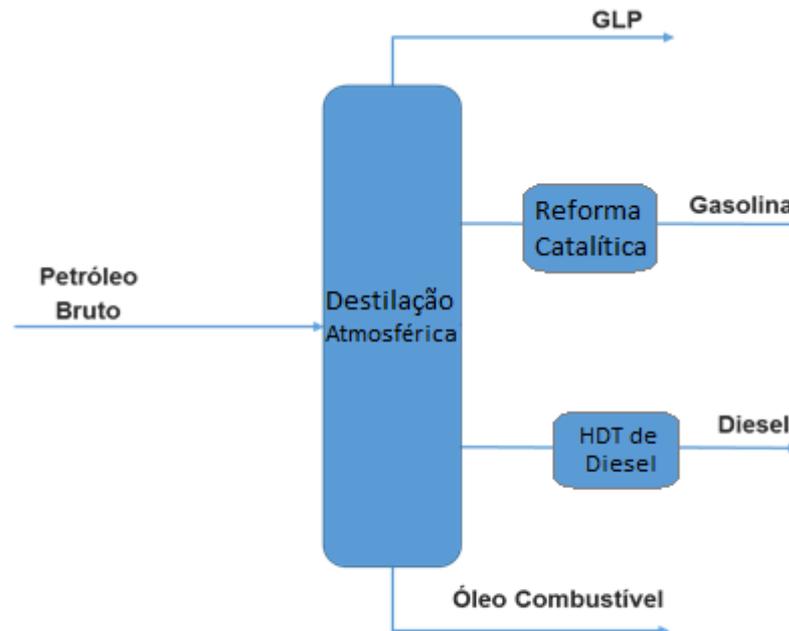


Figura 21: Refinaria A (*Hydroskimming*) - Esquema simplificado de refino

Fonte: Elaboração própria.

Visando à maximização da produção de derivados de petróleo de maior valor agregado, a Refinaria B (Figura 22) possui uma unidade de destilação a vácuo (DV) para separação do resíduo atmosférico em duas frações. A mais leve (gasóleo) é carga para uma unidade de craqueamento catalítico em leito fluidizado (FCC – *Fluid Catalitic Cracker*), enquanto a mais pesada (resíduo de vácuo) é destinada à formulação de óleo combustível. A unidade de FCC converte sua carga, agregando valor às correntes resultantes. Em comparação com a refinaria A, a refinaria B produz, portanto, volumes maiores de derivados com valores de mercado mais elevados. Todavia, a utilização de petróleos pesados neste *layout* também tende a produzir significativas quantidades de óleo combustível.

²² Para simplificação dos fluxogramas, foram omitidas dos esquemas unidades de remoção de enxofre (hidrotratamento) e de tratamento de nafta (reforma catalítica).

²³ Unidades de craqueamento são capazes de quebrar moléculas de cadeia longa, formando estruturas menores e de maior valor econômico.

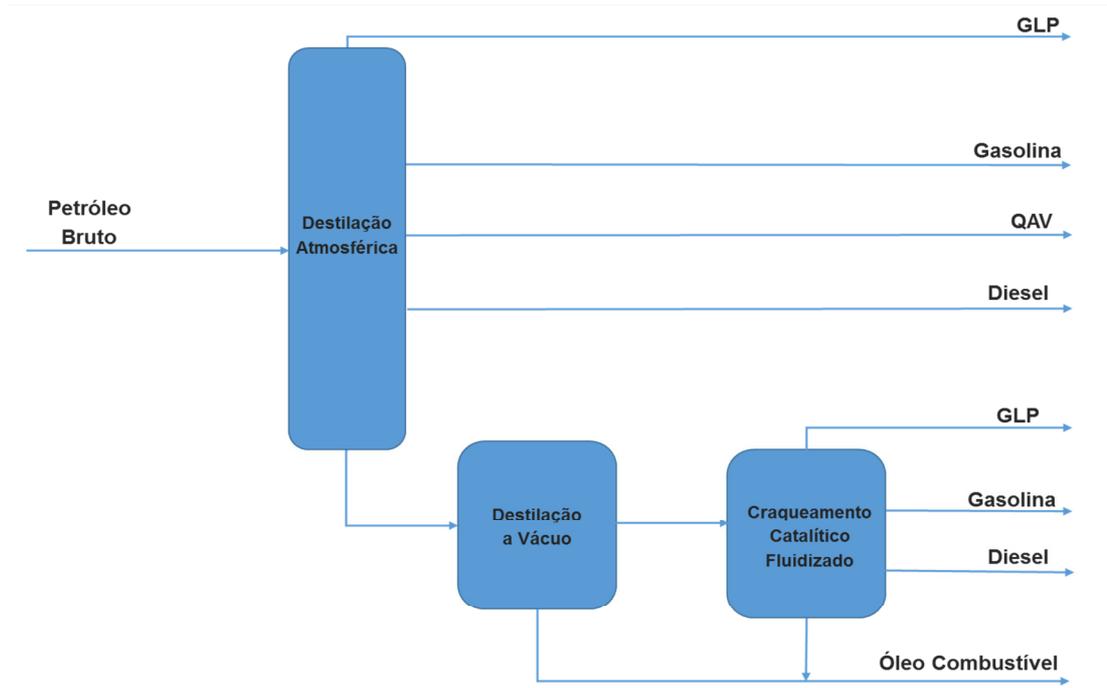


Figura 22: Refinaria B (*Cracking*) - Esquema simplificado de refino²⁴

Fonte: Elaboração própria.

Não é possível estimar, com apenas esse nível de informações, qual o esquema de refino com melhor desempenho econômico. Para isso, deve-se analisar os demais aspectos associados à economicidade de uma refinaria, que serão tratados a seguir.

2.3.2. Economicidade do refino

Diversos aspectos significativos podem ser apontados como características do “negócio” refino. O modelo de estrutura do refino caracteriza-se como sendo de baixo retorno, baixo crescimento, capital intensivo e por ser um segmento sensível politicamente e incerto ambientalmente (HERMANN *et al.*, 2010).

Os investimentos em refino são vultosos e, dependendo do tamanho e do esquema de refino escolhido, podem chegar a dezenas de bilhões de dólares. Quando apresentam uma maior complexidade, as refinarias tem mais flexibilidade, o que permite uma melhor adequação do perfil de produtos à demanda. Entende-se que uma refinaria mais complexa apresenta vantagens competitivas, com a possibilidade de níveis de rentabilidade mais estáveis e maiores.

A necessidade de capital de giro é oriunda das características do mercado de derivados de petróleo. Mudanças nos preços do petróleo bruto podem intensificar as variações no capital de giro. A depender do preço da *commodity*, haverá demanda aquecida por derivados, havendo períodos de insuficiência de capacidade, que levam a altas margens de lucro. Em caso de preços elevados do

²⁴ Para fins de simplificação da Figura, a unidade de reforma catalítica e a de hidrotratamento de diesel não estão representadas, apesar de constarem na refinaria hipotética deste estudo.

petróleo, ocorrem restrições de consumo, com excesso de capacidade, resultando em margens de lucro baixas ou negativas.

Dada a complexidade da refinaria, seu prazo de implementação é longo, no âmbito internacional, entre 5 a 10 anos. Ressalta-se que usualmente o tempo de retorno de capital para esses projetos é de 20 a 25 anos.

Considerando os aspectos ambientais, as refinarias representam fontes de poluição e tem sido alvo, ao redor do mundo, de reduções de emissões diretas principalmente nos países da OCDE (Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico). Ademais, há uma tendência de padrões de formulação para combustíveis ainda mais restritivos, o que tem elevado significativamente as demandas de investimento das refinarias para atendimento às especificações. Ressalta-se que a obtenção de licenças ambientais pode interferir nas condições e prazos de implementação e inviabilizarem projetos de refinarias. Entre os riscos operacionais, também se consideram explosões, incêndios, vazamentos, emissões tóxicas, acidentes.

Condicionantes geopolíticas, econômicas, regulatórias, ambientais e tecnológicas são determinantes na definição dos patamares de preço dos petróleos marcadores, e, por conseguinte, nos preços dos demais petróleo e dos derivados comercializados.

Questões regionais relativas à concorrência e ao acesso à matéria-prima interferem fortemente no mercado. A composição da base de consumidores de combustíveis, as perspectivas de crescimento da economia nacional e regional e o quanto o mercado é aberto a importações de produtos refinados, dado o estado de infraestrutura de transporte (como terminais de importação e dutos) caracterizam o mercado potencial para a refinaria.

Não menos importantes são os aspectos logísticos, na medida em que, a disponibilidade e a escolha do modo de acesso à matéria-prima e dos sistemas de distribuição dos produtos no atacado e varejo (cadeia de distribuição) também são determinantes para a rentabilidade do negócio. A existência de custos significativos no transporte dos derivados influencia a localização das refinarias, o que, em geral, justifica sua localização próxima aos principais mercados consumidores. O nível de integração entre as diversas etapas da cadeia de distribuição também contribui para menores custos.

A implantação do parque de refino brasileiro considerou os diversos aspectos apresentados. Em função das características do petróleo nacional, as refinarias brasileiras foram projetadas, de modo geral, para processar petróleos mais pesados, com perfis de média complexidade, como pode ser visualizado na Tabela 12.

Tabela 12: Nível de complexidade das principais refinarias do parque de refino nacional

Refinaria	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Repar	3,8	4,3	6,2	6,2	6,2	6,0	6,0	6,0
Regap	5,8	6,6	6,8	6,8	7,3	7,3	7,3	7,3
Refap	2,0	2,7	3,3	3,3	3,8	3,8	3,8	3,8
Recap	3,0	1,0	3,0	3,0	3,0	5,2	5,1	5,1
RPBC	6,0	7,5	7,6	7,5	8,5	8,2	8,2	8,2
Reduc	7,6	8,1	8,9	9,1	9,1	9,2	10,0	10,0
Lubnor	11,1	12,6	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Reman	1,7	1,7	1,7	1,7	3,3	2,6	2,6	2,6
RLAM	5,0	3,9	4,4	4,4	4,4	5,7	5,7	5,7
Replan	4,7	5,6	5,9	6,5	6,5	6,3	6,3	6,3
Revap	4,9	6,0	7,2	7,2	7,2	7,0	7,0	7,0
Rio Grandense	2,8	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Manguinhos	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Média Anual do Parque de Refino Nacional	4,9	5,2	5,7	5,7	6,0	6,1	6,2	6,2

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2018h).

Ademais, a existência de custos significativos no transporte dos derivados e as distâncias territoriais do País influenciaram a localização das refinarias.

As condições elencadas anteriormente tornam-se ainda mais decisivas quando se avalia um projeto de refinaria de pequeno porte, em que não existem ganhos de economia de escala²⁵, condições propícias à redução nos custos de produção.

Diversos fatores contribuem para o aumento da viabilidade do empreendimento de refino de pequeno porte. São eles:

- Adquirir matéria-prima a um custo favorável e com fácil acesso;
- Abastecer um mercado consolidado ou de nicho com produtos de maior valor agregado;
- Pertencer a um mercado com poucos concorrentes e de demanda significativa;
- Apresentar um perfil de refino com grau de complexidade compatível com o tipo de petróleo processado e com vistas à especificação de seus produtos de maior valor agregado (exemplo: diesel e gasolina);
- Apresentar a possibilidade de estabelecer algum tipo de integração com demais elos da cadeia de abastecimento;
- Atender mercados domésticos e/ou de exportação;
- Ter acesso a isenções ou incentivos fiscais;
- Operar com altas taxas de utilização e elevada eficiência operacional para manutenção de custos fixos unitários reduzidos.

No capítulo seguinte, serão apresentados os resultados da análise de viabilidade técnica-econômica para as bacias elencadas e em alguns casos, para os tipos de esquemas de refino apresentados nesta nota técnica.

²⁵ As economias de escala ocorrem quando, para uma maior capacidade produtiva da planta, os custos de aquisição, construção e operação são proporcionalmente menores.

3. Análise de Viabilidade Técnica-Econômica

A análise de viabilidade técnica-econômica compõe a fase de avaliação das oportunidades, sendo realizada a partir da estimativa de diversos indicadores financeiros. Neste estudo, para a análise preliminar da viabilidade de uma refinaria, os seguintes indicadores foram utilizados:

- Margem bruta de operação;
- Valor Presente Líquido (VPL);
- Taxa Interna de Retorno (TIR);
- Tempo de retorno do investimento (*Payback*).

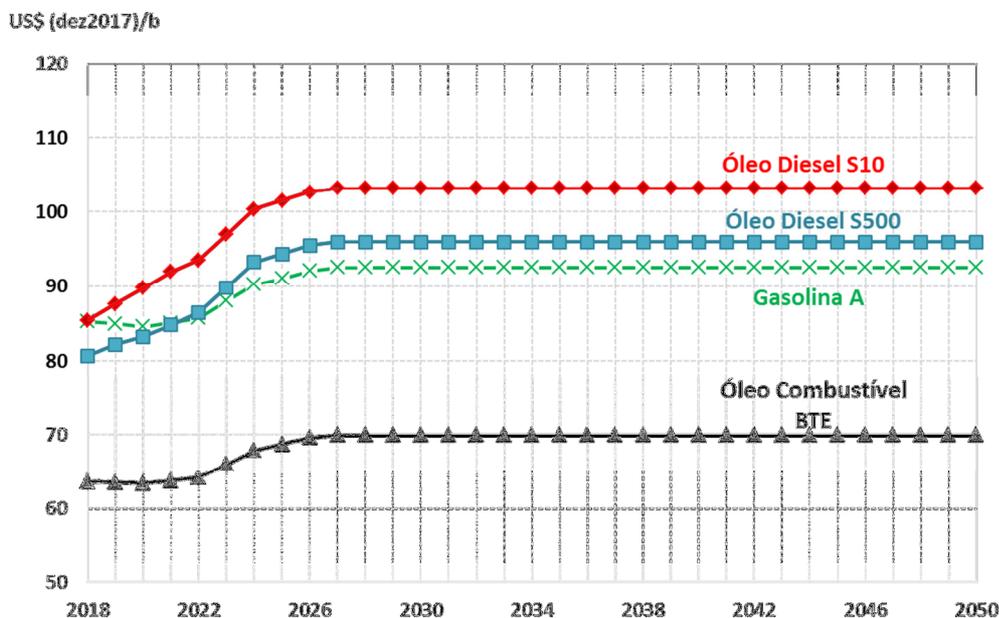
Para o cálculo destes indicadores e consequente avaliação do retorno sobre o investimento, itens como receitas, custos financeiros e despesas²⁶ foram contemplados e serão discutidos nas subseções a seguir.

3.1. Receitas

A receita de uma refinaria é determinada basicamente pelo volume de cada um dos produtos obtidos multiplicado pelo respectivo preço do derivado. Os volumes de produtos no portfólio de uma refinaria serão função dos rendimentos em derivados do petróleo ou da mistura de petróleos utilizados.

No estudo em questão, para fins de cálculo da receita, foram considerados os preços projetados de gasolina, GLP, QAV, diesel S10 e S500 e óleo combustível, a partir de EPE (2018b). Tais preços foram definidos por uma relação histórica econométrica com o preço do petróleo Brent, considerando alguns ajustes para cada derivado ao longo do período de avaliação e são apresentados no Gráfico 8.

Gráfico 8: Projeções de preços para os principais derivados de petróleo



Fonte: EPE (2018b)

²⁶ Os impostos relativos à comercialização de derivados não foram considerados nos cálculos de margem, uma vez que o preço de realização da refinaria não contém tributos. Contudo, benefícios tributários incidentes sobre os produtos do refino permitem um preço de realização maior, elevando a rentabilidade do empreendimento, e serão abordados na seção 3.5.2.

A partir destes preços, para cada localidade estudada, foram definidos os preços de comercialização com base na paridade internacional²⁷.

Ademais, os volumes de cada um dos produtos (gasolina, diesel, óleo combustível) foram determinados com base nos rendimentos em frações correspondentes de derivados produzidos para cada uma das correntes consideradas na seção 1.3 e utilizadas pela ANP (2018e) para cálculo dos Preços de Referência do Petróleo (PRP)²⁸.

3.2. Despesas e Custos

Esta seção descreve o desmembramento das despesas e custos em Capex, Opex e depreciação.

3.2.1. Capex

O Capital expenditure (Capex) é o montante necessário para a aquisição de bens, construção e operacionalização do empreendimento. Este custo pode ser dividido entre aquele diretamente relacionado com o empreendimento – denominado custo *onsite* e aqueles relacionados a terraplanagem, tancagem, acesso rodoviário e construção de subestações elétricas (custos *offsite*). Eles variam significativamente, a depender do empreendimento (GARY *et al.*, 2007).

Para cada localidade identificada no Capítulo 1, adotou-se como premissa um dado perfil de refinaria (*Hydroskimming* ou *Cracking*), com capacidades de processamento de 5, 10 e 20 mil barris por dia, com vistas a apuração do Capex. Os custos *onsite* estimados são apresentados nas Tabela 13 e Tabela 14, a partir do custo por barril instalado, com base em GARY *et al.* (2007).

Tabela 13: Estimativa de custo de investimento *onsite* - *Hydroskimming*

Capacidade de Processamento (b/d)	Custo de Investimento (US\$)	Custo de Investimento (R\$)
5.000	80.000.000	296.000.000
10.000	130.000.000	481.000.000
20.000	200.000.000	740.000.000

Nota: Adotou-se uma taxa de câmbio de R\$3,70/US\$.

Fonte: Elaboração própria a partir de GARY *et al.* (2007).

Tabela 14: Estimativa de custo de investimento *onsite* – *Cracking*

Capacidade de Processamento (b/d)	Custo de Investimento (US\$)	Custo de Investimento (R\$)
10.000	325.000.000	1.313.500.000
20.000	471.000.000	1.742.700.000

Nota: Adotou-se uma taxa de câmbio de R\$3,70/US\$.

Fonte: Elaboração própria a partir de GARY *et al.* (2007).

Há ainda os custos de investimento *offsite*. Adotou-se que tais custos seriam da ordem de 25% do valor de investimento *onsite*, para esquemas de refino *Hydroskimming* e *Cracking*. Os custos totais de investimento são apresentados nas Tabela 15 e Tabela 16.

²⁷ PPI: O preço de paridade internacional é definido como o preço do derivado em seu mercado de referência (por exemplo, óleo diesel no Golfo do México (USGC)) acrescido dos custos de importação, caso o derivado seja deficitário no mercado nacional, ou subtraídos os custos de exportação, caso haja sobreoferta do derivado no mercado nacional. Neste estudo, apenas o óleo combustível teve seu preço modelado pela paridade de exportação.

²⁸ Os Preços de Referência do Petróleo (PRP) são calculados pela ANP mensalmente, com base nesses rendimentos e na média mensal do preço do petróleo tipo Brent, para as correntes de petróleo brasileiras. O PRP é o valor adotado para o cálculo das participações governamentais (*royalties* e outras) (ANP, 2018b).

Tabela 15: Estimativa de custo de investimento total em refinarias de pequeno porte - *Hydroskimming*

Capacidade de Processamento (b/d)	Custo de Investimento total (R\$)
5.000	370.000.000
10.000	600.000.000
20.000	925.000.000

Fonte: Elaboração própria a partir de GARY *et al.* (2007).

Para o esquema de refino do tipo *Hydroskimming*, de 5 a 20 mil barris por dia de capacidade de refino, os investimentos transitam entre 370 e 925 milhões de reais.

Tabela 16: Estimativa de custo de investimento total em refinarias de pequeno porte - *Cracking*

Capacidade de Processamento (b/d)	Custo de Investimento total (R\$)
10.000	1.640.000.000
20.000	2.180.000.000

Fonte: Elaboração própria a partir de GARY *et al.* (2007).

No caso do *layout Cracking*, para capacidade de processamento entre 10 mil e 20 mil barris por dia, a Tabela 16 apresenta investimentos totais da ordem de 2 a 2,5 vezes maiores que os necessários para a construção de uma refinaria *Hydroskimming*. Tais diferenças são resultado do aumento da complexidade da refinaria, considerando que novas unidades de craqueamento são investimentos vultosos, com elevado Capex (GARY *et al.*, 2007).

Para a efetiva compreensão do balanço entre esse montante de recursos, os riscos e o prazo para retorno deste tipo de investimento, a próxima seção descreve as despesas operacionais.

3.2.2. Opex

O Operational expenditure (Opex) é o montante necessário para operação de uma refinaria. Os custos de operação de uma refinaria são divididos em duas partes: fixos e variáveis. Os custos fixos dependem do rendimento da planta e do tempo em operação (utilidades, por exemplo); do valor do empreendimento (seguro, manutenção, etc) e são determinados pelo tamanho e complexidade da refinaria (GARY *et al.*, 2007).

O custo fixo de operação foi calculado a partir de uma estimativa de Neumuller (2005) para refinarias norte-americanas, que inclui gastos com pessoal, suprimentos, despesas com reparos e manutenções, e demais despesas gerais e administrativas da planta. A Equação 1 apresenta a fórmula para o cálculo dos custos fixos.

$$\ln(\text{Custos Fixos}) = 2,01 + 0,64 * \ln(\text{capacidade de processamento da refinaria}) + 0,59 * \ln(\text{Índice de Complexidade de Nelson})$$

Equação 1: Custos fixos

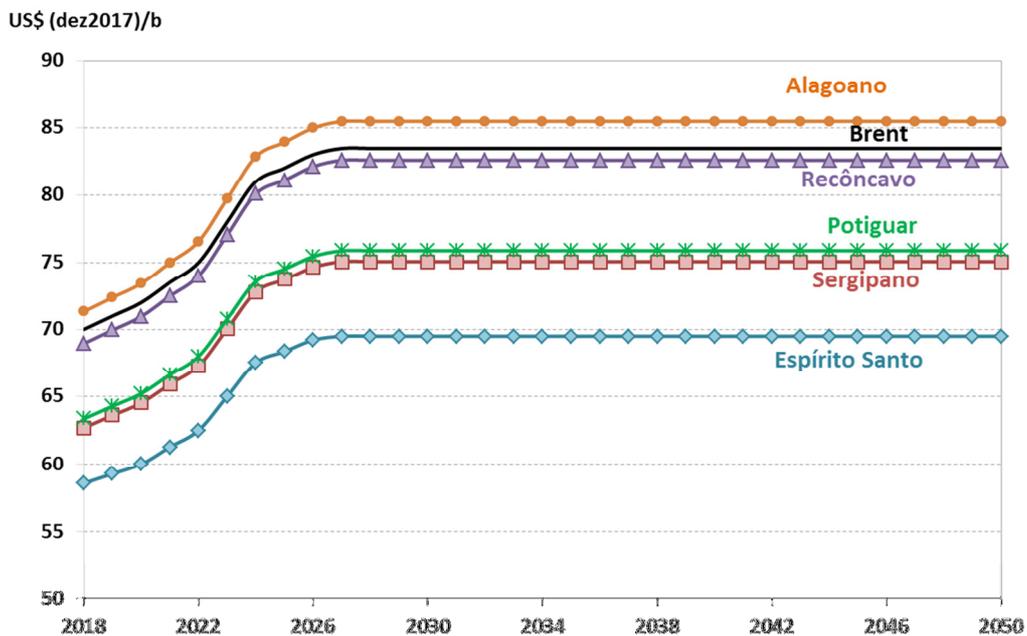
Nota: capacidade de processamento da refinaria em barris por dia.

Fonte: Neumuller (2005)

Faz-se a ressalva de que, em Neumuller (2005), as refinarias possuem maior capacidade de processamento e estão localizadas nos Estados Unidos. Apesar disso, os custos operacionais fixos são sensivelmente menores que os custos variáveis, como para a aquisição de matéria-prima, por exemplo, interferindo pouco no custo total final do Opex.

Os custos de compra de petróleo (matéria-prima) constituem o principal custo variável de uma refinaria, uma vez que este é o insumo indispensável à sua operação. Com base na evolução de preços mensais dos petróleos, sua relação com os preços da principal corrente terrestre produzida em cada região deste estudo e de preços de petróleos a partir da projeção do preço do Brent (EPE, 2018b), foram estabelecidas as curvas de preços dos petróleos terrestres contemplados neste trabalho, conforme mostra o Gráfico 9.

Gráfico 9: Projeções de preços para os petróleos terrestres – em US\$/b



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2018b) e EPE (2018b).

Como premissa de cálculo dos demais custos variáveis de operação, foram considerados o consumo energético, de água, de geração de hidrogênio e demais insumos para a operação das unidades da refinaria, conforme valores apresentados na Tabela 17. O custo variável foi então anualizado com base na capacidade da refinaria multiplicada pelo custo unitário de cada insumo.

Tabela 17: Consumo estimado por barril processado

Unidade	Eletricidade (kWh/barril)	Combustível (kBtu/barril)	Vapor (kg/barril)
Destilação Atmosférica	0,5	100	11
Destilação a Vácuo	0,5	100	23
FCC	13,0	80	-9
Coqueamento Retardado	3,6	120	-18
Hidrotratamento de Diesel	1,7	8	7
Hidrotratamento de Nafta	2,0	30	15
HCC Leve (1000 SCFB)	8,4	93	-
HCC Moderado (2000 SCFB)	13,1	214	-
HCC Severo (3000 SCFB)	17,9	332	-
Reforma Catalítica	1,0	300	-18
Isomerização	1,0	10	36
Alquilação	3,1	325	36
Desasfaltação a Propano	2,0	80	27

*FCC : Craqueamento em leito fluidizado.

**HCC: Hidrocraqueamento catalítico.

*** SCFB: *Standard Cubic Feet per Barrel* (pé cúbico padrão por barril)

Fonte: MAPLES (2000)

Ressalta-se que para esquemas de refino do tipo *Cracking*, os custos com insumos para a operação das unidades da refinaria consideram também os custos relacionados aos catalisadores utilizados em unidades de craqueamento, representando o segundo maior gasto operacional de uma refinaria, depois do dispêndio com a aquisição de petróleo (HOYER, 2018).

3.2.3. Depreciação

A depreciação é desvalorização oriunda da deterioração e da obsolescência de bens adquiridos para execução de determinada atividade. Assim, para ambos os esquemas de refino avaliados, considerou-se a depreciação constante de 4% ao ano do capital investido na refinaria, assumida como constante em um período de vinte e cinco anos e calculada conforme Petrobras (2018).

3.3. Metodologias

Os parâmetros para a análise dos projetos de refinaria de pequeno porte são selecionados nesta seção. Em especial, destaca-se a margem bruta de operação, o valor presente líquido (VPL) e o tempo de retorno do investimento.

3.3.1. Margem bruta de operação

A margem bruta de operação é a razão entre o lucro bruto operacional e a receita líquida. Trata-se do indicador que representa a rentabilidade da refinaria, como indicado na Equação 2.

$$\text{Margem bruta de operação} = (\text{Lucro bruto operacional} / \text{Receita líquida})$$

Equação 2: Margem bruta de operação

O lucro bruto operacional e o Fluxo de caixa livre foram calculados conforme Tabela 18.

Tabela 18: Cálculo do lucro operacional bruto e fluxo de caixa livre

(+)	Receita líquida com a venda de derivados produzidos	} Margem de refino
(-)	Custo de aquisição do petróleo a ser processado	
(-)	Custos fixos e variáveis de operação da refinaria	
(-)	Custo de depreciação do capital investido	
=	Lucro bruto operacional	
(-)	Dedução de IRPJ e CSLL ²⁹ (34%)	
(+)	Recuperação do capital depreciado	
=	Fluxo de caixa livre	

Entende-se que o lucro bruto operacional será função da combinação dos diversos fatores elencados anteriormente, mas, principalmente, da margem de refino, que representa a diferença entre a receita líquida com a venda de derivados produzidos e o custo de aquisição do petróleo a ser processado. Neste sentido, a maximização da margem de refino e a redução de custos fixos e variáveis são anseios dos investidores para viabilizar o empreendimento. O fluxo de caixa livre refere-se ao lucro bruto com a devida dedução do Imposto de Renda – Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Sobre o Lucro Líquido (CSLL)³⁰, que somados representam uma alíquota incidente de 34%.

Para aumento da margem de refino, a propriedade de campos de petróleo ou a existência de contratos de exclusividade com produtores, com o uso do petróleo local no empreendimento, poderiam reduzir o custo de aquisição da matéria-prima em uma refinaria de pequeno porte. Além disso, haveria a garantia de fornecimento e redução do impacto de variações nos preços dos petróleos. Contratos longos de comercialização de produtos também podem representar uma garantia de receita importante com a venda dos derivados. O atendimento a nichos de mercado, com produtos específicos, de valor agregado superior é uma alternativa interessante de negócio para aumento de receita.

³⁰ Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) é um tributo federal brasileiro que incide sobre o lucro líquido do período-base, antes da provisão para o Imposto de Renda. É devida pelas pessoas jurídicas e entes equiparados pela legislação do IR, destinando-se ao financiamento da Seguridade Social, estando disciplinado pela Lei nº 7.689/1988 e suas alterações (BRASIL, 1988).

Outro modo de aumentar a margem de refino é elevar os rendimentos de produtos de maior valor agregado, sendo possível mediante incremento do nível de complexidade da refinaria, com a entrada de unidades de conversão.

Com relação aos custos fixos e variáveis, em uma refinaria de pequeno porte, as possibilidades de redução do custo médio de produção, a partir da diluição dos custos fixos no montante processado (economia de escala) são menores que as das refinarias com grandes capacidades de processamento.

Sendo assim, caso a refinaria de pequeno porte obtenha margens brutas de operação adequadas, este empreendimento pode representar a oportunidade de transformação do petróleo em produtos de maior valor agregado, apresentando-se como uma alternativa mais rentável que a venda direta. Nos últimos anos, devido à produção de volumes menores por poço, a distribuição geográfica e a logística de coleta, por empresas independentes, o petróleo produzido em terra tem perdido relevância para a principal compradora/refinadora, a Petrobras. A partir deste desinteresse, o produtor independente, muitas vezes, tem comercializado o óleo que produz a preços com desconto em relação ao Preço de Referência do Petróleo (PRP).

3.3.2. Valor Presente Líquido (VPL)

Representa quanto valeria na data presente o fluxo de caixa acumulado, descontado da taxa mínima de atratividade aplicada a cada período, menos o custo do investimento inicial. A comparação do VPL com o Capex indica qual foi a geração de capital proporcionada pelo projeto. O cálculo do VPL é realizado conforme Equação 3.

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

Equação 3: Valor presente líquido

Sendo:

- FC_t é o fluxo de caixa no período t ;
- TMA é a taxa mínima de atratividade.

Quanto maior for o VPL de um determinado projeto, maior será sua atratividade do ponto de vista do tomador de decisão.

3.3.3. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR é uma taxa de desconto que, quando aplicada a um fluxo de caixa, faz com que os valores das despesas, trazidos ao valor presente, sejam iguais aos valores dos retornos dos investimentos, também trazidos ao valor presente. O conceito foi proposto de forma a classificar diversos projetos de investimento. Assim, os projetos cujos fluxos de caixa tenham uma taxa interna de retorno maior do que a taxa mínima de atratividade (TMA) tendem a ser escolhidos, conforme Equação 4.

$$VPL = 0 = \text{Investimento Inicial} + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

Equação 4: Taxa interna de retorno

Sendo:

- F_t é o fluxo de caixa nos períodos seguintes ao inicial;

Desta forma, a TIR é a taxa de desconto que faz com que o valor presente líquido (VPL) do projeto seja zero. Um projeto é atrativo quando sua TIR for maior do que o custo de capital do projeto.

3.3.4. Retorno do investimento (*payback*)

É definido como o número de períodos (anos, meses, semanas etc.) para se recuperar o investimento inicial. Para se calcular o período de *payback* de um projeto basta somar os valores dos fluxos de caixa auferidos, período a período, descontados pela taxa mínima de atratividade em relação ao período ao qual o fluxo está atrelado. A recuperação do investimento é atingida quando a soma de fluxos de caixa descontados se iguala a zero. Um *payback* reduzido indica um investimento atrativo, uma vez que o capital investido será recuperado em menor tempo.

3.4. Premissas adotadas

Com base na disponibilidade de petróleo por bacia sedimentar, foram definidas capacidades distintas para cada um dos empreendimentos a serem avaliados. Para as refinarias do Sergipe e do Espírito Santo, a capacidade adotada foi de 10 mil barris por dia. Para os empreendimentos na Bahia e no Rio Grande do Norte, de 20 mil barris por dia. E no caso do Estado de Alagoas, uma refinaria com 5 mil barris por dia de capacidade. Em resumo, as capacidades utilizadas na análise são apresentadas na Tabela 19.

Tabela 19: Capacidades da refinaria por localização

ESTADO	CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO (barris por dia)
Bahia	20.000
Alagoas	5.000
Sergipe	10.000
Rio Grande do Norte	20.000
Espírito Santo	10.000

Fonte: Elaboração própria

As capacidades definidas acima consideram aspectos relacionados à produção petrolífera nas bacias no curto prazo além das reservas totais estimadas (descobertas e não descobertas). Nesta análise de viabilidade do empreendimento não foram contemplados os investimentos adicionais associados à manutenção deste patamar mínimo de produção para atendimento às refinarias para cada porte citado.

Tal manutenção poderá ser obtida através do aumento do fator de recuperação ou por descoberta de novos campos nas regiões produtoras elencadas.

O Apêndice A apresenta os gráficos de produção de petróleo das bacias, ao longo do período analisado, com a capacidade da refinaria indicada.

Ademais, considerou-se a compra do petróleo (matéria-prima) na evolução de preços mensais dos petróleos (Preços de Referência do Petróleo (PRP))³¹, sua relação com os preços da principal corrente terrestre produzida em cada região deste estudo e dos preços de petróleos a partir da projeção do preço do Brent (EPE, 2018b). De mesmo modo, as receitas aferidas com a venda dos produtos foram calculadas com base em projeções de preços de derivados, conforme citado na seção 3.1.

A partir dos fluxos de receita foi possível calcular as margens de refino para cada Estado, considerando refinarias com perfil *Hydroskimming*. Os resultados são apresentados na Tabela 20.

Tabela 20: Margens de refino e de operação por Estado - *Hydroskimming*

ESTADO	CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO (barris por dia)	MARGEM DE REFINO (US\$/barril)	MARGEM BRUTA DE OPERAÇÃO
Bahia	20.000	1,5	-2,5%
Alagoas	5.000	2,6	-1,9%
Sergipe	10.000	5,8	2,5%
Rio Grande do Norte	20.000	5,5	2,9%
Espírito Santo	10.000	3,0	-1,6%

Fonte: Elaboração própria.

As margens de refino ficam compreendidas na faixa entre US\$1 e US\$6 por barril, a depender do petróleo considerado em cada caso estudado.

Quanto às margens brutas de operação, de acordo com a Tabela 20, os empreendimentos localizados na Bahia, em Alagoas e Espírito Santo apresentam valores negativos; não indicando atratividade para o refinador.

Para avaliação do impacto da entrada de unidades de conversão, com consequente aumento dos rendimentos em produtos de maior valor agregado, nos resultados da margem de refino das refinarias, fez-se uma segunda avaliação. Para isso, foram calculadas as margens de refino e margem bruta operacional para refinarias tipo *Cracking*, com capacidade de 20 mil barris por dia, localizadas nos Estados do Rio Grande do Norte e da Bahia³². Os resultados são apresentados na Tabela 21.

Tabela 21: Margens de refino e de operação por Estado - *Cracking*

ESTADO	CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO (barris por dia)	MARGEM DE REFINO (US\$/barril)	MARGEM BRUTA DE OPERAÇÃO
Bahia	20.000	7,9	-2%
Rio Grande do Norte	20.000	14,6	6%
Espírito Santo	10.000	14,7	2%

Fonte: Elaboração própria.

Nota-se que, com o aumento do nível de complexidade, os empreendimentos com perfil tipo *Cracking* apresentam margens de refino superiores às refinarias com configuração *Hydroskimming* para as três localidades, já que o incremento dos rendimentos em produtos de maior valor agregado contribui para elevação da receita. Todavia, embora existam ganhos na margem de refino, a presença de unidades de conversão também aumenta de modo relevante os custos operacionais de uma

³¹ As margens contidas nas Tabela 20 e Tabela 21 foram calculadas com base na projeção de preços de petróleo e derivados no ano de 2022 (ano de início de operação da refinaria, três anos após o início do investimento).

³² Por indisponibilidade de informações de rendimento de correntes em etapa de separação secundária, não foi possível calcular para demais Estados.

refinaria³³. Ainda assim, nestas condições, observa-se para cada estado incrementos na margem bruta operacional.

Deste modo, para que haja aumento da viabilidade de uma refinaria de pequeno porte, entende-se que outros condicionantes também devam ser considerados e serão tratados como estudos de casos na seção seguinte. Demais premissas adotadas para a avaliação econômica foram:

- Vida útil do empreendimento de 25 anos, com depreciação constante de 4% a.a.;
- Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 10% a.a.;
- 100% de comercialização dos produtos da refinaria ao preço dos derivados no mercado internacional, calculados em EPE (2018b);
- Disponibilidade de 90% da capacidade da refinaria;
- Tempo de construção da refinaria de três anos, sendo o CAPEX distribuído igualmente para os custos *onsite*, alocando no primeiro ano os custos *offsite*.
- Taxa de câmbio de R\$3,70/US\$.

3.5. Resultados

3.5.1. Estudo de caso 1: desconto de US\$5/b sobre Preço de aquisição do petróleo

Neste caso, foram calculadas as margens de refino e bruta operacional em um cenário em que haja uma demanda ao produtor independente de longo prazo e que o refinador possa adquirir o petróleo terrestre de campos próximos com um desconto de US\$5 por barril para aquisição do petróleo com base no valor do Preço de Referência do petróleo (PRP) calculado pela ANP³⁴.

Para o esquema de refino *Hydroskimming*, com o desconto, os resultados são apresentados na Tabela 22:

Tabela 22: Margens de refino e de operação por Estado com desconto sobre o preço de aquisição do petróleo – *Hydroskimming*

ESTADO	CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO (barris por dia)	MARGEM DE REFINO (US\$/barril)	MARGEM BRUTA DE OPERAÇÃO
Bahia	20.000	6,5	4,2%
Alagoas	5.000	7,6	4,4%
Sergipe	10.000	10,8	9,3%
Rio Grande do Norte	20.000	10,5	9,7%
Espírito Santo	10.000	8,0	6,1%

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que nesta condição, todas as refinarias elencadas apresentam margens de refino e operacionais brutas positivas.

Para o esquema de refino *Cracking*, refinarias hipotéticas na Bahia, no Espírito Santo e no Rio Grande do Norte apresentam resultados, de acordo com a Tabela 23:

³³ Para os casos avaliados, o custo operacional de uma refinaria *Cracking* foi superior em 3,3 vezes o custo operacional para o esquema de refino tipo *Skimming*.

³⁴ Desconsiderou-se, assim como no cenário sem desconto nos preços, os custos de logística associados ao transporte do petróleo da instalação destino das unidades produtoras até a refinaria.

Tabela 23: Margens de refino e de operação por Estado com desconto sobre o preço de aquisição do petróleo – Cracking

ESTADO	CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO (barris por dia)	MARGEM DE REFINO (US\$/barril)	MARGEM BRUTA DE OPERAÇÃO
Bahia	20.000	12,9	4,1%
Rio Grande do Norte	20.000	19,6	12,2%
Espírito Santo	10.000	19,2	8,5%

Fonte: Elaboração própria.

Com o desconto sobre o preço de aquisição do petróleo, a viabilidade econômico-financeira das refinarias foi estimada a partir da determinação dos principais indicadores adotados para análise de investimento e são apresentados nas Tabela 24 e Tabela 25.

Tabela 24: Indicadores de análise de investimento - Hydroskimming

Unidade da Federação	Capacidade da Refinaria (barris por dia)	Investimento Previsto (MM R\$)	VPL (MM R\$)	TIR (%)	Payback (anos)
Bahia	20.000	925	-303	5%	-
Alagoas	5.000	370	-146	4%	-
Sergipe	10.000	601	21	10%	25
Rio Grande do Norte	20.000	925	225	13%	14
Espírito Santo	10.000	601	-138	7%	-

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 25: Indicadores - análise de investimento – Cracking

Unidade da Federação	Capacidade da Refinaria (barris por dia)	Investimento Previsto (MM R\$)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)
Bahia	20.000	2.180	-939	4%	-
Rio Grande do Norte	20.000	2.180	-78	9,5%	-
Espírito Santo	10.000	1.640	-766	3%	-

Fonte: Elaboração própria.

Os melhores indicadores econômicos foram obtidos para a refinaria de pequeno porte *do tipo Hydroskimming* instalada no Rio Grande do Norte (Bacia Potiguar), processando a corrente de petróleo RGN Mistura e apresentando o maior Valor Presente Líquido. Este empreendimento detém tempo de *payback* de 14 anos e Taxa Interna de Retorno (TIR) de 13%, valor superior à Taxa Mínima de Atratividade adotada (10%). Uma refinaria *Cracking*, na mesma localização, entretanto, teria valores elevados de investimento necessário em unidades de destilação a vácuo e craqueamento, que inviabilizariam o empreendimento, o que pode ser verificado a partir dos resultados apresentados.

A refinaria *Hydroskimming* projetada para o Sergipe também demonstrou viabilidade econômica, com TIR de 10% e *payback* de 25 anos. Verifica-se que o *payback* elevado indica um investimento pouco atrativo, uma vez que o capital investido demora a ser recuperado.

Para as refinarias de pequena capacidade situadas nos Estados do Espírito Santo (Bacia Espírito Santo-Mucuri) e Alagoas não há viabilidade econômico-financeira, a despeito da aplicação do desconto de US\$5/b sobre o preço de aquisição do Petróleo.

Com relação ao Estado da Bahia (Bacia do Recôncavo), o VPL negativo e a TIR abaixo do Taxa mínima de atratividade indicam a inviabilidade econômica de uma refinaria de pequeno porte para ambos os esquemas adotados (*Hydroskimming* e *Cracking*). Isso decorre do preço mais elevado da

corrente de petróleo Baiano Mistura, predominante entre as correntes terrestres do Estado. O processamento desta corrente em refinarias sem unidades de conversão não representa ganho financeiro, uma vez que há alta produção de óleo combustível, derivado com baixo valor agregado. Mesmo em um cenário de desconto de US\$5/b sobre o preço de aquisição do Petróleo, a construção de uma refinaria de pequeno porte com unidades de conversão não representa garantia de viabilidade, dado que o custo do projeto é significativamente mais elevado.

3.5.2. Estudo de caso 2: incentivo fiscal

Em 2017, o Estado do Maranhão promulgou a Lei nº 10.676/2017, que disciplina, entre outros, a concessão de um crédito de ICMS de 85%, pelo prazo de 15 anos, para refinarias de petróleo que eventualmente venham a se instalar no território do referido Estado. Benefícios fiscais como este poderiam incrementar a viabilidade das refinarias elencadas nesta nota técnica.

A fim de se estimar os efeitos de eventual fomento, tomou-se como base uma aplicação similar deste benefício fiscal concedido pelo Estado do Maranhão às Unidades Federativas (UFs) destacadas no estudo. Deve-se ressaltar que as UF's possuem autonomia para avaliar se esse estímulo ao segmento de refino representa, no cômputo geral, representativa perda de arrecadação que porventura possa impactar as execuções futuras das funções de Estado.

Destaca-se que o gozo desses créditos de ICMS está condicionado ao consumo dos produtos no território do Estado outorgante do benefício³⁵, porquanto o art. 155, § 4º, I, da Constituição Federal dispõe que, para combustíveis líquidos derivados do petróleo, o ICMS caberá ao Estado onde correr o consumo.

As alíquotas de ICMS vigentes no mês de dezembro de 2018 para cada Estado analisado são apresentadas na Tabela 26.

³⁵ Adotou-se como premissa que a produção é plenamente consumida pelo mercado interno na Bahia, Espírito Santo e Alagoas, com gozo de 100% do benefício fiscal. Para o caso do Estado do Rio Grande do Norte, cuja Bacia Potiguar é limitrofe ao Estado do Ceará, definiu-se que a produção de derivados de uma refinaria de pequeno porte seria parcialmente consumida no estado vizinho, com redução do benefício fiscal. Em Sergipe, dada a reduzida demanda do estado, a produção da refinaria de pequeno porte seria superior à demanda do estado, com gozo parcial do benefício.

Tabela 26: Alíquotas de ICMS

UF	Gasolina A	Diesel	Óleo Combustível	QAV	GLP
AL	27%	17%	17%	-	-
BA	28%	18% ³⁶	18%	12% ³⁷	12%
ES	27%	12%	17%	-	17%
RN	27%	18%	18%	12% ³⁸	18%
SE	27%	18%	18%	-	-

Fonte: Alagoas (1991), Bahia (1996), Espírito Santo (2002), Rio Grande do Norte (1992) e Sergipe (2002).

Aplicando-se o crédito de ICMS de 85%, conforme prevê a lei do Maranhão, nas alíquotas da Tabela 26 - e considerando os perfis de produção de combustíveis descritos anteriormente – foram encontradas as margens constantes das Tabela 27 e Tabela 28. Vale destacar que tais valores consideram o consumo dos derivados produzidos pela UF na sua circunscrição.

³⁶ A alíquota nominal de ICMS do diesel na Bahia é de 25%, todavia está vigente um decreto do executivo que reduz a base de cálculo, suscitando uma alíquota efetiva para o óleo diesel de 18%.

³⁷ A alíquota interna de ICMS de QAV no estado da Bahia é de 18%. Todavia, o art. 268, XVIII, do Decreto nº 13.780/2012 – autorizado pelo convênio ICMS 188/17 – reduz a carga tributária incidente quando do preenchimento de certos requisitos:

a) a carga tributária incidente deverá corresponder aos seguintes percentuais:

1 - 12% (doze por cento), desde que haja aumento de consumo de litros de combustível no Estado da Bahia de, no mínimo, 20% (vinte por cento) em relação ao ano de 2016;

2 - 10% (dez por cento), sobre uma cota máxima de consumo mensal, estabelecida em função das milhas percorridas no Estado da Bahia, desde que haja a prestação de serviço regular de transporte aéreo de passageiros para, no mínimo, 04 (quatro) municípios baianos;

3 - 9% (nove por cento), desde que haja a prestação de serviço regular de transporte aéreo de passageiros para 08 (oito) municípios baianos;

4 - 8% (oito por cento), desde que haja a prestação de serviço regular de transporte aéreo de passageiros para 09 (nove) municípios baianos;

5 - 7% (sete por cento), desde que haja a prestação de serviço regular de transporte aéreo de passageiros para 10 (dez) ou mais municípios baianos.

³⁸ Dada a natural elevação do consumo de QAV com um crescimento orgânico da demanda, entendemos ser factível a assunção de uma alíquota de 12% no presente estudo. Nos termos do Decreto nº 24.979/2015, há uma redução da base de cálculo do ICMS de QAV no RN às empresas de transporte aéreo, de modo que a alíquota resultante seja, em regra, de 12%, podendo ser de 9% para as empresas que implementarem novas rotas internacionais no referido estado após a data de publicação do decreto. Além disso, o art. 313-AS, II, do Decreto nº 13.640/97, concede a isenção na aquisição de QAV na operação de Centro Internacional de Conexões de Voos (HUB) em aeroporto internacional localizado no RN. Igualmente, o art. 13, IV, da mesma norma, também concede isenção de ICMS para o QAV utilizado em voos de fretamento doméstico de passageiros, entendido como tal aquele que, além do transporte aéreo, também contemple uma programação de atividades turísticas em território potiguar aos viajantes. Não obstante essas medidas fomentadoras, optou-se por utilizar neste trabalho a alíquota de 12%, por entendermos ser a aplicável na maioria dos voos.

Tabela 27: Margens brutas de operação e de refino com crédito de ICMS – *Hydroskimming*

ESTADO	CAPACIDADE (barris por dia)	MARGEM DE REFINO (US\$/barril)	MARGEM BRUTA DE OPERAÇÃO
Bahia	20.000	17	15%
Alagoas	5.000	19	16%
Sergipe	10.000	15	13%
Rio Grande do Norte	20.000	13	12%
Espírito Santo	10.000	14	13%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 28: Margens brutas de operação e de refino com crédito de ICMS - *Cracking*

ESTADO	CAPACIDADE (barris por dia)	MARGEM DE REFINO (US\$/barril)	MARGEM BRUTA DE OPERAÇÃO
Bahia	20.000	25	16%
Rio Grande do Norte	20.000	24	16%
Espírito Santo	10.000	29	18%

Fonte: Elaboração própria.

Em comparação com os indicadores constantes das Tabela 20 e Tabela 21, percebe-se um incremento significativo nas margens, de modo que todas as plantas teriam as suas atratividades aumentadas. Os projetos atingem patamares de rentabilidade bastante atrativos, com margem de refino superando US\$ 10/b e margens brutas de operação acima de 12%.

Os principais indicadores adotados para análise da viabilidade econômica dos empreendimentos foram determinados e são apresentados nas Tabela 29 e Tabela 30.

Tabela 29: Indicadores de viabilidade econômica - *Hydroskimming*

Unidade da Federação	Capacidade da Refinaria (barris por dia)	Investimento Previsto (MM R\$)	VPL (MM R\$)	TIR (%)	Payback (anos)
Bahia	20.000	925	1.122	21%	7
Alagoas	5.000	370	230	16%	10
Sergipe	10.000	601	304	15%	11
Rio Grande do Norte	20.000	925	603	17%	10
Espírito Santo	10.000	601	276	15%	12

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 30: Indicadores de viabilidade econômica – *Cracking*

Unidade da Federação	Capacidade da Refinaria (barris por dia)	Investimento Previsto (MM R\$)	VPL (MM R\$)	TIR (%)	Payback (anos)
Bahia	20.000	2.180	677	14%	15
Rio Grande do Norte	20.000	2.180	530	13%	15
Espírito Santo	10.000	1.640	-121	9%	-

Fonte: Elaboração própria.

Em um cenário com a aplicação de benefício fiscal similar ao concedido pelo Estado do Maranhão, os indicadores de viabilidade econômico-financeira são positivos para todas as refinarias de pequeno porte avaliadas, nas diferentes Unidades Federativas (UFs) consideradas neste estudo.

Destacam-se os resultados apresentados para o Estado da Bahia, para ambas as configurações de refino. Neste caso, são obtidos VPLs elevados e as taxas internas de retorno de 21% (*Skimming*) e 14% (*Cracking*). Tais resultados são conseqüências das condições tributárias aplicadas nesta parte do estudo e os ganhos oriundos de escala da refinaria (20 mil barris por dia).

No Rio Grande do Norte, os resultados são menos expressivos que no Estado da Bahia, porém relevantes, considerando que os benefícios fiscais não seriam aplicados à produção total da refinaria, pois, por premissa, somente uma parcela do total dos derivados produzidos nesta refinaria seria comercializada no estado³⁹.

A refinaria do de configuração *Cracking* no Espírito Santo foi o único empreendimento a ficar abaixo da TMA. O custo de investimento previsto na refinaria, elevado quando comparado aos seus pares com capacidade de 20.000 bpd, não a tornam rentável, uma vez que sua produção de resíduo atmosférico (RAT) é elevada, exigindo capacidades maiores também das unidades de conversão.

Ressaltam-se também os resultados obtidos para os estados de Alagoas, Espírito Santo e Sergipe, onde a aplicação do benefício fiscal é determinante para a viabilidade de possível refinaria. Novamente é importante ressaltar que, a manutenção de um patamar mínimo de produção dos campos terrestres é condição fundamental para a viabilidade econômica de uma refinaria de pequeno porte de nos estados considerados no estudo.

Desta forma, destaca-se o potencial papel das UFs no estímulo ao investimento neste setor, seja na produção de petróleo terrestre, seja em promover condições para a implantação de refinarias⁴⁰. Salienta-se que essa ação não limita outras análises de fomento à ampliação da capacidade do refino doméstico, podendo ser exercida por outros mecanismos previstos na legislação brasileira, tais como o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), o qual privilegia projetos de infraestrutura nos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação com a suspensão da exigibilidade do PIS/PASEP e do COFINS (tributos federais). A Lei nº 11.488/2007, instituidora do REIDI, todavia, não delimitou especificamente quais setores usufruiriam do benefício, delegando tal competência para o Poder Executivo fazê-lo (BRASIL, 2007). Este, por sua vez, através do Decreto nº 6.416/2008, delimitou que os projetos beneficiários da área de energia seriam os relacionados à: (i) geração, cogeração, transmissão e distribuição de energia elétrica; e (ii) produção e processamento de gás natural em qualquer estado físico (BRASIL, 2008). Dessa maneira, ante a já outorga do incentivo em tela ao processamento de gás natural, poderia o Executivo, por simetria, estendê-lo ao processamento de petróleo se conveniente e oportuno assim o entendesse.

³⁹Para o caso do Estado do Rio Grande do Norte, cuja Bacia Potiguar é limítrofe ao Estado do Ceará, definiu-se que a produção de derivados de uma refinaria de pequeno porte seria parcialmente consumida no estado vizinho, com redução do benefício fiscal.

⁴⁰Valores mínimos de concessão de créditos de ICMS para viabilidade econômica dos empreendimentos podem ser visualizados no Apêndice.

4. Considerações Finais

Os petróleos produzidos em terra possuem composições e rendimentos diferentes, tendo sido agrupados neste estudo para simplificações de cálculo. Os preços de petróleo e seus derivados também estão sujeitos a variações, frente aos cenários nacional e internacional e seguem as premissas definidas nas projeções da EPE. Há ainda a incerteza regulatória, tanto em relação à evolução das especificações de derivados quanto à estrutura de agentes da cadeia de petróleo, que podem vir a sofrer modificações no horizonte deste estudo. A estrutura de comercialização e a dinâmica de mercado também interferem enormemente no desempenho do empreendimento, em medida que a refinaria de pequeno porte se comporta como entrante em um mercado já estabelecido e com um agente dominante.

A partir das análises de reservas (descobertas e não descobertas), na produção atual e nas projeções de produção futura das bacias terrestres brasileiras foram identificadas como mais promissoras as bacias do Recôncavo, de Alagoas, do Sergipe, Potiguar e Espírito Santo–Mucuri.

Em outra perspectiva, foram avaliadas as características de comercialização e abastecimento de derivados nas áreas de influência das regiões produtoras de petróleo terrestre. Na análise dos volumes de produção de petróleo em terra *vis a vis* as demandas por derivados destas regiões, foi possível observar que mercados (cidades), próximos às regiões produtoras na Bahia e no Rio Grande do Norte, apresentavam demandas por derivados pouco expressivas frente aquelas verificadas nas capitais Salvador e Natal. Tais condições, em certa medida, podem dificultar a comercialização de produtos na área de influência de uma refinaria de pequeno porte, dado os baixos volumes demandados. Por outro lado, notam-se mercados consumidores significativos, próximos às regiões produtoras, em Alagoas e no Espírito Santo. Em Sergipe, em condição peculiar, 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. Ressalta-se que todos os mercados próximos às áreas de produção terrestre avaliadas neste estudo são atendidos pela Petrobras ou por importadores, sendo dotados de estrutura logística mínima⁴¹, em cadeias de distribuição já estabelecidas.

Em uma etapa seguinte, realizou-se a análise de viabilidade econômica dos empreendimentos, considerando os esquemas de refino *Hydroskimming* e *Cracking*, para capacidades de processamento entre 5 a 20 mil barris por dia, através de 2 estudos de casos. No primeiro estudo de caso, a viabilidade econômica de refinarias de pequeno porte foi avaliada com a premissa de existência de desconto sobre o preço do petróleo processado (matéria-prima). Já no segundo, calcula-se a viabilidade econômico-financeira dos empreendimentos somente na condição da concessão de benefícios fiscais.

Os resultados apontam a viabilidade econômica de alguns empreendimentos nas regiões avaliadas. Observa-se que o fator capacidade e as características do petróleo interferem de forma relevante no resultado, embora, não sejam os únicos fatores determinantes para a viabilidade de uma refinaria de pequeno porte.

A aplicação de desconto de US\$5/b sobre preço de aquisição do Petróleo (estudo de caso 1) contribui para a viabilidade econômico-financeira de refinarias de pequeno porte no Rio Grande do Norte e em Sergipe. Há indicação de potencial de instalação de refinarias do tipo *Hydroskimming* de 20 mil barris por dia de capacidade no Rio Grande do Norte e de 10 mil no Estado de Sergipe, ainda com elevado *payback* para este último. Destaca-se que, quando a configuração da refinaria é do tipo *Cracking*, a viabilidade econômica para os empreendimentos nestas duas UFs não é observada. Para os demais estados (Bahia, Alagoas e Espírito Santo), mesmo com a aplicação do desconto US\$5/b sobre

⁴¹ Estrutura logística que, na ausência de outros modos de transporte, permita o fornecimento de matéria-prima (petróleo) e a distribuição de derivados pelo modo rodoviário.

preço de aquisição do Petróleo, não se verifica viabilidade econômica para refinarias de pequeno porte seja nas configurações *Hydroskimming* ou na *Cracking*.

No Estudo de Caso 2, simulações foram refeitas considerando a concessão de benefícios fiscais a fim de estimular o investimento em refino nas UFs selecionadas. Para este estudo de caso em relação aos resultados de viabilidade econômico-financeira, verificou-se potencial de instalação de refinarias de pequena capacidade em todos os estados analisados. Para este caso, as refinarias apresentaram elevados VPLs e taxas internas de retorno entre 15% e 21% (esquema de refino *Hydroskimming*) e entre 13% e 14% (configuração *Cracking*). Nota-se que, com a concessão de benefícios fiscais, os empreendimentos apresentam incremento nas margens, com margens de refino entre US\$ 13/b a US\$ 25/b e margens brutas de operação entre 12% a 16%. Desta forma, destaca-se o importante papel a ser desempenhado pelas Unidades Federativas no estímulo ao investimento neste setor.

Cabe ressaltar, contudo, que para Alagoas e Espírito Santo, as viabilidades econômicas de uma refinaria de pequeno porte de 5 mil barris por dia e de 10 mil barris por dia, respectivamente, está condicionada ao aumento de produção dos campos terrestres nestes estados.

Em resumo, para os estudos de casos considerados, o indicativo de viabilidade econômica de refinarias de pequeno porte em cada um dos estados pode ser visualizado na Tabela 31.

Tabela 31: Resumo dos resultados – viabilidade econômica

Estado	Capacidade de processamento (barris/dia)	<i>Hydroskimming</i>		<i>Cracking</i>	
		Estudo Caso 1	Estudo Caso 2	Estudo Caso 1	Estudo Caso 2
AL	5 mil	✗	✓	Não aplicável	Não aplicável
BA	20 mil	✗	✓	✗	✓
ES	10 mil	✗	✓	✗	✗
RN	20 mil	✓	✓	✗	✓
SE	10 mil	✓	✓	Não aplicável	Não aplicável

Destaca-se que tais análises consideram uma demanda total ou parcialmente atendida pela refinaria de pequeno porte, não levando em consideração outras condições de mercado e a atuação dos concorrentes, seja a Petrobras ou importadores. Para fins de simplificação, adotou-se como premissa que todos os produtos seriam comercializados. Assim, entre os limitantes deste estudo, cita-se a inexistência de análise de questões concorrenciais e de participação de mercado.

Ademais, adotou-se também a premissa de fornecimento do petróleo terrestre em patamares mínimos para atendimento às refinarias para cada porte citado ao longo de todo período de análise. Não foram contempladas neste estudo de viabilidade dos empreendimentos, os investimentos adicionais associados à manutenção deste patamar mínimo de produção, seja por aumento do fator de recuperação ou por descoberta de novos campos nas regiões produtoras elencadas.

Por fim, após esse primeiro levantamento da viabilidade de refinarias de pequeno porte, destaca-se a necessidade de análises de propostas para aumento da produção dos campos terrestres com vistas ao aumento da viabilidade econômica destes empreendimentos. Deste modo, estudos posteriores deverão aprofundar estas questões e incentivar a ampliação de propostas e ações para a promoção de condições mais favoráveis para as refinarias de pequena capacidade.

5. Agradecimentos

Agradecemos ao Oil Group e à Noxis Energy pelos esclarecimentos sobre as análises dessas empresas para o negócio de refinarias de pequeno porte, importantes na elaboração desta nota técnica.

6. Referências Bibliográficas

ALAGOAS. Secretaria de Estado da Fazenda (SEFAZ), (1991). *Decreto nº 35.245/1991: Aprova o Regulamento do Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias de sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) e dá outras providências*. Disponível em: <<http://www.sefaz.al.gov.br/>> Acesso em 21 dez. 2018.

ANDREWS, A.; LATTANZIO, R.; PIROG, R.; WERNER, J.: E YACOBUCCI, B. (2014). *Small Refineries and Oil Field Processors: Opportunities and Challenges*. Congressional Research Service. (CRS), 7-5700, R43682, disponível em: <www.crs.gov> Acesso em: 06 dez. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (2007). *Resolução ANP nº 12, de 21/03/2007*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/dados_estatisticos/reservas/boletim_reservas_2017.pdf> Acesso em: 06 dez. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (2014). *ANP nº 47, de 3/9/2014*. Disponível em: <<http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll?f=templates&fn=default.htm&vid=anp:10.1048/enu>> Acesso em: 06 dez. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, (2015a). *Fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem de gasolina A e de óleo diesel A no Brasil: mapeamento, diagnóstico dos fatores de risco e ações de mitigação - Rio de Janeiro*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/livros-e-revistas/2380-fluxos-logisticos-de-producao-transporte-e-armazenamento-de-gasolina-a-e-de-oleo-diesel-a-no-brasil>> Acesso em: 06 dez. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, (2015b). *GFL: Região Nordeste. Grupo de Avaliação dos Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis (GFL)*. Apresentação feita em 24 junho de 2015. Rio de Janeiro.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, (2015c). *GFL: Região Sudeste. Grupo de Avaliação dos Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis (GFL)*. Apresentação feita em 4 de março de 2015. Rio de Janeiro.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, (2016). *Pilar 2016. Plano de desenvolvimento*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Pilar.pdf> Acesso em: 06 dez. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, (2017). *Resolução ANP nº 703, de 26/09/2017*. Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2017/setembro&item=ranp-703-2017>> Acesso em: 06 dez. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, (2018a). *Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/DADOS_ESTATISTICOS/Reservas/Boletim_Reservas_2017.pdf> Acesso em: 06 dez. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, (2018b). *Preços de Referência do Petróleo – Agosto de 2018*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Preco_Referencia_Petroleo/Memoria_de_calculo/2018/Memoria_de_Calculo_08.pdf> Acesso em: 21 dez. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS, (2018c). *Dados Estatísticos. Produção por poços - 2018*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/DADOS_ESTATISTICOS/Producao_por_pocos/2018/Producao-pocos_2018.zip> Acesso em: 06 dez. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2018d). Abastecimento em Números. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Abastecimento/59/Boletim_n59.pdf> Acesso em: 06 dez. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2018e). Cartograma 2.2: *Infraestrutura de produção e movimentação de petróleo e derivados - 2017*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/anuario-estatistico/2018/cartogramas/C2.2.jpg>> Acesso em: 06 dez. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2018f). *Dados estatísticos – Venda de combustíveis*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/DADOS_ESTADISTICOS/Vendas_de_Combustiveis/Vendas_de_Combustiveis_m3.xls><<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resolucao-anp/2017/setembro&item=ranp-703-2017>> Acesso em: 06 dez. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2018g). *Dados Técnicos – WebMaps*. Disponível em: <<http://webmaps.anp.gov.br/mapas/Lists/DSPAppPages/MapasBrasil.aspx>> Acesso em: 06 dez. 2018.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2018h). *Anuário Estatístico 2018 – Seção 2 – Indústria Nacional do Petróleo e Gás Natural*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2018>> Acesso em: 06 dez. 2018.

BAHIA. Secretaria de Estado da Fazenda (SEFAZ), (1996). *Lei nº 7.014/1996: Trata do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), e dá outras providências*. Disponível em: <<http://www.sefaz.ba.gov.br/>>. Acesso em 21 dez. 2018.

BRASIL (1988). *Lei nº 7.689*, de 15 de dez. de 1988. Contribuição sobre o Lucro Líquido. Brasília, DF. Acesso em 21 dez. 2018.

BRASIL (2007). *Lei nº 11.488*, de 15 de jun. de 2007. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – REIDI. Brasília, DF. Acesso em 21 dez. 2018.

BRASIL (2008). *Decreto nº 6.416*, de 28 de mar. De 2008. Regulamenta a forma de habilitação e co-habilitação ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – REIDI. Brasília, DF. Acesso em 21 dez. 2018.

BRASIL, NILO ÍNDIO DO; ARAÚJO, MARIA ADELINA SANTOS; SOUSA, ELISABETH CRISTINA MOLINA DE, (2011). *Processamento de Petróleo e Gás Natural*. Organizadores, Editora LTC.

COBURN, T. C.; YARUS, J. M. 2000. *Geographic Information Systems in Petroleum Exploration and Development*. AAPG Computer Applications in Geology, n. 4, Tulsa, Oklahoma, 315 p, 2000

DENATRAN – DEPARTAMENTO NACIONAL DE TRÂNSITO, (2018). *Relatórios Estatísticos*. Disponível em: <<https://www.denatran.gov.br/estatistica>> Acesso em: 06 dez. 2018.

ESPÍRITO SANTO. Secretaria de Estado da Fazenda (SEFAZ), (2002). *Decreto nº 1.090-R/2002: Regulamento do Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – RICMS/ES*. Disponível em: <<http://internet.sefaz.es.gov.br/>>. Acesso em 21 dez. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2017). *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2015-2017>> Acesso em: 06 dez. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2018a). *Balço Energético Nacional 2018 – ano base 2017*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>> Acesso em: 06 dez. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2018b). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>> Acesso em: 06 dez. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2018c). *Panorama do Refino e da Petroquímica no Brasil*. Nota técnica DPG-SPT nº 04/2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>> Acesso em: 06 dez. 2018.

GALP – GALP ENERGIA, (2015). *Fundamentos de refinação*. Disponível em: <<https://www.galp.com/pt/sobre-nos/os-nossos-negocios/refinacao-e-distribuicao/aprovisionamento-refinacao-e-logistica/fundamentos-de-refinacao>> Acesso em: 06 fev. 2018.

GARY, JAMES H.; HANDWERK GLENN E.; KAISER MARK J., (2007). *Petroleum Refining: Technology and Economics*. Fifth Edition. CRC Press.

HERMANN, LUCAS; DUNPHY, ELAINE e COPUS, JONATHAN, (2010). *Oil and Gas for Beginners: A Guide to the Oil & Gas Industry*. Deutsche Bank AG/London. Disponível em: <<http://www.fullertreacymoney.com/system/data/images/archive/2010-09-15/oilgas4beginners.pdf>> Acesso em: 06 fev. 2018.

HOYER, MILES (2018). *FCC Catalyst Selection Considerations*. Disponível em: <http://www.refinerlink.com/blog/FCC_Catalyst_Selection_Considerations/> Acesso em: 41 jan. 2019.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, (2017). *Pesquisa Industrial Anual (PIA-Produto) 2016*. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas-novoportal/economicas/industria/9044-pesquisa-industrial-anual-produto.html?=&t=o-que-e>> Acesso em: 06 fev. 2018.

MAPLES, ROBERT E., (2000). *Petroleum Refinery Process Economic*. Second Edition, Pennwell Books.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2017). *Resolução CNPE nº 15, de 8 de junho de 2017*. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/4489543/Resolu%C3%A7%C3%A3o+CNPE+N%C2%BA15/5df3a0d1-9517-4ddd-9f45-fea03aa1a659>> Acesso em: 06 fev. 2018.

NEUMULLER, ROBERT, (2005). *Method estimates US refinery fixed costs*. Disponível em: <<https://www.ogj.com/articles/print/volume-103/issue-35/processing/method-estimates-us-refinery-fixed-costs.html>> Acesso em: 06 fev. 2018.

PETROBRAS, (2016a). *Plano Estratégico; Plano de Negócios e Gestão 2017- 2021*. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/plano-de-negocios-e-gestao>> Acesso em: 06 fev. 2018.

PETROBRAS, (2016b). *Adotamos nova política de preços de diesel e gasolina*. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/adotamos-nova-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina.htm>> Acesso em: 06 fev. 2018.

PETROBRAS, (2017). *Fato Relevante - Divulgação de Oportunidades – Teasers – Oportunidade de desinvestimento – Campos Terrestres – Polo Buracica*. Agosto 2017. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-divulgacao-de-oportunidades-teasers>> Acesso em: 06 fev. 2018.

PETROBRAS, (2018). *Resultados Financeiros*. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>> Acesso em: 06 fev. 2018.

RIO GRANDE DO NORTE. Secretaria da Tributação (SET), (1992). *Regulamento do ICMS*. Disponível em: <<http://www.set.rn.gov.br/>>. Acesso em 21 dez. 2018.

SERGIPE. Secretaria de Estado da Fazenda (SEFAZ), (2002). *Regulamento do ICMS-RICMS*. Disponível em: <<http://www.sefaz.se.gov.br/>>. Acesso em 20 dez. 2018.

SZLKO, ALEXANDRE SALEM; ULLER, VICTOR COHEN; BONFÁ, MARCIO HENRIQUE (2012). *Fundamentos do refino de petróleo*. 3ª edição, editora Interciência.

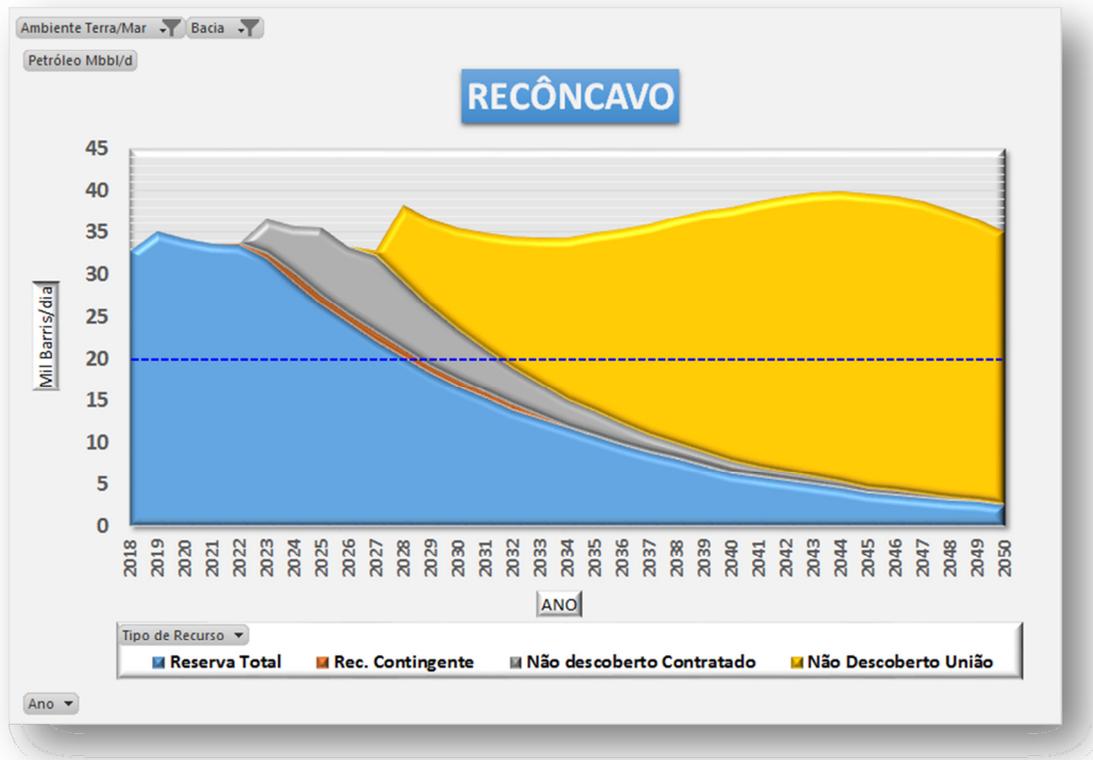
TOLMASQUIM, M.; PINTO JR, H (2011). *Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo*. Tolmasquim e Pinto Jr (organização), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Rio de Janeiro, editora Synergia.

VALE, (2018). *Portos e Terminais. Porto de Tubarão*. Disponível em: <<http://www.vale.com/brasil/PT/business/logistics/ports-terminals/Paginas/default.aspx>> Acesso em: 06 fev. 2018.

VALERO, (2018). *Sec Filings*. Disponível em: <<http://www.investorvalero.com/financial-information/sec-filings>> Acesso em: 06 fev. 2018> Acesso em: 06 fev. 2018.

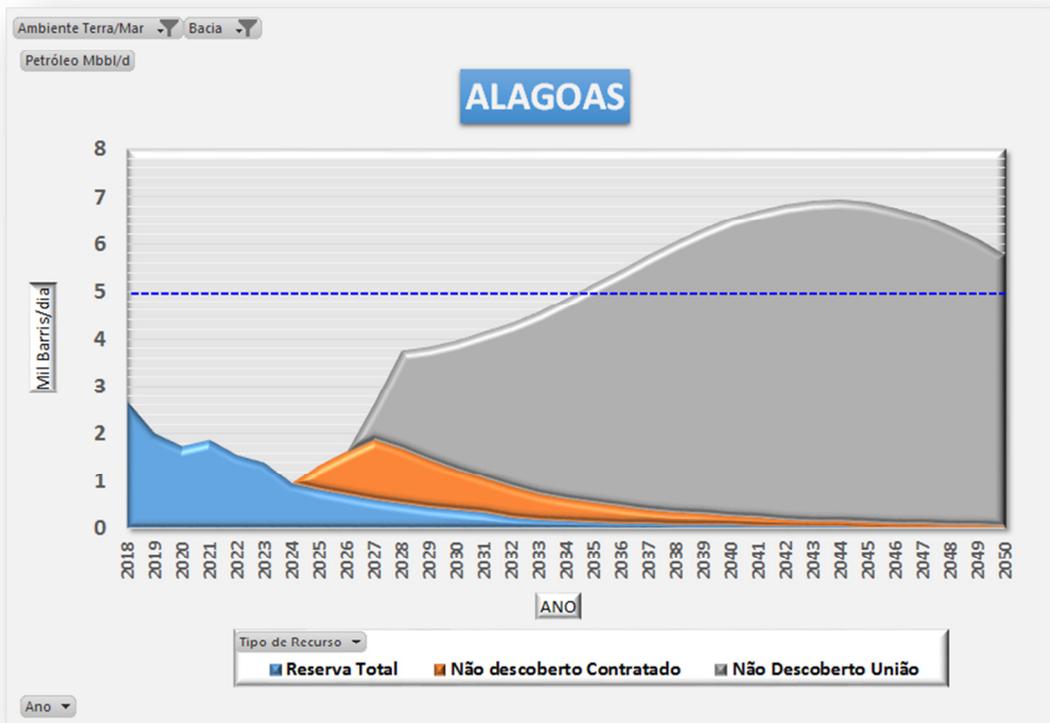
Apêndice

Gráfico 10: Previsão de Produção – Bacia do Recôncavo (2018-2050)



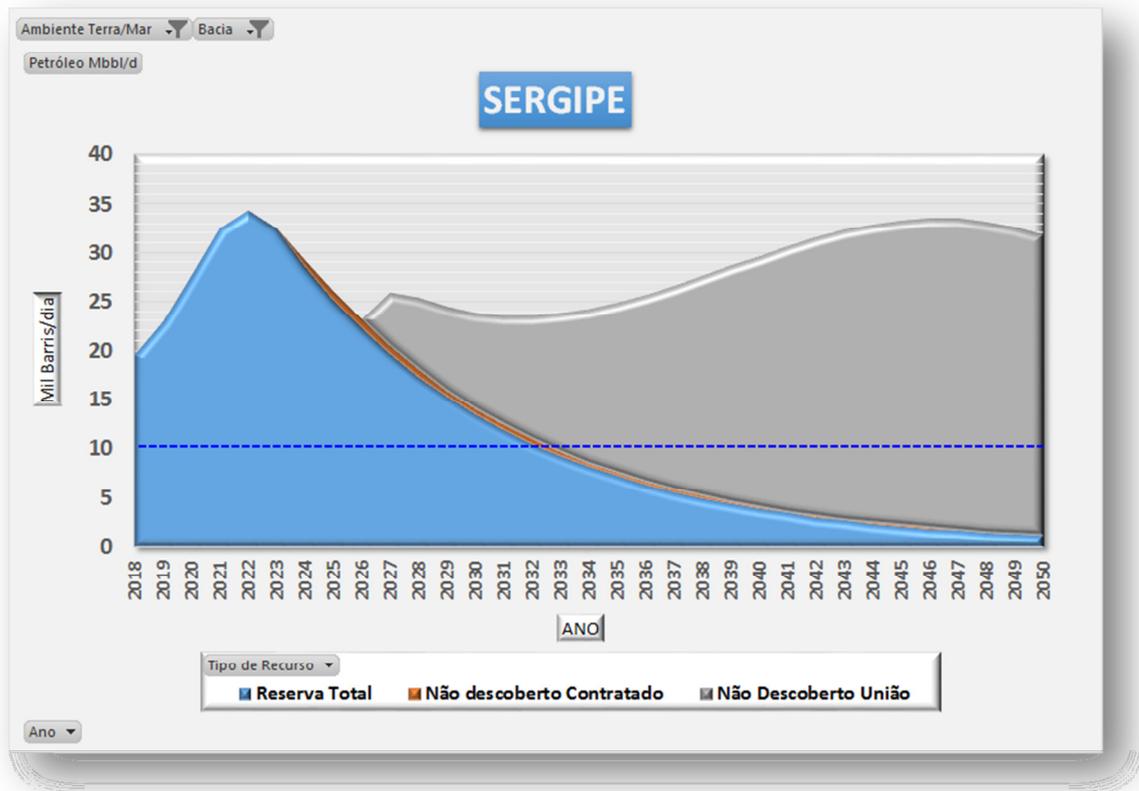
Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2017)

Gráfico 11: Previsão de Produção – Bacia de Alagoas (2018-2050).



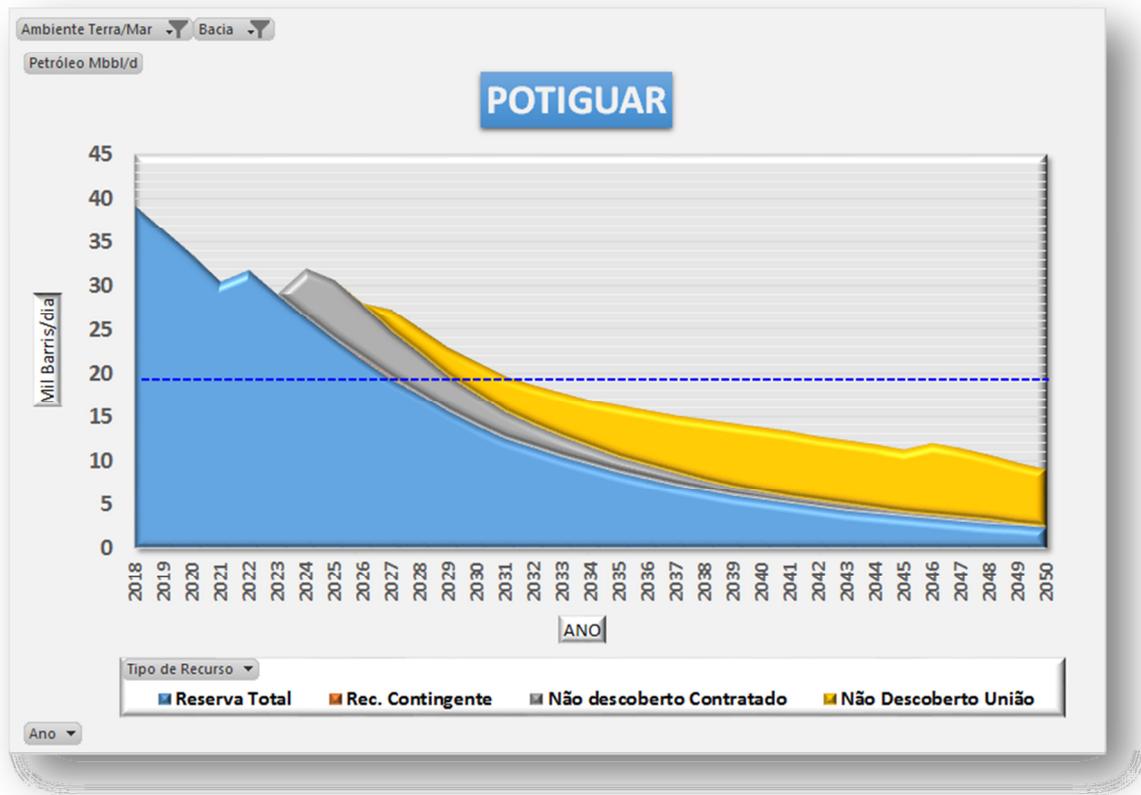
Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2017)

Gráfico 12: Previsão de Produção – Bacia do Sergipe (2018-2050)



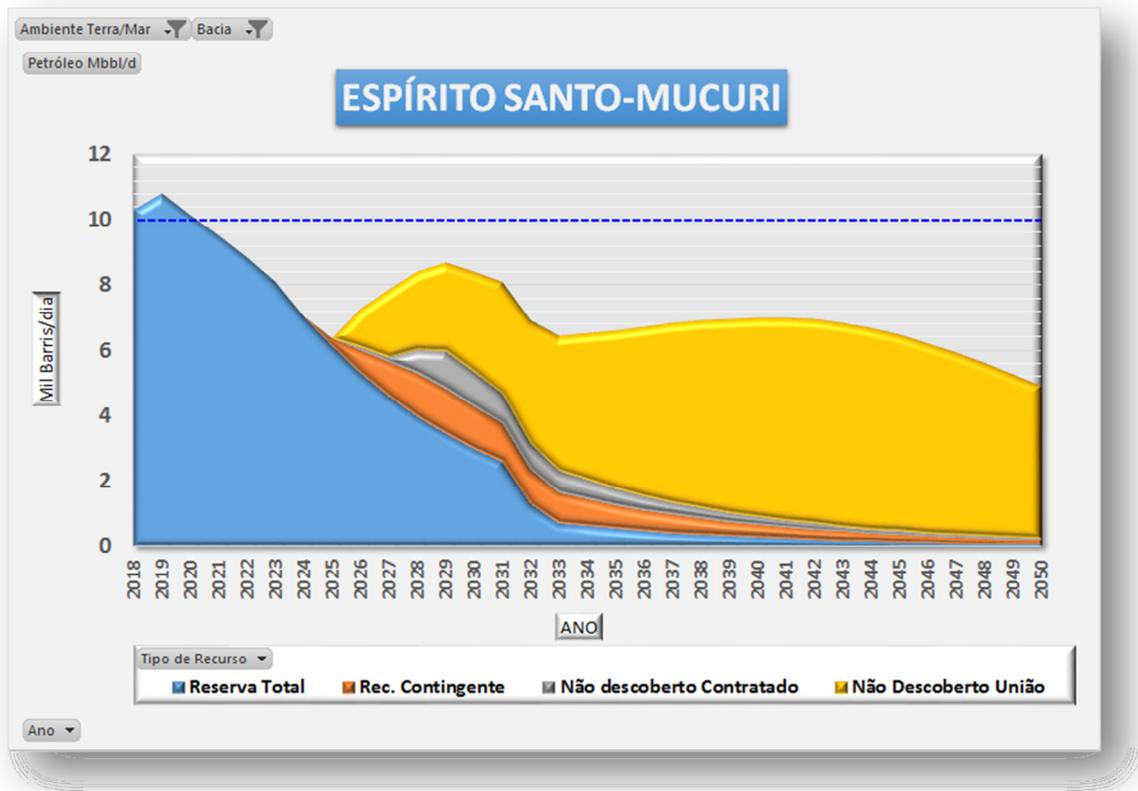
Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2017)

Gráfico 13: Previsão de Produção – Bacia Potiguar (2018-2050)



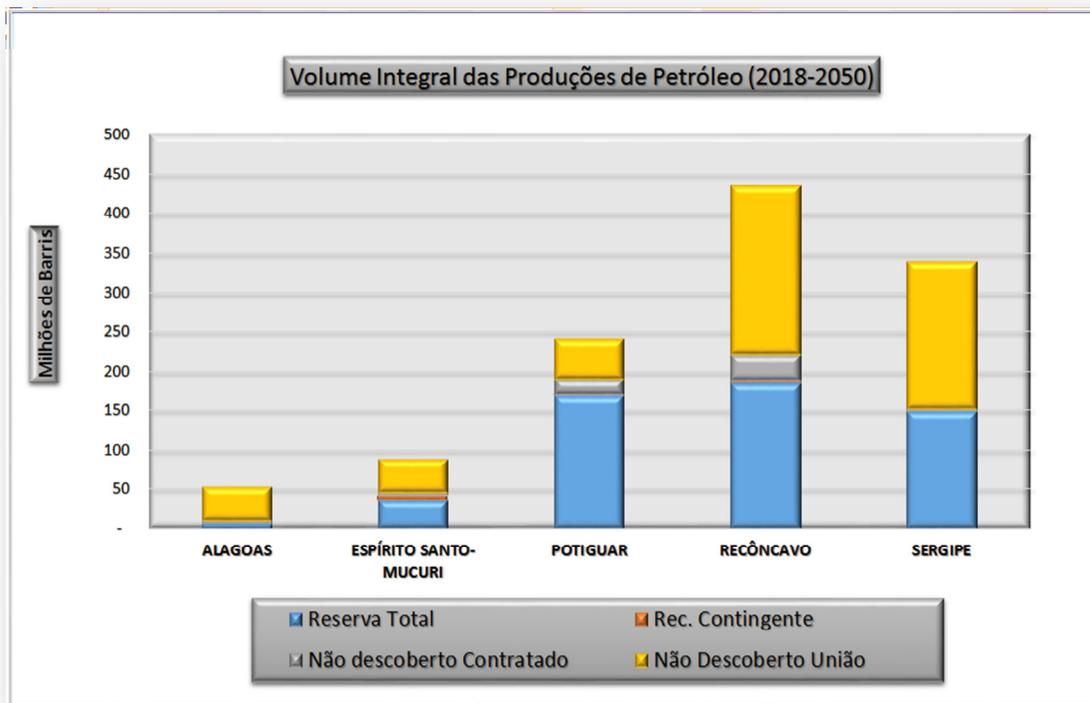
Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2017)

Gráfico 14: Previsão de Produção – Bacia de Espírito Santo - Mucuri (2018-2050)



Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2017)

Gráfico 15: Volume Integral das Produções de Petróleo no Período 2018-2050



Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2017)

Tabela 32: Valores mínimos de concessão de créditos de ICMS para viabilidade econômica dos empreendimentos⁴²

Unidade da Federação	Crédito de ICMS	
	Hydroskimming	Cracking
BA	38%	59%
RN	33%	54%
SE	41%	Não aplicável
ES	52%	96%
AL	48%	Não aplicável

Fonte: Elaboração própria

⁴² Condição de viabilidade econômica: TIR igual a Taxa Mínima de Atratividade