

Subcomitê
Novo Cenário Downstream
Tema: Infraestrutura para
movimentação de derivados de
petróleo

SETEMBRO DE 2020

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



MINISTÉRIO DA
ECONOMIA

MINISTÉRIO DA
INFRAESTRUTURA



Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento
do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de
Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB)

Relatório de Atividades:
Infraestrutura para movimentação de
derivados de petróleo
ao Conselho Nacional de Política Energética
(Decreto nº 9.928, de 22 de julho de 2019).

Brasília

Setembro de 2020





Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Petróleo, Gás Natural e

Biocombustíveis

José Mauro Ferreira Coelho

Ministério das Minas e Energia – MME
Esplanada dos Ministérios – Bloco "U" – 8º andar
70065-900 – Brasília – DF
Tel.: (55 61) 2032 5555
www.mme.gov.br

Representantes do CT-CB

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (COORDENAÇÃO)

MARISA MAIA DE BARROS

DEIVSON MATOS TIMBÓ

CASA CIVIL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA

ALEXANDRE GHEVENTER

GUSTAVO HENRIQUE FERREIRA

MINISTÉRIO DA ECONOMIA

GUSTAVO GONÇALVES MANFRIM

MAURÍCIO MARINS MACHADO

MINISTÉRIO DA INFRAESTRUTURA

RAFAELA HELCIA CORTES

KARÊNINA MARTINS TEIXEIRA DIAN

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO

CID JORGE CALDAS

SILVIO FARNESE

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE

JOSÉ LEONARDO MANISCALCO

SAMUEL VIEIRA DE SOUZA

SECRETARIA ESPECIAL DO PROGRAMA DE PARCERIA DE INVESTIMENTOS (SPPI)

HUGO MANOEL MARCATO AFFONSO

ODENIR JOSÉ DOS REIS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP)

CEZAR CARAM ISSA

BRUNO CONDE CASELLI

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA (CADE)

RICARDO MEDEIROS DE CASTRO

FERNANDO DANIEL FRANKE

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE)

MARCELO CASTELLO BRANCO CAVALCANTI

RAFAEL BARROS ARAUJO

Representantes e Colaboradores

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (COORDENAÇÃO)

DANIELLE LANCHARES ORNELAS

DEIVSON MATOS TIMBÓ

MARISA MAIA DE BARROS

PEDRO HENRIQUE MILHOMEM COUTINHO
(COORDENADOR)

RONNY JOSE PEIXOTO

MINISTÉRIO DA ECONOMIA

ADRIANO PARANAIBA

ANDREY GOLDNER SILVA

CLAUDIO NAVARRO

EDIE ANDREETO JUNIOR

GUSTAVO GONÇALVES MANFRIM

LIVIA ANDRADE

MAURICIO MARINS MACHADO

MIGUEL CRISOSTOMO BRITO LEITE

PATRÍCIA PEREIRA

THALITA CLEMENTE COUTO

MINISTÉRIO DA INFRAESTRUTURA

CLEBER MARTINEZ

FLÁVIA MORAIS LOPES TAKAFASHI

JACKELINE OLIVEIRA

KARLA BRANQUINHO

RAFAELA HELCIAS CORTES

MARIA CAROLINA PILOTO DE NORONHA

ANP

ABEL ABDALLA TORRES

DIOGO VALERIO

EDUARDO ROBERTO ZANA

HELIO DA CUNHA BISAGGIO

JADER PIRES VIEIRA DE SOUZA

JARDEL FARIAS DUQUE

LUCIANA ROCHA DE MOURA ESTEVÃO

MAGNO ANTONIO CALIL RESENDE SILVEIRA

MARIO JORGE FIGUEIRA CONFORT

RENATO CABRAL DIAS DUTRA

RODRIGO MILÃO DE PAIVA

RUBENS CERQUEIRA DE FREITAS

THIERS DA CRUZ E ALVES

EPE

CARLOS AUGUSTO GOES PACHECO

MARCELO C. B. CAVALCANTI

PATRICIA FEITOSA BONFIM STELLING

RAFAEL MORO DA MATA

VITOR MANUEL DO ESPIRITO SANTO SILVA

CADE

RICARDO MEDEIROS DE CASTRO (TITULAR)

FERNANDO DANIEL FRANKE (SUPLENTE)

AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES AQUAVIÁRIOS (ANTAQ)

BRUNO DE OLIVEIRA

SPPI

HUGO MANOEL MARCATO AFFONSO

Aviso: O presente relatório reflete a opinião técnica de servidores da ANP e da ANTAQ, porém não representa o posicionamento das Agências Reguladoras e tampouco cria vínculo com as suas agendas regulatórias, tendo o condão de subsidiar a formulação de medidas e ações voltadas para o desenvolvimento do mercado de combustíveis.

Agradecimentos

Durante os meses de fevereiro a julho de 2020, foram realizadas uma série de reuniões com diversos agentes do setor, associações, sindicatos, órgãos governamentais e outros interessados, que propiciaram o compartilhamento de diferentes visões e perspectivas acerca do abastecimento nacional de combustíveis e do novo cenário do segmento de *Downstream* com o projeto de desinvestimento de refinarias da Petrobras, subsidiando a elaboração deste estudo sobre a infraestrutura para a movimentação de combustíveis no âmbito iniciativa Abastece Brasil.

Nesse sentido, agradecemos a todos aqueles que não mediram esforços no sentido de colaborar com a consecução dos objetivos deste trabalho, em especial às instituições a seguir, seja por meio da participação em reuniões e/ou do oferecimento de subsídios técnicos detalhados, o que permitiu conferir aderência deste estudo à realidade do setor. As contribuições do setor foram fundamentais para enriquecer a qualidade das discussões e das análises efetuadas que culminaram com a edição do presente relatório.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE REVENDEDORES DE COMBUSTÍVEIS INDEPENDENTES E LIVRES (ABRILIVRE)

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE TERMINAIS DE LÍQUIDOS (ABTL)

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS IMPORTADORES DE COMBUSTÍVEIS (ABICOM)

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS REVENDEDORES DE GÁS LIQUEFEITO (ASMIRG-BR)

CONSIGAZ

FEDERAÇÃO NACIONAL DAS DIST. DE COMBUSTÍVEIS, GÁS NATURAL E BICOMBUSTÍVEIS (BRASILCOM)

GRAN PETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS

LOGUM LOGÍSTICA S.A.

NACIONAL GÁS

PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A. (BR DISTRIBUIDORA)

PETROBRAS TRANSPORTE S.A. (TRANSPETRO)

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (PETROBRAS)

SINDICATO NACIONAL DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE COMBUSTÍVEIS E DE LUBRIFICANTES (SINDICOM)

SINDICATO NACIONAL DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO (SINDIGÁS)

REFIT

UMBELINO LOBO ASSESSORIA E CONSULTORIA LTDA.

Sumário

Estudos do Subcomitê Novo Cenário *Downstream*

Tema: Infraestrutura para movimentação de derivados

LISTA DE FIGURAS	12
LISTA DE TABELAS	13
LISTA DE QUADROS.....	14
LISTA DE GRÁFICOS	17
APRESENTAÇÃO	18
INTRODUÇÃO	20
1. Considerações Metodológicas	22
2. Dinâmica do abastecimento de combustíveis – óleo diesel, gasolina, QAV e GLP	23
2.1. Mercado e áreas de atendimento das refinarias.....	23
2.1.1. Mercado de combustíveis	23
2.1.1.1. Áreas de atendimento por refinarias	25
2.1.1.2. Região Norte.....	27
2.1.1.3. Região Nordeste	27
2.1.1.4. Região Sudeste/Centro-Oeste	28
2.1.1.5. Região Sul	28
2.1.2. Análise das áreas de atendimento das refinarias a serem desinvestidas - GLP	29
2.1.2.1. Área de atendimento da RLAM	30
2.1.2.2. Área de atendimento da Reman	31
2.1.2.3. Área de atendimento da Regap.....	32
2.1.2.4. Área de atendimento da Refap	33
2.1.2.5. Área de atendimento da Repar	34
2.2. Avaliação dos mercados atendidos considerando a nova dinâmica após a venda das oito refinarias da Petrobras.....	35
2.3. Papel da infraestrutura de terminais e dutos nos desinvestimentos da Petrobras.....	37
2.3.1. Capacidade de produção das refinarias nacionais.....	39
2.3.2. Análise agregada da capacidade de armazenagem	40

2.3.3.	Volumes movimentados nos terminais aquaviários	44
2.3.4.	Terminais e dutos associados à logística da Reman no TCC	45
2.3.4.1.	Autorizações.....	45
2.3.4.2.	Terminal de Manaus.....	46
2.3.4.2.1.	Dutos	47
2.3.4.3.	Volumes movimentados.....	48
2.3.4.4.	Questões relativas ao acesso a dutos e terminais em Manaus	48
2.3.5.	Terminais e dutos associados à logística da Lubnor no TCC	49
2.3.5.1.	Autorizações.....	50
2.3.5.2.	Terminal de Mucuripe.....	50
2.3.5.3.	Dutos	50
2.3.5.4.	Volumes movimentados.....	51
2.3.5.5.	Questões de acesso aos dutos e terminais da Lubnor	52
2.3.6.	Terminais e dutos associados à logística da RNEST no TCC	52
2.3.6.1.	Autorizações.....	53
2.3.6.2.	Terminal de Suape.....	54
2.3.6.3.	Dutos do terminal de Suape.....	55
2.3.6.4.	Movimentação do terminal de Suape	55
2.3.6.5.	Questões de acesso em Suape	56
2.3.7.	Terminais e dutos associados à logística da RLAM no TCC	56
2.3.7.1.	Terminal de Madre de Deus	58
2.3.7.2.	Autorização do terminal Madre de Deus	59
2.3.7.3.	Dutos do terminal Madre de Deus	60
2.3.7.4.	Volumes movimentados no TEMADRE	61
2.3.7.5.	Questões de acesso ao TEMADRE.....	62
2.3.7.6.	Terminal de Candeias	62
2.3.7.7.	Autorização do terminal de Candeias	63
2.3.7.8.	Dutos do terminal de Candeias	63
2.3.7.9.	Volumes movimentados terminal de Candeias	64
2.3.7.10.	Questões de acesso ao terminal de Candeias.....	64
2.3.7.11.	Terminais ligados ao oleoduto ORSUB.....	65
2.3.7.12.	Terminal de Jequié	67
2.3.7.13.	Terminal de Itabuna	68
2.3.7.14.	Questão de acesso ao duto ORSUB.....	69
2.3.8.	Terminais e Dutos associados à logística da Regap no TCC	69

2.3.8.1.	Autorizações	71
2.3.8.2.	Dutos	71
2.3.8.3.	Questões de acesso	71
2.3.9.	Terminais e Dutos associados à logística da Repar no TCC.....	72
2.3.9.1.	Terminal de São Francisco do Sul	73
2.3.9.2.	Autorizações do terminal de São Francisco do Sul	74
2.3.9.3.	Dutos do terminal de São Francisco do Sul	75
2.3.9.4.	Movimentações do terminal de São Francisco do Sul	75
2.3.9.5.	Questões de acesso ao terminal de São Francisco do Sul.....	75
2.3.9.6.	Terminal de Paranaguá	75
2.3.9.7.	Autorizações do terminal de Paranaguá	77
2.3.9.8.	Dutos do terminal de Paranaguá.....	77
2.3.9.9.	Volumes movimentados no terminal de Paranaguá	78
2.3.9.10.	Questões de acesso no terminal de Paranaguá	79
2.3.9.11.	Terminais ligados ao OPASC.....	80
2.3.9.12.	Terminal de Guaramirim	80
2.3.9.13.	Terminal de Itajaí.....	81
2.3.9.14.	Terminal de Biguaçu.....	82
2.3.9.15.	Questões de acesso aos terminais ligados ao OPASC	83
2.3.10.	Terminais e Dutos associados à logística da SIX no TCC	84
2.3.10.1.	Autorizações	84
2.3.10.2.	Questões de acesso	84
2.3.11.	Terminais e Dutos associados à logística da Refap no TCC	84
2.3.11.1.	Terminal TENIT	85
2.3.11.2.	Autorização do TENIT	86
2.3.11.3.	Características do terminal	87
2.3.11.4.	Dutos ligados ao TENIT.....	87
2.3.11.5.	Movimentações do TENIT	87
2.3.11.6.	Questões de acesso ao TENIT.....	88
2.3.11.7.	Terminal Almirante Soares Dutra, Tramandaí - RS.....	88
2.3.11.8.	Autorizações do terminal de Tramandaí - RS.....	89
2.3.11.9.	Características do terminal de Tramandaí - RS	89
2.3.11.10.	Dutos do terminal de Tramandaí - RS	90
2.3.11.11.	Movimentações do terminal de Tramandaí - RS.....	90
2.3.11.12.	Outros Dutos ligados à Refap	90

2.3.11.13.	Questões de acesso ao terminal de Tramandaí e a outros dutos da Refap	91
2.3.12.	Impacto da pandemia de Covid-19 na demanda de combustíveis	91
2.3.13.	Conclusão	92
3.	Dinâmica concorrencial dos agentes de mercado (curto prazo)	94
3.1.	Integração vertical e estruturas essenciais em licitações de áreas portuárias	96
3.1.1.	Papel dos terminais aquaviários na contestação dos mercados de combustíveis	101
3.2.	Condições de acesso à Infraestrutura	106
3.2.1.	Histórico	107
3.2.2.	Regras para o livre acesso	109
3.2.3.	Regras para a preferência do proprietário	111
3.2.4.	Verticalização nos terminais aquaviários	111
3.3.	Estrutura atual do mercado de serviços de movimentação de combustíveis em terminais aquaviários e perspectivas com a abertura e transferência de ativos da Transpetro/Petrobras	113
4.	Medidas e ações de transição para um novo modelo de <i>downstream</i> no Brasil, aberto, dinâmico e competitivo (médio e longo prazo)	116
5.	Identificação de infraestrutura portuária e dutoviária que pode ser desenvolvida	118
5.1.	Setor Portuário	118
5.1.1.	Investimentos Realizados e Previstos	122
5.2.	O Transporte Marítimo	124
5.2.1.	O Mercado Nacional	124
5.2.2.	O Custo de Transporte	125
5.2.3.	Os Ciclos do Transporte Marítimo	126
5.2.3.1.	Políticas para mitigar os efeitos dos ciclos do transporte marítimo	128
5.2.4.	O Transporte Aquaviário no Cenário de Desinvestimento	129
5.2.5.	O Programa BR do Mar	129
5.3.	Identificação de infraestrutura dutoviária que pode ser desenvolvida	130
6.	Atração de investimentos para desenvolvimento da infraestrutura	133
6.1.	REIDI	133
6.1.1.	Projetos de infraestrutura no REIDI sob competência do MME	133
6.2.	Projetos Prioritários (Debêntures Incentivadas)	134
6.3.	Proposta de aprimoramento da regulação	134
7.	Contribuições do Setor e Interessados	135

7.1. Associação Brasileira de Revendedores de Combustíveis Independentes e Livres – AbriLivre.....	135
7.2. Gran Petro.....	139
7.3. ABTL	140
7.4. ASMIRG-BR.....	141
7.5. Consigaz	141
7.6. Logum.....	144
7.7. Petrobras.....	146
7.8. Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis e de Lubrificantes - Sindicom.....	147
7.9. Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo - Sindigás	148
7.10. Sindicato Associação das Distribuidoras de Combustíveis - Brasilcom	149
8. Avaliação e Propostas	151
9. Considerações Finais e Recomendações.....	153
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	155
ANEXO – MEMÓRIAS DE REUNIÃO	159

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Áreas de atendimento pelas refinarias brasileiras (2019).....	26
Figura 2 – Área de atendimento da RLAM no atendimento ao mercado de GLP	31
Figura 3 – Área de atendimento da Reman no atendimento ao mercado de GLP	32
Figura 4 – Área de atendimento da Regap no atendimento ao mercado de GLP	33
Figura 5 – Área de atendimento da Refap no atendimento ao mercado de GLP	34
Figura 6 – Área de atendimento da Repar no atendimento ao mercado de GLP.....	35
Figura 7 – Refinarias Petrobras e sua capacidade de processamento de petróleo.	40
Figura 8 – Vista da Reman	45
Figura 9 – Vista da Lubnor	49
Figura 10 – Vista do terminal de Suape operado pela Transpetro	53
Figura 11 – Pontos de Atracação no terminal de Suape operados pela Transpetro	53
Figura 12 – Fluxograma de interligações da RNEST e do terminal Aquaviário de Suape	54
Figura 13 – Fluxograma de interligações da RLAM e dos terminais aquaviários e terrestres conexos	57
Figura 14 – Vista do Parque do Mirim, um dos três parques que integram o terminal de Madre de Deus (TEMADRE) operado pela Transpetro.....	58
Figura 15 – Vista do terminal de Candeias operado pela Transpetro.....	63
Figura 16 – Cartograma da malha ferroviária brasileira	65
Figura 17 – Representação esquemática da localização do oleoduto ORSUB.....	65
Figura 18 – Vista do terminal de Jequié operado pela Transpetro	67
Figura 19 – Vista do terminal de Itabuna operado pela Transpetro	69
Figura 20 – Fluxograma de interligações da Regap e dos terminais aquaviários e terrestres conexos	70
Figura 21 – Vista da Regap	70
Figura 22 – Fluxograma de interligações da Repar e dos terminais aquaviários e terrestres conexos	73
Figura 23 – Vista do terminal de São Francisco do Sul operado pela Transpetro.....	74

Figura 24 – Vista do terminal de Paranaguá operado pela Transpetro	76
Figura 25 – Vista do terminal de Guaramirim operado pela Transpetro	81
Figura 26 – Vista do terminal de Itajaí operado pela Transpetro	82
Figura 27 – Vista do terminal de Biguaçu operado pela Transpetro.....	83
Figura 28 – Vista da Unidade de Negócio da Industrialização de Xisto (SIX)	84
Figura 29 – Fluxograma de interligações da Refap e dos terminais aquaviários e terrestres conexos	85
Figura 30 – Vista do terminal de Niterói operado pela Transpetro	86
Figura 31 – Vista do terminal de Osório operado pela Transpetro (ao fundo, Tramandaí-RS)	88
Figura 32 – Fluxos de cabotagem com origem em São Paulo.	104
Figura 33 – Fluxos de cabotagem com origem na Bahia.	105
Figura 34 – Fluxos de cabotagem com origem no Maranhão	105
Figura 35 – Fluxos de cabotagem com origem em Pernambuco.	106
Figura 36 – Localização dos Clusters Portuários	119
Figura 37 – Demanda vs. capacidade de graneis líquidos – combustíveis e químicos por cluster portuário.....	121
Figura 38 – Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de gasolina e diesel em 2029.....	125
Figura 39 – Taxa de afretamento de navios tanque.....	127
Figura 40 – Crescimento da frota de navios tanque de produtos.....	128
Figura 41 – Balanço nacional dos principais derivados	131
Figura 42 – Infraestrutura dutoviária	132

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – GLP produzido pela RLAM.....	30
Tabela 2 – GLP produzido pela Reman.....	32
Tabela 3 – GLP produzido pela Regap	33
Tabela 4 – GLP produzido pela Refap.....	34
Tabela 5 – GLP produzido pela Repar.....	35

Tabela 6 – Produção anual de derivados de petróleo por refinaria, de 2016 a 2019, em metros cúbicos (m³).....	39
Tabela 7 – Participação da cabotagem do estado no total do país.	103
Tabela 8 – Demanda vs. capacidade de graneis líquidos	122
Tabela 9 – Arrendamentos portuários de graneis líquidos licitados.....	123
Tabela 10 – Programação de licitação de arrendamentos portuários de graneis líquidos	124

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Capacidade de armazenagem de derivados de petróleo (exceto GLP) e biocombustíveis em refinarias, terminais e bases de distribuição, em metros cúbicos (m³)	41
Quadro 2 – Capacidade de armazenagem de GLP em refinarias, terminais e bases de distribuição, em metros cúbicos (m³).....	42
Quadro 3 – Capacidade de armazenagem de derivados/biocombustíveis e GLP em terminais, nas unidades da federação incluídas no programa de desinvestimento, em metros cúbicos (m³).....	43
Quadro 4 – Volumes movimentados de terminais aquaviários selecionados, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)	44
Quadro 5 – Pontos de Atracação no terminal de Manaus operado pela Transpetro....	46
Quadro 6 – Disponibilidade para atracação nos píeres do terminal de Manaus operado pela Transpetro	47
Quadro 7 – Dutos autorizados pela ANP com origem na refinaria Reman e destino no terminal de Manaus operado pela Transpetro	47
Quadro 8 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de Manaus, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)	48
Quadro 9 – Pontos de atracação no terminal de Mucuripe.....	50
Quadro 10 – Dutos autorizados pela ANP interligados à Lubnor.....	51
Quadro 11 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de Mucuripe, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)	51

Quadro 12 – Tanques para armazenagem no terminal de Suape.....	54
Quadro 13 – Esferas para armazenagem no terminal de Suape.....	54
Quadro 14 – Dutos operados pela Transpetro em Suape.....	55
Quadro 15 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de Suape, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m ³)	55
Quadro 16 – Capacidade de armazenamento e pontos de atracação no terminal de Madre de Deus operado pela Transpetro	59
Quadro 17 – Disponibilidade para atracação nos píeres do terminal de Madre de Deus no mês de abril/2020	60
Quadro 18 – Dutos autorizados pela ANP interligados ao terminal de Madre de Deus	61
Quadro 19 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de Madre de Deus, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m ³)	62
Quadro 20 – Capacidade de armazenamento no terminal de Candeias operado pela Transpetro	63
Quadro 21 – Dutos autorizados pela ANP interligados ao terminal de Candeias.....	64
Quadro 22 – Volumes de produtos movimentados no terminal de Candeias, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m ³).....	64
Quadro 23 – Trechos de dutos autorizados pela ANP no oleoduto ORSUB	66
Quadro 24 - Volumes de produtos movimentados no oleoduto ORSUB, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m ³).....	66
Quadro 25 – Capacidade e ociosidade do oleoduto ORSUB, operado pela Transpetro	66
Quadro 26 – Capacidade de Armazenamento no terminal de Jequié operado pela Transpetro	68
Quadro 27 – Capacidade de Armazenamento no terminal de Itabuna operado pela Transpetro	69
Quadro 28 – Dutos autorizados pela ANP que interligam a Regap ao terminal de Campos Elíseos, operado pela Transpetro	71
Quadro 29 – Capacidade de Armazenamento e Pontos de Atracação no terminal de São Francisco do Sul operado pela Transpetro	74
Quadro 30 – Dutos autorizados pela ANP interligados ao terminal de São Francisco do Sul	75

Quadro 31 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de São Francisco do Sul, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)	75
Quadro 32 – Capacidade de Armazenamento e Pontos de Atracação no terminal de Paranaguá operado pela Transpetro.....	76
Quadro 33 – Capacidade de Armazenamento no terminal de Paranaguá operado pela Transpetro	77
Quadro 34 – Dutos autorizados pela ANP interligados ao terminal de Paranaguá operado pela Transpetro	78
Quadro 35 – Capacidade e ociosidade do oleoduto OLAPA, operado pela Transpetro	78
Quadro 36 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de Paranaguá, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)	79
Quadro 37 – Trechos autorizados pela ANP no oleoduto OPASC.....	80
Quadro 38 – Volumes de produtos movimentados no oleoduto OPASC, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³).....	80
Quadro 39 – Capacidade e ociosidade do oleoduto OPASC, operado pela Transpetro	80
Quadro 40 – Capacidade de Armazenamento no terminal de Guaramirim operado pela Transpetro	81
Quadro 41 – Capacidade de Armazenamento no terminal de Itajaí operado pela Transpetro	82
Quadro 42 – Capacidade de Armazenamento no terminal de Biguaçu operado pela Transpetro	83
Quadro 43 – Capacidade de Armazenamento e Pontos de Atracação no terminal de Niterói operado pela Transpetro.....	86
Quadro 44 – Tanques para armazenagem no terminal de Niterói	87
Quadro 45 – Dutos autorizados pela ANP interligados ao terminal de Niterói	87
Quadro 46 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de Niterói, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)	88
Quadro 47 – Capacidade de armazenagem e pontos de atracação no terminal Almirante Soares Dutra operado pela Transpetro	89
Quadro 48 – Capacidade de Armazenamento no terminal Almirante Soares Dutra operado pela Transpetro.....	89

Quadro 49 – Dutos autorizados pela ANP interligados ao terminal Almirante Soares Dutra	90
Quadro 50 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de Osório, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)	90
Quadro 51 – Outros dutos autorizados pela ANP interligados à Refap	91
Quadro 52 – Composição de preços ao consumidor	126

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Vendas de combustíveis por distribuidoras.....	23
Gráfico 2 – Importação de gasolina e óleo diesel, por porto de desembarque.....	25
Gráfico 3 – Capacidade total de armazenagem da Transpetro em seus terminais versus os demais agentes (Petróleo, Derivados e GLP).....	114
Gráfico 4 – Capacidade de armazenagem de derivados (exceto GLP) da Transpetro em seus terminais versus os demais agentes.....	114
Gráfico 5 – Capacidade de armazenagem de GLP da Transpetro em seus terminais versus os demais agentes	115
Gráfico 6 – Movimentação de granel líquido – combustíveis e químicos: observado (2018) e projetado (2025-2060)	120
Gráfico 7 – Representatividade dos produtos de granel líquido – combustíveis e químicos nas movimentações: observado (2018)	120
Gráfico 8 – Projeção da demanda vs. capacidade e desempenho da movimentação de graneis líquidos - combustíveis e químicos	121
Gráfico 9 – Relação entre movimentação e capacidade por região – granel líquido (2018)	122

APRESENTAÇÃO

No Brasil, quase a totalidade da infraestrutura primária do negócio de *downstream* encontra-se sob o controle da Petrobras. Diante da perspectiva de crescimento do mercado brasileiro nos próximos anos e considerando a posição da Petrobras a respeito da sua estratégia de negócios - com foco na exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como de não assegurar integralmente o abastecimento do mercado brasileiro - serão necessários investimentos em refino e infraestrutura de movimentação de petróleo e derivados a serem realizados também por outras empresas, a fim de garantir o abastecimento de combustíveis do País.

Desde que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou sua Resolução nº 15, de 8 de junho de 2017, a agenda de trabalho possui este curso, sob a coordenação de Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB) criado por esse ato, responsável por, entre outros, propor ações e medidas destinadas ao desenvolvimento do mercado de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis, agora instituído pelo Decreto nº 9.928, de 22 de julho de 2019.

A iniciativa Abastece Brasil, lançada em abril de 2019, é o foro estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) para discussão dessa agenda de trabalho com os agentes do setor de combustíveis. Essa iniciativa está alinhada aos objetivos estratégicos do MME que almejam como resultados a segurança energética do País e um ambiente de confiança e competitividade para o setor, ambos definidos no Mapa Estratégico MME 2017-2021.

No âmbito do CNPE, a agenda de trabalho em 2019 resultou na publicação das seguintes Resoluções: (i) promoção da concorrência no refino (nº 9/2019); promoção da concorrência no abastecimento de combustíveis (nº 12/2019); (iii) fim da prática de preços diferenciados de gás liquefeito de petróleo (GLP), a partir de 1º de março de 2020 (nº 17/2019); (iv) criação do Comitê de Avaliação do Abastecimento de Combustíveis Aquaviários (nº 18/2019).

Além disso, atuou-se na melhoria da financiabilidade dos projetos de infraestrutura, com a edição da Portaria MME nº 252, de 17 de junho de 2019, para adequação do uso de debêntures incentivadas em tais projetos.

A iniciativa trabalhou na identificação e priorização de áreas portuárias para movimentação de combustíveis, sendo as sugestões materializadas na Nota Técnica nº 529/2017/SAB-ANP, e encaminhadas à Secretaria Especial de Programas de Parcerias de Investimentos (SPPI) por meio do Ofício nº 13/2017/DCDP/SPG-MME. Em 2019, quatro leilões de terminais públicos foram realizados com sucesso, entre os quais alguns dos indicados pela iniciativa, gerando a arrecadação de R\$ 912 milhões e com previsão de investimentos superior a R\$ 1 bilhão durante o prazo de concessão.

O CT-CB reuniu-se ordinariamente em 22 de novembro de 2019, oportunidade em que se apresentou os avanços alcançados em 2019 e foi deliberou a agenda de trabalho para 2020. Nessa ocasião instituiu o Subcomitê Novo Cenário *Downstream* com foco em três temas prioritários: comercialização de biodiesel, infraestrutura e estoques.

Para o ano de 2020, a pauta consiste na análise das mudanças necessárias diante do novo cenário do *downstream* com a venda das refinarias pela Petrobras, na atração de investimentos em refino de petróleo e infraestrutura para armazenagem e movimentação de combustíveis, e no combate à sonegação e à adulteração de combustíveis.

INTRODUÇÃO

O Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB), instituído por meio do Decreto nº 9.928, de 22 de julho de 2019, deliberou pela criação do subcomitê Novo Cenário *Downstream* com foco em três temas prioritários, dentre os quais a infraestrutura para movimentação de derivados de petróleo.

Ao referido grupo de trabalho foi dada a incumbência de submeter ao CT-CB estudo sobre a infraestrutura para a movimentação de derivados à luz do processo em curso de promoção de um mercado mais aberto, dinâmico e com maior pluralidade de agentes no segmento *downstream*, decorrente da venda de parte das refinarias da Petrobras.

O parque de refino brasileiro possui capacidade diária de processamento de petróleo de 2,4 milhões de barris, dos quais 98% são de propriedade da Petrobras. A empresa incluiu em seus projetos de desinvestimentos oito refinarias, totalizando 1,1 milhão de barris por dia, que deverão ser alienadas até 2021, de acordo com o Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) celebrado entre a empresa e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

Serão alienadas as refinarias Refinaria Isaac Sabbá – Reman (Manaus – AM), Refinaria Lubrificantes e Derivados do Nordeste – Lubnor (Fortaleza - CE), Refinaria Abreu e Lima – RNEST (Ipojuca – PE), Refinaria Landulpho Alves – RLAM (São Francisco do Conde – BA), Refinaria Gabriel Passos – Regap (Betim - MG), Refinaria do Paraná – Repar (Araucária - PR), Unidade de Industrialização do Xisto – SIX (São Mateus do Sul – PR) e Refinaria Alberto Pasqualini – Refap (Canoas- RS), bem como ativos de logística associados a essas unidades.

Dessa forma, o objetivo do presente estudo é avaliar a infraestrutura para movimentação de derivados sob a perspectiva desse novo cenário, propondo a construção de medidas e ações necessárias para o aprimoramento legal e regulatório do setor, a fim de estimular a entrada de novos atores e atrair investimentos para o setor, com ênfase na promoção da livre concorrência, na garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional e na proteção do interesse dos consumidores.

As discussões contaram com a participação de diversos interessados nas reuniões ocorridas entre fevereiro e julho de 2020, os quais tiveram a oportunidade de opinar sobre os assuntos tratados. Buscou-se conferir representatividade de todo o setor de combustíveis, incluindo outros órgãos governamentais, agentes econômicos, associações, sindicatos e outros interessados, bem como obter contribuições das mais variadas perspectivas.

Inicialmente, estava previsto para ocorrer em março de 2020 um *Workshop* Abastece Brasil sobre o Novo Cenário *Downstream* para o qual fora convidado todo o setor, agentes econômicos, associações, sindicatos, consultorias, instituições acadêmicas, outros interessados, além de outros órgãos governamentais, contudo em função do isolamento social imposto pela pandemia da Covid-19, o evento precisou ser cancelado e os interessados convidados a apresentar suas contribuições.

Dessa forma, a partir dessas construções, este relatório foi estruturado em nove capítulos, além desta introdução. O **Capítulo 1** apresenta as considerações metodológicas utilizadas no estudo.

O relatório segue, em seu **Capítulo 2**, apresentando a dinâmica do abastecimento de combustíveis, com identificação das áreas de atendimento das refinarias que integram o projeto de desinvestimento, com destaque para o abastecimento de GLP em razão da criticidade do desse energético, além da avaliação dos mercados e da infraestrutura de terminais e dutos associados. Ainda no Capítulo 2 é apresentada uma avaliação do impacto da pandemia de Covid-19 na demanda de combustíveis. No **Capítulo 3** é abordada a dinâmica concorrencial dos agentes de mercado, apresentando os aspectos relevantes da contestação dos incumbentes no segmento de refino, destacando a importância dos terminais portuários e das condições de acesso à infraestrutura. As medidas e ações de transição para um novo modelo de *downstream* são expostas no **Capítulo 4**. O **Capítulo 5** indica a necessidade de novos investimentos em infraestruturas portuárias e dutoviárias e as políticas de atração de investimentos são abordadas no **Capítulo 6**. As contribuições do setor e interessados são expostas no **Capítulo 7**. Por fim, o **Capítulo 8** apresenta uma avaliação sumarizada e as propostas para os problemas identificados e o **Capítulo 9**, as considerações finais e recomendações do presente trabalho.

1. Considerações Metodológicas

Este capítulo inicial tem por objetivo fazer um preâmbulo sobre a metodologia empregada para a construção e síntese da dinâmica do mercado de combustíveis apresentada no capítulo seguinte. Utilizou-se uma metodologia de agregação de polos de abastecimento em *clusters*, com o propósito de apresentar, de forma simplificada, uma indicação da área geográfica atendida pelas refinarias para o ano de 2019, que servirá de subsídio para a consecução dos objetivos do presente estudo.

Cabe, contudo, destacar e ressaltar alguns aspectos relevantes. São eles:

- A metodologia adotada buscou apresentar uma “fotografia” da situação em 2019, para fins meramente ilustrativos, não representando, em momento algum, o conceito de mercado relevante geográfico, “áreas de influência” ou “zona de influência”;
- Não foram realizados testes de mercado ou assemelhados;
- É considerado somente o aspecto logístico, a partir da observação das infraestruturas existentes (como terminais e dutos), restringindo-se às movimentações (vendas) realizadas entre refinarias e regiões atendidas;
- Não são contempladas as eventuais transferências de produtos de um mesmo agente, podendo apresentar resultados distintos das movimentações observadas operacionalmente ao longo do ano de 2019.
- Os *clusters* são oriundos da análise de parte da cadeia de abastecimento de derivados de petróleo (de refinarias à distribuição). Excluiu-se a etapa até o consumidor final (postos de revenda) - ainda que existente na cadeia da maioria dos combustíveis.

As áreas de atendimento das refinarias são definidas, no ano de 2019, a partir de metodologia que utilizou os dados de vendas de derivados de petróleo e as informações presentes nas notas técnicas de fluxos logísticos, desenvolvidas pelo Grupo de Avaliação de Fluxos Logísticos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP/GFL), havendo a agregação dos polos de abastecimento.

A metodologia considera a agregação de polos de abastecimento em *cluster*. O critério de agregação foi definido a partir da demanda do derivado por município, e sua localização (coordenadas geográficas) com uso do algoritmo *k-mean*, e baseia-se no princípio a economicidade na distribuição de combustíveis. Tal algoritmo é um método de *Clustering*, sendo possível a utilização dos centros de *cluster* para modelar dados (TREVINO, 2016). Pode-se interpretar que cada *cluster*, composto por determinados polos, tem um centroide, e que a base que menor distar desse centroide (virtual), representaria a área de atendimento, em termos de demanda de um produto num determinado ano.

2. Dinâmica do abastecimento de combustíveis – óleo diesel, gasolina, QAV e GLP

Neste capítulo é apresentada uma síntese do mercado e áreas de atendimento das refinarias brasileiras. Tais informações são importantes para entendimento da situação do abastecimento de derivados de petróleo, em especial gasolina, óleo diesel (S10 e S500), gás liquefeito de petróleo (GLP) e querosene de aviação (QAV) em período anterior à pandemia da Covid-19.

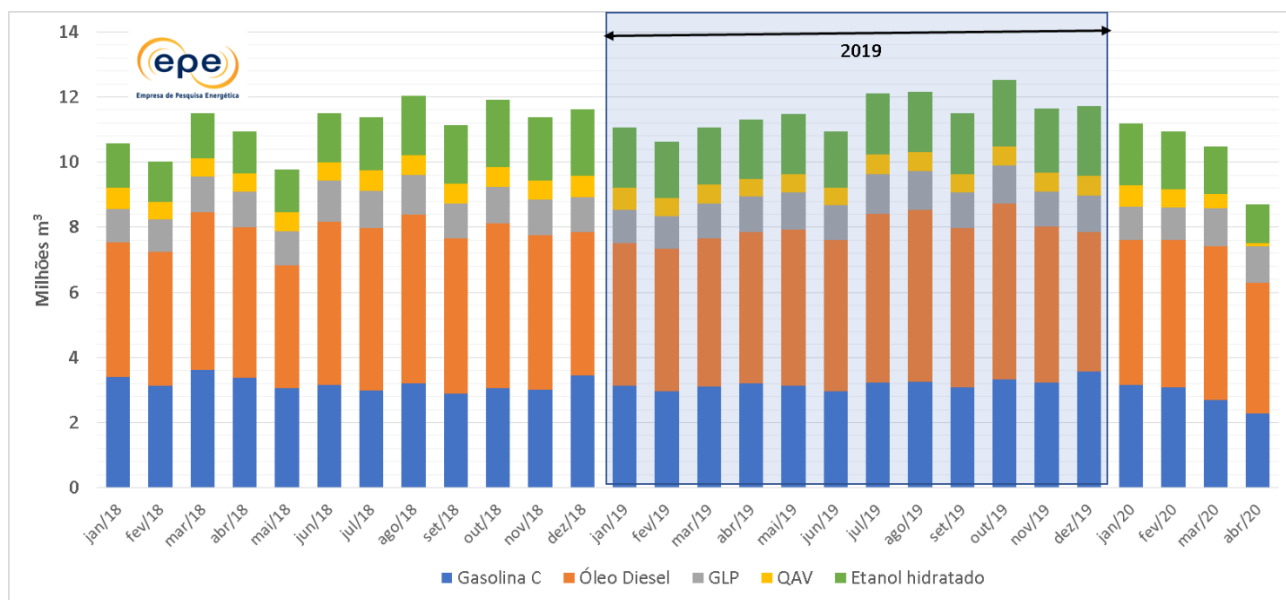
Além disso, é apresentada uma avaliação dos mercados e do papel das infraestruturas de terminais e dutos que constam nos ativos do plano de desinvestimento da Petrobras, ressaltando possíveis pontos de atenção, com a finalidade de apontar e mitigar eventuais problemas de acesso às infraestruturas para a existência de contestação e consequente concorrência nos mercados de atuação dos ativos de refino em desinvestimento.

2.1. Mercado e áreas de atendimento das refinarias

2.1.1. Mercado de combustíveis

As vendas de combustíveis no mercado brasileiro, em 2019, totalizaram 140 milhões m³, representando um aumento de 2,9 % em relação aos 136 milhões m³ comercializados em 2018. Para o presente estudo, foram analisadas as vendas, pelas distribuidoras, de gasolina C, óleo diesel, GLP e QAV. A evolução mensal das vendas desses combustíveis, em grande parte compostos de derivados de petróleo, é ilustrada na Gráfico 1.

Gráfico 1 – Vendas de combustíveis por distribuidoras



Fonte: ANP (2020a; 2020b).

As vendas de gasolina C registraram, em 2019, o volume de 38,2 milhões m³, uma redução de 0,6% em relação ao ano de 2018. Já o consumo de etanol hidratado, que havia sido de 19,4 milhões m³, em 2018, elevou-se para 22,5 milhões m³, em 2019, um acréscimo de 16,2%. O crescimento foi motivado, em grande parte, pelo ganho de competitividade em relação à

gasolina C nos estados com maior consumo e produção de etanol. O etanol total (anidro e hidratado) registrou aumento de 10,4% em 2019 frente a 2018, passando de 29,8 milhões m³ para 32,8 milhões m³.

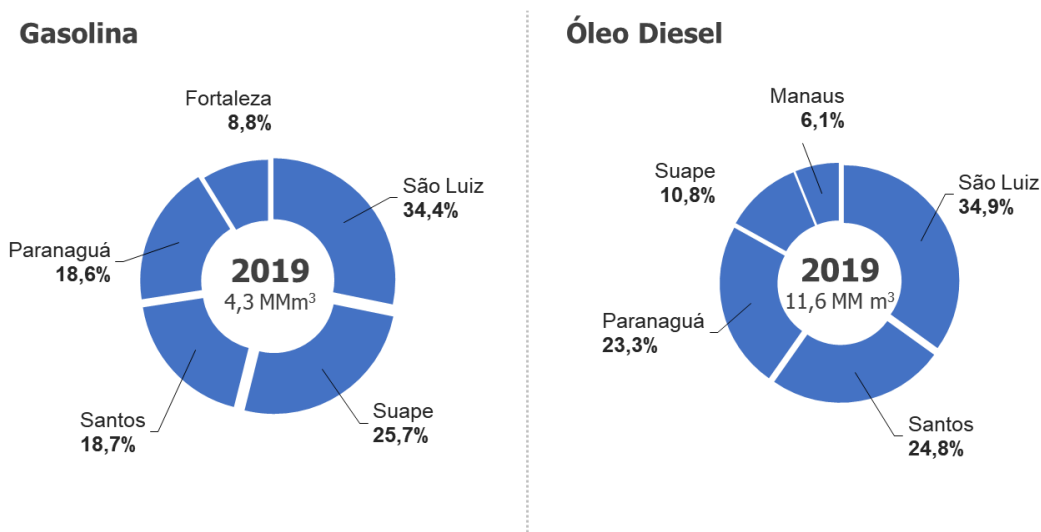
A comercialização de óleo diesel B¹, na comparação entre 2019 e 2018, cresceu de 55,6 milhões m³ para 57,3 milhões m³. A elevação de 3,0% pode ser interpretada como um indício de recuperação econômica, impulsionado pelo aumento no licenciamento de veículos novos (ônibus e caminhões) e pelo nível de atividade de transporte de cargas e passageiros. O volume anual totaliza 51,4 milhões m³, representando um crescimento de 2,8% em relação à 2018. As vendas de biodiesel cresceram 8,6%, passando de 5,4 milhões m³ em 2018 para 5,8 milhões m³ em 2019, como resultado do aumento da mistura obrigatória ao diesel em setembro de 2019 para 11% (B11).

Em 2019, o Brasil registrou 133 agentes de distribuição autorizados, que operaram 287 bases de gasolina e diesel (ANP, 2020c). A avaliação do *market share* das vendas de gasolina C no mercado nacional demonstra a preponderância de três distribuidoras (Petrobras Distribuidora, Ipiranga e Raízen Combustíveis), que totalizaram 59,6% das vendas no referido ano. A mesma representatividade desses três agentes também se verifica no mercado de diesel B (*market share* conjunto de 67,4%) (ANP, 2020b).

As importações de gasolina A e óleo diesel A aumentaram, respectivamente, 62,7% (volume de 4,8 milhões m³) e 11,7% (volume de 13,0 milhões m³) na comparação entre 2019 e 2018, devido em grande parte ao reaquecimento do mercado e à manutenção dos níveis de produção nacional. As principais estruturas portuárias nas importações desses combustíveis estão retratadas na Gráfico 2.

¹ Entre março de 2017 e fevereiro de 2018, o teor de mistura de biodiesel ao óleo diesel foi de 8%, e entre março de 2018 e agosto de 2019 foi de 10%. Entre setembro de 2019 e fevereiro de 2020, o teor de mistura de biodiesel ao óleo diesel foi de 11% e, a partir de março de 2020, 12%, conforme Lei nº 13.263/2016.

Gráfico 2 – Importação de gasolina e óleo diesel, por porto de desembarque



Fonte: ANP, 2020b.

Em relação às vendas de GLP no Brasil, o volume comercializado caiu 0,3%, passando de 13,3 milhões m³ (equivalentes a 7,4 milhões de toneladas) para 13,2 milhões m³ (7,3 milhões de toneladas), em parte devido ao aumento dos preços médios ao longo do ano (EPE, 2020).

No segmento de aviação, o volume de QAV vendido pelas distribuidoras totalizou 7,0 milhões m³, valor 2,6% menor que o registrado no ano anterior.

2.1.1.1. Áreas de atendimento por refinarias

O propósito desta seção é, de forma simplificada, apresentar uma indicação da área geográfica atendida pelas refinarias para o ano de 2019. Este estudo trata-se de uma “fotografia” da situação em 2019, para fins meramente ilustrativos, não representando, em momento algum, o conceito de mercado relevante geográfico, “áreas de influência” ou “zona de influência”. A análise considera somente o aspecto logístico, a partir da observação das infraestruturas existentes (como terminais e dutos) e restringindo-se às movimentações (vendas) realizadas entre refinarias e regiões atendidas.

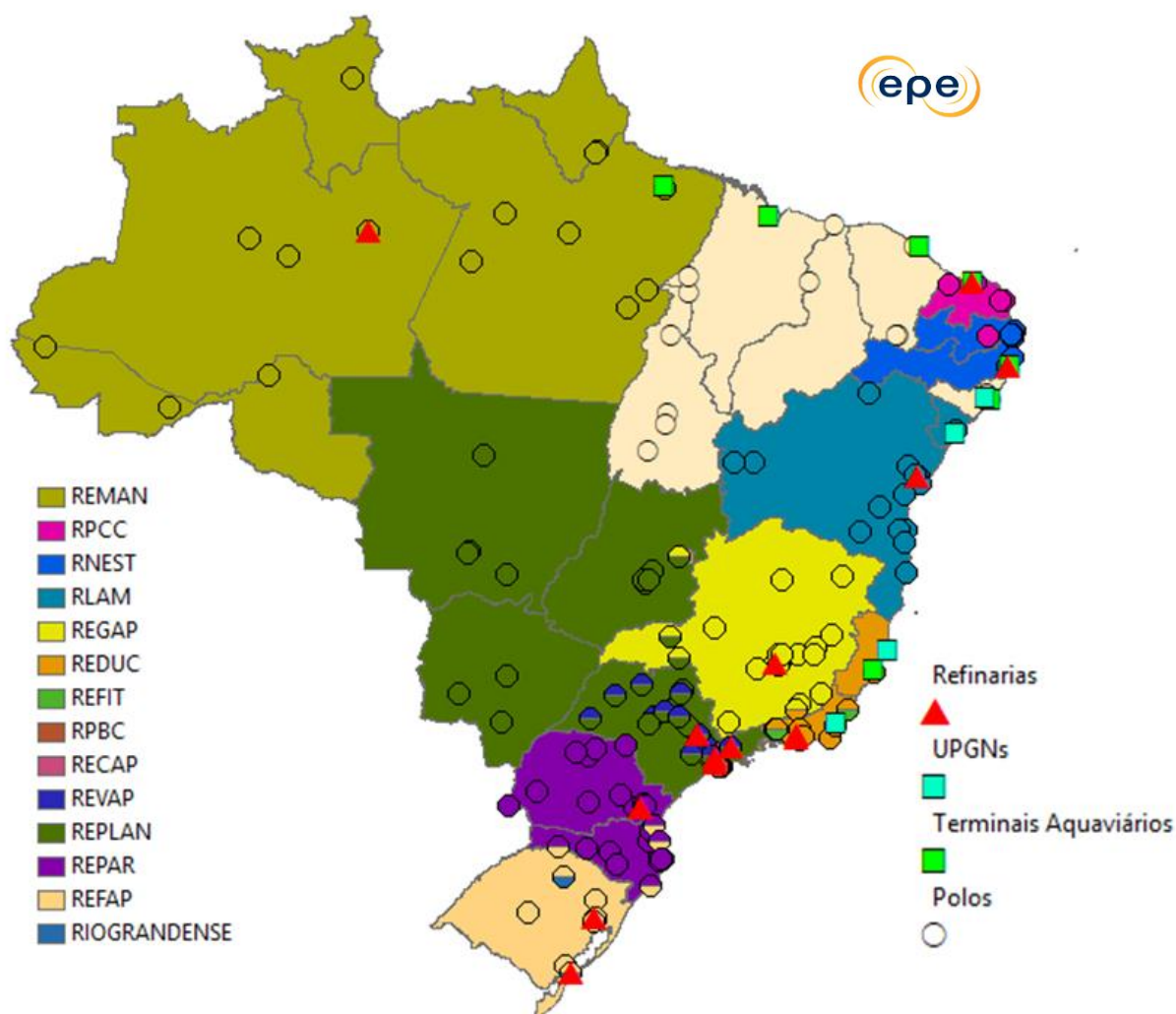
Quanto à metodologia, convém ressaltar que não foram realizados testes de mercado ou assemelhados. A partir dos dados de vendas de derivados de petróleo (ANP, 2019) e utilizando as informações presentes nas notas técnicas de fluxos logísticos, desenvolvidas pela ANP, os polos de abastecimento foram agregados em áreas de atendimento.

Na definição das áreas de atendimento, este estudo considerou a metodologia de agregação de polos de abastecimento em *cluster*. O critério de agregação foi definido a partir da demanda do derivado por município e sua localização (coordenadas geográficas), com base no uso do algoritmo *k-means*², agregando polos próximos. Há de se destacar que a referida sistemática, associada ao fato de não contemplar as eventuais transferências de produtos de um mesmo agente, pode apresentar resultados distintos das movimentações observadas operacionalmente ao longo do ano de 2019.

² O algoritmo *k-means* é um método de *Clustering*, sendo possível a utilização dos centros de *clusters* para modelar dados (TREVINO, 2016).

De forma esquemática, a Figura 1 ilustra as áreas de atendimento de cada refinaria, limitada à infraestrutura logística, desconsiderando as movimentações por transferência (somente vendas) no Brasil.

Figura 1 – Áreas de atendimento pelas refinarias brasileiras (2019)



Fonte: EPE, a partir de ANP (2020a).

Nota: Foram retratados apenas os terminais aquaviários relevantes para a presente análise. Neste sentido, a figura não contempla a totalidade dos terminais aquaviários em operação no País. O mapa apresenta uma ilustração esquemática da situação atual e não futura. Não significa qualquer espécie de sugestão de atuação dos agentes econômicos.

Sobreleva-se ressaltar que, neste estudo, as regiões indicadas foram consideradas como parte da cadeia de abastecimento de derivados de petróleo. Todavia, não se incluiu a etapa até o consumidor final (postos de revenda), ainda que existente na cadeia da maioria dos combustíveis elencados.

Nas próximas seções, são discutidos os aspectos mais relevantes acerca infraestrutura logística das refinarias por região.

2.1.1.2. Região Norte

A Refinaria Isaac Sabbá (Reman) não produz a totalidade de derivados para o pleno atendimento à demanda da Região Norte, havendo a necessidade de abastecimento por refinarias de outras regiões, ou via importação, por meio da utilização dos terminais de Manaus, Belém, Itacoatiara e Itaquí.

Em *teaser* publicado pela Petrobras, em setembro de 2019, a empresa anunciou a proposta de desinvestimento do “*Cluster Reman*”, que compreende, além da refinaria, o terminal de Manaus e os dutos associados à movimentação (Petrobras, 2019a). A inclusão de tais ativos no portfólio de venda da estatal mostra quão fundamental é a infraestrutura logística integrada para o atendimento às distribuidoras, definindo assim a área de atendimento da refinaria.

Ademais, os terminais de Belém e de Itaquí, que recebem derivados de outras regiões (ou via importação) representam pontos alternativos de fornecimento, contribuindo para o estabelecimento de algum nível de concorrência ou contestabilidade no mercado. No caso do terminal de Belém, sua área de atendimento está associada à infraestrutura necessária para internalização do produto via modo aquaviário. Por sua vez, o terminal de Itaquí diferencia-se do primeiro, pois o atendimento é definido pela movimentação de produtos via Ferrovia Norte-Sul (FNS).

2.1.1.3. Região Nordeste

As áreas de atendimento pelas cinco refinarias na Região Nordeste são sugeridas a partir das suas localizações geográficas (ao longo da costa e próximas aos principais mercados regionais) e pelas infraestruturas de distribuição e de movimentação existentes.

Do mesmo modo que o “*Cluster Reman*”, o “*Cluster RLAM*”, compreende ativos da Petrobras em desinvestimento, como o terminal aquaviário de Madre de Deus (Temadre), o Oleoduto Recôncavo-Sul da Bahia (Orsub) e os terminais terrestres de Candeias, Itabuna e Jequié (Petrobras, 2019b). O “*Cluster RNEST*”, por sua vez, inclui um conjunto de oleodutos curtos que interliga a refinaria ao terminal de armazenamento de Suape (Petrobras, 2019c). Ademais, no *teaser* da Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor), outro ativo em desinvestimento, apresenta-se como logística associada ao terminal de Mucuripe e o Porto de Pecém (Petrobras, 2019d). Tais infraestruturas definem as áreas de atendimento das supracitadas refinarias, cabendo ressaltar que mudanças resultantes dos desinvestimentos da RLAM e da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), caso ocorram, poderão alterar de forma significativa o fornecimento de produtos às distribuidoras.

As refinarias de menor capacidade de processamento, como a Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC), a Dax Oil (em Camaçari/BA) e a Lubnor, dadas suas particularidades quanto ao perfil de produção, apresentam perímetros de atuação mais restritos, considerando seus respectivos portfólios de produtos.

Neste contexto, o Porto de Itaquí e seu terminal, além dos terminais de Maceió (AL), de Mucuripe (CE), de Guamaré (RN) e de Cabedelo (PB), são relevantes e suas áreas de atendimento estão associadas ao modo de transporte utilizado para a internalização de produtos no País. Em especial, o terminal de Itaquí e o terminal terrestre de Candeias definem suas áreas de atendimento via modo ferroviário, respectivamente, por meio da Ferrovia Transnordestina e da Ferrovia Centro-Atlântica (FCA). Em relação ao terminal de Candeias, seus mercados se estendem para além da Região Nordeste (Candeias - Montes Claros/MG).

2.1.1.4. Região Sudeste/Centro-Oeste

Na Região Sudeste, responsável por aproximadamente 40% da produção nacional, com pleno atendimento de seu mercado, as áreas atendidas são definidas por questões locais, pela infraestrutura, pela capacidade de fornecimento e também por estratégias de negócio.

Nessa região, todas as refinarias produzem gasolina e diesel e GLP, havendo produção de QAV por quatro delas: Refinaria Henrique Lage (Revap), Refinaria Gabriel Passos (Regap), Refinaria de Paulínia (Replan) e Refinaria Duque de Caxias (Reduc)³.

O abastecimento de derivados da Região Sudeste é dotado de uma infraestrutura complexa e envolve diversos modos de transporte. O estado de São Paulo, por exemplo, possui importante malha de dutos, permitindo movimentações de derivados entre as refinarias, terminais terrestres e aquaviários e bases primárias e secundárias. Com relação à infraestrutura portuária para movimentações de derivados, seja para abastecimento de outros estados, seja para importação, destacam-se o Porto de Santos e o terminal Aquaviário de São Sebastião.

Nesse contexto, e considerando a relativa proximidade das instalações, haveria a possibilidade de fornecimento de derivados pelas refinarias para toda a região. Contudo, historicamente, dado o modelo de refino estabelecido (sendo a Petrobras detentora de seis refinarias na Região Sudeste) e o suporte na garantia do abastecimento nacional, a infraestrutura foi implementada definindo as áreas de atendimento destes ativos em função das estratégias empresariais da estatal. Em especial, destaca-se o papel do oleoduto São Paulo - Brasília (Osbra), conectando a Replan (maior refinaria do País) aos mercados da Região Centro-Oeste (Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goiás e Distrito Federal), definindo a área de atendimento dessa refinaria para além dos limites da Região Sudeste.

Por fim, cabe citar mais um exemplo da importância da infraestrutura na definição da área de atuação da refinaria. No *teaser* da única refinaria da região em processo de desinvestimento, ("*Cluster Regap*"), são apresentadas além da opção de compra da refinaria, uma malha de 720 km de oleodutos longos (extensão superior a 15 km), que dão suporte ao suprimento dos mercados de Minas Gerais e do Distrito Federal (Petrobras, 2019e).

2.1.1.5. Região Sul

A Região Sul, por sua localização e seu significativo mercado consumidor, desenvolveu toda a infraestrutura logística de atendimento às duas maiores refinarias (Repar e Refap) com um conjunto de terminais e dutos que garantem toda a movimentação para os principais polos de suprimento.

Assim, como outros *clusters* em processo de desinvestimento, essa infraestrutura é essencial e define de modo bastante claro as áreas atendidas pelas duas refinarias. Além da refinaria, o "*Cluster Refap*" é composto por 260 km de dutos e dois terminais (Petrobras, 2019f). Já o complexo da Repar inclui 476 km de dutos e cinco terminais (Petrobras, 2019g). Assim, a área de atuação da Repar, com sua significativa rede de dutos e terminais, atende bases primárias e secundárias dos estados do Paraná e Santa Catarina, considerando para essa última unidade federativa o fornecimento para alguns polos também de atuação da Refap. Esta, por sua vez,

³ A produção e infraestrutura de fornecimento de QAV é estratégica, uma vez que conexões dutoviárias das refinarias com as bases primárias do Aeroporto Internacional de Guarulhos (SP) e do Aeroporto Internacional do Galeão (RJ) garantiram o abastecimento destes aeroportos, durante a greve dos caminhoneiros ocorrida em 2018.

juntamente com a Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR), fornecem derivados de petróleo aos diversos polos presentes no estado do Rio Grande do Sul.

2.1.2. Análise das áreas de atendimento das refinarias a serem desinvestidas - GLP

A avaliação da área de atendimento das refinarias em processo de desinvestimentos será apresentada nessa seção levando em consideração os fluxos logísticos do GLP em razão da criticidade do abastecimento desse energético frente aos demais combustíveis.

É importante destacar que a infraestrutura nacional de internalização de GLP importado é incipiente, com restrições portuárias para recebimento de navios de grande calado, evidenciada pela alta dependência dos Portos de Suape e de Santos, e pela ausência de uma ampla estrutura de terminais especializados no recebimento de GLP, além da dependência de navios cisternas para o armazenamento do produto em algumas regiões específicas do país, como o navio cisterna em Suape/PE e em Rio Grande/RS, este último durante o inverno.

Ademais, a baixa capacidade de armazenamento de GLP ao longo da cadeia de distribuição é um importante gargalo logístico e que reflete a escassez de investimentos na expansão da capacidade de armazenamento ao longo dos últimos anos, afetando negativamente a eficiência logística de distribuição do produto ao longo de todo território brasileiro.

Dessa maneira, os desafios logísticos de internação e distribuição do GLP em um contexto de mudança estrutural do mercado exigem dos órgãos governamentais e dos agentes econômicos que atuam nesse segmento especial atenção quanto à manutenção da garantia do abastecimento desse energético.

A cadeia de suprimento e distribuição de GLP no Brasil é bastante ajustada, e eventuais descompassos entre a oferta e a demanda podem ser prontamente sentidos, em períodos de interrupções ou alterações momentâneas dos ritmos dos fluxos logísticos.

Adicionalmente, é importante lembrar que o setor de distribuição de GLP é fortemente dependente do modal rodoviário, e conta com uma malha dutoviária deficiente e com uma baixa capacidade de armazenagem ao longo da cadeia de distribuição, ensejando, consequentemente, a necessidade de se estabelecer um monitoramento mais criterioso do abastecimento desse produto e também um novo arcabouço regulatório que seja garantidor do abastecimento e aderente à nova conjuntura do mercado.

Dessa forma, a análise das áreas de atendimento levará em consideração os fluxos logísticos de abastecimento de GLP, indicando a participação do gás produzido em cada refinaria a ser desinvestida no suprimento dos municípios em sua área de atendimento. Para a montagem desta análise foram utilizados os dados declarados do Sistema de Informações de Produtos (SIMP) da ANP. Foram calculadas as participações do GLP produzido em cada refinaria nas vendas realizadas pelos distribuidores para cada município de destino (ver ANEXO). Essas vendas têm como destino consumidores finais e revendas de GLP autorizadas. Não serão apresentadas as áreas de atendimento da Lubnor e da RNEST por não possuírem produção significativa de GLP.

2.1.2.1. Área de atendimento da RLAM

Tomando-se como base o ano de 2019, a Refinaria Landulpho Alves (RLAM), localizada no município de São Francisco do Conde/BA, foi responsável pelo fornecimento de 475.380 toneladas de GLP ao mercado brasileiro. A Petrobras, além de entregar o produto às distribuidoras localizadas no próprio município de São Francisco do Conde (cerca de 375.298 t), também disponibiliza GLP às distribuidoras nos terminais terrestres de Jequié e Itabuna, tendo entregue respectivamente 62.143 t e 37.939 t de gás nestas instalações.

Neste estudo, foram analisadas as comercializações e transferências de GLP oriundas da RLAM, calculando-se proporcionalmente o atendimento da demanda de cada município pelo GLP advindo desta refinaria. Para fins de melhor delineamento da área de atendimento, foram excluídos municípios com proporção de atendimento menor que 2% com GLP vindo da instalação em análise.

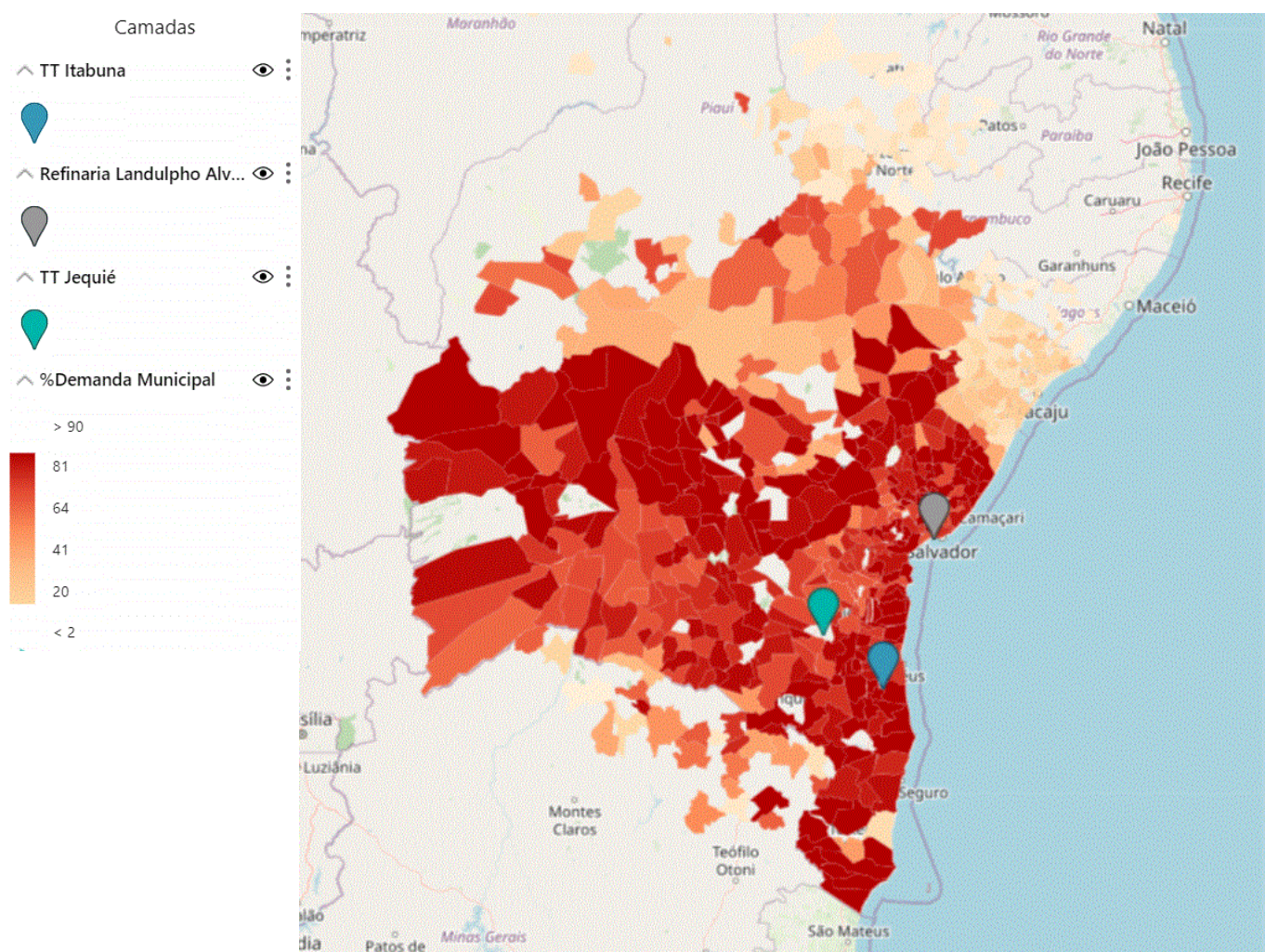
O GLP produzido pela RLAM em 2019 alcançou 628 municípios, conforme detalhado na tabela abaixo. Destaca-se o elevado percentual de atendimento da demanda da Bahia por esta refinaria (80,63%).

Tabela 1 – GLP produzido pela RLAM

UF	Municípios Alcançados (Total)	GLP Oriundo RLAM	Demanda Municípios Alcançados	%Demanda Municípios Alcançados	Demanda Total UF	%Demanda UF Atendida p/RLAM
AL	23 (102)	1.582,37	20.774,27	7,62%	96.028,32	1,65%
BA	379 (417)	416.996,23	517.142,98	80,63%	517.142,98	80,63%
CE	25 (184)	2.367,00	45.618,47	5,19%	283.170,90	0,84%
MA	3 (217)	66,96	1.174,65	5,70%	160.518,65	0,04%
MG	29 (853)	9.057,89	21.881,38	41,40%	725.814,02	1,25%
PB	15 (223)	401,41	8.111,19	4,95%	135.413,33	0,30%
PE	26 (185)	11.998,58	42.058,49	28,53%	314.099,47	3,82%
PI	61 (224)	13.238,91	33.893,76	39,06%	94.738,21	13,97%
SE	67 (75)	16.392,63	74.263,02	22,07%	74.263,02	22,07%

Conforme o mapa abaixo, verificamos que a área de atendimento da RLAM ao mercado de GLP compreende toda a Bahia, estendendo-se até o oeste de Pernambuco, Sergipe e Piauí, ao norte, e ao norte de Minas Gerais, ao sul.

Figura 2 – Área de atendimento da RLAM no atendimento ao mercado de GLP



2.1.2.2. Área de atendimento da Reman

Tomando-se como base o ano de 2019, a Refinaria Isaac Sabbá (Reman), localizada no município de Manaus/AM, foi responsável pela produção de 39.168 toneladas de GLP. Vale ressaltar que a parcela de GLP entregue na Reman mas oriundo da UPGN Urucu, localizada em Coari/AM, não está sendo considerado nesta análise.

Neste estudo, foram analisadas as comercializações e transferências de GLP oriundas da Reman, calculando-se proporcionalmente o atendimento da demanda de cada município pelo GLP advindo desta refinaria. Para fins de melhor delineamento da área de atendimento, foram excluídos municípios com proporção de atendimento menor que 2% com GLP vindo da instalação em análise.

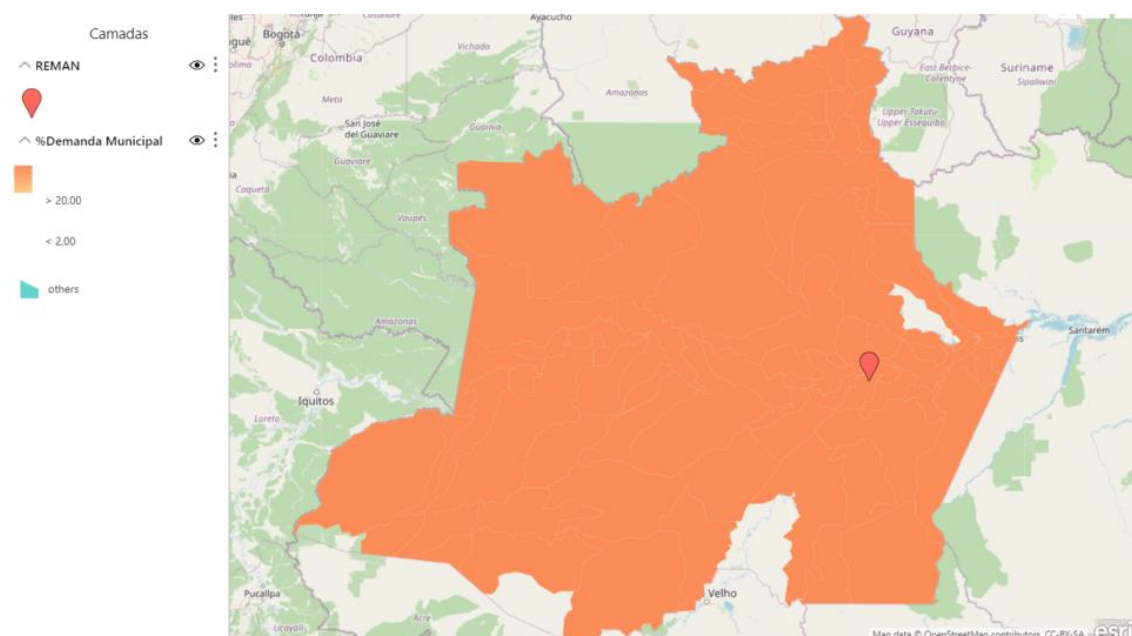
O GLP produzido pela Reman em 2019 alcançou 74 municípios, conforme detalhado na tabela abaixo. Destaca-se o percentual de atendimento da demanda do Amazonas e de Roraima por essa refinaria (35,09% e 36,55%, respectivamente).

Tabela 2 – GLP produzido pela Reman

UF	Municípios Alcançados (Total)	GLP Oriundo Reman	Demanda Municípios Alcançados	% Demanda Municípios Alcançados	Demanda Total UF	% Demanda UF Atendida p/ Reman
AM	58 (61)	34.206,32	95.497,09	35,82%	97.489,42	35,09%
AP	1 (13)	1,29	46,15	2,80%	17.602,15	0,01%
RR	15 (15)	5.124,96	14.020,05	36,55%	14.020,05	36,55%

Conforme o mapa abaixo, verifica-se que a área de atendimento da Reman ao mercado de GLP compreende todo o Amazonas e Roraima.

Figura 3 – Área de atendimento da Reman no atendimento ao mercado de GLP



2.1.2.3. Área de atendimento da Regap

Tomando-se como base o ano de 2019, a Refinaria Gabriel Passos (Regap), localizada no município de Betim/MG, foi responsável pelo fornecimento de 323.944 toneladas de GLP ao mercado brasileiro.

Neste estudo, foram analisadas as comercializações e transferências de GLP oriundas da Regap, calculando-se proporcionalmente o atendimento da demanda de cada município pelo GLP advindo desta refinaria. Para fins de melhor delineamento da área de atendimento, foram excluídos municípios com proporção de atendimento menor que 2% com GLP vindo da instalação em análise.

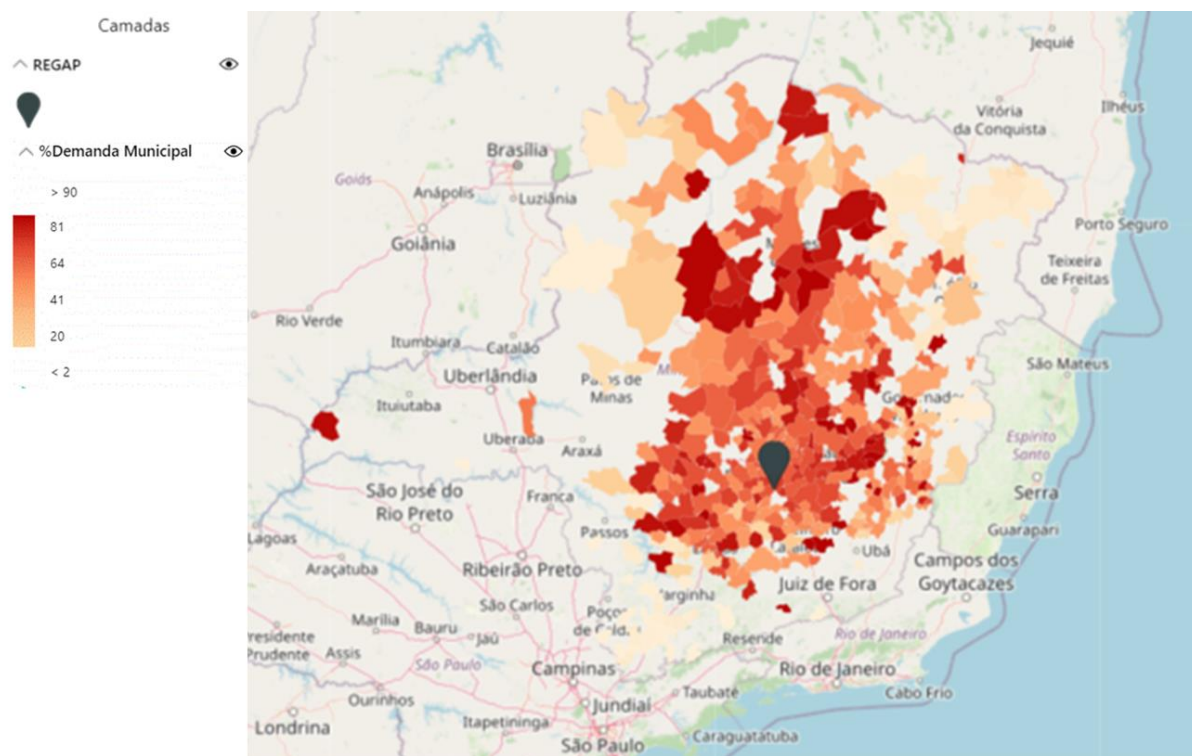
O GLP produzido pela Regap em 2019 alcançou 393 municípios, todos em Minas Gerais, conforme detalhado na tabela abaixo. A Regap foi responsável pelo atendimento de 42,86% da demanda de Minas Gerais.

Tabela 3 – GLP produzido pela Regap

UF	Municípios Alcançados (Total)	GLP Oriundo Regap	Demanda Municípios Alcançados	%Demanda Municípios Alcançados	Demanda Total UF	%Demanda UF Atendida p/Regap
MG	58 (647)	311.254,79	511.344,95	60,87%	726.251,71	42,86%

Conforme o mapa abaixo, verifica-se que a área de atendimento da Regap ao mercado de GLP compreende a região central de Minas Gerais.

Figura 4 – Área de atendimento da Regap no atendimento ao mercado de GLP



2.1.2.4. Área de atendimento da Refap

Tomando-se como base o ano de 2019, a Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), localizada no município de Canoas/RS, foi responsável pelo fornecimento de 328.484 toneladas de GLP ao mercado brasileiro.

Neste estudo, foram analisadas as comercializações e transferências de GLP oriundas da Refap, calculando-se proporcionalmente o atendimento da demanda de cada município pelo GLP advindo desta refinaria. Para fins de melhor delineamento da área de atendimento, foram excluídos municípios com proporção de atendimento menor que 2% com GLP vindo da instalação em análise.

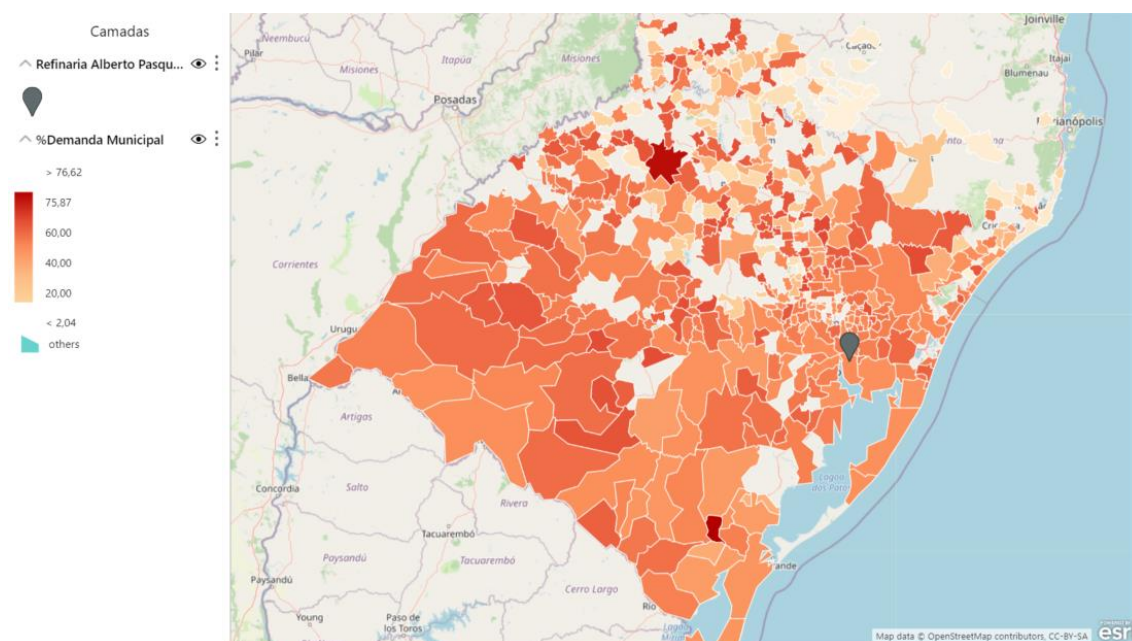
O GLP produzido pela Refap em 2019 alcançou 449 municípios, conforme detalhado na tabela abaixo. Destaca-se que a Refap foi responsável pelo atendimento de 60,97% da demanda de Rio Grande do Sul.

Tabela 4 – GLP produzido pela Refap

UF	Municípios Alcançados (Total)	GLP Oriundo Refap	Demanda Municípios Alcançados	%Demanda Municípios Alcançados	Demanda Total UF	%Demanda UF Atendida p/Refap
RS	351 (380)	276.965,16	452.968,44	61,14%	454.298,25	60,97%
SC	98 (234)	35.892,59	100.592,93	35,68%	307.310,61	11,68%

Conforme o mapa abaixo, verifica-se que a área de atendimento da Refap ao mercado de GLP compreende o Rio Grande do Sul e a região mais ao sul de Santa Catarina.

Figura 5 – Área de atendimento da Refap no atendimento ao mercado de GLP



2.1.2.5. Área de atendimento da Repar

Tomando-se como base o ano de 2019, a Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar), localizada no município de Araucária/PR, foi responsável pela produção de 432.526 toneladas de GLP.

Neste estudo, foram analisadas as comercializações e transferências de GLP oriundas da Repar, calculando-se proporcionalmente o atendimento da demanda de cada município pelo GLP produzido nesta refinaria. Para fins de melhor delineamento da área de atendimento, foram excluídos municípios com proporção de atendimento menor que 2% com GLP vindo da instalação em análise.

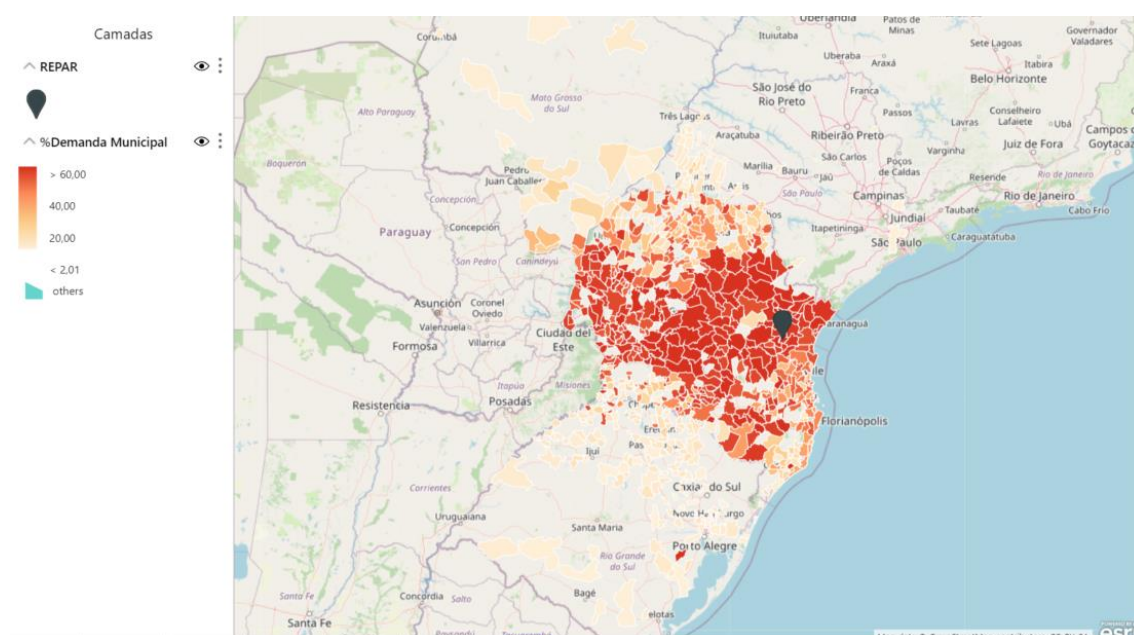
O GLP produzido pela Repar, em 2019, alcançou 757 municípios, conforme detalhado na tabela abaixo. Destaca-se que a Repar foi responsável pelo atendimento de 50,02% da demanda do Paraná e de 38,32% da demanda de Santa Catarina.

Tabela 5 – GLP produzido pela Repar

UF	Municípios Alcançados (Total)	GLP Oriundo Repar	Demanda Municípios Alcançados	%Demanda Municípios Alcançados	Demanda Total UF	%Demanda UF Atendida p/Repar
BA	1 (379)	32,66	815,11	4,01%	517.237,59	0,01%
MS	21 (78)	2.588,93	27.226,05	9,51%	98.967,99	2,62%
PB	1 (131)	0,02	0,03	68,45%	135.422,65	0,00%
PR	330 (331)	264.749,21	529.181,16	50,03%	529.338,78	50,02%
RS	135 (380)	4.497,91	130.135,90	3,46%	454.298,25	0,99%
SC	212 (234)	117.771,24	302.217,46	38,97%	307.310,61	38,32%
SP	57 (623)	3.359,92	39.260,17	8,56%	1.816.051,41	0,19%

Conforme o mapa abaixo, verifica-se que a área de atendimento da Repar ao mercado de GLP compreende o Paraná e Santa Catarina. O GLP produzido pela Repar chegou a atingir, mesmo que timidamente, o estado de Mato Grosso do Sul e do Rio Grande do Sul.

Figura 6 – Área de atendimento da Repar no atendimento ao mercado de GLP



2.2. Avaliação dos mercados atendidos considerando a nova dinâmica após a venda das oito refinarias da Petrobras

A redefinição do papel exercido pela Petrobras, com a introdução de novos agentes econômicos que assumirão parte dos ativos de refino e infraestrutura associada, estabelecerá uma nova estrutura de mercado com a presença de múltiplos atores, alterando a atual dinâmica de planejamento logístico de suprimento de derivados no país, acarretando uma reestruturação do abastecimento nacional de combustíveis.

Para a consecução do ambiente concorrencial, diretriz de política energética nacional, será necessário a construção de novos arranjos estruturais ao longo da cadeia do *downstream*, capazes de gerar eficiências econômicas e atrair a realização de investimentos privados em infraestrutura.

Adicionalmente, como condição para o fortalecimento desse ambiente concorrencial esperado em decorrência do redimensionamento do portfólio de ativos da Petrobras, há que se manter um ambiente econômico pautado no fortalecimento da segurança jurídica com ampliação da previsibilidade econômica necessária para a efetivação de investimentos privados na expansão da infraestrutura de *downstream*.

Sob outra perspectiva, a redefinição do novo mercado nacional de refino, pautado em um mercado mais aberto, dinâmico e competitivo, deve se harmonizar com um ambiente regulatório que propicie a manutenção da garantia do abastecimento.

Cumprе ressaltar que historicamente a Petrobras desempenhou sua função empresarial também com o objetivo de garantia do abastecimento, sobretudo no atendimento ao mercado de GLP, além de seguidamente exercer o papel de principal investidor na cadeia do *downstream*.

A atuação da Petrobras, ao realizar o planejamento da logística de suprimento, e exercer, em última instância, o papel de garantidora do abastecimento nacional, será redefinida com a introdução de novos agentes de mercado que assumirão os ativos de refino e infraestrutura associada.

Assim, a garantia do abastecimento de combustíveis em todo território nacional a partir da redefinição do papel exercido pela Petrobras requererá uma reavaliação quanto aos papéis a serem exercidos pelo conjunto dos agentes públicos e privados que atuam no setor, bem como um entendimento claro quanto aos instrumentos regulatórios disponíveis para o exercício da atribuição legal da ANP nessa esfera.

Dessa forma, as alterações do mercado de combustíveis merecem especial atenção, sobretudo quanto à mudança estrutural do planejamento logístico de derivados, que por décadas ocorreu de forma centralizada na figura da Petrobras, e que, agora, com o seu plano de desinvestimentos em refino, terá um mercado com a presença de novos agentes econômicos e que deverão realizar seus planejamentos de forma independente.

Um grande desafio proposto com essa transformação em curso será, portanto, compatibilizar uma configuração do segmento de refino com múltiplos agentes com a manutenção da garantia do abastecimento, particularmente em momentos de risco em que são necessárias a atuação célere por parte do órgão regulador junto aos agentes regulados.

É importante ressaltar que o planejamento logístico do abastecimento, hoje quase que integralmente a cargo da Petrobras, é um dos principais instrumentos de garantia do abastecimento ao longo do território nacional, sobretudo nos eventuais momentos de interrupção dos fluxos logísticos em determinados pontos da cadeia. Através desse planejamento centralizado, a Petrobras consegue ter uma visão holística do abastecimento e realiza eventuais remanejamentos de produção e de logística quando necessários à garantia do abastecimento.

Assim, frequentemente a Petrobras utiliza sua importância estratégica para garantir em última instância o abastecimento em todo território nacional, sobretudo no suprimento de GLP.

Entretanto, o novo modelo de *downstream* estabelecerá um novo paradigma de funcionamento do refino nacional, em que o planejamento da logística de suprimento passará a ser realizado de forma descentralizada, instaurando a possibilidade do surgimento de riscos associados às eventuais remodelagens dos *mix* de produção por parte das refinarias, podendo eventualmente alterar, em algum ponto, a funcionalidade sistêmica da atual dinâmica do abastecimento.

É sabido que nas eventuais interrupções momentâneas dos fluxos logísticos, atualmente a Petrobras redefine o seu planejamento operacional e logístico de modo a não comprometer o abastecimento.

Entretanto, com a reestruturação do segmento de refino será ampliado o risco de que eventuais interrupções nos fluxos logísticos por parte de algum agente impactem rapidamente a normalidade do abastecimento, visto que não haverá um planejamento integrado de logística, e a normalização do abastecimento dependerá do funcionamento das leis de mercado e dos instrumentos regulatórios disponíveis para atuação da agência reguladora, se for o caso, o que poderá afetar temporariamente os níveis de oferta e os preços ao consumidor, até que o equilíbrio seja reestabelecido.

Nesse sentido, demonstra-se importante destacar a necessidade de ampliar o grau de informações dos quais dispõe o órgão regulador para melhor monitorar o mercado de combustíveis, através do estabelecimento de um nível mais avançado e tecnológico de monitoramento dos estoques e dos fluxos comercializados de combustíveis.

Assim, em um cenário de ausência de planejamento logístico centralizado, o monitoramento do abastecimento nacional de combustíveis requererá um novo formato, que compreenda avanços tecnológicos para monitorar instantaneamente os estoques formados, bem como deverá identificar os fluxos de comercialização entre os agentes econômicos do *downstream* com maior agilidade, de modo a incrementar as ferramentas existentes de monitoramento do abastecimento nacional de combustíveis.

Dessa forma, criação de regras e instrumentos regulatórios à luz das mudanças estruturais do setor em curso deve caminhar junto com os objetivos da política energética, a fim de garantir o abastecimento e proteger os interesses do consumidor e, ao mesmo tempo, conferir previsibilidade ao setor, no sentido de criar um ambiente de negócios favorável à entrada de novos agentes e à realização de investimentos.

2.3. Papel da infraestrutura de terminais e dutos nos desinvestimentos da Petrobras

Em virtude do cenário apresentado para o segmento *dowstream*, busca-se explicar o papel das infraestruturas de terminais e dutos que constam nos ativos do plano de desinvestimento da Petrobras, ressaltando possíveis pontos de atenção, com a finalidade de apontar e mitigar eventuais problemas de acesso às infraestruturas para a existência de contestação e consequente concorrência nos mercados de atuação dos ativos desinvestidos.

Frise-se que, ao mencionar pontos de atenção em questões de acesso, no que diz respeito a dutos ou terminais, este documento não menciona que há práticas anticompetitivas, exclusionárias ou ilícitas de recusa de acesso às infraestruturas. Ao avaliar questões de acesso, busca-se apenas gerar informações e inteligência institucional, que poderão favorecer a análise das propostas para a alienação dos ativos, bem como promover o aprimoramento da regulação. Objetiva-se também contribuir com a reflexão sobre como melhorar o ambiente concorrencial do setor.

Toda a infraestrutura tratada neste texto é anterior ao TCC. Sendo assim, as questões de acesso mencionadas são prévias aos desinvestimentos da Petrobras.

Frise-se, também, que quando se menciona o debate sobre “acesso a estruturas essenciais”, este se dá tanto no âmbito do Direito Antitruste, como sob o aspecto da Regulação, ao se avaliar e eventualmente até recomendar o *unbundling* de determinadas estruturas.

Este texto é descritivo e utilizou as informações contidas no TCC firmado entre a Petrobras e o CADE e no cadastro de instalações da ANP. O TCC apresenta uma lista de ativos de logística associada envolvidas no programa de desinvestimentos, bem como contém a previsão de que o desinvestimento envolverá todos os ativos necessários ao funcionamento de cada unidade. Neste texto, as informações do TCC são comparadas às informações do cadastro da ANP, de forma a possibilitar o esclarecimento de dúvidas quanto à questão. Ressalta-se, também, que o TCC não precisa discriminar, pormenorizadamente, todos os ativos a serem desinvestidos, até mesmo porque o seu foco não era o debate de acesso a determinadas infraestruturas. De outro lado, cumpre levar este debate ao CADE para melhor esclarecimento da presente questão

Ao longo deste documento são discutidas alternativas para a organização dos ativos, que visam explicitar algumas questões de acesso e exemplificar potenciais remédios. Tais apontamentos não foram precedidos por estudos detalhados que considerassem o tipo de concorrência almejada ou seus impactos em investimentos futuros. Ressalta-se que algumas questões de acesso perpassam não apenas pelo compartilhamento obrigatório de infraestrutura, mas no investimento de novas infraestruturas. Assim, há que se ter um equilíbrio regulatório no trato da presente questão, preocupando-se, também, com atração de investimentos.

No texto, ao se indicar que um tipo acesso logístico a uma infraestrutura específica, como um terminal ou como um duto, pode ser prejudicado ou que merece atenção, está-se dizendo que pode haver a necessidade de melhorias das infraestruturas atuais (via, por exemplo, necessidade de construção de instalações específicas em terminais, como de infraestruturas de armazenagem, de carregamento e de descarregamento de derivados ou da construção de dutos ou infraestruturas que não passem pelo terreno de algumas refinarias).

Desse modo, caso existam tais melhorias estruturas, os agentes a jusante ficariam menos dependentes de uma negociação privada com os agentes de refino para importação de derivados ou para sua movimentação em sentido amplo. Em tais situações, há, no entanto, a necessidade de conjugar o interesse de terceiros e a viabilidade técnica e econômica dos investimentos necessários à adequação da infraestrutura atual ou de construção de nova infraestrutura. Além disto, não se descarta, de pronto, que uma negociação com o refinador propriamente dito pode, eventualmente, ser também interessante aos agentes do mercado, do ponto de vista econômico.

Nesse sentido, ressalta-se que já há regulamentação específica para dutos e terminais marítimos, a saber:

- Portaria ANP nº 251, de 7 de novembro de 2000, regulamenta as regras de acesso obrigatório a terminais marítimos;
- Resolução ANP nº 35/2012 possui regras de acesso a duto de transporte; e
- Resolução ANP nº 716, de 17 de janeiro de 2018, possui regras de acesso a duto de transporte com extensão inferior a 15 km.

Dito isso, com o intuito de atender a demanda de se analisar pontos de atenção referentes a acesso de infraestruturas importantes do setor, inicialmente, o texto apresenta a capacidade de produção de cada refinaria, seguida por uma análise agregada da capacidade de armazenagem de refinarias, terminais e bases de distribuição. Na sequência, são relacionados os terminais e

duto envolvidos no programa de desinvestimento da Petrobras, para cada refinaria incluída nesse processo. Os ativos serão apresentados por ordem geográfica, na seguinte sequência: Norte, Nordeste, Sudeste e Sul. Para cada conjunto formado por uma refinaria e sua logística associada, conforme definido no TCC, são apresentados comentários se é possível haver, em tese, problemas de acesso à infraestrutura.

2.3.1. Capacidade de produção das refinarias nacionais

Nesta seção, será brevemente apresentado o histórico de produção de derivados de petróleo pelas refinarias brasileiras, no intuito de estabelecer uma comparação entre essas unidades, bem como entre o grupo de refinarias a serem desinvestidas e aquelas que permanecerão com a Petrobras. Na Tabela 6 é apresentada a produção total de derivados de combustíveis por cada refinaria, entre 2016 e 2019, com destaque em cinza para as unidades que serão desinvestidas.

Tabela 6 – Produção anual de derivados de petróleo por refinaria, de 2016 a 2019, em metros cúbicos (m³)

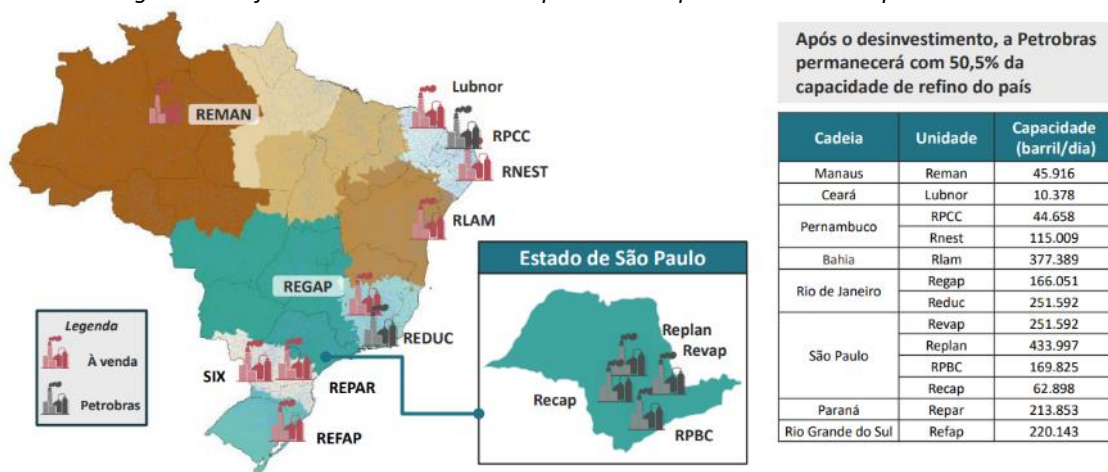
REFINARIA	2016	2017	2018	2019
REPLAN	20.659.711	19.944.222	17.675.690	19.972.728
REDUC	12.310.983	12.024.791	12.688.972	12.687.432
RLAM	13.771.085	12.050.236	12.265.040	12.278.636
REVP	13.091.757	12.774.515	13.275.154	11.415.476
REPAR	10.237.745	9.944.465	10.523.205	10.076.059
REGAP	9.033.691	8.670.018	8.587.403	8.195.935
REFAP	8.820.456	8.125.973	7.834.932	8.015.385
RPBC	8.270.344	8.496.549	8.131.876	7.683.531
RNEST	5.132.906	4.715.408	4.344.801	4.897.527
RECAP	3.348.485	3.284.558	3.225.813	3.218.875
RPCC	2.425.822	2.110.398	1.926.068	1.939.057
REMAN	1.964.026	1.871.414	1.762.565	1.840.622
RIOGRANDENSE	789.380	874.426	886.547	951.057
MANGUINHOS	461.033	453.337	573.450	624.086
LUBNOR	514.076	418.324	406.731	368.568
DAX OIL	43.244	82.671	87.344	106.239
UNIVEN	-	-	-	-
TOTAL	110.876.761	105.843.322	104.197.610	104.273.232
ATIVOS DESINVESTIMENTO	49.473.986	45.795.838	45.724.678	45.672.733
ATIVOS PETROBRAS	60.107.102	58.635.032	56.923.573	56.917.098
DEMAIS ATIVOS	1.295.673	1.412.451	1.549.359	1.683.401

FONTE: ANP - DADOS ESTATÍSTICOS

De acordo com os volumes apresentados na Tabela 6, é possível verificar a importância relativa de cada unidade incluída no programa de desinvestimento e a diferença de porte entre essas refinarias. Dentre elas, a RLAM apresenta a maior produção, que é cerca de 30 vezes maior do que a Lubnor. Essa refinaria cearense é a menor unidade de refino de petróleo envolvida no desinvestimento, desconsiderando a SIX (cuja matéria prima é o xisto betuminoso, e não o petróleo).

Na Figura 7 está apresentada a capacidade de processamento de petróleo das refinarias da Petrobras, destacando-se no mapa aquelas que estão à venda daquelas que permanecerão com a empresa após essa rodada de desinvestimentos.

Figura 7 – Refinarias Petrobras e sua capacidade de processamento de petróleo.



Fonte: LEGGIO (2019)

Como destacado na Figura 7, a capacidade de refino colocada à venda chega a quase 50% da capacidade total da empresa. Todavia, como observado nos últimos quatro anos (Tabela 6), a produção dos ativos desinvestidos variou entre 43-45% da produção total de derivados de petróleo.

A seleção dos ativos a serem desinvestidos resultou em uma área contígua para a Petrobras, abrangendo os estados de SP e RJ, que contém cinco refinarias, das quais três estão entre as quatro maiores do Brasil.

Como poderá ser observado ao longo desta seção, essas refinarias se encontram na região de maior consumo de derivados de petróleo, que também é a área menos exposta à contestação por produtos importados, devido à sua posição geográfica, à estrutura de terminais aquaviários e às dificuldades para a interiorização dos volumes importados.

2.3.2. Análise agregada da capacidade de armazenagem

Outro fator importante a ser analisado é a capacidade da infraestrutura voltada a armazenamento de produtos, já que isso pode representar um diferencial competitivo para os agentes que atuam na movimentação e comercialização de combustíveis, além de ser um importante instrumento para lidar com incertezas no suprimento e na demanda. No Quadro 1, são apresentados os valores da capacidade de armazenagem para derivados (exceto GLP) e biocombustíveis em refinarias, terminais e em bases de distribuição, além do percentual correspondente à capacidade desinvestida em cada unidade federativa (UF).

Quadro 1 – Capacidade de armazenagem de derivados de petróleo (exceto GLP) e biocombustíveis em refinarias, terminais e bases de distribuição, em metros cúbicos (m³)

CAPACIDADE DE ARMAZENAGEM (m³)									
DERIVADOS E BIOCOMBUSTÍVEIS (m³)		Ativo Desinvestimento		Outros			Total Geral	Ativo Desinvestimento	Outros
Região	UF	REFINARIA	TERMINAL	BASE DE DISTRIBUIÇÃO	REFINARIA	TERMINAL			
Centro-Oeste	DF			59.016		72.351	131.367	0%	100%
	GO			81.517		122.359	203.876	0%	100%
	MS			65.096		16.725	81.821	0%	100%
	MT			106.852		16.910	123.762	0%	100%
	AL			37.789		42.319	80.108	0%	100%
Nordeste	BA	777.370	685.266	208.142		295.850	1.966.628	74%	26%
	CE	89.571		115.643			205.214	44%	56%
	MA			151.685		304.083	455.768	0%	100%
	PB			34.442		43.298	77.740	0%	100%
	PE	864.719	92.746	90.932		403.424	1.451.821	66%	34%
	PI			14.679		7.636	22.315	0%	100%
	RN			75.636	16.680	87.506	179.822	0%	100%
	SE			22.601			22.601	0%	100%
	AC			38.869			38.869	0%	100%
Norte	AM	222.341		172.174		106.753	501.268	44%	56%
	AP			13.727		6.513	20.240	0%	100%
	PA			255.108		42.336	297.444	0%	100%
	RO			72.357			72.357	0%	100%
	RR			7.282			7.282	0%	100%
	TO			44.406		21.842	66.248	0%	100%
Sudeste	ES			117.268		101.221	218.489	0%	100%
	MG	640.989		281.061		130.055	1.052.105	61%	39%
	RJ			302.263	1.726.311	543.669	2.572.243	0%	100%
	SP			865.213	4.491.905	3.716.373	9.073.491	0%	100%
Sul	PR	820.911	172.741	363.071		478.723	1.835.446	54%	46%
	RS	638.095	219.286	240.846	64.974	389.609	1.552.810	55%	45%
	SC		107.218	38.164			145.382	74%	26%
Total Geral		4.053.996	1.277.257	3.875.839	6.299.870	6.949.555	22.456.517	24%	76%

Fonte: SIMP Cadastro - abril de 2020

Fonte: ANP - SIMP Cadastro – abril de 2020

Nota: As informações consolidadas de capacidade de armazenagem de refinarias, terminais e bases de distribuição foram obtidas de a partir das informações cadastrais da ANP.

Apesar de as capacidades de armazenamento de produtores de biocombustíveis e dos revendedores também contribuir com abastecimento nacional de combustíveis, essas não foram incluídas na análise. A dos primeiros tem flexibilidade normalmente limitada à própria produção de biocombustíveis daquela usina, não sendo projetada para atender também o mercado de derivados de petróleo. Já a tancagem dos segundos é bastante descentralizada ao longo do território nacional (mais de 100 mil vendas de combustíveis líquidos e GLP) e mesmo no agregado, são bem menores que aquela de terminais, refinarias e distribuidores. Pode-se dizer que, de modo geral, as capacidades aqui analisadas não se misturam com as demais em propósito. Também não estão incluídas as capacidades para armazenamento de óleo cru.

Por outro lado, a capacidade de armazenamento de refinarias, terminais e distribuidoras forma um sistema intrincado. No sistema montado pela Petrobras, por vezes a tancagem de uma refinaria serve não apenas para armazenar os materiais intermediários e acabados daquela planta, mas também é utilizada para armazenar produtos importados ou produzidos em outras refinarias, estando enredada com a etapa de transporte. Também, por vezes, observa-se a atuação conjunta de distribuidores em bases de distribuição que poderiam ser terminais. Além disso, as decisões de níveis de estoque a serem mantidos por fornecedores e distribuidores passam pelos custos e disponibilidade de espaço nas instalações de terminais, refinarias e bases de distribuição.

Como pode ser observado no Quadro 1, para derivados e biocombustíveis, a participação das bases de distribuição, cerca de 3,8 milhões de m³, é reduzida se comparada à capacidade total

de armazenagem: 22,4 milhões de m³. A participação de refinarias, 10,3 milhões de m³, e terminais, 8,3 milhões de m³ é bem mais expressiva.

Portanto, comparando-se a capacidade de armazenagem dos ativos do programa de desinvestimento, 5,3 milhões de m³, com aquela dos ativos que continuarão sob controle da Petrobras, 13,1 milhões de m³, verifica-se que esta empresa manterá sob seu controle a maior parcela destes ativos.

Nas unidades federativas onde há ativos envolvidos no desinvestimento, é evidente a relevância da participação das instalações envolvidas no TCC frente à capacidade de armazenagem estadual, chegando a alcançar 74% na Bahia e em Santa Catarina.

No Quadro 2 a seguir, são apresentadas as capacidades de armazenamento para o segmento GLP.

Quadro 2 – Capacidade de armazenagem de GLP em refinarias, terminais e bases de distribuição, em metros cúbicos (m³)

GLP (m ³)		Ativo Desinvestimento		Outros		Total Geral	Ativo Desinvestimento	Outros
Região	UF	REFINARIA	TERMINAL	BASE DE DISTRIBUIÇÃO	REFINARIA	TERMINAL		
Centro-Oeste	DF			1.634		9.528	11.162	0%
	GO			2.785		20.318	23.103	0%
	MS			1.634			1.634	0%
	MT			1.144			1.144	0%
Nordeste	AL			1.960			1.960	0%
	BA	20.917	55.274	5.127			81.318	94%
	CE	5.089		5.906			10.995	46%
	MA			5.225		7.973	13.198	0%
	PB			249			249	0%
	PE	12.720		6.539			19.259	66%
	RN			1.389			1.389	0%
	SE			1.178			1.178	0%
	AC			982			982	0%
Norte	AM	9.491		4.854		19.608	33.953	28%
	PA			4.632		9.535	14.167	0%
	RO			2.836			2.836	0%
	RR			982			982	0%
	TO			324			324	0%
Sudeste	ES			1.760		107.887	109.647	0%
	MG	19.760		7.516		12.099	39.375	50%
	RJ			11.513	33.501	73.311	118.325	0%
	SP			43.858	145.839	101.897	291.594	0%
Sul	PR	29.062		7.359		2.117	38.538	75%
	RS	21.267		11.557	1.300	2.616	36.740	58%
	SC		6.540	1.503			8.043	81%
Total Geral		118.306	61.814	134.446	180.640	366.889	862.095	21%

Fonte: ANP - SIMP Cadastro – abril de 2020

Observa-se que para o GLP o quadro volta a se repetir, evidenciando-se uma pequena participação das bases de distribuição frente a capacidade total de armazenagem: 15,5%.

No entanto, em cada Unidade Federativa (UF), a importância da armazenagem em terminais e refinarias envolvidas no programa de desinvestimentos varia bastante, desde 94% na Bahia a 28% no Amazonas.

No cenário nacional, observa-se que a maior parcela da tancagem continuará sob domínio da Petrobras, uma vez que a armazenagem envolvida no desinvestimento compreende apenas 21%, continuando sob o controle do maior produtor nacional cerca de 63% da capacidade total de armazenagem de GLP.

Passando a analisar a situação de cada refinaria à venda, verifica-se que Reman (AM), Lubnor (CE), Regap (MG) e SIX (PR) não contam com terminais com capacidade para armazenagem de

combustíveis. Nestas instalações, somente os distribuidores conectados à refinaria têm acesso ao fornecimento local.

As demais refinarias do Nordeste listadas no TCC possuem terminais em sua logística associada. Em Ipojuca (PE), o terminal de Suape, operado pela Petrobras Transporte S.A. – Transpetro, possui capacidade inferior àquela dos demais terminais localizados neste município, mas é o único com esferas de GLP no estado de Pernambuco. Já a RLAM (BA) conta com o terminal Aquaviário de Madre de Deus – TEMADRE, que possui capacidade para armazenar 601 mil m³ de derivados, biocombustíveis, e GLP, e com o terminal Terrestre de Candeias. A RLAM também dispõe do poliduto ORSUB, que, por meio de sua linha tronco e de seus terminais terrestres de Jequié e Itabuna, transporta combustíveis ao Sul da Bahia.

Na Região Sul, vale ressaltar que o terminal Aquaviário de Paranaguá – TEPAR, operado pela Transpetro, é conectado por duto (Oleoduto Araucária-Paranaguá – OLAPA) à Repar e possui capacidade inferior à dos demais terminais localizados ao seu redor no Porto de Paranaguá. Entretanto, no local, este terminal é o único com esferas para GLP. Por meio do poliduto OPASC, a Repar está também conectada a três terminais terrestres localizados em Santa Catarina: Guaramirim, Itajaí e Biguaçu. Já a Refap, localizada em Canoas (RS), é interligada ao terminal de Osório (RS), que possui uma grande capacidade de armazenagem para derivados, e ao TENIT, em Canoas (RS), que apresenta capacidade de armazenagem mais reduzida.

No Quadro 3 observa-se que os terminais terrestres supridos por dutos (em Candeias, Itabuna, Jequié, Biguaçu, Guaramirim e Itajaí) que partem das refinarias apresentam capacidade bem inferior aos terminais aquaviários (Madre de Deus, Ipojuca, Paranaguá, Canoas e Osório), os quais possuem estrutura para recebimento de navios e cujos lotes e tempo de ressuprimento são maiores.

Quadro 3 – Capacidade de armazenagem de derivados/biocombustíveis e GLP em terminais, nas unidades da federação incluídas no programa de desinvestimento, em metros cúbicos (m³)

Soma de Volume m ³		DERIVADOS E BIOCOMBUSTÍVEIS		DERIVADOS E BIOCOMBUSTÍVEIS Total	GLP		GLP Total	Total Geral
Segmentos por UF	Ativo Desinvestimento	Outros			Ativo Desinvestimento	Outros		
BA	685.266	295.850		981.116	55.274		55.274	1.036.390
TERMINAL	685.266	295.850		981.116	55.274		55.274	1.036.390
CANDEIAS	36.417	295.850		332.267				332.267
ITABUNA	23.973			23.973	4.798		4.798	28.771
JEQUIE	23.230			23.230	167		167	23.397
MADRE DE DEUS	601.646			601.646	50.309		50.309	651.955
MG						2.581	2.581	2.581
TERMINAL						2.581	2.581	2.581
BETIM						2.581	2.581	2.581
PE	92.746	403.424		496.170				496.170
TERMINAL	92.746	403.424		496.170				496.170
IPOJUCA	92.746	403.424		496.170				496.170
PR	172.741	384.504		557.245				557.245
TERMINAL	172.741	384.504		557.245				557.245
PARANAGUA	172.741	384.504		557.245				557.245
RS	219.286	164.000		383.286				383.286
TERMINAL	219.286	164.000		383.286				383.286
CANOAS	27.127			27.127				27.127
OSORIO	192.159	164.000		356.159				356.159
SC	107.218			107.218	6.540		6.540	113.758
TERMINAL	107.218			107.218	6.540		6.540	113.758
BIGUACU	38.344			38.344				38.344
GUARAMIRIM	19.083			19.083				19.083
ITAJAI	49.791			49.791	6.540		6.540	56.331
Total Geral	1.277.257	1.247.778		2.525.035	61.814	2.581	64.395	2.589.430

Fonte: Compilado do SIMP Cadastro ANP

2.3.3. Volumes movimentados nos terminais aquaviários

Outra dimensão a ser analisada é a capacidade de movimentação e os volumes efetivamente movimentados pelos terminais aquaviários. Como se observou no final da seção anterior, esses são normalmente os terminais de maior porte, devido aos maiores tamanhos dos lotes e tempos de ressuprimento no modal de transporte aquaviário, se comparados com os modais de transporte terrestres (duto, rodo e ferroviário). O terminal aquaviário é uma categoria de instalação decisiva no incremento da competitividade, já que para médias e longas distâncias o modo aquaviário tem custo de frete por tonelada-quilômetro dos mais baixos. No entanto, os altos investimentos necessários e outras barreiras físicas, geográficas e burocráticas podem limitar a sua implantação.

No Quadro 4 é apresentado o volume movimentado nos terminais aquaviários envolvidos no programa de desinvestimentos. À relação, acrescentou-se o terminal de Rio Grande, também operado pela Transpetro, mas que não foi incluído no referido programa.

Quadro 4 – Volumes movimentados de terminais aquaviários selecionados, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)

Terminais (m³ - 2019)	Derivados e Biocombustíveis	GLP	Petróleo	Nafta	Outros	Total
TA MUCURIPE (CE)	1.508.326	438.196	337.704	-	226.331	2.510.557
TA SUAPE (PE)	7.883.657	4.844.299	5.095.199	767.848	973.811	19.564.814
TEMADRE (BA)	7.352.393	175.205	11.404.678	1.287.039	186.447	20.405.762
TA PARANAGUÁ (PR)	1.914.808	375.061	-	967	410	2.291.246
TA SÃO FRANCISCO DO SUL (SC)	-	-	10.070.562	-	22.180	10.092.742
TA NITERÓI (RS)	210.113	-	-	-	-	210.113
TA OSÓRIO (TRAMANDAÍ - RS)	520.519	-	8.053.645	5.043.587	-	13.617.751
TA RIO GRANDE (RS)	888.288	133.212	839.120	10.049	8	1.870.677
TOTAL:	20.278.104	5.965.973	35.800.908	7.109.490	1.409.187	70.563.662

Fonte: Transpetro

Nota-se que a infraestrutura ligada à Lubnor, no bairro de Mucuripe em Fortaleza/CE [citada no Quadro 4 como TA MUCURIPE (CE)] é o único local para o recebimento aquaviário de petróleo e derivados no Ceará, sendo importante para o abastecimento do estado, onde a Lubnor é uma refinaria de pequeno porte, que não produz diversos combustíveis.

Já no terminal no porto de Suape, no município de Ipojuca/PE, a Transpetro operacionaliza a descarga de petróleo e recebe derivados que complementam as entregas locais da refinaria pernambucana. Além disso, expede excedentes de óleo diesel S10. O terminal é fundamental para a importação de GLP.

Por meio do terminal de Madre de Deus/BA, são exportados os excedentes de produção da RLAM. O terminal recebe o petróleo destinado à RLAM e movimenta Nafta, em função, também, do Polo Petroquímico de Camaçari.

O terminal de Paranaguá realiza, primordialmente, operações de recebimento de derivados, inclusive GLP, que são entregues à Repar, visando à complementação de suas entregas. Naquele local também ocorre o recebimento de óleo combustível oriundo da Repar, por via rodoviária, destinado à comercialização local ou para a expedição por via marítima.

O terminal de São Francisco do Sul/SC – TEFRA recebe petróleo, que é destinado por modo dutoviário à Repar.

O terminal de Niterói – TENIT, em Canoas (RS), é aquaviário (fluvial), recebe óleo combustível da Refap por via rodoviária e o envia para Rio Grande (RS), por meio de barcaças. Além disso,

interliga-se à refinaria por meio do oleoduto ORNIT, para transporte bidirecional de diesel entre as duas instalações.

As operações do terminal de Osório (TEDUT) estão concentradas no recebimento de petróleo destinado à Refap e Nafta, que pode ser enviada à Braskem.

2.3.4. Terminais e dutos associados à logística da Reman no TCC

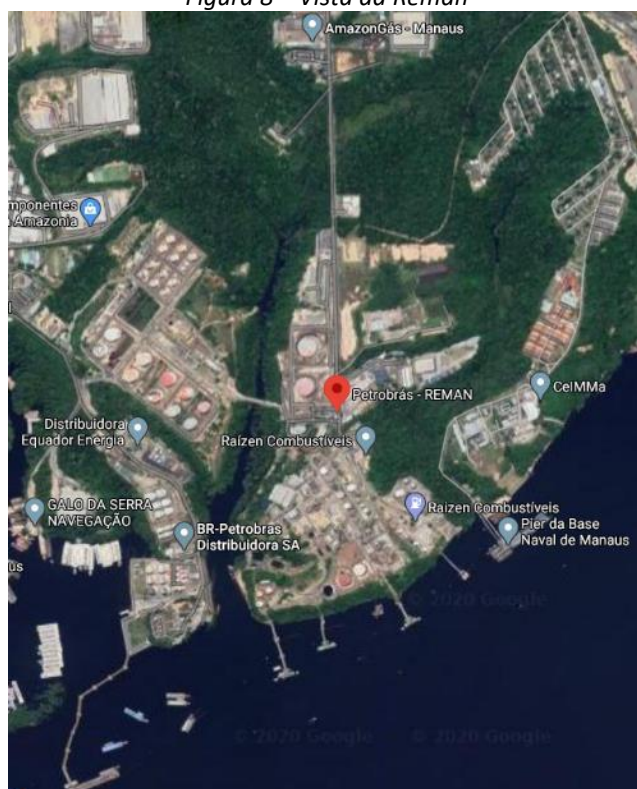
A Refinaria Isaac Sabbá (Reman), localizada à margem esquerda do Rio Amazonas, em Manaus, no estado do Amazonas, tem capacidade de processamento de 46 mil barris/dia de petróleo, sendo responsável por abastecer combustíveis para Acre, Amazonas, Rondônia, Roraima e oeste do Pará.

Tendo em vista que sua capacidade de produção é inferior às suas entregas, a Reman também recebe derivados oriundos de outros polos, por cabotagem. Apenas o GLP provém exclusivamente de Coari (AM), onde há uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN).

O Anexo I do TCC indica que estão incluídos no processo de desinvestimento o terminal Aquaviário de Manaus e 35 dutos, não discriminados, de Petróleo e Derivados, que conectariam a Reman ao terminal.

Uma vista da Reman e seu entorno é apresentada na Figura 8.

Figura 8 – Vista da Reman



Fonte: Google Maps – acesso em 20 de abril de 2020

2.3.4.1. Autorizações

A Autorização ANP nº 118, de 24 de março de 2014, autoriza o píer, 3 (três) Plataformas Operacionais Flutuantes (POFs) e 32 dutos portuários.

Para esse terminal da Transpetro, não há autorização para instalações de armazenagem, uma vez que ele não conta com tanques de armazenamento.

2.3.4.2. Terminal de Manaus

O terminal aquaviário de Manaus localizado na Reman, é descrito pela Transpetro, em seu site, da seguinte forma:

É a porta de entrada e de saída dos produtos movimentados e produzidos pela Petrobras na Refinaria de Manaus. Recebe em seus portos navios e barcas com petróleo, GLP (Gás Liquefeito de Petróleo) e derivados claros e escuros para a Reman e para as companhias distribuidoras. Movimenta, ainda, monômetro de estireno para a empresa Videolar.

De acordo com o Anexo I do TCC, o terminal Aquaviário de Manaus é composto por três POFs e pelo conjunto de dutos que conectam a área de carga e descarga de navios à Refinaria. No site da Transpetro são apresentadas as características dos pontos de atracação, conforme a Quadro 5.

Quadro 5 – Pontos de Atracação no terminal de Manaus operado pela Transpetro

Pontos de Atracação			
Pier	POF1	POF2	POF3
Calado (m)	14	10	7
LOA (m)	225	42	160
Porte Bruto (t)	50.000	5.000	50.000

Fonte: Site da Transpetro – acesso em 20 de abril de 2020

A Transpetro também publica a disponibilidade para atracação em seus terminais aquaviários. Na Quadro 6 são apresentadas, para o mês de março de 2020, as informações da ocupação de dois píeres, o POF – 1 e o POF 3, que possuem capacidade para o recebimento de navios de maior porte.

Quadro 6 – Disponibilidade para atracação nos píeres do terminal de Manaus operado pela Transpetro

MANAUS			
POF - 1		POF - 3	
NAMO	Faixa de Atrac.	NAMO	Faixa de Atrac.
1	01-02	1	01-02
2	03-04	2	03-04
3	05-06	3	05-06
4	07-08	4	07-08
5	09-10	5	09-10
6	11-12	6	11-12
7	13-14	7	13-14
8	15-16	8	15-16
9	17-18	9	17-18
10	22-23	10	22-23
11	19-20	11	19-20
12	21-22	12	21-22
13	23-24	13	23-24
14	25-26	14	25-26
15	27-28	15	27-28
16	29-31	16	29-31

Fonte: Site da Transpetro – acesso em 20 de abril de 2020

2.3.4.2.1. Dutos

A lista de dutos portuários que ligam a Reman ao terminal aquaviário, autorizados pela ANP (ato administrativo 118, correspondente à Autorização de Operação ANP nº 118, de 24 de março de 2014), é apresentada no Quadro 7.

Quadro 7 – Dutos autorizados pela ANP com origem na refinaria Reman e destino no terminal de Manaus operado pela Transpetro

Nome do Duto	Número do Ato Administrativo	Data da publicação	Tipo do duto	Extensão (km)	Origem	Destino
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 8"-PE-6310-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,08	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 16"-DS-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,06	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 3"-GLV-6310-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,08	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 14"-OLP-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,06	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 6"-GLV-6100-001-CA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,12	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 10"-6100-001-CA GLP	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,12	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 4"-GLL-6310-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,08	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 14"-QAV-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,06	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 8"-ER-VIDEOLAR-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,06	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 8"-GA-6310-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,08	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 12"-GA-6100-001-CA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,06	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 4"-AO-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,06	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 6"-DS-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,12	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 20"-PE-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,12	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 10"-6100-001-CA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,06	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 4"-AO-6310-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,08	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 20"-PE-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,06	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 12"-GA-6100-001-CA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,12	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 14"-OLP-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,12	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 8"-OC-6310-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,08	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO 6"-C20-6310-001-BA PETRÓLEO	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,08	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 12"-OC-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,06	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 8"-DS-6310-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,08	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 8"-MF-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,06	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 14"-QAV-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,12	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 6"-DS-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,06	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 16"-DS-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,12	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 4"-AO-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,12	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 1"-AL-VIDEOLAR-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,06	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 8"-BK-6310-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,08	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 8"-MF-6100-001-BA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,12	REMAN	TRANSPETRO MANAUS
REMAN - TRANSPETRO MANAUS 6"-GLV-6100-001-CA	118	25/03/2014	PORTUÁRIO	0,06	REMAN	TRANSPETRO MANAUS

Fonte: SIMP/ANP – consulta ao site no dia 20 de abril de 2020

Esta lista contempla 32 dutos, enquanto TCC menciona trinta e cinco dutos. O cadastro da ANP aponta a existência de mais um duto, que liga a Refinaria à Usina Mauázinho.

2.3.4.3. Volumes movimentados

Conforme informações do site da Transpetro, publicadas em atendimento à Portaria ANP nº 251/2000, os volumes movimentados no ano de 2019 estão apresentados no Quadro 8.

Quadro 8 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de Manaus, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)

PRODUTO	RECEPÇÃO		ENTREGA	
	AQUAVIÁRIO	DUTOVIÁRIO	AQUAVIÁRIO	DUTOVIÁRIO
Asfalto	0	36.001	36.001	0
Diesel	1.171.262	176.184	212.025	1.135.422
Gas Liquefeito	129.518	218	218	129.518
Gasolina	628.010	620.902	660.906	587.733
Gasolina Natural	43.855	0	32.767	11.089
Nafta	6.647	198.095	204.743	0
Óleo Combustível	0	112.654	110.590	2.064
OLEVETUR	0	0	0	0
Petróleo Importado	9.098	0	0	9.098
Petróleo Nacional	1.600.208	3.039	3.039	1.600.208
Petróleo Reprocess	214.833	2.701	2.701	214.833
Querosene	28.719	0	0	28.719
Remanescente Terminal	465	0	0	465
RESATCR	0	0	0	0
Solvente	137.307	0	0	137.307
	3.969.922	1.149.794	1.262.990	3.856.456

Fonte: Site da Transpetro – consulta em 21 de abril de 2020

No Quadro 8, pode ser observado que o terminal movimenta cerca de cinco milhões de m³ por ano. Uma vez que a Refinaria não produz derivados em quantidade suficiente para o atendimento à sua demanda, o terminal cumpre um papel importante ao receber Petróleo pelo modo aquaviário, destinado ao processamento pela refinaria, e derivados, para complementar a oferta de combustíveis aos distribuidores.

Portanto uma das principais operações do terminal é a recepção de combustíveis por meio aquaviário e o seu envio por dutos para a Reman, de onde são comercializados com os distribuidores.

2.3.4.4. Questões relativas ao acesso a dutos e terminais em Manaus

O terminal de Manaus, operado pela Transpetro, não conta com instalações de armazenagem, possuindo apenas dutos portuários que conectam o píer à refinaria. Essa organização física restringe a prestação de serviços a terceiros interessados, que teriam que negociar com o refinador pela infraestrutura de armazenamento da refinaria. Como não há conexão entre o píer e as bases de distribuição, a hipótese de utilização das instalações para o comércio entre outros fornecedores (importadores ou outros refinadores nacionais) e distribuidores de combustíveis dependerá da utilização de instalações da refinaria ou da construção de interconexões dutoviárias.

Segundo as informações do site da Transpetro, verificadas para março de 2020, o elevado nível de utilização dos berços de atracação destinados aos navios de maior porte bruto também é outro fator que dificultaria sua utilização por terceiros.

Além disso, é importante observar que, nessa região, ocorre a competição entre três operações de suprimento: i) Reman, que complementa suas entregas com produtos importados ou oriundos de cabotagem; ii) a importação ou cabotagem de combustíveis pelo terminal do

Operador Logístico ABI, em Itacoatiara (AM); e iii) ATEMS, empresa que possui uma base de distribuição em Manaus, com capacidade para receber produtos importados.

Um outro ponto de atenção, que não está diretamente relacionado ao acesso a dutos e terminais em Manaus, é que as movimentações de GLP realizadas por meio de navegação interior pela TRANSPETRO na Região Norte são fundamentais para o abastecimento da região. Apesar da oferta regional de GLP atender à demanda, cerca de 90% da produção está concentrada na UPGN URUCU, o qual é bombeado para o terminal aquaviário COARI, onde é armazenado em esferas e posteriormente transportado por navegação interior para a REMAN em Manaus (e daí para as bases primárias), base primária em Santarém e terminal aquaviário no Porto MIRAMAR em Belém (e daí para as bases primárias).

Os dutos envolvidos no desinvestimento relacionados à Reman não foram discriminados no TCC.

2.3.5. Terminais e dutos associados à logística da Lubnor no TCC

A Refinaria Lubrificantes e Derivados do Nordeste (Lubnor), localizada em Fortaleza, no estado do Ceará, é responsável por cerca de 10% da produção de asfalto no país, sendo considerada uma das líderes de produção do ramo. Além disso, produz lubrificantes, óleo combustível e óleo diesel. A unidade é uma das menores refinarias do Brasil, com reduzida capacidade de armazenagem.

Como será visto a seguir, a importância da refinaria se deve a sua ligação ao píer do Porto Organizado de Fortaleza, na enseada de Mucuripe. Isto permite que a empresa descarregue navios e comercialize combustíveis recebidos por via marítima com os distribuidores de combustíveis localizados ao seu redor.

De acordo o anexo I do TCC, o processo de desinvestimento da Lubnor inclui o terminal Aquaviário de Mucuripe, que não possui instalações para armazenagem, e dutos que interligam este terminal à Lubnor. A descrição e a quantidade de dutos não são especificadas no TCC. A Figura 9 apresenta uma vista da Lubnor e distribuidores ao redor, com destaque para a proximidade com áreas residenciais no entorno.

Figura 9 – Vista da Lubnor



Fonte: Google Maps – acesso em 20 de abril de 2020

2.3.5.1. Autorizações

No cadastro da ANP consta a Autorização ANP nº 13/2005, com a seguinte informação: “Fica a empresa Companhia Docas do Ceará - CDC CNPJ: 07.223.670/0001-16, autorizada a operar treze (13) dutos Portuários no Porto de Mucuripe, no Município de Fortaleza, estado do Ceará”.

Não foi identificada autorização para a operação de terminal da Transpetro, no Porto de Mucuripe, em Fortaleza (CE).

2.3.5.2. Terminal de Mucuripe

O terminal Aquaviário de Mucuripe, localizado nas imediações da Lubnor, é descrito pela Transpetro da seguinte forma:(3)

Porta de entrada e de saída dos produtos da Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor). Movimenta em seu píer navios com petróleo, lubrificantes, gás liquefeito de petróleo (GLP), diesel, gasolina, QAV1, MF e MGO para a Lubnor e para as empresas distribuidoras a fim de atender o mercado local. Abastece embarcações com bunker no cais comercial do Porto de Mucuripe (Fortaleza).

De acordo com informações da empresa, os pontos de atracação são apresentados na Quadro 9:

Quadro 9 – Pontos de atracação no terminal de Mucuripe

Pontos de Atracação		
Píer	Berço Interno	Berço Externo
Calado (m)	11	12
LOA (m)	210	200
Porte Bruto (t)	40.000	50.000

Fonte: Site da Transpetro - acesso em 20 de abril de 2020.

Este terminal não possui instalações para armazenagem de combustíveis e está localizado em um Porto Público. Pode haver questões relativas à reversibilidade dos bens instalados em área pública e à necessidade de anuência do Poder Concedente para a instalação de outro arrendatário. Os pontos de atracação são bens públicos, cuja utilização é sujeita às regras da Autoridade Portuária.

2.3.5.3. Dutos

De acordo com as informações do Cadastro da ANP, há diversos dutos portuários, de transporte e de transferência interligados à Lubnor. Petrobras, Transpetro e Cia Docas do Ceará estão autorizadas a operar, cada qual, parte desses dutos, conforme apresentado no Quadro 10:

Quadro 10 – Dutos autorizados pela ANP interligados à Lubnor

Nome do Duto	Número do Ato Administrativo	Data da publicação	Tipo de Duto	Extensão (km)
LUBNOR - PIER MUCURIBE (DIESEL) (6")	13	14/01/2005	PORTUÁRIO	1,12
LUBNOR - PIER MUCURIBE (DIESEL) (8")	13	14/01/2005	PORTUÁRIO	0,84
LUBNOR - PIER MUCURIBE (DIESEL/QAV)	13	14/01/2005	PORTUÁRIO	1,12
LUBNOR - PIER MUCURIBE (GASOLINA)	13	14/01/2005	PORTUÁRIO	1,12
LUBNOR - PIER MUCURIBE (GLP)	13	14/01/2005	PORTUÁRIO	1,12
LUBNOR - PIER MUCURIBE (ISOVOLT)	13	14/01/2005	PORTUÁRIO	1,12
LUBNOR - PIER MUCURIBE (LUBRIFICANTE NH-10)	13	14/01/2005	PORTUÁRIO	1,12
LUBNOR - PIER MUCURIBE (LUBRIFICANTE NH-140)	13	14/01/2005	PORTUÁRIO	1,12
LUBNOR - PIER MUCURIBE (LUBRIFICANTE NH-20)	13	14/01/2005	PORTUÁRIO	1,12
LUBNOR - PIER MUCURIBE (MARINE FUEL)	13	14/01/2005	PORTUÁRIO	0,51
LUBNOR - PIER MUCURIBE (OC/MF) (10")	13	14/01/2005	PORTUÁRIO	0,84
LUBNOR - PIER MUCURIBE (OC/MF) (16")	13	14/01/2005	PORTUÁRIO	1,12
LUBNOR - PIER MUCURIBE (PETROLEO)	13	14/01/2005	PORTUÁRIO	1,12
LUBNOR-AGIP (GLP)	149	20/06/2006	TRANSFERÊNCIA	0,5
LUBNOR-DISTRIBUIDORAS (DIESEL/ QAV/ QI)	149	20/06/2006	TRANSFERÊNCIA	0,52
LUBNOR-DISTRIBUIDORAS (GASOLINA/ALCOOL)	149	20/06/2006	TRANSFERÊNCIA	0,52
LUBNOR-FORTALEZA-PIER MUCURIBE(18&PE-6112001-BA)	12	14/01/2005	TRANSFERÊNCIA	1,36
LUBNOR-NGB (GLP)	149	20/06/2006	TRANSFERÊNCIA	0,5
LUBNOR-PIER MUCURIBE(10&GLP-6112001-CB)	12	14/01/2005	TRANSFERÊNCIA	0,68
LUBNOR-PIER MUCURIBE(10&HC-400589-BA)	12	14/01/2005	TRANSFERÊNCIA	0,68
LUBNOR-PIER MUCURIBE(12&DS/QE-300401-BA)	12	14/01/2005	TRANSFERÊNCIA	0,68
LUBNOR-PIER MUCURIBE(12&GA / AL-300401-BA)	12	14/01/2005	TRANSFERÊNCIA	0,68
LUBNOR-PIER MUCURIBE(16&OC / AT-300601-BA)	12	14/01/2005	TRANSFERÊNCIA	0,68
LUBNOR-PIER MUCURIBE(6&DS-6112001-CB)	12	14/01/2005	TRANSFERÊNCIA	0,68
LUBNOR-PIER MUCURIBE(8&HC-400213-BA)	12	14/01/2005	TRANSFERÊNCIA	0,68
LUBNOR-PIER MUCURIBE(8&HC-400581-BA)	12	14/01/2005	TRANSFERÊNCIA	0,68
LUBNOR-PIER MUCURIBE(8&HC-400596-BA)	12	14/01/2005	TRANSFERÊNCIA	0,68
LUBNOR-PIER MUCURIBE(8&HC-400598-BA)	12	14/01/2005	TRANSFERÊNCIA	0,68
LUBNOR-SHELL (QAV)	149	20/06/2006	TRANSFERÊNCIA	0,42

Fonte: SIMP/ANP – consulta no dia 26 de maio de 2020

Como as informações do TCC não são claras o suficiente, não é possível saber quais desses dutos estão sendo oferecidos no pacote de venda da Lubnor.

2.3.5.4. Volumes movimentados

As informações de movimentação do terminal de Mucuripe não estão no site da Transpetro e, portanto, foram solicitadas por e-mail à empresa. Os volumes movimentados no ano de 2019 estão apresentados no Quadro 11.

Quadro 11 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de Mucuripe, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)

Portaria ANP nº 251/2000 - Terminais Aquaviários											
Volumes em metros cúbicos a 20° C											
ACUMULADO 2019											
CÓD SIMP	TERMINAL	UF	PRODUTO	RECEPÇÃO				ENTREGA			
				MARÍTIMO	DUTOVIÁRIO	RODOVIÁRIO	FERROVIÁRIO	MARÍTIMO	DUTOVIÁRIO	RODOVIÁRIO	FERROVIÁRIO
1191657	TA MUCURIBE	CE	Álcool	144.309	0	0	0	0	144.512	0	0
			Diesel	526.747	26.480	0	0	26.472	526.493	0	0
			Gas Liquefeito de Petróleo	438.196	0	0	0	0	438.196	0	0
			Gasolina	605.042	25	0	0	0	604.865	0	0
			Lubrificante	1.433	24.896	0	0	24.896	1.433	0	0
			Óleo Combustível	0	103.330	0	0	103.330	0	0	0
			Petróleo Nacional	308.923	4.220	0	0	4.573	308.566	0	0
			Petróleo Reprocessamento	0	24.561	0	0	24.209	352	0	0
			Querosene	101.793	0	0	0	0	101.895	0	0

Fonte: Mensagem eletrônica da Transpetro – de 11 de maio de 2020

2.3.5.5. Questões de acesso aos dutos e terminais da Lubnor

De acordo com as informações do cadastro da ANP, o terminal de Mucuripe operado pela Transpetro, divulgado no site da empresa, não conta com Autorização recente da ANP em nome da Transpetro e não possui instalações para armazenagem. Presume-se que os ativos da Petrobras compreenderiam apenas os dutos que conectam o píer do Porto Organizado à Lubnor, e desta aos distribuidores no entorno, o que mostra a limitação da infraestrutura na região

De acordo com informações do cadastro, como não há conexão direta entre o porto e as instalações dos distribuidores de combustíveis, as aquisições de combustíveis da Petrobras por distribuidores devem ser movimentadas através da instalação da Lubnor. Sendo assim, a hipótese de utilização do terminal pelos distribuidores para aquisições de outros fornecedores dependerá da utilização das instalações.

De outro lado, no momento, o estado do Ceará planeja transferir os distribuidores de combustíveis para o Porto de Pecém. Caso isto ocorra, as preocupações quanto ao acesso à infraestrutura se voltarão para aquela região.

Porém, se as operações forem mantidas no Porto de Fortaleza, caberá a terceiros interessados o investimento em capacidade de armazenagem e dutos que permitam seu acesso direto ao píer, de forma a torná-los independentes da Lubnor.

No caso de GLP, só a Lubnor possui esferas utilizadas na descarga dos navios gaseiros, equipamento este que suporta uma maior pressão na descarga, agilizando a operação.

Por fim, ressalta-se a importância de que os dutos envolvidos no desinvestimento sejam discriminados.

2.3.6. Terminais e dutos associados à logística da RNEST no TCC

A Refinaria Abreu e Lima (RNEST) está localizada no município de Ipojuca (PE), sendo responsável pela maior taxa de conversão de petróleo cru em diesel (70%) observada no Brasil. Seus principais produtos são óleo diesel S10, Nafta e Coque. A unidade não produz QAV, gasolina ou óleo diesel S500.

O terminal de Suape, operado pela Transpetro, possui conexões dutoviárias com o Porto de Suape, sendo este terminal o principal polo de recebimento de GLP importado do Brasil. No local, há um navio cisterna de GLP, permanentemente atracado, que é a instalação do país com maior capacidade para recebimento de navios de importação. Ali, são realizadas operações de descarga e alívio de navios com GLP importado, transbordo para navios destinados à cabotagem e descarga para as esferas do terminal, de onde são realizadas as entregas de GLP para os distribuidores de combustíveis.

De acordo com o Anexo I do TCC, a logística associada à refinaria RNEST é compreendida pelo terminal aquaviário de Suape e 12 (doze) dutos, não discriminados, que interligam esta instalação à refinaria. Uma vista do terminal é apresentada na Figura 10.

Figura 10 – Vista do terminal de Suape operado pela Transpetro



Fonte: Site da Transpetro – consulta 24 de abril de 2020

O terminal de Suape é descrito pela Transpetro da seguinte forma:

Tem como responsabilidades a operação de carga/descarga de navios-tanque; o armazenamento de derivados de petróleo e de álcool; a carga/descarga de derivados de petróleo e de álcool em caminhões-tanque e vagões-tanque; a transferência de derivados de petróleo para companhias distribuidoras; o transbordo entre navios-tanque e abastecimento a navios.

Informa-se também, os seus sete pontos de atracação na Figura 11.

Figura 11 – Pontos de Atracação no terminal de Suape operados pela Transpetro

Pier	Pontos de atraque						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7
Calado (m)	14	14	13,73	13,83	13,83	13,64	8,96
LOA (m)	216	216	225	-	-	-	-
Porte Bruto (t)	45.000	45.000	90.000	90.000	45.000	80.000	25.000

Fonte: Site da Transpetro – consulta 24 de abril de 2020

O terminal de Suape possui a peculiaridade de ser uma instalação privada localizada dentro da poligonal de um Porto Organizado. Os pontos de atracação são bens públicos, cuja utilização é sujeita à Autoridade Portuária.

2.3.6.1. Autorizações

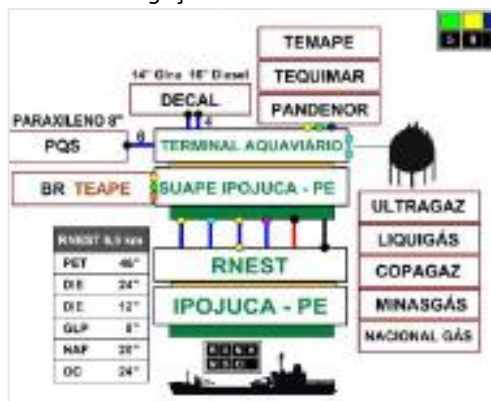
A Autorização ANP nº 172, de 4 de maio de 2017, determina que: “Fica a empresa Petrobras Transporte S/A - TRANSPETRO, CNPJ: 02.709.449/0049-01, autorizada a operar as instalações do seu terminal localizado no município de Suape, Estado de Pernambuco”, sendo relacionado ao ato administrativo 17 (dezessete) dutos, 12 (doze) tanques e 5 (cinco) esferas.

Verifica-se também a autorização ANP nº 723, de 2 de outubro de 2019, que trata de três dutos de transferência, que ligam a RNEST ao porto, o que permite que a unidade receba Petróleo e derivados diretamente do píer.

2.3.6.2. Terminal de Suape

O fluxograma de interligações do terminal aquaviário de Suape está apresentado na Figura 12:

Figura 12 – Fluxograma de interligações da RNEST e do terminal Aquaviário de Suape



Fonte: Petrobras

De acordo com a autorização da ANP, o terminal possui as seguintes instalações para armazenagem, apresentadas no Quadro 12 e no

Quadro 13:

Quadro 12 – Tanques para armazenagem no terminal de Suape

TAG	Tipo	Altura Útil (m)	Diâmetro Int. Médio (m)	Capacidade Tabelada (m³)
TQ-631301	Cilíndrico Vertical	14,50	22,37	5.697
TQ-631302	Cilíndrico Vertical	14,53	22,37	5.724
TQ-631303	Cilíndrico Vertical	14,53	33,46	12.902
TQ-631304	Cilíndrico Vertical	14,63	33,46	12.861
TQ-631307	Cilíndrico Vertical	12,28	15,27	2.240
TQ-631309	Cilíndrico Vertical	14,64	45,83	24.157
TQ-631310	Cilíndrico Vertical	11,44	11,46	1.180
TQ-631401	Cilíndrico Vertical	14,57	33,49	12.946
TQ-631306	Cilíndrico Vertical	12,13	15,27	2.239
TQ-636107	Cilíndrico Vertical	4,38	4,39	68
TQ-636108	Cilíndrico Vertical	4,38	4,39	68
TQ-631402	Cilíndrico Vertical	14,61	33,06	12.664

Fonte: Autorização ANP nº 172/2017

Quadro 13 – Esferas para armazenagem no terminal de Suape

TAG	Tipo	Produto	Diâmetro Int. Médio (m)	Capacidade Tabelada (m³)
EF-631501	Esfera	GLP	18,25	3.183,17
EF-631502	Esfera	GLP	18,25	3.182,12
EF-631503	Esfera	GLP	18,25	3.182,65
EF-631504	Esfera	GLP	18,24	3.175,85
EF-631505	Esfera	GLP	18,23	3.173,76

Fonte: Autorização ANP nº 172/2017

2.3.6.3. Dutos do terminal de Suape

Como foi apresentado no fluxograma da Figura 12, o terminal de Suape atua como um centro de movimentação, instalado entre a refinaria e distribuidores de combustíveis, píer portuário, indústrias químicas e outros terminais. Por isso, há diversos dutos interligados a ele.

Conforme informações do cadastro da ANP, apresentados no Quadro 14, a Transpetro opera 20 dutos no local. Registre-se que a Petrobras caracteriza apenas 12 (doze) dutos como logística associada à refinaria.

Quadro 14 – Dutos operados pela Transpetro em Suape

Nome do Duto	Número do Ato Administrativo	Data da publicação	Tipo do duto	Extensão (km)	Origem	Destino
RNEST-PGL 2 (OCREF/GOPK)	723	02/10/2019	TRANSFERÊNCIA	8,9 RNEST;		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
RNEST-PGL 2 (DILUENTE)	723	02/10/2019	TRANSFERÊNCIA	8,9 RNEST;		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
RNEST PGL 2 - TRANSPETRO (16"-OC-6314-001-BA)-OC	723	02/10/2019	TRANSFERÊNCIA	0,01 RNEST;		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
PGL-1 - IPOJUCA - TRANSPETRO (14-GA/GV6313-001-BA)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	1,93 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
TRANSPETRO - IPOJUCA - PGL-3B(8"GLL 6514-001-C01)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	0,92 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
TRANSPETRO - IPOJUCA - CMU (6-DS-6313-163-CB)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	0,38 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
TRANSPETRO - IPOJUCA - DUTOVIA (16-OC-6314-002-BA)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	1,37 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
TRANSPETRO - IPOJUCA - CMU (8-BK-6314-018-BA)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	0,38 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
TRANSPETRO - IPOJUCA - TEAPE(14-QI/DS-6313-001-BA)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	1,93 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
TRANSPETRO - IPOJUCA - PGL-1 (8-GLL-6315-090-CB)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	0,85 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
TRANSPETRO - IPOJUCA - DUTOVIA (6-DS-6313-001-CB)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	1,06 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
PGL1 - IPOJUCA - TRANSPETRO(14-QI/QAV-6313-001-BA)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	1,93 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
TRANSPETRO - IPOJUCA - PETROQ. (8-PX-4708-011-BA)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	6,3 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
TRANSPETRO - IPOJUCA - PGL-1 (8-BK-6314-014-BA)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	0,54 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
PGL-1 - IPOJUCA - TRANSPETRO (10-GLL-6315-053-CB)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	1,88 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
PGL-1 - IPOJUCA - TRANSPETRO (16-OC-6314-001-BA)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	1,9 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
TRANSPETRO - IPOJUCA - PGL-1 (16-DS-6313-502-BA)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	0,98 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
PGL 1 - IPOJUCA - TRANSPETRO (14-PX-6313-015-BA)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	1,54 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
TRANSPETRO - IPOJUCA - PGL-1 (16-GA/GV6313-502-BA)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	0,98 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);
TRANSPETRO - IPOJUCA - PGL 1 (6-DS-6313-032-CB)	172	05/05/2017	PORTUÁRIO	0,54 TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);		TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA);

Fonte: SIMP/Cadastro – ANP

2.3.6.4. Movimentação do terminal de Suape

Em atenção à Portaria ANP nº 251/2000, a Transpetro publica em seu site a movimentação dos terminais marítimos. No caso de Suape, os dados para o ano de 2019 são os apresentados no Quadro 15.

Quadro 15 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de Suape, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)

PRODUTO	RECEPÇÃO				ENTREGA			
	MARÍTIMO	DUTOVIÁRIO	RODOVIÁRIO	FERROVIÁRIO	MARÍTIMO	DUTOVIÁRIO	RODOVIÁRIO	FERROVIÁRIO
Álcool	3.758	0	0	0	0	3.758	0	0
Diesel	940.886	3.299.513	0	0	1.560.504	2.679.895	0	0
Diluyente	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Liquefeito	4.740.306	103.993	0	0	3.453.652	1.386.440	0	0
Gasolina	1.158.105	0	0	0	154.758	1.003.347	0	0
Gasolina de Aviação	7.966	0	0	0	7.966	0	0	0
Nafta	46.073	721.775	0	0	767.848	0	0	0
Óleo Combustível	1.766.056	304.072	0	0	1.902.276	8.262	156.967	0
Petróleo Importado	410.595	0	0	0	20.055	390.540	0	0
Petróleo Nacional	4.191.108	0	0	0	332.641	3.858.467	0	0
Petr Reprocess	493.496	0	0	0	13.323	480.172	0	0
Querosene	403.301	0	0	0	403.301	0	0	0
Resíduo de Refino	49.180	428.336	0	0	426.338	49.180	0	0
Remanescente Term	7.207	63.918	0	0	64.747	6.377	0	0
Solvente	425.170	0	0	0	0	445.415	1.269	0
	14.643.207	4.921.607	0	0	9.107.409	10.311.853	158.236	0

Fonte: Site da Transpetro – consulta em 21 de abril de 2020

A produção da RNEST é concentrada em óleo diesel S10. Sendo assim, dentre as movimentações mais importantes, pode-se inferir:

- recebimento de óleo diesel da refinaria por via dutoviária, para entrega aos distribuidores (pelo mesmo modal) ou para a expedição por via marítima (cabotagem ou exportação).
- recebimento de Petróleo por via marítima, para envio à refinaria.
- recebimento de gasolina, para entrega aos distribuidores.
- recebimento de óleo combustível, tanto da refinaria quanto por cabotagem, para entrega por via marítima.

2.3.6.5. Questões de acesso em Suape

Atualmente, a RNEST promove a entrega de combustíveis líquidos para os distribuidores por meio da única base de distribuição conectada ao terminal da Transpetro e dos diferentes terminais ali existentes.

Consequentemente, a existência de vários terminais, que também podem receber combustíveis líquidos importados ou oriundos de cabotagem, favorece a competição em vários níveis da cadeia (suprimento, transporte, distribuição).

Caso fosse possível, a inclusão de plataformas de carregamento e descarregamento rodoviárias no terminal de Suape facilitaria a competição no segmento de distribuição, já que daria mais flexibilidade para acesso dos distribuidores aos derivados mais comercializados, tais como óleo diesel e gasolina, puros ou já misturados aos biocombustíveis.

O terminal de Suape tem papel fundamental para o abastecimento de GLP, feito a partir de um navio cisterna constantemente atracado no porto. Toda a operação passa pelo terminal de Suape, que é a única instalação pernambucana apta a entregar este combustível para os distribuidores. Não há dutos e instalações de armazenagem que permitam aos agentes o recebimento de GLP diretamente do píer.

Possíveis alternativas para favorecer o livre acesso seriam a instalação de:

- plataformas de carregamento e descarregamento rodoviárias no terminal da Transpetro; e
- dutos e instalações de armazenagem que permitam aos agentes o recebimento de GLP diretamente do píer.

Em relação ao GLP, especificamente, é possível haver alterações no fornecimento local de GLP e a descontinuidade da operação do navio cisterna. Tais alterações dependeriam de: i) construção de um novo terminal marítimo no Nordeste, com capacidade para recebimento de navios importados; e ii) cabotagem, oriunda desse novo terminal ou de polos onde haja produção nacional.

Portanto, se um novo terminal for construído em outro local (São Luís, Pecém, Fortaleza, etc.), os distribuidores de GLP poderiam realizar investimentos ou acordos operacionais, que permitissem seu acesso ao píer.

Os dutos que compõem a logística associada à RNEST devem ser discriminados pela Petrobras.

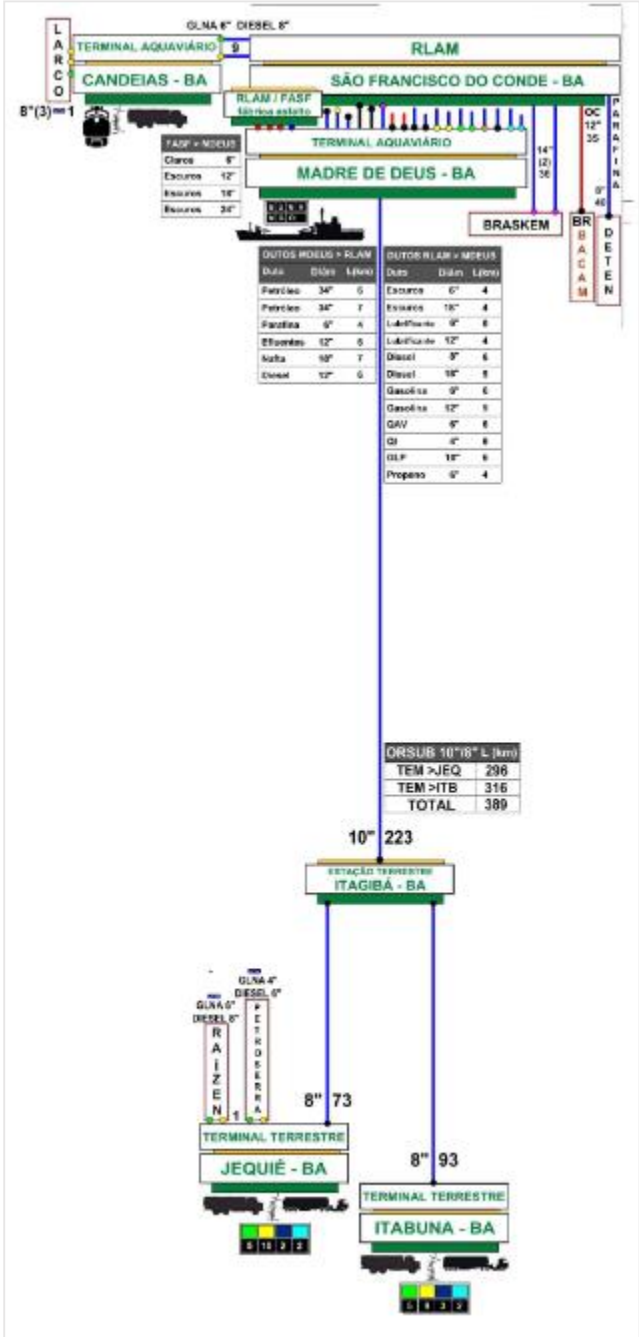
2.3.7. Terminais e dutos associados à logística da RLAM no TCC

A Refinaria Landulpho Alves (RLAM), é localizada no município de São Francisco do Conde (BA) e atende aos estados da Bahia e de Sergipe, além de exportar excedentes para outros estados das regiões norte e nordeste.

Segundo o anexo I do TCC, a logística associada à RLAM envolvida no programa de desinvestimento é composta por um terminal aquaviário, Madre de Deus (BA), três terminais terrestres, Candeias (BA), Itabuna (BA) e Jequié (BA), 26 (vinte e seis dutos) que ligam a RLAM aos Terminais de Madre de Deus e Candeias, e o duto ORSUB que liga a RLAM aos Terminais do Sul da Bahia (Jequié e Itabuna).

O fluxograma de interligações dutoviárias dessa área é apresentado na Figura 13:

Figura 13 – Fluxograma de interligações da RLAM e dos terminais aquaviários e terrestres conexos



Fonte: Petrobras

2.3.7.1. Terminal de Madre de Deus

O terminal Aquaviário Madre de Deus (TEMADRE) é o maior do Brasil em termos de capacidade de armazenagem de derivados. No local, não há tanques destinados ao armazenamento de petróleo.

O TEMADRE é descrito pela Transpetro da seguinte forma:

O terminal de Madre de Deus (Temadre) é o principal ponto de escoamento da produção da Refinaria de Mataripe (RLAM), cujos derivados abastecem as regiões Norte e Nordeste do País.

O TEMADRE é composto de três parques: o Parque do Suape, o Parque do Mirim e o Parque Maria Quitéria. Os dois primeiros são dedicados a combustíveis derivados líquidos e o Parque Maria Quitéria é dedicado à armazenagem e movimentação de GLP. Na Figura 14 é possível observar uma vista do Parque do Mirim, integrante do TEMADRE.

Figura 14 – Vista do Parque do Mirim, um dos três parques que integram o terminal de Madre de Deus (TEMADRE) operado pela Transpetro



Fonte: Site da Transpetro – consulta em 28 de abril 2020

A infraestrutura de tanques e de Pontos de atracação, obtida no site da Transpetro, é apresentada na Quadro 16.

Quadro 16 – Capacidade de armazenamento e pontos de atracação no terminal de Madre de Deus operado pela Transpetro

Tanque						
Produto		Derivados, álcool e biodiesel				
Quantidade		40				
Capacidade Nominal (m³)		604.079				
Esfera						
Produto		GLP				
Quantidade		6				
Capacidade Nominal (m³)		52.611				
Pontos de Atracação						
Pier	PP-1	PP-2	PP-3	PP-4	PS-1	Pier de barcaças
Calado (m)	12,5	12,5	10,2	14	7,92	4,2
LOA (m)	275	275	176	275	145	145
Porte Bruto (t)	130.000	130.000	31.000	165	120.000	10.000

Fonte: Site da Transpetro – consulta em 28 de abril de 2020

2.3.7.2. Autorização do terminal Madre de Deus

A Autorização ANP nº 170/2001 traz a informação de que o terminal Madre de Deus, é situado no município de mesmo nome, na Bahia, é do tipo marítimo, possuindo capacidade de armazenagem para derivados de 604.079 m³ e ainda para 52.611 m³ de GLP, totalizando 656.690 m³. A tancagem é composta por seis esferas para GLP e 3 tanques pressurizados de GLP e 37 tanques para outros os demais derivados. Não há autorização para a armazenagem de biocombustíveis. A Autorização ANP nº 170/2001 contempla a operação de diversos dutos portuários, sendo 4 (quatro) de GLP, 17 (dezesete) para derivados e 1 (um) para lastro e resíduos.

Além da autorização 170, há também a Autorização ANP nº 268, de 27 de setembro de 2006, por meio da qual

(...) fica a empresa Petrobras Transporte S/A. – TRANSPETRO, CNPJ nº 02.709.449/0008-25, autorizada a operar 1 (um) duto com 18 (dezoito) polegadas de diâmetro nominal para transferência de hidrocarbonetos claros e 1 (um) duto de 12 (doze) polegadas de diâmetro nominal para transferência de água oleosa, ambos entre a Refinaria Landulpho Alves – RLAM, localizada no Município de São Francisco do Conde/BA e o terminal de Madre de Deus, no Município de Madre de Deus/BA.

De acordo com a programação da Transpetro para abril de 2020, que pode ser vista na Quadro 17, há disponibilidade em alguns píeres do TEMADRE.

Quadro 17 – Disponibilidade para atracação nos píeres do terminal de Madre de Deus no mês de abril/2020

:: PROGRAMAÇÃO PRÉVIA DO TERMINAL - ABRIL/2020 ::									
PIER PP1		PIER PP2		PIER PP3		PIER PP4		PIER PS1	
NAVIO	Faixa de Atrac.	NAVIO	Faixa de Atrac.	NAVIO	Faixa de Atrac.	NAVIO	Faixa de Atrac.	NAVIO	Faixa de Atrac.
1	01-02	1	04-05	1	03-05	1	01-02		
2	03-04	2	07-08	2	07-09	2	03-04		
3	05-06	3	11-12	3	10-11	3	05-06		
4	11-12	4	13-14	4	13-15	4	07-08		
5	13-14	5	15-16	5	17-18	5	09-10		
6	15-16	6	17-18	6	27-28	6	11-12		
7	21-22	7	19-20			7	13-14		
8	23-24	8	23-24			8	15-16		
9	27-28	9	27-28			9	17-18		
						10	19-20		
						11	21-22		
						12	23-24		
						13	25-26		
						14	27-28		
						15	29-30		

2.3.7.3. Dutos do terminal Madre de Deus

Os dados do cadastro da ANP reúnem 21 (vinte e um) dutos de transferência e transporte ligando a RLAM ao TEMADRE. Além disso, há outros 22 (vinte e dois) dutos portuários ligando o TEMADRE aos píeres. A relação é apresentada no Quadro 18.

Quadro 18 – Dutos autorizados pela ANP interligados ao terminal de Madre de Deus

Nome do Duto	Número do Ato Administrativo	Data da publicação	Tipo do duto	Extensão (km)	Origem	Destino
RLAM - TEMADRE (34" OC)	110	10/05/2006	TRANSFERÊNCIA	8,7	RLAM	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
RLAM - TEMADRE (18"- OC)	124	20/04/2005	TRANSPORTE	4,3	RLAM	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (AL-6)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	8,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (BS 12/6)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	12,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (CRU 34)	170	01/10/2001	TRANSFERÊNCIA	10,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (GAS 10/6 L3)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	8,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (GAS 12)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	6,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (GLP 10)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	6,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (GLP 6)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	6,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (LUB-6)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	8,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (QAV-6)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	8,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
TRANSPETRO-MADRE DEUS-RLAM (OD 8)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	8,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
RLAM-TEMADRE (18")	268	28/09/2006	TRANSFERÊNCIA	8,3	RLAM	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TEMADRE-RLAM (12-DS-04-015-CA)	370	05/06/2019	TRANSPORTE	6,1	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
RLAM - TEMADRE (18"-DS-04-020-CA)	474	18/10/2012	TRANSPORTE	4,6	RLAM	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (GAS 4 L4)	170	01/10/2001	TRANSFERÊNCIA	8,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (GAS 6 L2)	170	01/10/2001	TRANSFERÊNCIA	8,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (GLP-4)	170	01/10/2001	TRANSFERÊNCIA	6,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (OC-10-L1)	170	01/10/2001	TRANSFERÊNCIA	5,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (OC-10-L2)	170	01/10/2001	TRANSFERÊNCIA	5,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
TRANSPETRO MADRE DEUS-RLAM (QI 4)	170	01/10/2001	TRANSFERÊNCIA	8,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	RLAM
RLAM-TEMADRE (12")	268	28/09/2006	TRANSFERÊNCIA	5,0	RLAM	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
RLAM-COPENE (BACAM 12)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	36,0	RLAM	COPENE
RLAM-COPENE (ORPENE 8)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	36,0	RLAM	COPENE
RLAM-COPENE (ORPENE L1/14)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	36,0	RLAM	COPENE
BACAM - CAMAÇARI - DETEN (8" - N PARAFINA)	380	21/08/2012	TRANSPORTE	3,8	BASE DE CAMAÇARI	DETEN
TRANSPETRO MADRE DEUS-TRANSPETRO JEQUIÉ (ORSUB)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	394,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO JEQUIÉ
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (14" / DERIVADO) (2)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (12" / DERIVADO) (2)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (24" / DERIVADO)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	5,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (4" / GLP)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	3,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (6" / DERIVADO) (3)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (14" / DERIVADO) (1)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (16" / DERIVADO) (1)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (10" / DERIVADO)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (18" / GLP)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	3,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (16" / DERIVADO) (2)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (18" / DERIVADO) (1)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	5,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (6" / DERIVADO) (2)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (12" / DERIVADO) (3)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (16" /LASTRO E RES.)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (12" / GLP)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	3,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (12" / GLP) (2)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	3,0	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (8" / DERIVADO) (1)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (8" / DERIVADO) (2)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (12" / DERIVADO) (1)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	5,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (6" / DERIVADO) (1)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (16" / DERIVADO) (3)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
TRANSPETRO MADRE DEUS - PIER (18" / DERIVADO) (2)	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO MADRE DE DEUS	TRANSPETRO MADRE DE DEUS
RLAM-DISTRIBUIDORAS (10"-DS-50)	568	21/12/2011	TRANSFERÊNCIA	0,1	RLAM	BR
RLAM-BRASILGAS-BAHIANA (2092)	568	21/12/2011	TRANSFERÊNCIA	0,2	RLAM	BAHIANA
RLAM-NACIONAL GÁS BUTANO (2091)	568	21/12/2011	TRANSFERÊNCIA	0,5	RLAM	NACIONAL GÁS BUTANO
RLAM-NOVOGÁS (2090)	568	21/12/2011	TRANSFERÊNCIA	0,4	RLAM	LIQUIGAS
RLAM-BASE COMPARTILHADA BR (2088)	568	21/12/2011	TRANSFERÊNCIA	0,1	RLAM	BR
RLAM-BASE COMPARTILHADA BR (2089)	568	21/12/2011	TRANSFERÊNCIA	0,1	RLAM	BR
RLAM- BASE COMPARTILHADA BR (2096)	568	21/12/2011	TRANSFERÊNCIA	0,1	RLAM	BR
RLAM-BASE COMPARTILHADA BR (2098)	568	21/12/2011	TRANSFERÊNCIA	0,1	RLAM	BR
RLAM-BASE COMPARTILHADA BR (2087)	568	21/12/2011	TRANSFERÊNCIA	0,1	RLAM	BR
RLAM-BASE COMPARTILHADA BR (2094)	568	21/12/2011	TRANSFERÊNCIA	0,1	RLAM	BR
RLAM-BASE COMPARTILHADA BR (2097)	568	21/12/2011	TRANSFERÊNCIA	0,1	RLAM	BR
RLAM-BASE COMPARTILHADA BR (2099)	568	21/12/2011	TRANSFERÊNCIA	0,1	RLAM	BR
RLAM-SHELLGÁS (2093)	568	21/12/2011	TRANSFERÊNCIA	0,7	RLAM	BAHIANA

Fonte: SIMP/Cadastro – ANP

Cabe à Petrobras discriminar os dutos envolvidos no processo de desinvestimento.

2.3.7.4. Volumes movimentados no TEMADRE

Conforme informações obtidas no site da Transpetro, a movimentação deste terminal, em 2019, compreendeu os volumes apresentados no Quadro 19

Quadro 19 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de Madre de Deus, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)

PRODUTO	RECEPÇÃO				ENTREGA			
	MARÍTIMO	DUTOVIÁRIO	RODOVIÁRIO	FERROVIÁRIO	MARÍTIMO	DUTOVIÁRIO	RODOVIÁRIO	FERROVIÁRIO
Água de Formação	0	0	0	0	0	0	0	0
Álcool	0	0	0	0	0	0	0	0
Asfalto	0	0	0	0	0	0	0	0
COMBTERM	0	0	0	0	0	0	0	0
Diesel	203.375	1.188.080	0	0	753.265	569.000	0	0
Diluyente	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Liquefeito	0	174.788	0	0	0	175.988	0	0
Gas Liquefeito Especial	0	417	0	0	0	0	0	0
Gasoleo	158.053	0	0	0	0	158.517	0	0
Gasolina	6.811	2.187.048	0	0	1.873.141	328.957	0	0
Gasolina Natural	0	0	0	0	0	0	0	0
GOASFALT	0	0	0	0	0	0	0	0
GOCRAQ	0	0	0	0	0	0	0	0
GOLEVAC	0	0	0	0	0	0	0	0
GOVACUO	0	0	0	0	0	0	0	0
Lubrificante	0	48.673	0	0	39.245	0	8.277	0
Nafta	1.287.039	0	0	0	0	1.284.347	0	0
N-Parafina	137.759	15	0	0	0	137.690	0	0
Óleo Combustível	127.040	3.391.289	0	0	3.559.103	0	0	0
Parafina	0	0	0	0	0	0	81	0
Petróleo Importado	215.793	0	0	0	0	215.793	0	0
Petróleo Nacional	10.401.025	0	0	0	0	10.400.817	0	0
Reprocessamento	787.860	0	0	0	0	792.080	0	0
Propeno	0	0	0	0	0	0	0	0
Querosene	17.799	72.898	0	0	63.220	30.182	0	0
Resíduo de Refino	0	0	0	0	0	0	0	0
Resíduo	0	0	0	0	0	0	0	0
	13.342.554	7.063.208	0	0	6.287.974	14.093.371	8.358	0

Fonte: Site da Transpetro – Consulta em 29 de abril de 2020

Como pôde ser observado no Quadro 19, as operações de maior volume envolvem o recebimento de petróleo e seu envio diretamente à RLAM, e ainda a expedição marítima de derivados recebidos da refinaria.

2.3.7.5. Questões de acesso ao TEMADRE

O TEMADRE é um terminal aquaviário de uso privado (TUP). Mesmo neste caso, a Portaria ANP nº 251/2000 prevê o acesso à instalação por terceiros interessados. Na prática, são muito pouco viáveis as solicitações de acesso, pois o TEMADRE possui conexões dutoviárias somente com outras instalações da Petrobras.

Caso o terminal contasse com modais rodoviários ou ferroviários ou com conexões dutoviárias diretas com distribuidores de combustíveis, sua utilização por terceiros interessados seria favorecida, uma vez que estaria afastada a obrigação do trânsito de combustíveis pela refinaria.

Outras alternativas seriam: i) implementar conexão do TEMADRE com o terminal de Candeias, que possui instalações para carregamento rodoferroviário, e ii) a retirada de combustíveis de terceiros interessados por meio do ORSUB, a depender de seu nível de utilização ou de sua ampliação.

2.3.7.6. Terminal de Candeias

O terminal de Candeias é descrito pela Transpetro da seguinte forma:

Recebe e armazena diesel e gasolina provenientes da Refinaria Landulpho Alves via oleodutos. Depois, faz a transferência dos derivados para as companhias distribuidoras adjacentes, bem como para clientes, por meio da plataforma de carregamento rodoferroviária.

Uma vista do terminal de Candeias é apresentada na Figura 15.

Figura 15 – Vista do terminal de Candeias operado pela Transpetro



Fonte: Site da Transpetro – consulta em 29 de abril de 2020

A infraestrutura de tanques, obtida no site da Transpetro, é apresentada no Quadro 20.

Quadro 20 – Capacidade de armazenamento no terminal de Candeias operado pela Transpetro

Tanque	
Produto	Derivados, álcool e biodiesel
Quantidade	12
Capacidade Nominal (m³)	36.417

Fonte: Site da Transpetro – consulta em 29 de abril de 2020

2.3.7.7. Autorização do terminal de Candeias

A Autorização ANP nº 170/2001 informa que o terminal Candeias está localizado no município de mesmo nome, na Bahia, é do tipo terrestre e possui capacidade de armazenagem de derivados igual a 36.417 m³. A autorização informa que não há tanques destinados ao armazenamento de petróleo e GLP. O terminal de Candeias também movimenta biodiesel.

2.3.7.8. Dutos do terminal de Candeias

O Quadro 21 reúne dados do cadastro da ANP. Segundo essas informações, há dois dutos ligando a RLAM ao terminal de Candeias. Sendo assim, seria possível que produtos com origem no TEMADRE fossem entregues a terceiros interessados, por via rodo ou ferroviária.

Quadro 21 – Dutos autorizados pela ANP interligados ao terminal de Candeias

Nome do Duto	Número do Ato Administrativo	Data da publicação	Tipo do duto	Extensão (km)	Origem	Destino
RLAM-TRANSPETRO CANDEIAS (BECAN 6)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	10	RLAM	TRANSPETRO CANDEIAS
RLAM-TRANSPETRO CANDEIAS (BECAN 8)	170	01/10/2001	TRANSFERÊNCIA	10	RLAM	TRANSPETRO CANDEIAS

Fonte: SIMP/Cadastro – ANP

2.3.7.9. Volumes movimentados terminal de Candeias

De acordo com as informações já apresentadas e com os dados da tabela a seguir, pode ser inferido que as operações deste terminal envolvem o recebimento de óleo diesel e gasolina da RLAM, a entrega por dutos para os distribuidores conectados ao terminal e, também, a expedição rododiferroviária.

Conforme informações obtidas por meio de mensagem eletrônica da Transpetro, a movimentação deste terminal, em 2019, compreendeu os seguintes volumes:

Quadro 22 – Volumes de produtos movimentados no terminal de Candeias, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)

TT CANDEIAS - m³	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19	TOTAL
DIESEL	75.163	75.929	67.867	74.268	61.830	66.012	58.738	69.984	60.966	62.917	59.266	56.531	789.471
GASOLINA	12.303	12.905	13.076	8.917	7.731	10.985	7.651	7.340	8.039	9.483	15.477	22.103	136.010
TOTAL	87.466	88.835	80.943	83.185	69.561	76.997	66.390	77.324	69.005	72.400	74.743	78.634	925.481

Fonte: mensagem eletrônica da Transpetro, de 27 de abril de 2019

2.3.7.10. Questões de acesso ao terminal de Candeias

O terminal de Candeias possui conexão com a RLAM e com base compartilhada de empresas distribuidoras. Para melhorar o acesso à instalação, o terminal poderia oferecer serviço de carregamento rodoviário ou ferroviário de derivados para as distribuidoras.

Com a possibilidade do carregamento ferroviário e rodoviário no terminal de Candeias, uma alternativa seria o acesso ao TEMADRE a partir desse terminal, por meio de conexão dutoviária entre essas duas instalações. Essa operação seria semelhante ao carregamento rodoviário oferecido pela Petrobras nos terminais terrestres conectados aos dutos mais longos (OSBRA, ORSUB e OPASC), onde um terminal recebe o produto e encaminha via duto para ser retirado nos terminais terrestres.

A figura abaixo apresenta a malha ferroviária nacional, o que facilita a observação da conexão ferroviária entre o terminal de Candeias com a Ferrovia Centro-Atlântica (VLI-FCA). Esta conexão possibilita o envio de combustíveis por ferrovia para o interior da Bahia e o estado de Minas Gerais. No passado, a Petrobras já transferiu da Regap para a RELAM as entregas para o Norte de Minas.

Futuramente, o trecho da VLI-FCA possuirá conexão com a Ferrovia de Integração Oeste-Leste (FIOL). Quando a FIOL for concluída, será possível enviar combustíveis por via ferroviária para o Oeste Baiano. Há ainda a previsão de integração da FIOL com a Ferrovia Norte-Sul.

Tudo isso reforçaria a importância do livre acesso a uma instalação que contemple o carregamento ferroviário.

Figura 16 – Cartograma da malha ferroviária brasileira



Fonte: site da ANTF, consulta em 30 de abril de 2020

2.3.7.11. Terminais ligados ao oleoduto ORSUB

O oleoduto ORSUB é utilizado para o transporte de combustíveis da RLAM até os terminais terrestres localizados em Jequié e em Itabuna, ambos na Bahia. Uma figura esquemática que ajuda a localizá-lo é apresentada na Figura 17.

Figura 17 – Representação esquemática da localização do oleoduto ORSUB



Fonte: IBP

Algumas informações cadastrais disponíveis na ANP sobre o oleoduto ORSUB, bem como um duto de transferência que parte do terminal terrestre de Itabuna, no fim do ORSUB, estão apresentadas no Quadro 23.

Quadro 23 – Trechos de dutos autorizados pela ANP no oleoduto ORSUB

Nome do Duto	Número do Ato Administrativo	Data da publicação	Tipo de Duto	Extensão (km)
TRANSPETRO CAMAÇARI-SANTIAGO (10")	170	01/10/2001	TRANSFERÊNCIA	32
TRANSPETRO MADRE DEUS-TRANSPETRO JEQUIÉ (ORSUB)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	394

Fonte: SIMP/Cadastro – ANP

Em atendimento à Resolução ANP nº 35/2012, no site da Transpetro, podem ser encontradas as movimentações nesse duto. Para o ano de 2019, os volumes foram:

Quadro 24 - Volumes de produtos movimentados no oleoduto ORSUB, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)

DUTO				Ponto Operacional	UF	Ponto Operacional	UF	Produto	Acumulado
NOME		diâmetro	km						2019
ORSUB	(PD-IPJQ-8)	8"	75	IPIAÚ	BA	TT JEQUIÉ	BA	Diesel	249.890
								Gas Liquefeito	111.006
								Gasolina	183.192
								Querosene	2.519
								Resíduo	0
								546.607	
ORSUB	(PD-IPIT-8)	8"	94	IPIAÚ	BA	TT ITABUNA	BA	Diesel	163.600
								Gas Liquefeito	66.711
								Gasolina	146.119
								Querosene	2.142
								Resíduo	0
								378.572	
ORSUB	(PD-DTIP-10)	10"	225	TA MADRE DE DEUS	BA	IPIAÚ	BA	Diesel	413.492
								Gas Liquefeito	177.263
								Gasolina	329.311
								Querosene	4.661
								Resíduo	0
								924.727	

Fonte: site da Transpetro – consulta em 30 de abril de 2020

De acordo com as informações da Transpetro, depreende-se que, no primeiro trecho do ORSUB, de 10 polegadas, os derivados são transportados entre a RLAM e Ipiáú. Em Ipiáú, o fluxo se divide, pois o ORSUB bifurca chegando aos terminais de Jequié e de Itabuna, por meio de trechos de 8 polegadas.

Conforme as informações publicadas no site da Transpetro, em atendimento à Resolução ANP nº 35/2012, todos os trechos do ORSUB possuíam capacidade ociosa para abril de 2020.

Quadro 25 – Capacidade e ociosidade do oleoduto ORSUB, operado pela Transpetro

Dutos Longos			Origem	Destino	Produtos	Capacidades		Preferência do Proprietário	Vigência	Contratos Firmes			Disponível	Disponível Operacional	Movimentação Programada	Contratada Ociosa
Nome	Diâmetro	Extensão				Máxima	Operacional			Capacidade Contratada	Vigência	Capacidade Liberada após 30/6/2018				
	(pol)	(km)				(m³/mês)	(m³/mês)			(m³/mês)		(m³/mês)				
ORSUB	8	74	Ipiáú	TT Jequié	Claros	167.040	79.200	61.200	30-jun-18	61.200	30-jun-18	0	105.840	18.000	56.000	5.200
ORSUB	8	92	Ipiáú	TT Itabuna	Claros	165.600	79.200	30.857	30-jun-18	61.200	30-jun-18	30.343	104.400	18.000	33.500	27.700
ORSUB	10	224	TA M. de Deus	Ipiáú	Claros	190.080	127.445	102.400	30-jun-18	121.186	30-jun-18	18.786	68.894	6.259	89.500	31.688

Fonte: site da Transpetro – consulta em 30 de abril de 2020

2.3.7.12. Terminal de Jequié

A Autorização ANP nº 355, de 20 de março de 2013, “considerando a conveniência de se unificar as diversas Autorizações de operação outorgadas pela ANP para as instalações do terminal de Jequié da empresa Petrobras Transporte S/A – TRANSPETRO” determina que:

Fica a empresa Petrobras Transporte S.A. - TRANSPETRO, CNPJ: 02.709.449/0013-92, autorizada a operar as seguintes instalações para movimentação e armazenamento de produtos líquidos, derivados de petróleo, inflamáveis e combustíveis das Classes I a III, e também Biodiesel e Mistura Óleo Diesel/Biodiesel, Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e Etanol, em seu denominado "terminal Terrestre de Jequié" localizado no município de Jequié, Estado da Bahia.

A autorização contempla 10 (dez) tanques, três skids destinados à armazenagem de biodiesel, duas esferas e um vaso terminal.

Segundo descrição da Transpetro, o terminal realiza as seguintes operações:

Recebe e armazena diesel, gasolina e GLP provenientes do terminal de Madre de Deus, via Oleoduto Recôncavo-Sul da Bahia (Orsub), além de álcool anidro e álcool hidratado por transporte rodoviário. Depois, faz a transferência para as companhias distribuidoras via plataforma de carregamento de caminhões-tanque.

Uma visão do terminal Jequié é apresentada na Figura 18.

Figura 18 – Vista do terminal de Jequié operado pela Transpetro



Fonte: site da Transpetro

Ainda de acordo com a Transpetro, a quantidade de tanques e a capacidade de armazenagem são as seguintes, apresentadas na Quadro 26:

Quadro 26 – Capacidade de Armazenamento no terminal de Jequié operado pela Transpetro

Tanque	
Produto	Derivados, álcool e biodiesel
Quantidade	
Capacidade Nominal (m³)	199.979
Esferas	
Produto	GLP
Quantidade	3
Capacidade Nominal (m³)	4.462

Fonte: site da Transpetro, consulta em 30 de abril de 2020

A capacidade de armazenamento nominal de combustíveis (exceto GLP) e a quantidade de esferas publicadas estão incorretas no sítio da Transpetro. A autorização compreende cerca de 24.500 m³ de derivados, e não 199.979 como publicado, e duas esferas com capacidade de 4.800 m³ de GLP, além de um vaso de GLP, e não três esferas.

2.3.7.13. Terminal de Itabuna

A Autorização ANP Nº 143, de 18 de março de 2015, tornou público o seguinte ato:

Fica a empresa PETROBRAS TRANSPORTE S.A. - TRANSPETRO, CNPJ 02.709.449/0015-54, autorizada a operar, no Município de Itabuna, Estado da Bahia, as instalações, cujas características estão relacionadas a seguir, no terminal Terrestre de Itabuna, para movimentação e armazenamento de líquidos combustíveis e inflamáveis Classes I a IIIB, Biodiesel, Mistura Óleo Diesel/Biodiesel e Etanol.

A autorização contempla 9 (nove) tanques, 2 skids destinados à armazenagem de biodiesel e duas esferas.

A Transpetro descreve o terminal de Itabuna da seguinte forma:

(...) recebe e armazena diesel, gasolina e GLP provenientes do terminal de Madre de Deus, via Oleoduto Recôncavo-Sul da Bahia (Orsub), e álcool anidro e hidratado por via rodoviária. Depois, faz a transferência para as companhias distribuidoras via plataforma de carregamento de caminhões-tanque.

Uma fotografia do terminal de Itabuna é apresentada na Figura 19.

Figura 19 – Vista do terminal de Itabuna operado pela Transpetro



Fonte: site da Transpetro acesso em 1º de maio de 2020

Ainda de acordo com a Transpetro, a quantidade de tanques e a capacidade de armazenagem são apresentadas na Quadro 27:

Quadro 27 – Capacidade de Armazenamento no terminal de Itabuna operado pela Transpetro

Tanque	
Produto	Derivados, álcool e biodiesel
Quantidade	12
Capacidade Nominal (m³)	24.050
Esferas	
Produto	GLP
Quantidade	2
Capacidade Nominal (m³)	4.798

Fonte: site da Transpetro acesso em 1º de maio de 2020

2.3.7.14. Questão de acesso ao duto ORSUB

Considerando as informações da Transpetro, para abril de 2020, havia capacidade disponível no duto ORSUB. Por ser superavitária, a RLAM tem condições operacionais de abastecer todo o estado da Bahia com combustíveis. Por outro lado, um concorrente que queira utilizar o duto para ofertar seus produtos no interior da Bahia precisa ter acesso não só ao duto, mas também precisa de acesso para desembarcar produtos no terminal aquaviário de Madre de Deus. Caso esse terminal não tenha ociosidade, o carregador interessado precisaria contratar ou construir um terminal aquaviário próximo e solicitar um contrato de conexão, o qual possui regras estipuladas pela Regulação da ANP.

2.3.8. Terminais e Dutos associados à logística da Regap no TCC

A Refinaria Gabriel Passos (Regap) é uma refinaria localizada em Betim (MG) que produz gasolina A, diesel, combustível marítimo, querosene de aviação (QAV), gás liquefeito de petróleo (GLP),

O Anexo I do TCC aponta os dutos ORBEL I e ORBEL II como ativos que compõem a logística associada à Regap. Ressalta-se que a refinaria não conta com um terminal de combustíveis. As expedições ferroviárias são realizadas por meio do chamado “Terminal de Ibiruçu”, que é na verdade uma base compartilhada de distribuição. O fluxograma de interconexões dutoviárias elaborado pela Petrobras é apresentado na Figura 20, onde pode ser percebida a grande interligação com a infraestrutura que também serve à refinaria Reduç, em Duque de Caxias/RJ.

[illegible]

A Figura 21 mostra uma vista da Regap.

70

2.3.8.1. Autorizações

Por meio da Autorização ANP nº 156, de 15 de abril de 2014, publicada pela SPC/ANP, a Regap foi autorizada a processar petróleo e operar diversas unidades, incluindo ainda tancagem de petróleo, intermediários e derivados descritas.

O oleoduto de transporte de derivados ORBEL I está autorizado a operar por meio da Autorização ANP nº 170, de 28 de setembro de 2001, tendo sido publicada no DOU em 1º de outubro de 2001. Já o oleoduto de transferência de petróleo ORBEL II está autorizado a operar pela Autorização ANP nº 637, de 03 de setembro de 2019, que revogou o item referente ao ORBEL II constante na Autorização ANP nº 170/2001. Esses oleodutos conectam a Regap ao terminal da Transpetro de Campos Elíseos (TECAM), situado em Duque de Caxias (RJ).

2.3.8.2. Dutos

De acordo com as informações do Cadastro da ANP, os dutos envolvidos no programa de desinvestimento apresentam as seguintes características, discriminadas no Quadro 28:

Quadro 28 – Dutos autorizados pela ANP que interligam a Regap ao terminal de Campos Elíseos, operado pela Transpetro

Nome do Duto	Número do Ato Administrativo	Data da publicação	Tipo do duto	Extensão (km)	Origem	Destino
TECAM-REGAP (ORBEL II 24")	637	03/09/2019	TRANSFERÊNCIA	358	TECAM	REGAP
REGAP-TRANSPETRO CAMPO ELISEOS (ORBEL I)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	362	REGAP	TECAM

Fonte: SIMP Cadastro –ANP

O duto ORBEL I é destinado à movimentação de derivados, enquanto o duto ORBEL II é utilizado para o abastecimento de petróleo da Regap.

2.3.8.3. Questões de acesso

A empresa que adquirir a Regap enfrentará questões associadas à sua movimentação dutoviária de petróleo e derivados. A operação envolve o TECAM (terminal de Campos Elíseos – RJ), situado nas cercanias da Reduc (RJ). O TECAM é um terminal centralizador que funciona como tancagem de óleo e derivados para a Regap e é conectado a outros três terminais da Transpetro, além também da Reduc.

Segundo informações da Petrobras, atualmente, o abastecimento de petróleo da Regap é realizado a partir dos seguintes terminais: terminal Aquaviário da Baía da Ilha Grande – TEBIG (ou terminal de Angra do Reis – TAAR, localizado no município homônimo do RJ), TECAB (Cabiúnas-Macaé) e Ilha D'água (Baía de Guanabara), a partir dos quais o insumo segue até o TECAM. Cabe investigar se o modelo previsto para o desinvestimento permitirá o acesso independente da Regap às três alternativas. A depender de como se estruture o modelo, é possível, em tese, haver preocupação a respeito de como será suprida a matéria-prima para a refinaria. Apesar do item 2.2 do TCC assinado entre CADE e Petrobras prever que os ativos desinvestidos devem incluir todas as condições necessárias para assegurar o curso ordinário dos respectivos negócios, afastando-se, em princípio, a preocupação de que o ativo desinvestido não será gerido de maneira independente, bem como impedindo restrições à oferta de matéria prima ao ativo, pode ser interessante que esta questão seja endereçada de forma explícita quando da análise do ato de concentração específico.

A expedição de derivados pela Regap é feita principalmente por meio de conexões dutoviárias com os distribuidores. Para aumentar a área de atuação da Regap, sem o aumento de sua capacidade de produção, o adquirente deveria contar com alternativas para o recebimento de combustíveis de outras fontes de produção e para a expedição de excedentes (acesso a ferrovias e a terminais aquaviários).

O modo ferroviário para escoamento de produtos da Regap pode ser acessado por meio de uma plataforma localizada em um terminal (mais precisamente uma base compartilhada) pertencente a um grupo de distribuidores. A alternativa ferroviária permite o acesso a outros mercados, como Norte de MG, Região do Triângulo Mineiro, Vale do Rio Doce e Vitória (ES), destino de óleo combustível e óleo diesel marítimo, que venha a ser comercializado como bunker. Ela também possibilitaria a importação de combustíveis a partir de terminais aquaviários, com conexão ferroviária, localizados no Espírito Santo.

Já o dutoviário dependerá do acesso a terminais aquaviários, via TECAM. Da mesma forma que o abastecimento de petróleo, também um eventual escoamento de derivados pelo duto ORBEL I passa pelo terminal terrestre TECAM, cujo acesso se dá unicamente por modo dutoviário e se conecta apenas a terminais aquaviários e à Reduc, cuja propriedade continuará com a Petrobras (os terminais seguirão sob operação da Transpetro). Assim, o acesso por esse sistema é cercado de complexidade e depende de ociosidade e solicitações de acesso a dutos e terminais aquaviários, e eventualmente negociação com a Petrobras, detentora da refinaria e concorrente.

Assim como no caso do suprimento de petróleo, não se sabe como o compartilhamento dos ativos envolvidos nestas operações será modelado, devendo ser recomendada atenção a este ponto, de forma a promover a concorrência.

Importante destacar que, atualmente, as infraestruturas mais importantes para movimentação de petróleo à Regap, notadamente o ORBIG, o OSDUC e o próprio ORBEL II, este último integrante do programa de desinvestimento, estão classificados como de transferência, modalidade definida pela Lei nº 9478, de 6 de agosto de 1997, como *“movimentação de petróleo, seus derivados, biocombustíveis ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades”* (art. 6º, VIII). Considerando que a venda trará novos players para o sistema, será necessária reavaliação por parte da ANP quanto à pertinência da continuidade dessa classificação para as instalações envolvidas na logística de abastecimento da Regap e da Reduc, independentemente de estarem ou não incluídas no programa de desinvestimento.

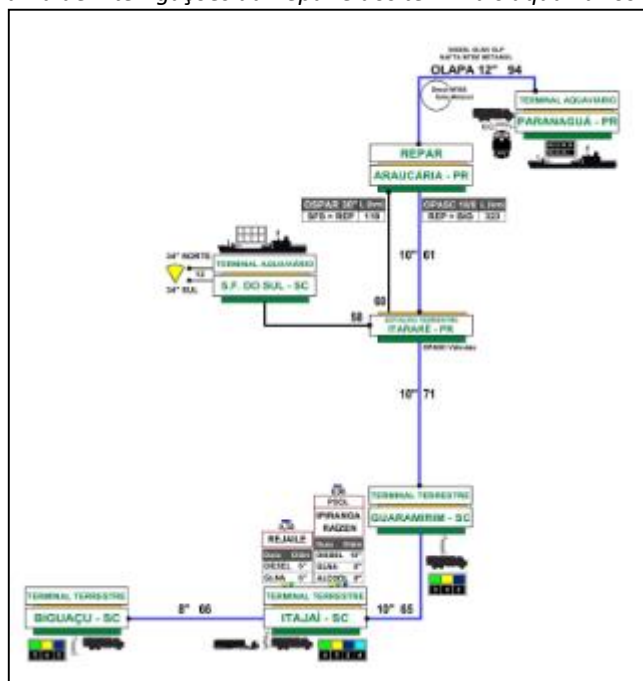
2.3.9. Terminais e Dutos associados à logística da Repar no TCC

A Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar) é localizada em Araucária, no estado de Paraná, e produz óleo diesel, gasolina, GLP, coque, asfalto, óleos combustíveis, QAV, propeno, óleos marítimos. A refinaria atende aos estados do Paraná, de Santa Catarina e de Mato Grosso do Sul.

Segundo o Anexo I do TCC, a logística associada à Repar é composta por dois terminais aquaviários, São Francisco do Sul (SC) e Paranaguá (PR), três terminais terrestres, Guaramirim (SC), Itajaí (SC) e Biguaçu (SC), e três dutos: OSPAR (Porto de São Francisco do Sul-Repar), OLAPA (bidirecional, Porto de Paranaguá-Repar), e OPASC (Repar-Terminais Terrestres de SC).

O fluxograma de interconexões dutoviárias dessa área é apresentado na Figura 22.

Figura 22 – Fluxograma de interligações da Repar e dos terminais aquaviários e terrestres conexos



Fonte: Petrobras

O oleoduto OLAPA é bidirecional e transporta derivados claros e GLP entre a Repar e o Porto de Paranaguá.

Já o oleoduto OPASC se presta ao transporte de derivados claros, etanol e GLP, a partir da Repar para os terminais terrestres de Santa Catarina.

O duto OSPAR conduz petróleo do terminal de São Francisco do SUL até a Repar.

2.3.9.1. Terminal de São Francisco do Sul

O terminal de São Francisco do Sul é descrito pela Transpetro da seguinte forma:

terminal de São Francisco do Sul (Tefran) recebe petróleo de navios por monoboia e envia a matéria-prima por oleodutos submarinos até o terminal, onde é armazenada. Transfere petróleo bruto pelo Oleoduto Santa Catarina-Paraná (Ospar) para a Refinaria do Paraná (Repar).

Uma vista do terminal de São Francisco do Sul é apresentada na Figura 23.

Figura 23 – Vista do terminal de São Francisco do Sul operado pela Transpetro



Fonte: Site da Transpetro – consulta em 27 de abril de 2020

Este terminal não movimenta derivados de Petróleo. A infraestrutura de tanques e de pontos de atracação, obtida no site da Transpetro, é apresentada no Quadro 29. A quantidade de tanques apresentada no site diverge da autorizada.

Quadro 29 – Capacidade de Armazenamento e Pontos de Atracação no terminal de São Francisco do Sul operado pela Transpetro

Tanque	
Produto	Petróleo
Quantidade	6
Capacidade Nominal (m³)	466.622
Pontos de Atracação	
Monoboia	1
Calado (m)	18
LOA (m)	-
Porte Bruto (t)	200.000

Fonte: Site da Transpetro – consulta em 27 de abril de 2020

2.3.9.2. Autorizações do terminal de São Francisco do Sul

A Autorização ANP nº 170, de 28 de setembro de 2001, determina que “Fica a empresa Petrobras Transporte S/A – TRANSPETRO, autorizada a operar as instalações de transporte e transferência constantes do Anexo I desta Autorização”.

No referido anexo, é informado que o terminal é marítimo, está localizado no município de Ubatuba (SC), possui sete tanques para armazenagem de Petróleo, com capacidade total de 466.622 m³, e dois dutos portuários ligados a uma monoboia.

Além disso, a autorização ANP nº 531, de 15 de dezembro de 2014, permite que a Transpetro opere a Monoboia MN-701, para descarga de petróleo para o TEFRAN, enquanto a Autorização ANP nº 119, de 3 de junho de 2004, permite que a Transpetro opere o duto utilizado para o transporte de Petróleo entre o terminal e a Repar.

2.3.9.3. Dutos do terminal de São Francisco do Sul

As informações cadastrais da ANP indicam a existência de três dutos com origem ou destino no terminal de São Francisco do Sul. Eles estão indicados no Quadro 30.

Quadro 30 – Dutos autorizados pela ANP interligados ao terminal de São Francisco do Sul

Nome do Duto	Número do Ato Administrativo	Data da publicação	Tipo de Duto	Extensão (km)	Origem	Destino
TRANSPETRO-SÃO FRANCISCO DO SUL-REPAR (OSPAR)	119	03/06/2004	TRANSFERÊNCIA	117	TEFRAN	REPAR
TRANSPETRO - UBATUBA - PIER (PETROLEO/24")	170	01/10/2001	PORTUÁRIO	11,5	TEFRAN	TEFRAN
TRANSPETRO - UBATUBA - PIER (PETROLEO/34")	170	01/10/2002	PORTUÁRIO	11,5	TEFRAN	TEFRAN

Fonte: SIMP/Cadastro – ANP

2.3.9.4. Movimentações do terminal de São Francisco do Sul

Conforme informações obtidas no site da Transpetro, a movimentação deste terminal envolve os seguintes volumes apresentados no Quadro 31.

Quadro 31 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de São Francisco do Sul, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)

PRODUTO	RECEPÇÃO				ENTREGA			
	MARÍTIMO	DUTOVIÁRIO	RODOVIÁRIO	FERROVIÁRIO	MARÍTIMO	DUTOVIÁRIO	RODOVIÁRIO	FERROVIÁRIO
Diesel	0	0	0	0	0	0	0	0
GOGRA	0	0	0	0	0	0	0	0
Petróleo Importado	776.800	1	0	0	31	754.377	0	0
Petróleo Nacional	9.278.441	10	0	0	28.003	9.222.937	0	0
Reprocessamento	14.494	0	816	0	20	24.465	0	0
Resíduo	0	0	6.870	0	0	0	0	0

Fonte: Site da Transpetro – consulta em 21 de abril de 2020

A principal movimentação é o recebimento de Petróleo por via marítima e sua entrega à refinarias por via dutoviária.

2.3.9.5. Questões de acesso ao terminal de São Francisco do Sul

Como este terminal só movimenta Petróleo destinado à Repar, questões de acesso a essas instalações estariam ligadas à aquisição e refino de petróleo de diferentes agentes pela Repar.

A Portaria ANP nº 251/2000 regulamenta as regras de acesso obrigatório a terminais marítimos, como o de São Francisco do Sul, conforme artigo 58 da Lei nº 9.478/1997. Por sua vez, a Resolução ANP nº 35/2012 possui regras de acesso a duto de transporte e, também, a previsão da reclassificação de dutos, nos termos do artigo 59 da mesma lei. Caso surjam terceiros interessados, haveria a necessidade da reclassificação do tipo do duto pela ANP, de duto de transferência para duto de transporte, o que permitiria o livre acesso a terceiros interessados.

Para que este terminal possa ampliar seu escopo e também prestar serviço de desembarque de derivados, teriam que ser conjugados o interesse de terceiros e a viabilidade técnica e econômica dos investimentos necessários à sua adequação.

2.3.9.6. Terminal de Paranaguá

O terminal de Paranaguá é descrito pela Transpetro pela seguinte forma:

Terminal interligado com a Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar) por modais rodoviário e ferroviário para escoamento de derivados escuros. Para derivados claros, utiliza o poliduto bidirecional Oleoduto Araucária-Paranaguá (Olapa). Opera fornecimento de bunker para navios no Porto de Paranaguá.

Uma vista aérea do terminal é apresentada na Figura 24.

Figura 24 – Vista do terminal de Paranaguá operado pela Transpetro



Fonte: Site da Transpetro – consulta em 28 de abril de 2020

A infraestrutura de tanques e de Pontos de atracação, obtida no site da Transpetro, é apresentada no Quadro 32.

Quadro 32 – Capacidade de Armazenamento e Pontos de Atracação no terminal de Paranaguá operado pela Transpetro

Tanque		
Produto	Derivados, álcool e biodiesel	
Quantidade	31	
Capacidade Nominal (m³)	194.602	
Esfera		
Produto	GLP	
Quantidade	3	
Capacidade Nominal (m³)	9.532	
Pontos de Atracação		
Pier	Cais de inflamáveis PP1	Cais de inflamáveis PP2
Calado (m)	11,59	10,06
LOA (m)	200	190
Porte Bruto (t)	45.000	35.000

Fonte: Site da Transpetro – consulta em 28 de abril de 2020

O terminal de Paranaguá opera de forma integrada às demais unidades do Sistema Petrobras, para a expedição ou recebimento de excedentes de produção. Como possui esferas, pode

receber cargas de GLP para complementação das entregas da refinaria. Possui plataforma de descarga rodoviária onde recebe óleo combustível, mas não tem plataformas de carregamento rodoviário. Conta com plataforma ferroviária que está desativada. Cabe destacar que o terminal está no Porto Público de Paranaguá e possui contrato de arrendamento vigente até dezembro de 2030.

2.3.9.7. Autorizações do terminal de Paranaguá

A Autorização ANP nº 110, de 17 de maio de 2002, autoriza a Transpetro a “operar o duto denominado OLAPA, de 93,5 quilômetros de extensão e 12 polegadas de diâmetro nominal, entre a Refinaria Getúlio Vargas – Repar e o terminal de Paranaguá”.

A Autorização ANP nº 379, de 2 de abril de 2013, determina que: “Fica a empresa PETROBRAS TRANSPORTE S.A. - TRANSPETRO, CNPJ 02.709.449/0051-18, autorizada a operar, no Município de Paranaguá, Estado do Paraná, as instalações, cujas características estão relacionadas nas Tabelas 1 e 2, a seguir, no terminal Aquaviário de Paranaguá – TEPAR ...”. Esta autorização compreende 35 tanques e 14 dutos portuários.

A capacidade de armazenagem do terminal é apresentada no Quadro 33:

Quadro 33 – Capacidade de Armazenamento no terminal de Paranaguá operado pela Transpetro

TIPO, LOCAL E OPERADOR(UNIDADE DA FEDERAÇÃO)	CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DE PETRÓLEO, SEUS DERIVADOS E BIOCOMBUSTÍVEIS				
	NÚMERO DE TANQUES	Capacidade Nominal(M3)			
		PETRÓLEO *	DERIVADOS E BIOCOMBUSTÍVEIS (EXCETO GLP)	GLP	TOTAL
PARANAGUA(PR) - TRANSPETRO PARANAGUÁ	35	6.342	188.759	9.532	204.634

Fonte: site da ANP- consulta em 28 de abril de 2020

Observa-se que a quantidade de tanques autorizados não coincide com o apresentado no site da Transpetro, o que pode ser devido à inclusão, no ato autorizativo, dos tanques destinados ao lastro e a resíduos.

Em relação à disponibilidade do píer, a informação publicada no site da Transpetro, em atenção à Resolução ANP nº 251/2000, indica que foram programados sete navios para abril de 2020. Como Paranaguá é um porto organizado, a disponibilidade efetiva dependeria da programação de terceiros, que é controlada pela autoridade portuária, já que compartilha o píer com outros terminais naquele porto.

2.3.9.8. Dutos do terminal de Paranaguá

Os dados cadastrais da ANP indicam a existência de 14 (quatorze) dutos portuários e um duto de Transporte, o OLAPA, todos relacionados no Quadro 34.

Quadro 34 – Dutos autorizados pela ANP interligados ao terminal de Paranaguá operado pela Transpetro

Nome do Duto	Número do Ato Administrativo	Data da publicação	Tipo do duto	Extensão (km)	Origem	Destino
TRANSPETRO - PARANAGUÁ - PIER 10"-MT-20-014-BA	379	03/04/2013	PORTUÁRIO	0,8	TRANSPETRO PARANAGUÁ	TRANSPETRO PARANAGUÁ
TRANSPETRO - PARANAGUÁ - PIER 12"-QA-20-009-BA	379	03/04/2013	PORTUÁRIO	0,86	TRANSPETRO PARANAGUÁ	TRANSPETRO PARANAGUÁ
TRANSPETRO - PARANAGUÁ - PIER 6"-GLP-20-003-BB	379	03/04/2013	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO PARANAGUÁ	TRANSPETRO PARANAGUÁ
TRANSPETRO - PARANAGUÁ - PIER 12"-GA-20-012-BA	379	03/04/2013	PORTUÁRIO	0,8	TRANSPETRO PARANAGUÁ	TRANSPETRO PARANAGUÁ
TRANSPETRO - PARANAGUÁ - PIER 12"-LTN-20-010-BF	379	03/04/2013	PORTUÁRIO	0,8	TRANSPETRO PARANAGUÁ	TRANSPETRO PARANAGUÁ
TRANSPETRO - PARANAGUÁ - PIER 8"-DM-20-0001-BA	379	03/04/2013	PORTUÁRIO	0,8	TRANSPETRO PARANAGUÁ	TRANSPETRO PARANAGUÁ
TRANSPETRO - PARANAGUÁ - PIER 12"-DB-20-008-BA	379	03/04/2013	PORTUÁRIO	0,8	TRANSPETRO PARANAGUÁ	TRANSPETRO PARANAGUÁ
TRANSPETRO - PARANAGUÁ - PIER 12"-AH-20-002-BI	379	03/04/2013	PORTUÁRIO	0,86	TRANSPETRO PARANAGUÁ	TRANSPETRO PARANAGUÁ
TRANSPETRO - PARANAGUÁ - PIER 10"-LCI-20-014-BA	379	03/04/2013	PORTUÁRIO	0,8	TRANSPETRO PARANAGUÁ	TRANSPETRO PARANAGUÁ
TRANSPETRO - PARANAGUÁ - PIER 8"-GL-20-016-BB	379	03/04/2013	PORTUÁRIO	1,5	TRANSPETRO PARANAGUÁ	TRANSPETRO PARANAGUÁ
TRANSPETRO - PARANAGUÁ - PIER 12"-DM-20-007-BA	379	03/04/2013	PORTUÁRIO	0,8	TRANSPETRO PARANAGUÁ	TRANSPETRO PARANAGUÁ
TRANSPETRO - PARANAGUÁ - PIER 16"-NDD-20-011-BA	379	03/04/2013	PORTUÁRIO	0,8	TRANSPETRO PARANAGUÁ	TRANSPETRO PARANAGUÁ
TRANSPETRO - PARANAGUÁ - PIER 12"-OC-20-006-BA	379	03/04/2013	PORTUÁRIO	0,8	TRANSPETRO PARANAGUÁ	TRANSPETRO PARANAGUÁ
TRANSPETRO - PARANAGUÁ - PIER 12"-LTV-20-005-BF	379	03/04/2013	PORTUÁRIO	0,8	TRANSPETRO PARANAGUÁ	TRANSPETRO PARANAGUÁ
OLAPA - OLEODUTO ARAUCÁRIA-PARANAGUÁ	110	17/05/2002	TRANSPORTE	93,5	REPAR	TRANSPETRO PARANAGUÁ

Fonte: SIMP/Cadastro – ANP

Para o OLAPA, as informações publicadas no site da Transpetro, em atendimento à Resolução ANP nº 35/2012, são as apresentadas no Quadro 35:

Quadro 35 – Capacidade e ociosidade do oleoduto OLAPA, operado pela Transpetro

Dutos Longos						Capacidades		Preferência do Proprietário	Vigência	Contratos Firmes						
Nome	Diâmetro	Extensão	Origem	Destino	Produtos	Máxima	Operacional			Capacidade Contratada	Vigência	Capacidade Liberada após 30/6/2018	Disponível	Disponível Operacional	Movimentação Programada	Contratada Ociosa
	(pol)	(km)				(m³/mês)	(m³/mês)									
OLAPA	12	98	REPAR	TA Paran	Claros / GLP	324.000	262.181	193.532	30-jun-18	193.532	30-jun-18	0	130.468	68.649	130.000	63.532

Fonte: Site da Transpetro – consulta em 29 de abril de 2020

Para abril de 2020, as informações indicavam a existência de ociosidade no duto OLAPA. Porém, a programação por terceiros dependeria de uma conjunção de fatores, dentre elas a disponibilidade do píer e de capacidade de armazenagem, e, ainda, de uma conexão para retirada do volume transportado por interessados localizados no entorno da Repar, uma vez que o término do duto OLAPA ocorre no interior da Repar.

2.3.9.9. Volumes movimentados no terminal de Paranaguá

Conforme informações obtidas no site da Transpetro, a movimentação deste terminal, em 2019, compreendeu os seguintes volumes do Quadro 36:

Quadro 36 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de Paranaguá, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)

PRODUTO	RECEPÇÃO				ENTREGA			
	MARÍTIMO	DUTOVIÁRIO	RODOVIÁRIO	FERROVIÁRIO	MARÍTIMO	DUTOVIÁRIO	RODOVIÁRIO	FERROVIÁRIO
Água de Formação	0	0	0	0	0	0	0	0
Álcool	0	0	0	0	0	0	0	0
Diesel	392.048	99.161	0	0	52.687	436.241	0	0
Diluyente	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Liquefeito	375.061	0	0	0	0	388.262	0	0
Gasolina	323.351	375.175	0	0	121.286	568.934	0	0
GOCRAQ	0	0	0	0	0	0	0	0
LCI	0	0	0	0	0	0	0	0
Matéria Prima p/ Biocomb	0	0	0	0	3.970	0	0	0
Metanol	0	0	0	0	0	0	0	0
MTBE	0	0	0	0	0	0	0	0
Nafta	0	967	0	0	0	1.587	0	0
Óleo Combustível	278.743	0	446.330	0	726.836	0	0	0
Óleo Comb. de Xisto	0	0	0	0	0	0	0	0
Propeno	0	0	0	0	0	0	0	0
Querosene	0	0	0	0	0	0	0	0
Resíduo	410	0	0	0	0	3.623	0	0
	1.369.613	475.303	446.330	0	904.779	1.398.647	0	0

Fonte: Site da Transpetro – consulta em 21 de abril de 2020

Como pode ser observado, a movimentação declarada pela Transpetro indica que as operações mais frequentes são o recebimento de derivados claros (gasolina, diesel e GLP) e a expedição de óleo combustível, cujo recebimento é feito por via rodoviária, quando o produto provém da Repar, ou marítima quando provém de outras fontes de suprimento.

2.3.9.10. Questões de acesso no terminal de Paranaguá

O terminal não oferece carregamento rodoviário ou ferroviário, embora possua plataformas para movimentação de produtos por esses modais. A instalação dispõe de conexão com o duto OLAPA, cujo traçado segue até à Repar, não contando com uma derivação direta para escoamento de combustíveis por terceiros. A utilização do OLAPA por terceiros pode ser alcançada por meio de negociação com o refinador para implantação das interligações necessárias.

Além disso, o uso do terminal de Paranaguá por terceiros depende também da disponibilidade conjunta de berço para atracação, dutos portuários e tanques para armazenagem.

A expansão do uso da infraestrutura por terceiros, caso necessária para efetivo acesso, passa por necessidade de investimentos na ampliação da capacidade operacional do terminal, envolvendo, por exemplo, armazenagem, berços de maior capacidade, um novo píer, carregamento rodoviário etc.

Segundo EPE (2020), a Região Sul continuará deficitária em relação ao GLP. Um aumento na capacidade de recebimento no terminal de Paranaguá seguido de ampliações na capacidade de movimentação do OLAPA e do OPASC poderiam auxiliar no atendimento à demanda por este combustível.

2.3.9.11. Terminais ligados ao OPASC

O duto OPASC é utilizado para o transporte de combustíveis da Repar até os terminais terrestres localizados em Santa Catarina: Guaramirim, Itajaí e Biguaçu. Algumas informações cadastrais do duto e seus trechos estão apresentadas no Quadro 37.

Quadro 37 – Trechos autorizados pela ANP no oleoduto OPASC

Nome do Duto	Número do Ato Administrativo	Data da publicação	Tipo do duto	Extensão (km)	Origem	Destino
REPAR-TRANSPETRO ITAJAÍ (OSPAC 10)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	10,9	REPAR	TRANSPETRO ITAJAÍ
REPAR-TEJAÍ (OPASC 10)	161	12/04/2012	TRANSPORTE	200,0	REPAR	TRANSPETRO ITAJAÍ
TRANSPETRO ITAJAÍ-FLORIANÓPOLIS (OPASC 8)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	66,0	TRANSPETRO ITAJAÍ;	TRANSPETRO BIGUAÇU;

Fonte: SIMP/Cadastro – ANP

Em atendimento à Resolução ANP nº 35/012, no site da Transpetro, estão declaradas as movimentações no OPASC. Para o ano de 2019, os volumes foram os apresentados no Quadro 38.

Quadro 38 – Volumes de produtos movimentados no oleoduto OPASC, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)

DUTO		Ponto Operacio	UF	Ponto Operacional	UF	Produto	2019
diâmetro	km						
10"	200	REPAR	PR	TT ITAJAÍ	SC	Álcool	326.805
						Diesel	655.808
						Gas Liquefeito	72.589
						Gasolina	1.397.171
8"	66	TT ITAJAÍ	SC	TT FLORIANÓPOLIS (BIGUAÇU)	SC	Álcool	77.579
						Diesel	69.196
						Gasolina	209.630
						Resíduo	0

Fonte: site da Transpetro

De acordo com as informações publicadas no site da Transpetro, em atenção à Resolução ANP nº 35/2012, o primeiro trecho do OPASC, entre a Repar e Itajaí, não possuía capacidade ociosa para abril de 2020. Sendo assim, para a atual condição operacional, a possibilidade de crescimento de volume no segundo trecho fica comprometida, sendo possível a entrada de agentes apenas a partir do terminal de Itajaí.

Quadro 39 – Capacidade e ociosidade do oleoduto OPASC, operado pela Transpetro

Dutos Longos			Origem	Destino	Produtos	Capacidades		Preferência do Proprietário	Vigência	Contratos Firmes			Disponível			
Nome	Diâmetro	Extensão				Máxima	Operacional			Capacidade Contratada	Vigência	Capacidade Liberada após 30/6/2018	Disponível	Disponível Operacional	Movimentação Programada	Contratada Ociosa
	(pol)	(km)				(m³/mês)	(m³/mês)			(m³/mês)		(m³/mês)	Abril 2020			
OPASC	10	200	REPAR	TT Itajaí	Claros	214.560	211.556	162.180	30-jun-18	173.196	30-jun-18	11.016	41.364	38.360	173.196	0
OPASC	8	66	TT Itajaí	TT Florianópolis	Claros	118.080	91.335	40.000	30-jun-18	74.970	30-jun-18	34.970	43.110	16.365	25.700	49.270

Fonte: site da Transpetro

2.3.9.12. Terminal de Guaramirim

A Autorização ANP nº 86/2014 determina que:

fica a empresa PETROBRAS TRANSPORTE S.A. - TRANSPETRO, CNPJ 02.709.449/0026-07, autorizada a operar no terminal Terrestre de Guaramirim, Município de Guaramirim, Estado de Santa Catarina, as instalações cujas características estão relacionadas a seguir para movimentação e armazenamento de líquidos combustíveis e inflamáveis Classes I a IIIB.

O terminal de Guaramirim é descrito pela Transpetro da seguinte forma:

distante 28 km de Joinville, o terminal de Guaramirim recebe, por sangria, óleo diesel ambiente, gasolina, álcool anidro e hidratado do Oleoduto Paraná-Santa Catarina (Opasc). Seu objetivo é armazenar os produtos e abastecer a sua região de influência.

A autorização contempla 9 (nove) tanques, sendo que dois deles são horizontais e destinados à armazenagem de biodiesel. Uma vista aérea do terminal de Guaramirim, antes da construção dos tanques mais recentes, é apresentada na Figura 25.

Figura 25 – Vista do terminal de Guaramirim operado pela Transpetro



Fonte: site da Transpetro

Ainda de acordo com a Transpetro, a quantidade de tanques e a capacidade de armazenagem são as seguintes:

Quadro 40 – Capacidade de Armazenamento no terminal de Guaramirim operado pela Transpetro

Tanque	
Produto	Derivados, álcool e biodiesel
Quantidade	9
Capacidade Nominal (m³)	18.153

Fonte: site da Transpetro

2.3.9.13. Terminal de Itajaí

A Autorização ANP nº 82/2014 determina que:

(...) fica a empresa PETROBRAS TRANSPORTE S.A. - TRANSPETRO, CNPJ 02.709.449/0030-93, autorizada a operar no terminal Terrestre de Itajaí, Município de Itajaí, Estado de Santa Catarina, as instalações cujas características estão relacionadas a seguir para movimentação e armazenamento de líquidos combustíveis e inflamáveis Classes I a IIIB.

A autorização contempla 13 (treze) tanques, sendo que dois deles são horizontais e destinados à armazenagem de biodiesel.

O terminal de Itajaí é descrito pela Transpetro da seguinte forma:

o terminal de Itajaí recebe e armazena óleo diesel, gasolina, álcool anidro, álcool hidratado e GLP. Sua função é abastecer sua região de influência(...)

Uma fotografia do terminal, antes da instalação dos tanques mais recentes, está na Figura 26.

Figura 26 – Vista do terminal de Itajaí operado pela Transpetro



Fonte: site da Transpetro

Ainda de acordo com a Transpetro, a quantidade de tanques e a capacidade de armazenagem são as seguintes:

Quadro 41 – Capacidade de Armazenamento no terminal de Itajaí operado pela Transpetro

Tanque	
Produto	Derivados, álcool e biodiesel
Quantidade	12
Capacidade Nominal (m³)	50.553

Esferas	
Produto	GLP
Quantidade	2
Capacidade Nominal (m³)	6.364

Fonte: site da Transpetro

A quantidade de tanques divulgada pela Transpetro diverge do informado na autorização, o que pode ser devido à inclusão, no ato autorizativo, do tanque destinado a resíduos.

2.3.9.14. Terminal de Biguaçu

A Autorização ANP nº 520/2011 determina que:

fica a empresa Petrobras Transporte S.A. - TRANSPETRO, CNPJ: 02.709.449/0017-16, autorizada a operar 02 (dois) tanques horizontais aéreos e 02 (dois) tanques atmosféricos cilíndricos verticais para a movimentação e armazenamento de Biodiesel, cujas características estão

descritas nas tabelas a seguir, no terminal de Biguaçu, Município de Biguaçu, Estado de Santa Catarina.

Além disso, o terminal de Biguaçu está autorizado a operar por meio da Autorização ANP nº 170, de 28 de setembro de 2001, sob o código CDPT 000877 (6 tanques).

O terminal de Biguaçu é descrito pela Transpetro da seguinte forma:

localizado a 25 km de Florianópolis, o terminal de Biguaçu recebe e armazena óleo diesel, gasolina e álcool anidro e hidratado para abastecer sua região de influência.

Também esse terminal tem uma fotografia apresentada na Figura 27.

Figura 27 – Vista do terminal de Biguaçu operado pela Transpetro



Fonte: site da Transpetro

Ainda de acordo com a Transpetro, a quantidade de tanques e a capacidade de armazenagem são as seguintes, no Quadro 42.

Quadro 42 – Capacidade de Armazenamento no terminal de Biguaçu operado pela Transpetro

Tanque	
Produto	Derivados, álcool e biodiesel
Quantidade	10
Capacidade Nominal (m³)	38.361

Fonte: site da Transpetro

2.3.9.15. Questões de acesso aos terminais ligados ao OPASC

Os terminais ligados ao OPASC possuem instalações para carregamento rodoviário, o que facilita acesso aos seus serviços por distribuidores de combustíveis.

Em uma primeira análise, a utilização do duto OPASC por importadores a partir do Porto de Paranaguá, em operação conjugada com o duto OLAPA, é prejudicada:

- (i) pelo nível de utilização dessas instalações; e. Com efeito, considerando as informações da Transpetro, para abril de 2020, o primeiro trecho do duto OPASC parecia saturado; e
- (ii) pelo fato desses dutos terem como ponto de interligação a Repar, operada pelo refinador, seu concorrente. Ou seja, o acesso a essa operação passaria, necessariamente, por negociação com um concorrente ou pela construção de uma interconexão dutoviária.

2.3.10. Terminais e Dutos associados à logística da SIX no TCC

A Unidade de Industrialização do Xisto (SIX) é localizada em São Mateus do Sul, no estado de Paraná, sendo uma unidade de industrialização de xisto betuminoso, que foi incluída no programa de desinvestimento como uma das refinarias da Petrobras.

Segundo a Petrobras, no local são produzidos óleo combustível, GLP, gás combustível, nafta, enxofre e insumos para pavimentação que são utilizados pelos mais diversos segmentos industriais, tais como cerâmica, refinaria de petróleo, cimenteira, usinas de açúcar e agricultura. No ramo de fertilizantes, a SIX produz a Água de Xisto que é um insumo para a formulação de fertilizantes foliares, com eficácia comprovada por extensas pesquisas realizadas pela EMBRAPA e IAPAR, por meio do Projeto Xisto Agrícola.

Em 2019, a SIX produziu 181 mil m³ de combustíveis, enquanto a produção da Repar foi de cerca de 10 milhões de m³. Sendo assim, devido à reduzida escala, questões de acesso à SIX não são críticas para o mercado de combustíveis.

O Anexo I do TCC não inclui qualquer logística associada à SIX, cuja vista aérea é apresentada na Figura 28.

Figura 28 – Vista da Unidade de Negócio da Industrialização de Xisto (SIX)



Fonte: Imagem do Google

2.3.10.1. Autorizações

A Unidade de Negócio da Industrialização de Xisto, da Petrobras, situada no Município de São Mateus do Sul, Paraná, recebeu da atual Superintendência de Produção de Combustíveis, SPC/ANP, a Autorização ANP nº 577, de 19 de novembro de 2009. Por meio deste ato administrativo, a empresa fica autorizada a operar e armazenar produtos e seus intermediários.

O cadastro da ANP indica a existência de um duto de transferência de gás combustível, que conecta a SIX à Incepa (Autorização ANP nº 35, de 9 de fevereiro de 2006).

2.3.10.2. Questões de acesso

Não foram identificadas questões relevantes de acesso à SIX.

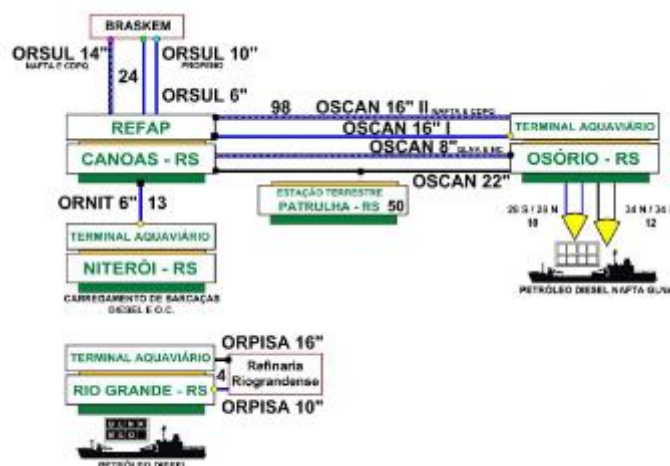
2.3.11. Terminais e Dutos associados à logística da Refap no TCC

A Refinaria Alberto Pasqualini (Refap) está localizada em Canoas (RS) e atende majoritariamente o estado do Rio Grande do Sul, com sua produção de óleo diesel, gasolina, GLP, óleo combustível, querosene de aviação, solventes (hexano, aguarrás e petrosolve), asfalto, coque, enxofre, propeno

De acordo com o anexo I do TCC, a logística associada à Refap envolvida no processo de desinvestimento é composta por dois terminais, Tramandaí e Niterói, e cinco dutos: OSCAN 22", OSCAN 16", ORNIT, ORSUL 10" e ORSUL 6".

O fluxograma de interligação dutoviária da Petrobras representa as operações da Refap no Rio Grande do Sul conforme a Figura 29.

Figura 29 – Fluxograma de interligações da Refap e dos terminais aquaviários e terrestres conexos



Fonte: Petrobras

Cabe destacar que o terminal de Rio Grande, operado pela Transpetro, não foi incluído no processo de desinvestimento.

2.3.11.1. Terminal TENIT

O terminal TENIT é descrito pela Transpetro da seguinte forma:

Terminal localizado na margem Norte do Rio Gravataí, região metropolitana de Porto Alegre (RS). É constituído de um píer principal com capacidade para embarcações de até 4.000 TPB. Opera carregando barcas-tanque (B/T) de bunker com recebimento rodoviário de caminhões-tanque de óleo combustível marítimo (OC-Mar) e com carregamento rodoviário de óleo leve de reciclo (LCO). Opera o Oleoduto Refap-Niterói (Ornit 6\") com 13,8 km de extensão, que transporta diesel marítimo e LCO da Refinaria Alberto Pasqualini (Refap) para o terminal de Niterói.

Uma fotografia aérea do terminal de Niterói é apresentada na Figura 30.

Figura 30 – Vista do terminal de Niterói operado pela Transpetro



Fonte: Site da Transpetro – consulta 27 de abril de 2020

Como pode ser observado no Quadro 43, em seu site, a Transpetro também informa a quantidade de tanques e o único ponto de atracação de barcas.

Quadro 43 – Capacidade de Armazenamento e Pontos de Atracação no terminal de Niterói operado pela Transpetro

Tanque	
Produto	Derivados, álcool e biodiesel
Quantidade	3
Capacidade Nominal (m³)	15.656
Pontos de Atracação	
Pier	Pier principal
Calado (m)	3,8
LOA (m)	65
Porte Bruto (t)	4.000

Fonte: Site da Transpetro – consulta 27 de abril de 2020

2.3.11.2. Autorização do TENIT

A Autorização ANP nº 219, de 25 de abril de 2016 determina que:

Fica a empresa PETROBRAS TRANSPORTE S.A. - TRANSPETRO, CNPJ 02.709.449/0056-22, autorizada a operar, no Município de Canoas, Estado do Rio Grande do Sul, as instalações com as características relacionadas nas Tabelas 1 e 2, a seguir, do terminal Aquaviário de Niterói – TENIT, para movimentação e armazenamento de produtos diversos, cujas classes indicadas se referem àquelas listadas na Tabela 1 do item 4.2 da Norma ABNT NBR 17505-1:2013.

Na Tabela 1 citada na autorização estão contemplados cinco tanques e seis dutos portuários, que ligam o TENIT ao seu píer.

Por fim, por meio da Autorização ANP nº 680, de 10 de julho de 2015, é autorizada a operação do ORNIT, duto de transporte que interliga a Refap ao TENIT.

2.3.11.3. Características do terminal

A autorização ANP nº 219, de 25 de abril de 2016 indica que o TENIT é composto pelos tanques discriminados no Quadro 44.

Quadro 44 – Tanques para armazenagem no terminal de Niterói

TAG	Produto	Tipo de Teto	Diâmetro (m)	Altura (m)	Volume (m³)
TQ-402	Classes II e III	Fixo	30,46	12,19	8.875
TQ-403	Classes II e III	Fixo	9,14	12,20	800
TQ-404	Classes II e III	Fixo	24,38	12,80	5.981
TQ-1105	Classe III	Fixo	15,270	14,660	2.694,856
TQ-1106	Classe III	Fixo	15,270	14,620	2.691,149
TQ-1107	Classes II e III	Fixo	15,794	14,67	6084,996

Fonte: Site da ANP – consulta em 27 de abril de 2020

A capacidade de armazenagem autorizada, 27.125 m³, diverge da informação do site da Transpetro, que é de 15.656 m³, onde não é informada a capacidade de armazenagem para o óleo combustível e óleo leve de reciclo.

2.3.11.4. Dutos ligados ao TENIT

De acordo com as informações cadastrais da ANP, os dutos ligados ao TENIT são os seguintes, no Quadro 45.

Quadro 45 – Dutos autorizados pela ANP interligados ao terminal de Niterói

Nome do Duto	Número do Ato Administrativo	Data da publicação	Tipo do duto	Extensão (km)	Origem	Destino
TENIT-REFAP (6")	680	10/07/2015	TRANSFERÊNCIA	13,4	REFAP	TENIT
TRANSPETRO - CANOAS - PIER (LINHA OCLA) (12")	219	26/04/2016	PORTUÁRIO	0,01	TENIT	TENIT
TRANSPETRO - CANOAS - PIER (LINHA OCLA) (6")	219	26/04/2016	PORTUÁRIO	0,01	TENIT	TENIT
TRANSPETRO - CANOAS - PIER (1 - LINHA LCO) (6")	219	26/04/2016	PORTUÁRIO	0,01	TENIT	TENIT
TRANSPETRO - CANOAS - PIER(LINHA DE DIESEL)(10/6)	219	26/04/2016	PORTUÁRIO	0,1	TENIT	TENIT
TRANSPETRO - CANOAS - PIER (2 - LINHA OCLA) (6")	219	26/04/2016	PORTUÁRIO	0,01	TENIT	TENIT
TRANSPETRO - CANOAS - PIER(LINHA DE DIESEL) (10")	219	26/04/2016	PORTUÁRIO	0,01	TENIT	TENIT

Fonte: SIMP/Cadastro – ANP

2.3.11.5. Movimentações do TENIT

No Quadro 46, pode ser observado que, em 2019, a movimentação do TENIT esteve concentrada na operação de óleo combustível, na qual o produto, oriundo da Refap por modo rodoviário, é recebido no terminal e transferido para barcas. As barcas transportam óleo combustível para o terminal de Rio Grande (RS), onde podem ser abastecidos os navios que operam no Porto de Rio Grande.

Quadro 46 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de Niterói, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)

PRODUTO	RECEPÇÃO				ENTREGA			
	MARÍTIMO	DUTOVIÁRIO	RODOVIÁRIO	FERROVIÁRIO	MARÍTIMO	DUTOVIÁRIO	RODOVIÁRIO	FERROVIÁRIO
Diesel	0	2.582	0	0	2.852	0	0	0
Diluyente	0	0	0	0	0	0	0	0
Óleo Combustível	0	0	206.565	0	205.742	0	0	0
Óleo Combustível de Xisto	0	0	966	0	0	0	0	0
Resíduo Terminal	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	2.582	207.531	0	208.594	0	0	0

Fonte: Site da Transpetro – consulta em 21 de abril de 2020

2.3.11.6. Questões de acesso ao TENIT

No site da Transpetro, não há registro de programação de utilização do píer do TENIT para março de 2020.

O TENIT tem sido utilizado, majoritariamente, para a movimentação de óleo combustível. Essa operação envolve o transporte por barcas até o terminal de Rio Grande. A instalação de Rio Grande não foi incluída pela Petrobras no TCC.

Para manter a operação de óleo combustível pela Lagoa dos Patos, o novo proprietário da Refap terá que obter acesso a algum terminal em Rio Grande.

2.3.11.7. Terminal Almirante Soares Dutra, Tramandaí - RS

O terminal Almirante Soares Dutra (TEDUT) é descrito pela Transpetro da seguinte forma:

Terminal oceânico não abrigado, constituído por dois sistemas de monoboias instalados em mar aberto, próximos à costa da cidade de Tramandaí (RS). As monoboias são projetadas para a amarração de navios nas operações de carga e de descarga de petróleo e derivados (nafta petroquímica, diesel, condensado, petroquímico e gasolina). O terminal atende basicamente à Refinaria Alberto Pasqualini (Refap) e à petroquímica Braskem pelo gasoduto Osório-Canoas (Oscan).

O terminal se localiza no município de Osório-RS, porém estende seus dutos portuários através do município costeiro de Tramandaí-RS, sendo por vezes chamado de terminal de Osório ou terminal de Tramandaí, de modo equivalente. Na Figura 31 é possível observar o terminal e, ao fundo, o município de Tramandaí. Mais à frente, está o Oceano Atlântico.

Figura 31 – Vista do terminal de Osório operado pela Transpetro (ao fundo, Tramandaí-RS)



Fonte: Site da Transpetro – consulta 27 de abril de 2020

De acordo com o site da Transpetro, o terminal de Tramandaí conta com os seguintes tanques e pontos de atracação, na forma de monoboias oceânicas, apresentados no Quadro 47:

Quadro 47 – Capacidade de armazenamento e pontos de atracação no terminal Almirante Soares Dutra operado pela Transpetro

Tanque		
Produto	Petróleo	Derivados, álcool e biodiesel
Quantidade	5	14
Capacidade Nominal (m³)	509.000	192.159

Pontos de Atracação		
Monoboia	Mn 601	Mn 602
Calado (m)	16,0	19,0
LOA(m)	-	-
Porte Bruto (t)	200.000	200.000

Fonte: Site da Transpetro – consulta 27 de abril de 2020

2.3.11.8. Autorizações do terminal de Tramandaí - RS

O terminal Almirante Soares Dutra, município de Tramandaí - RS, é um dos terminais relacionados na Autorização ANP nº 170, de 28 de setembro de 2001, que determina: “Fica a empresa Petrobras Transporte S/A – TRANSPETRO, autorizada a operar as instalações de transporte e transferência constantes do Anexo I desta Autorização”. O Anexo I da autorização, no item DCPT 000853, informa que o terminal é do tipo marítimo, com capacidade de tancagem de 192.159 m³ para derivados e 509.000 m³ para Petróleo, distribuídos em 16 tanques. Compreende, ainda, 4 dutos portuários e duas monoboias (MN 601 e MN 602).

A monoboia MN 602 recebeu nova autorização, por meio da Autorização ANP nº 178, de 26 de março de 2015.

Também houve nova autorização para dois dutos portuários de 28”, a Autorização ANP nº 279, de 1º de junho de 2009.

2.3.11.9. Características do terminal de Tramandaí - RS

A capacidade de armazenamento do terminal, conforme dados cadastrais da ANP, é apresentada no Quadro 48.

Quadro 48 – Capacidade de Armazenamento no terminal Almirante Soares Dutra operado pela Transpetro

TIPO, LOCAL E OPERADOR (UNIDADE DA FEDERAÇÃO)	CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DE PETRÓLEO, SEUS DERIVADOS E BIOCOMBUSTÍVEIS				
	NÚMERO DE TANQUES	Capacidade Nominal (M3)			
		PETRÓLEO*	DERIVADOS E BIOCOMBUSTÍVEIS (EXCETO GLP)	GLP	TOTAL
OSÓRIO (RS) - TRANSPETRO ALMIRANTE SOARES DUTRA (OSÓRIO)	16	509.000	192.159		701.159

Fonte: Site da ANP – consulta em 28 de abril de 2020

2.3.11.10. Dutos do terminal de Tramandaí - RS

Conforme dados cadastrais da ANP, os dutos que conectam a Refap ao terminal de Tramandaí, bem como os dutos portuários que ligam o terminal à monoboia são os seguintes:

Quadro 49 – Dutos autorizados pela ANP interligados ao terminal Almirante Soares Dutra

Nome do Duto	Número do Ato Administrativo	Data da publicação	Tipo do duto	Extensão (km)	Origem	Destino
TRANSPETRO - OSÓRIO - REFAP (OSCAN II 16)	287	30/08/2004	TRANSFERÊNCIA	98	TRANSPETRO TRAMANDAÍ	REFAP
TRANSPETRO - OSÓRIO - MONOBÓIA 601 (OSCAN 28" NO)	211	20/05/2011	TRANSPORTE	10,16	TRANSPETRO TRAMANDAÍ	TRANSPETRO TRAMANDAÍ
TRANSPETRO - OSÓRIO - MONOBÓIA 601 (OSCAN 28" SUL)	211	20/05/2011	TRANSPORTE	10,16	TRANSPETRO TRAMANDAÍ	TRANSPETRO TRAMANDAÍ
TRANSPETRO - OSÓRIO - REFAP (OSCAN 22)	375	28/03/2013	TRANSFERÊNCIA	98	TRANSPETRO TRAMANDAÍ	REFAP

Nome do Duto	Número do Ato Administrativo	Data da publicação	Tipo de Duto	Extensão (km)	Origem	Destino
REFAP - TRANSPETRO - OSÓRIO (OSCAN I 16" - BI)	362	27/07/2009	TRANSFERÊNCIA	98,19	REFAP;	TRANSPETRO OSÓRIO
REFAP - TRANSPETRO OSÓRIO (BRASKEM - OSCAN II 8)	200	22/07/2004	TRANSFERÊNCIA	98	REFAP;	TRANSPETRO OSÓRIO
TRANSPETRO - OSÓRIO - MONOBÓIA 601 (OSCAN 28" NO)	211	20/05/2011	TRANSPORTE	10,16	TRANSPETRO OSÓRIO	TRANSPETRO OSÓRIO
TRANSPETRO - OSÓRIO - MONOBÓIA 601 (OSCAN 28" SUL)	211	20/05/2011	TRANSPORTE	10,16	TRANSPETRO OSÓRIO	TRANSPETRO OSÓRIO
TRANSPETRO - OSÓRIO - REFAP (OSCAN 22)	375	28/03/2013	TRANSFERÊNCIA	98	TRANSPETRO OSÓRIO	REFAP;
TRANSPETRO - OSÓRIO - REFAP (OSCAN II 16)	287	30/08/2004	TRANSFERÊNCIA	98	TRANSPETRO OSÓRIO	REFAP;

Fonte: SIMP/Cadastro – ANP

Observa-se que as informações do cadastro divergem das informações apresentadas no fluxograma de interconexão dutoviária da Petrobras, onde há mais dutos. É possível que se tratem de dutos da Braskem.

2.3.11.11. Movimentações do terminal de Tramandaí - RS

As movimentações apresentadas no Quadro 50 indicam que, em 2019, o terminal de Tramandaí concentrou suas operações no recebimento de Petróleo e Nafta.

Em menor escala, o terminal também expediu excedentes de produção de óleo diesel e de gasolina da Refap.

Quadro 50 – Volumes de produtos movimentados no terminal aquaviário de Osório, operado pela Transpetro, no ano de 2019, em metros cúbicos (m³)

PRODUTO	RECEPÇÃO				ENTREGA			
	MARÍTIMO	DUTOVIÁRIO	RODOVIÁRIO	FERROVIÁRIO	MARÍTIMO	DUTOVIÁRIO	RODOVIÁRIO	FERROVIÁRIO
Diesel	18.782	218.242	0	0	206.320	0	0	0
Gasolina	7.708	275.787	0	0	241.799	37.738	0	0
Gasolina Natural	0	0	0	0	0	0	0	0
Nafta	5.043.587	0	0	0	49.852	4.826.222	0	0
Óleo Combustível	0	0	0	0	0	0	0	0
Petróleo Importado	1.213.140	0	0	0	12	1.184.079	0	0
Petróleo Nacional	6.840.489	0	0	0	10.023	6.760.235	0	0
Petróleo Reprocess	16	0	0	0	89	68.478	0	0
Remanescente Terminal	0	0	18	0	0	0	0	0
	13.123.722	494.029	18	0	508.095	12.876.752	0	0

Fonte: Site da Transpetro – consulta em 21 de abril de 2020

2.3.11.12. Outros Dutos ligados à Refap

Além dos dutos que ligam a Refap aos Terminais TENIT e Tramandaí, de acordo com as informações cadastrais da ANP, há outros dutos que ligam a refinaria à Braskem (antiga Copesul) e a uma Unidade de geração termelétrica (UTE), conforme Quadro 51.

Quadro 51 – Outros dutos autorizados pela ANP interligados à Refap

Nome do Duto	Número do Ato Administrativo	Data da publicação	Tipo do duto	Extensão (km)	Origem	Destino
REFAP-COPESUL (ORSUL)	270	17/09/2007	TRANSFERÊNCIA	24,2	REFAP	BRASKEM TRIUNFO
ORSUL 14 - REFAP - BRASKEM	480	25/10/2011	TRANSFERÊNCIA	24,2	REFAP	BRASKEM TRIUNFO
REFAP- UTE (8"-DS-5133-001-BC/B1)	495	07/11/2012	TRANSFERÊNCIA	3,2	REFAP	REFAP
COPESUL-REFAP (ORSUL 6)	170	01/10/2001	TRANSPORTE	26	REFAP	REFAP

Fonte: SIMP/Cadastro – ANP

2.3.11.13. Questões de acesso ao terminal de Tramandaí e a outros dutos da Refap

O processo de desinvestimento deve estar atento as regras de acesso, uma vez que o suprimento de Nafta para a Braskem envolve operações a partir do terminal de Osório, com passagem pela Refap. Eventual negativa futura indevida de acesso de infraestruturas para agentes verticalmente integrados pode resultar na abertura de processo administrativo específico para avaliar a referida conduta.

Uma alternativa para o estímulo à competição poderia advir da construção de estruturas para o carregamento rodoviário em Osório, em conjunto com a destinação de tanques para a armazenagem de derivados e biocombustíveis, o que favoreceria o acesso de distribuidores e de importadores ao terminal.

Caso outros terminais se instalassem no Rio Grande do Sul, inclusive em Osório, poderia ser considerada sua conexão aos dutos já existentes da Refap, o que depende de negociações privadas, de disponibilidade da infraestrutura existente, bem como de diversos outros fatores que devem ser considerados e monitorados pelos órgãos competentes.

2.3.12. Impacto da pandemia de Covid-19 na demanda de combustíveis

Os combustíveis têm um importante papel na atividade econômica e no consumo de energia⁴ no País, sendo o setor de transporte responsável pela maior parte do consumo de derivados de petróleo e biocombustíveis. Com a eclosão da pandemia de Covid-19, diversos países, entre eles o Brasil, adotaram restrições de mobilidade com a redução da circulação de pessoas. Segundo a IEA (2020), em regiões que adotaram medidas de restrição à circulação, a diminuição da atividade de transporte rodoviário registrou valores da ordem de 50% a 75%. Ademais, intensificou-se a comercialização de produtos e serviços por meio de plataformas *online*, com implicações na logística de distribuição de cargas.

No Brasil, com o estabelecimento de medidas de restrição a partir de março de 2020, os impactos na demanda de combustíveis foram significativos, com redução dos volumes comercializados, a exceção do gás liquefeito de petróleo (GLP) P13. As restrições de mobilidade atingiram principalmente as vendas do ciclo Otto (gasolina C e etanol hidratado) e do querosene de aviação (QAV). No que tange ao consumo de diesel B, este foi menos afetado, na medida em que é amplamente utilizado no transporte rodoviário de cargas, para movimentação de mercadorias e bens. Por outro lado, o comportamento da demanda de GLP foi distinto dos demais combustíveis, uma vez que as disposições para o distanciamento social têm ampliado o uso deste combustível para cocção de alimentos no âmbito doméstico.

⁴ Segundo o Balanço Energético Nacional (EPE, 2020a), o setor de transporte foi responsável por 34,6% do consumo final de energia em 2019, com o modo rodoviário, maior demandante de combustíveis, correspondendo a 93%.

O Ministério de Minas e Energia (MME. 2020) indica que, entre 1º de julho a 17 de julho, houve redução das vendas de QAV (-72%), de gasolina C (-9,5%), de etanol (-24%) e de óleo diesel B (-2%), em comparação com o mesmo período de 2019. Assim, embora seja possível observar a recuperação dos volumes comercializados ao longo dos últimos meses, estima-se que a retomada aos valores históricos somente será alcançada nos próximos anos, a depender do combustível avaliado⁵ (EPE,2020b).

A pandemia de Covid-19 e seus desdobramentos impactam em diversos aspectos relacionados ao consumo de combustíveis no Brasil: os hábitos de consumo da população (com reflexos no transporte de cargas e de passageiros); a arrecadação de tributos de responsabilidade estadual e federal, que incidem na comercialização de combustíveis, e na estratégia das empresas dos diversos elos da cadeia de petróleo e gás natural. Tais estratégias empresarias, considerando ainda o contexto do mercado de energia, poderão contemplar mudanças, adiamentos ou cancelamentos de importantes projetos de infraestrutura no País.

2.3.13. Conclusão

O TCC firmado entre o CADE e a Petrobras, que trata do programa de desinvestimentos no refino, é bem-vindo para diminuir a concentração no segmento de refino no Brasil e promoverá alterações substanciais no mercado de derivados de petróleo, dentre as quais, a principal deve ser a de proteger o setor de futuras interferências políticas na formação dos preços dos combustíveis. Com essas medidas, espera-se desenvolver um ambiente mais competitivo que poderá, no médio e longo prazo, trazer mais investimentos ao setor.

As ações e diretrizes do Governo reafirmam o objetivo de promover um mercado mais aberto, dinâmico e competitivo, conforme previsto na Lei nº 9.478/1997, a “Lei do Petróleo”. Nesse sentido, os desinvestimentos de refinarias previstos no TCC celebrado entre a empresa e o CADE se mostram fundamentais para consolidar o segmento de refino brasileiro com maior pluralidade de agentes.

Diversas vezes se observa que os terminais aquaviários estão ligados apenas às refinarias, por conexões dutoviárias, e não contam com carregamento rodoviário ou ferroviário ou um conjunto de interligações a clientes adjacentes, que poderia facilitar o acesso a qualquer terceiro interessado. Também existe a preocupação de que a tancagem das refinarias vendidas seja utilizada para prestação de serviços de armazenagem e movimentação para terceiros sem que os refinadores sigam as mesmas regras e obrigações de livre acesso para terceiros que são vigentes para os terminais aquaviários, criando uma assimetria que a regulação atual não está preparada para tratar.

Observa-se que os terminais e dutos operados pela Transpetro sempre tiveram sua operação ajustada à otimização do sistema Petrobras. Some-se a este fato, a historicamente elevada participação da Petrobras em todos os elos da cadeia do setor de petróleo e derivados, fazendo

⁵ A EPE (2020b), em nota técnica intitulada “Impactos da pandemia de Covid-19 no mercado brasileiro de combustíveis”, apresenta três trajetórias para a demanda brasileira de combustíveis entre 2020 e 2022, sendo aplicadas à gasolina C, ao etanol hidratado, ao óleo diesel B, ao QAV, e GLP. Em sua trajetória Cronos há uma dinâmica mais lenta na diminuição dos casos de Covid-19 no Brasil, com aumento progressivo da circulação de pessoas, regresso às atividades laborais, retorno do comércio mundial e mudanças parciais de comportamento na sociedade brasileira. Nesta trajetória, as vendas de diesel e o etanol alcançarão os volumes históricos em 2022, gasolina e QAV, entretanto, somente após esse período.

com que, dessa forma, os terminais do sistema Petrobras apresentam uma série de restrições operacionais a múltiplos usuários.

No âmbito das regiões em que ocorrerão os desinvestimentos, os locais em que há algum nível de competição regional, como nas áreas da RNEST e Repar, contam com terminais aquaviários de operadores logísticos não verticalizados, tais como Catallini, Temape, Pandenor e Decal, ou cadeias de suprimento concorrentes dentro da área de atuação das unidades produtoras (caso da Reman).

Sendo assim, da mesma forma que a Lei do Petróleo estabeleceu para a Petrobras, em linha com o que determina a Resolução ANP nº 35/2012⁶ para dutos e com o desejado na proposta de revisão da Portaria ANP nº 251/2000, idealmente, os terminais aquaviários envolvidos no programa deveriam ser operados por operadores logísticos separados dos futuros refinadores, mesmo que constituídos pelos adquirentes das refinarias. Se viável, estes terminais poderiam passar a contar com instalações para acesso por terceiros interessados, via modo dutoviário, rodoviário ou ferroviário. É recomendável que os operadores das refinarias permitam conexões dutoviárias que desobriguem o trânsito dos combustíveis pelo interior das refinarias, permitindo o acesso ao terminal marítimo, pelos agentes interessados.

No caso do GLP, deve ser prevista a necessidade de investimentos em terminais, no Sul e no Nordeste, regiões que apresentarão déficits de produção.

Para a Regap, considerando o item 2.2 do TCC Cade/Petrobras, espera-se que a modelagem do desinvestimento de ativos de refino seja feita de forma que a refinaria tenha acesso independente a terminais aquaviários, no Rio de Janeiro e no Espírito Santo.

No caso do Rio Grande do Sul, a instalação de carregamento rodoviário no terminal de Osório poderia trazer mais competitividade, já que a região mais próxima à capital não conta com outros terminais aquaviários de combustíveis. Também cabe chamar a atenção para a sinergia entre o TENIT e o terminal de Rio Grande, na operação de escoamento de óleo combustível.

Cumpra ainda esclarecer que os eventuais novos entrantes devem obter autorização junto à ANP para operar refinarias, dutos e terminais, inclusive visando à mitigação ou eliminação de eventuais divergências entre informações do TCC e do site da Transpetro e aquelas presentes no cadastro e nas autorizações da ANP.

Sendo assim, apesar do item 2.2 do TCC prever que a Petrobras tem a obrigação de alienar todos os ativos necessários para garantir a independência dos ativos desinvestidos, é recomendável a descrição pormenorizada dos ativos envolvidos no programa de desinvestimentos da empresa.

⁶ Com base na Resolução ANP nº 35/2012, art. 4º, o entendimento da ANP/SIM é que os transportadores não podem atuar como refinadores, devendo constituir empresa juridicamente desverticalizada.

3. Dinâmica concorrencial dos agentes de mercado (curto prazo)

O relatório Estudos do art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019⁷ apresenta um panorama amplo da discussão de concorrência na indústria de combustíveis relacionada à regulação da infraestrutura de movimentação desses produtos. Primeiramente, destaca a dinâmica concorrencial esperada das principais cadeias logísticas de combustíveis do país. Para a cadeia que alcança o estado de São Paulo, por exemplo, pontua-se que o processo de desinvestimento estatal no segmento de refino não alcança quatro refinarias da Petrobras, que respondem por cerca de 38% da capacidade nacional de produção de combustíveis derivados de petróleo. Em relação aos terminais aquaviários pertencentes à mesma cadeia logística, quase metade da capacidade de movimentação é operada por uma subsidiária da estatal, a Transpetro.

Na cadeia logística que abrange o estado do Rio de Janeiro, a Reduc (Refinaria Duque de Caxias) também não pertence ao portfólio de ativos objeto do processo de desinvestimento em refino da Petrobras. Ademais, nessa cadeia, dois terminais operados pela Transpetro respondem por 75% da movimentação de derivados de terminais aquaviários.

O exposto indica que, no **curto prazo**, uma das principais formas de contestação do mercado de combustíveis da região Sudeste pode ser a importação e comercialização de produtos por meio de terminais aquaviários. Tal fato, no entanto, independe do TCC assinado entre CADE e Petrobras e é até mesmo anterior ao referido acordo, já que mudanças da lógica concorrencial não ocorrem apenas no curto prazo. De todo modo, neste contexto, no caso de verticalização entre a atividade de refino e a infraestrutura portuária essencial para a movimentação de combustíveis, o acesso de terceiros não discriminatório pode ser um instrumento de contestação de poder de mercado, que pode viabilizar a importação e a comercialização de produtos de agentes concorrentes da Petrobras.

Outra questão de concorrência correlata à regulação de infraestrutura de movimentação de combustíveis, avaliada no relatório Estudos do art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019, são os casos em que se distinguem características de monopólio natural ou *essential facilities*. Nesse último caso, em particular, mencionam-se quatro requisitos que para averiguar sua existência:

- i. controle da instalação por um monopolista; [vide precedente norte-americano *Aspen Skiing Co. v. Aspen Highlands Skiing Corp.*, 472 U.S. 585 (1985)]
- ii. incapacidade ou falta de razoabilidade em duplicar a instalação por parte de um concorrente; [vide precedente norte-americano *Fishman v. Estate of Wirtz*, 609 F. Supp. 982 (N.D. Ill. 1985) *Fishman v. Estate of Wirtz*, 594 F. Supp. 853 (N.D. Ill. 1984)]
- iii. negativa injustificada de uso da instalação para um concorrente [vide precedente norte-americano *Cyber Promotions, Inc. v. America Online, Inc.*, 948 F. Supp. 456 (E.D. Pa. 1996)];

⁷ Acessível no link:

<http://www.mme.gov.br/documents/36220/895361/Relat%C3%B3rio+RCNPE+12-2019+v12.pdf/641a1bf0-b53d-3d36-c273-ae773b53557e>

- iv. capacidade de efetivamente prover aos concorrentes acesso à instalação [vide precedente norte-americano *MCI Telecommunications Corp. v. AT&T Co.* United States Supreme Court 512 U.S. 218 (1994)] .

Frise-se que nos Estados Unidos para a Autoridade Antitruste utilizar a Teoria das Essential Facilities seria necessário que não houvesse uma regulação setorial determinando o unbundling da rede [como referido em *Verizon Commc'ns Inc. v. Law Offices of Curtis V. Trinko* (2004)] . No caso brasileiro, como já referido, há resolução específica determinando o compartilhamento de dutos e terminais marítimos, o que, ao menos sob a ótica norte-americana, afastaria a aplicação da teoria, no âmbito antitruste, da essential facilities, subsistindo a discussão no plano regulatório, a saber:

- Resolução ANP nº 251/2000 regulamenta as regras de acesso obrigatório a terminais marítimos;
- Resolução ANP nº 35/2012 possui regras de acesso a duto de transporte com extensão igual ou superior a 15km; e
- Resolução ANP nº 716/2018 possui regras de acesso a duto de transporte com extensão inferior a 15km.

O relatório aponta, no entanto, que a regulação vigente da indústria de combustíveis não veda a verticalização entre as atividades de movimentação de combustíveis e os segmentos de produção e comercialização.

A descrição resumida do relatório *Estudos do art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019* apenas ilustra análises já desenvolvidas sobre a temática infraestrutura de movimentação de combustíveis e concorrência no fornecimento desses produtos, indicando os possíveis efeitos da regulação desses equipamentos no processo competitivo, inclusive, no cenário esperado de desinvestimento da etapa de produção.

Para avançar na avaliação de concorrência da infraestrutura de combustíveis, particularmente de terminais aquaviários, e favorecer a visualização e implementação de medidas de aprimoramento regulatório, são analisados adiante: i) a integração vertical e as estruturas essenciais em licitações de áreas portuárias; ii) as condições de acesso à Infraestrutura e iii) a estrutura atual do mercado de serviços de movimentação de combustíveis em terminais aquaviários e perspectivas com a abertura e transferência de ativos da Transpetro/Petrobras.

3.1. Integração vertical e estruturas essenciais em licitações de áreas portuárias

Os terminais aquaviários são apontados como importantes vias de contestação dos incumbentes no segmento de refino, que podem dinamizar a concorrência no abastecimento de combustíveis.

O tema integração vertical que envolve a aquisição de arrendamentos de áreas portuárias para movimentação e armazenagem de combustíveis foi abordado na avaliação da ANP apresentada na Nota Técnica Conjunta nº 2/2019/SDR/ANP-RJ-e (Versão Pública), de 14 de agosto de 2019⁸, na qual a agência apontou problemas potenciais de concorrência devido a:

13. É importante frisar que, em diversas manifestações recentes (...), a ANP vem defendendo que as áreas localizadas dentro dos portos organizados e destinadas à movimentação de combustíveis, sejam operadas prioritariamente por sociedades empresárias ou consórcios cujo escopo de atuação seja voltado para as operações logísticas e de armazenagem de combustíveis para terceiros, **visando a promover a máxima utilização da capacidade dessas instalações, a favorecer a concorrência na cadeia de distribuição e a conferir tratamento isonômico aos usuários das áreas portuárias, afastando, consequentemente, a indesejável prática de uso exclusivo ou restrito dessas instalações.**

14. Em contraponto, um distribuidor que detenha instalação de movimentação e armazenagem em área de porto organizado (porto público) - onde normalmente a disponibilidade de áreas para construção de novas instalações é limitada - **pode utilizar sua posição para restringir o acesso a seus concorrentes ao mercado regional.** Nesse caso, há menor incentivo para aumento do volume movimentado, ou do fator de utilização da instalação, uma vez que esse agente busca maximizar o lucro do conjunto de suas operações.

15. Consequentemente, em caso de um ou mais distribuidores de combustíveis serem futuros concessionários e operadores de instalações de tais áreas portuárias, pode haver potenciais efeitos concorrenciais indesejáveis, haja vista que os usuários dos serviços dessas instalações seriam as sociedades empresárias do mesmo ramo de negócio do(s) distribuidor(es), concorrentes no mercado de distribuição de combustíveis. Merece destaque ainda o fato de o distribuidor de combustíveis não ter como foco de atuação a prestação de serviços, o que tende a ser um complicador para garantir a otimização no uso da infraestrutura que está sendo concedida.

16. Logo, essa autarquia tem se posicionado de forma contrária à concessão das instalações tratadas neste documento a qualquer distribuidor ou grupo de distribuidores de combustíveis. (grifos não constantes no original)

Da leitura do trecho acima, percebe-se que um dos possíveis efeitos indesejados da integração vertical é a atuação do ente verticalizado para dificultar a ação – ou mesmo impedir a entrada – de concorrentes em elos a jusante da cadeia. Essa possibilidade é reportada igualmente pelo relatório *Estudos do art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019*, conforme próxima transcrição:

⁸ Disponível no Procedimento Preparatório nº 08700.003471/2019-11 (número SEI 0650860) instaurado pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), que trata de possível conduta enquadrada como infração à ordem econômica em consórcio formado por três grandes distribuidoras de combustível para participação em leilão de áreas portuárias destinadas à movimentação e armazenagem de grânéis líquidos (especialmente combustíveis) nos portos de Cabedelo/PB e Vitória/ES.

Cabe citar que muitos agentes relataram a ocorrência de negativas de acesso por parte do agente dominante. (...) Enumera-se a seguir as experiências relatadas:

1) A CIAPETRO alega que há regras que dificultam a utilização dos terminais, como por exemplo o terminal de São Sebastião, em São Paulo, em que após a descarrega de um produto importado, demora-se em torno de 60 (sessenta) dias para poder retirá-lo.

2) A PETROBAHIA afirma que o acesso nunca foi dado nos portos, seja pela Transpetro ou Petrobras. Em reuniões com a empresa, solicitaram o acesso ao terminal de Madre de Deus e ao terminal de Itaquí, que não foi autorizado. Fizeram importação e tiveram perdas decorrentes de excesso de tempo de demurrage, além de perdas pelo mau uso da infraestrutura de tancagem e do porto por importadores. Estes estrangularam de maneira proposital a operação no Porto de Aratu, impactando não somente os agentes desse segmento como também os outros usuários dos píeres.

3) Para a RODOIL, o acesso aos terminais da Transpetro não existe. Não há disponibilidade significativa de terminais devido à falta de investimento, fazendo com que os espaços disponíveis fiquem, consequentemente, caros.

(...)

5) A GRANEL **relatou dificuldade em Santos (Alemoa), onde estão desenvolvendo um novo terminal para armazenagem de granéis líquidos.** Para a ligação dos tanques ao píer público da Alemoa, foi necessária a passagem dos dutos por áreas da Transpetro e Codesp. **Após exaustivas tratativas sem sucesso com essas empresas, foi imperiosa a obtenção de uma liminar na justiça para efetivação da obra.** (grifos não constantes no original).

Frise-se que o debate acima é apresentado em termos regulatório e a presente análise não está sugerindo que tenha ocorrido negativa indevida ou anticompetitiva de acesso a infraestrutura. Para se chegar a tal conclusão, há necessidade de se passar por um processo administrativo específico do CADE, com oportunidade de contraditório e ampla defesa, bem como a avaliação real se há provas concretas de negativa indevida de acesso a instalações.

Assim, este debate acima e tais informações servem apenas e tão somente para ilustrar a preocupação própria do debate regulatório.

Neste sentido, o Parecer SEI nº 9706/2020/ME realiza levantamento da literatura acerca da possibilidade de fechamento de mercado em empresas verticalizadas quando o ativo portuário tem características de *essential facility* (*estrutura essencial*). Citam-se as experiências americana e europeia⁹, em que a *essential facility doctrine* [ou *doutrina de estruturas essenciais*] prevê tais características quando o acesso for indispensável para a realização da concorrência com o seu detentor (sendo que essa concorrência geralmente ocorre no mercado a jusante). Significa que a negativa indevida e injustificada de acesso a uma dada *estrutura* inviabiliza a atividade do concorrente, impedindo-o de ingressar no mercado.

Do levantamento supra, as concepções acerca do detentor da *essential facility* variam. Nos EUA, a *essential facility* para ser qualificada como tal, deverá ser controlada por um agente em situação de monopólio – e o comportamento desse monopolista será abusivo na medida em que afetar substancialmente a concorrência no mercado a jusante ao que se localiza a *facility*.

⁹ NESTER, Alexandre W. (2006). **A Doutrina da Essential Facilities: Compartilhamento de Infra-estrutura e Redes**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Estado do Paraná - UFPR. Curitiba-PR. Disponível em: <https://acervodigital.ufpr.br/handle/1884/63196>. Acesso em 08 de junho de 2020.

Na comunidade europeia, a concepção parece ser mais extensiva, pois é suficiente que o detentor da *facility* detenha uma posição dominante no mercado.

O Parecer da SEAE nº 9706/2020/ME aponta, então, que a negativa de acesso a ativos de infraestrutura passíveis de enquadramento como *estruturas essenciais* podem criar falhas de mercado e eventualmente amparar condutas anticompetitivas. Essa circunstância é indicada igualmente pelo relatório *Estudos do art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019*, como se lê na próxima transcrição:

Por um lado, a teoria da empresa e dos agentes de mercado aponta possibilidades de ganhos de eficiência com o controle unificado dos processos de produção e distribuição das companhias. A integração vertical pode evitar o sub investimento em ativos específicos, relacionado ao comportamento oportunista pós-contratual quando os contratos são incompletos. Assim, a estratégia integradora melhora a eficiência operacional por melhorar os incentivos aos investimentos e reduzir os custos de barganha.

Por outro lado, **estudos de organização industrial indicam situações de abuso de poder de mercado ao amparo de estruturas de governança verticalizadas**. O início dos estudos foi motivado pelos casos investigados pelo sistema de defesa da concorrência dos EUA. Os órgãos antitruste avaliaram possibilidades de fechamento de mercado, por parte da empresa integrada, às empresas concorrentes. O fechamento de mercado poderia ocorrer se a empresa integrada tivesse condições de impor desvantagens aos seus competidores não integrados, por exemplo, limitando o acesso de insumos para empresas rivais (ORDOVER et al, 1990). Outros possíveis efeitos anticompetitivos envolvem maior facilidade de ação coordenada.

(...)

Há várias razões pelas quais atividades econômicas nos setores de infraestrutura não se aproximam da estrutura de mercados plenamente competitivos. A razão mais comum é a presença de significativas economias de escala, que induzem à concentração da produção em poucas empresas. Nesse caso, o desafio das autoridades regulatórias é promover a concorrência nos segmentos potencialmente competitivos da cadeia produtiva.

(...)

Em face do exposto, **OCDE (2001) chama atenção para as possibilidades de fomentar a concorrência, por meio da separação vertical estrutural**, em indústrias nas quais coexistirem mercados competitivos e outros com características de monopólio natural ou com outras falhas de mercado que o tornam mais distante da estrutura competitiva.

A recomendação de se avaliar a separação vertical estrutural foi acompanhada pelo relatório intitulado *“Restructuring Public Utilities for Competition”* (OCDE, 2001), que examinou as alternativas de separação vertical em comparação com a regulamentação do acesso e revisa as experiências com diferentes abordagens de separação estrutural em diversos setores, incluindo aeroportos, portos, estradas, eletricidade, gás natural, serviços ferroviários, telecomunicações, radiodifusão e banda larga, serviços interativos e serviços postais.

De acordo com OCDE (2001), **há duas abordagens regulatórias destinadas a proteger e promover a concorrência nos componentes competitivos de uma indústria com segmentos competitivos e não competitivos: a estrutural e a de condutas.** Na regulação de condutas (ou comportamental), o regulador intervém para fixar os termos e condições pelos quais as empresas rivais no componente competitivo adquirem o acesso aos bens ou serviços não competitivos, com objetivo de facilitar a concorrência entre a empresa rival e o componente competitivo da empresa integrada.

A regulação estrutural aborda as condições de entrada e de saída das empresas nos setores regulados e as medidas para separação vertical de segmentos competitivos e da atividade não competitiva da indústria. **Na separação vertical estrutural, o processo de produção de bens e serviços é segmentado, o que impede a atuação da mesma empresa nas diferentes fases da cadeia produtiva. Essa barreira regulatória objetiva preservar os segmentos competitivos da cadeia produtiva do poder de mercado das empresas atuantes nos segmentos não competitivos.**

(...)

(...) A comparação [com países selecionados] evidencia que em mercados mais maduros a existência de barreiras entre os elos é menor e existe maior pluralidade de agentes em todos os elos da cadeia (BOSTON CONSULTING GROUP, 2018).

Voltando ao caso dos Estados Unidos, as empresas podem operar livremente em toda a cadeia de produção e comercialização de combustíveis. Não são observadas proibições à verticalização no setor, coexistindo, assim, diferentes formas de estrutura de governança (total integração com operação direta e franquia, contratos de fornecimento e agentes independentes). **Esse mercado é caracterizado por um grande número de refinarias e ausência de uma significativa concentração de mercado.**

(...)

Atualmente, existem 17 refinarias no Brasil. Dentre esses ativos, 13 pertencem à **Petrobras, que concentra 99% da capacidade de produção de derivados das plantas de refino. Essas refinarias apresentam grande relevância para o abastecimento do mercado interno, uma vez que foram responsáveis por, aproximadamente, 95% da produção de derivados em 2018 (ANP, 2019).**

(...)

Ao mesmo tempo em que a integração vertical das atividades de uma cadeia redundaria nos benefícios citados, ela também pode resultar na adoção de práticas discriminatórias e anticompetitivas, como a possibilidade do exercício do poder de mercado e da adoção do mecanismo de subsídios cruzados entre os segmentos da indústria. Assim, **uma empresa verticalizada poderia subsidiar uma atividade competitiva com os recursos auferidos na atividade monopólica, na qual não está sujeita à competição. Nesse contexto, ela estaria adotando uma estratégia de competição desleal para eliminar ou impedir a entrada de outras empresas no mercado competitivo.**

(...)

Como visto, **a existência de um transportador verticalizado é que dá condições à utilização exclusiva de uma instalação essencial, podendo causar o problema de subutilização de sua capacidade.** Esse problema, assunto amplamente discutido em nota técnica elaborada por ANP (2018b), pode ser resolvido com a desverticalização. Para isso, considera-se a premissa

de falta de incentivos por parte dos agentes verticalmente integrados em otimizar o uso da sua infraestrutura em benefício de todos os agentes atuantes no mercado e em investir eficientemente em terminais e dutos. (...) Assim, **espera-se que o transportador que não seja verticalmente integrado tenha incentivos para otimizar seu fator de utilização e seu nível de serviço na etapa de transporte, com benefícios esperados para a cadeia como um todo.** (grifos não constantes no original)

Algumas estruturas essenciais, como projetos do tipo *brownfield* (já em parte construídos) e *greenfield* (totalmente novos), podem ter sua autorização ou concessão disciplinadas pelo Estado, por meio de licitações (às vezes também referidas como leilões em sentido mais amplo). Se a licitação for bem feita, é possível prever e até mesmo solucionar problemas de caráter concorrencial de acesso. As obrigações acima que impedem a verticalização da propriedade da estrutura essencial com mercado *downstream* correlato [restringindo a participação de alguns agentes na licitação] é uma espécie deste tipo antecipação que possui conotação concorrencial.

Ou seja, desconsiderando-se impactos em elos a montante ou a jusante em determinado setor, e reiterando-se o papel significativo de um leilão para promover a concorrência pelo mercado, idealmente não haveria nenhuma restrição à participação num leilão – restrições essas que podem ser entendidas como a aplicação de remédios *ex-ante* – de forma que o procedimento licitatório fosse o mais competitivo possível. Em cadeias em que não há preocupações concorrenciais relativas à integração vertical, em tese não deveria haver restrições à participação no leilão de terminais portuários. Nesse sentido, veja-se o que preconiza Mendonça (2019)¹⁰ acerca de posição de mercado relevante e procedimentos licitatórios:

A inclusão de restrições dessa natureza está associada com o poder de mercado do proponente e está baseada na hipótese de que a existência de poder de mercado implica necessariamente em abuso desse poder. No entanto, não é correto afirmar que a existência de poder de mercado implica necessariamente no seu exercício, principalmente em setores regulados onde as condições de regulação são implementadas pelas agências reguladoras para mimetizar um ambiente de concorrência, mas também não é correto afirmar que a imposição de restrição dessa natureza não é necessária em setores regulados onde o grupo econômico da concessionária possui, por exemplo, empresas com posição dominante em mercados não regulados a jusante e a montante do setor regulado.

(...)

Existe na teoria antitruste uma gama de exemplos que demonstram que, embora a participação de mercado seja uma variável relevante para identificar infrações à ordem econômica, ela nem sempre é a variável que melhor explica o comportamento anticoncorrencial. A relevância da participação de mercado em setores com produtos homogêneos é, por exemplo, muito mais relevante para identificar a possibilidade de abuso de posição dominante do que em setores com produtos heterogêneos.

Adicionalmente, o poder de mercado ganha um papel secundário quando o mercado alcançado por um processo de licitação é regulado e as variáveis de decisão da empresa seguem os ditames da regulação econômica clássica.

¹⁰ MENDONÇA, Elvino de Carvalho. **Cláusulas restritivas de participação de empresas em processos licitatórios de setores regulados: a adoção do critério de participação de mercado.** 25º Seminário Internacional de Defesa da Concorrência. Instituto Brasileiro de Estudos de Concorrência, Consumo e Comércio Internacional. Campinas/SP. 2019.

Nesse caso, a concorrência entre as empresas se dá pelo mercado e não no mercado, o que faz com que a participação de mercado das empresas envolvidas no certame tenha a sua relevância diminuída, vez que possuir ou não posição dominante não é, por exemplo, um critério para a habilitação das empresas.

A inserção de cláusulas de participação nos processos licitatórios, além de não resolver o problema concorrencial, vez que a concorrência é pelo mercado, pode ser muito prejudicial tanto para o certame em si quanto para a eficiência do próprio serviço público a ser prestado.

(...)

No entanto, a inclusão de cláusulas de participação nos processos licitatórios pode fazer sentido do ponto de vista antitruste quando o grupo econômico da empresa habilitada no certame possui posição dominante nos mercados não regulados a montante e/ou a jusante do mercado objeto da licitação. Nesse caso, evitar que uma determinada empresa seja detentora de todas as concessões para a exploração de um determinado serviço público pode ser uma solução para evitar o fechamento de mercado por parte da concessionária tanto para frente quanto para trás, pois, se o grupo econômico da concessionária é o principal produtor do insumo utilizado para prestar o serviço regulado, a empresa concorrente produtora dos mesmos insumos pode não ter acesso ao mercado concedido.

Ou seja, a aplicação de remédios *ex-ante*, e.g. restrições à participação no certame licitatório, pode ser alternativa adequada quando: i) se identificam situações em que o vencedor da licitação tem posição dominante em etapas a montante ou a jusante da cadeia produtiva; e ii) o resultado do processo licitatório pode permitir estratégia de integração vertical que cria barreiras à entrada nas referidas etapas.

O exposto indica que não se pode negligenciar eventuais problemas de concorrência decorrentes da integração vertical da atividade de transporte e armazenagem de combustíveis, especialmente para agentes com *market share* significativo nas etapas da cadeia desse produto alcançadas pela estratégia de integração. Essa circunstância envolve a regulação de terminais portuários, inclusive, nos processos de concorrência pública pelo controle desses ativos.

3.1.1. Papel dos terminais aquaviários na contestação dos mercados de combustíveis

Além das questões mais gerais a respeito da integração vertical expostas anteriormente, entende-se relevante apresentar alguns argumentos mais específicos relativos à cadeia de derivados de petróleo apresentados no relatório citado do grupo Abaste Brasil – Combustíveis:

A motivação para implementar a separação vertical estrutural na indústria de combustíveis pode ter sido a concentração do mercado de refino no Brasil, em que **a Petrobras responde pela quase totalidade da capacidade instalada e produção. Os segmentos à jusante da cadeia, por sua vez, a julgar pelas próprias exigências regulatórias atuais, possuem menos requerimentos de capital e, por conseguinte, menos barreiras à entrada**, o que os tornariam mais próximos de estruturas de mercado competitivas, exceto as redes de dutos que conectam ativos de produção e movimentação, tais como terminais de recebimento de petróleo cru, terminais terrestres, terminais terrestres e bases primárias, que possui característica de monopólio natural em função das economias de escala esperadas. Esse contexto, portanto, poderia justificar a princípio a separação vertical da indústria de petróleo.

(...)

(...) o fato de ser menos claro o benefício da separação vertical estrutural na indústria de combustíveis não significa que não existem problemas potenciais de concorrência a serem observados. Por exemplo, **o controle de um grupo de distribuidoras sobre a infraestrutura de terminais portuários pode limitar as condições de concorrência no mercado atacadista de combustíveis.**

(...)

Conforme citado, o suprimento primário de combustíveis líquidos contém, em algumas etapas, características de monopólio natural, pois, em princípio, a infraestrutura dutoviária conectada a ativos de refino possui custos fixos muito elevados e custos variáveis baixos. Como as refinarias possuem influência espacial que determinam seu mercado relevante, a infraestrutura de movimentação em torno do ativo de produção pode ser caracterizada como um monopólio natural com influência regional. Entretanto, **a possibilidade de contestação desses mercados regionais por meio de importações tenderia a diminuir o poder de mercado das refinarias.**

(...)

Então, no caso de verticalização que inclua a infraestrutura portuária essencial para a movimentação de combustíveis provenientes de importação, **há que se ter o cuidado de não inviabilizar operações de importação por agentes concorrentes dos adquirentes, para evitar domínio absoluto dos meios e a decorrente perda líquida de bem-estar pelo exercício de tal domínio.**

Isso porque os portos de Itacoatiara, Coari, Belém, São Luiz, Ipojuca, Madre Deus, Santos, Paranaguá e Osório são entradas importantes de produtos nos momentos de contestação nas arbitragens positivas para a importação. A título de exemplo, em alguns períodos de 2018, importadores conseguiam fornecer diesel importado pelo Porto de Itaqui, em São Luiz, para as bases de Senador Canedo – GO, com preços mais baixos do que a Petrobras, que fornecia o produto a partir da Replan e por modal dutoviário. Isso denota a competitividade potencial que a infraestrutura portuária pode trazer para garantir o equilíbrio do mercado.

(...)

De fato, em um contexto em que os ativos de refino da Região Sudeste, o maior mercado consumidor, permanecerão sob controle da Petrobras, **a única via de contestação desse mercado, ao menos no curto prazo, seria a importação por meio de terminais marítimos (...).**

(...)

(...) conclui-se que as ações dos órgãos de política energética, regulação e defesa da concorrência devem se estabelecer para abordar, principalmente, duas preocupações:

- i. Eventuais impactos negativos na concorrência, em função da permanência de elevado poder de mercado da Petrobras na região sudeste, **principalmente na cadeia logística de São Paulo; e**
- ii. Eventuais impactos negativos na concorrência na hipótese de os adquirentes das refinarias possuírem relevante poder de mercado nas cadeias logísticas, **incluindo a capacidade de movimentação em terminais.**

(...)

Como visto, **os portos e terminais aquaviários exercerão papel fundamental de contestação dos agentes do refino**, visando a garantia de preços alinhados

ao mercado internacional, sem abusos por parte dos refinadores (...)" (grifos não constantes no original)

A integração vertical não é, per se, problemática. Por outro lado, deve-se lembrar que, na presença de falhas de mercado, eventuais benefícios podem ser superados pelas ineficiências criadas. Ao se observar o trecho acima, nota-se que um grupo no qual participam, dentre outros, ANP, Ministério da Economia, Cade, é peremptório ao afirmar que a cadeia de derivados de petróleo apresenta-se, no Brasil, bastante concentrada no setor de refino e produção de GLP, além de haver concentração relevante nos mercados de distribuição. O trecho do relatório aponta, também, o possível papel que um terminal portuário pode exercer na contestabilidade de mercados a jusante, além de ser o ponto de entrada de mercadorias importadas – ou transportadas de outros centros produtores no País¹¹ – para contestar o produto das refinarias.

Dessa forma, entende-se que os vários objetivos de política econômica devem conciliar o incentivo ao investimento em infraestrutura, com manutenção da atratividade das licitações de terminais portuários, e a promoção da concorrência na indústria de combustíveis e seus benefícios esperados para o bem-estar do consumidor.

A importância dos terminais aquaviários na contestabilidade de mercados pode ser observada ao se analisar a declaração de movimentação do agente dominante, no período entre janeiro e dezembro de 2019, para óleo diesel (inclusive óleo diesel marítimo) e gasolina. Nesse período, verificou-se que os principais portos de origem da cabotagem são os portos que possuem excedente de produção de derivados e, posteriormente, os portos responsáveis por grande volume de importação.

Nesse sentido, a Tabela 7 demonstra a participação das movimentações de cabotagem nas unidades federativas dos portos de origem que concentram 93% da cabotagem do país.

Tabela 7 – Participação da cabotagem do estado no total do país.

UF de Envio	% Cabotagem
SP	34%
BA	20%
PE	20%
MA	19%
Total Geral	93%

Fonte: Fabricação própria a partir dos dados do SIMP ANP, período de jan-19 a dez-2019.

Cabe destacar que o Porto de Paranaguá, localizado no estado do Paraná, é um importante porto de internalização de produto importado. No entanto, diferente do que ocorre nos portos de Suape e Itaqui, grande parte do produto internalizado no porto de Paranaguá não é cabotado

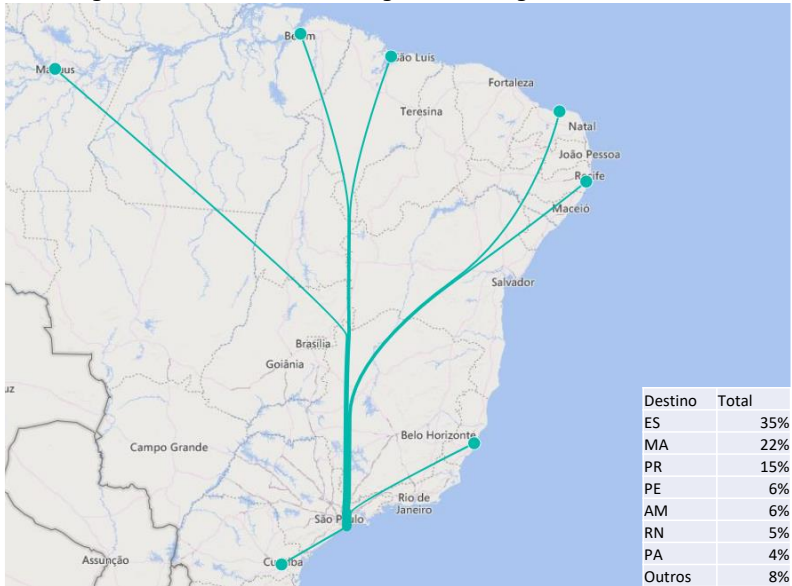
¹¹ O Cade instaurou, em janeiro de 2019, inquérito administrativo para investigar a Petrobras por possíveis condutas no segmento de refino. Esse inquérito resultou em um Termo de Compromisso de Cessação (TCC), firmado entre Cade e Petrobras, em que a empresa firmou o compromisso de realizar desinvestimentos em refinarias no Norte, Nordeste e Sul do Brasil, mantendo as refinarias situadas no Sudeste. Nesse sentido, terminais portuários situados no Sudeste – como STS08A e STS08 – podem ser utilizados como ponto de entrada de derivados de petróleo oriundos de tais regiões, contestando os produtos das refinarias da Petrobras.

para outros estados do Brasil, dado que esse produto tem como destinos principais os estados do Paraná e Santa Catarina.

Dada a ressalva, nas figuras Figura 32, Figura 33, e Figura 35 serão demonstrados os fluxos de cabotagem de óleo diesel e gasolina que partem dos portos localizados nas unidades federativas citadas. Pode-se notar que a cabotagem é de suma importância para o fracionamento da carga importada e para escoar o excesso de produção de São Paulo e da Bahia para abastecer, principalmente, o nordeste do país. Além disso, cabe destacar que as essas refinarias, após o processo de alienação de ativos da Petrobras, pertencerão a diferentes grupos (permanecendo SP com a Petrobras) e, provavelmente, irão concorrer entre si e com a importação pelo mercado do Nordeste.

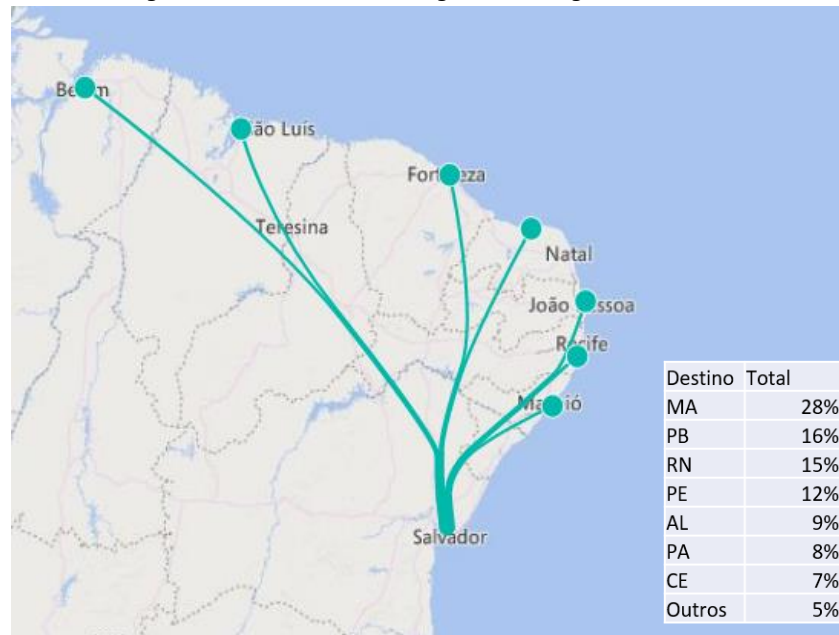
Para que a competição seja favorecida, idealmente, todos os portos deveriam ser dotados de instalações portuárias que promovam o recebimento e a expedição de navios que estejam operando para diversos agentes ofertantes. Da mesma forma, estas instalações devem promover entregas para qualquer agente interessado na aquisição de combustíveis.

Figura 32 – Fluxos de cabotagem com origem em São Paulo.



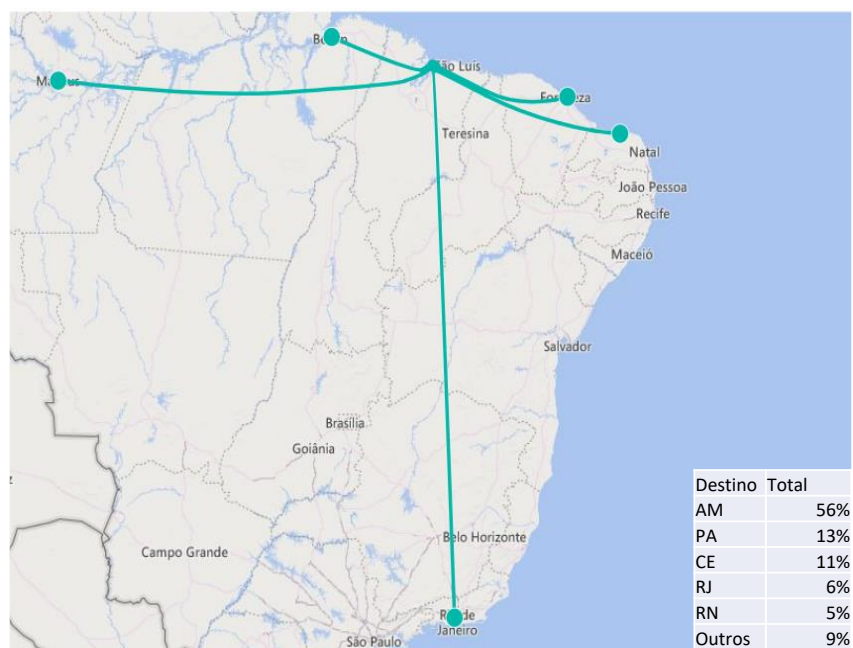
Fonte: ANP

Figura 33 – Fluxos de cabotagem com origem na Bahia.



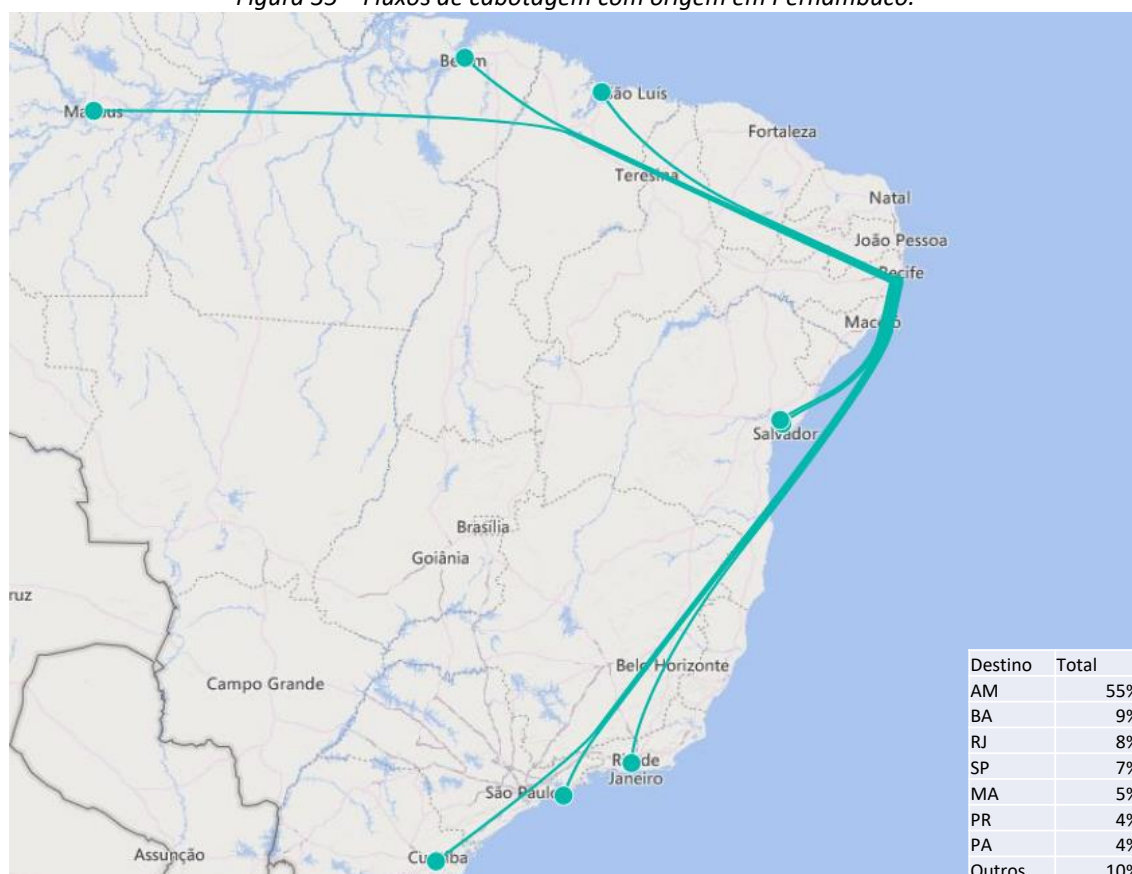
Fonte: ANP

Figura 34 – Fluxos de cabotagem com origem no Maranhão



Fonte: ANP

Figura 35 – Fluxos de cabotagem com origem em Pernambuco.



Fonte: ANP

3.2. Condições de acesso à Infraestrutura

A Portaria ANP nº 251, de 7 de novembro de 2000, estabelece critérios para o livre acesso, por terceiros interessados, aos terminais aquaviários, existentes ou a serem construídos, para movimentação de petróleo e seus derivados. Desde então, com a edição da Lei nº 12.815, de 5 de junho de 2013, e da Resolução ANTAQ nº 3.274, de 6 de fevereiro de 2014, alterada pelas Resoluções ANTAQ nº 3.584, de 15 de agosto de 2014, e pela Resolução Normativa nº 02-ANTAQ, de 13 de fevereiro de 2015, várias questões atinentes à concorrência e acesso de terceiros a terminais aquaviários surgiram e integraram diversos debates acerca da necessidade de revisão da aludida Portaria.

Em 2020, após realização de consulta prévia, workshop e debates sobre o tema nos últimos anos, a ANP iniciou o processo de revisão da Portaria nº 251/2000 no âmbito da Consulta e Audiências Públicas nº 1/2020, com o intuito de incluir, nas regras existentes, os inúmeros reflexos das mudanças introduzidas no setor portuário após a criação da ANTAQ e da legislação de exploração de portos e demais instalações portuárias.

A revisão também visa tornar a Portaria compatível com os critérios estabelecidos pela Resolução ANP nº 35/2012, que trata do livre acesso a dutos de transporte longos (com mais de 15 km), em função da interconexão entre terminais aquaviários e dutos (transporte multimodal), e com aqueles que serão definidos em função revisão da Portaria ANP nº 170/2002 e da criação do novo Regulamento Técnico de Terminais (RTT).

Dada a relevância para o mercado de operação de terminais, em especial por tratar de direito de acesso, a revisão da Portaria prevê também a avaliação da necessidade e oportunidade de inclusão de novos temas, além dos que já estavam presentes na regulamentação atual, tais como os acordos de nível de serviço.

Conforme apontado no item 3.1.1, um terminal aquaviário exerce importante papel na contestabilidade de mercados, além de ser o ponto de entrada de mercadorias importadas – ou transportadas de outros centros produtores no País – para contestar o produto das refinarias. Nesse sentido, este capítulo traz um histórico, as diversas contribuições dos agentes, bem como alguns estudos já realizados por grupos de trabalho sobre o assunto. Por fim um breve comentário sobre a Transpetro e a necessidade de investimentos em terminais pertencentes à Petrobras e por ela operados.

3.2.1. Histórico

A Constituição federal de 1988, em seu art. 21, inciso XII, alíneas “d” e “f”, estabeleceu a competência da União de explorar diretamente, e ainda mediante autorização, concessão ou permissão, os Serviços de transporte aquaviário, bem como os portos marítimos fluviais e lacustres.

A Lei nº 8.630, de 25 de fevereiro de 1993, em seu art. 30, inciso VI, já estabelecia como competência da autoridade portuária, zelar pelo cumprimento das normas de defesa da concorrência. Desde então, esse valor nunca esteve disponível, como todos os demais inscritos no rol de interesses públicos estabelecidos pelo legislador.

A Lei nº 12.815, de 5 de junho de 2013, trouxe mudanças ao arcabouço jurídico referente ao tema ao dispor sobre a exploração direta e indireta pela União de portos e instalações portuárias e sobre as atividades desempenhadas pelos operadores portuários, bem como alterar diversos dispositivos legais. Porém, mais uma vez, o legislador privilegiou a modicidade tarifária e a concorrência, conforme se extrai de seu art. 3º:

Art. 3º A exploração dos portos organizados e instalações portuárias, com o objetivo de aumentar a competitividade e o desenvolvimento do País, deve seguir as seguintes diretrizes:

....

II - garantia da modicidade e da publicidade das tarifas e preços praticados no setor, da qualidade da atividade prestada e da efetividade dos direitos dos usuários;

...

V - estímulo à concorrência, por meio do incentivo à participação do setor privado e da garantia de amplo acesso aos portos organizados, às instalações e às atividades portuárias; e

...

No âmbito infralegal regulatório, as mudanças na exequibilidade do novo marco se deram, inicialmente, pela Resolução ANTAQ nº 3274, de 6 de fevereiro de 2014, alterada pelas Resoluções ANTAQ nº 3.584, de 15 de agosto de 2014 e pela Resolução Normativa nº 02-ANTAQ, de 13 de fevereiro de 2015.

Mister destacar que a referida resolução, que é central na gestão portuária estabelece, de forma mais contundente e explícita, os preceitos da concorrência, em seu art. 3º incisos VI, VII e X, na seguinte forma:

Art. 3º A Autoridade Portuária, o arrendatário, o autorizatário e o operador portuário devem observar permanentemente, sem prejuízo de outras obrigações constantes da regulamentação aplicável e dos respectivos contratos, as seguintes condições mínimas:

[...]

VI - generalidade, assegurando a oferta de serviços, de forma indiscriminada e isonômica a todos os usuários; (Redação dada pela Resolução Normativa nº 02-ANTAQ, de 13.02.2015)

VII - modicidade, adotando tarifas ou preços em bases justas, transparentes e não discriminatórias aos usuários e que reflitam a complexidade e os custos das atividades, observando as tarifas ou preços-teto, desde que estabelecidos pela ANTAQ;

...

X - abstenção de práticas lesivas à livre concorrência, tais como, entre outras:

a) opor obstáculo ao exercício dos direitos ou à execução dos serviços;

b) formar cartel;

c) concentrar ou dominar mercados;

d) opor obstáculo ou resistência à entrada de novas empresa no mercado;

e) impedir ou prejudicar o acesso de concorrente às fontes de insumo, matérias-primas, equipamentos ou tecnologia, bem como aos canais de distribuição; e

f) prestar serviços injustificadamente abaixo do preço de custo.

As discussões para mudança da Portaria ANP nº 251/2000, que estabelece critérios para o livre acesso por terceiros interessados aos terminais aquaviários para movimentação de petróleo e seus derivados, existentes ou a serem construídos, ganharam destaque a partir de 2016, quando foi realizada consulta prévia no sítio eletrônico da Agência Nacional do Petróleo e Biocombustíveis - ANP, entre os dias 21 de novembro e 20 de dezembro daquele ano.

Impende registrar que algumas contribuições à referida consulta prévia foram no sentido de que a Portaria ANP nº 251/2000 deveria ser mantida, ou ao menos seus princípios quanto ao livre acesso. Essas contribuições foram feitas por empresas detentoras de arrendamentos em portos públicos e por entidades que representam os distribuidores. Por seu turno, outros interessados propugnaram a necessidade de avanço na transparência para análise dos pedidos de acesso e o estabelecimento de critérios para a sua requisição.

Também em 2016, um relatório elaborado pelo Grupo de Trabalho Permanente do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis -GT-SINEC, criado pela Portaria MME nº 250, de 3 de junho de 2014, elaborou um relatório com fundamentações, análises, conclusões e recomendações, para subsidiar o CNPE no cumprimento de sua obrigação legal de assegurar o

adequado funcionamento do SINEC. A partir dos requisitos estabelecidos pela Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, pelo Decreto nº 238, de 24 de outubro de 1991, e pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o GT-SINEC estudou referências nacionais e internacionais, observando históricos e tendências relacionados ao consumo, produção, comércio internacional, movimentação e armazenagem de petróleo e seus derivados e de etanol carburante. Entre as recomendações consta (MME, 2016):

Por fim, o Grupo de Trabalho entende como necessárias as seguintes providências:

[...]

b) Avaliar as regras de livre acesso à infraestrutura portuária para movimentação de produtos, bem como fazer gestão, junto ao Ministério dos Transportes, Portos e Aviação Civil, para que o planejamento intersetorial contemple as demandas do setor de combustíveis e haja agilidade nos processos de licitação nos portos públicos;

[...]

Em 14 de fevereiro de 2019 foi realizado o Workshop Terminais Aquaviários de Petróleo e Combustíveis, que teve como objetivo debater com os operadores de terminais e com os usuários dos serviços desses operadores sobre as regras de acesso a terceiros, atualmente regulamentadas pela Portaria ANP nº 251/2000.

Na ocasião também integraram o debate, de forma central, reclamações dos agentes usuários trazidas pela então iniciativa Combustível Brasil, sucedida pela iniciativa Abastece Brasil, indisponibilidade de espaço nos terminais para contratação, a existência de terminais sem uso de fato e sem possibilidade de efetuar cessão de capacidade de movimentação, o acesso limitado e discriminatório à infraestrutura existente e que o livre acesso existe na teoria, mas, na prática, havia necessidade de aprimoramento regulatório, visando ao acesso efetivo e, conseqüentemente, ao estímulo à concorrência. Convém registrar a Proposta 11 do Núcleo Operacional da iniciativa Combustível Brasil, já submetida à consulta pública (MME, 2019):

Aperfeiçoar os mecanismos regulatórios de modo a conferir maior eficiência no controle de acesso de terceiros à infraestrutura, respeitado o direito de preferência do proprietário, observada a arbitragem de conflitos prevista pela Resolução ANTAQ nº 3.707/2014 e pela Portaria ANP nº 251/2000, bem como aprimorar a divulgação das informações de capacidade e utilização dos terminais.

Por fim, consolidando essa longa discussão, a evolução regulatória avança para Consulta e Audiência Pública nº 1/2020, que colima obter subsídios e informações adicionais sobre a proposta de revisão da Portaria ANP em epígrafe.

Os principais temas em discussão na revisão da Portaria ANP nº 251/2000 são abordados a seguir, cuja análise e considerações aqui apresentados servem apenas e tão somente para ilustrar a preocupação própria do debate regulatório.

3.2.2. Regras para o livre acesso

No contexto do novo cenário *downstream*, ficou mostrado no item 3.1.1 que o terminal aquaviário pode ser fator fundamental de contestabilidade de mercados, com potencial poder de estimular a concorrência. Dessa forma, esta seção trata das regras para o livre acesso a

terminais aquaviários para armazenagem e movimentação de produtos, que vem a ser uma das condições básicas para a atuação de agentes no mercado de combustíveis que não possuem instalações próprias, bem como arrendamento de áreas portuárias, e geração de competição.

Compete à União explorar os Portos e serviços portuários, conforme registrado na seção anterior. A opção por concessões e arrendamentos em portos públicos e autorização em portos privados decorre de discussão legislativa ocorrida no âmbito da Lei nº 12.815/2013.

Além de possuir cláusulas contratuais para a prestação de uma atividade de movimentação de cargas, as concessões e arrendamentos têm a característica de uma cessão onerosa de direito de uso da terra onde há interesse público, no caso, portos públicos. A propriedade da terra e seus direitos residem em terminais de uso privado (TUP).

A diferenciação da regulação está mais afeta à atividade e ao mercado logístico atendido pela instalação portuária. Não sendo a questão da propriedade da área o mote principal dessa regulação.

Cabe registrar ainda que a Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo), em seu art. 58, prevê duas circunstâncias acerca do tema. Primeiro, que será garantido o acesso de terceiros a terminais aquaviários, entre outras infraestruturas, com a devida remuneração que seguirá os parâmetros estabelecidos pela regulamentação da própria lei – como o fez a Portaria ANP nº 251/2000. Segundo, que haverá preferência do proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, na forma a ser regulamentada pela ANP. A transcrição abaixo exhibe ambas circunstâncias que conciliam objetivos de otimização de infraestrutura, com a garantia de acesso de terceiros interessados, com o de incentivo ao investimento, com a preferência.

Art. 58. Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável. (Redação dada pela Lei nº 11.909, de 2009)

§ 1º A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada com base em critérios previamente estabelecidos, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado. (Redação dada pela Lei nº 11.909, de 2009)

§ 2º A ANP regulará a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

Dessa forma, todo terminal aquaviário que movimenta petróleo ou combustíveis (derivados de petróleo, derivados de gás natural ou biocombustíveis) é obrigado por lei a atender, de forma não discriminatória, terceiros interessados nos serviços de movimentação de produtos pelo terminal.

O acesso de terceiros regulado pela ANTAQ pode alcançar igualmente o terminal instalado dentro ou fora do porto organizado, dependendo do mercado analisado, conforme disposto nos art. 5º e 7º da Lei nº 12.815/2013, e possui como diretriz para a exploração dos portos organizados o estímulo à concorrência por meio de incentivo à participação do setor privado e assegurando o amplo acesso aos portos, instalações e atividades portuárias, com o objetivo de

aumentar a competitividade e o desenvolvimento do País, conforme disposto no inciso V do art. 3º, transcrito a seguir:

[...]

Art. 3º A exploração dos portos organizados e instalações portuárias, com o objetivo de aumentar a competitividade e o desenvolvimento do País, deve seguir as seguintes diretrizes:

[...]

V - **estímulo à concorrência**, incentivando a participação do setor privado e assegurando o **amplo acesso aos portos organizados**, instalações e atividades portuárias.

[...]

(grifos nossos)

Assim sendo, a Lei dos Portos e a Lei do Petróleo são complementares no sentido do amplo acesso de terceiro aos terminais aquaviários.

Logo, tratando-se de produtos regulados pela ANP, há obrigação de apreciação dos pedidos de acesso de terceiros pelo operador do terminal e, caso haja disponibilidade e interesse de terceiros, de prestação de serviço de movimentação e armazenagem, tal acesso deve ser disponibilizado, mediante remuneração adequada ao titular dessas instalações.

3.2.3. Regras para a preferência do proprietário

Os custos logísticos são variáveis fundamentais na tomada de decisão do agente no processo de escolha da infraestrutura a ser utilizada nas operações de recebimento e expedição de produtos por meio dos terminais aquaviários. Quanto mais alternativas houver, maior poderá ser seu raio de atuação no mercado.

Como já apresentado, com relação à preferência do proprietário, o § 2º do art. 58 da Lei do Petróleo determina que a ANP deverá regular a preferência a ser atribuída ao possuidor das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com um objetivo definido: promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

O direito de preferência do proprietário, ainda que não seja absoluto, deve ser claro e vinculado às obrigações da eficiência e utilização máxima da infraestrutura. Assim, é criado um ambiente de negócios que encoraja investimentos, mas compele os agentes a primarem pela eficiência.

Dessa forma, encontram-se em discussão, no âmbito da revisão da Portaria nº 251/2000, os aspectos referentes às regras para a preferência do proprietário e os impactos na atratividade dos terminais aquaviários em TUPs e portos públicos, considerando as características de cada tipo de terminal, em amplo debate com o setor, bem como por órgãos e entidades do Governo Federal.

3.2.4. Verticalização nos terminais aquaviários

Em algumas contribuições realizadas na consulta prévia realizada pela ANP em 2016, fora apontado que restrições à verticalização no setor de combustíveis reduziriam margens e a atratividade para a realização de investimentos. Por outro lado, sob o prisma do setor portuário, entende-se que cadeias verticalizadas podem trazer significativas vantagens para a operação

nos terminais, bem como para a diminuição de custos logísticos, como nos setores de granel sólido vegetal e mineral, bem como o setor de químicos, o que também deve ser ponderado.

Mister destacar que permissão ou vedação à verticalização devem sempre ser tratadas com cautela, e ter um propósito específico, visando o aprimoramento do mercado. Por certo há elos, momentos e contextos a partir dos quais é pertinente sua permissão e outros a sua vedação. Daí a necessidade de constante atualização da regulação, em que pese haver argumentos em prol de sua perpetuidade, ainda que seja, em alguns casos, uma notória barreira. O pretexto da segurança jurídica e regulatória apoia-se nesse esqueque.

Sob a ótica da competição e ganhos de eficiência, pode-se identificar cadeias em que tal verticalização pode ser salutar em alguns momentos e danosa em outros.

A verticalização pode ser conceituada como a agregação de dois ou mais elos de uma cadeia de valor. A Teoria Econômica prevê que, na hipótese de livre entrada e saída de empresas em um setor, o processo competitivo leva à seleção e permanência das firmas mais eficientes no mercado. Nesse processo, a alternativa da verticalização se apresenta como uma forma de diversificação empresarial, com fins de redução de custos de transação relativos à atividade, ganhos de eficiência e de valor para a firma.

Ao mesmo tempo, ao integrar as suas atividades, as empresas tendem a aumentar seu porte, relevância e participação na cadeia de valor e no mercado do produto final. Por sua vez, sabe-se que a elevada concentração econômica pode favorecer o poder de formação de preços para os agentes dominantes, de modo a obterem possíveis lucros extraordinários em comparação a uma situação concorrencial.

Portanto, a discussão sobre a verticalização das atividades em setores regulados envolve um trade-off entre eficiência econômica e concentração de mercado.

Observa-se, no âmbito da economia da regulação, que os setores que possuem maior atenção dos órgãos reguladores no que se refere à integração da cadeia são aqueles que possuem características de monopólio natural em algum segmento. Bons exemplos são os setores caracterizados como indústrias de rede, tais como telecomunicações, gás natural e energia elétrica. Nesses casos, a construção de uma rede paralela para atender aos mesmos consumidores se mostraria inviável economicamente, de modo que os reguladores atuam para não haver abuso de poder econômico pelos detentores da rede, por meio regulação de preços e vedações a integração vertical. Neste último caso, há incentivos à verticalização decorrentes da oportunidade de o agente repassar custos para consumidores regulados.

Portanto, nesse momento, entende-se que o tema deve ser analisado para caso das operações portuárias de movimentação de combustíveis, que carece de um *enforcement* regulatório do livre acesso a infraestruturas essenciais. Nos médio e longo prazos, com a abertura do mercado, a transição passará por uma onda de investimento e ampliação de capacidades, resultando por fim, na consolidação de um mercado competitivo, quando a pertinência de tais restrições pode ser revista. E não há que se falar aqui, em insegurança regulatória, mas na natural adequação da regulação ao mercado, típica de economias abertas.

A integração vertical com outras cadeias pode trazer ganhos de eficiência e ganho de escala crescentes, dada a maior diversidade de produtos e serviços que as corporações passam a oferecer. É possível uma redução dos custos, trazendo benefícios ao consumidor. Entretanto,

quando resulta em um fechamento do mercado aos concorrentes, pode causar entraves às cadeias a jusante da instalação portuária.

Nesses casos, a outorga de serviços portuários ou a autorização de construção de um terminal privado deve ter salvaguardas visando a preservação da competição em seus os elos da cadeia logística.

Todavia, por certo há empresas que têm interesse em movimentar toda a capacidade de terminais, seja em portos organizados ou terminais privados. Atualmente, nos terminais privados, é assegurado que o proprietário o faça, como único contratante, utilizando-se do instituto da preferência do proprietário, cujas regras estão sendo discutidas no âmbito das Consultas e Audiências Públicas nº 1/2020 referente à revisão da Portaria nº 251/2000.

Tal discussão, em conjunto com as regras de acesso não discriminatório, por terceiros interessados, aos terminais aquaviários, existentes ou a serem construídos, para movimentação de petróleo, seus derivados e de biocombustíveis, que se encontram em revisão, podem garantir que as operações sejam realizadas em moldes adequados ao mercado.

3.3. Estrutura atual do mercado de serviços de movimentação de combustíveis em terminais aquaviários e perspectivas com a abertura e transferência de ativos da Transpetro/Petrobras

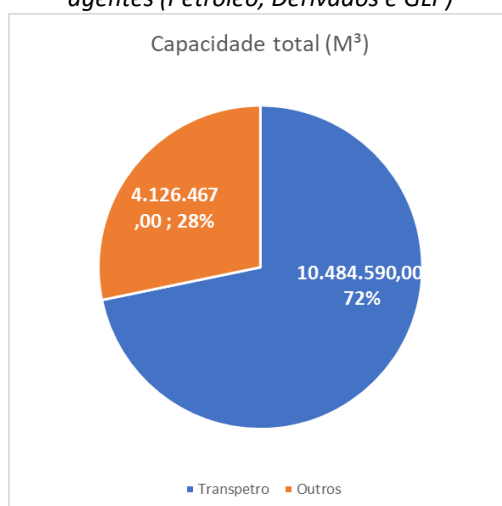
A Transpetro foi criada em 12 de junho 1998 em atendimento ao art. 65 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o qual estabelece que:

Art. 65. A PETROBRAS deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.

Presente em 20 das 27 unidades federativas, opera ativos de infraestrutura pertencentes à Petrobras que consistem em uma rede de 7.719 km de oleodutos, 7.155 km de gasodutos, 20 terminais terrestres, 27 terminais aquaviários e uma frota com 57 navios petroleiros.

O Gráfico 3 ilustra a capacidade de armazenagem da Transpetro versus todos demais agentes.

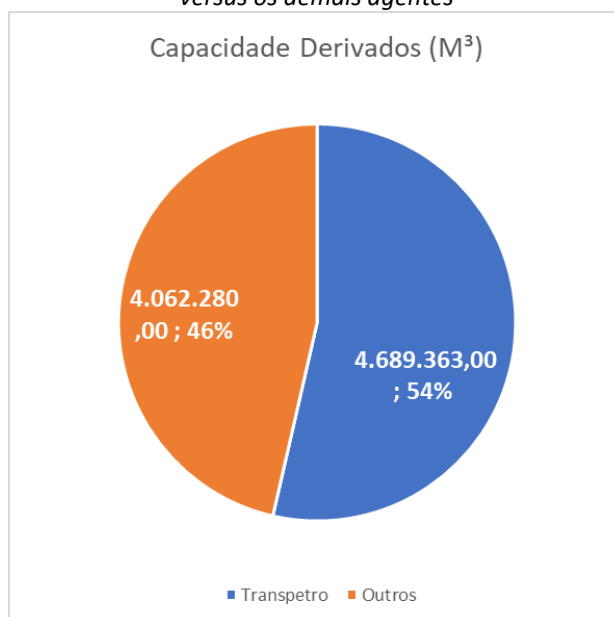
Gráfico 3 – Capacidade total de armazenagem da Transpetro em seus terminais versus os demais agentes (Petróleo, Derivados e GLP)



Fonte: ANP, 2020

Não menos impactantes são os domínios de combustíveis líquidos, conforme ilustra o Gráfico 4.

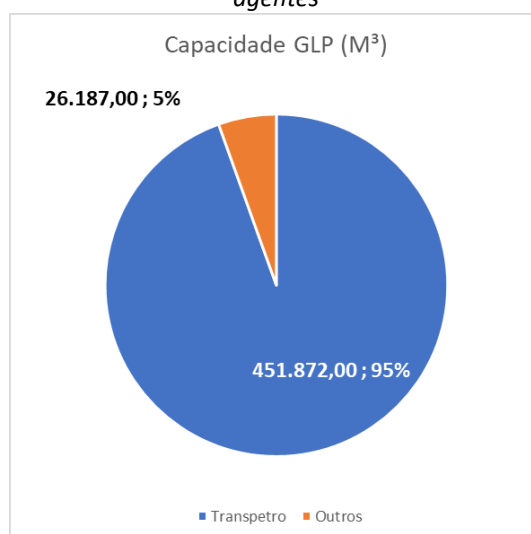
Gráfico 4 – Capacidade de armazenagem de derivados (exceto GLP) da Transpetro em seus terminais versus os demais agentes



Fonte: ANP, 2020

Caso se analise a capacidade de armazenagem de GLP, o resultado é ainda mais impactante, conforme ilustra o Gráfico 5.

Gráfico 5 – Capacidade de armazenagem de GLP da Transpetro em seus terminais versus os demais agentes



Fonte: ANP, 2020

Claro está que tal domínio implica grande poder de mercado da Transpetro e por consequência da Petrobras, decorrente da detenção do recurso chave para importação e movimentação de derivados no País.

Em outros momentos históricos, em que o mercado era incipiente e desencorajador de investimentos privados, poderia ser plausível o Estado Brasileiro deter esses recursos e fatores de produção.

Entretanto, na atualidade, a transferência de ativos de refino em algumas regiões traz um alerta para a necessidade de que esses recursos logísticos tenham seus domínios diversificados. A uma porque necessitarão de vultosos investimentos que o Estado, com seu controle, não poderá fazer. A duas porque se trata de momento em que a União deve priorizar a redução de seus custos e alocação de recursos em áreas de maior universalidade de alcance de bem-estar.

Os terminais interconectados às refinarias são infraestruturas estratégicas para os adquirentes e sua forma de alienação já foi tratada nas diretrizes da Resolução CNPE nº 12/2018, bem como no TCC que a Petrobras celebrou com o CADE sobre os ativos de refino.

Mas há terminais que não integram esse rol e que exercem um papel fundamental para que o mercado possa ter, de fato, competitividade e pluralidade, como é o caso dos terminais de importação de GLP.

Assim, sugere-se que os terminais de maior capacidade e ou maior relevância na internalização dos principais derivados sejam avaliados com enfoque estratégico sob a ótica das boas práticas concorrenciais visando um mercado em que vários agentes demandarão capacidade de movimentação no curto prazo, sem a perspectiva de investimentos por parte do agente detentor de seu domínio.

4. Medidas e ações de transição para um novo modelo de *downstream* no Brasil, aberto, dinâmico e competitivo (médio e longo prazo)

A implementação de uma agenda de reformas no setor de combustíveis capaz de fomentar uma arquitetura mercadológica aderente a um ambiente concorrencial, exige, por parte do órgão regulador, a adoção de instrumentos regulatórios suficientes para uma transição coordenada e com o objetivo de garantir o abastecimento e proteger os interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos.

Os desafios impostos com o realinhamento estratégico da Petrobras ensejam a construção de um novo tratamento regulatório aos agentes econômicos, especialmente quanto à estipulação de regras garantidoras do abastecimento e da proteção dos consumidores, bem como na adoção de soluções tecnológicas – por exemplo com aplicação de ciência de dados –, com capacidade de melhor monitorar o funcionamento do mercado, visto que o planejamento da logística de suprimento de derivados no país será substancialmente alterado. No entanto, é importante ressaltar que, passado um momento de ajustes, um mercado com múltiplos atores atuando tende a ser mais competitivo, com fontes variadas de suprimento, preços e níveis de serviço mais benéficos para a sociedade.

Dessa forma, o alcance de um equilíbrio entre os riscos atinentes ao abastecimento de combustíveis no mercado nacional e as oportunidades da quebra do monopólio de fato da Petrobras poderá ser obtido a partir da adoção de novas tecnologias e regras regulatórias, capazes, respectivamente, de melhor monitorar a complexidade das operações do abastecimento nacional de combustíveis, quanto a preços e volumes, e de estabelecer um novo arcabouço regulatório que seja suficiente para garantir a execução do abastecimento e a proteção dos interesses dos consumidores.

Estabelecer mecanismos regulatórios capazes de garantir o abastecimento de combustíveis em todo o território nacional, inclusive em períodos de eventual restrição logística de suprimento e de distribuição, mostram-se essenciais a uma transição de mercado bem-sucedida, em que se estabeleça um aparato regulatório garantidor do abastecimento durante as eventuais crises de abastecimento, sem prejuízo da proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos.

Há, portanto, a necessidade de conciliar os passos das reformas estruturais do mercado de combustíveis com a criação de um ambiente regulatório que seja capaz de atrair investimentos privados para expansão da infraestrutura, e que também esteja preocupado com a garantia do abastecimento de combustíveis em todo o território nacional, ao encontro dos interesses dos consumidores. É importante ressaltar que a preocupação com esses objetivos, historicamente, foi utilizada como principal linha condutora das ações e diretrizes governamentais na regulação do setor, e assim deve continuar sendo a linha mestra do planejamento energético nacional, conforme determinado na Lei do Petróleo, principalmente no atual contexto de redefinição do mercado.

Na atual conjuntura de transição estrutural do mercado, a segurança energética, conjuntamente com o aumento da competição, deve assumir o protagonismo no debate regulatório, havendo espaço para construção de novos instrumentos normativos aderentes à nova realidade, e que possam salvaguardar a garantia do abastecimento e os interesses dos consumidores, nesse novo contexto.

Há, portanto, que se estabelecer novas ferramentas de obtenção de informações quanto ao volume comercializado e estoque formado pelos agentes econômicos ao longo da cadeia do *downstream*, para se implementar um adequado monitoramento do mercado, capaz de gerar informações estratégicas para a manutenção da garantia do abastecimento nacional de combustíveis, e construir um marco regulatório garantidor do abastecimento especificamente criado, a partir dessa nova estruturação do mercado.

Estabelece-se, portanto, duas sugestões para uma transição de mercado bem-sucedida, em que se propõe ampliação do uso de ferramentas tecnológicas que permitam a geração de maior número de informações para o monitoramento do abastecimento nacional de derivados de petróleo, de gás natural e de biocombustíveis e a revisão do arcabouço regulatório atual a fim de se detectar a necessidade, ou não, da criação de novos instrumentos ou arranjos regulatório que permitam a agência reguladora atuar na garantia do abastecimento e que sejam aderentes aos desafios impostos nesse período de transição.

Nessa toada, cabe mencionar que a ANP aprovou Plano de Ação referente ao período pós-alienação dos ativos de refino e infraestruturas associadas da Petrobras, criado no âmbito do Grupo de Trabalho instituído pela Portaria ANP nº 192/2020 para essa finalidade. Esses planos de ação abrangem medidas e ações de curto, médio e longo prazos, visando à transição para um novo modelo de *downstream* no Brasil, e consubstanciam-se em sugestões regulatórias de endereçamento da questão. A análise de tais sugestões não fez parte do escopo deste estudo.

5. Identificação de infraestrutura portuária e dutoviária que pode ser desenvolvida

O mercado de combustíveis líquidos no Brasil é composto, principalmente, por derivados de petróleo como gasolina, óleo diesel e querosene de aviação, e pelos biocombustíveis, com destaque para o etanol e o biodiesel.

O óleo diesel é o combustível líquido mais utilizado no Brasil, destinado a motores do ciclo Diesel em veículos rodoviários, ferroviários, marítimos e em geradores de energia elétrica.

A gasolina é o segundo combustível mais consumido no país, vindo logo atrás do óleo diesel. As gasolinas comercializadas no país são: gasolina A, sem etanol, vendida pelos produtores e importadores de gasolina; e gasolina C, com adição de etanol anidro combustível (27%) pelos distribuidores, vendida aos postos revendedores e em seguida ao consumidor final.

De maneira geral, a competição entre as empresas se faz principalmente pela logística, de forma que a competitividade aumenta à medida que a localização da distribuição é próxima ao baricentro da demanda.

Dentre as principais previsões setoriais, destaca-se o “Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2026” (EPE, 2017), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). O PDE 2026 traz previsões de consumo de combustíveis regionalizadas até o horizonte de 2026, e aponta estimativas de crescimento médio da demanda de 1,03% para os derivados em geral.

5.1. Setor Portuário

A partir dos dados apresentados no PDE 2026 é possível verificar a necessidade de importação de derivados nos próximos 10 anos. Diante da perspectiva de crescimento do mercado brasileiro nos próximos anos, a EPE concluiu que para garantir o abastecimento do país serão necessários novos investimentos em infraestruturas logísticas.

Nesse sentido, para orientar o planejamento e as iniciativas de investimento no setor portuário o Ministério da Infraestrutura desenvolve o Plano Nacional de Logística Portuária – PNLP, que classifica os granelis líquidos nos seguintes grupos:

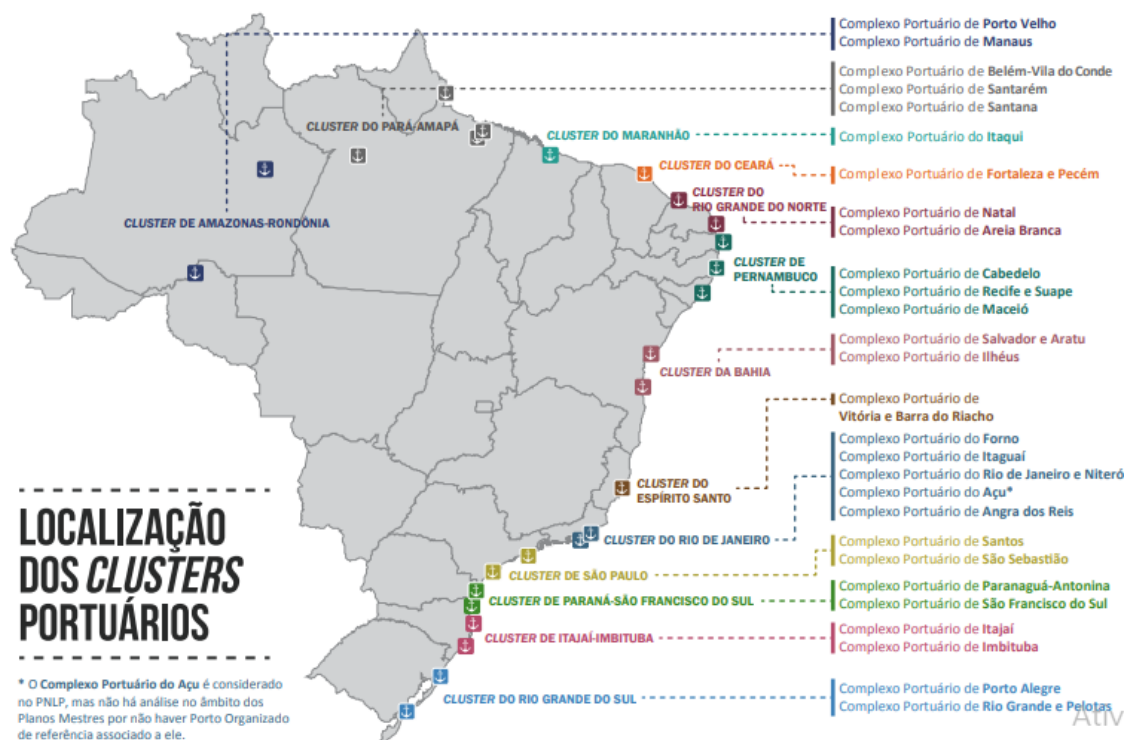
- a. Granel Líquido - Combustíveis e químicos;
 - Derivados de Petróleo;
 - Petróleo;
 - Álcool;
 - Químicos; e
 - Outros.
- b. Granel Líquido - Origem Vegetal;
 - Óleo de Soja;
 - Sucos; e
 - Outros.

No âmbito do setor portuário, o PNLP é o instrumento com maior abrangência em termos de planejamento, e tem por objetivo mostrar os diagnósticos e prognósticos do setor para a

avaliação de cenários e a proposição de ações de médio e longo prazo que permitem a tomada de decisões em infraestrutura, operações, capacidade, logística e acessos, gestão, e meio ambiente. No que se refere às projeções de cargas, o PNLP apresenta fluxos de movimentação distribuídos em *Clusters* portuários.

Os *clusters* portuários são conjuntos de portos organizados (públicos) e terminais privados geograficamente próximos entre si. Na figura a seguir são apresentados os *clusters* portuários ao longo de toda a costa do país.

Figura 36 – Localização dos Clusters Portuários

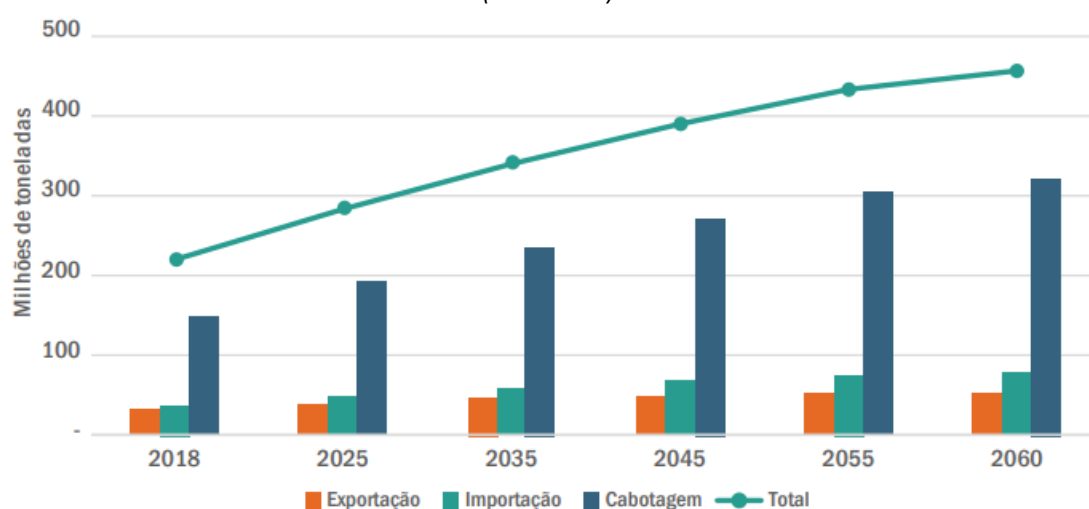


Fonte: Relatório Projeção de Demanda e Carregamento da Malha – Ano base 2018 – (MINFRA, 2019)

Conforme se extrair do PNLP, a adoção de *clusters* portuários como premissa se deu devido à semelhança de custos logísticos que incidem entre portos próximos geograficamente, fazendo com que a decisão do embarcador seja definida por questões operacionais e nível de serviço oferecido pelas instalações portuárias, possibilitando que a carga migre entre terminais devido a questões concorrenciais.

Especificamente sobre a movimentação de petróleo e derivados, segundo consta no PNLP, a carga granel líquido – combustíveis e químicos é composta por petróleo, derivados de petróleo, etanol e produtos da indústria química. A maior parte da sua movimentação em 2018 ocorreu via navegação de cabotagem: 68% do total. A navegação de longo curso correspondeu a 32%. Para o ano de 2060, espera-se que essa proporção sofra pequena alteração, com a navegação de cabotagem representando 71% e a navegação de longo curso, 29%. No período projetado (2018 a 2060), o crescimento de granel líquido – combustíveis e químicos é de 115% para a navegação de cabotagem e de 91% para o longo curso, chegando a um total movimentado de 456,8 milhões de toneladas em 2060.

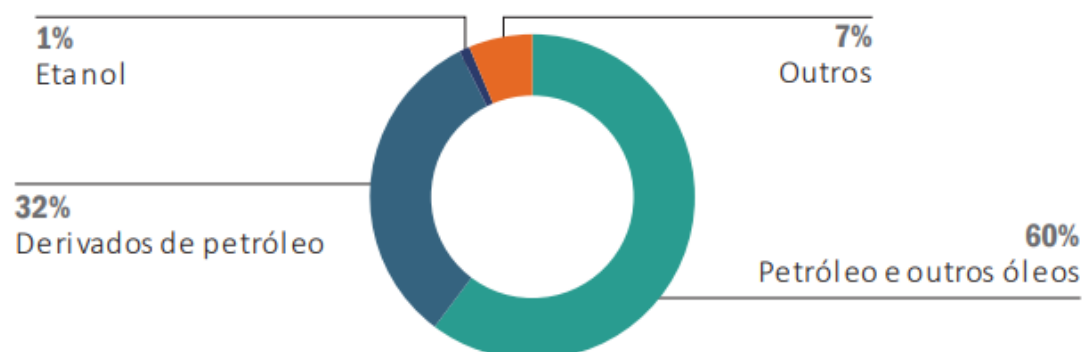
Gráfico 6 – Movimentação de granel líquido – combustíveis e químicos: observado (2018) e projetado (2025-2060)



Elaboração: Ministério da Infraestrutura (MINFRA, 2019)

Os produtos movimentados como granel líquido – combustíveis e químicos, cuja representatividade em 2018 pode ser vista no Gráfico anterior, não apresentam modificação significativa em sua distribuição até o último ano projetado.

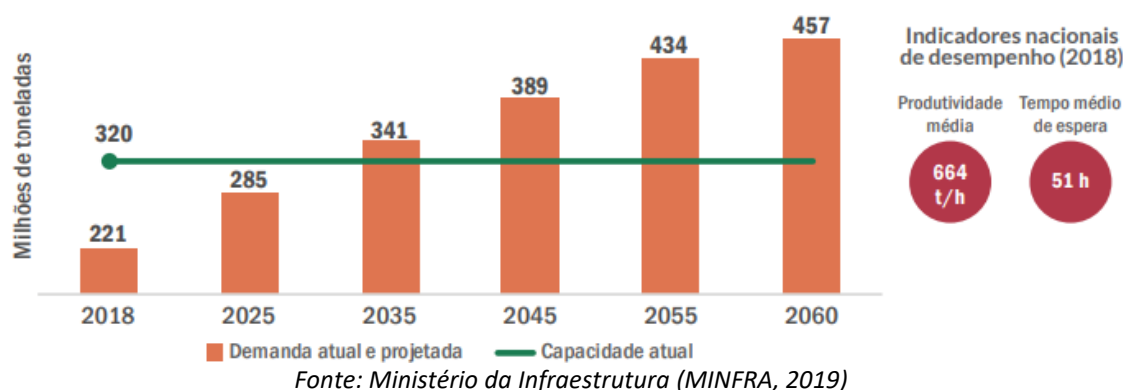
Gráfico 7 – Representatividade dos produtos de granel líquido – combustíveis e químicos nas movimentações: observado (2018)



Elaboração: Ministério da Infraestrutura (MINFRA, 2019)

Quando há o confronto da capacidade instalada do setor portuário com a projeção de demanda resta demonstrado que em 2035 essa será maior do que a capacidade de atendimento daquela.

Gráfico 8 – Projeção da demanda vs. capacidade e desempenho da movimentação de graneis líquidos - combustíveis e químicos



Os resultados da alocação 2060, comparados com as capacidades existentes, são apresentados na Figura abaixo e consolidados na tabela na sequência.

Figura 37 – Demanda vs. capacidade de graneis líquidos – combustíveis e químicos por cluster portuário



Fonte: Ministério da Infraestrutura (MINFRA, 2019)

Tabela 8 – Demanda vs. capacidade de graneis líquidos

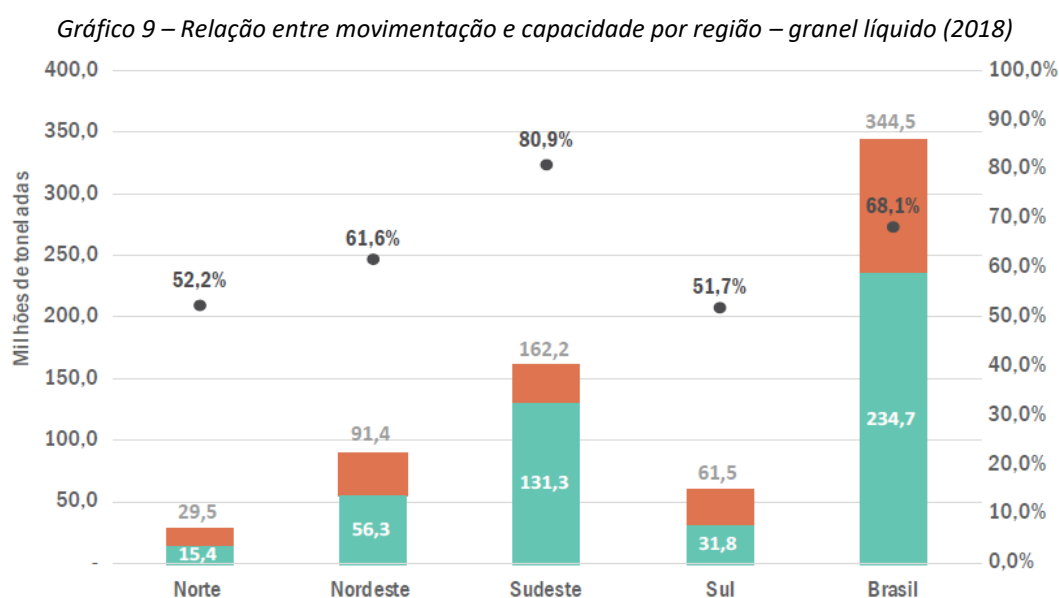
Demanda vs. capacidade de graneis líquidos – combustíveis e químicos por cluster portuário			
CLUSTER	Projeção de Demanda	Capacidade	Déficit de Capacidade
AMAZONAS–RONDÔNIA	15,01 milhões de t	6,94 milhões de t	8,06 milhões de t
PARÁ–AMAPÁ	8,88 milhões de t	5,32 milhões de t	3,56 milhões de t
MARANHÃO	21,59 milhões de t	20,64 milhões de t	0,95 milhão de t
CEARÁ	8,66 milhões de t	6,97 milhões de t	1,69 milhão de t
RIO GRANDE DO NORTE	8,08 milhões de t	5,86 milhões de t	2,22 milhões de t
PERNAMBUCO	46,09 milhões de t	27,51 milhões de t	18,58 milhões de t
BAHIA	42,19 milhões de t	30,07 milhões de t	12,12 milhões de t
ESPÍRITO SANTO	17,38 milhões de t	7,91 milhões de t	9,48 milhões de t
RIO DE JANEIRO	97,45 milhões de t	86,86 milhões de t	10,59 milhões de t
SÃO PAULO	142,48 milhões de t	63,34 milhões de t	79,14 milhões de t
PARANÁ–SÃO FRANCISCO DO SUL	30,82 milhões de t	27,01 milhões de t	3,81 milhões de t
RIO GRANDE DO SUL	17,80 milhões de t	31,12 milhões de t	-

Elaboração: Ministério da Infraestrutura

5.1.1. Investimentos Realizados e Previstos

Segundo informações do PNLP, em 2018, a movimentação de graneis líquidos atingiu a marca de 234,7 milhões de toneladas nas instalações portuárias nacionais, enquanto a capacidade nacional calculada foi de 344,5 milhões de toneladas.

O Gráfico a seguir, por região, a demanda e a capacidade dos Portos Organizados referentes à natureza de carga dos graneis líquidos.



Fonte: Ministério da Infraestrutura (MINFRA, 2019)

Nota-se que a maior capacidade instalada se encontra na Região Sudeste do País, sendo que o grupo de mercadorias graneis líquidos combustíveis compõe aproximadamente 96% da capacidade instalada de graneis líquidos da Região Sudeste.

Apesar de contar com a maior capacidade instalada, a Região Sudeste é a que tem a maior taxa de utilização da capacidade ofertada (80,9%), seguida da Região Nordeste (61,6%).

As projeções de demanda e análise das capacidades do setor portuário mostram o valor do planejamento recorrente. Esse planejamento permite que os desafios futuros sejam visualizados com a antecedência necessária para que as ações sejam orquestradas de maneira efetiva na resolução dos desafios.

Cabe destacar que a capacidade de movimentação do sistema portuário, especialmente a capacidade de cais, já foi um desafio muito maior, bem detalhado em ciclos anteriores do PNLP. Por meio do planejamento e da ação contínua, atualmente o sistema dispõe de capacidade compatível com a sua demanda atual, assim como de um cronograma de obras coerente com as necessidades futuras.

Boa parte desse desafio foi superada com autorização de novos Terminais de Uso Privado - TUPs, ao todo 102 autorizados de 2015 a 2018, e outra grande parte com o Programa de Parcerias e Investimentos (PPI). O programa foi criado pela Lei nº 13.334, de 2016, com a finalidade de ampliar e fortalecer a interação entre o Estado e a iniciativa privada por meio da celebração de contratos de parceria e de outras medidas de desestatização.

A seguir a tabela apresenta obras e projetos portuários que foram licitados.

Tabela 9 – Arrendamentos portuários de granéis líquidos licitados

Arrendamentos Portuários de Granéis Líquidos Licitados			
Porto	Arrendamento	Capacidade Estática	Investimento em R\$ (CAPEX)
Cabedelo	AE-10	16.742 t	R\$ 36,4 milhões
Cabedelo	AE-11	18.678 t	R\$ 34,93 milhões
Cabedelo	AI-01	19.015 t	Não há
Santarém	STM 05	1.600 m ³	R\$ 11 milhões
Santarém	STM 04	1.600 m ³	R\$ 18,9 milhões
Santos	STS 13	97.720 m ³	R\$ 198,2 milhões
Santos	STS 13 A	70.477 m ³	R\$ 111,4 milhões
Belém	BEL 02A	40.576 m ³	R\$ 43,8 milhões
Belém	BEL 02B	43.754 m ³	R\$ 27,4 milhões
Belém	BEL 04	23.469 m ³	R\$ 11,6 milhões
Belém	BEL 08	48.280 m ³	R\$ 83,5 milhões
Belém	BEL 09	19.394 m ³	R\$ 128,7 milhões
Vila do Conde	VDC 12	58.690m ³	R\$ 126,2 milhões
Vitória	VIX 30	65.725 m ³	R\$ 128,2 milhões

Elaboração: Ministério da Infraestrutura

Já a próxima a tabela apresenta as obras e projetos portuários em Portos Organizados com programação para serem licitados. Além disso, há outros projetos de terminais privados em fase de anúncio público ou de elaboração, destinados à movimentação de cargas dessa natureza.

Tabela 10 – Programação de licitação de arrendamentos portuários de granéis líquidos

Programação de Licitação de Arrendamentos Portuários de Granéis Líquidos					
Porto	Arrendamento	Carga	Tipo	Investimento em R\$ (CAPEX)	Previsão Leilão Trimestre
Itaqui (MA)	IQI12	Combustíveis Líquidos	<i>Greenfield</i>	177.276.386,00	01/2021
Itaqui (MA)	IQI13	Combustíveis Líquidos	<i>Greenfield</i>	178.503.000,00	01/2021
Itaqui (MA)	IQI03	Combustíveis Líquidos	<i>Brownfield</i>	106.535.000,00	01/2021
Itaqui (MA)	IQI11	Combustíveis Líquidos	<i>Brownfield</i>	133.312.000,00	01/2021
Santos (SP)	STS08	Combustíveis Líquidos	<i>Greenfield</i>	211.618.000,00	02/2021
Santos (SP)	STS08A	Combustíveis Líquidos	<i>Greenfield</i>	1.196.014.000,00	02/2021
Paranaguá (PR)	PAR50	Combustíveis Líquidos	<i>Greenfield</i>	338.192.000,00	02/2021
Mucuripe (CE)	MUC59	Formulação de Combustíveis	<i>Greenfield</i>	119.924.000,00	02/2021
Vila do Conde (PA)	VDC25/26	Formulação de Combustíveis	<i>Greenfield</i>	100.000.000,00	02/2021
Maceió (AL)	MAC11	Combustíveis Líquidos	<i>Greenfield</i>	50.000.000,00	03/2021
Maceió (AL)	MAC12	Combustíveis Líquidos	<i>Greenfield</i>	30.000.000,00	03/2021
Itaqui (MA)	IQI14	Combustíveis Líquidos	<i>Greenfield</i>	80.000.000,00	04/2021
Outeiros (PA)	OUT01	Granel Líquido	<i>Greenfield</i>	150.000.000,00	04/2021
Total				2.871.374.386,00	

Elaboração: Ministério da Infraestrutura

Como resultado, observa-se uma concentração dos projetos previstos nas Regiões Sudeste e Nordeste, que têm a maior taxa de utilização da capacidade ofertada 80,9% e 61,6%, respectivamente, com destaque para o Porto de Santos, que receberá investimentos estimados em mais de R\$ 1,4 bilhão, e o Porto de Itaqui, o qual obteve qualificação de quatro arrendamentos no PPI.

5.2. O Transporte Marítimo

5.2.1. O Mercado Nacional

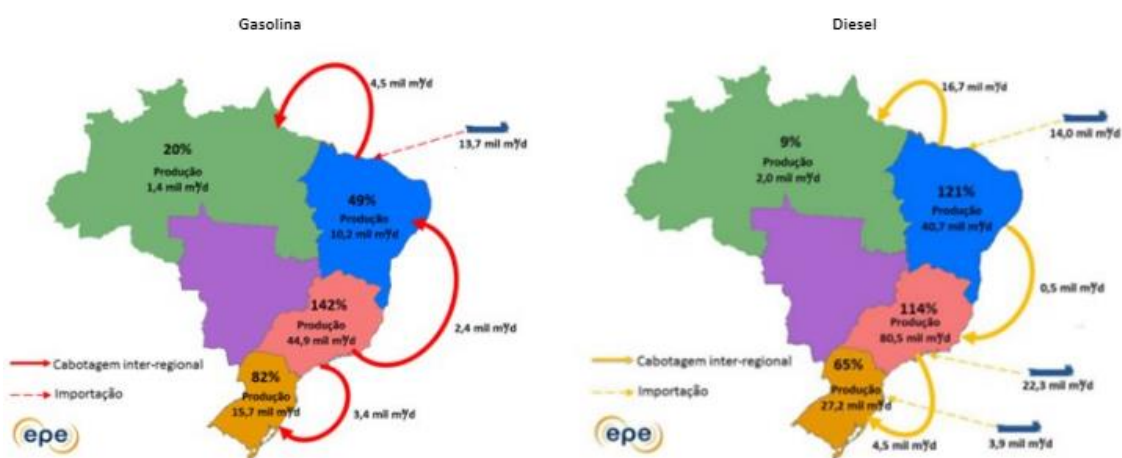
O transporte aquaviário, em especial a cabotagem, desempenha relevante papel na atividade de distribuição de combustíveis pelas diversas regiões do país, em razão da distribuição dos mercados consumidores pela longa faixa litorânea nacional. Em 2019 foram movimentados por

meio da cabotagem cerca de 35,5 milhões de toneladas de derivados de petróleo (ANTAQ, 2020b).

O transporte marítimo de cabotagem, consiste na navegação realizada entre portos ou pontos do território brasileiro, nos termos do inciso IX do art. 2º da Lei nº 9.432/1997, é apontado como relevante alternativa logística para a distribuição de petróleo e derivados no mercado nacional.

As previsões para as demandas até 2029 dos principais derivados consumidos no país, gasolina e óleo combustível, apresentadas no Plano Decenal de Expansão de Energia, indicam necessidade de fluxos de transportes marítimos inter-regionais e de importação (EPE, 2019). As principais movimentações inter-regionais e a relação percentual entre produção e demanda desse combustível, projetada para cada região do Brasil são apresentadas, de modo esquemático, nas figuras a seguir:

Figura 38 – Atendimento à demanda por região e cabotagem inter-regional de gasolina e diesel em 2029.



Fonte: EPE, 2019

Conforme demonstrado, as projeções indicam que em 2029 a cabotagem continuará desempenhando papel relevante para o abastecimento das regiões que possuem capacidade de produção inferiores as demandas projetadas, totalizando 10,3 mil m³/dia de gasolina e 21,7 mil m³/dia de óleo diesel, além da necessidade de fluxos de importação.

Dessa forma, o desenvolvimento do serviço de transporte marítimo de cabotagem é um fator relevante a ser considerado, de forma assegurar o aprovisionamento de combustíveis em todas as regiões do país.

5.2.2. O Custo de Transporte

Em um mercado de livre concorrência de uma *commodity* global, a competição entre fornecedores locais e importadores faz com que o preço local convirja para o Preço de Paridade Internacional (LEGGIO, 2019).

A composição de preços ao consumidor apresentada pela Petrobras para a gasolina C e diesel, considerados os preços médios nas principais capitais, apresenta a seguinte estrutura:

Quadro 52 – Composição de preços ao consumidor

Diesel		Gasolina	
Item	(%)	Item	(%)
Distribuição e Revenda	20	Distribuição e Revenda	14
Custo Biodiesel	10	Custo Biodiesel	13
ICMS	16	ICMS	30
CIDE, PIS/PASEP e COFINS	11	CIDE, PIS/PASEP e COFINS	18
Realização Petrobras	43	Realização Petrobras	25

Fonte: Petrobras, 2020 (Composição de Preços de Venda ao Consumidor)

Os custos de transportes estão compreendidos nas margens de distribuição e revenda, e atualmente as operações de transporte marítimo de derivados de petróleo da Petrobras ficam a cargo da Transpetro, realizadas por meio de frota de navios próprios ou afretados.

5.2.3. Os Ciclos do Transporte Marítimo

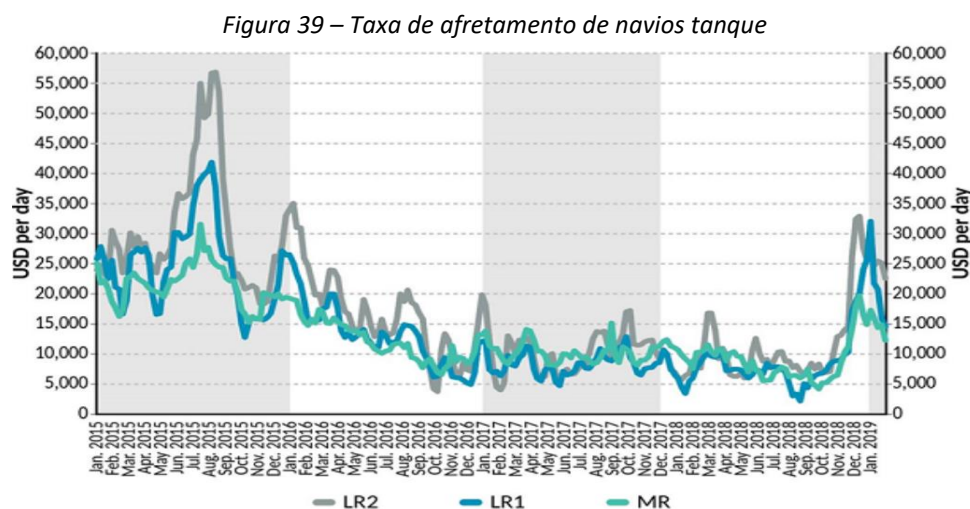
Entre as características do mercado de transporte marítimo internacional há o os ciclos de demanda e de oferta, que podem proporcionar grande volatilidade de preços para o frete e de oferta de serviço de transporte.

Os ciclos de oferta de curta duração fazem parte de um mecanismo ondulatório que pode ser dividido em quatro estágios principais: uma baixa de mercado (estágio 1) é seguida por uma recuperação (estágio 2), que conduz a um pico de mercado (estágio 3), seguido de um colapso (estágio 4) (STOPFORD, 2009 *apud* ANTAQ, 2020a):

- Estágio 1 (baixa): Uma baixa tem três características. Em primeiro lugar, existem sinais claros de excedente de capacidade de transporte marítimo, em que os navios nos pontos de carregamento encontram-se em fila de espera e, no mar, navegam em baixa velocidade para economizar combustível. Em segundo lugar as taxas de frete baixam para o nível do custo de operação dos navios menos eficientes, que passam para uma situação de desarmamento temporário. Em terceiro lugar, as pressões financeiras crescem, conduzindo a estagnação, porque as decisões críticas são adiadas. O preço dos navios velhos baixa ao preço da sucata, conduzindo a um mercado de demolição ativo, e as sementes da recuperação são semeadas.
- Estágio 2 (retomada): Com a tendência da oferta e da demanda em equilíbrio, as taxas de frete sobem ligeiramente acima dos custos operacionais e a tonelagem baixa, ficando em situação de desarmamento temporário. O sentimento do mercado mantém-se incerto, mas a confiança cresce gradualmente.
- Estágio 3 (pico/patamar): Com a absorção da oferta, a oferta e a demanda tornam-se próximas. Somente os navios não navegáveis encontram-se desarmados, e a frota navega a toda força. As taxas de frete aumentam, frequentemente duas a três vezes o valor dos custos operacionais do navio, e em ocasiões raras esse valor pode ser dez vezes maior. O pico pode durar algumas semanas ou vários anos. Os ganhos elevados geram entusiasmo, aumento de liquidez; os bancos encontram-se mais propensos a emprestar tendo como garantia ativos com valores mais fortes. Em dado momento, isso conduz a um excesso de atividade comercial, ao mesmo tempo em que o preço dos navios de segunda mão se movimentam para valores superiores ao custo de substituição. Aumentam as encomendas de novas construções.
- Estágio 4 (colapso): Com a oferta a ultrapassar a demanda, o mercado movimenta-se para o estágio de colapso (convulsão) e as taxas de frete caem precipitadamente. Isso com frequência é reforçado pela baixa do ciclo econômico, mas outros fatores contribuem, por exemplo a desobstrução do congestionamento

portuário e a entrega de navios encomendados no pico do mercado; em recessões geralmente, encontramos esses fatores reforçados por um choque econômico. Dessa forma, historicamente os efeitos do ciclo no mercado de transporte marítimo implicam em volatilidade dos valores do frete marítimo, assim como em riscos à prestação do serviço de transporte (STOPFORD, 2009). Neste sentido, os serviços oferecidos podem ser insuficientes se o transporte marítimo for deixado nas mãos de mercado livre imprevisível e volátil (UNCTAD, 2018 *apud* ANTAQ, 2020a).

O comportamento específico dos efeitos do ciclo do mercado de transporte marítimo de navios tanques em anos recentes foi publicado em relatório pela BIMCO - *Baltic and International Maritime Council*, no gráfico apresentado a seguir:

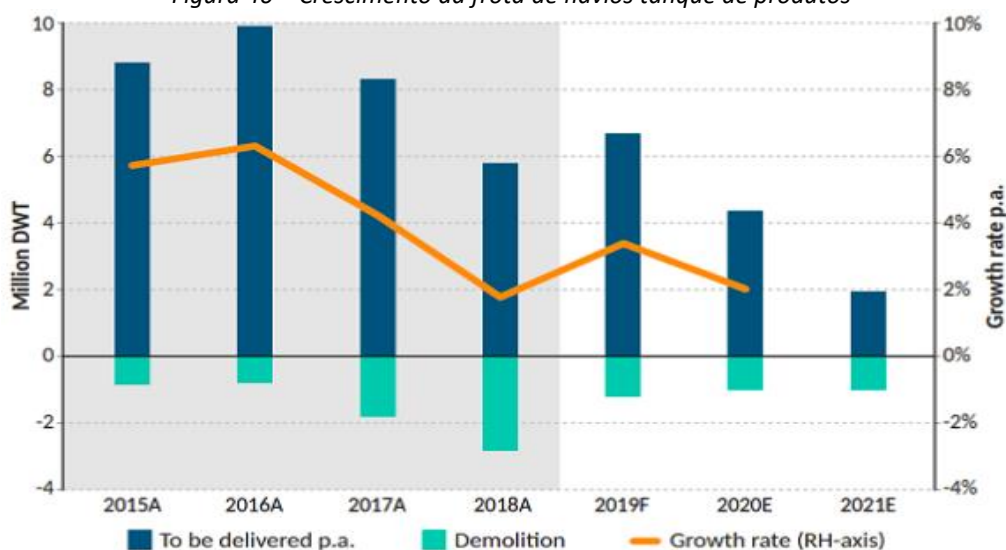


Fonte: BIMCO, 2020

Obs: Navios MR (até 59,999 DWT), LR1 (até 79,999 DWT) e LR2 (até 120,000 DWT).

Conforme apresentado pelo gráfico acima, observa-se um expressivo aumento das taxas diárias de afretamento no mês de setembro de 2019, em razão de definições geopolíticas. Entretanto, a tendência de aumento das taxas de afretamento no ano de 2019 ocorre após anos de aumento do volume de navios destinados à demolição nos anos de 2017 e 2018, e consequentemente redução das taxas de crescimento da frota de navios disponíveis, conforme apresentado no gráfico a seguir:

Figura 40 – Crescimento da frota de navios tanque de produtos



Fonte: BIMCO, 2020

A tendência de redução do crescimento da frota de navios tanques para o transporte de derivados de petróleo, indicada no gráfico, apontam para uma menor oferta de navios e consequente aumento dos fretes.

5.2.3.1. Políticas para mitigar os efeitos dos ciclos do transporte marítimo

Para avaliação do comportamento deste mercado de transporte marítimo é necessário compreender que as negociações sobre o tema estão suspensas no âmbito da Organização Mundial do Comércio – OMC desde 1996, conforme decisão do *Council for Trade in Services S/L/24* (WTO, 1996), razão pela qual as práticas concorrencias das empresas de transporte marítimo internacional podem ser avaliadas somente pelas leis dos países onde estão sediadas.

Considerado a relevância da prestação do serviço de transporte marítimo e a inexistência de regras concorrenciais internacionais para o setor, a grande maioria dos países desenvolve políticas para mitigar os efeitos dos ciclos do transporte marítimo para suas economias, conforme apontado pelo estudo *Cabotage Laws of the World* (SRI, 2018).

Entre as políticas desenvolvidas estão as regras de cabotagem, apresentadas pelo estudo *Rethinking Maritime Cabotage for Improved Connectivity*, (UNCTAD, 2018), e políticas de subsídio, conforme apresentado pelo estudo que avalia tais políticas entre os membros da OCDE denominado *Maritime Subsidies: Do They Provide Value for Money* (ITF, 2019).

Entre os instrumentos desenvolvidos pelo governo brasileiro para atenuar os efeitos dos ciclos do transporte marítimo para o mercado nacional podem ser destacados o ordenamento para o transporte aquaviário e as subvenções para o transporte de cabotagem com origem e destino nas regiões Norte e Nordeste, definidos pela Lei nº 9.432/1997, sendo as atividades de transporte aquaviário reguladas pela Agência Nacional de Transportes Aquaviários – ANTAQ. A Constituição Federal e a Lei nº 9.478/1997, denominada lei do petróleo, determinam atualmente que o transporte marítimo de petróleo e derivados de origem nacional deve ser realizado por empresas constituídas sob as leis brasileiras.

5.2.4. O Transporte Aquaviário no Cenário de Desinvestimento

Em razão do cenário de desinvestimento da Petrobras, os efeitos decorrentes para o transporte de combustível na cabotagem nacional ganha maior relevância. Entre as considerações apresentadas no seminário ABASTECE BRASIL (ABASTECE, 2019), em relação a Cabotagem foram apontados os seguintes pontos:

- Como estabelecer medidas transitórias para estas operações, flexibilizando, por exemplo, questões de bandeira do navio;
- Como planejar um novo modelo de movimentação de produtos via cabotagem, com a abertura do refino e mudanças de papéis e responsabilidades nesta atividade.

Também é apontado que a competição em mercados naturais e mercados neutros devem ser marcados pela necessidade de cabotagem dos produtos, e o desenvolvimento do modal permitiria também a colocação de produtos de novos refinadores originários das regiões Nordeste e Sul para competição com a Petrobras (D'ELIA/2020).

Neste contexto, diversas entidades públicas e privadas apontam a necessidade do desenvolvimento de medidas que proporcionem maior competitividade para o transporte marítimo de cabotagem para o transporte de petróleo e derivados, e que o modal será fundamental para proporcionar a contestabilidade do mercado na cadeia de produção e abastecimento de derivados, de forma a evitar o surgimento de oligopólios ou monopólios regionais.

Diante deste cenário, demonstrou-se a relevância da inclusão do setor de transporte marítimo de petróleo e derivados no programa de estímulo a cabotagem denominado “BR do Mar”, que está sendo desenvolvido pelo Ministério da Infraestrutura. As ações previstas têm como objetivo reduzir os custos da cabotagem e a ampliação do número de embarcações no mercado. (D'ELIA, 2020)

5.2.5. O Programa BR do Mar

O Ministério de Infraestrutura, por meio da Secretaria Nacional de Portos e Transportes Aquaviários, vem trabalhando na estruturação de política federal de estímulo ao transporte de cabotagem, consubstanciada no programa denominado "BR do MAR". Por meio da Resolução nº 70, de 21 de agosto de 2019, o Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos da Presidência da República foi favorável a instituição de mencionado programa, estabelecendo os seguintes objetivos:

- I. incrementar a oferta e a qualidade do transporte por cabotagem;
- II. incentivar a concorrência e a competitividade na prestação do serviço de transporte por cabotagem;
- III. ampliar a disponibilidade de frota no território nacional;
- IV. incentivar a formação, a capacitação e a qualificação de marítimos nacionais;

- V. estimular o desenvolvimento da indústria naval nacional para a construção, jumborização, conversão, modernização, docagem e reparação embarcações utilizadas na navegação de cabotagem;
- VI. revisar a vinculação das políticas de navegação de cabotagem das políticas de construção naval;
- VII. incentivar as operações especiais de cabotagem e os investimentos decorrentes em instalações portuárias, para atendimento de cargas em tipo, rota ou mercado ainda não existentes ou consolidados na cabotagem brasileira; e
- VIII. otimizar o uso de recursos advindos da arrecadação do Adicional ao Frete para a Renovação da Marinha Mercante – AFRMM.

As diretrizes para a consecução dos objetivos do programa BR do Mar são:

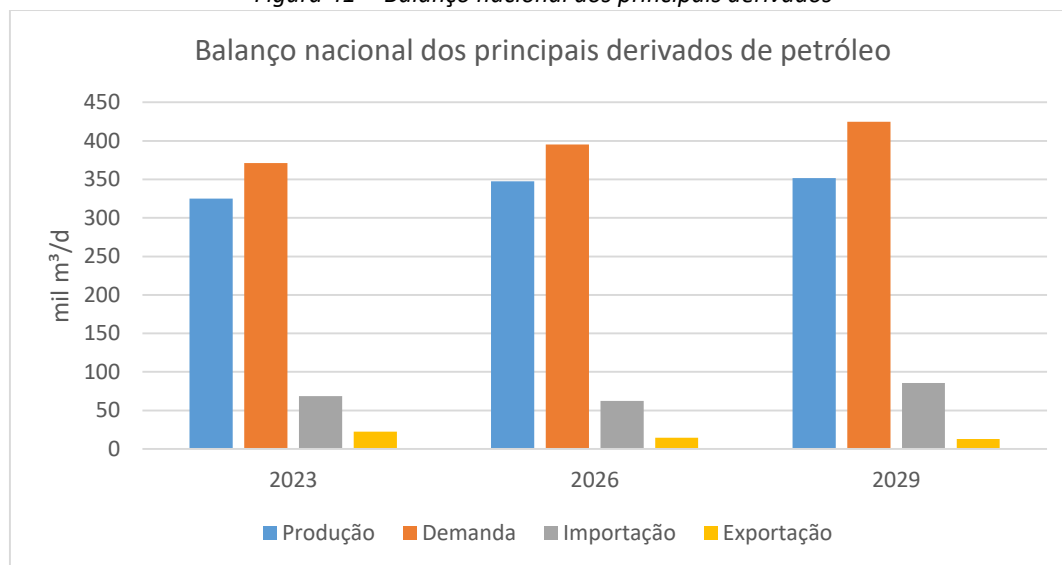
- I. permissão de uso de embarcações de bandeira estrangeira para compor parcela da frota das Empresas Brasileiras de Navegação;
- II. adoção de marítimos brasileiros para formação de parcela da tripulação nas embarcações de bandeira estrangeira em operação na cabotagem;
- III. redução de barreiras de entrada ao mercado brasileiro de cabotagem;
- IV. redução dos custos de investimento em embarcações;
- V. equalização dos custos de operação em relação aos benefícios sociais da cabotagem;
- VI. reavaliação da política de intervenção da União no apoio ao desenvolvimento da marinha mercante e da indústria de construção e reparação naval brasileiras e os encargos dela decorrentes; e
- VII. apoio à realização de investimentos em segurança da navegação costeira pela Marinha do Brasil.

O programa BR do Mar foi estruturado em razão do potencial de desenvolvimento do transporte marítimo na costa brasileira, após intensa discussão com entidades representantes dos usuários, das empresas de navegação e dos órgãos públicos intervenientes, que entre outros aprimoramentos, resultaram na inclusão do setor de transporte de petróleo e derivados na proposição. A medida já tramitou pelos ministérios intervenientes e o encaminhamento da proposta legislativa está previsto para meados de 2020.

5.3. Identificação de infraestrutura dutoviária que pode ser desenvolvida

No Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (EPE, 2019), publicado em 2019, foram apresentadas as projeções para os derivados de petróleo e o balanço de oferta e demanda dos principais combustíveis, ao longo do período decenal, conforme ilustra a Figura 41.

Figura 41 – Balanço nacional dos principais derivados



Fonte: EPE (2019).

Não considerando os reflexos da pandemia de Covid-19 no curto prazo, comentados anteriormente, a Figura 41 mostra que a oferta e demanda por combustíveis segue crescente durante todo o período decenal, havendo a necessidade de importação. Neste contexto, será fundamental a promoção de infraestrutura para movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis. Deficiências ou carências na logística de combustíveis poderão gerar vulnerabilidades e resultar em potencial elevação de custos na cadeia produtiva, com a possibilidade de falhas no abastecimento, além de impactos ambientais e na saúde.

Nesse sentido, a expansão do modo dutoviário, dadas suas características¹², poderá reduzir os custos de transporte e estimular a competitividade. Ademais, projeta-se que, em 2029, algumas importantes infraestruturas dutoviárias poderão estar em condições de saturação, como pode ser observado na Figura 42.

¹² O transporte dutoviário apresenta diversas vantagens quando considerados fatores como capacidade de transporte, custos operacionais, autonomia, confiabilidade e segurança, comparativamente aos outros modos. Ademais, sua utilização proporciona uma diminuição significativa na emissão de poluentes, e contribui para mitigar o impacto do tráfego rodoviário, principalmente em grandes centros urbanos.

Figura 42 – Infraestrutura dutoviária



Fonte: EPE (2019).

Assim, em um cenário de mudança de estratégia da Petrobras, com desinvestimentos em seus ativos de refino e infraestrutura associada (incluindo dutos de transporte) é importante identificar possibilidades de ampliação e melhoria na estrutura dutoviária no Brasil.

Em uma primeira abordagem, ainda preliminar, cabe avaliar os dutos em possível condição de saturação e as possibilidades de duplicação. Além disso, sugere-se a análise de viabilidade econômica de novos dutos para atendimento às regiões com demandas relevantes, no Centro-Oeste, no Paraná, no Rio Grande do Sul e alguns mercados na Região Nordeste, que atualmente são atendidos por outros modos de transporte.

6. Atração de investimentos para desenvolvimento da infraestrutura

O Plano Decenal de Energia (PDE 2029) indica a importância dos investimentos no parque de refino e na infraestrutura logística, cuja elevada movimentação de petróleo e derivados poderá exigir maior atenção em relação à operação da infraestrutura logística do Brasil para garantia do abastecimento em todo o território nacional.

Existem duas importantes políticas públicas concebidas para fomentar a implantação de infraestrutura em diversos setores, quais sejam, o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI e as Projetos Prioritários para fins de emissão de debêntures incentivadas.

6.1. REIDI

O REIDI foi instituído pela Medida Provisória nº 351, de 22 de janeiro de 2007, posteriormente convertida na Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, que definiu como beneficiária desse regime a pessoa jurídica que tenha projeto aprovado para implantação de obras de infraestrutura nos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação e suspende a exigibilidade da Contribuição para o PIS/PASEP e da COFINS sobre as receitas decorrentes de vendas de máquinas, equipamentos, materiais de construção e serviços, destinados a obras de infraestrutura.

A Exposição de Motivos nº 00003/2007-MF/MPS da referida Medida Provisória destacou que elevados investimentos em obras de infraestrutura demandam a participação da iniciativa privada, tendo em vista que o Estado não possui todos os recursos necessários para esses investimentos. Dessa forma, o regime especial foi concebido para reduzir o custo inicial dos empreendimentos e atrair investimentos privados, de forma que a carência de infraestrutura não se torne um entrave ao crescimento econômico.

O REIDI foi regulamentado pelo Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, o qual determinou que os Ministérios responsáveis pelos setores favorecidos deverão definir, em portaria, os projetos que se enquadram ao regime.

6.1.1. Projetos de infraestrutura no REIDI sob competência do MME

O Decreto nº 6.144, de 2007, trouxe, em seu art. 5º, o detalhamento dos projetos de infraestrutura que podem ser objeto de aprovação no Reidi. Sob competência do Ministério de Mina e Energia, são elencados os projetos no setor de energia, alcançando exclusivamente os projetos de geração, cogeração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como produção e processamento de gás natural em qualquer estado físico; e o setor de dutovias.

Dessa forma, projetos do setor de *Downstream* apontados neste relatório, como produção e armazenagem de combustíveis e demais derivados de petróleo, com destaque para projetos de investimento da atividade de GLP, refinarias, estocagem, entre outros, não seriam passíveis de enquadramento no REIDI.

6.2. Projetos Prioritários (Debêntures Incentivadas)

Os Projetos Prioritários para fins de emissão de debêntures incentivadas foram instituídos pela Medida Provisória nº 517, de 30 de dezembro de 2010, posteriormente convertida na Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, que reduziu a alíquota de imposto sobre a renda sobre rendimentos de debêntures de longo prazo emitidas para financiar projetos de infraestrutura, viabilizando a construção de um mercado privado de financiamento de longo prazo.

A Exposição de Motivos Interministerial nº 194/2010 - MF/MDIC/MC/MCT/MEC/MME/MP da referida Medida Provisória destacou que existia a demanda da construção de uma nova base de financiamento para os projetos de maior maturação, o que perpassa pela maior participação da iniciativa privada como fonte complementar de *funding*.

Segundo dados do Boletim de debêntures incentivadas, de abril de 2020, elaborado pela Secretaria de Política Econômica (SPE) do Ministério da Economia, o volume de Debêntures Incentivadas de Infraestrutura, de 2012 a abril de 2020, ultrapassou 87 bilhões de reais, o que demonstra que a política pública é, atualmente, um importante mecanismo de financiamento, via mercado de capitais, consolidando-se como uma alternativa às fontes de financiamento tradicionais, que anteriormente eram dependentes do Governo e dos bancos públicos, principalmente do BNDES.

As condições para aprovação dos projetos de investimento considerados como prioritários na área de infraestrutura foram regulamentadas pelo Decreto nº 8.874, de 11 de outubro de 2016, o qual determinou que os Ministérios setoriais responsáveis deverão editar portarias para disciplinar os requisitos para a aprovação dos projetos como prioritário e a forma de acompanhamento de sua implementação.

6.3. Proposta de aprimoramento da regulação

Visualiza-se que existe uma possibilidade de aprimoramentos da regulação dos Ministérios setoriais no sentido de avaliar a conveniência e oportunidade de incluir categorias de infraestrutura apontadas no presente que não estejam elencadas no normativo vigente como beneficiárias das políticas públicas do REIDI e dos Projetos Prioritários para fins de emissão de debentures incentivadas, de forma a garantir que atração de investimentos privados para o desenvolvimento do mercado de combustíveis.

Para tal, será necessário também avaliar a conveniência e oportunidade de alteração do Decreto que regulamentou o REIDI, em especial, para inclusão de categorias de infraestrutura que atualmente não estão elencadas nos setores dos projetos beneficiários do regime especial, como por exemplo o segmento de refino de petróleo e de distribuição de GLP.

Além disso, recomenda-se que os aprimoramentos da regulação dos Ministérios setoriais também observem simplificações dos requisitos e procedimentos, de forma a desburocratizar a concessão do enquadramento no REIDI e aprovação dos projetos como prioritários para fins de emissão de debentures incentivadas, em atendimento ao Decreto nº 9.094, de 17 de julho de 2017, que dispôs sobre a simplificação do atendimento prestado aos usuários dos serviços públicos, com destaque para a observação da presunção de boa-fé, eliminação de formalidades e exigências cujo custo econômico ou social seja superior ao risco envolvido, além de vedação da exigência de apresentação de documentos comprobatórios de regularidade da situação que constem em base de dados oficial da administração pública federal, dentre outros.

7. Contribuições do Setor e Interessados

Uma etapa fundamental do estudo em tela foi o acolhimento das contribuições do mercado. O intuito foi promover amplo, transparente e sistematizado debate com a sociedade sobre o novo desenho do segmento de *downstream* no Brasil à luz do processo em curso de promoção de um mercado mais aberto, dinâmico e com maior pluralidade de agentes na atividade de refino de petróleo decorrente da venda de oito refinarias da Petrobras. Nesse sentido, foram realizadas reuniões presenciais em fevereiro e março de 2020 com agentes do segmento de refino, distribuição, importação, associações e sindicatos.

Inicialmente, estava previsto para ocorrer em março de 2020 o Workshop Abastece Brasil sobre o “Novo Cenário *Downstream*”, para o qual todo o setor foi convidado, contudo em função do isolamento social imposto pela pandemia da Covid-19, o evento foi cancelado e os interessados convidados a enviar novas contribuições, bem como o grupo ratificou que estava à disposição para reuniões por videoconferência.

Durante os meses de maio, junho e julho de 2020, novas contribuições foram recebidas e resumidas a seguir, as quais estão publicadas na íntegra na página da iniciativa Abastece Brasil na internet, bem como as apresentações realizadas nas reuniões. As contribuições encaminhadas por escrito estão sumarizadas a seguir e, juntamente com as contribuições apresentadas nas reuniões e registradas nas memórias de reunião, serviram de subsídio para a avaliação do novo cenário do *downstream*, bem como para as propostas sugeridas neste trabalho.

Cabe destacar que a tema acesso a infraestrutura, abordado no capítulo 3 deste relatório e objeto de diversas contribuições dos agentes, está sendo discutido pela ANP no âmbito da Consulta e Audiência Públicas nº 1/2020, referentes à revisão da Portaria nº 251/2000.

7.1. Associação Brasileira de Revendedores de Combustíveis Independentes e Livres – AbriLivre

A Associação Brasileira de Revendedores de Combustíveis Independentes e Livres - AbriLivre apresenta sua consulta justificando tratar-se de matéria de grande relevância para seus associados. Em seu entendimento, dependendo dos agentes privados que vierem a adquirir as refinarias integrantes do programa de desinvestimento da Petrobras, os atuais problemas competitivos enfrentados pelos pequenos e médios revendedores do País poderão se agravar.

A AbriLivre alega que, embora existam no mercado nacional pouco mais de 150 distribuidoras atuando no mercado de combustíveis, 70% do volume comercializado aos revendedores está concentrado em três distribuidoras, as quais chama de incumbentes.

A entidade atribui ao processo de concentração vivido no final dos anos 2.000 como uma das razões para essa concentração, momento no qual empresas como Shell deixaram o País e a Família Gouveia Vieira teve seus ativos revertidos para os grupos Ultra e BR distribuidora. Acrescenta como fator de concentração o controle sobre os centros de distribuição primários e secundários em vários estados, resultando em 80% da capacidade instalada de bases de distribuição do País.

Alega também a existência de contratos de compartilhamento entre as três incumbentes e discriminação no acesso de pequenas distribuidoras. Também é colocada como razão para a falta de competição, que está respaldada na forma dos contratos de fornecimento de combustíveis, a exclusividade no fornecimento às revendas vinculadas.

A Associação Concorde que a venda de refinarias poderá, em tese elevar a competição, mas considera imperativo que os agentes públicos responsáveis pelo “desenho dessa privatização” criem mecanismos para evitar que esta alienação reforce a posição dominante das incumbentes.

Acredita e postula que a melhor solução seria total *unbundling*, de tal forma que os “grupos econômicos” adquirentes das refinarias não devam atuar nos demais elos do *downstream*.

Afirma estar “em linha e ecoando” o que o Ministro da Economia e o CNPE dizem a respeito da alienação das refinarias pela Petrobras e citando alguns artigos da imprensa e a Resolução CNPE nº 09/2019 e finaliza as considerações gerais registrando que desse apanhado, subentende-se que é posição do Ministro e do CNPE a alienação das refinarias a incumbentes ou a grupos econômicos que se encontrem nos demais elos do *downstream* no Brasil.

Partes I e II – Subtema: Verticalização

A AbriLivre apresentou contribuições para o tema verticalização expondo preocupações e sugestões acerca dos problemas concorrenciais que poderão ser gerados caso as 8 refinarias detidas pela Petrobras forem alienadas a agentes que já atuam na “Cadeia Brasileira de Combustíveis Líquidos”.

De acordo com a associação, a excessiva concentração de *market share* de distribuição em 3 distribuidoras (Br Distribuidora, Ipiranga e Raízen) e a possibilidade desses agentes adquirirem o controle de parte do parque de refino podem não promover uma maior competição do mercado *downstream*. Pelo contrário, a depender, pode piorar a competição e proporcionar monopólios regionais, resultando na consolidação da concentração da estrutura de mercado por essas empresas. Para amparar essa conclusão, a Associação explica que, além do poder de mercado e das práticas contratuais similares, as referidas distribuidoras detêm controle sobre os centros de distribuição primários e secundários (onde é realizada a mistura de combustíveis), e os compartilham entre si.

Relata que, embora a ANP determine a necessidade de concessão de acesso às bases de distribuição a terceiros de forma isonômica, há reclamações de outras distribuidoras de menor porte quanto às dificuldades de acesso a essas bases e ao tratamento discriminatório concedido pelas 3 Incumbentes.

A associação também aponta que a regulação também apresenta problemas de incentivo à concorrência. Foram citados fator, como o impedimento de revendedores adquiram combustíveis líquidos diretamente de seus produtores (refinarias, usinas de açúcar e álcool) e a “Regra do Embandeiramento”, que reforça a relação de exclusividade entre revendedores bandeirados e a distribuidora titular da marca / bandeira. A Associação afirma que o “Controle comportamental (*a posteriori*)”, como a regulação, fiscalização, tentativa de garantia de acesso, por exemplo, tem se mostrado menos eficaz que o controle das estruturas da cadeia (*a priori*), com regras de desverticalização total.

Também foram apontados problemas nos contratos de exclusividade de revenda varejista, com imposição e vinculação a alguns termos (como precificação, condições de pagamento, etc.) que

fragilizam a competição no mercado, pois cria barreiras e contribui para a manutenção do poder de mercado (monopólio sobre oferta) das principais distribuidoras. Cita uniformidade de contratos e de práticas padronizadas ou concertadas entre as Incumbentes que acabam por prejudicar a concorrência entre elas “pelo mercado” (i.e., pelo acesso aos pontos de venda) e “no mercado” (i.e., por preço e volume).

A AbriLivre defende que a Petrobras, como monopolista e agente econômico controlado pelo Governo brasileiro, tem absoluto interesse de garantir combustíveis a todas as distribuidoras e aos Revendedores, de forma indiscriminada, ainda que muitas vezes a um preço de monopólio.

Afirmam que esta situação é melhor que outra situação hipotética caso as Refinarias sejam alienadas às três incumbentes. A associação acredita que as incumbentes deixarão de ter incentivos para comercializar combustíveis às outras distribuidoras concorrentes. Ademais, ainda que a Petrobras possa vir a suprir a demanda dessas outras distribuidoras, a tendência será de a estatal também se “alinhar” com as incumbentes na adoção de estratégias que mantenham o preço dos combustíveis ofertados às outras distribuidoras em níveis mais elevados (i.e., supracompetitivos/de monopólio).

A AbriLivre sustenta a hipótese que as demais distribuidoras (pequenas e médias) estarão em uma situação competitiva pior nesse cenário em que suas principais concorrentes passarão a controlar tais Refinarias, do que na situação atual em que a Petrobras detém o monopólio sobre quase a integralidade do refino no país. Por outro lado, a associação sustenta que se as Refinarias forem alienadas para grupos econômicos que não atuem nos elos a jusante da Cadeia de Combustíveis, haverá elevação na concorrência e competitividade do setor, pela própria disputa de, e pelo mercado. Afirma ainda que se a venda direta de combustíveis comuns for liberada a todos os Revendedores, bandeirados e sem bandeira, os incentivos serão ainda maiores (investimentos nas refinarias para garantir a mistura).

Apontaram que é possível que as atuais “práticas concentradas” / colusão tácita verificadas no mercado de distribuição-revenda pelas incumbentes sejam deslocadas para o segmento de refino, se for autorizado às três Incumbentes e aos grupos econômicos às quais estas pertencem – ou a qualquer outra distribuidora com poder de mercado nos elos de armazenamento, carregamento, distribuição e revenda de combustíveis líquidos –, participarem da licitação de aquisição das refinarias da Petrobras.

A AbriLivre acredita que a melhor solução para a formatação do modelo de alienação das oito Refinarias seja aquele de total *unbundling* (os agentes - considerado como “grupo econômico” - que vierem a adquirir essas Refinarias não devem atuar nos demais elos *downstream* da Cadeia de Combustíveis), exatamente por acreditar que os benefícios trazidos pela integração vertical, associados a, por exemplo, reduções de custos de transação e eliminação da dupla marginalização, não compensarão os prejuízos que as citadas práticas concertadas poderão trazer aos segmentos da distribuição e revenda e, conseqüentemente, aos consumidores finais, na hipótese de as três incumbentes (ou pelo menos duas delas) vierem a adquirir as refinarias da Petrobras a serem alienadas.

A associação aponta que o baixo nível de concorrência e competitividade verificado no elo da distribuição deve ser visto como uma referência do que poderá ocorrer no elo *upstream* se as oito Refinarias forem alienadas às incumbentes ou a qualquer outra distribuidora com poder de mercado.

Por fim, a AbriLivre cita fala do Ministro Paulo Guedes e se diz alinhada a ele e ao CNPE (Res nº9/2019) ao afirmarem que as Refinarias não devem ser alienadas às Incumbentes ou a “grupos econômicos” que se encontrem nos demais elos *downstream* da cadeia brasileira de combustíveis líquidos.

Partes III - As Experiências e Preocupações da Autoridade Brasileira de Defesa da Concorrência (CADE) e da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e IV – Conclusões – Subtema Verticalização

Registra a transcrição de trechos de processo do CADE referente ao Ato de Concentração cujas requerentes foram a Ipiranga Produtos de Petróleo S.A. e Alesat Combustíveis S.A.

No caso concreto, o CADE se manifestou sobre práticas das grandes distribuidoras na interação com agentes revendedores de forma a encorajar determinadas condutas colusivas na revenda, que eventualmente seriam favoráveis aos seus negócios.

Alega que num cenário em que uma das incumbentes adquira ativos de refino, a atuação de fornecimento isonômico da Petrobras às distribuidoras menores cessaria e esta situação tenderia a gravar o cenário, porque os novos entrantes incorreriam em elevados custos de acesso às bases e pontos de venda, além de elevados custos adicionais para os combustíveis produzidos interna ou externamente e por esta razão reitera que as vendas das refinarias da Petrobras sejam vedadas em impedidas às “três Incumbentes”.

A AbriLivre menciona a 087/SDR “Parecer ANP”, emitida no contexto do processo do CADE referente ao Ato de Concentração Ipiranga/Alesat como um documento a partir do qual se poderia ter conclusões preliminares das preocupações da ANP quanto ao tema”.

A instituição entende que pelas constatações e explicações da ANP é possível inferir que a agência concorde que as três incumbentes detêm o controle da distribuição de combustíveis líquidos no país e que a aquisição de refinarias da Petrobras por elas elevaria seu poder de mercado e as barreiras à entrada de novos agentes.

Menciona ainda estudo da ANP de 2016 referente ao diagnóstico da distribuição e revenda de combustíveis automotivos no mercado espanhol. Menciona o domínio da CEPESA, REPSOL e BP no mercado espanhol, bem como o fato de que tais empresas atuam no segmento do refino, armazenamento, distribuição e revenda de combustíveis, além de terem participação conjunta na CHL.

Registra a avaliação da ANP sobre os aspectos concorrenciais da concentração do setor de refino nas mãos das referidas empresas e que a importação de derivados não exerce pressão competitiva sobre a produção nacional.

Entende que tal relato é um alerta dos riscos que a verticalização pode trazer caso a “Cadeia Brasileira de Combustíveis” seja controlada apenas por três agentes.

Conclui informando que tudo leva a crer que caso as três incumbentes venham a adquirir as refinarias da Petrobras, o padrão verificado de atos de concentração e infrações à ordem econômica nos elos de armazenagem, distribuição e revenda, bem como as barreiras à entrada serão reproduzidos no elo do refino.

Por fim, a AbriLivre explica que as elevadas barreiras à entrada existentes aumentarão, que isso deverá acelerar o processo de saída do mercado de diversas distribuidoras de pequeno e médio

porte, que um modelo ótimo seria aquele no qual fosse vedada a alienação das refinarias da Petrobras às três incumbentes e que, na hipótese de não haver outros agentes interessados na sua aquisição, seja mantido o monopólio da Petrobras.

7.2. Gran Petro

Nos temas relacionados ao **acesso ao produto**, no que concerne ao **impacto da venda das refinarias do Sistema Petrobras sobre o acesso ao QAv**, a Gran Petro acredita que o impacto será muito baixo, pois os novos atores não terão como competir nos aeroportos chaves, localizados na Região Sudeste, que concentra mais de 60% do mercado de QAv. Isso se dá pelo fato de a única refinaria a ser desinvestida localizada na região ser a Regap (localizada em Betim, Minas Gerais), que não está conectada aos aeroportos dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro por meio de dutos.

Quanto à **disponibilidade e condições de acesso à infraestrutura portuária para a importação de QAv**, a Gran Petro informou que a importação por meio da infraestrutura de terminais e dutos da Transpetro possa ser a única alternativa viável para que novos atores possam rivalizar a Petrobras no fornecimento de QAv-1 aos principais aeroportos brasileiros. Atualmente, isso não é possível devido ao direito de preferência da Petrobras, que impede o uso dessa infraestrutura por terceiros.

Quanto às **especificações para o Jet A e Jet A1** e a qualidade dos produtos, caso haja uma abertura na infraestrutura da Transpetro, com regras claras de acesso, a mudança da especificação do Jet A1 para Jet A (exigência de menor ponto de fusão) será benéfica para o mercado, pois aumentará a oferta de produto para os importadores e reduzirá os custos. O maior ponto de suprimento interno são os Estados Unidos por meio do Golfo do México, onde o produto predominante é o Jet A. No entanto, sem a abertura da infraestrutura existente, a mudança de especificação não trará benefícios.

A Resolução ANP nº 778/2019 estabelece as especificações do QAv-1, querosene de aviação alternativos (QAv alternativo) e do querosene de aviação C (QAv-C), bem como das obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos agentes econômicos que comercializam esses produtos em território nacional. Em 2019, a Associação Latinoamericana e do Caribe de Transporte Aéreo (ALTA) submeteu à ANP um pleito de avaliação da regulação do QAv no Brasil. Esse pleito está em fase de análise pela ANP e ANAC. As diferenças entre as especificações do QAv1 em relação ao ponto de congelamento e ao ponto de fulgor.

Quanto aos **aspectos tributários e outros custos relacionados ao QAv**, a Transpetro informou que o tratamento tributário adotado para a importação de QAv-1 pelo estado de São Paulo torna a importação do produto inviável, uma vez que não respeita acordos internacionais e tributa o imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e prestações de serviços (ICMS) na entrada, o que levou a Petrobras a transferir as importações para o estado de Pernambuco.

Nos temas relacionados ao **acesso às infraestruturas de distribuição e outras barreiras à entrada**, a questão sobre a disponibilidade e condições de acesso à infraestrutura de dutos para o transporte de QAv foi defendido pela Transpetro que sem o **acesso em condições isonômicas** à infraestrutura (terminais marítimos e dutos) não haverá competição, pois, o principal mercado continuará como um monopólio da Petrobras.

Quanto à possibilidade de se garantir a **segurança das operações no transporte rodoviário a partir das refinarias**, o transporte rodoviário de QAv-1 já é uma realidade e, somente os

aeroportos de Guarulhos (GRU) e Galeão (GIG) são supridos por transporte dutoviário. A Gran petro defende que a afirmação da Petrobras de que não pode garantir a qualidade do produto por meio do transporte pelo modal rodoviário não encontra respaldo em nenhum outro lugar no mundo e que essa foi uma decisão comercial da Petrobras para impedir a entrada de novos atores.

Quanto à **cabotagem**, a Gran petro vê esse modal de transporte como uma alternativa eficiente para aumentar a oferta de QAv-1 em todo o País. No entanto, pressupõe-se o acesso à infraestrutura de terminais marítimos e dutos conectados aos principais aeroportos pois, sem essas premissas, a cabotagem não gera preços competitivos nos principais aeroportos.

Quanto aos **modelos de acesso aos aeródromos** (tancagem e equipamentos associados do ponto de abastecimento das aeronaves – PAA -, dutos da Petrobras conectados ao PPA e sistema de dutos e hidrantes e aeródromos, a Gran Petro acredita que não há como um novo entrante duplicar toda a infraestrutura existente e competir em igualdade de condições com os atuais atores que têm o controle de ativos que já foram amortizados e que pertencem ao Estado brasileiro. Isso se dá porque a infraestrutura de armazenagem e movimentação (rede de hidrantes) dos principais aeroportos e a rede de dutos e terminais que atendem a esses aeroportos são infraestruturas de difícil, senão impossível, duplicação.

A Gran Petro defende a abertura total de acesso a essa infraestrutura em condições isonômicas e sugere que a Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC) deveria regular esse acesso, acompanhar e arbitrar quando houver abusos na imposição de barreiras à entrada ou cobrança abusiva no valor do serviço pelos operadores.

Em relação à **realidade internacional**, as principais diferenças observadas pela Gran Petro em relação à jurisdição brasileira são: as legislações dos principais países do mundo, em especial dos integrantes da Comunidade Europeia, definem regras claras para o livre acesso tanto às infraestruturas centralizadas nos principais aeroportos quanto aos sistemas de dutos e terminais de transporte. As regras são claras no sentido de combater sistemas verticalizados que impedem ambos a livre concorrência e a entrada de novos entrantes. Os comitês de usuários dessas infraestruturas têm o poder de questionar regras e preços considerados abusivos e solicitar a arbitragem da autoridade reguladora, que tem a decisão final.

7.3. ABTL

As contribuições do agente focaram em dois eixos principais: 1) Da separação regulatória da indústria do petróleo e derivados, com preservação entre *midstream* e *downstream*; e 2) Do acesso a terceiros às infraestruturas de armazenagem.

No caso da separação regulatória da indústria de petróleo e derivados, a ABTL alega que caso as refinarias passem a prestar serviços de armazenagem, haverá enorme desequilíbrio de mercado, gerando futuramente uma perigosa capacidade ociosa no setor. Dado que os projetos que vem sendo desenvolvidos pelos investidores levaram em consideração o cenário existente até o momento, resultando em alteração relevante e impactante no mercado de combustíveis, o que poderia inviabilizar diversos empreendimentos que já iniciaram seus projetos de expansão.

Do ponto de vista do acesso à terceiros, a Associação alega que há a necessidade de tratar o acesso a terceiros às infraestruturas de armazenagem na mesma linha já adotada pela Lei n.º 12.815/2013 (Lei dos Portos), os Decretos n.º 8.033/2014 e n.º 9.048/2017, e a Resolução ANTAQ nº 3.707/2014. A base do argumento é que com exceção da norma editada pela ANP, as

normas supracitadas se alinham simetricamente para disciplinar a utilização em caráter excepcional, por qualquer interessado, das instalações portuárias concedidas, arrendadas ou autorizadas. Cabe ressaltar que a Resolução ANTAQ n.º 3.707/2014, citada no documento, se refere a uma aprovação de uma proposta de norma, após consulta e audiência, a proposta não se efetivou em resolução. De acordo com o posicionamento da ABTL, há o desejo de que não exista uma regulação restritiva no mercado em que seus associados atuam, ficando a maioria das atividades executadas por esses agentes econômicos a cargo da livre iniciativa. Entretanto, no mercado em que tais agentes não atuam, existem regras que, de acordo com o relato dessa associação, criaria uma concorrência “desleal” no setor de movimentação de cargas líquidas de derivados de petróleo, vindo a solicitar a imposição de uma restrição regulamentar naquele mercado, desfazendo inclusive normas baseadas na livre iniciativa, vigentes atualmente.

7.4. ASMIRG-BR

As contribuições da associação abordaram a necessidade de adoção de ações e medidas de aprimoramento regulatório do setor de GLP, que apresenta um grau de concentração de mercado, com presença de barreiras à entrada, dificultando a formação de um ambiente competitivo para o setor.

Afirmaram que o forte entrave para entrada de novos agentes decorre da dificuldade de acesso ao GLP, tanto nos polos de suprimento da oferta nacional, como no acesso aos terminais portuários no fornecimento do GLP importado.

Além disso, ressaltaram que, devido ao alto nível de concentração no setor de GLP, o processo de desinvestimentos da Petrobras requer uma atenção especial, em razão da possibilidade de ocorrência de substituição de monopólio nacional da Petrobras por monopólios regionais.

7.5. Consigaz

Na contribuição, o agente afirma que uma das principais questões a serem endereçadas no âmbito da pretendida venda de 8 (oito) refinarias da Petrobras é o aperfeiçoamento do marco regulatório do setor, com vistas a garantir o abastecimento, o acesso a infraestruturas e a competitividade equilibrada, em condições isonômicas e não discriminatórias entre as distribuidoras, tendo em perspectiva os efeitos das medidas para o mercado e, em última instância, para o consumidor final. Os pontos mais relevantes da discussão podem ser divididos nos três tópicos desenvolvidos abaixo:

Produção dos derivados de Petróleo (quantidade mínima de produção de derivados essenciais)

As principais estruturas do país de produção de derivados de petróleo pertencem a Petrobras, na qualidade de agente monopolista e garantidor do abastecimento nacional. Isto significa dizer que apesar de a Petrobras ser a única produtora relevante, ela garante que a demanda nacional por todos os derivados de petróleo, em especial para os produtos essenciais, seja atendida.

E é exatamente pelo fato de a Petrobras figurar como garantidora do abastecimento nacional que a análise da venda de 8 (oito) de suas refinarias merece especial atenção a fim de se afastar qualquer risco de prejuízo ao abastecimento nacional de derivados de petróleo, principalmente dos produtos essenciais.

Isto porque o efeito imediato da venda das refinarias é a quebra do monopólio da Petrobras e, conseqüentemente, a retirada de um agente garantidor do abastecimento nacional.

Imediatamente, o efeito se repercute na dinâmica competitiva entre as distribuidoras e, ao final, reflete-se no consumidor final.

Nesse contexto, no lugar de um agente garantidor, é esperado que haja, após as vendas das refinarias, uma pluralidade de agentes econômicos privados com anseios próprios, que podem, eventualmente, divergir de uma política de abastecimento nacional de derivados de petróleo.

Importante destacar que cada derivado de petróleo possui uma rentabilidade e é possível, inclusive, que determinada refinaria modifique as quantidades de produtos finais produzidas pelo refino de petróleo, ou até utilizar um produto na produção de outro, sem que haja o real compromisso pelo abastecimento de certo produto final menos rentável.

Ademais, a distância de uma refinaria para outra pode inviabilizar uma concorrência efetiva entre refinarias, uma vez que o custo do frete para importar o produto de uma refinaria mais distante diminui os incentivos e a competitividade do distribuidor de derivados, de modo que este tende a limitar a atender a sua demanda apenas à refinaria mais próxima do seu mercado consumidor, o que, em última análise, prejudica a competição entre refinarias e entre as distribuidoras em detrimento da concorrência no mercado.

Nesse sentido, um novo agente que realizou um desembolso relevante para adquirir uma refinaria e que pretende o retorno do seu investimento pode, em tese, para aumentar a rentabilidade de um produto, controlar a sua produção a fim de que a demanda seja maior do que a oferta, e, por via de consequência, viabilizar a prática de um preço mais elevado.

Por conseguinte, a venda das refinarias é um fator importante nessa discussão, sobretudo em termos de seus efeitos, dentre eles concorrenciais, para o mercado brasileiro, haja vista a transferência do controle do monopólio público para grupos econômicos privados em segmentos de abastecimento da indústria que são relevantes para o comércio, principalmente para o consumidor doméstico.

O GLP é um produto essencial, que cumpre função social relevante, uma vez que seu principal uso é na cocção de alimentos, estando presente em 100% (cem por cento) dos municípios brasileiros. Ele também pode ser destinado à utilização industrial como insumo de produção (fonte de energia), razão pela qual mesmo quando não utilizado em residências, desempenha papel relevante para a economia brasileira.

Registre-se, por fim, que o Brasil não possui uma infraestrutura de importação adequada e acessível a todos os agentes econômicos, razão pela qual a importação de derivados de petróleo de outros países não é atualmente uma alternativa fácil e prontamente viável e disponível.

Acesso aos derivados de Petróleo

As condições de acesso ao produto são determinadas de acordo com as características de cada refinaria, como, por exemplo, capacidade de oferta e regras estabelecidas pela própria Petrobras, que sempre focam na acessibilidade do produto a todas as distribuidoras atuantes naquele local para atendimento de sua demanda.

Com efeito, o atual sistema de acesso ao produto pode ser objeto de aprimoramentos, mas é certo que ele cumpre papel fundamental na defesa da concorrência do setor, principalmente ao buscar a acessibilidade ao produto de forma universal a todos os agentes.

Como dito, tais regras são determinadas pela Petrobras, com amparo da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP e, nesse contexto, não são normas oponíveis a novos agentes de mercado.

Neste contexto, faz-se necessária a regulação das condições de acesso ao produto quando da venda das refinarias, de forma a estabelecer regras que garantam o acesso ao produto de maneira isonômica e não discriminatória a todas as distribuidoras atuantes naquele mercado.

A Consigaz entende que a forma justa e isonômica para acesso ao produto é que as refinarias, enquanto únicas fornecedoras locais, sejam demandadas a fornecer seus derivados a todas as distribuidoras atuantes naquele mercado com igualdade de condições de acesso, quantidade e preço. Outrossim, os modais de retirada do produto devem ser os mesmos para todos os agentes de mercado.

Ademais, quando uma refinaria não tiver a capacidade de atender a toda demanda daquele mercado, situação conhecida no linguajar de mercado como “polo deficitário”, ressaltando a sugestão de regulação descrita no item anterior, sugerimos que a regulação estabeleça o acesso e atualização ao produto de acordo com o critério de participação de mercado (market share) de cada distribuidora, abrangendo os últimos 3 (três) meses de venda divulgada pela ANP.

Outro fator relevante de acesso ao produto a ser considerado é a periodicidade das retiradas de cada distribuidor a fim de que o volume a ser adquirido em determinado mês seja entregue de acordo com a capacidade de entrega e de recebimento.

Atualmente, a Petrobras entrega o produto por quota-dia, de acordo com o pedido total de fornecimento do mês, ou seja, divide-se o volume total a ser adquirido por uma distribuidora no mês por dias de funcionamento das refinarias, determinando a quota-dia de recebimento.

Neste particular, a Consigaz entende que a sistemática atual é eficiente e merece ser refletida na regulação quando das vendas de refinarias, principalmente para que o recebimento do produto respeite a lógica de distribuição do mercado, com o intuito de evitar distorções entre a oferta, demanda e estoques, o que poderia acarretar desbalanceamento dos níveis competitivos e econômicos.

Tais critérios de acesso ao produto são imprescindíveis para que seja garantida uma efetiva concorrência no novo cenário que será formado a partir da venda das refinarias da Petrobras, com a retirada de um histórico agente garantidor de abastecimento nacional.

Condições comerciais a serem praticadas para os players de distribuição

Outro ponto relevante para a garantia dos níveis saudáveis de concorrência após a venda de refinarias da Petrobras consiste na manutenção das condições comerciais isonômicas, não discriminatórias e pró-competitivas para todos os agentes de mercado.

Atualmente, a Petrobras estabelece uma política de preços isonômica para todos os agentes atuantes no mercado de determinada refinaria, independentemente da quantidade a ser adquirida, sendo que o preço somente varia entre refinarias.

Ou seja, o poder de compra/negociação dos compradores é teoricamente igual perante o fornecedor no tocante à variável preço, incentivando a rivalidade entre as distribuidoras de forma equilibrada, em prol da eficiência. Se todos os agentes de mercado adquirirem o produto pelo mesmo valor, a concorrência é mais acirrada, retirando-se a possibilidade de um agente

relevante concentrar o mercado por dispor de condições comerciais mais favoráveis perante um dado fornecedor em comparação a agentes “menos relevantes”, por exemplo, o que, em tal hipótese, criaria condições facilitadoras para o monopólio acontecer na distribuição.

Em suma, a Consigaz entende que as regras atuais de acesso de produção e condições comerciais de derivados de petróleo devem ser aperfeiçoadas a fim de se tornarem normas oponíveis a qualquer agente de mercado, principalmente aos futuros adquirentes das refinarias, sempre visando à preservação da saudável concorrência no setor de distribuição.

7.6. Logum

A Logum Logística S.A. (doravante denominada Logum) é uma empresa criada em 2011 para ser responsável pela construção e operação de um Sistema Logístico de Transporte de Combustíveis e Biocombustíveis (logística, carga, descarga, movimentação e estocagem, operação de portos e terminais terrestres) que envolve transportes multimodais: dutos, rodovias (caminhões-tanques) e cabotagem (navios)

Em 30 de abril de 2020, a Logum teve a oportunidade de participar da reunião virtual do Subcomitê Novo Cenário de *Downstream* ratificando suas visões, preocupações e sugestões de ações no contexto de eventual desinvestimento de ativos de refino da Petrobras. Em etapa posterior, enviou ao Ministério de Minas e Energia (MME) documento em que consta seu receio sobre a necessidade de expansão de infraestruturas substitutas ao modo rodoviário no cenário de abertura do segmento de refino.

No documento, destacou sua visão quanto aos benefícios oriundos do uso da logística de larga escala (como dutovias) e da necessidade de elevados investimentos, dado serem projetos de longo prazo de retorno aos empreendedores.

Ademais, a Logum apresentou, em sua visão, as condições relevantes para o estímulo à expansão do modo dutoviário, conforme trecho abaixo.

Destacamos algumas condições importantes que servem de estímulo para ampliação de modais logísticos eficientes, tais como uma maior previsibilidade de mercado, sem interferências de agentes exógenos; o combate a fraudes fiscais, que geram competitividades artificiais a determinados fluxos; a intensificação ao combate as derivações clandestinas e uso indevido de faixas de dutos.

Adicionalmente, em documentos apensados a este relatório, a Logum elenca e apresenta com maiores detalhes os seguintes temas tributários: i) práticas tributárias dispostas nos Protocolos ICMS nº 2 e 5/2014 e, ii) o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI), instituído pela Lei nº 11.488/2007.

Alocação indevida de oscilações temporárias do volume de etanol como perdas

A Logum cita ocorrer dupla tributação, em função do período considerado para medição (mensal) na cobrança do ICMS, tendo em vista que variações físicas do produto poderem originar medições de volume de perdas não reais.

A empresa apresenta como sugestão uma ampliação do período considerado para fins de tributação, não havendo, contudo, definição do horizonte temporal que entende ser mais adequado.

Operações de cabotagem com estados não signatários dos Protocolos ICMS nº 2 e 5/2014 gera ineficiência tributária e acúmulo de crédito de ICMS

Em sua contribuição, a Logum indica que operações de cabotagem com estados não signatários dos Protocolos ICMS nº 2 e 5/2014, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, geram ineficiências tributárias. Neste contexto, a empresa sugere as seguintes ações:

Dessa forma, para que seja mantida a atratividade e a competitividade de modais mais sustentáveis, eficientes e seguros, há a necessidade de expansão das áreas de aplicação dos procedimentos dispostos nos Protocolos ICMS nº 2 e 5 de 2014. Essa questão poderá ser atendida com: a. a adesão pelas demais unidades aos Protocolos; ou b. a formalização desses procedimentos por meio de Ajuste SINIEF.

Em ambos os casos, trata-se de questões complexas onde a decisão cabe às Unidades Federativas (UFs), que possuem competência constitucional sobre o tema. A iniciativa Combustível Brasil tratou, em 2017 e em 2018, múltiplos temas, alguns dos quais transitaram nestes aspectos.

O pleito da Logum, referendado por anteriores indicações, aparenta elevada relevância para o desenvolvimento do novo mercado de abastecimento.

Ainda que não tenham sido analisadas pormenorizadamente as especificidades do transporte de etanol em dutos, ambos os caminhos sugeridos pela Logum (adesão ao protocolo ICMS ou Ajuste SINIEF) tem aparente viabilidade, dependendo essencialmente das UFs. A pertinência do tema e a materialidade apresentada pelos principais agentes responsáveis pela implementação e operação dos oleodutos indicam a importância da busca por um caminho de maior harmonia no tratamento tributário de fluxos de combustíveis por meio de um modo de transporte potencialmente mais eficiente e menos dispendioso.

A operação com derivados de petróleo no sistema dutoviário possui entraves tributários em virtude de Protocolos ICMS acobertarem apenas operações exclusivas com etanol

Para este item, a Logum comenta que a não inclusão dos derivados de petróleo nos Protocolos nº 2 e 5 de 2014 implica, a seu ver, em insegurança jurídica do ponto de vista das práticas tributárias e, por conseguinte, reduz a atratividade do investimento e queda na competitividade. A empresa sugere a inclusão dos derivados fósseis.

Não obstante os ganhos ambientais e de segurança no transporte com redução das movimentações de derivados de petróleo pelo modo rodoviário, há de se destacar as diferenças significativas no modelo de arrecadação do ICMS de derivados fósseis e do etanol referentes a etapa da cadeia na qual ocorre o recolhimento. Entende-se que a inclusão dos derivados de petróleo nos Protocolos ICMS nº 2 e 5 de 2014 exige uma ampla discussão de modo a ocorrer harmonização metodológica indicada anteriormente e tratamento isonômico aos agentes interessados em atuar neste segmento.

Aspectos relevantes relacionados ao REIDI nos investimentos no sistema dutoviário - padronização dos requisitos e prazos para análise de Projetos, inviabilizando a obtenção do incentivo em tempo para a execução do projeto.

A discussão de aspectos relacionados ao REIDI é de grande relevância na medida em que este é um relevante instrumento para a cadeia de óleo e gás, na viabilização de projetos e na atração

de investimentos na expansão da infraestrutura dutoviária. Para enquadramento neste regime, são exigidos uma série de requisitos e documentos para habilitação.

Neste contexto, a Logum afirma que o processo de habilitação para usufruto do regime do REIDI, exigem requisitos como autorizações que muitas vezes são concedidas após um período em que o projeto já se encontra em avanço, limitando o acesso ao incentivo. Além disso, destaca que algumas etapas do projeto ocorrem antes da obtenção das licenças e autorizações, sem a possibilidade de incorporá-los ao rol de investimentos para fins de usufruto dos benefícios concedidos pelo REIDI.

A Logum apresenta como sugestão o que se segue:

(...)alguns dos requisitos impostos pela legislação devem ser relativizados para uma análise mais dinâmica e menos burocrática, para que o contribuinte não obtenha o benefício fiscal em momento posterior à finalização da obra.

A ação sugerida trata-se de melhoria no processo de obtenção do benefício, a fim de compatibilizar os prazos de obtenção de licenças e autorizações com o tempo para a concessão do incentivo. Neste sentido, parece caber, primeiramente, uma análise dos verdadeiros gargalos presentes nas etapas antes de qualquer alteração nos requisitos necessários para a habilitação. A observância de tais exigências, constantes do processo de habilitação, busca a garantia da lisura dos atos administrativos. Ademais, deve-se avaliar, por meio de critérios técnicos, se os gastos imprescindíveis à viabilização de projetos citados pela referida empresa poderiam ser enquadrados como itens concernentes ao projeto.

Aspectos relevantes relacionados ao REIDI nos investimentos no sistema dutoviário - enquadramento da aquisição do lastro para obtenção do incentivo do REIDI

Outro item tratado pela empresa refere-se à categorização do lastro como item integrante do ativo imobilizado em função de sua finalidade, o que caberia pesquisa sobre a melhor forma de caracterizar e normatizar o conceito de lastro à luz das principais normas internacionais de construção e operação de dutos e posterior avaliação da possibilidade de categorização do lastro como ativo imobilizado.

Em etapa posterior, a Logum enviou ao MME documento adicional apresentando a sistemática dos Títulos Verdes e da potencialidade do seu uso, não somente para o modo ferroviário, mas também em projetos de hidrovias e dutovias, solicitando apoio do Subcomitê de Infraestrutura Novo Cenário *Downstream* para ampliação deste programa também para novos projetos dutoviários junto ao Ministério da Infraestrutura.

Cabe destacar que as infraestruturas dutoviárias apresentam características semelhantes ao transporte ferroviário, no que diz respeito à escala (grande capacidade), ao menor custo logístico, à maior segurança operacional e impactos ambientais (menores emissões) comparativamente ao modo rodoviário.

A Logum, em ambos os documentos enviados, reforça seu apelo ambiental, seja pelo produto movimentado (etanol), seja pelo modo de transporte utilizado, dutos, e colocou-se à disposição para maiores esclarecimentos.

7.7. Petrobras

A Petrobras encaminhou contribuição por meio de Correspondência datada de 29 de maio de 2020.

Em seu teor, a Interessada faz um breve relato da cadeia de suprimentos estruturada para a movimentação dos produtos da refinaria, e sobre a política de abastecimento nacional.

Outrossim, traz importantes considerações sobre a proposta de revisão da Portaria nº 251/2000 da ANP que regula o acesso por terceiros aos terminais aquaviários.

Dentre seus apontamentos, aborda que a proposta de revisão da Portaria ANP 251/2000 tem o condão de reduzir o interesse na realização de investimentos para a expansão da infraestrutura logística para movimentação de petróleo e derivados no país, e um potencial desequilíbrio na cadeia de suprimentos de combustíveis do Brasil que pode, inclusive, comprometer o atendimento ao mercado brasileiro.

Os principais pontos trazidos pela Petrobras dizem respeito ao potencial prejuízo causado pela alteração de entendimento sobre os seguintes pontos:

1. Distinção do tratamento de instalações localizadas em portos organizados e terminais de uso privado (TUP), excluindo do primeiro a aplicação do conceito de preferência do proprietário;
2. Determinação de exclusão do direito de preferência do proprietário aos carregadores pertencentes ao mesmo grupo econômico do operador;
3. Limitação de contratação firme à 50% da capacidade de armazenamento em terminais aquaviários.

À vista disso, requer, ao fim, que o MME, no âmbito do Programa Abastece Brasil, juntamente com a ANTAQ, pondere as alterações regulatórias que estão sendo propostas, sob pena de causar insegurança jurídica no setor e significativo impacto na dinâmica concorrencial e regulatória do setor portuário.

7.8. Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis e de Lubrificantes - Sindicom

Em sua contribuição, o Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis e de Lubrificantes (SINDICOM) destacou ser *“notório que a venda dos ativos a novos players trará mudanças substanciais no atual modelo de abastecimento nacional, e que o MME tem e continuará tendo papel vital na construção deste novo modelo”*.

Nesse sentido, a entidade reforçou que a abertura do refino deve ser a pauta prioritária para o *downstream* do petróleo nacional, pois demandará alterações estruturais e regulatórias. Caracterizou como secundária *“a modificação da regulação e dos papéis dos agentes regulados”*, caso este assunto seja tratado isoladamente, sem considerar toda a estrutura do setor.

Em seguida, diferenciou o setor de combustíveis *“como sendo de capital intensivo, elevada carga tributária e baixas margens além de ser um mercado de alto faturamento – trata-se da principal pauta de arrecadação de praticamente todas as Unidades da Federação”*.

Então, passou a discorrer sobre a infraestrutura existente, manifestando-se no sentido de que *“dutos de transporte, terminais terrestres e bases primárias de distribuição, bem como grande parte dos terminais aquaviários, foram desenvolvidos considerando a atuação da estatal e de sua subsidiária, Transpetro”* e destacou a importância das bases de distribuição para o abastecimento nacional.

Ao tratar os gargalos logísticos em infraestrutura, o Sindicom afirmou ser notória a sua existência e recomendou que haja o endereçamento da questão, pois esses problemas tendem a piorar nos próximos anos, independentemente do novo contexto do setor. A discussão do tema da infraestrutura foi subdividida em: i) dutos; ii) terminais aquaviários; e iii) ferrovias.

Quanto aos dutos, listou alguns dutos que já apresentam gargalos, como o ORSUB, o OLAPA e parte do OSBRA, e destacou aqueles que também apresentarão restrições frente ao aumento esperado da demanda por combustíveis: OSPLAN e o OPASC. Defendeu a realização de investimentos nestas instalações, visando o aumento da eficiência na movimentação de derivados.

Em relação aos terminais marítimos, discorreu sobre sua importância e defendeu a existência de *“uma agenda positiva do Governo Federal, incluindo o CT-CB, para priorização da concessão de licenças para estes empreendimentos, garantindo que sejam realizados dentro do cronograma previsto nos editais”*. Destacou que é necessário um ambiente regulatório estável e previsível para a atração de investidores.

Ao abordar as ferrovias, afirmou que *“a malha ferroviária nacional carece de ações que foquem o aumento de volume e a segurança no transporte”*.

Por fim, lembrou da importância de novos fluxos logísticos no novo contexto do refino. O SINDICOM considera que a Empresa de Planejamento e Logística (EPL), o MME e os agentes regulados, devem elaborar *“estudos e análises que subsidiem futuros investimentos”*.

7.9. Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo - Sindigás

Em sua contribuição, o Sindicato afirmou que a redefinição do papel exercido pela Petrobras promoveu a elaboração de alguns estudos do setor de GLP, sobre novos cenários no abastecimento primário do setor, que abordaram principalmente observações sobre os principais gargalos de infraestrutura atuais e futuros, e lacunas na regulação moldada para um sistema de abastecimento primário centralizado em único provedor.

Esses estudos apontam que para a concretização dos investimentos privados, são necessários transparência, previsibilidade, segurança jurídico-regulatória, estudos técnicos, análises de impactos regulatórios, e fim das anacrônicas restrições ao uso do GLP.

É importante destacar que a importação de GLP representa aproximadamente 30% do volume de GLP comercializado no país, anualmente, sendo que os portos de Santos e Suape, que operam de forma harmonizada, são responsáveis pela quase totalidade da importação de GLP no Brasil (devido a restrições de recebimento de navios no Porto de Santos, pelo seu baixo calado, ocorrem operações integradas ao Porto de Suape).

Dessa forma, demonstra-se importante estabelecer um prazo de transitoriedade para segurança do abastecimento primário, com recomendação de que se estabeleça uma espécie de “sala de situação” para consultar e levar demandas e informações, e que a “sala de situação” trate os dados de maneira regionalizada, de forma mais transparente, célere e eficaz, para acompanhamento das ações estabelecidas; que os agentes que estiverem operando no abastecimento primário somente devam descontinuar ou reduzir suas ofertas se apresentarem fontes alternativas; que a regulação deva prever a utilização, por terceiros, dos ativos/serviços da Petrobras para importação, levando em consideração que investimentos em infraestrutura em geral tomam tempo para estarem operativos; que não se confundam estoques estratégicos

com operacionais; e que debates sobre propostas devam ser sustentados economicamente (AIR).

7.10. Sindicato Associação das Distribuidoras de Combustíveis - Brasilcom

A Brasilcom apresentou o estudo “Competitividade no mercado de gasolina e diesel no Brasil”, desenvolvido pela PUC-RJ, que teve como objetivo avaliar a área de influência de cada refinaria em processo de desinvestimento e apontar os principais riscos, do ponto de vista de competitividade e garantia do abastecimento, associados aos desinvestimentos em curso. A análise considerou o cenário atual de regulação e de acesso à infraestrutura e apontou alta possibilidade de formação de monopólios privados regionais, sem garantia de aumento de competitividade que possa ser refletido em redução do custo aos consumidores finais.

Como premissa, indicaram o intuito de realizar uma análise técnica imparcial, através de informações públicas disponibilizadas, e como limitações não consideraram riscos adicionais, como redução do refino nacional por uma *trading company* que adquira alguma das unidades de refino, o impacto da pandemia do COVID 19 na cadeia de suprimento internacional e nacional de petróleo e gás, as recentes quedas do preço do barril de petróleo no mercado internacional, entre outros.

Na contextualização, apresentaram o crescimento da dependência externa de diesel e gasolina, com uma demanda nacional por combustíveis crescente e capacidade instalada sem expansão significativa desde a inauguração da REVAP/SP em 1980 até a RNEST/PE, em 2014, além das menores taxa de utilização das refinarias a partir de 2014.

A caracterização das refinarias avaliou as unidades de produção e a logística integrada (oleodutos e terminais), de modo a delimitar a zona de influência dos *clusters*. A partir daí, avaliaram a oferta e demanda de derivados com a análise da produção e consumo anual da de cada refinaria, com dados de consumo referentes ao ano de 2019, de modo a indicar se a região atendida é superavitária (produção maior do que o consumo/demanda) ou deficitária (produção menor do que o consumo/demanda).

Além disso, analisaram os fluxos logísticos de modo a determinar o diferencial no custo de atendimento, por refinaria, possibilitando realizar uma análise quantitativa entre as possíveis alternativas de suprimento.

Também foram apresentadas as possibilidades de avanço do mercado das refinarias, além da área de influência atual, no curto prazo, nos modais marítimo, rodoviário, dutoviário e ferroviário, e as restrições de ingresso de produto de outros fornecedores, também nos modais citados.

Na região da Refap (Rio Grande do Sul), concluíram que existe alta probabilidade de estabelecimento de monopólio regional privado no mercado do Rio Grande do Sul, com exceção do sul do estado, em que pode haver pressão competitiva da Refinaria RioGrandense, no entanto com impacto limitado, já que a produção desta refinaria no óleo diesel é 10% da produção da Refap, e em torno de 15% na gasolina.

Na região da Repar (Paraná), concluíram que existe o Risco de não haver alteração no cenário atual do mercado. A Repar é a unidade mais competitiva no atendimento aos estados do Paraná e Santa Catarina. Há competição ao sul de Santa Catarina, limitada à fronteira com o Rio Grande do Sul e no Norte do Paraná, onde sofre pressão das refinarias de São Paulo.

Na região da Regap (Minas Gerais), concluíram que existe alta probabilidade de estabelecimento de monopólio regional privado na região. Ao norte do estado, poderá haver competição com o fluxo ferroviário com origem da RLAM, na região de Montes Claros, no entanto este já é o cenário atual do mercado.

Na região da RLAM (Bahia), concluíram que existe alta probabilidade de estabelecimento de monopólio regional privado no estado da Bahia, restrições logísticas para ingresso na área de influência da RLAM de produtos de outras refinarias e/ou importados, com exceção do norte do estado da Bahia, que poderá sofrer pressões competitivas da RNEST, risco de redução da oferta RLAM, que tem alterado o perfil de refino nos últimos meses com redução da produção de diesel rodoviário em favorecimento do bunker. Apontaram que há risco de desabastecimento e/ou elevação de custo caso o comprador decida exportar produtos (hoje a flexibilização de correntes para capturar custos de oportunidade é uma alternativa, dado que o abastecimento por produção nacional concentra-se na Petrobras).

Na região da RNEST (Pernambuco), concluíram que existe risco de não haver alteração no cenário atual do mercado. A RNEST já é a unidade mais competitiva no atendimento aos estados de Pernambuco, Sergipe e Alagoas. Poderá haver competição do comprador na região norte do estado da Bahia (RNEST X RLAM) e permanente pressão do custo do produto importado sendo internalizado pelo Porto de Suape/PE. Vale ressaltar que a RNEST produz apenas o óleo diesel A S10, o que limita a competitividade ao mercado ciclo diesel.

Na região da Reman (Amazonas), concluíram que o comprador garante abastecimento da região: produção + importação, porém há risco de não haver alteração no cenário atual do mercado. Em relação ao modal marítimo, importações realizadas por concorrentes do comprador estarão sujeitas às condições de livre acesso à infraestrutura portuária da refinaria.

O estudo concluiu que: o livre acesso aos terminais aquaviários e aos dutos de transporte deve ser fiscalizado de perto pela ANP de modo a incentivar ao máximo a utilização da infraestrutura por diversos agentes, sempre que possível; o investimento em infraestrutura logística (principalmente terminais aquaviários, ferrovias e dutos) que possibilite aumentar a superposição de áreas de influência das refinarias teria impacto positivo imediato na competitividade; é importante o estabelecimento de regras de transição, válidas por período determinado suficiente para que os novos agentes estabeleçam relações comerciais adequadas, visando principalmente a manutenção dos contratos existentes e a previsibilidade dos volumes disponíveis para os agentes em atividade; a possibilidade de o comprador de refinaria ser verticalizado para a distribuição apresenta um risco real de vantagem competitiva desta distribuidora em detrimento de suas competidoras, e possivelmente dos consumidores; para integrar os agentes de mercado em prol do bom funcionamento do abastecimento nacional sugere-se a criação de uma comissão subordinada ao CNPE, incluindo todos os elos da cadeia de suprimento, para garantir a continuidade dos contratos vigentes de fornecimento (durante o período de transição) com a função de coordenar o planejamento integrado da produção, importação e exportação, monitorar, avaliar e corrigir desvios do planejamento ou de sua execução, e encaminhar eventuais reclamações dos agentes do mercado aos órgãos devidos.

8. Avaliação e Propostas

As mudanças esperadas no segmento de refino com a redução da participação da Petrobras, requerem o aprimoramento do arcabouço regulatório no *downstream*, a fim de garantir o abastecimento de combustíveis em todo território nacional e de proteger os interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta de produtos, visto que a nova configuração do parque nacional de refino não será mais concentrado em um único agente coordenando a produção e as operações logísticas

A abertura do segmento de refino deve ser continuamente monitorada pelos órgãos de governo, de forma que se caminhe na direção de um mercado cada vez mais aberto, dinâmico e competitivo, sem que esse processo implique em riscos ao abastecimento, particularmente em suas etapas iniciais. O amplo conjunto de reformas estruturais da cadeia de combustíveis em curso requer uma transição estruturada e cadenciada, e que haja o desenvolvimento de um arcabouço regulatório aderente ao novo cenário do *downstream*.

Sob o prisma do abastecimento de GLP, a agenda regulatória poderá pensar a transição da operação da infraestrutura de armazenagem e movimentação de GLP, incluindo os navios cisternas, dada a criticidade do abastecimento desse combustível GLP no País.

Ademais, há a possibilidade de se pensar em um instrumento normativo que estabeleça novas regras para a formação de estoques operacionais de GLP, o que será estudado por este Subcomitê ainda em 2020.

Outro ponto a ser considerado é a necessidade de construção de uma agenda visando a criação de condições para a realização de investimentos em infraestrutura para armazenagem e movimentação de GLP, que são de livre iniciativa dos agentes econômicos, não havendo gerência do Estado. O CNPE deu o primeiro passo nessa direção com a aprovação da sua Resolução nº 17, de 29 de agosto de 2019, que estabeleceu o fim da prática de preços diferenciados de GLP, eliminando uma distorção do mercado.

No novo cenário que se anuncia, o segmento de refino será composto por múltiplos agentes operando, com um planejamento da logística de suprimento realizado de maneira descentralizada, com um *mix* de produtos que pode variar consideravelmente ao longo do tempo, e que, em eventuais alterações na produção ou na logística de suprimento, os efeitos seriam prontamente sentidos ao longo da cadeia logística de distribuição e de revenda de combustíveis.

Em vista do acima exposto, mostra-se, por fim, necessário avaliar a necessidade e a possibilidade da previsão de instrumento regulatório que seja capaz de dotar o órgão regulador de *enforcement* necessário ao cumprimento de sua atribuição legal de garantia do abastecimento de derivados petróleo, de gás natural e de biocombustíveis em todo o território nacional. Ademais, cabe também avaliar em que medida a regulação pode ser aprimorada para utilizar a concorrência para a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta de produtos, nesse novo contexto, em linha com os objetivos da Política Energética Nacional.

Nesse sentido, cumpre mencionar a iniciativa da ANP que se soma aos esforços do presente grupo de trabalho. A Agência, por meio da Portaria nº 192, de 16 de junho de 2020, constituiu Grupo de Trabalho (GT) para elaborar Planos de Ação referentes ao período pós-alienação dos ativos de refino e de infraestruturas associadas da Petrobras, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo em todo o território nacional e na proteção dos interesses dos consumidores.

Diante de todo o exposto, vislumbra-se a necessidade de adoção das iniciativas listadas a seguir:

- i. definição de diretrizes pelo CNPE para transição do abastecimento de GLP com a venda das refinarias;
- ii. definição de diretrizes pelo CNPE para o desenvolvimento da infraestrutura para armazenagem e movimentação de combustíveis;
- iii. definição de diretrizes pelo CNPE para a coordenação do abastecimento nacional com a venda das refinarias;
- iv. conclusão da revisão da regulação de acesso de terceiros a terminais aquaviários (Portaria ANP nº 251/2000);
- v. revisão da regulação de uso, por terceiros interessados, de dutos de transporte destinados à movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis (Resolução ANP nº 35/2012); e
- vi. avaliação de alteração do Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, para inclusão de projetos de infraestrutura de refino de petróleo e de distribuição de GLP no regime do REIDI.

9. Considerações Finais e Recomendações

O segmento de *downstream* no Brasil vive um momento singular, apontando para um mercado com maior pluralidade de agentes, mais aberto e dinâmico, em especial devido ao projeto de desinvestimento de oito refinarias, totalizando 1,1 milhão de barris por dia, que deverão ser alienadas até 2021, de acordo com o Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) celebrado entre a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

O desafio de preparar o setor para esse novo desenho começou a ser enfrentado em 2019, quando o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou sua Resolução nº 9, que estabeleceu diretrizes para a promoção da livre concorrência na atividade de refino do País, com o objetivo de estimular a entrada de novos atores e atrair investimentos para o setor, em linha com o CADE, e com a iniciativa Abastece Brasil, que priorizou a realização de estudos do Novo Cenário *Downstream* sobre os temas “comercialização de biodiesel”, “infraestrutura para movimentação de petróleo e derivados” e “formação de estoques”, para a agenda de 2020.

Cabe também destacar o papel fundamental da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e seu trabalho para a revisão do arcabouço normativo, com um novo marco regulatório sobre o comércio exterior, a transparência nos preços de comercialização de derivados e a revisão das regras para o uso, de terceiros, dos terminais aquaviários, fundamentais para a garantia do abastecimento de derivados petróleo, de gás natural e de biocombustíveis em todo o território nacional, assim como a proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta de produtos, nesse novo contexto.

Ademais, as transformações do setor de combustíveis demandam uma articulação do Ministério de Minas e Energia (MME) e da ANP com os demais órgãos e com a sociedade, a fim de garantir o abastecimento nacional, pelo que o trabalho realizado neste relatório é de extrema relevância. O estímulo à competição contribuirá para um ambiente de negócios mais favorável à realização de investimentos, resultando em ganhos de eficiência para o setor.

A avaliação da dinâmica do abastecimento de combustíveis apresentada no **Capítulo 2**, com identificação das áreas de atendimento das refinarias que integram o projeto de desinvestimento, foi realizada com o objetivo de apresentar uma “fotografia” da situação em 2019, considerando o aspecto logístico a partir da observação das infraestruturas existentes (como terminais e dutos) e se restringindo as movimentações (vendas) realizadas entre refinarias e regiões atendidas. Tais informações são importantes para a formulação de políticas públicas e como oportunidades para os agentes de mercado para desenvolvimento de infraestruturas, tendo em vista as futuras alterações no segmento *dowstream*.

Aqui cabe destacar a importância do abastecimento de GLP, que teve uma análise específica tendo em vista criticidade do abastecimento desse energético frente aos demais combustíveis. Conclui-se que os desafios logísticos de internação e distribuição do GLP em um contexto de mudança estrutural do mercado exigem dos órgãos governamentais e dos agentes econômicos que atuam nesse segmento especial atenção, principalmente para as regiões Sul e Nordeste, que que apresentarão déficits de produção e demandarão investimentos em terminais aquaviários.

As questões concorrenciais correlatas à regulação de infraestrutura de movimentação de combustíveis e ao fornecimento desses produtos foram abordadas no **Capítulo 3**, onde se

destacou a importância dos terminais portuários e das condições de acesso à infraestrutura na contestabilidade de mercados. A concorrência entre os futuros atores, após o processo de alienação de ativos da Petrobras, pode ser exercida também de forma importante pela cabotagem de cargas importadas e pelo escoamento de excedente de produção de uma região para outra, o que indica uma nova dinâmica concorrencial do mercado, com benefícios para a sociedade.

As análises apontam que a criação de regras e instrumentos regulatórios à luz das mudanças estruturais do setor em curso deve caminhar junto com os objetivos da política energética, a fim de garantir o abastecimento e proteger os interesses do consumidor e, ao mesmo tempo, conferir previsibilidade ao setor, no sentido de criar um ambiente de negócios favorável à entrada de novos agentes e à realização de investimentos.

As recomendações constantes neste relatório visam a implementação de uma agenda de reformas no setor de combustíveis capaz de fomentar uma arquitetura mercadológica aderente a um ambiente concorrencial, que necessitará da definição de diretrizes e adoção de instrumentos regulatórios suficientes para uma transição coordenada e com o objetivo de garantir o abastecimento nacional e proteger os interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos, em especial para o abastecimento de GLP.

Ao fim e ao cabo, busca-se criar condições para a realização de investimentos em infraestrutura para armazenagem e movimentação de combustíveis.

De forma mais específica, conforme apontado no capítulo anterior, vislumbra-se a necessidade de adoção das iniciativas listadas a seguir:

- i. definição de diretrizes pelo CNPE para transição do abastecimento de GLP com a venda das refinarias;
- ii. definição de diretrizes pelo CNPE para o desenvolvimento da infraestrutura para armazenagem e movimentação de combustíveis;
- iii. definição de diretrizes pelo CNPE para a coordenação do abastecimento nacional com a venda das refinarias;
- iv. conclusão da revisão da regulação de acesso de terceiros a terminais aquaviários (Portaria ANP nº 251/2000);
- v. revisão da regulação de uso, por terceiros interessados, de dutos de transporte destinados à movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis (Resolução ANP nº 35/2012); e
- vi. avaliação de alteração do Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, para inclusão de projetos de infraestrutura de refino de petróleo e de distribuição de GLP no regime do REIDI.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Capacidade de armazenamento de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, segundo terminais, 2020. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/arquivos/armazenamento/terminais/capacidade-armazenagem-terminais.xlsx>>.

_____. Central de Sistemas ANP – Oleodutos. 2020. Disponível em: <<http://app.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/simp/consulta-oleodutos/consulta.xhtml?jsessionid=aSNP451LY9SILwcuwtqPt+vH.hc-web-01:server-app-01>>.

_____. (2020a). Dados Estatísticos.

_____. (2020b). Painéis Dinâmicos do Abastecimento. Distribuição e Revenda, ANP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/distribuicao-e-revenda/paineis-dinamicos-abastecimento>>. Acesso em: 25 maio 2020.

_____. (2020c). Anuário Estatístico. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2020#Se%C3%A7%C3%A3o%203>>. Acesso em: 25 maio 2020.

PETROBRAS TRANSPORTE S.A. (TRANSPETRO). Dutos e Terminais. Disponível em: <<http://transpetro.com.br/transpetro-institucional/nossas-atividades/dutos-e-terminais/terminais-aquaviarios.htm>>.

_____. Programação prévia de terminais. Disponível em: <<http://transpetro.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A9D2A7C70C511FA0170C5A353CF5272>>.

ANTAQ. Agência Nacional de Transportes Aquaviários, (2019b). Sistema de Desempenho Portuário (SDP). Brasília, DF. Disponível em: <http://web.antaq.gov.br/SDPV2/>. Acesso restrito.

ANTAQ. Agência Nacional de Transportes Aquaviários, (2020a). Estudo de Cabotagem. Disponível em: <http://portal.antaq.gov.br/wp-content/uploads/2020/02/Estudo_Cabotagem_06-02.pdf>.

ANTAQ. Agência Nacional de Transportes Aquaviários, (2020b). Anuário Estatístico 2019. Disponível em: <<http://portal.antaq.gov.br/wp-content/uploads/2020/02/Anu%C3%A1rio-2019-vFinal-revisado.pdf>>.

BIMCO. Baltic and International Maritime Council, (2020). Tanker Shipping: Geopolitics and Overall Fleet Growth are The Main Drivers. Disponível em: <https://www.bimco.org/news/market_analysis/2019/20190220_2019_01_tanker_shipping>

BRASIL. (1997). Lei nº 9.432, de 8 de janeiro de 1997. Dispõe sobre a ordenação do transporte aquaviário e dá outras providências. Brasília: Diário Oficial da União.

BRASIL. (1997). Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política

Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília: Diário Oficial da União.

BRASIL. (2016). Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016. Cria o Programa de Parcerias de Investimentos - PPI. Brasília: Diário Oficial da União.

COMEX STAT. Página inicial, (2019). Disponível em: <<http://comexstat.mdic.gov.br/pt/>>.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA (CADE). Termo de Compromisso de Cessação de Prática- Petrobras. Disponível em: <<http://www.cade.gov.br/noticias/cade-e-petrobras-celebram-acordo-para-venda-de-refinarias-de-petroleo/tcc-cade-petrobras.pdf>>.

CPPI. Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos, (2019). Resolução nº 70, de 21 de agosto de 2019. Opina favoravelmente à instituição da política federal de estímulo ao transporte de cabotagem, consubstanciada no programa de estímulo à cabotagem BR do MAR. Brasília: Diário Oficial da União.

D'ELIA, Marcus. O mercado de derivados e a presença de novos refinadores no País. Cenário Petróleo, 2020. Disponível em: <<https://cenariospetroleo.editorabrasilenergia.com.br/o-mercado-de-derivados-e-a-presenca-de-novos-refinadores-no-pais/>>.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, (2019). Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>.

_____. (2017). Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026>>.

_____. (2020a). Balanço Energético Nacional 2020: ano base 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>>.

_____. (2020b). Impactos da pandemia de Covid-19 no mercado brasileiro de combustíveis. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/impactos-da-pandemia-de-covid-19-no-mercado-brasileiro-de-combustiveis>>.

IEA. International Energy Agency, (2020). Global Energy Review 2020: The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO2 emissions. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020/global-energy-and-co2-emissions-in-2020>>.

INTERNATIONAL TRANSPORT FORUM. Maritime Subsidies: Do They Provide Value for Money? Oecd, [S. l.], 2019. Disponível em: <<https://www.itf-oecd.org/maritime-subsidies-do-they-provide-value-money>>.

ITF. International Transport Forum, (2019). Maritime Subsidies. Do They Provide Value for Money?. Disponível em: <<https://www.itf-oecd.org/maritime-subsidies-do-they-provide-value-money>>.

LEGGIO, (2019). Transição para um Novo Contexto de *Downstream* - Questões Críticas a Partir do Desinvestimento da Petrobras no Refino. Disponível em:

LEGGIO Consultoria. Transição para um novo contexto de *downstream*. Apresentação realizada no âmbito da iniciativa Abastece Brasil em 16/08/2019. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/documents/36220/945191/Leggio+-+Novo+Contexto+de+Downstream.pdf/2d078be3-08ab-e40b-b79c-bfbd3809e79d?version=1.0&download=true>>.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA (ME). Boletim de debêntures incentivadas. Disponível em: <https://www.gov.br/economia/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins/boletim-de-debentures-incentivadas/2020/boletim-debentures-incentivadas-abril-2020.pdf/@@download/file/SPE-ME-Boletim%20Deb%C3%AAntures-LEI%2012.431%20-%20Abr%202020.pdf>>.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (SINEC) - Ministério de Minas e Energia. [s. l.], 2016. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes/sistema-nacional-de-estoques-de-combustiveis-sinec/-/document_library_display/6oJxb3yZPuP2/view_file/441572?_110_INSTANCE_6oJxb3yZPuP2_redirect=http%3A%2F%2Fww>. Acesso em: 16 de abr. de 2020.

_____. (2020). Boletim de Monitoramento COVID-19. Disponível em:
<<http://www.mme.gov.br/covid-19>>.

PETROBRAS, (2019a). Relação com Investidores. Resultados e Comunicados. 2019. Teaser Reman (24 de outubro). Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/teasers/>>. Acesso em: 20 de maio de 2020.

_____. (2019b). Relação com Investidores. Resultados e Comunicados. 2019. Teaser RLAM (30 de agosto). Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/teasers/>. Acesso em: 20 maio 2020.

_____. (2019c). Relação com Investidores. Resultados e Comunicados. 2019. Teaser RNEST (30 de agosto). Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/teasers/>>. Acesso em: 20 maio 2020.

_____. (2019d). Relação com Investidores. Resultados e Comunicados. 2019. Teaser Lubnor (13 de setembro). Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/teasers/>>. Acesso em: 20 maio 2020.

_____. (2019e). Relação com Investidores. Resultados e Comunicados. 2019. Teaser Regap (13 de setembro). Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/teasers/>>. Acesso em: 20 maio 2020.

_____. (2019f). Relação com Investidores. Resultados e Comunicados. 2019. Teaser Refap (30 de agosto). Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/teasers/>>. Acesso em: 20 maio 2020.

_____. (2019g). Relação com Investidores. Resultados e Comunicados. 2019. Teaser Repar (30 de agosto). Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/teasers/>>. Acesso em: 20 maio 2020.

_____. (2020). Composição de Preços de Venda ao Consumidor. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/composicao-de-precos-de-venda-ao-consumidor/>>.

SECRETARIA DE PATRIMÔNIO DA UNIÃO. Glossário: Patrimônio da União. [s. l.], 2020. Disponível em: <http://www.planejamento.gov.br/assuntos/gestao/patrimonio-da-uniao/glossario-patrimonio-da-uniao>>. Acesso em: 13 de abr. de 2020.

SRI. SEAFARERS' RIGHTS INTERNATIONAL. (2018). Cabotage Laws of the World. Londres: Disponível em: <https://www.americanmaritimepartnership.com/studies/world-cabotage-study/>>.

STOPFORD, Martin. Maritime Economics. 3 ed. Oxon: Routledge, 2009.

TREVINO, A. *Introduction to K-means Clustering*. Oracle AI and Data Science Blog. 2016. Disponível em: <https://blogs.oracle.com/datascience/introduction-to-k-means-clustering>>. Acesso em: 24 de jul. de 2020.

UNCTAD. United Nations Conference on Trade and Development, (2018). Rethinking Maritime Cabotage for Improved Connectivity. Disponível em: <https://unctad.org/en/pages/PublicationWebflyer.aspx?publicationid=1965>>.

WTO. World Trade Organization, (1996). Decision on Maritime Transport Services. Disponível em: <https://docs.wto.org/dol2fe/Pages/SS/directdoc.aspx?filename=q:/S/L/24.pdf>

ANEXO – MEMÓRIAS DE REUNIÃO

Disponíveis em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/abastece-brasil/subcomites>>

