

A PETROBRÁS FATIA A IDA

VOLUME I

Prejuízos para a Engenharia e Soberania Nacionais

ORGANIZADORES:

PATRÍCIA LAIER, FRANCISCO GONÇALVES E ORILDO LIMA E SILVA



Realização

Sigesp



FEBRAGEO
FEDERAÇÃO BRASILEIRA DE ENGENHARIA E GEOLÓGICA

Patrocínio

CONFEA
Conselho Federal de Engenharia e Agronomia



CREA
Conselho Regional de Engenharia e Agronomia



MUTUA
CASA DE ASSISTÊNCIA AOS PROFISSIONAIS DO CREA



AEPET
Associação dos Engenheiros da Petrobras



A PETROBRÁS FATIADA

VOLUME I

Prejuízos para a Engenharia e Soberania Nacionais

ORGANIZADORES:

PATRÍCIA LAIER • FRANCISCO GONÇALVES • ORILDO LIMA E SILVA

PRODUÇÃO EDITORIAL

DIREÇÃO EDITORIAL

PATRÍCIA LAIER
FRANCISCO GONÇALVES
ORILDO LIMA E SILVA

DIREÇÃO DE ARTE

EMANOEL BATISTA (XABLAIR)

PROJETO GRÁFICO / DIAGRAMAÇÃO:

FRANCO MATHSON

CAPA

FRANCO MATHSON
EDILSON MARTINS

FOTOGRAFIAS DA CAPA

AGÊNCIA BRASIL - EBC
GETÚLIO MOURA
DEIVSON MENDES
MORENA GIL

FOTOGRAFIAS

AGÊNCIA BRASIL - EBC
ENVATO
ORILDO LIMA E SILVA
PAULO NEVES JR.
FRANCISCO GONÇALVES

REVISÃO TEXTUAL

BETHÂNIA LIMA
RODRIGO LINARES
PATRÍCIA LAIER
FRANCISCO GONÇALVES
ORILDO LIMA E SILVA

Catálogo da publicação na fonte.

Laier, Ana Patrícia Cavalcanti.

A Petrobrás Fatiada: Prejuízos para a Engenharia e Soberania Nacionais /
Organizado por Ana Patrícia Cavalcanti Laier, Francisco Gonçalves e Souza, Orildo
de Lima e Silva – 1. ed. – Natal: Associação Profissional de Geólogos do Rio Grande
do Norte - AGERN; Sindicato dos Geólogos no Estado de São Paulo - SIGESP;
Federação Brasileira de Geólogos - FEBRAGEO, 2022.
240p.; il.

ISBN nº 978-65-995053-4-8

Inclui bibliografia.

1. Petrobrás. 2. Petróleo. 3. Desinvestimentos. 4. Refino e Distribuição. 5. Exploração
e Produção. I. Souza, Francisco Gonçalves e. II. Silva, Orildo de Lima e. III. Título.

CDU 665.61
L185p

Elaborada por Edineide da Silva Marques CRB-15/488.



Todos os direitos reservados para a Federação Brasileira de Geólogos





Diretoria da AGERN – GESTÃO 2021/2023

Presidente: Orildo Lima e Silva
Vice-Presidente: Eugênio Pacelli Dantas
1ª Secretária: Lidyane Mayara de Lima Araújo
2º Secretário: Carlos Augusto de Medeiros Filho
1º Tesoureiro: Elvis Roberto da Silva
2º Tesoureiro: Luiz Carlos Maia Dantas

CONSELHO FISCAL

Titulares

Ulisses da Costa Soares
Heitor Neves Maia
Isalúcia Cavalcanti

Suplentes

João Marculino de Araújo Netto
Reginaldo Nascimento Dantas

Sigesp

Diretoria do SIGESP – Gestão 2022/2024

Diretor: Daiane Katya Curti
Diretor: José Luiz Albuquerque Filho
Diretor: Leandro Vasconcelos Thomaz
Diretor-presidente: Marcelus Glaucus de Souza Araújo
Diretor: Marcos Domingues Muro
Diretor: Ronaldo Malheiros Figueira
Diretor: Vítor Costa Silveira

Conselho Fiscal: Andréa Segura Franzini
Conselho Fiscal: Frederico Bohland Neto
Conselho Fiscal: José Gustavo Cristovão de Macedo





FEBRAGEO
FEDERAÇÃO BRASILEIRA DE GEÓLOGOS

FEDERAÇÃO BRASILEIRA DE GEÓLOGOS - FEBRAGEO
GESTÃO 2020 – 2022

DIRETORIA EXECUTIVA

Presidente: Fábio Augusto Gomes Vieira Reis
Vice-Presidente: Sheila Klener Jorge de Sousa
Secretário Geral: Ronaldo Malheiros Figueira
Diretor Financeiro: Caiubi Emanuel Souza Kuhn

VICE-PRESIDENTES REGIONAIS

Norte

Daniele Freitas Gonçalves (PA)

Nordeste

Antônio Christino Pereira de Lyra Sobrinho (PE)

Centro-Oeste

Caroline Siqueira Gomide (DF)

Sudeste

Luciana Maria Ferrer

Sul

Elielson Krubniki

DIRETORIAS ESPECÍFICAS

**Diretoria de Políticas Públicas e Assuntos
Parlamentares**

Abdel Majid Hach Hach

Diretoria de Eventos, Publicações e Imprensa

Orildo Lima e Silva

CONSELHO FISCAL

Titulares

Danilo Costa Monteiro; Ricardo Latgé Milward de Azevedo;
Luciana Gonçalves Tibiriçá

Suplentes

Jérsica Lima Bezerra; Suzi Huff Theodoro; Antonio Pedro Viero

ENTIDADES FILIADAS À FEBRAGEO

ABG – Associação Baiana de Geólogos
ACGEO – Associação Capixaba de Geólogos
AGEGO – Associação dos Geólogos de Goiás
AGEMAT – Associação dos Prof. de Geologia do Estado do MT
AGEO-DF – Associação dos Geólogos do Distrito Federal
AGEPAR – Associação Profissional dos Geólogos do Paraná
AGEPI – Associação Profissional dos Geólogos do Piauí
AGERN – Associação Profissional dos Geólogos do RN
AGESC – Associação Profissional dos Geólogos do Estado de SC
AGESE – Associação Profissional dos Geólogos no Estado de SE
AGEOPA – Associação dos Geólogos do Oeste do Pará
AGP – Associação Profissional dos Geólogos de Pernambuco
AGPB – Associação dos Geólogos da Paraíba
APG – Associação Paulista de Geólogos

APGAM – Associação Profissional dos Geólogos da Amazônia
APGCE – Associação dos Profissionais Geólogos do Ceará
APG-RJ – Associação Profissional de Geólogos do Estado do RJ
APGV – Associação Profissional de Geólogos dos Vales - RS
APROGERO – Associação Profissional dos Geólogos de Rondônia
APROGAM – Associação Profissional dos Geólogos do Amazonas
APSG – Associação Profissional Sul-Brasileira de Geólogos – RS
ASSOGESPA – Associação dos Geólogos do Sul e Sudeste do PA
GEOCLUBE – Associação dos Geólogos de Cuiabá
GEOMAP – Associação Profissional de Geologia e Mineração do AP
SIGESP – Sindicato dos Geólogos no Estado de São Paulo
SINGEMAT – Sindicato dos Geólogos do Estado de MT
SINGEO-MG – Sindicato dos Geólogos no Estado de MG
SINGEO-PA – Sindicato dos Geólogos no Estado do Pará





A Política de Patrocínios do Conselho Federal de Engenharia e Agronomia tornou-se nos últimos anos uma excelente forma do Sistema ampliar a sua capilaridade e sua comunicação com os profissionais que atuam tanto no mercado de trabalho, quanto em instituições de ensino e pesquisa. Essa diretriz estratégica do Conselho Federal viabilizou a publicação desta e de várias outras obras.

A proposta para publicação do livro “A PETROBRÁS FATIADA – PREJUÍZOS PARA A ENGENHARIA E SOBERANIA NACIONAIS” vem a se somar às ações da FEBRAGEO que no último triênio publicou em parceria com o CONFEA, uma série de livros buscando difundir essa tradição entre os profissionais das geociências e de engenharia, construindo e ampliando parcerias com as entidades regionais.

Desta forma, o livro propõe um resgate da história recente da Petrobrás como uma empresa de energia e engenharia, integrada de sul a norte do País, uma empresa âncora que gera empregos e absorve mão-de-obra especializada formada nas universidades e institutos de educação, ciência e tecnologia brasileiros. Que além de fomentar o desenvolvimento tecnológico, alia o desenvolvimento de pesquisas e inovação na engenharia, consolidando a produção da energia que o Brasil precisa para crescer e se tornar um país mais justo econômica e socialmente.

Neste momento, registro meus cumprimentos à Federação Brasileira de Geólogos, à Associação Profissional de Geólogos do Rio Grande do Norte e ao Sindicato dos Geólogos no Estado de São Paulo pela consolidação desta publicação de extrema relevância junto aos profissionais da Engenharia, da Agronomia e das Geociências.

João Carlos Pimenta
Presidente do CONFEA





A Mútua, para além de uma Instituição que acolhe e auxilia os profissionais do Sistema Confea/Crea, também tem se pautado como um agente transformador, que se debruça e promove iniciativas ligadas à educação, ao empreendedorismo, à sustentabilidade e à empregabilidade. Toda essa nova gama de atuação da Mútua tem como foco os profissionais e a oferta de mais oportunidades e mecanismos de qualificação e desenvolvimento.

Nesse sentido, apoiar a construção científica e intelectual se mostra como um dos caminhos para fortalecer a Engenharia Nacional. Dito isso, é com grata satisfação que a Caixa de Assistência dos Profissionais do Crea apoia esta valiosa obra, que traz à tona a recente história de uma das maiores corporações públicas do país: a Petrobrás.

Esta é uma narrativa que merece ser contada pela magnitude e pelo potencial que a Petrobrás detém e por toda riqueza e conquistas que entregou, que entrega e ainda pode entregar à nação brasileira. E quem melhor para fazer essa análise técnica, do que profissionais da Geologia e da Engenharia, que conhecem profundamente o papel e a atuação da Petrobrás? Afinal, a Petrobrás é uma empresa majoritariamente de Engenharia.

Aos profissionais organizadores desta obra e às Instituições envolvidas no projeto - FEBRAGEO, SIGESP, AGERN e demais entidades da Geologia, todo o reconhecimento e deferência pela qualidade da obra, pelas importantes análises feitas ao longo de cada capítulo e por compartilhar esse material com os profissionais de todo o Brasil.

Por fim, fica a indicação de leitura para que todos possam conhecer mais sobre a Petrobrás que, conforme foi destacado no texto de apresentação de “A Petrobrás Fatiada: Prejuízos para a Engenharia e Soberania Nacionais”, trata-se de uma “empresa âncora que gera empregos e absorve mão-de-obra especializada formada nas universidades e institutos de educação, ciência e tecnologia brasileiros. Além de fomentar o desenvolvimento de pesquisa, desenvolvimento tecnológico e inovação pode prover a energia que o Brasil precisa para crescer e se tornar um país mais justo econômica e socialmente”.

Renato Archanjo de Castro
Diretor Geral da MÚTUA-SP





Existe uma classificação para os países que os distingue como soberanos ou como colônias. O que qualifica um país soberano são a autonomia e a capacidade em gerir os bens insubstituíveis para existência da nação e a construção da cidadania, isto é, ações para a existência saudável do povo, como direito à vida, e para seu poder de conduzir o Estado Nacional.

Um país sem energia é um país vulnerável, bem como o país que coloca sua capacidade de produzir energia nas mãos de quem tenha interesse diverso da autonomia decisória nacional. O Brasil é rico em fontes primárias de energia. E, ainda primordial, amplia a cada dia sua capacidade de gerar energias renováveis.

Dentre as fontes primárias, a mais significativa pela amplitude dos usos e pela geração de tecnologias, está o petróleo. Deter reservas de petróleo é altamente relevante, ter capacidade de administrá-las e de produzir toda a gama de derivados é ainda mais expressivo.

Na construção da sua História, a Petrobrás passou a ser avaliada no mundo do petróleo entre as maiores detentoras de tecnologia própria para toda a cadeia verticalizada das atividades das empresas de petróleo. Três nomes devem constar no panteão da empresa: Getúlio Vargas, que deu sua vida para que ela existisse; o Marechal Adhemar de Queiroz, que como Presidente da Petrobrás enfrentou o Presidente Humberto Castelo Branco e seu Ministro Roberto Campos para manter sua existência e possibilitar seu crescimento; e Ernesto Geisel, que como Presidente da Empresa e do Brasil sempre agiu no sentido de aperfeiçoar seu corpo técnico e prover recursos para os investimentos e expansão da Companhia.

O conceito de empresa verticalmente integrada, comum a todas as empresas de petróleo, deve voltar à estrutura da Petrobrás, seja sob a forma departamental seja de subsidiárias integrais e exclusivas.

Revogar toda legislação relativa à Petrobrás e à atividade de petróleo aprovada após 1988 é, portanto, a primeira e necessária ação para que possamos voltar a ter a soberania nacional neste importantíssimo setor da energia.

Assim o Pré-sal, maior província petrolífera descoberta no último meio século, centenas de reservatórios de óleo e gás, a Petrobrás Distribuidora-BR, as malhas de dutos, terminais, bases de abastecimento voltarão a ser brasileiras, administradas pela competência técnica e gerencial da Petrobrás.

“A PETROBRÁS FATIADA” é o alerta de geólogos, engenheiros, administradores, economistas para todos os brasileiros da importância de nossa riqueza, do uso que deveríamos estar dela fazendo e de quem nos está saqueando.

Pedro Augusto Pinho
Presidente da AEPET



CARTA TESTAMENTO

“Mais uma vez as forças e os interesses contra o povo coordenaram-se e novamente se desencadeiam sobre mim. Não me acusam, insultam; não me combatem, caluniam, e não me dão o direito de defesa.

Precisam sufocar a minha voz e impedir a minha ação, para que eu não continue a defender, como sempre defendi, o povo e principalmente os humildes. Sigo o destino que me é imposto. Depois de décadas de domínio e espoliação dos grupos econômicos e financeiros internacionais, fiz-me chefe de uma revolução e venci. Iniciei o trabalho de libertação e instaurei o regime de liberdade social. Tive de renunciar. Voltei ao governo nos braços do povo. A campanha subterrânea dos grupos internacionais aliou-se dos grupos nacionais revoltados contra o regime de garantia do trabalho. A lei de lucros extraordinários foi detida no Congresso. Contra a justiça da revisão do salário-mínimo se desencadearam os ódios. Quis criar liberdade nacional na potencialização das nossas riquezas através da Petrobrás e, mal começa esta a funcionar, a onda de agitação se avoluma. A Eletrobrás foi obstaculada até o desespero. Não querem que o trabalhador seja livre.

Não querem que o povo seja independente. Assumi o Governo dentro da espiral inflacionária que destruíra os valores do trabalho. Os lucros das empresas estrangeiras alcançavam até 500% ao ano. Nas declarações de valores do que importávamos existiam fraudes constatadas de mais de 100 milhões de dólares por ano. Veio a crise do café, valorizou-se o nosso principal produto. Tentamos defender seu preço e a resposta foi uma violenta pressão sobre a nossa economia, a ponto de sermos obrigados a ceder.

Tenho lutado mês a mês, dia a dia, hora a hora, resistindo a uma pressão constante, incessante, tudo suportando em silêncio, tudo esquecendo, renunciando a mim mesmo, para defender o povo, que agora se queda desamparado.

Nada mais vos posso dar, a não ser meu sangue. Se as aves de rapina querem o sangue de alguém, querem continuar sugando o povo brasileiro, eu ofereço em holocausto a minha vida.

Escolho este meio de estar sempre convosco. Quando vos humilharem, sentireis minha alma sofrendo ao vosso lado. Quando a fome bater à vossa porta, sentireis em vosso peito a energia para a luta por vós e vossos filhos. Quando vos vilipendiarem, sentireis no pensamento a força para a reação. Meu sacrifício vos manterá unidos e meu nome será a vossa bandeira de luta. Cada gota de meu sangue será uma chama imortal na vossa consciência e manterá a vibração sagrada para a resistência. Ao ódio respondo com o perdão.

E aos que pensam que me derrotaram respondo com a minha vitória. Era escravo do povo e hoje me liberto para a vida eterna. Mas esse povo de quem fui escravo não mais será escravo de ninguém. Meu sacrifício ficará para sempre em sua alma e meu sangue será o preço do seu resgate. Lutei contra a espoliação do Brasil. Lutei contra a espoliação do povo. Tenho lutado de peito aberto. O ódio, as infâmias e a calúnia não abateram meu ânimo. Eu vos dei a minha vida. Agora vos ofereço a minha morte.

Nada receio. Serenamente dou o primeiro passo no caminho da eternidade e saio da vida para entrar na História.”

Getúlio Dornelles Vargas
Rio de Janeiro, 23 de agosto de 1954



Foto: Paulo Neves Jr.



Quem é a FEBRAGEO?

Fundada em 1978, à época, sob a denominação de Coordenação Nacional dos Geólogos – CONAGE, a Federação Brasileira de Geólogos – FEBRAGEO é uma sociedade civil, sem fins lucrativos, com foro na capital da República, que congrega as entidades representativas constituídas exclusivamente de Geólogos (as) ou Engenheiros(as) Geólogos(as). Eleita em 2020, a atual diretoria da FEBRAGEO é presidida por Fábio Reis, geólogo e professor doutor da Universidade Estadual Paulista (Unesp).

Quem é o SIGESP?

O Sindicato dos Geólogos no Estado de São Paulo – SIGESP – foi fundado e oficialmente reconhecido pelo Ministério do Trabalho em 11 de janeiro de 1980, cuja representação de classe foi precedida pela AGESP – Associação Profissional dos Geólogos no Estado de São Paulo que, desde meados de 1968, iniciava o trabalho de organização da categoria dos Geólogos em prol de maior fortalecimento e reconhecimento profissional. Eleita em 2022 para um mandato de três anos, a atual diretoria do SIGESP é presidida por Marcelus Glaucus Araújo geólogo e geofísico da PETROBRÁS com atuação na Bacia de Santos.

Quem é a AGERN?

Fundada em 1979, com sede no município de Natal, a Associação Profissional dos Geólogos do Estado do Rio Grande do Norte – AGERN – é uma entidade autônoma e independente, sem fins lu-

crativos, representativa dos geólogos e geólogas que atuam nesse Estado. Eleita em 2021 para um mandato de três anos, a atual diretoria da AGERN é presidida por Orildo Lima e Silva, geólogo e ex-Coordenador da Câmara Especializada de GEOMINAS do CREA-RN.

Atuação

No âmbito de suas jurisdições, FEBRAGEO, SIGESP e AGERN buscam representar o pensamento dos (as) geólogos (as) e dos (as) engenheiros (as) geólogos (as) junto à opinião pública, aos poderes constituídos, às entidades municipais, estaduais, federais e internacionais, bem como aos demais órgãos e empresas de âmbito nacional e estadual, públicas ou privadas. Para tanto, entre outras atribuições e finalidades previstas em estatuto, cabe-lhes:

- Promover e manter o intercâmbio com sociedades e entidades congêneres nacionais e internacionais, bem como instituições técnicas, científicas, profissionais e/ou culturais;
- Promover e manter convênios, representações e ações conjuntas com o Sistema CONFEA, CREA e Mútua, órgãos federais, estaduais e municipais, entidades de classe e instituições públicas ou privadas;
- Apoiar, promover e fomentar a pesquisa, o desenvolvimento técnico, científico, profissional e cultural, as atividades de ensino e extensão relacionadas à Geologia, Engenharia, Geociências e áreas afins;
- Promover e divulgar a Geologia e a Geodiversidade por meio de publicações, eventos, cursos e noticiários.



FEBRAGEO
FEDERAÇÃO BRASILEIRA DE GEÓLOGOS

A Federação Brasileira de Geólogos – FEBRAGEO é uma entidade nacional federada, que congrega 28 entidades regionais, formadas por associações e sindicatos, que atualmente representam mais de 12 mil Geólogos ou Engenheiros Geólogos espalhados por todo país.

A Federação foi fundada em 1º de novembro de 1978, em reunião realizada no Clube Internacional do Recife, com a denominação de Coordenação Nacional dos Geólogos – CONAGE. Em 5 de setembro de 1996, em reunião no Centro de Convenções da Bahia, em Salvador, a entidade passou a se denominar de FEBRAGEO.

Historicamente, a FEBRAGEO participou ativamente do processo de redemocratização do Brasil e da elaboração da Constituição de 1988, sempre atuando na defesa da Geologia, de suas entidades filiadas e profissionais associados, em busca de um país mais justo e democrático, que conhece suas riquezas naturais e utiliza a Geodiversidade de forma sustentável. A FEBRAGEO participa em comissões e espaços representativos ligados à atuação dos profissionais da Geologia, incluindo o acompanhamento legislativo, reuniões com representantes dos poderes Legislativo e Executivo, apresentação de Projetos de Leis e participação em audiências públicas.

A Federação tem lutado pelo fortalecimento dos órgãos públicos técnicos e de fiscalização nas áreas de Geociências e Engenharia, que são essenciais para o desenvolvimento sustentável do Brasil e para a formação de recursos humanos especializados. Busca o desenvolvimento contínuo do Serviço Geológico do Brasil (CPRM) e dos demais órgãos e institutos públicos de fiscalização, pesquisa, desenvolvimento e inovação. A criação e a consolidação de serviços geológicos estaduais é outra bandeira da entidade, possibilitando que a Geodiversidade brasileira seja conhecida em detalhe, garantindo o uso sustentável dos recursos naturais, o adequado planejamento territorial e urbano, a prevenção de acidentes naturais e tecnológicos, e o desenvolvimento competente de projetos e obras de engenharia.

Ao adquirir esse livro, você está apoiando o projeto da FEBRAGEO e suas entidades filiadas para levar conhecimento à sociedade. Conheça mais sobre nosso trabalho, no site www.febrageo.org.br e siga-nos no Facebook, Instagram e YouTube.

Uma excelente leitura.

Diretoria da FEBRAGEO

Gestão 2021 a 2023

Realização



Sigesp



Patrocínio



Apoio



AUTORES

ANA PATRÍCIA CAVALCANTI DE CASTRO LAIER: Graduada em Geologia pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ-1998); especialista lato-sensu em Petrofísica, através de convênio entre a Petrobrás e a Fundação Gorceix da Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP-2004); e mestra em Ciências da Terra Aplicadas/Engenharia de Petróleo/Geologia de Reservatório, na Universidade Tecnológica de Delft (TUDelft-2014) nos Países Baixos. Atualmente é vice-diretora de Comunicação da Associação dos Engenheiros da Petrobrás (AEPET).

EDUARDO COSTA PINTO: Professor de Economia Política e Economia Brasileira do Instituto de Economia IE / UFRJ. Pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – INEEP. Doutor em Economia da Indústria e da Tecnologia (UFRJ-2010). Mestre em Economia (UFBA-2005). Graduado em Administração (UFBA-2002).

FRANCISCO GONÇALVES E SOUZA: Graduado em Engenharia Civil pela Instituto de Tecnologia da Amazônia (UTAM-1994). MBA em Gerenciamento de Projetos e Implementação de Empreendimentos pela Fundação Getúlio Vargas (FGV-2013). Trabalhou na PETROBRÁS de 1985 a 2021. Atualmente é Delegado da AEPET para a Grande São Paulo.

GILBERTO BERCOVICI: Professor Titular de Direito Econômico e Economia Política da Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo e Professor do Programa de Pós-Graduação em Direito da Universidade Nove de Julho – Uninove. Doutor em Direito do Estado e Livre Docente em Direito Econômico pela Universidade de São Paulo. Advogado.

GEORGE TORRES: Graduado em Direito pela UERJ e especialista em Direito Ambiental pela Universidade Federal do Amazonas. Trabalhou de 1990 a 2021 na Petrobras, tendo exercido a Presidência do Conselho de Administração da Termo Macaé Ltda., proprietária da UTE Mário Lago, com potência de 922 MW; bem como a Diretoria Financeira da Baixada Santista Energia S.A., responsável pelas UTE Eusébio Rocha com potência de 216 MW, em Cubatão e a UTE Piratininga em ciclo combinado com a UTE Fernando Gasparian, com potência de 586 MW, situada em SP; e, ainda, Conselheiro da UEG Araucária no Estado do Paraná com potência de 494 MW.

GUILHERME DE OLIVEIRA ESTRELLA: Graduado em Geologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ-1964). Ingressou na Petrobrás em 1965 onde trabalhou como geólogo de poço, de superfície e de interpretação de bacias. Exerceu cargos de Gerente de Exploração da Petrobrás Iraque quando da descoberta do campo gigante de Majnoon em 1976; de Superintendente Geral do Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes) entre 1989 e 1992; e de Diretor de Exploração e Produção entre 2002 e 2012.

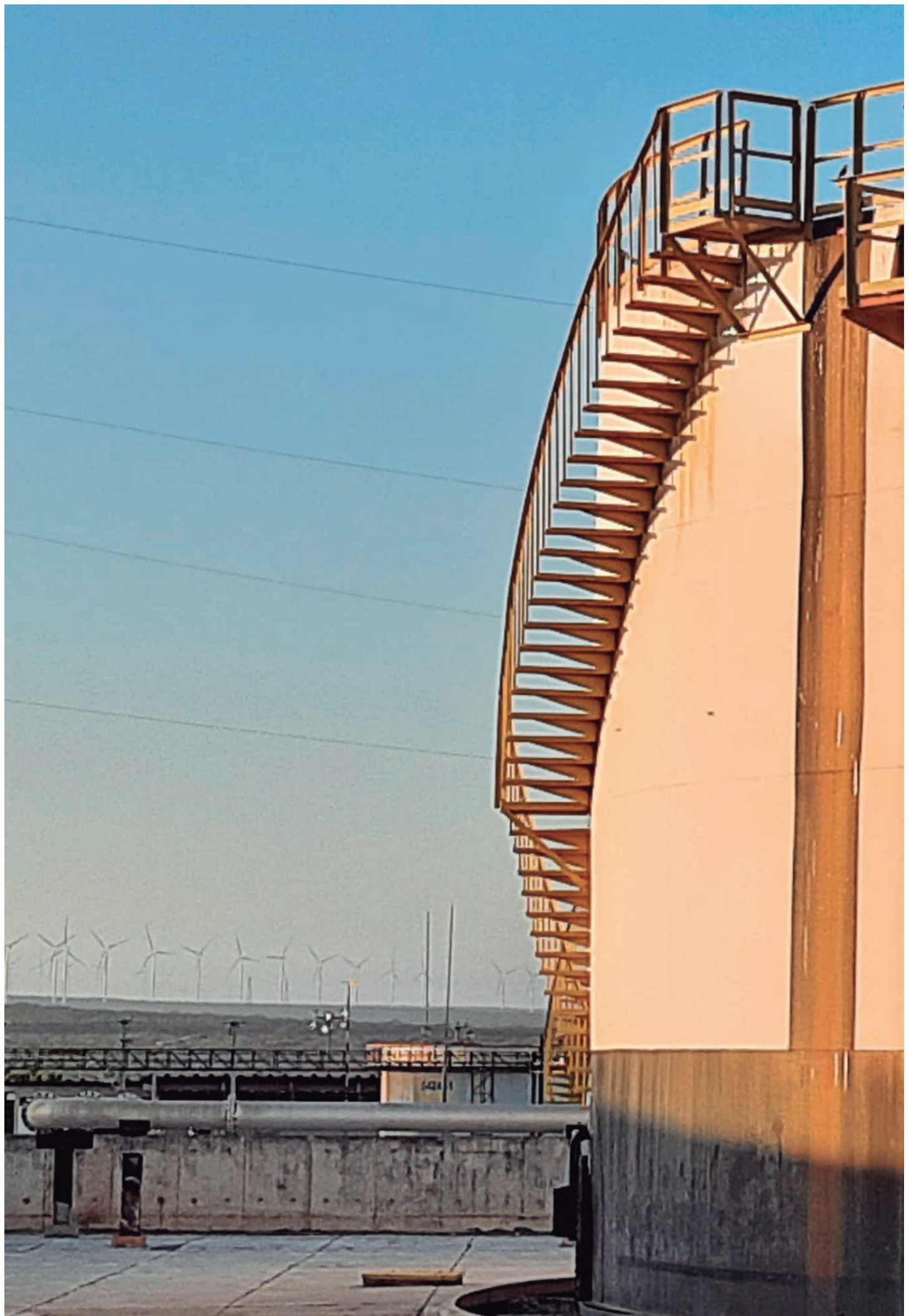
JOSÉ AUGUSTO FONTOURA COSTA: Professor de Direito do Comércio Internacional da Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo. Professor da Universidade CEUMA (São Luís - MA) e da Faculdade de Direito de Sorocaba. Doutor e Livre Docente em Direito Internacional pela Universidade de São Paulo. Pesquisador do CNPq. Advogado.

MARCO ANTÔNIO PINHEIRO MACHADO: Graduado em Geologia e mestre em Estratigrafia (UFRGS-1978/1994). Trabalhou na Petrobrás por 37 anos na área de exploração onde exerceu funções de acompanhamento e avaliação de centenas de poços em todas as bacias sedimentares brasileiras. No exterior realizou missões no sub-andino boliviano na avaliação de gás e foi chefe de operações geológicas na subsidiária da Petrobrás sediada em Houston/Texas que atuava no Golfo do México norte-americano. De 2001 a 2013 trabalhou, desde o início, na equipe de geocientistas à frente das grandes descobertas do pré-sal da Bacia de Santos.

ORILDO DE LIMA E SILVA: Graduado em Geologia pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS-1988), Especialista em Geologia do Petróleo pelo Convênio Petrobrás/UFRJ (1989), Especialista em Gestão Ambiental pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte (2001) e mestrado pelo Programa de Pós-graduação em Geofísica e Geodinâmica (UFRN-2016). Geólogo na Petrobrás, atua na Bacia Potiguar desde 1990. Atualmente é diretor de Eventos, Publicações e Imprensa da FEBRAGEO, de Comunicação do SINDIPETRO-RN e Presidente da AGERN.

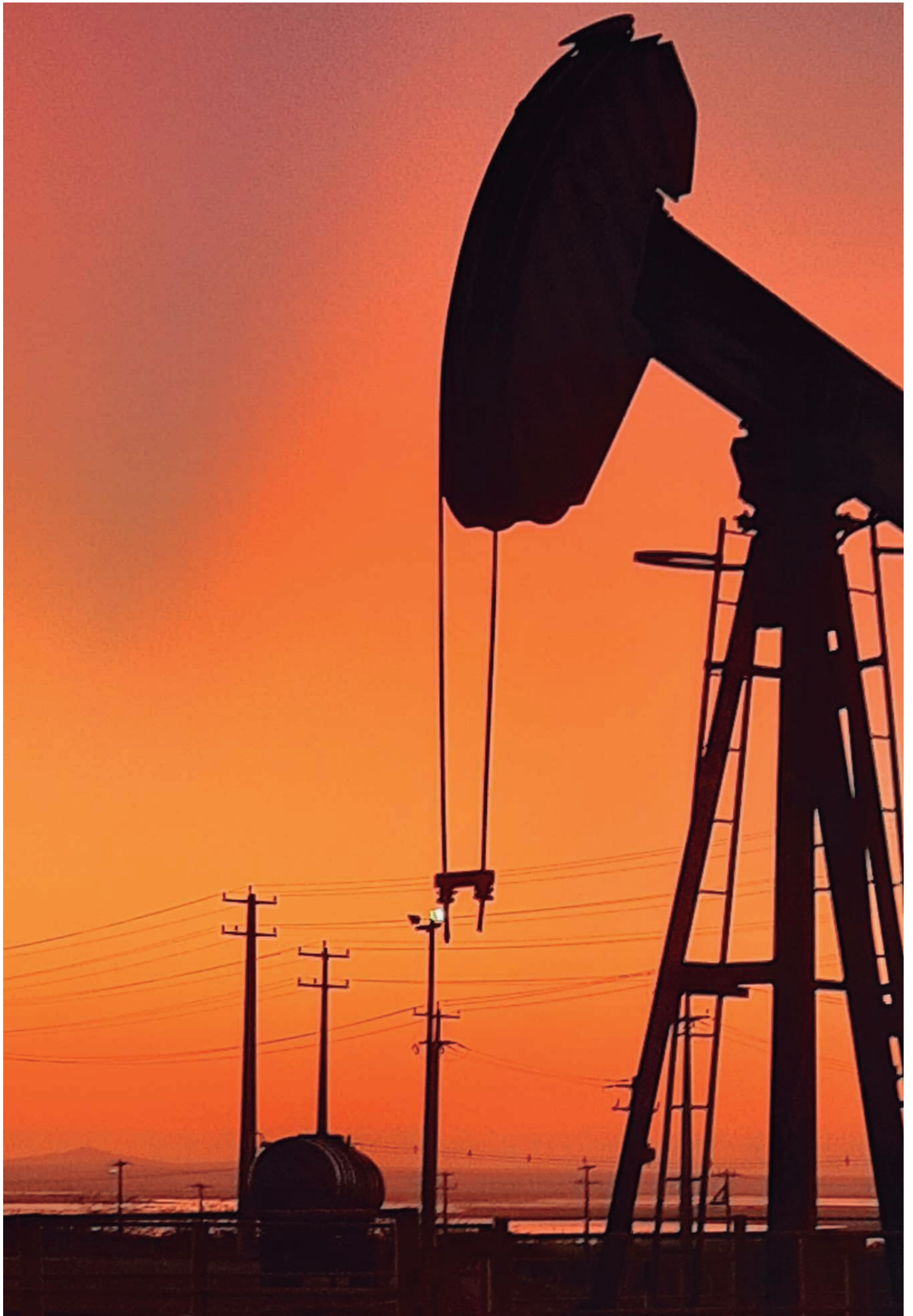
PAULO CÉSAR RIBEIRO LIMA: Graduado em Engenharia pela UFMG, tendo sido anteriormente funcionário do Banco do Brasil e do Banco Central. Trabalhou no Centro de Pesquisas da Petrobrás, por cerca de 16 anos, no desenvolvimento de tecnologias para exploração e produção de petróleo em águas profundas. Mestre em engenharia pela UFRJ e doutor pela Universidade de Cranfield-Inglaterre. Sua tese de doutorado foi premiada como a melhor tese da Escola de Engenharia. Também foi professor da Universidade Estadual do Norte Fluminense, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE e do Instituto de Ensino Superior Planalto. A partir de 2002, como Consultor Legislativo do Senado e da Câmara dos Deputados para a Área de Economia-Minas e Energia. Participou ativamente do processo legislativo no Congresso Nacional, com destaque para os novos marcos legais do Pré-Sal, dos royalties para a educação e saúde, dos biocombustíveis, do setor elétrico e do setor mineral. Depois de 38 anos de trabalho formal, aposentou-se em 2018.

SYLVIO MASSA DE CAMPOS: Bacharel em Economia (UFRJ/1962). Mestrado pelo Conselho Nacional de Economia (1962) e pela Università Studi Superiori di idrocarburi (Milão/Itália - 1967). Na Petrobrás atuou como Superintendente Adjunto e Geral de Distribuição (1970). Co-autor do projeto submetido à Diretoria para criação de BR Distribuidora. Diretor Comercial da BR Distribuidora (1974). Gerente Geral da Braspetro na França (1976). Atualmente é Diretor da AEPET e Escritor. É autor, entre outros, do livro “A desconstrução da Petrobrás – Um crime de Lesa-Pátria” (Ed. Altadena, 2021)



SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	23
PREFÁCIO	25
 UNIDADE I - SOBERANIA NACIONAL	
CAPÍTULO 1 - O DESMONTE E A RENACIONALIZAÇÃO DA PETROBRÁS	33
CAPÍTULO 2 - CAPTURA TRAVESTIDA DE GOVERNANÇA CORPORATIVA	39
 UNIDADE II - A PARIDADE DE PREÇOS INTERNACIONAIS (PPI)	
CAPÍTULO 3 - A POLÍTICA DE PARIDADE DE PREÇOS INTERNACIONAIS – O FATIAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE DERIVADOS.....	65
CAPÍTULO 4 - PPI E PETROBRÁS: ALTERNATIVAS PARA REDUZIR OS PREÇOS E AUMENTAR OS INVESTIMENTOS.....	111
 UNIDADE III - REFINO E DISTRIBUIÇÃO	
CAPÍTULO 5 - O DESMONTE DAS REFINARIAS	125
CAPÍTULO 6 - O QUE SE ESCONDE NA PRIVATIZAÇÃO DA BR DISTRIBUIDORA.....	143
 UNIDADE IV - EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	
CAPÍTULO 7 - A BACIA DE CAMPOS E AS MULTINACIONAIS ESTRANGEIRAS.....	151
CAPÍTULO 8 - PRÉ-SAL: MALDIÇÃO OU REDENÇÃO?	179
CAPÍTULO 9 - O ATAQUE À CESSÃO ONEROSA	213





DEDICAMOS ESTE LIVRO AOS COLEGAS

FRANCISCO CELSO PONTE

(1930-1997),

Grande Defensor da Bacia de Campos para a Petrobrás e os brasileiros,

MOISÉS CALAZANS MUNIZ

(1963-2021),

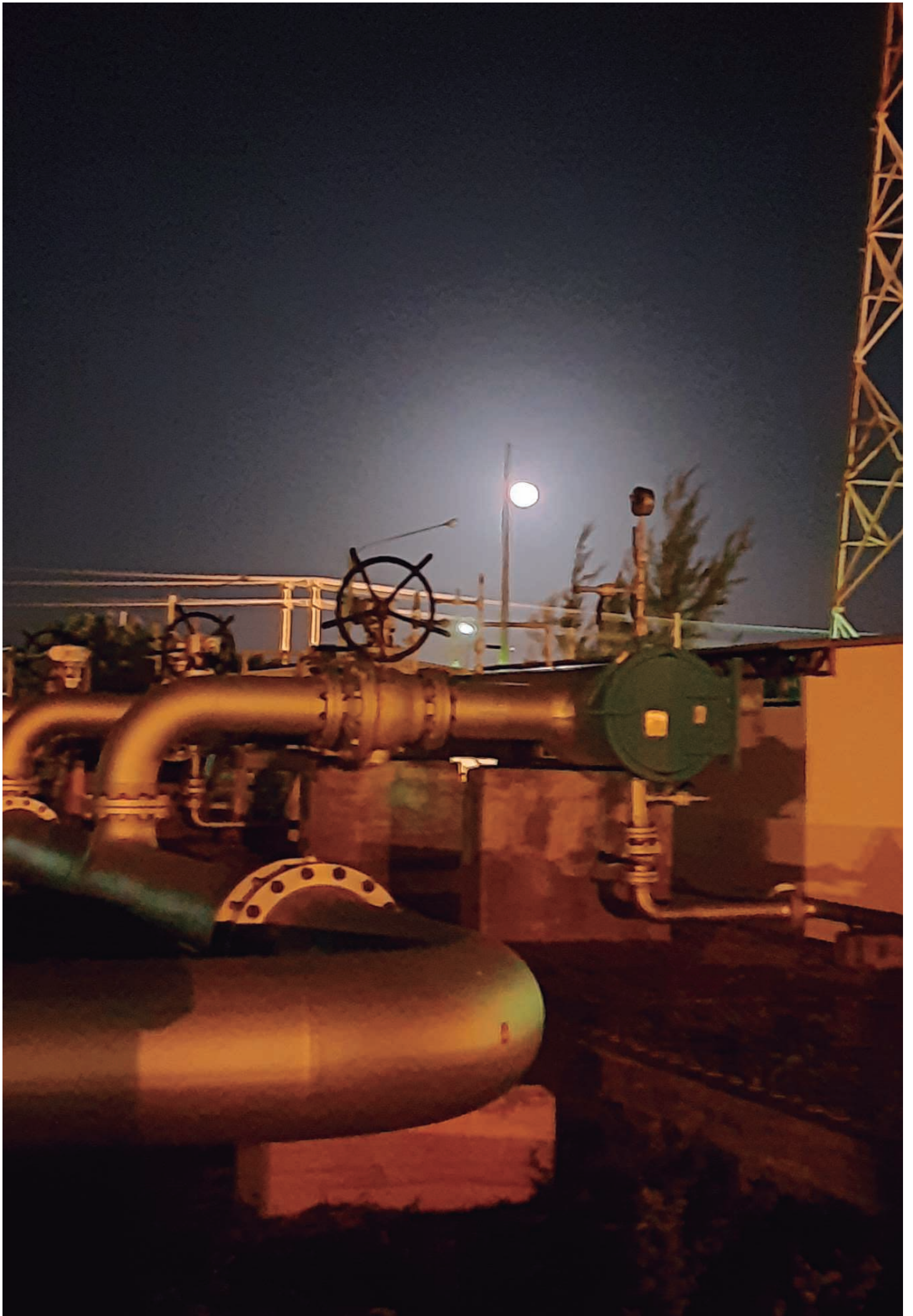
Um dos pioneiros no pré -sal da Bacia de Campos,

MAURÍCIO TAKECHI GUSHIKEN

(1962-2021),

Incansável, na defesa da Bacia Potiguar.

*Moisés e Maurício nos deixaram precocemente,
vítimas da Covid-19...*



PREFÁCIO

Guilherme Estrella

“A Petrobrás Fatiada – Prejuízos para a Engenharia e Soberania Nacionais” vem somar-se ao empenho da FEBRAGEO, que, no último triênio, editou uma série de livros com o intuito de expressar as visões dos profissionais das geociências e ampliar parcerias com entidades congêneres.

A diversificada cadeia industrial do campo do PETRÓLEO/GÁS NATURAL no Brasil – como em todo o mundo – exhibe importante contribuição para o processo de desenvolvimento nacional. A criação da PETROBRÁS, em 1953, abrigava em sua concepção um modelo integrado de gestão, voltado para esse objetivo.

Ao longo de sua história, e efetivamente até 2016, a companhia cumpriu essa atribuição com total competência. Mesmo após a desastrosa eliminação do monopólio estatal pelo governo neoliberal e desnacionalizante de FHC, em 1997, em perfeito atendimento do “Acordo de Washington” (1989), do qual era fiel e ávido seguidor.

A atuação do SISTEMA PETROBRÁS tornou-se realidade em todo o território nacional – com o lema “do poço ao posto” –, com maior intensidade nas regiões produtoras e naquelas onde foram construídas nossas refinarias, terminais, malhas de dutos, fábricas de fertilizantes, termelétricas, dentre outras operações associadas. Fato esse que levou a empresa, em decorrência de seu compromisso com o Brasil e sua inserção na sociedade, a contribuir concretamente com o

desenvolvimento regional: na criação de empregos diretos e indiretos, no fomento ao surgimento de novas empresas, operacionalmente associadas, na interação com universidades públicas, no grande apoio à cultura popular etc. Em tempos mais recentes, para atender a chamada “transição energética”, o SISTEMA PETROBRÁS criou a subsidiária de BIOCOMBUSTÍVEIS, o que expandiu sua presença também a outras regiões do território nacional.

Em 2006, com as grandes descobertas em águas profundas na Bacia de Campos, a PETROBRÁS proporcionou a tão sonhada autossuficiência volumétrica em petróleo. Porém, o antigo sonho logo seria superado, diante da forte retomada do desenvolvimento nacional após 2003, e que trouxe ao Brasil um novo e muito maior desafio: descobrir e produzir petróleo e gás natural para sustentar o robusto crescimento industrial/social brasileiro, a médio e longo prazos, então previsto para as próximas décadas deste século XXI.

Como resultado imediato da radical mudança política ocorrida no Brasil a partir de 2003, a promover a construção de um projeto nacional de desenvolvimento industrial, a PETROBRÁS foi firmemente incumbida de retomar seu protagonismo no setor de petróleo e gás natural no Brasil.

Até porque a abertura do território nacional à presença de empresas estrangeiras de exploração e produção em nada resultou. Postura financeira bancária, aversão total ao risco explorató-

rio, incompetência geocientífica, tecnológica e de engenharia – foram fatores desse fracasso. Mas a causa principal foi político-financeira: as empresas estrangeiras nada têm a ver com o desenvolvimento brasileiro, dedicam-se exclusivamente a atender aos interesses de seus países e acionistas originários e dos grandes fundos transnacionais de investimentos que as controlam.

Em decorrência da nova orientação política do acionista controlador de 2003, a expansão da atividade exploratória – então concentrada na bacia produtora, Campos – tornou-se uma irreversível imposição.

Neste momento, retorna à realidade o que a quebra entreguista do monopólio em 1997 não conseguiu destruir – até por ser produto de 50 anos de investimento: a extrema competência da PETROBRÁS, com suas equipes de “exploracionistas” e de engenheiros de construção de poços e de produção de Óleo e Gás Natural (O&GN), e com seu internacionalmente reconhecido Centro de Pesquisas, Desenvolvimento Tecnológico e Engenharia (CENPES – detentor de três “Prêmios Nobel” da tecnologia mundial em O&GN!).

Ainda em 2003, alguns campos importantes foram descobertos fora da Bacia de Campos: na Bacia do Espírito Santo e na então abandonada Bacia de Santos, imediatamente ao sul. Esta política exploratória consagrou-se, em 2006, com a descoberta do Pré-sal, a mais importante província petrolífera mundial depois do Mar do Norte, encontrado mais de 35 anos antes.

Em consequência, imediatamente após a descoberta do Pré-sal, houve as mudanças na legislação do setor petrolífero nacional, e o regime de concessão de áreas exploratórias foi modificado para o de partilha de produção. Com o Pré-sal, criaram-se novas perspectivas para o desenvolvimento autônomo industrial, científico e tecnológico brasileiro.

Com as Leis da Partilha e do Fundo Social, da Cessão Onerosa, e a fundação da PPSA (Pré-Sal Petróleo S.A.), a PETROBRÁS como operadora única e conteúdo nacional mínimo e crescente de

65%, foi assegurado que a maior parte dos investimentos se destinassem ao mercado brasileiro, e não se pode deixar de destacar a recuperação da indústria naval e de máquinas/equipamentos. Paralelamente, o Fundo Social estabelecia que recursos oriundos da produção do Pré-sal fossem dirigidos às áreas de educação e saúde.

Nesse processo, houve igualmente iniciativas de empresas especializadas em equipamentos e serviços da atividade de produção petrolífera: centros de pesquisa tecnológica foram criados no Rio de Janeiro, com o compromisso de atuarem conjuntamente com universidades brasileiras.

A descoberta do primeiro campo de petróleo e gás natural supergigante brasileiro – o Campo de Tupi/Lula – e de outros gigantes, bem como a exploração de outras áreas e da cessão onerosa, justificaram os grandes volumes de investimentos até 2013. Essa fase de importantes investimentos tinha como alicerce principal a certeza de que se baseavam em concretas, inequívocas expectativas de retorno assegurado por longo tempo: gigantescas reservas de petróleo e gás natural (sendo esse muito rico em matérias-primas para fertilizantes e petroquímicos), localizadas em região isenta de altos riscos geopolíticos e de confrontos armados – caso explícito do Oriente Médio – com mercado consumidor interno a exhibir perspectivas de grande crescimento, como também o ambiente externo.

Também faziam parte da destinação desses recursos, a construção de gasodutos, usinas de biocombustíveis, refinarias, fábricas de fertilizantes etc., que completavam um consistente quadro analítico de riscos financeiros inexistentes, em se tratando de um país com a importância do Brasil.

Não por outros motivos, o Brasil alcançou a 6ª posição na economia global, tendo a PETROBRÁS como uma das mais importantes empresas petrolíferas mundiais.

Ocorreram então graves desvios de conduta de alguns diretores da Petrobrás e de empresas brasileiras, que muito prejudicaram a lisura das contratações, e comprometeriam a integridade

dos processos de construção das obras envolvidas e, por conseguinte, seus custos.

O ambiente de total liberdade conferido então, pelo governo federal, às instituições do Estado brasileiro para cumprir suas missões de investigar e punir ocorrências criminosas dessa natureza, e trazê-las ao conhecimento da sociedade brasileira, fez com que esses atos fossem identificados e os culpados, punidos. Mas, no caso de nossas empresas de engenharia, não só seus dirigentes foram punidos: as empresas foram destruídas, diferentemente do que ocorreu em outros países, como nos Estados Unidos, que enfrentaram situação semelhante, onde as empresas – que compõem o patrimônio nacional do conhecimento da engenharia e da tecnologia – foram preservadas.

Esse tratamento “diferenciado” por parte da Operação Lava Jato já evidenciava a sua verdadeira meta política. O processo foi conduzido, desde o início, não só para combater a corrupção, mas para destruir um projeto autônomo de desenvolvimento nacional, tornado factível e sustentável pela descoberta do Pré-sal, pela PETROBRÁS. Fato esse que, alguns anos depois, seria escancarado pelas denúncias públicas e pelas comprobatórias análises políticas de sua origem: servidores públicos da Justiça Brasileira executaram um projeto – e foram por isso remunerados – desenhado e promovido pelo Departamento de Justiça do governo norte-americano para submeter o Brasil e nossas riquezas naturais estratégicas – Pré-sal no centro – e a competência tecnológica de nossas empresas de engenharia, que já ganhavam espaço em concorrências internacionais, a interesses estrangeiros, antibrasileiros. Esse crime contra a engenharia brasileira resultou no desaparecimento de setores inteiros da indústria nacional e na extinção de perto de 1 milhão de empregos, dentre os quais os de dezenas de milhares de engenheiros.

A grande mídia brasileira – histórica e incondicionalmente aliada aos interesses do capital e sempre contrária a uma política de cunho nacionalista, progressista e dedicada à melhoria contínua das condições de vida do trabalhador bra-

sileiro – deu início a uma campanha para tentar desmoralizar a PETROBRÁS junto à nossa sociedade. Notícias e interpretações falsas da realidade tinham como objetivo central a destruição da empresa, cuja criação resultou da mobilização popular em todo o território nacional (campanha “O PETRÓLEO É NOSSO”) e que representa um dos pilares centrais de nossa autoestima como povo com toda as condições e competências para construir um Brasil soberano, desenvolvido, justo, igualitário e democrático.

Mas os representantes desses interesses não se limitaram a tentar destruir a imagem da PETROBRÁS. Empenharam-se em criar o mito da “falência” da empresa, quando, na verdade, se tratava de balanços contábeis que incluíram perdas causadas por desvios gerenciais descobertos pela Polícia e pela Justiça Federais.

Ao mesmo tempo, ocorria uma crise mundial provocada pelo colapso dos preços do petróleo. Enquanto isso, os volumes produzidos pelo Pré-sal batiam sucessivos recordes, na medida em que novas unidades entravam em produção na Bacia de Campos, onde já havia instalada uma completa infraestrutura operacional nos seus campos de águas profundas. Os grandes campos na Bacia de Santos, no entanto, demoraram a entrar em produção, em razão da inexistência dessa infraestrutura e, ainda, pela maior complexidade e dimensão dos projetos em campos em águas ultraprofundas.

Esses fatos conduziram a PETROBRÁS a enfrentar a elevação de seu endividamento, com caráter estritamente momentâneo e efêmero, como demonstrado tanto por relatórios da empresa – que já apresentavam fluxo de caixa positivo em 2015 – quanto por análises técnicas dos seus balanços feitas pela AEPET.

Ainda assim, entretanto, iniciou-se em 2015 uma fase de “desinvestimentos” na companhia, que foi intensificada ilimitadamente após o golpe de 2016 e resultou no total esvaquecimento do sistema industrial integrado da empresa. Campos terrestres e marítimos, GASPETRO, a BR

DISTRIBUIDORA e a LIQUIGÁS, participações na área petroquímica, fábricas de fertilizantes e usinas termoelétricas, refinarias, o segmento de biocombustíveis, tudo foi vendido ou posto à venda. Na área da Exploração & Produção, o marco regulatório do Pré-sal foi extinto: a PETROBRÁS não é mais a operadora única desde novembro de 2016. A exigência de conteúdo nacional não só caiu como, por um decreto presidencial, todas as importações de máquinas, equipamentos e materiais por parte das empresas estrangeiras foram isentas de tributação, uma renúncia calculada em centenas de bilhões de reais nos próximos 20 anos.

A PETROBRÁS é hoje não mais uma empresa estatal brasileira – na verdade, é a “Petrobrax” do FHC –, mas um conjunto de investimentos de fundos financeiros transnacionais focados nos ativos que exibem o maior lucro, no menor espaço de tempo e com o menor risco. Sem qualquer compromisso com o desenvolvimento nacional, tampouco com o povo brasileiro. Distribui anualmente dezenas de bilhões de dólares para acionistas privados, a maioria deles estrangeiros, da bolsa de Nova Iorque. Com esse modelo de gestão, o sistema de suprimento interno brasileiro de combustíveis transformou-se numa anarquia de mercado, a praticar, como condição indispensável de sustentação, o preço paritário ao petróleo importado. Num país que exporta mais de 1 milhão de barris/dia, cujo custo total de produção está em torno dos US\$ 30/barril.

Só para exemplificar o saque cometido contra os interesses do povo brasileiro: em 2021, a exportação de nosso petróleo produziu um superávit de US\$ 19 bilhões, mais de 60% destinados a acionistas privados, a maioria estrangeiros. Enquanto isso, em 2019, 14 milhões de lares brasileiros voltaram a usar lenha em seus fogões.

Trata-se, portanto, de um crime contra o nosso desenvolvimento industrial. Um atentado à soberania nacional, na medida em que retira do Estado brasileiro a gestão de uma das maiores riquezas estratégicas em território nacional, descoberta por cidadãos brasileiros, graças a conhe-

cimento científico brasileiro, com tecnologia e engenharia genuinamente brasileiras desenvolvidas com a participação ampla e decisiva das universidades públicas nacionais.

Esse crime de lesa-pátria não para aí: num cenário de transição energética, mas com o petróleo e o gás natural ainda predominantes na matriz energética mundial pelas próximas décadas – em que as reservas de O&GN estarão em acentuado declínio –, os campos já em produção e os que virão a ser descobertos em território nacional serão altamente estratégicos para a segurança energética brasileira, junto com a crescente produção decorrente de fontes renováveis de energia – eólica, solar, hidroelétrica, biocombustíveis –, de modo a melhorar ecologicamente a nossa matriz energética, hoje a mais bem equilibrada dentre as grandes economias mundiais: 54% fósseis, 46% renováveis. Igualmente estratégicas são as termoelétricas, as refinarias, as fábricas de fertilizantes nitrogenados e de insumos petroquímicos, as distribuidoras de combustíveis líquidos e GLP, a malha de gasodutos, as participações nas distribuidoras de gás natural nos estados.

Não podemos esquecer que o mundo inicia nova fase de multipolaridade geopolítica global, quando os maiores e mais ricos países em recursos naturais estratégicos deverão assumir e desempenhar o papel de novos polos. Esta é, portanto, uma histórica oportunidade para um Brasil efetivamente soberano, com um aparelho de Estado presente na gestão direta de áreas estratégicas básicas – das quais a energia é uma das principais. Impõe-se, portanto, para a restauração da soberania nacional, a imediata anulação de todos os “desinvestimentos” realizados a partir de 2015 e a retomada dos ativos que foram objeto dessas vendas, para a recomposição do sistema industrial integrado da PETROBRÁS.

Dessa forma, o livro **“A Petrobrás Fatiada – Prejuízos para a Engenharia e Soberania Nacionais”** se propõe a resgatar a história recente da PETROBRÁS como empresa de energia integrada num único sistema industrial. É imperioso que ela recobre a sua atuação como empresa-ân-

cora para a retomada do desenvolvimento industrial, autônomo, com tecnologia crescentemente nacional, desenvolvida junto à universidade brasileira, e com empresas de engenharia brasileiras de capital nacional. E que volte a fomentar a atividade de Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação em todas as outras formas de energia abundantes

em nosso imenso território nacional, para atender nossa crescente demanda energética na construção de um país mais justo, socialmente igualitário e com níveis de distribuição de renda, riqueza e propriedade muitíssimo mais avançados que a vexaminosa posição que ocupamos, entre os mais desiguais do planeta.



U N I D A D E I

SOBERANIA
NACIONAL



CAPÍTULO 1

O DESMONTE E A RENACIONALIZAÇÃO DA PETROBRÁS

Gilberto Bercovici
José Augusto Fontoura Costa

Se o governo, em qualquer dos seus níveis (federal, estadual ou municipal), resolver desapropriar a propriedade de algum particular para realizar um empreendimento público qualquer, como uma estrada ou uma obra viária, o cidadão que sofre a desapropriação tem uma série de direitos e garantias. Afinal, no Estado de Direito o ordenamento jurídico tutela o proprietário privado no seu enfrentamento contra o Poder Público com garantias e exigências que devem ser cumpridas inexoravelmente em um processo de desapropriação. A própria indenização ao desapropriado é uma dessas garantias, expressa desde as primeiras declarações de direitos das revoluções liberais dos séculos XVII (Inglaterra) e XVIII (Estados Unidos e França).

Não há, no entanto, nenhuma garantia ou proteção jurídica aos cidadãos quando o governo decide transferir ao setor privado determinados bens da coletividade, como uma empresa estatal, a prestação de um serviço público ou a exploração de um bem público. Pelo contrário, a privatização é considerada uma opção absolutamente livre e legítima para os governos adotarem, sem qualquer tipo de contestação. A expropriação dos bens privados, por sua vez, é considerada quase um tabu. A grande mídia exalta os privatizadores e condena veementemente aqueles que ousam estatizar, nacionalizar ou recuperar bens públicos transferidos inadequadamente aos privados. Para aqueles, o paraíso da boa governança e o aplauso do “mercado”. Para estes, o inferno do populismo (ou bolivarianismo, a depender do caso) e da

reprovação unânime dos meios de comunicação de massa.

O que ninguém diz é que ao privatizar uma empresa estatal ou qualquer parcela do patrimônio público, o governo está expropriando a população de bens públicos que são de sua titularidade. Simples assim. Na privatização, o governo age do mesmo modo que na expropriação. Da mesma forma que desapropria uma propriedade privada, na privatização o governo aliena a propriedade pública. O problema é que o proprietário privado pode contestar e tem garantias, o povo não.

Todo processo de privatização é uma expropriação de bens que deveriam integrar permanentemente o patrimônio público de todos os cidadãos, decidida por uma autoridade política que exerce o poder temporariamente. No processo de privatização, o governo não vende o que é dele (governo). Na privatização, o governo vende o que pertence a todos nós. E sem nos consultar sobre isso.

Podemos ilustrar a situação com o exemplo utilizado pelo jurista italiano Ugo Mattei: autorizar que um governo venda livremente os bens de todos para fazer frente às suas necessidades contingentes e conjunturais de política econômica é tão irresponsável quanto consentir, no plano familiar, que o zelador venda os bens de maior valor da casa, como a prataria, o carro ou os eletrodomésticos, para suprir suas necessidades particulares, como viajar nas férias ou pagar uma dívida particular (Mattei, 2011: V-VII).

O governo é um administrador fiduciário, ou seja, atua apenas sob mandato. Não pode dispor dos bens públicos ao seu bel-prazer. O governo não é proprietário das empresas estatais, ele é apenas seu gestor. O governo deve ser o servidor do povo soberano, não o contrário.

Os bens públicos não são facilmente recuperáveis. Os investimentos de imensas quantias, aplicadas de forma planejada a longo prazo, o sacrifício de milhões de brasileiros não pode ser dissipado sem mais, nem menos, para cobrir um déficit conjuntural nas contas públicas gerado pela má gestão e incompetência eventual dos governantes.

A privatização das empresas estatais significou a desestruturação dos sistemas energético e de comunicações integrados, que eram fundamentais para a manutenção de um mercado interno de dimensões continentais, como o brasileiro, e uma inserção internacional competitiva, não subordinada. A fragmentação das empresas estatais de infraestrutura substituiu, na maior parte dos casos, o monopólio estatal pelo monopólio ou oligopólio privados, além de romper com o planejamento estratégico e integrado da rede de serviços básicos e com um sistema interligado de tarifas cruzadas (Tavares, 1999: 125-126, 128-134, 136-138; Biondi, 1999: 19-29).

Na sua ânsia de agradar os mercados, os governos brasileiros instaurados a partir de 2016 buscaram implantar uma política extremamente rápida e agressiva de desnacionalização do que restou em poder do Estado. Desde a retirada da Petrobrás como operadora única do pré-sal (Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016), os ativos da empresa estatal vêm sendo vendidos sem licitação, como determina a legislação brasileira (Plano Nacional de Desestatização - Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997 e o artigo 29 da Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016). A Petrobrás não precisa vender ativos para reduzir seu nível de endividamento. Ao contrário, na medida em que vende ativos ela reduz sua capacidade de pagamento da dívida no médio prazo e desestrutura sua cadeia produtiva, em prejuízo à geração futura de caixa,

além de assumir riscos empresariais desnecessários. O plano de negócios atual da Petrobrás tem viés de curtíssimo prazo e ignora a essência de uma empresa integrada de energia que usa a verticalização em cadeia para equilibrar suas receitas, compensando a inevitável variação do preço do petróleo, de seus derivados e da energia elétrica, característica essencial para minimizar os riscos empresariais. Na medida em que a Petrobrás seja fatiada, o agente privado tende a buscar o lucro máximo por negócio, majorando os custos ao consumidor, o que restringe o crescimento do mercado interno.

Não bastasse a ausência de licitação, a venda de ativos da Petrobrás vem ocorrendo a preços bem abaixo dos preços de mercado. Esta modalidade de “venda” pode ser equiparada ao crime de receptação. Um bem público foi subtraído do patrimônio público de forma ilegal, sem licitação, e vendido a preço vil, por um preço menor que o valor de mercado. A empresa compradora obviamente sabe que está adquirindo um ativo valiosíssimo por um valor abaixo do preço de mercado e sem concorrência pública. Ou seja, não há nenhum terceiro de boa-fé envolvido neste tipo de negócio. Neste tipo de situação, a obrigação do Estado brasileiro e dos órgãos de defesa do patrimônio público é anular a transação, recuperar o bem sem indenização e buscar a responsabilização de quem promoveu o negócio.

Estamos vivenciando, ainda, uma política de substituição do monopólio estatal por monopólios privados, o que é absolutamente vedado pela Constituição, em seus artigos 170 e 173, §4º. É exemplar o que ocorre na infraestrutura de gasodutos. Atividade tipicamente monopolista, as redes de gasodutos do Sudeste e do Nordeste incorporam um enorme investimento histórico da Petrobrás e estão integradas à empresa pela própria natureza do serviço que prestam. Da mesma forma, as refinarias, monopólio constitucional e legal da União, após uma intervenção totalmente inconstitucional do órgão de defesa da concorrência, serão transferidas para a constituição de monopólios privados.

Ainda em relação ao desvirtuamento da política de concorrência para o favorecimento de monopólios privados, outra forma de desmonte da Petrobrás, empregada a partir do Governo Jair Bolsonaro, foi a utilização do órgão brasileiro de defesa da concorrência, o CADE (Conselho Administrativo de Defesa Econômica) para inviabilizar a atuação da empresa estatal em vários setores da cadeia produtiva, particularmente o refino, monopólio constitucional da União conforme determina o artigo 177 da Constituição de 1988. Não apenas o CADE não tem competência para impor restrições ou sanções às atividades monopolizadas constitucionalmente e legalmente pela União, como a tentativa de impor a venda de ativos à Petrobrás como parte do Termo de Compromisso de Cessação de Prática firmado em 11 de junho de 2019, é uma clara violação da legalidade por parte do CADE e da Petrobrás. A cláusula segunda do referido Termo estipula que a Petrobrás se compromete a alienar integralmente até o final de 2021 ao menos oito refinarias^I, metade do seu parque de refino instalado.

No entanto, essa venda de ativos jamais poderia ter sido imposta pelo CADE por meio de Termo de Compromisso de Cessação de Prática, muito menos aceita pela Petrobrás. Trata-se de uma violação expressa à Lei do Programa Nacional de Desestatização (Lei nº 9.491/1997). O artigo 3º da referida lei determina que as atividades de competência exclusiva da União segundo o artigo 177 da Constituição, como o refino de petróleo, estão excluídas da alienação ou transferência de ativos previstas no Programa Nacional de Desestatização. Ou seja, a privatização ou alienação de ativos das empresas que exerçam as atividades de competência exclusiva da União previstas no artigo 177 da Constituição, no caso, o refino, estão vedadas expressamente por lei. Se a Lei nº 9.491/1997 proíbe, um Termo de Compromisso de Cessação de Prática firmado entre uma autarquia vinculada ao Ministério da Justiça e uma socie-

dade de economia mista vinculada ao Ministério das Minas e Energia não pode autorizar. Um ato administrativo não pode prevalecer sobre uma lei.

No presente caso, estamos diante de uma explícita violação ao disposto na Constituição e em várias leis vigentes no país. A atuação do CADE e da Petrobrás viola a legalidade, firmando documentos nulos de pleno direito que podem trazer sérios impactos econômicos, não apenas para os acionistas da Petrobrás, mas para toda a sociedade brasileira. Em suma, não há previsão legal de instauração de procedimento investigativo com finalidade sancionatória contra a Petrobrás por ter exercido sua competência constitucional e legal de desenvolver as atividades do monopólio da União no setor de refino de petróleo (artigo 177 da Constituição). Não bastasse isso, a Lei nº 9.491/1997 proíbe expressamente a alienação ou transferência para a iniciativa privada às empresas estatais que exerçam atividades de competência exclusiva da União de que trata, entre outros, o artigo 177 da Constituição. Qualquer ato tendente a impor medidas restritivas ao exercício do monopólio constitucional do refino, inclusive a venda de ativos, é abusivo e, portanto, nulo, pois está fora dos limites de competência dos órgãos de defesa da concorrência (Bercovici, 2021).

É possível reverter esta situação? Entendemos que a renacionalização da Petrobrás, com a recuperação de seus ativos privatizados não só é viável, sem nenhum empecilho jurídico, como absolutamente necessária^{II}. O fundamento da nacionalização é a soberania, é um ato por meio do qual o Estado exprime sua soberania. A principal justificativa para a nacionalização está na compreensão da independência política como independência econômica. A nacionalização é um ato de soberania econômica, é a expressão do direito de autodeterminação econômica do Estado, cujo fundamento jurídico é a soberania compreendida como o poder estatal de criar o ordenamento jurídico sobre o seu território. Trata-se, assim, da

I - São elas a Refinaria Abreu e Lima (RNEST), a Unidade de Industrialização de Xisto (SIX), a Refinaria Landulpho Alves (RLAM), a Refinaria Gabriel Passos (REGAP), a Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), a Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), a Refinaria Isaac Sabbá (REMAN), Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) e seus respectivos ativos de transporte.

II - Sobre este tema, vide, por todos, Bercovici & Costa, 2021.

liberdade de cada Estado soberano de organizar o seu próprio sistema econômico e social. Em suma, a nacionalização é uma expressão da política econômica do Estado.

A nacionalização consiste na transferência à coletividade, geralmente na pessoa do Estado, de bens e de atividades que passam a ser utilizados no interesse coletivo. Toda nacionalização envolve uma série de atos jurídicos: da transferência de propriedade à organização do setor nacionalizado, sua coordenação e planejamento, entre outros. A nacionalização diz respeito a categorias de propriedade ou de atividades que, em virtude de sua natureza ou importância, não devem ser objeto de apropriação privada, mas do Estado.

Essa constatação é um passo necessário para a desnaturalização da discussão das nacionalizações. Em primeiro lugar, afasta a ideologia da imanência dos direitos de propriedade como definidos na tradição privatista. A propriedade é funcional, não é natural. Sua configuração presente é fruto de arranjos históricos específicos. Ao destituir a propriedade privada e instaurar o controle estatal, portanto, não se faz nada estranho ao direito, nem às funções econômicas da organização jurídica.

Os recursos naturais, como o petróleo e o gás natural, já estão, no caso brasileiro, sob domínio estatal formal. Nesse caso, a nacionalização não recai sobre direitos de propriedade, mas sobre autorizações, permissões e concessões públicas. Aqui a desnaturalização já não é necessária, pois a atribuição ao Estado da titularidade sobre os recursos naturais é praticamente impossível de ser contestada no ordenamento jurídico brasileiro.

Antes de tudo, a nacionalização é parte normal do funcionamento do direito. As constituições podem indicar expressamente os bens e atividades que pertencem ao Estado ou à coletividade e, portanto, não são objeto de propriedade privada. Nesse sentido, a própria constituição configuraria um ato de nacionalização, pois ao determinar expressamente os bens e atividades pertencentes ao Estado, eles seriam nacionalizados pelo texto constitucional, transformados em propriedade coletiva ou estatal. No caso brasileiro, a Constituição de 1988 prevê os bens da União no seu artigo 20, caput^{III}, bem como define já diversas atividades como serviços públicos no próprio texto constitucional, como as telecomunicações, serviço postal, serviços e instalações de energia elétrica, transportes, saneamento básico ou radiodifusão (artigos 21, X, XI e XII; 23, IX; 25, §2º; 30, V).

O texto constitucional não necessita de uma disposição expressa sobre a nacionalização, pode ser por meio de disposições gerais que limitem a propriedade privada no interesse geral, como corolário da soberania nacional. A Constituição de 1988 estrutura essa política no seu artigo 173, caput^{IV}. O artigo 173 da Constituição de 1988 diz respeito à exploração direta pelo Estado de atividade econômica, não à excepcionalidade da intervenção estatal no domínio econômico. Isto porque há vários outros casos de exploração estatal direta de atividade econômica previstos no texto constitucional (como o artigo 177 ou a possibilidade de exploração direta pelo Estado dos serviços públicos do artigo 175), cuja prestação é dever constitucional do Estado. Com a Constituição de 1988, o Estado está legitimado a dirigir e a condicionar o processo de reprodução do capital.

III - Artigo 20, caput da Constituição de 1988: "São bens da União: I - os que atualmente lhe pertencem e os que lhe vierem a ser atribuídos; II - as terras devolutas indispensáveis à defesa das fronteiras, das fortificações e construções militares, das vias federais de comunicação e à preservação ambiental, definidas em lei; III - os lagos, rios e quaisquer correntes de água em terrenos de seu domínio, ou que banhem mais de um Estado, sirvam de limites com outros países, ou se estendam a território estrangeiro ou dele provenham, bem como os terrenos marginais e as praias fluviais; IV - as ilhas fluviais e lacustres nas zonas limítrofes com outros países; as praias marítimas; as ilhas oceânicas e as costeiras, excluídas, destas, as que contenham a sede de Municípios, exceto aquelas áreas afetadas ao serviço público e a unidade ambiental federal, e as referidas no art. 26, II; V - os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva; VI - o mar territorial; VII - os terrenos de marinha e seus acrescidos; VIII - os potenciais de energia hidráulica; IX - os recursos minerais, inclusive os do subsolo; X - as cavidades naturais subterrâneas e os sítios arqueológicos e pré-históricos; XI - as terras tradicionalmente ocupadas pelos índios".

IV - Artigo 173, caput da Constituição de 1988: "Ressalvados os casos previstos nesta Constituição, a exploração direta de atividade econômica pelo Estado só será permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo, conforme definidos em lei".

Cabe ao Estado a decisão sobre a quantidade de recursos destinada para a reprodução do capital e sobre o quanto deve ser dirigido para atender os objetivos sociais previstos nas fórmulas emancipatórias da Constituição. O Estado pode, inclusive, retirar uma atividade econômica do mercado se esta significar um obstáculo ou for necessária para a realização dos objetivos constitucionais, por meio do monopólio estatal ou do regime dos serviços públicos.

A política de nacionalização não é, aliás, nenhuma novidade na história brasileira. Há vários momentos em que foram realizadas nacionalizações, com maior ou menor sucesso. A nacionalização de maior impacto na economia brasileira talvez tenha sido a nacionalização do subsolo e das águas, durante o Governo Provisório de Getúlio Vargas (Bercovici, 2011: 90-104). Outro caso de grande repercussão foi o das encampações das subsidiárias da *American & Foreign Power Company (AMFORP)* e da *International Telephone & Telegraph (IT&T)* no Rio Grande do Sul, promovidas pelo então Governador Leonel Brizola.

Como demonstrado acima, não há nenhum empecilho jurídico, seja no direito internacional, seja no ordenamento constitucional brasileiro, à realização de nacionalizações ou reestatizações no Brasil. Pelo contrário, o regime constitucional de 1988 exige a atuação do Estado em vários setores econômicos e sociais, podendo o Estado atuar de forma exclusiva ou não, a depender das exigências constitucionais ou da decisão legislativa. Se a Argentina, cuja constituição é tipicamente liberal, promulgada em 1853, pôde realizar a reestatização da *YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales)*, empresa estatal petroleira criada em 1922 e privatizada em 1999, por meio da Lei nº 26.471, de 03 de maio de 2012, a “Ley de Soberanía Hidrocarburífera”, com muito mais fundamento constitucional pode o Estado brasileiro promover nacionalizações quando julgar necessário.

A renacionalização da Petrobrás é um desafio histórico que se faz necessário se quisermos aproveitar esta que, talvez, seja a última chance de termos condições efetivas e concretas para

superar o subdesenvolvimento. A renacionalização é a reafirmação da soberania econômica, o que, em uma democracia verdadeira, é sinônimo de soberania popular. Soberania econômica e soberania popular não significam apenas que o poder emana do povo, mas também que este povo tem direito à terra, tem direito aos frutos do seu trabalho e tem direito ao excedente produzido pela exploração dos recursos naturais, que são públicos, portanto, de sua titularidade, bem como o direito de decidir por si mesmo sobre o seu presente e sobre o seu futuro.

REFERÊNCIAS

- BERCOVICI, Gilberto. Direito Econômico do Petróleo e dos Recursos Minerais. São Paulo: Quartier Latin, 2011.
- BERCOVICI, Gilberto. A Ilegalidade da Atuação do CADE no Setor de Refino de Petróleo. Revista Fórum de Direito Financeiro e Econômico – RFDDE, 18, 181-198, 2021.
- BERCOVICI, Gilberto & COSTA, José Augusto Fontoura. Nacionalização: Necessidade e Possibilidades. São Paulo: Contracorrente, 2021.
- BIONDI, Aloysio. O Brasil Privatizado: Um Balanço do Desmonte do Estado. São Paulo: Editora da Fundação Perseu Abramo, 1999.
- MATTEI, Ugo. Beni Comuni: Un Manifesto. 3 ed. Roma/Bari: Laterza, 2011.
- TAVARES, Maria da Conceição. Destruição Não Criadora: Memórias de um Mandato Popular contra a Recessão, o Desemprego e a Globalização Subordinada. Rio de Janeiro: Record, 1999.



Foto: Fernando Frazão/Agência Brasil

CAPÍTULO 2

CAPTURA TRAVESTIDA DE GOVERNANÇA CORPORATIVA

George Torres

Em março de 2003, as regras de governança corporativa da Petrobrás impediam a assunção da presidência por José Eduardo Dutra, então senador da República Federativa do Brasil, que houvera iniciado sua vida profissional como geólogo concursado da Petromisa, a subsidiária da Petrobrás criada pelo governo Geisel para extração de cloreto de potássio (vital para a agricultura). A Petromisa foi extinta no início do governo Collor, juntamente com a Interbrás, a comercializadora internacional do Sistema Petrobrás, pioneira na abertura de mercados para exportação de uma variada gama de produtos nacionais e, também, sofisticados serviços da engenharia brasileira, em sinergia com a atuação da Petrobrás no Oriente Médio. Um dos maiores êxitos exploratórios da história mundial do petróleo havia sido protagonizado pelo geólogo Guilherme Estrella, liderando equipe da subsidiária Braspetro, na localidade iraquiana de Basra, em 1975, com a descoberta do campo gigante de Majnoon. Aquela foi a maior descoberta de petróleo por muitas décadas, até que o mesmo Guilherme Estrella confirmasse a existência de óleo leve no pré-sal, uma antiga tese dos nossos geólogos, em setembro de 2007, já como diretor de Exploração e Produção-E&P da Petrobrás, apoiado em uma decisão política do governo Lula de buscar a autossuficiência brasileira em petróleo, investindo o que necessário fosse naquela nova fronteira, situada a 300km da costa e 7.600km de profundidade. Tal descoberta se deu em uma área que antes estivera concedida à Shell, na bacia de Santos, em consonância com a orientação vigente no governo FHC de que

a Petrobrás ficasse confinada, apenas, à bacia de Campos, produzindo e depletando os campos de óleo pesado do pós-sal já descobertos, sem buscar novas reservas em outras bacias promissoras para queas *majors* do petróleo corressem o risco exploratório. Porém, a Shell desistiu da empreitada em 2001, sem lograr desenvolver as tecnologias necessárias àquela formidável descoberta, cujos riscos exploratórios viriam a ser assumidos, integralmente, pela Petrobrás, resultando na descoberta do pré-sal. A relevância geopolítica do pré-sal levaria os Estados Unidos a reativar, por razões “humanitárias”, a sua Quarta Frota Naval, em 24 de abril de 2008, dedicada ao Atlântico Sul, que estava desativada desde 1945, já no final da Segunda Guerra Mundial.

Ainda em 2003, no início do governo Lula e da gestão Dutra, instaurou-se uma política industrial de índole nacionalista, segundo a qual “O QUE PODE SER FEITO NO BRASIL, TEM QUE SER FEITO NO BRASIL”, revertendo a decisão de produzir as plataformas P-51 e P-52 em Singapura, tomada na era FHC, com o fito de economizar meros 5%, sacrificando a geração de empregos pela engenharia naval brasileira e a indução do desenvolvimento nacional. A opção brasileira desenvolveria muito mais à Petrobrás do que os míseros 5% do preço daquelas plataformas, pois dinamizaria diversos setores econômicos articulados com a engenharia naval e a construção pesada nacionais, setores que são grandes consumidores de combustíveis e lubrificantes. Tal opção conduziria ao soerguimento da economia nacional do coma induzido em que se encontrava desde a era

FHC, cuja opção inequívoca fora pela inserção submissa do Brasil no processo de globalização. A inflexão da gestão Dutra deflagrou a geração de milhões de empregos qualificados, fortalecendo o mercado interno que, também, demandaria derivados de petróleo refinados pela Petrobrás. Sem essa simbiose com a engenharia nacional, e com o nosso mercado interno, a Petrobrás seria uma gigante com pés de barro, negando a razão mesma da sua criação por Getúlio Vargas, em 1953, para que o Brasil superasse severa restrição de energia impeditiva do projeto de desenvolvimento nacional.

Assim como a Floresta Amazônica sustém a sua exuberância ímpar nutrindo-se, apenas, da manta de material orgânico em decomposição que dela própria e da fauna caem, formando a li-teira serrapilheira sobre um solo arenoso e pobre, a Petrobrás cresceu provendo energia ao nosso mercado interno, em toda a extensão do território nacional, a preços adequados à população e à remuneração da Petrobrás. Quebrar este ciclo virtuoso, impulsionado pelo monopólio constitucional do petróleo (o primeiro estágio do foguete), que deu horizontes para a expansão contínua e sustentada da Petrobrás, seria tão devastador para o Brasil quanto o desmonte do complexo IBAMA/ICMBIO/FUNAI e as queimadas que levam à savanização irreversível da Amazônia. Almejando a perenidade, a Petrobrás investiu mais de 240 milhões de dólares norte-americanos para confirmar a existência do pré-sal, alcançado em 30 de março de 2006, a 7.600 metros de profundidade e a 300km da costa, concretizando a maior descoberta mundial dos últimos 50 anos, graças aos esforços dos geólogos e engenheiros liderados, uma vez mais, pelo agora diretor de Exploração & Produção, Guilherme Estrella, retirado por Lula de sua aposentadoria na idílica Nova Friburgo, onde se dedicava à militância na minoritária e aguerrida Articulação de Esquerda do PT, bem como a torcer pelo seu Botafogo (paixão comum a Dutra). Este marco memorável, da descoberta do pré-sal, seria alcançado já na gestão do presidente José Sérgio Gabrielli, responsável pelo

maior aumento de capital da história do capitalismo, realizado em setembro de 2010, na bolsa de valores de São Paulo. Em virtude disso, o capital social da Petrobrás passou de R\$ 85.108.544.378 para R\$ 200.160.863.468,80, superando o, até então, maior aumento de capital já feito em todo o mundo, que foi o da estatal japonesa NHK WORLD JAPAN. Com essa operação, a Petrobrás lançou novas ações no mercado, amealhando recursos financeiros destinados à ampliação dos seus investimentos, sobretudo, aqueles necessários à exploração do pré-sal, que hoje responde por 72% da produção total da Petrobrás. Mas, também, a transição energética (mirando o ponto de mutação para, no limite, uma economia descarbonizada), tal como formulada pelo físico nuclear e engenheiro Ildo Sauer, quando esteve à frente da diretoria de Gás & Energia da Petrobrás, no primeiro mandato de Lula da Silva.

Para que se iniciasse toda esta viragem histórica, a partir do ano de 2003, aproando a nau da Petrobrás no rumo da soberania nacional, com inclusão social, foi necessário revogar uma resolução do antigo CA da Petrobrás. Segundo aquela norma interna, o presidente da estatal deveria ter, dentre outros predicados, trânsito e reconhecimento perante o mercado financeiro e, também, junto aos CEOs das congêneres da Petrobrás, bem como das suas fornecedoras demais públicas de interesse (*stakeholders*). Tais requisitos tangenciavam uma zona cinzenta entre a falta de decoro por mera promiscuidade e a exortação, ou apologia, ao crime tipificado como advocacia administrativa. Tudo isso remetia à prática definida na literatura norte-americana como *revolving doors* ou portas giratórias. O primeiro passo dessa longa marcha foi a revogação daquela resolução do antigo CA da Petrobrás que exigia uma genuflexão ao deus Mamom para que fosse eleito o presidente de uma estatal concebida para superar o cartel das 7 irmãs, e seus efeitos deletérios para a economia popular, a partir da campanha popular avassaladora descrita com paixão e brilho literário por Maria Augusta Tibiriça Miranda no livro *O PETRÓLEO É NOSSO*.

Anos depois, com os investimentos advindos do aumento de capital da Petrobrás em 2010, abrir-se-iam os caminhos para uma trajetória venturosa de crescimento e verticalização, com liderança na inovação tecnológica (construção de poços no pré-sal e biodiesel por exemplo), reconhecida mundialmente. Essa rota de pujança e confiança nos destinos da nação renderia frutos em várias frentes, inclusive ao atingimento do recorde mensal de produção no pré-sal, em janeiro de 2022, com 2,06 milhões de barris de óleo equivalentes por dia boed; e recorde trimestral, 2,03 milhões de boed. Esse volume representou 72% da produção total da Petrobrás, no primeiro trimestre de 2022, originando lucros exponenciais de 44,561 bilhões de reais, que alçaram a Petrobrás ao patamar de empresa mais lucrativa do setor petrolífero no ano de 2022, distribuindo dividendos exorbitantes em detrimento de reinvestimentos nela própria, por força da captura dos destinos da empresa pelos acionistas “minoritários” que, a partir do governo Temer, imprimem uma visão financeira de curto prazo sem compromisso com a perenidade da empresa e, nem tampouco, com os demais públicos de interesse (*stakeholders*) na disputa da renda petroleira. Sob a gestão do professor da UFBA, o economista José Sérgio Gabrielli, a Petrobrás havia estabelecido o objetivo de ser reconhecida como a favorita dentre todos os seus públicos de interesse: os consumidores; os seus fornecedores; os seus investidores; os seus empregados; os seus financiadores; os entes federados da República Federativa do Brasil (com a celebração de convênios com tais entes, além da percepção de royalties e impostos); as comunidades em que a Petrobrás tem seus estabelecimentos sediados, mediante ações de responsabilidade social (na forma do artigo 154, parágrafo 4 da lei das S/A); do mundo dos esportes e das artes nacionais, vinculados historicamente à imagem da Petrobrás, tudo isso na perspectiva de se manter um relacionamento equilibrado e harmonioso com todos os stakeholders. As diretrizes governamentais emanadas dos governos Temer e Bolsonaro vão privilegiar, exclusivamente, os acionistas minoritários, sequestrando a empresa para a financeirização de

curto prazo. *Après moi, deluge*, como teria dito o rei Luís XV, ao perceber que a monarquia estava prestes a ruir. Tais governos, que cavalgaram uma espécie de XVIII de Brumário tupiniquim, iniciaram um profundo, e cada vez mais veloz, desmonte da Petrobrás enquanto empresa integrada que era do poço ao posto e, até mesmo, ao poste em virtude do seu parque de geração termoelétrica, contando com várias usinas termelétricas UTEs; das suas 13 pequenas centrais hidroelétricas (Brasil PCH) em Minas Gerais; da usina fotovoltaica situada na UTE Jesus Soares Pereira; do parque eólico das 4 usinas do parque eólico de Mangue Seco, todas no Rio Grande do Norte. A UTE Jesus Soares Pereira teve seu nome dado em homenagem ao chefe da equipe econômica de Getúlio Vargas, durante o governo democrático de 1950 a 1954, integrada por luminares da estatura de Ignácio Rangel e Rômulo Almeida, responsáveis pela formulação do Brasil moderno alicerçado na criação da Eletrobrás, da Petrobrás, do BNDES, e no trabalhismo, definido por Thomas Skidmore como uma mistura de bem-estar social, atividade política da classe operária e nacionalismo econômico. Quando o presidente Getúlio Vargas acordava durante a madrugada, no Palácio do Catete, notava sempre uma luz acesa no primeiro andar. Em uma dessas madrugadas, o notívago presidente, movido pela curiosidade, desceu dos seus aposentos para ver o que acontecia no andar de baixo. Surpreendeu-se ao se deparar com seus quatro assessores entregues ao trabalho, infatigáveis como se estivessem no horário de expediente e, então, cognominou-os, proferindo a célebre frase: “Vocês são uns boêmios cívicos”. Ali estavam Cleantho de Paiva Leite, Ignácio Rangel, Jesus Soares Pereira e Rômulo Almeida, seus assessores devotados, diuturnamente, aos debates intelectuais e formulações jurídico-administrativas que moldariam o Brasil moderno e industrializado, senhor soberano de seus recursos naturais, em prol da justiça social preconizada pelo trabalhismo de Alberto Pasqualini, nome da Refinaria de Canoas/RS.

A desverticalização e desintegração da Petrobrás, desencadeada na gestão Temer/Pedro Parente, na contramão de todas as empresas de petróleo, foi intensificada a partir da triste era Bolsonaro, com o fatiamento e desmonte de suas participações na área de fertilizantes, gasodutos e campos de petróleo, com a venda da BR Distribuidora e da inovadora Petrobrás Biocombustíveis PBIO, além de 3 refinarias (das 8 que se quer vender), as quais darão origem a hediondos monopólios privados em cada região de atuação, sempre por valores questionáveis. Tais desinvestimentos deram lugar à transformação destes ativos em dividendos, de modo semelhante ao fenômeno biológico do catabolismo, sob o comando dos interesses de “acionistas minoritários”, porquanto de um lucro de 106 bilhões de reais, em 2021, a alta gestão da Petrobrás distribuiu mais de 101 bilhões de reais, o que não tem precedente em nenhuma gestão de quaisquer empresas, públicas ou privadas, em tempo algum ao redor do globo. A direção da Petrobrás reteve, apenas, 5 bilhões de reais, o que revela o intuito deliberado de encolher a empresa e, no limite, fazê-la desaparecer à míngua de reinvestimentos. A distribuição de dividendos mínimos legais é de 25%, conforme a lei das S/A, caso o Estatuto da Sociedade não dispuser em menor percentual, a teor do artigo 202, parágrafo segundo, da lei 6.404/76, a Lei das Sociedades Anônimas. Neste dispositivo legal está a chave para coibir futuras distribuições de dividendos abusivas como aquela de 2021, em que foram destinados 101 bilhões sobre um lucro de 106 bilhões de reais, evidenciado a captura total da empresa pelos acionistas minoritários e contratando, inexoravelmente, o encolhimento da Petrobrás, senão mesmo a morte no médio prazo com o aval da sua tecnoburocracia. Em matéria assinada por Renan Setti, no jornal Globo de 10/03/2022, se noticiou que a diretoria bolsonarista do general Joaquim Silva e Luna recebeu 13,1 milhões de reais em bônus, 1,45 dos quais destinados à Silva e Luna, por atingimento de metas como a venda de subsidiárias e ativos geradores de caixa com o fito de reduzir a dívida. Ironicamente, sem aquela dívida de uma década atrás,

não teríamos a produção de óleo que resulta nos lucros atuais. A menos que o general queira nos fazer crer que todo aquele óleo saiu das profundezas de mais de 7 mil metros da bacia de Santos e veio voando pelos 300 km que separam os campos produtores do continente, sem a necessidade de navios, plataformas, sondas, helicópteros, dutos e outros equipamentos para cuja aquisição foi contraída a dívida só para lhe aquinhoar com os 13,1 milhões de reais em bônus em, apenas, um ano. Vale dizer, se a métrica para recebimento de bônus, consubstanciada na redução da dívida, estivesse em vigor entre os anos 2010 e 2015, quando se investia 5 vezes mais nos projetos do que a média atual, jamais o general Joaquim Silva e Luna receberia 13,1 milhões de reais em bônus pois não haveria produção de óleo capaz de gerar o estupendo lucro atual, porquanto a maturação de projetos deste jaez, com a magnitude de Libra e Búzios, se dê em décadas e não em dias.

Segundo levantamento do Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos (DIEESE), durante o governo Bolsonaro, entre janeiro de 2019 e fevereiro de 2022, já foram vendidos 62 ativos da Petrobrás, no valor de US\$ 33,9 bilhões de dólares norte-americanos, aproximadamente R\$ 179,67 bilhões de reais com o dólar cotado a 5,30 reais. Remanescem 34 ativos da Petrobrás à venda. Em um recorte estatístico, que compreende períodos dos governos Dilma Rousseff (janeiro de 2013 a maio de 2016), Michel Temer (abril de 2016 a dezembro de 2018) e Jair Bolsonaro (janeiro de 2019 a fevereiro de 2022), a pesquisa do Dieese mostra que a Petrobrás chega em 2022 havendo concluído a venda de 93 ativos, sendo 79 deles no Brasil e 14 no exterior, como as refinarias de Pasadena e Okinawa, arrecadando US\$ 59,8 bilhões, aproximadamente 316,94 bilhões de reais, considerando dólar comercial de 8 de julho de 2022, cotado a 5.3 reais. “Do total de ativos privatizados, 67%, o foram no governo Bolsonaro”, conforme relata o economista do DIEESE, Cloviomar Cararine. Obra-prima da intrusão de quintas colunas na alta administração da Petrobrás, no melhor estilo do que se costuma chamar na literatura norte-americana *revolving doors*.

Um caso exemplar de revolving doors é o do ex-presidente da Petrobrás (janeiro de 2019 a março de 2021), Roberto Castello Branco, hoje na presidência do Conselho de Administração da 3R Petroleum, empresa privada do setor de petróleo e gás. A 3R vem comprando ativos da Petrobrás desde 2019, quando Castello Branco presidia a companhia, em claro conflito de interesses pois aquele CEO da Petrobrás comandou a venda dos ativos da estatal para a 3R Petroleum, que saiu do zero em ativos para hoje deter 100% dos polos petrolíferos de Areia Branca, Pescada Arabaiana, Macau e Potiguar (Rio Grande do Norte), além dos polos Fazenda Belém (Ceará), Rio Ventura e Recôncavo (Bahia). Na região Sudeste, também se apoderou de 70% do polo de Peroá, no Espírito Santo, e 62,5% do polo Papa-Terra, na bacia de Campos, no Rio de Janeiro. Essas negociações entre a Petrobrás e a 3R Petroleum movimentaram cerca de R\$ 3 bilhões de reais, durante os dois primeiros anos do governo Bolsonaro, quando Castello Branco dirigia a Petrobrás. Tudo isso de acordo com matéria do Correio Braziliense, publicada em 04/04/2022, sob o título “Petroleiros dizem que indicação de Castello Branco é favorecimento”.

Castello Branco não é o primeiro ex-dirigente da Petrobrás a ganhar um cargo na 3R Petroleum. Hugo Repsold Jr., ex-diretor executivo de Desenvolvimento da Produção e Tecnologia da Petrobrás, ocupa, desde março de 2021, o cargo de diretor corporativo e de Gás & Energia na mesma empresa. Além de Castello Branco e de Hugo Repsold Jr., na 3R Petroleum, outros ex-dirigentes da Petrobrás e da Agência Nacional do Petróleo (ANP) também trocaram seus cargos públicos por cargos em companhias privadas do mesmo setor, como o engenheiro egresso da Petrobrás, Décio Oddone, também ex-diretor da Agência Nacional de Petróleo (ANP), entre dezembro de 2016 e março de 2020, e Anelise Lara, ex-diretora de Refino e Gás Natural da Petrobras (entre janeiro de 2019 e março de 2021). Décio Oddone foi presidente da subsidiária internacional da Petrobrás na Bolívia, durante a era FHC, depois se tornou di-

retor da ANP e hoje é diretor-presidente da Enauta, empresa de produção e exploração com atuação em quatro regiões do Brasil. Já Anelise Lara integra o conselho consultivo da Ipiranga. Ambas as empresas negociaram intensamente com a Petrobrás no período em que Oddone e Lara ocupavam cargos na ANP e na estatal, respectivamente. Observo, por oportuno, que o decoro é a estética do comportamento ético conforme a lapidar definição do jusfilósofo Alysson Leandro Mascaro, professor emérito da Faculdade de Direito da USP, do venerável Largo de São Francisco.

Em 24 de março de 1999, às instâncias do presidente Fernando Henrique Cardoso, o estatuto da Petrobrás foi modificado para que o banqueiro Henri Philippe Reichstul, cidadão francês, chegasse à presidência. O estatuto vigente àquela época impedia a posse de estrangeiros na presidência da Petrobrás. Sem desdouro algum à cidadania francesa, o fato é que o estatuto da Petrobrás foi modificado para permitir a posse daquele banqueiro francês que, ao lado de João Sayad e Francisco Vidal Luna, houvera fundado o banco SRL Projetos S/CLtda., instituição financeira de destacada atuação junto ao deus mercado, desempenhando atividades de tesouraria e operações junto a grandes empresas em associação com o Manufacture Hannover.

A gestão Reicshstul se notabilizaria pela tentativa frustrada de mudar o nome da estatal para PetroBrax, ao custo, nada módico, de R\$ 700.000,00 (valor nominal em reais da época) e, mais grave ainda, pela criação de um fosso abissal entre a remuneração do quadro técnico da Petrobrás e os detentores dos cargos de gestão. Esta cunha foi introduzida com êxito, escancarando as portas para a exacerbação do individualismo arrivista como nunca existira antes na cultura da companhia. Assim, pavimentou-se o caminho para a ascensão gerencial dos que, pressurosamente, aceitassem viabilizar as idiosincrasias dos poderosos de ocasião, mesmo em detrimento de um dos objetivos primaciais de todos organismos, qual seja a sobrevivência do órgão a longo prazo. Uma seleção natural às avessas na qual vicejam

os menos comprometidos com a perenidade da empresa, catequisados na escola do curto prazo que lhes estimula a garantir seu bônus, a qualquer preço, inclusive com a prática reiterada de assédio moral sobre seus subalternos e ataques urdidos permanentemente contra os planos de previdência complementar PETROS e de autogestão de saúde AMS, estes últimos desencadeados contra todas as estatais, indistintamente, pela Resolução CGPAR 23/2018, em boa hora derrubado por Decreto Legislativo 342/2021, de autoria da deputada Erika Kokay, ex-bancária da CEF. Todas essas agressões desestabilizariam o ambiente de trabalho cooperativo, e o saudável *esprit de corps*, motivo da Petrobrás haver se tornado um objeto de desejo dos jovens concursandos, outros stakeholders para os quais a Petrobrás pretendia ser a favorita durante os governos do PT, não apenas dos fundos gestores de ativos como a BlackRock, que administra 10 trilhões de dólares norte-americanos, um montante muitas vezes superior ao PIB de dezenas de países juntos. Consequentemente, o seu poder de pressão é inimaginável.

A financeirização se alastraria vertiginosamente devido à venda dos American Depositary Receipt ADR, por meros 5 bilhões de dólares, levada a cabo por FHC na bolsa de Nova York, implicando redução do capital Petrobrás, em mãos da União, de 80% para 39,8%. A partir dessa venda de aproximadamente 40% (quarenta por cento) do capital da Petrobrás, os detentores de ADRs nos EUA passaram a influir decisivamente sobre os destinos da empresa mais estratégica do Brasil, que hoje tem valor de mercado superior a 462 bilhões de reais. Outra consequência funesta foi submeter a Petrobrás aos ditames da legislação estadunidense, dando proeminência, também, aos órgãos governamentais dos

EUA, não só a SEC mas também o DOJ e, clandestinamente, a CIA. O minoritário detém a maior parte das preferenciais (PETR4) na composição societária da Petrobrás, o que lhes permite receber muito mais dividendos do que a própria União, embora esta permaneça com o controle acionário por ter mais de 50%, mais uma ação do

capital votante que se compõe das ações ordinárias nominativas (PETR3).

A venda dos ADRs, por meros 5 bilhões de dólares, deu azo à intrusão de acionistas estrangeiros e dos famigerados fundos abutres, no âmago da governança corporativa da Petrobrás, mediante acordos de acionistas com cláusula de confidencialidade, o que a meu juízo não se coaduna com natureza jurídica de uma sociedade de economia mista. Hoje, dos 11 conselheiros de administração, a União tem apenas 7, o que não faz tanta diferença quando se tem um governo jungido à cartilha privatizante de Paulo Guedes. Isso evidencia a deletéria atuação da alta direção, juntamente com os gerentes de menor escalão, oriundos daquela reestruturação do plano de cargos e salários concebida por Reichstul, e outras subsequentes, privilegiando a visão de curto prazo e motivados pela expectativa de receber um polpudo PPP, que os empregados chamam jocosamente de subornus. O PPP, ou Programa de Prêmio por Performance, é a nova técnica de captura que, aliás, está na alça de mira do Ministério Público do Trabalho, pois fere frontalmente a isonomia inerente à tradicional Participação em Lucros e Resultados (PLR), que é linear eisonômica por força de lei. Reichstul protagonizaria, ainda, uma desastrosa troca de ativos entre a Petrobrás e a multinacional espanhola Repsol. Naquela troca de ativos, a estatal brasileira cedeu postos da BR Distribuidora no Brasil, avaliados em 60 milhões de dólares; 30% da Refinaria Alberto Pasqualini, em Canoas RS; participação de 10% no campo de petróleo de Albacora Leste, na bacia de Campos; transferências de 40.000 (quarenta mil) metros cúbicos de óleo por mês. Em troca, a Petrobrás recebeu apenas 735 postos de gasolina argentinos, uma refinaria de 30.500 barris por dia, dois terminais com capacidade de 3.000.000 (três milhões) de metros cúbicos, uma fábrica de asfalto e uma de lubrificantes. Além do evidente desequilíbrio, verificou-se uma perda cambial de R\$ 792 milhões (valor nominal de 2001), decorrente da desvalorização do peso argentino, que desabou logo após o fechamento do negócio. A permuta foi consumada apenas dois dias antes da queda

do ex-presidente Fernando De La Rúa, quando o risco Argentina batia 5 mil pontos e todos os investidores externos abandonavam o país.

Como aquele negócio envolveu uma troca de ativos avaliados em US\$ 500 milhões de cada lado, quando o peso ainda valia um dólar (fruto das relações carnavais de Menem com os EUA), houve um impacto devastador para a Petrobrás, o que era previsível para qualquer homem probo e ativo, já que a Argentina chegou a ter 3 presidentes em uma só semana, culminando com a fuga rocambolesca do último dos 3 presidentes argentinos, saindo de helicóptero da Casa Rosada. Qualquer pessoa que estivesse em seu juízo perfeito poderia antever um desfecho nefasto para aquela negociação entabulada em circunstâncias nebulosas. Mais previsível ainda pelo fato do negócio ter sido fechado quando Reichstul já estava demissionário da presidência e às vésperas da mega desvalorização cambial do peso argentino. Aquela gestão da Petrobrás, que tinha Pedro Parente na presidência do Conselho de Administração, tratou a perda dos R\$ 792 milhões candidamente. A empresa afirmou que não houve prejuízo contábil no negócio. Isso porque os ativos que a Petrobrás cedeu à Repsol estariam registrados por R\$ 147,5 milhões. Em contrapartida, os postos argentinos que a Petrobrás recebeu foram incorporados no balanço por R\$ 1,4 bilhão. A diferença, de quase R\$ 1,3 bilhão, absorveria, segundo a gestão Reichstul/Pedro Parente, os impactos gigantescos da maxidesvalorização do peso argentino. Tal explicação não é convincente pois ofato de inexistir prejuízo contábil não quer dizer não haja um prejuízo econômico no mundo real.

Até hoje tramita uma ação popular (2001.71.12002583-5/RS) ajuizada pelo SINDIPE-TRO de Canoas-RS, buscando reparação em face de Reichstul e os demais dirigentes, 17 réus ao todo, inclusive Pedro Pullen Parente, que exercia a presidência do Conselho de Administração da Petrobrás, durante o governo FHC, quando era o poderoso Czar do Apagão de 2001 e mentor do funesto Plano Prioritário de Termoeletricidade PPT. O malsinado PPT obrigava a Petrobrás a subsidiar gigantes da área de energia como a Enron, El Paso,

EletroBolt, Repsole inúmeras outras, com gás natural abaixo do valor de mercado para que elas construíssem termoeletricas e depois vendessem energia elétrica para a própria Petrobrás por preços estratosféricos, decorrentes da severa estiagem que elevou brutalmente o preço da geração de energia pelas termoeletricas.

Até mesmo quando as usinas termoeletricas não geravam eletricidade, a Petrobrás era obrigada a pagar os preços exorbitantes pela energia inexistente, ao que se convencionou chamar rentabilidade garantida (Cláusula Marlim) como forma de incentivar aquelas transnacionais a construir usinas termoeletricas, segundo o fatídico PPT concebido pelo Czar do Apagão, resultando em uma transfusão de sangue às avessas, em um claro subsídio da sociedade brasileira, exangue para potentados estrangeiros aquinhoados com as benesses e magnânimos subsídios do Plano Prioritário de Termoeletricidade PPT. A herança maldita do PPT daria um trabalho hercúleo ao ex-diretor de Gás & Energia da Petrobrás, Ildo Sauer, no período de 2003 a 2007, para mitigar os prejuízos bilionários decorrentes da implementação do PPT, sob a égide do Czar do Apagão, como se pode deprender da leitura atenta dos balanços patrimoniais da Petrobrás impactados pelo PPT. Foram necessárias negociações exaustivas, arbitragens internacionais e algumas aquisições das usinas termoeletricas que davam prejuízos bilionários à Petrobrás, para que tais subsídios não continuassem onerando excessivamente a Petrobrás devido ao regramento do PPT, sobremaneira a cláusula de rentabilidade garantida que produzia um claro desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos, contra os quais o ex-diretor de Gás & Energia da Petrobrás, Ildo Sauer, se bateu obstinadamente como um Dom Quixote até estancar aquela sangria engendrada pelo Czar do Apagão.

Pedro Parente, o Czar do Apagão, voltaria à Petrobrás com o governo Michael Temer, surfando os desdobramentos do golpe permanente inaugurado com as pedaladas imaginárias e o *lawfare* praticado contra Luís Inácio Lula da Silva. Então transmutado em feroz opositor de subsídios, o Czar do Apagão voltou a considerar subsídio como

o anátema que é para os neoliberais e instaura a Política de Paridade Internacional PPI, como se a Petrobrás não estivesse produzindo perto de 3 milhões de barris diários e não tivesse, ainda, 13 refinarias no Brasil aptas a processar mais de 80% dos derivados demandados pelo nosso mercado interno. Essa cruelíssima PPI (custo do derivado nos EUA mais frete marítimo e incidência do adicional de frete marítimo, acrescido do seguro da carga e custo de internação da mercadoria) foi instaurada para massacrar o consumidor brasileiro e enriquecer indevidamente os “acionistas minoritários” e detentores de ADRs nos EUA em detrimento da segurança energética nacional.

A PPI não decorre da legislação, como têm propalado alguns analistas de mercado e ilustres jornalistas. A PPI tem base, exclusivamente, em normas internas de governança corporativa da Petrobrás, insertas em seu Estatuto e nas Resoluções do Conselho de Administração. Portanto, todas essas normas são passíveis de alteração no âmbito da própria Petrobrás sem contrariar a legislação vigente. A única vedação legal clara e objetiva que existe em todo o nosso ordenamento jurídico é aquela constante do artigo 36, inciso XV, da lei 12.529/2011 (Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência), cujo teor é o seguinte: **“vender mercadoria ou prestar serviços INJUSTIFICADAMENTE abaixo do preço de custo”**. Embora se tenha imputado responsabilidade à Guido Mantega e Graça Foster, durante o governo Dilma Rousseff, por um suposto congelamento de preço dos derivados, além de outros membros do Conselho de Administração da Petrobrás e da Diretoria Executiva, àquela época, a verdade é que nunca houve venda injustificada abaixo do preço de custo, comoveda o artigo 36, inciso XV, da lei 12.529/2011, acima transcrito. Eis que o preço dos 15% de derivados importados foi diluído no muito maior volume de derivados nacionais (85%), segundo uma média ponderada. Já a lei 9478/97 que regulamentou a quebra do monopólio constitucional do petróleo preconiza, apenas, em seu artigo primeiro, inciso XI, a ampliação da competitividade do país no mercado internacional e a pluralidade de agentes.

Note-se que a Petrobrás informa periodicamente à Security Exchange Commission-SEC, mediante o famoso Form 20 F, a sua condição de empresa estatal e, conseqüentemente, alerta acerca da eventual necessidade de sopesar o interesse dos acionistas minoritários com o interesse público, consubstanciado em políticas governamentais de proteção ao consumidor, bem como o desenvolvimento da indústria nacional, como foi o caso específico da política de conteúdo local, adotadas compras de bens e serviços nacionais para os campos explorados sob o regime de partilha, com base no artigo 238 da lei das S/A, segundo o qual **o acionista controlador de uma sociedade de economia mista s/c, “poderá orientar as atividades da companhia de modo a atender ao interesse público que justificou a sua criação”**. Neste mesmo diapasão, foi o entendimento firmado pela Comissão de Valores Mobiliários CVM, naquele caso, concreto do suposto congelamento de preço dos combustíveis durante o governo Dilma Rousseff, conforme matéria veiculada no jornal *O Estado de São Paulo*, em 02 de fevereiro de 2021, transcrita a seguir:

“Em decisão unânime, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) absolveu nesta terça-feira, 2, oito ex-conselheiros de administração da Petrobras em um processo administrativo sancionador que discutiu a condução da política de preços da estatal no governo Dilma Rousseff. O grupo foi acusado de induzir investidores a erro, ao anunciar certas metas de endividamento, mas adotar uma política de preços de combustíveis que tornava seu cumprimento improvável. Foram absolvidos pelo colegiado os ex-ministros Guido Mantega (Fazenda), Miriam Belchior (Planejamento) e Marcio Zimmermann (Minas e Energia), além de Sérgio Franklin Quintella, o empresário Jorge Gerdau, o ex-presidente do BNDES, Luciano Coutinho, Francisco de Albuquerque e José Maria Ferreira Rangel, então representante dos empregados no conselho da petroleira. Na acusação, a área técnica da CVM afirmava que o descasamento entre as metas de endividamento e alavancagem divulga-

das ao mercado nos Planos de Negócios para os períodos 2013-2017 e 2014-2018 e a execução da política de preços deram mensagens trocadas aos acionistas e resultaram em prejuízos estimados em R\$ 30 bilhões entre 2011 e o primeiro semestre de 2014. O desfecho do caso foi adiado por pouco mais de dois anos. O colegiado concluiu nesta terça o julgamento iniciado em 13 de dezembro de 2018, mas suspenso após um pedido de vista do então diretor da CVM, Henrique Machado. Na primeira sessão, o então diretor e relator do caso na CVM, Pablo Renteria, votou pela absolvição dos conselheiros, por considerar que não havia provas suficientes de que eles agiram com a intenção de inviabilizar o cumprimento das metas. Em seu voto, Renteria destacou que, ao mesmo tempo em que a Petrobras informou ao mercado sobre os riscos do não cumprimento de suas metas financeiras e da possibilidade de que a busca de seus objetivos públicos - como a proteção ao consumidor - pudessem afetar negativamente seus resultados, divulgou informações negativas sobre a política de preços aprovada em novembro de 2013. A política, divulgada em fato relevante, não contemplava reajustes automáticos dos combustíveis e não previa a paridade de preços no curto prazo, reconhecendo inclusive que os indicadores financeiros não retornariam aos limites estabelecidos no PNG 2013-2017. Além disso, a política de preços tinha como objetivos atingir os limites financeiros do plano de negócios em um prazo de 24 meses e, também, não repassar ao consumidor a volatilidade dos preços. Para ele, diante de “metas conflitantes”, o quadro tinha discricionariedade para decidir o que fazer. “Ao que tudo indica, (os conselheiros) optaram por dar preferência à estabilidade dos preços no mercado doméstico, ainda que assumindo o risco de comprometer o atingimento da meta relativa à alavancagem financeira dentro do prazo estabelecido”, disse Renteria em seu voto. O presidente da CVM, Marcelo Barbosa, e os diretores Gustavo Gonzalez e Alexandre Rangel acompanharam o posicionamento, absolvendo os acusados.”

Devido à PPI, concebida por Pedro Parente, houve uma greve de caminhoneiros em maio de 2018 que paralisou o país, causando transtornos e sofrimentos inenarráveis à população, assim como prejuízos incomensuráveis de dezenas de bilhões de dólares à economia nacional, inclusive aos exportadores e produtores de perecíveis que não puderam escoar sua produção por longos dias. Outra consequência perversa da PPI é o preço do botijão de gás custando até R\$ 120 reais, fazendo milhões de lares brasileiros retrocederem 200 anos na história e voltarem a cozinhar à lenha, causando riscos à sua integridade física e danos ao meio ambiente. **Verificou-se um incremento exponencial dos casos de queimados graves, onerando o SUS**, por que outros tantos desvalidos se aventuraram a cozinhar com álcool e morreram, como foi o caso de Angélica Rodrigues, jovem de 26 anos que teve 85% do corpo queimado, segundo matéria da jornalista Gabriela Marçal em 10/04/2022 no METROPOLES.

Nos primeiros meses de adoção da PPI, houve uma simulação de importação do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), para uso no botijão de gás, como se a importação, naquela simulação para fins de fixação do PPI, viesse de Roterdã na Holanda, e não do Golfo do México nos EUA, como de fato acontece quando há necessidade da importação de GLP. Essa diferença de origem da suposta importação rendeu mais de 1 bilhão de reais à Petrobras, segundo Nota Técnica número 027/2019/SDR, às folhas 20 e seguintes, emitida pela ANP em 02/08/2019. E, consequentemente, acarretou uma generosa distribuição de um polpudo PPP aos tecno burocratas que conceberam aquela artimanha. O PPP é o Programa de Prêmio por Performance, nova técnica de captura que já está na alça de mira do Ministério Público do Trabalho, cuja manifestação transcreveremos da matéria publicada no *Monitor Mercantil*, em 19 de agosto de 2021, para melhor compreensão do tema:

“O Ministério Público do Trabalho (MPT) da 1ª Região se manifestou favoravelmente à extinção do Programa de Prêmio por Performance (PPP) da Petrobras, de distribuição de lucros e resultados para trabalhadores da empresa. A ação, que tramita na 53ª Vara do Trabalho do Rio de Janeiro, foi movida pela Federação Única dos Petroleiros (FUP) e Sindipetro filiados. A ação pede a suspensão dos pagamentos relativos ao PPP, com base, entre outros motivos, na falta de isonomia do programa, criado em 2019 pela gestão da Petrobras. No atual modelo de remuneração da estatal, quanto mais elevado é o cargo do funcionário, mais a sua remuneração está atrelada a metas financeiras. Bônus são acrescidos aos salários à medida que as metas são alcançadas. Em sua manifestação pela nulidade do PPP, a procuradora Junia Bonfante Raymundo, da Procuradoria Regional do Trabalho da 1ª Região, apontou que “a filosofia do Plano é a ‘meritocracia’, segundo a qual os grupos de indicadores terão pesos definidos de acordo com o nível hierárquico de cada participante. Quanto maior o nível hierárquico, maior será o peso das métricas de topo. Assim, os ‘membros da Diretoria Executiva, os ocupantes de função gerencial, especialista e supervisão na Petrobras’, receberão valores mais altos que os ‘demais empregados’”. Para a procuradora, “considerando-se que, conforme informam os Autores (FUP e sindicatos), perto de 75% dos empregados da Ré (Petrobras) não exercem qualquer função gratificada, o programa irá destacar as diferenças salariais da categoria e criar enorme desestímulo aos trabalhadores da base da pirâmide remuneratória que nunca atingirão a ‘premiação’ diferenciada dos empregados de função gerencial”. Além da violação da isonomia, a FUP e seus sindicatos argumentam que, se atingidas as metas de desempenho, a remuneração do presidente da estatal pode chegar a R\$ 1,5 milhão, violando o teto constitucional, “uma vez que a remuneração do alto escalão da empresa passou a perceber valores muito acima do teto constitucional contrariamente à Orientação Jurisprudencial 339 da SDI – 1 do TST”. Por fim, o MPT afirmou que o PPP é uma “verdadeira participação de lucros e resultados que pode incluir de modo indire-

to o critério de Taxa de Redução de Acidentes de Trabalho como métrica de cálculo.”

O acervo de infortúnios da gestão Reichstul tem o seu ápice imagético no infausto acontecimento que encerrou, precocemente, a saga da maior plataforma do mundo àquela época. A P-36 foi construída, e causaria grave acidente ambiental, além da morte de 11 petroleiros ao explodir e afundar. Também interrompeu a produção de óleo do campo de Roncador quando o Brasil não tinha ainda autossuficiência de petróleo, implicando importação bilionária para suprir o petróleo que deixou de ser produzido pela P-36 no campo de Roncador. O prejuízo com a importação decorreu da indecisão do, então, Gerente Geral da bacia de Campos, Paulo Roberto Costa, de interromper a operação quando já havia sinais evidentes do acidente a partir de vários parâmetros operacionais. A hesitação se deu, provavelmente, pelo receio de ter que explicar aos seus superiores na Petrobrás, com repercussão imediata no governo federal, a necessidade momentânea de importar mais óleo, enquanto se mantinha a P-36, impactando fortemente a balança de pagamentos do Brasil. Foi pior a emenda do que o soneto, ampliando enormemente a necessidade de importação do petróleo, que se deixaria de produzir durante a manutenção da P-36, exemplificado nas duas matérias da *Folha de São Paulo*:

Explosão na P-36 teve erros de projeto, manutenção e operação ANA PAULA GRABOIS da **Folha Online**, no Rio de Janeiro. O acidente com a plataforma P-36 da Petrobras foi causado por erros de projetos, manutenção e operação, segundo relatório da ANP (Agência Nacional do Petróleo) e da Marinha. O relatório é bem diferente do que foi apresentado pela Petrobras nos meses passados. Segundo a ANP, a principal causa da explosão foi um problema no fechamento de uma válvula. Entre as deficiências do projeto, estão até a classificação da área onde se localizava o tanque que explodiu, que não era considerada como área de risco. De acor-

do com o relatório, deveriam ser utilizados dispositivos de detecção e contenção de gás e ainda equipamentos resistentes a explosões. Outra deficiência no projeto é a ligação do tanque de emergência a um equipamento chamado “manifold de produção”, onde ficam armazenados óleo e gás. Segundo o superintendente de Desenvolvimento e Produção da ANP, Oswaldo Pedrosa, só havia uma válvula isolando o tanque desse equipamento. O correto seria a existência de mais válvulas, para garantir o isolamento entre o tanque e os combustíveis.

Funcionários apontam falhas na P-36 CRISTINA GRILLO, Da sucursal da Folha: A Aepet (Associação dos Engenheiros da Petrobras) afirma que a plataforma P-36, que estava em operação desde o dia 16 de maio de 2000, tinha um erro fundamental em seu projeto. De acordo com Argemiro Pertence, diretor de comunicação da associação, queimador de gás natural, que, pelas normas de segurança, tem que ficar longe do deck principal da plataforma, foi instalado muito próximo ao local. “Por causa do queimador, a temperatura no deck chegava, às vezes, a quase 80°C, o que contraria todas as normas de segurança”, disse Pertence, que é engenheiro de petróleo e trabalhou durante 25 anos em áreas de prospecção da Petrobras. As altas temperaturas, na avaliação do engenheiro, podem ter alterado o funcionamento de equipamentos sensíveis e prejudicado a detecção de irregularidades. Pertence diz que, se houve explosão, é porque havia vazamento de gás. “Sem vazamento de gás, não há explosão. Não houve vazamento de óleo, por exemplo, porque isso causaria um incêndio.” Segundo o engenheiro, empregados que estavam na P-36 informaram a representantes da Aepet em Macaé que já haviam reclamado na quarta-feira de um vazamento de gás. “Eles disseram que nada foi feito naquele momento, para não paralisar a produção.” O presidente da Petrobras, Henri Philippe Reichstul, contestou as denúncias da Aepet. Ele disse que a empresa “jamais” colocaria seus funcionários em risco, se já tivesse detectado problemas. A possibilidade de

um vazamento de gás na plataforma foi confirmada pelo engenheiro Tiago Lopes, da Coppe-UFRJ (Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro), que estava na plataforma no momento da explosão. Muito abalado, Lopes disse ao diretor da Coppe, Segen Estefen, que a primeira explosão, de menor impacto, deve ter aumentado o vazamento de gás, levando a uma grande explosão à 0h45. “Ele disse que a plataforma toda tremeu, o que mostra a força da explosão”, disse Estefen. A P-36 tem a altura de um prédio de 40 andares e pesa 60 mil toneladas. Lopes, que até o final da tarde ainda estava na plataforma P-47, para onde foram levadas as pessoas que estavam na plataforma acidentada, disse que a situação da P-36 é bastante grave. “A avaliação dele é que a inclinação seja de 30 graus, o que é muito para uma plataforma”, disse Estefen. A P-36 foi construída em 1994 por encomenda da ENI (Ente Nazionale Idrocarburi, a estatal italiana de petróleo), para prospectar petróleo a uma profundidade de até 500 metros. No final de 1996, a plataforma foi arrendada pela Petrobras para ser utilizada na bacia de Campos. As obras de reconversão para que a plataforma pudesse operar em uma profundidade de até 1.360 metros foram feitas no Canadá. A P-36 chegou ao Brasil em novembro de 1999 e começou a operar em maio de 2000.

A Comissão de Minas e Energia da Câmara já havia sido alertada sobre supostas irregularidades na construção da P-36 e na contratação da empresa Marítima, responsável pela obra. A denúncia foi apresentada pelo PT em novembro de 1999. “Houve dispensa de licitação em uma obra de US\$500 milhões. Naquela época denunciávamos outros problemas, como grau de segurança e viabilidade técnica da construção”, disse o líder do partido na Câmara, Walter Pinheiro (BA).

Outra marca indelével da gestão Reichstul foram os graves acidentes ambientais, como o ocorrido no dia 18 de Abril de 2000, quando vazaram 1,3 milhão de litros de óleo combustível na Baía de Guanabara, devido ao rompimento de um duto da Petrobrás que ligava a Refinaria Duque

de Caxias (Reduc) ao terminal Ilha d'Água, na Ilha do Governador, cuja mancha se espalhou por 40km², causando comoção nacional e internacional. O episódio entrou para a história como um dos maiores acidentes ambientais ocorridos no Brasil. Imperioso registrar que, antes mesmo do acidente, ou crime ambiental, se assim entenderem, o dirigente do SINDIPETRO Caxias RJ, Nilson Cesário, havia protocolado denúncias de sucateamento sistemático daquelas instalações perante ao Ministério Público Federal, noticiando negligência na manutenção dos dutos, cujas secções já apresentavam fissuras significativas, quando da ressonância magnética feita pelo pig instrumentado, o que exigia providências imediatas para evitar o rompimento dos dutos. Mais um vazamento de grande magnitude se deu, também, na gestão Reichstul, em 16 de julho de 2000, na Refinaria Getúlio Vargas, em Araucária-PR, despejando 4 milhões de litros de petróleo nos rios Barigui e Iguaçu, ensejando condenação cível de 1,4 bilhão de reais. O derramamento de óleo atingiu vasta Área de Preservação Permanente (APP) do Bioma da Mata Atlântica, causando prejuízos à flora, à fauna, à qualidade da água e do ar, bem como à saúde dos trabalhadores que atuaram na contenção e ulterior remoção do óleo. Apesar de uma investigação técnica, conduzida pelo CREA-PR, comprovar cabalmente que erros de gestão foram as causas determinantes (redução do número de trabalhadores e de recursos para a manutenção industrial), a alta direção da Petrobrás, capitaneada por Henri Philippe Reichstul, preferiu usar os trabalhadores como bodes expiatórios, demitindo 4 empregados, cujas demissões foram revertidas em juízo, anos depois, pelos SINDIPETRO Paraná e Santa Catarina. Mais de 20 anos após essa tragédia, já sob a gestão Bolsonaro, a situação na Refinaria Getúlio Vargas (REPAR), agora prometida à sanha privatista, é muito semelhante àquela dos tempos de FHC. Efetivo de trabalhadores cada vez mais reduzido e escassez de recursos para a adequada operação e manutenção, acarretando risco de novos vazamentos. Ademais disso, a REPAR vem operando a 60 por cento da sua capacidade de refino, abrindo espaço para o

enriquecimento injustificável de importadores em detrimento do consumidor brasileiro, graças à Política de Paridade de Importação (PPI), afetando severamente o *market share* da Petrobrás, cuja direção permanece indiferente à diminuição da sua fatia de mercado, por força de uma autodenúncia ao CADE feita pelo ex-presidente Roberto Castelo Branco. Tal autodenúncia ao CADE deu azo à celebração de um Termo de Compromisso de Cessação de Prática de suposta posição dominante de mercado, algo que nenhum dirigente de empresa faria em sã consciência. Ao contrário, se autuado fosse, deveria usar todos os argumentos técnicos e jurídicos para defender a empresa e não corroborar a esdrúxula tesedosa 392 importadores de combustíveis que só se viabilizaram a partir da implantação da criminosa Política de Paridade Internacional PPI. Naquele compromisso celebrado com o CADE, o ex-presidente Roberto Castelo Branco obrigou a Petrobrás a vender 8 de suas 13 refinarias, quando qualquer dirigente de outra empresa buscaria demonstrar ao CADE suas razões no âmbito do processo administrativo, inclusive o fato de que quaisquer empresas privadas poderiam haver construído refinarias, terminais marítimos e terrestres, malhas de dutos e outros equipamentos, pois desde promulgação da lei federal 9478/97, pelo governo FHC, o mercado está aberto a quem quiser. Porém, nenhuma empresa privada investiu um centavo no Brasil, preferindo comprar os ativos construídos pela estatal, já totalmente amortizados, como acontece por força do famigerado Termo de Compromisso de Cessação de Prática, oriundo da autodenúncia do ex-presidente Roberto Castelo Branco que criou uma pechincha para os fundos abutres que sabem do constrangimento legal criado, artificialmente, pela autodenúncia do ex-presidente Roberto Castelo Branco. Desses desinvestimentos, não resultam algum investimento algum no país pois nenhuma obra ou planta nova foi edificada. Trata-se de mera inversão financeira como se classifica na contabilidade e, devido aos preços praticados na venda desses ativos, todos eles subavaliados, uma autêntica pilhagem. Atualmente, normas de governança corporativa garantem

bônus opulentos distribuído pelos gestores da Petrobrás a si mesmos por haverem logrado vender ativos geradores de caixa da empresa como, por exemplo, a Refinaria Landulfo Alves, juntamente com os dutos e mais o Terminal Marítimo de Madre de Deus, na Bahia de Todos os Santos, pela metade do preço de mercado, tal como avaliado pela XP Investimentos e o BTG/Pactual, além do INEEP. Desta operação obscura, resultou um monopólio privado regional, em mãos do fundo árabe Mubadala, que já vende diesel e gasolina a preços superiores aos praticados pela Petrobrás e, sem o menor constrangimento, encerrou o fornecimento de óleo para navios, o bunker, em um dos mais importantes portos nacionais, o de Salvador, e para instalações navais da Marinha Brasileira.

Igualmente, a Refinaria LUBNOR, com capacidade de processamento de 8 mil barris, uma das líderes na produção de asfalto e única do país capaz de produzir lubrificantes naftênicos, sediada em Fortaleza, foi vendida por irrisórios 34 milhões de dólares norte-americanos, em 26 de maio de 2022, cuja subavaliação se evidencia mais ainda ao confrontar o preço de 112 milhões de dólares norte-americanos pagos pela estatal boliviana *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YFPB* à Petrobrás pela sua subsidiária *Petrobras Bolivia Refinacion SA PBR*, no longínquo ano de 2007, como se infere do Relatório de Sustentabilidade de 2007, página 11, emitido pela área de Relação com Investidores da Petrobrás. Ironicamente, a nossa mídia comercial criou o mito de que esse ativo da Petrobrás na Bolívia haveria sido expropriado sem contrapartida alguma pelo governo de Evo Morales, com suposta aquiescência do governo Lula, o que até hoje é reverberado pelo atual governo Bolsonaro.

A refinaria de Manaus-REMAN também foi vendida, em 13 de maio de 2021, originando outro monopólio privado regional, denunciado ao CADE e à ANP, bem como discutida em juízo por outros agentes do mercado de óleo e gás (Rai-zen, Ypiranga, Equador e Fogás), que alegam práticas discriminatórias e preços abusivos, tal como aconteceu na Bahia, sem contudo demo-

ver o CADE de aprovar a venda feita à socapa e à sorrelfa para o grupo Atem, que se notabilizou por diversas denúncias de sonegação de impostos supostamente superiores ao valor de aquisição de U\$ 189.000.000 (189 milhões de dólares norte-americanos), quando, segundo estudos do INEEP, o valor base seria de U\$ 279.000.000 (279 milhões de dólares norte-americanos). A refinaria de Manaus é um complexo de renda e emprego relevante, estrategicamente localizada no coração da Amazônia, onde cumpria a missão de integrar aquela região ao Brasil para não entregar como diziam os militares de outrora. Agora em mãos privadas poderá deixar de abastecer a região com derivados que não lhe interesse comerciar. Provavelmente, irá vender derivados por preços superiores aos resultantes da injustificável PPI, praticada pela Petrobrás, como já acontece na Bahia com a sua refinaria entregue ao fundo Mubadala.

Subsidiárias foram criadas para a finalidade específica de driblar a obrigação de autorização legislativa para privatizar a holding Petrobrás. E privatizaram subsidiárias e ativos com sofreguidão, na bacia das almas, como diria o intímato Barbosa Lima Sobrinho, também homenageado com o batismo de uma UTE em Seropédica, aliás, laureada pela FIRJAN/SESI com o Mérito Industrial pela restauração da vegetação em seu entorno. Essa iniciativa foi capitaneada pelo auditor Marcos Gratacós, então gerente geral da UTE Barbosa Lima Sobrinho, ele próprio um exemplo vivo de resiliência, porquanto havendo sido demitido da Petroquisa, criada por Geisel e desmontada durante o governo FHC, prestou novo concurso para a Petrobrás, onde foi auditor internacional.

Não se tem notícias de uma avalanche de alienações subavaliadas nessa velocidade e nessa intensidade, como se tem feito, sem licitação, sem aprovação prévia do poder legislativo e, pasmem, sem sequer aprovação dos acionistas. Avoracida de dos entreguistas com as vendas em fatias da Petrobrás, sempre abaixo do preço de mercado, não chegam sequer ao órgão máximo da própria Petrobrás, que é sua a Assembleia Geral, como em qualquer sociedade anônima. Esse peculiar

modus operandis se iniciou na gestão de Castello Branco e perdura até hoje. É como se a gestão, capturada por uma mão invisível, tivesse um cheque em branco para alienar bens da sociedade sem que os próprios sócios, reunidos em Assembleia Geral, tomassem conhecimento das avaliações com base em Laudos de Auditores Independentes e, então, os examinassem criteriosamente para ulterior deliberação pela alienação, ou não, pois pertence ao órgão máximo da sociedade tal competência decisória. Esta subtração do poder decisório da instância máxima da sociedade, que é a Assembleia Geral, como determina a legislação societária, é mais uma jabuticaba que floresce nos campos da heterodoxia que preside todas essas vendas de ativos e subsidiárias.

O ex-presidente Pedro Parente, durante o governo Temer, chegou a vender o campo de Carcará, no pré-sal, para a Statoil norueguesa, hoje denominada Equinor, em cuja alienação se fixou o preço do barril de petróleo de Carcará pelo equivalente a uma lata de refrigerante. Os balanços da estatal norueguesa evidenciam os *upsides* (vantagens) advindos daquela aquisição do campo de Carcará por essa curiosa métrica adotada por Pedro Parente. Aquele CEO defendeu a necessidade de uma tal venda a preço vil com a necessidade de redução da dívida da Petrobrás para que, após a redução, se pudesse obter novos financiamentos a taxas de juros mais convenientes. Esse argumento se revelou falacioso, pois as menores taxas de captação de dívida pela Petrobrás, até hoje registradas, foram de 4,3% ao ano, em 2013, durante o governo Dilma Rousseff. Sob a égide do mesmo governo Dilma Rousseff, houve o lançamento de dívida para resgate em 100 anos, os **Century Bonds**, exatamente em 2015, no auge do linchamento midiático a que a Petrobrás foi submetida. Naquele mesmo ano de 2015, a Petrobrás recebeu 3 premiações Offshore Technology Conference OTC, em Houston, o prêmio Nobel da indústria petrolífera, justamente pelo desenvolvimento das tecnologias necessárias à exploração do pré-sal em águas ultra profundas. Também foi em 2015 que a Petrobrás superou a Exxon Mo-

bil em geração de caixa livre, condição que lhe permitiria honrar a dívida contraída sem nenhuma necessidade do açodamento verificado nesta avalanche de desinvestimentos que mais se assemelham ao fenômeno metabólico do catabolismo ou destruição da massa muscular.

Justamente para viabilizar a produção no pré-sal, a 300 km da costa e a mais de 7 km de profundidade, é que foi contraída a dívida. Essa dívida era perfeitamente compatível com a magnitude das reservas de óleo e gás detidas pela Petrobrás e a permanência dessas reservas e dos demais ativos geradores de caixa em mãos da Petrobrás. Ao contrário do que alardeiam os seus detratores, era uma dívida meritória sem a qual não se construiriam os navios e plataformas que levaram a Petrobrás a bater o seu recorde mensal de produção no pré-sal, em janeiro de 2022, com 2,06 milhões de barris de óleo equivalente por dia boed; recorde trimestral, 2,03 milhões de boed. Esse volume representou 72% da produção total da Petrobras naquele trimestre, originando lucros exponenciais de 44,561 bilhões de reais em apenas 3 meses. Se as gestões atuais seguirem, de modo temerário, vendendo refinarias, reservas de óleo e gás, bem como as suas subsidiárias abaixo do preço de mercado, chegará o momento em que a Petrobrás ficará somente com a dívida e esta, aí sim, se tornará impagável por menor que ela seja. Portanto, a redução da dívida na velocidade e proporção em que foi feita se tornou contraproducente. Pedro Parente determinou antecipação de pagamentos a vários bancos, inclusive com o pagamento de ágio para que os bancos aceitassem o chamado pré-pagamento. Isso nos revela que o interesse dos credores da Petrobrás é ter um fluxo constante e, absolutamente, confiável, como são os resultantes dos pagamentos feitos nos financiamentos contraídos pela Petrobrás, pois o que mais apavora os banqueiros é não ter aplicação rentável e segura como são os financiamentos para os campos do pré-sal. Os custos de extração da Petrobrás no pré-sal só não são menores do que os da Saudi Aramco, onde se procura água e acha petróleo no deserto. Esta redução constante de custos e prazos se dá graças à tecnologia incremental na

construção de poços, continuamente aprimorada pela Petrobrás.

A histeria persecutória da Lava Jato, insuflada pela Globo, *Estadão* e outros órgãos de imprensa, em cobertura enviesada e acrítica, criou um senso comum de que a Petrobrás inteira se havia tornado um valha coute de celerados quando, na verdade, ela foi vítima de um cartel de empreiteiras do setor privado, tão endeusado pela mídia hegemônica, e alguns maus dirigentes que fizeram carreira gerencial longa, segundo os critérios de governança corporativa, encastelando-se em posições chave de articulação com fornecedores e agentes políticos. Hipocrisia e seletividade da república de Curitiba vêm à tona quando Delcídio do Amaral disse que, no governo Fernando Henrique Cardoso, houveram vários casos de irregularidades na Petrobrás “muito semelhantes” aos apurados na Operação Lava Jato. Porém, foi solenemente ignorado pelos investigadores. Essa afirmação está na delação homologada no Supremo Tribunal Federal. Delcídio, que foi diretor na estatal de 1999 a 2001, ainda no governo tucano, disse que ilegalidades em contratações da Petrobrás não são novidade e aconteciam há muito tempo. O delator disse que o presidente da Petrobrás na maior parte do governo tucano, Joel Rennó, tinha apoio político quen nenhum outro teve ao longo da história na estatal. As acusações dele relativas àquela época têm foco em uma empresa chamada Marítima, do empresário German Efromovich. O ex-senador disse que a Marítima era uma pequena empresa no início dos anos 1990, mas, em um curto espaço de tempo, teve um crescimento vertiginoso e passou a fornecer sondas e plataformas para a Petrobrás, referindo-se às encomendas das plataformas P-36, P-37 e P-40 e da série de sondas de perfuração conhecida como Ametistas. Segundo o ex-senador, as três plataformas custaram pelo menos US\$ 270 milhões a mais do que o previsto inicialmente e tiveram atrasos injustificados na construção. Ele detalhou o caso da plataforma P-36, que teve seu custo aumentado em US\$ 100 milhões depois de seguidos atrasos. Na P-37, disse Delcídio do Amaral, a Marítima venceu concorrência, “sem maiores explicações”, após ter sua

proposta inicialmente desclassificada e depois reabilitada sem base no regramento da licitação.

A P-36 naufragou na Bacia de Campos em 2001, após explosão em um compartimento de rejeitos, deixando 11 mortos. No caso da série de sondas de perfuração denominadas Ametistas, Delcídio diz que a Marítima foi a única empresa a concordar com os prazos de construção propostos pela Petrobrás, depois que todos os outros concorrentes se negaram a atender esse prazo exíguo por evidentes limitações técnicas, segundo o estado da arte. Apesar disso, as obras atrasaram e, em 1999, já sob a gestão Henri Philippe Reichstul, a Petrobrás cancelou as encomendas. O processo gerou uma disputa bilionária entre a Marítima e a estatal, com processos nas cortes de Londres e Nova York.

Outro célebre delator, o ex-diretor internacional da Petrobrás, Nestor Cerveró, afirmou que havia propina em negócios da Petrobrás e de uma de suas subsidiárias, a BR Distribuidora, desde o governo FHC. Um dos negócios descritos por Cerveró é a compra de uma petrolífera argentina pela Petrobrás no final de 2002, final do governo FHC, quando se comprou a Perez Compac. Cerveró disse que o negócio teria rendido US\$ 100 milhões em propina para o PSDB, paga pelo vendedor Gregório Perez Compac. Segundo o ex-diretor, a Petrobrás pagou US\$ 2 bilhões, sendo US\$ 1 bi em ativos e US\$ 1 bi em dívidas (a Perez Compac quebrou em função da crise argentina de 2001/2002, conforme relatou o delator). Cerveró asseverou que a petrolífera argentina foi adquirida, com dívida equivalente aos seus próprios ativos, o que tornava nulo o seu valor de mercado. Uma circunstância que chamou a atenção de todos foi o fato da compra ter sido fechada, acodadamente, no final de um governo que não fez seu sucessor, porquanto Luiz Inácio Lula da Silva já houvesse sido eleito quando a aquisição da Perez Compac se consumou. Muitas outras peripécias estão documentadas embora algumas outras não. Oportuno lembrar o artigo de Ricardo Semler, na *Folha de São Paulo*, “Tá se roubando é pouco”, quando ele compara os percentuais de 1 a 3 por

cento imputados pela Lava Jato com o período em que fora fornecedor da Petrobrás, cujos percentuais seriam de 10 a 20 por cento, que lhes seriam exigidos nos anos 1980, como aliás morreu dizendo Paulo Francis lá em Nova York. Principalmente, aquelas que remontam ao tempo da ditadura militar, descritas no livro *Estranhas Catedrais*, de Pedro Henrique Pedreira de Campos, vencedor do prêmio Jabuti 2015. Oportuno lembrar que um dos presidentes da Petrobrás, ao tempo da ditadura, antigo contador do grupo Cotia, Sigeaki Ueki, é apontado por outro delator da Lava Jato; o ex-presidente do PP, Pedro Corrêa, como destinatário de propinas desde 1974. Sigeaki Ueki hoje é fazendeiro e banqueiro no Texas, tendo sido também ministro das Minas e Energia no período ditatorial. Caso emblemático é o da holandesa SBM, a maior fabricante de plataformas do mundo que retirou o engenheiro naval Julio Faerman da Petrobrás, em 1974, para que ele coordenasse a partir de Londres as ingerências da SBM nas compras de plataformas e afretamento de barcos da Petrobrás, o que foi apurado em uma ramificação da Lava Jato denominada Ouro Negro, sem o mesmo rigor.

Outro delator da Lava Jato, o lobista Jorge Luz, que tinha vaga de garagem na sede da Petrobrás, confessa haver iniciado sua atividade de “lobista” no governo do general João Batista Figueiredo, primeiramente no Banco Nacional da Habitação e depois em outras estatais, mas nada disso vinha ao caso como asseverou Sérgio Moro, até porque não se poderia melindrar aliados. A Lava Jato apontou um desvio de 6.194 bilhões de reais, reconhecido no balanço da Petrobrás durante o período de 2003 a 2014. Sucede que, neste mesmo período, a Petrobrás faturou mais de 3,5 trilhões de reais, um percentual que tornava os desvios insuscetíveis de detecção, sendo considerados imateriais segundo as normas contábeis mundiais. O fato é que um percentual ínfimo sobre o faturamento, no mesmo período, era imperceptível para quaisquer sistemas de controle interno de legalidade ou *compliance*, como está em voga dizer. Tanto assim que os auditores externos internacionais, contratados juntos às chamadas big

four (Deloitte, KPMG, PWC, Ernst & Young) jamais puderam detectá-lo. Como as delações da Lava Jato mencionavam um percentual de 1% até 3% de superfaturamento nos contratos com as empreiteiras investigadas na operação Lava Jato, a Petrobrás fixou o valor de 6.194 bilhões de reais em perdas decorrentes de um cálculo linear para determinar quanto seria 3% de todos aqueles 27 contratos firmados com o cartel de empreiteiras, segundo o delator Paulo Roberto Costa. O desvio de 6.194 bilhões de reais imputado pela Lava Jato e reconhecido pela Petrobrás, em seu balanço patrimonial referente ao ano de 2014, contribuiu para o prejuízo líquido de 21,6 bilhões, mas não foi, nem de longe, preponderante para contrabalançar um incremento de 11% da receita líquida de R\$ 337,260 bilhões em 2014, ante R\$ 304.890 bilhões em 2013, evidenciando a pujança da geração de caixa da Petrobrás e, também, que o propalado prejuízo total era meramente contábil e a Petrobrás jamais estivera quebrada como alardeavam seus detratores.

Aos 6,194 bilhões atribuídos à corrupção, se somaram 44,345 bilhões de reavaliação de ativos (*impairment*) decorrentes, sobretudo, da queda abrupta do preço internacional do óleo, que chegou ao pico de 147 dólares o barril em 2014 e despencou até abaixo de 27 dólares, a partir de 2015, afetando todas as empresas de petróleo do mundo indistintamente. O prejuízo de 44 bilhões, de natureza meramente contábil, se deveu ao *impairment* draconiano feito às instâncias da Price Waterhouse, que ameaçava não assinar o balanço da Petrobrás, o que precipitaria o vencimento antecipado de toda a dívida contraída, inclusive os *bonds* perpétuos com resgate previstos para 100 anos. O vencimento antecipado de toda a dívida se daria por força dos *financial covenants* (garantias contratuais de proteção aos credores). A Price Waterhouse, sabedora disto, botou a faca no pescoço da Petrobrás. Interessante notar que, à essa mesma época, a China adiantou 10 bilhões de dólares à Petrobrás para receber o pagamento em óleo, o chamado *loan for oil*, como já havia feito e continua fazendo com a PDVSA da Venezuela.

Fazer o *impairment* ou Teste de Recuperabilidade de Ativos, é uma obrigação legal que ocorre anualmente, por ocasião das Demonstrações Financeiras Auditadas que, no entanto, tem sido usado por muitas empresas como uma estratégia de preservação do caixa, pois esse Teste de Recuperabilidade de Ativos permite manipulação dos resultados a partir de adoção de premissas futuras que podem se realizar, ou não, como, por exemplo: qual seria o preço do óleo? Dos juros, do gás? Do câmbio? E quejandos, ao longo de toda a vida útil do ativo submetido ao *impairment* ou Teste de Recuperabilidade de Ativos. É algo que mais se assemelha a um exercício de futurologia, permitindo calibrar as premissas para chegar ao resultado que se queira alcançar.

Se o resultado do *impairment* levar a um prejuízo no Balanço Patrimonial Auditado, a empresa se exime de distribuir os dividendos mínimos legais, que é de 25% se o Estatuto da sociedade não dispuser em menor proporção, a teor do artigo 202, parágrafo segundo da lei 6.404/76, a Lei das Sociedades Anônimas. **Neste dispositivo legal está a chave para coibir futuras distribuições de dividendos abusivas como a ocorrida na Petrobrás, em 2022, quando se distribuiu 101 bilhões sobre um lucro de 106 bilhões de reais, evidenciando a captura da empresa pelos acionistas minoritários e contratando o seu encolhimento, senão a morte da empresa no médio prazo.**

O sequestro da Petrobrás pelos fundos abutres atingiu o ápice no primeiro semestre de 2022, quando a Petrobras distribuiu R\$ 136,3 bilhões de dividendos dos seus acionistas. Somando-se aos dividendos que foram pagos em 2021 (R\$ 101,3 bilhões), a Petrobras distribuiu R\$ 237,6 bilhões em dividendos, o que foi superior ao lucro líquido acumulado no mesmo período, de R\$ 205,9 bilhões. Para permitir o pagamento superior ao próprio lucro, o que foge à racionalidade, o Conselho de Administração anunciou, em 28 de agosto de 2019, uma nova política de remuneração aos acionistas, segundo a qual, na hipótese em que o endividamento bruto se mantenha inferior a US\$

60 bilhões a empresa poderia distribuir 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e os investimentos, porventura, feitos no mesmo período. Os conselheiros também aprovaram um pagamento anual mínimo de dividendos, independente da existência de lucro, no valor de US\$ 4 bilhões (4 bilhões de dólares); elevaram o nível da dívida de US\$ 60 para US\$ 65 bilhões de dólares e, também, permitiram distribuição de dividendos extraordinários por meio de saque na conta reserva de lucros. Tais alterações na política de dividendos realizadas entre 2019 e 2021 elevaram brutalmente os pagamentos de dividendos para patamares que exorbitam os parâmetros estatutários da Petrobrás, sem que essa prodigalidade em favor dos acionistas fosse submetida ao órgão máximo da companhia, a Assembleia Geral, em clara usurpação de competência perpetrada pelos conselheiros na sofreguidão por melhor aquinhoar os acionistas em detrimento dos investimentos necessários para assegurar a perenidade da Petrobrás. Mercê deste saqueio, o volume de investimentos chegou aos seus menores níveis em 20 anos. Em 2011, foram investidos US\$ 43,1 bilhões e, na presente década, pouco mais de US\$ 8,7 bilhões. No primeiro semestre deste ano de 2022, realizados pela Petrobras foram US\$ 2,1 bilhões mas distribuiu 87,8 bilhões de dólares quando seu lucro foi de, apenas, 53 bilhões de dólares. Portanto, a política de dividendos da gestão Bolsonaro, implementada pelos conselheiros por ele indicados, é deletéria além de ilegítima porquanto não aprovada pela Assembleia Geral da Petrobrás e exorbitar dos parâmetros estatutários.

Além de configurar um sequestro pelos agentes de mercado do formidável constructo social que é a Petrobrás para, apenas, especular com suas ações sem que dessas compras e vendas de ações no mercado secundário da Bolsa de Valores resulte algum ingresso de receita para a Petrobrás, que só auferir ganho quando emite novas ações mediante aumento de capital como o de 2010, o maior da história do capitalismo na Bolsa de Valores de São Paulo.

A Price Waterhouse exigiu que a Petrobrás mudasse drasticamente a metodologia, adotada antes de 2014, para fazer *impairment*, sobremaneira, à taxa de desconto historicamente praticada e, também, a avaliação de cada ativo isoladamente, o que antes se fazia englobando o parque de refino com suas 13 refinarias; o parque termoeletrico com todas as suas usinas termoeletricas e não cada um destes ativos isoladamente, quebrando as sinergias alcançadas entre ativos similares que sempre foram uma vantagem da Petrobrás. Para que se tenha uma percepção mais clara das possibilidades de manipulação do teste de *impairment*, transcrevemos a seguir elucidativa matéria do INEEP:

“O teste de impairment é uma ferramenta contábil utilizada pelas empresas para avaliarem se os valores dos ativos (ou um conjunto deles) registrados em sua contabilidade podem ser recuperados em sua vida útil, de acordo com as suposições adotadas sobre os parâmetros econômicos (preço do petróleo, taxa de câmbio, reservas, etc.), relevantes no futuro. A Petrobras, entre os anos de 2010 e 2013, realizou testes de impairments, sendo que nesse período o valor máximo alcançado foi de R\$ 1,2 bilhões em 2013. A partir de 2014, esta conta começou a ganhar destaque, não por coincidência, ano em que iniciaram as disputas e ataques da Operação Lava-Jato que dificultaram a publicação dos resultados dos balanços contábeis do 3º e 4º trimestre. Quando o balanço da Petrobras de 2014 foi publicado, chamou atenção a cifra de R\$ 44,5 bilhões em impairments. Em 2015 e 2016, a empresa também apresentou impairments elevados, da ordem de R\$ 47,6 bilhões e de R\$ 20,3 bilhões, respectivamente. Nesses três anos a perda contábil acumulada foi de R\$ 112,4 bilhões, valor 18 vezes maior que as baixas apresentadas pela empresa fruto da corrupção (R\$ 6,2 bilhões). A disparidade entre os valores contabilizados com impairments entre 2010-2013 e 2014-2016; o fato de nenhuma outra empresa do setor ter registrado uma elevação tão expressiva dos seus impairments; e o grau de subjetividade (e a falta

de transparência) das premissas utilizadas para realização dos testes de impairment colocam em xeque a magnitude da depreciação dos ativos da Petrobrás. É evidente que a queda no preço do barril de petróleo, as mudanças na taxa de câmbio e as revisões das reservas de petróleo e gás são elementos para adoção dos testes de impairment. A questão que está posta é a magnitude das perdas contábeis adotada pela Petrobras entre 2014 e 2016. Pesquisas empíricas[1] evidenciam que, além dos fatores econômicos, os impairments no setor de petróleo e gás também são determinados por decisões discricionárias dos gestores associadas às estratégias de gerenciamento de resultados (earnings management) – quando um administrador adota uma política contábil para atingir determinados fins. Nesse sentido, a questão dos impairments vai muito além da adoção de um critério objetivo contábil. Há um interesse gerencial/político por parte da atual administração da Petrobras em separar (inflando os impairments) o desempenho da empresa em dois momentos, antes e pós setembro de 2016. A divulgação do novo plano de negócios e gestão, assim como a decisão de apresentar grandes baixas em impairments no 3º trimestre de 2016, fazem parte desta estratégia. Outro questionamento diz respeito às escolhas dos ativos para realização dos testes de impairment adotadas pela Petrobras nos últimos 3 anos. Além de alguns ativos na área de refino, destacam-se a depreciação dos ativos no segmento de exploração e produção (E&P). Neste segmento foram contabilizadas perdas, nos 3 anos, de R\$ 52,1 bilhões em impairments. Como justificativa a empresa argumentou que essas baixas derivam de revisão de preços do petróleo no mercado internacional, em queda nos anos de 2014 e 2015, assim como revisões geológicas de reservatórios de alguns campos, reduzindo assim as reservas e impactando nos fluxos de caixa dos projetos. O primeiro argumento faz sentido, em parte, pois realmente vivenciamos uma forte queda no preço do barril de petróleo, de US\$ 100,00 em setembro de 2014 para US\$ 30,00 em janeiro de 2016, justificando as perdas em 2014 e 2015. Porém, em 2016, o preço do barril passou de US\$

30,00 em janeiro para US\$ 50,00 em setembro, o que demonstra que as perdas contábeis com os *impairments* foram infladas. Em relação às revisões das reservas de petróleo e gás, não fica claro nos documentos da empresa quais os parâmetros utilizados para essa redução, além do que há uma omissão de informações referentes às premissas escolhidas, tais como: produtividade esperada em cada poço e as taxas de recuperação destes. Isso demonstra falta de transparência na metodologia do cálculo dos *impairments*. Nessa linha dois casos detestes de *impairments* realizados pela Petrobras causam estranheza: campo de Papa-Terra com baixa de R\$ 9 bilhões; e campo de Frade com baixa de R\$ 1 bilhão. Nestes reservatórios a Petrobras possui parceria com a petroleira americana Chevron. Ao consultar os balanços dessa empresa, não há nenhum *impairment* sobre esses dois campos [2]. Os contínuos processos de reavaliação (*impairment*) dos preços dos ativos realizados pela gestão da Petrobras, principalmente no segmento de E&P, também parecem ter como objetivo a depreciação de seu valor (além dos fatores econômicos) a fim de atrair investidores estrangeiros para aquisição de tais ativos. Nos últimos anos, as condições para as vendas de ativos no setor de óleo e gás tornaram-se muito difíceis, seja pela redução dos investimentos que todas as petroleiras estão fazendo, ou pela aversão aos riscos destas empresas neste momento de baixa no preço do barril. Além desta tentativa de atender aos interesses do mercado externo, o processo de contínuos e volumosos testes de *impairment* evidencia uma visão de curto prazo, imediatista na atual direção da Petrobrás, tendo como objetivo central a redução acelerada de sua alavancagem por meio da venda de ativos estratégicos (que poderiam gerar fluxo de caixa futuro) com valores mais baixos. Assim, fica claro o descompromisso da atual gestão com os desafios de longo prazo, deteriorando o papel central que a Petrobrás tem como ferramenta do desenvolvimento nacional.

Hoje, a Petrobrás se viabiliza pelas reservas que ainda não lhes foram retiradas e, também, pelos mais de 2,2 milhões de barris diários de petró-

leo produzidos no pré-sal (óleo leve e de maior valor) da Bacia de Santos, contra 730 mil barris nos pós-sal da Bacia de Campos, produzindo óleo pesado de menor valor. Os da Bacia de Campos, em grande parte, já são campos declinantes em sua produção, pois datam das décadas de 1980 e 1990, descobertas propiciadas pelo monopólio constitucional do petróleo então vigente. O custo de extração da Petrobrás são de 8 dólares, no pós-sal da bacia de Campos, e de, apenas, 3,5 dólares no pré-sal da bacia de Santos, sem considerar as participações governamentais (royalties, participações especiais e toda a carga tributária), acrescidas dos custos logísticos e de afretamento, segundo dados divulgados pela própria Petrobrás. Se hoje o barril de petróleo chega ao nível de 130 dólares, é razoável supor que haja um espaço razoável para abrigar o preço dos derivados, pois a eficiência da Petrobrás deve beneficiar toda a nação e não só aos acionistas.

Lembremos que Pedro Parente, como muitos outros céticos, declaravam que essa história de pré-sal era um fetiche de petistas. Igualmente, os próceres da mídia comercial, Miriam Leitão e Sardenberg à testa, os quais disseram, primeiramente, que o pré-sal não existia e, depois de contrariados pelas evidências empíricas, passaram a dizer que a Petrobrás não teria capacidade de explorar e produzir o petróleo do pré-sal, porquanto estivesse excessivamente endividada. Essas falas são uma rematada estultícia, pois os verdadeiros investidores disputam os papéis de dívida emitidos pela Petrobrás, que tem na própria produção de óleo uma garantia sólida e rentável, para cada ativo isoladamente, ao qual é atribuído um CNPJ específico, como é ínsito ao conceito de *Project Finance*, ou financiamento de projetos, que tem base nos fluxos de caixa projetados para aquele específico empreendimento e não nos balanços patrimoniais dos seus patrocinadores, quer dizer, da empresa inteira que toma o financiamento garantido no próprio empreendimento. Parece que essas Cassandras da mídia hegemônica, ou amestrada, como diria Hélio Fernandes, se deixaram contaminar pela visão dos especuladores de curto prazo que ficam fazendo *day trade*, em

um quarto escuro, alienados da economia real. A verdade pura e simples é que se uma empresa tem reservas de óleo, o capital financeiro faz fila para aportar os recursos necessários.

Interessante notar que na gestão do general Joaquim Silva e Luna se deliberou pela construção do segundo trem de refino de Abreu e Lima, o que revela não ser aquele projeto destituído de racionalidade como se alardeou por muito tempo. Realmente, é muito mais sensato despendar 1,3 bilhão de dólares, comopassou a constar do Plano Estratégico 2040 e Plano de Negócios e Gestão 2019-2023, que também deve ser usado no primeiro trem, para a conclusão da unidade de redução de emissões atmosféricas (SNOX), e a ampliação do processamento em projetos para atender mercado de Diesel S-10, do que pagar dezenas de vezes mais em importação de derivados dos Estados Unidos. A refinaria Abreu e Lima foi uma das obras afetadas pela Lava Jato com a supressão do seu segundo trem de refino, reduzindo a capacidade dos 260 mil barris originalmente projetados para apenas 130 mil barris, metade do previsto.

Dezenas de outras obras foram paralisadas por interferência da Lava Jato, que pressionou a Petrobrás a bloquear os pagamentos de faturas, correspondentes às etapas de obras já concluídas, levando as empreiteiras à insolvência sem que houvessem sido declaradas inidôneas no devido processo, na forma do artigo 87, parágrafo terceiro, da Lei de Licitações que estabelecia a competência para impor essa sanção administrativa ao ministro de estado ao qual a Petrobrás se encontra vinculada e jungida ao poder de supervisão ministerial. Jamais essa competência poderia ser usurpada pela Lava Jato, que compeliu a Petrobrás à prática de um inusitado bloqueio cautelar, totalmente à margem da lei.

Das 4 refinarias em construção, durante os governos petistas, só a pequena Clara Camarão foi concluída (aliás já vendida a preço vil) e a Abreu e Lima (crucial para o refino de diesel) concluída pela metade. Algumas obras com quase 90 por cento de conclusão foram abruptamente pa-

ralisadas como foi o caso da UFN3, a Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados de Três Lagoas, com grave prejuízo para o Brasil, que é dependente de importações, sobretudo da Rússia e Bielorrússia, regiões hoje atingidas por embargos sancionatórios e dificuldades logísticas, por força do conflito na Ucrânia. Pedro Parente chegou a fechar a Fábrica de Fertilizantes Araucária Nitrogenados, que poderia socorrer as vítimas da Covid 19, ao ser reconvertida para a produção de oxigênio. Fechou essa e outras Fábricas de Fertilizantes no Nordeste por não encontrar compradores, segundo ele, que já teve passagem por concorrentes da Petrobrás no setor de fertilizantes, como a Bunge e Cargill. Setor em que a Petrobrás ingressou por decisão do presidente Ernesto Geisel, visando dar suporte à expansão da fronteira agrícola brasileira para o cerrado e outras regiões que não eram interessantes para as multinacionais do ramo atuantes àquela época no Brasil.

Tornando ao tema da Lava Jato, lembremos-nos que, ainda em 2012, muito antes de eclodir a midiática operação, a presidente Dilma Rousseff defenestrou da diretoria da Petrobrás os famigerados Paulo Roberto Costa e Nestor Cerveró, cuja delação menciona familiares de Serra e FHC, e, também, Pedro Barusco, que confessou receber propina desde 1997, embora isso não viesse ao caso para Sérgio Moro, pois não se poderia melindrar um aliado. Todos aqueles personagens foram guindados à diretoria executiva da Petrobrás, em estrita observância ao plano de sucessão gerencial e da alta administração, vigente desde FHC, quando já detinham experiência de diretoria em subsidiárias ou no topo da carreira gerencial da própria *holding*. Aqueles gestores, capturados por interesses espúrios desde longa data, como bem depois se revelaria por autoridades suíças e norte-americanas, foram todos eles exonerados por iniciativa de Dilma Rousseff antes mesmo da eclosão da operação Lava Jato, que é de 2014 e contaria com o auxílio luxuoso de todo o aparato de espionagem dos EUA, tal como seria denunciado por Eduard Snowden. A espionagem revelada por Snowden se deu contra Dilma Rousseff e, também, Angela Merkel, chancelar da Alemanha

(provavelmente com foco no gasoduto Nord Stream) e, sobretudo, espionagem industrial sobre a Petrobrás, bem como suporte técnico ao lawfare contra Lula da Silva. Tais fatos são reconhecidos publicamente por membros do próprio Departamento de Justiça dos EUA, o DOJ, em evento público no qual celebram o fato de terem atuado ilegal e clandestinamente em conjunto com a Lava Jato. Fruto destas articulações, de um juiz suspeito e incompetente, como hoje reconhece o STF e a própria ONU, impediu-se a candidatura de Lula em 2018, quando era favorito no pleito presidencial, abrindo o caminho para eleição de um governo, antinacional e antipopular, comprometido com a privatização e destruição do estado de bem-estar social que aprofundaria e aceleraria o desmonte da Petrobrás, essa alavanca poderosa que, se aplicada ao ponto de apoio correto, materializado no pré-sal sob o regime de partilha originalmente delineado no governo Lula, permitiria ao Brasil mover o mundo, parafraseando Arquimedes.

A Petrobrás não usa recursos públicos provenientes de impostos para se financiar. Toda a sua receita é auferida no competitivo mercado capitalista de petróleo. Recursos públicos são mera ficção jurídica na Petrobrás que é uma sociedade de economia mista com autonomia financeira em relação ao Tesouro Nacional, razão pela qual pode remunerar seus empregados sem observância do limite estabelecido no teto constitucional que é igual aos proventos de ministro do STF. Aliás, o fluxo de recursos financeiros é da Petrobrás para a União, que é a maior contribuinte de todos os impostos federais, estaduais e municipais. Além de royalties do petróleo de valor inestimável. Quando se fala dos milhões devolvidos pelos delatores, se esquece de ver o prejuízo bilionário causado pela Lava Jato à imagem da Petrobrás e, também, de diversas empresas brasileiras, como a Embraer, a Braskem por exemplo, devido à colaboração ilegal e clandestina da Lava Jato com outros países que, assim, se livraram de concorrentes brasileiros, notadamente os EUA, como no caso da Odebrecht que fez obras de modernização no aeroporto de Miami. O exército brasileiro também substituiu

a Odebrecht Defesa pela Elbitz israelense como fornecedora do Sistema Integrado de Monitoramento de Fronteira-SISFRON, concebido na Estratégia Nacional de Defesa, aprovada em 2008, pelo governo Lula da Silva. O Programa de Submarinos Nucleares-PROSUB, em parceria com a França e a Odebrecht Defesa, no estaleiro de Itaguaí também vem arrostando muitas vicissitudes para sobreviver, não tão vis como aquelas desencadeadas pela Lava Jato contra o almirante Othon Luiz Pinheiro da Silva, o pai do desenvolvimento de tecnologias nucleares no Brasil, que foi lançado ao cárcere, já octogenário pelos abjetos métodos de *lawfare* (perseguição judicial movida por disputa político-econômica) da Lava Jato contra tudo que fosse nacional ou popular. Não por acaso, o general Nelson Werneck Sodré (1911-1999), ilustre historiador e autor de 56 livros, cunhou a frase: SÓ É NACIONAL O QUE É POPULAR.

Infelizmente, a Lava Jato se ocupou mais da politização das delações, sendo leniente com os delatores dúcteis aos seus propósitos de perseguição seletiva e politização do judiciário em detrimento do devido processo legal e da preservação dos empregos destruídos no altar da hipocrisia e das empresas que são, ou eram um patrimônio nacional, com projeção mundial pela proficiência na execução de seus misteres. Não só obras na América Latina e África, com apoio do BNDES, conforme idealizou Geisel, criador do Proex do BNDES e do pragmatismo responsável que o levou a reatar relações com a República Popular da China e reconhecer os governos de Angola e Moçambique, antes da própria União Soviética, invocando a nossa identidade lusófona, mas, sobretudo, visando projetar a engenharia nacional nestes países e, a partir daí, no mundo inteiro. Não foi Lula da Silva quem inventou isso. Mas o governo do PT foi além do general Geisel e se aliou às maiores economias emergentes, no BRICS, como seu banco de fomento mais poderoso do que o Banco Mundial. Esse arranjo formidável da política externa ativa e ativa de Lula e Celso Amorim se materializou em Fortaleza durante a gestão Dilma Rousseff.

Por oportuno, um esclarecimento sobre a questão da refinaria de Pasadena merece especial

atenção. Além daquela ter acesso, por força de contrato, ao *Colonial Pipeline*, que liga Pasadena à Nova York, havia óleo cru e insumos para refino estocados, quando da aquisição dos 50% das ações, e vendedor havia quitado débitos tributários trabalhistas e ambientais vultuosos. Todos estes haveres foram considerados pelo City Group e pela MacKinsey que auditaram a operação de compra e respectiva *due diligence*, sendo que ambas as instituições validaram a justeza do preço e sua compatibilidade com os preços praticados no mercado. Não houve sobrepreço naquela aquisição, apesar do TCU insistir em dizer que havia por pelo menos 3 razões: o preço total pago pela ASTRA para adquirir Pasadena do antigo dono, a Crown envolveu a assunção das dívidas acima mencionadas, um contrato de arrendamento da refinaria em uma parcela final de 42 milhões de dólares. Chegou-se, assim, ao valor total de, aproximadamente, 360 milhões de dólares.

A Petrobrás comprou os 50% restantes por 720 milhões de dólares em 2006, com o mercado bastante aquecido, pois 2006 foi considerado o ano de ouro do refino, tendo havido 11 operações de compra e venda de refinarias no mundo. A métrica mundialmente aceita para definir o preço de uma refinaria é a relação dólar por barril. Naquele ano de 2006, o preço das 11 aquisições variaram de 3,2 mil a 18,6 mil dólares por barril de destilação. A Petrobrás comprou a Refinaria de Pasadena na faixa de 7,2 mil dólares por barril de destilação, abaixo da mediana dos preços praticados em 2016. É preciso lembrar que a segunda metade das ações teve seu preço final determinado por uma arbitragem internacional, pois o sócio privado que detinha os demais 50% das ações se recusava a realizar as obras que a Petrobrás entendia necessárias. Tal desinteligência entre os sócios se resolveu mediante arbitragem por força da cláusula compromissória que é padrão em negociações deste jaez. A arbitragem foi desfavorável à Petrobrás que, ainda, tentou questionar o Laudo Arbitral em juízo nos Estados Unidos, porém sem sucesso, o que majorou ainda mais os restantes 50% das ações.

Por fim, no ano de 2019, a Refinaria de Pasadena foi vendida à Chevron por 566 milhões de dólares, proporcionando um significativo ganho cambial à Petrobrás que havia adquirido a refinaria com um real mais apreciado frente ao dólar norte-americano. A lógica que presidiu a aquisição da Refinaria de Pasadena era ganhar as margens de refino do óleo pesado do pós-sal que a Petrobrás exportava para os EUA para comprar óleo leve raro no Brasil e fazer um blend (mistura) com o nosso óleo mais pesado pós-sal para processar mais facilmente os derivados em nossas refinarias, originalmente projetadas para óleo leve, nas décadas de 1960 e 1970, em sua maioria quando importávamos quase todo o óleo dos países árabes e não havíamos, ainda, descoberto a Bacia de Campos.

Quando surgiu o pré-sal com óleo leve, de excelente qualidade na Bacia de Santos, nem haveria mais necessidade de adaptar a refinaria de Pasadena para processar óleo pesado exportado da bacia de Campos e, nem tampouco, de importar o leve que agora temos no pré-sal da Bacia de Santos, em abundância.

Portanto, a reforma da refinaria de Pasadena para processar óleo pesado que foi a causa do litígio com a ASTRA também não era mais necessária. O que ASTRA não admitia era parar de faturar com o refino diário e aguardar, talvez por anos, pela conclusão da reforma para processar óleo pesado e, ainda, suportando as despesas daquela obra. Por isto, a ASTRA se retirou da sociedade exigindo a precificação das suas ações pela via arbitral. A Petrobrás foi ao Judiciário dos EUA contra o Laudo Arbitral que fixou um preço excessivo para as ações da ASTRA. Porém, na *Class Action*, semelhante à nossa ação civil pública, que os fundos abutres moveram contra ela com a acusação de que o balanço patrimonial da Petrobrás não refletia os desvios da Lava Jato, a Petrobrás aceitou pagar US\$ 2,95 bilhões de dólares sem, ao menos existir uma sentença de primeiro grau. No mérito era razoável sustentar que nem os 4 Auditores Independentes que se revezam na auditoria das Demonstrações Financeiras da

Petrobrás, as famosas *big four*, conseguiram vislumbrar algum vestígio dos desvios em cada ano de auditoria. Nem, tampouco, os órgãos de controle (TCU e CGU) detectaram o desvio de 6,194 bilhões de reais, ocorridos no período de 2004 a 2014 com base em relações premiadas, o que foi reconhecido no balanço patrimonial de 2014 da Petrobrás. Sucede que, neste mesmo período de 2004 a 2014, a Petrobrás faturou mais de 2,4 trilhões de reais. Assim sendo, o sobrepreço, ou superfaturamento, equivaleria a um percentual de 0,25% sobre o faturamento em igual período, que tornava os desvios imperceptíveis para quaisquer sistemas de controle interno ou *compliance*, como está em voga dizer. Tal percentual de 0,25% é considerado imaterial, segundo as regras contábeis internacionais. Tanto assim que os auditores externos internacionais, as chamadas *big four* (Deloitte, KPMG, PWC, Ernst & Young) foram incapazes de detectá-lo, o que as levou a assinar os balanços patrimoniais de 2003 até o ano de 2013, sem ressalvas neste particular.

Digna de nota é a iniciativa inusual adotada pela Petrobrás, naquela *class action* que os detentores de ADRs nos EUA moveram contra ela sob o argumento de que o balanço patrimonial da Petrobrás não refletiria os desvios apontados pela Lava Jato. Tão logo instaurada aquela *class action* nos EUA, a Petrobrás, comandada por Pedro Parente não aguardou sequer a sentença de primeiro grau, quanto mais a teve veleidade de recorrer à segunda instância judicial como acontece nas reclamações trabalhistas em que a Petrobrás posterga o deslinde final de todas as maneiras, por décadas, o pagamento de seus empregados. A procrastinação por parte do Réu em todo tipo de ação judicial é o que de ordinário acontece no dia a dia forense, sendo uma conduta mais antiga do que a Sé de Braga, seja pelo esgotamento de todas as instâncias recursais, ou até mediante expedientes desleais conhecidos por chicana processual. A flagrante diferença na conduta processual, expedita no pagamento aos detentores de ADRs, sem esgotar as instâncias recursais e, de outro lado, extremamente morosa quando se

trata de causas tributárias, ambientais, cíveis ou, mesmo, reclamações trabalhistas já transitadas em julgado até pelo TST, que são postergadas ad nauseam na fase de execução, é muito reveladora do grau de captura a que a Petrobrás se encontra submetida pelo mercado financeiro. Em linha, aliás, essa conduta marcada pelo temor reverencial ao mercado financeiro, com aquela vetusta resolução do CA da Petrobrás, da era FHC, que exigia dos indicados ao cargo de presidente da estatal, dentre outros predicados e requisitos para assunção, o notório reconhecimento perante o mercado financeiro, essa entidade que inspira um temor reverencial tão nefasto quanto irracional aos turibulários incondicionais do deus Mamom.

REFERÊNCIAS

- 1 - Ver SANTOS, O. & SANTOS, A. & SILVA, P. Reconhecimento de perdas para redução ao valor recuperável de ativos: impairment em ativos de exploração e produção de petróleo. BBR. Brazilian Business Review (English Edition. Online), v. 8, p. 66-91, 2011. [2] O campo de Papa-Terra é operado pela Petrobrás e tem a parceria da Chevron em 37,5%. No caso do Campo de Frade, a Chevron é a operadora e a Petrobrás possui 30% do campo. #CloviomarPereira”

U N I D A D E I I

**A PARIDADE DE PREÇOS
INTERNACIONAIS
(PPI)**

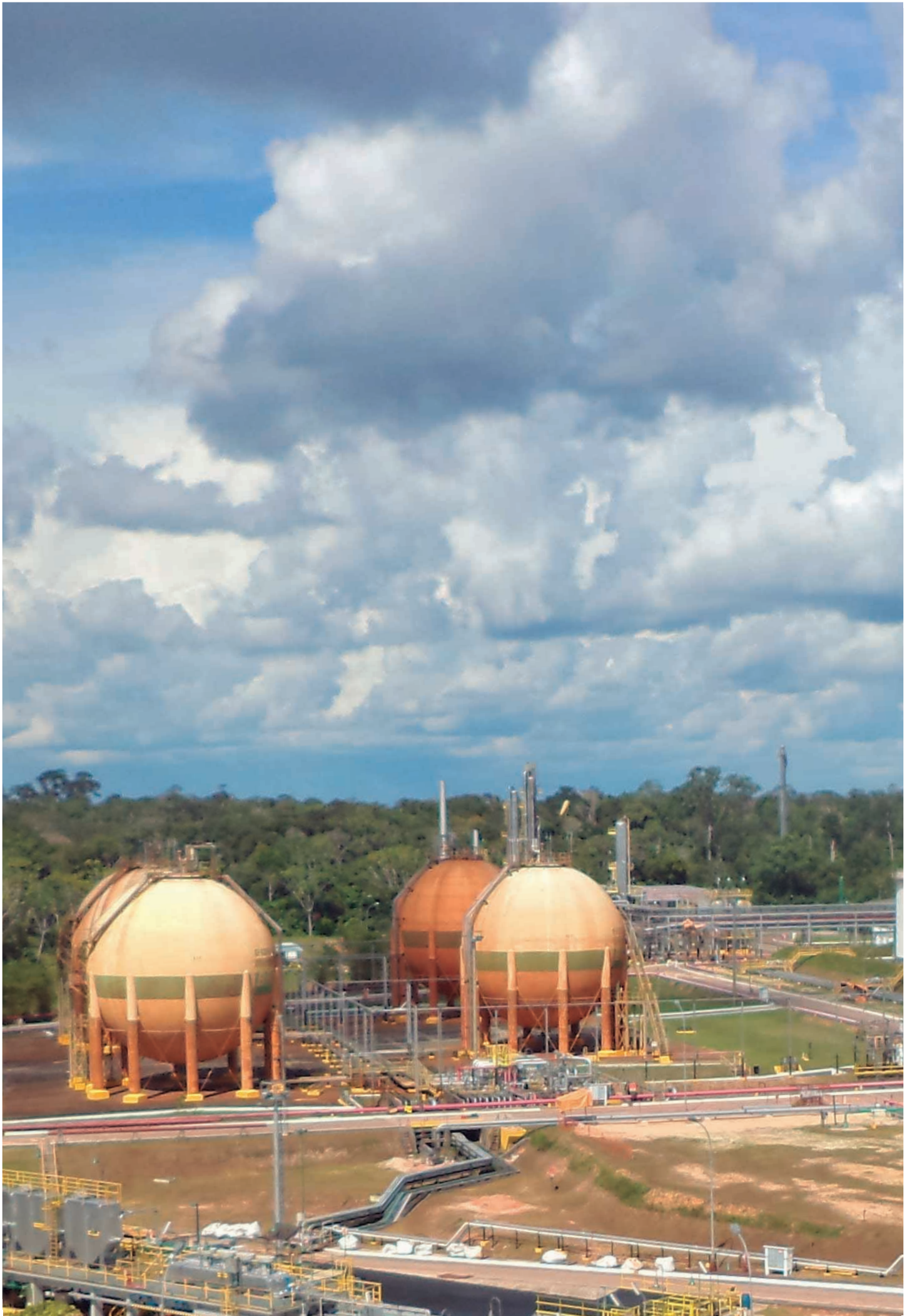


Foto: Francisco Gonçalves

CAPÍTULO 3

A POLÍTICA DE PARIDADE DE PREÇOS INTERNACIONAIS - O FATIAMENTO DA COMERCIALIZAÇÃO DE DERIVADOS

Francisco Gonçalves

3.1 - INTRODUÇÃO

A soberania energética¹ é um dos principais elementos que compõem a noção de soberania nacional e inclui a autonomia para definição da política nacional de preços. O Brasil alcançou, em 2006¹, o patamar de autossuficiência na produção de petróleo, sem conquistar, no entanto, a autossuficiência na produção de derivados, inviabilizada por questões discutidas mais à frente, ligadas à implantação da política de paridade de preços internacionais, a PPI.

A discussão em torno dos preços dos combustíveis talvez nunca esteve tão em voga quanto no entorno das eleições de 2014. Parte da população foi convencida por forte propaganda ensejada pelos setores mais conservadores de que o governo Dilma usava a Petrobrás para conter a inflação, importando derivados a preços altos e revendendo a preços menores no Brasil, trazendo prejuízos aos acionistas, criando o “mito da Petrobrás quebrada”. Ao mesmo tempo, em flagrante contrassenso, parte da população foi convencida de que os preços de derivados no mercado interno eram absurdamente altos, e de que o Partido dos Trabalhadores (PT) usaria esses recursos para se perpetuar no poder. Ambos os grupos credi-

tavam, capitaneados pelos intentos dos setores neoliberais que propunham a reversão do papel da empresa e da política de preços, acreditavam que esses pseudoproblemas só seriam resolvidos por um governo liberal que viesse a implantar o tão sonhado “livre mercado”, para reduzir os preços dos derivados via concorrência, e todos os brasileiros seriam felizes para sempre.

O Ministério Público Federal (MPF) chegou a processar Graça Foster, então presidenta da Petrobrás, e Guido Mantega, então ministro da Fazenda, sob a acusação de manterem os combustíveis a preços artificialmente baixos no governo Dilma. Segundo os procuradores² *“eles atuavam segundo orientação do governo federal, que intentava segurar a inflação, tendo em vista as eleições presidenciais de 2014”*.

A mídia chegou mesmo a divulgar³ um prejuízo de 55% em função dos “preços controlados” e a acusar o pretense motivo: *“a empresa compra petróleo e derivados do exterior e revende-os no Brasil por um preço mais baixo, controlado pelo governo, sócio majoritário da empresa. O governo faz isso na tentativa de conter a inflação no país, mas essa diferença afeta as contas da estatal.”*

Também não faltaram trabalhos acadêmicos dando suporte à teoria do prejuízo da Petrobrás

1 - Soberania energética - Capacidade de uma certa comunidade política de exercer o controle e a autoridade sobre os recursos energéticos. de maneira a regular, o uso sustentável que limite a exploração desses insumos, de forma a preservar uma margem de manobra e a liberdade de ação para minimizar os custos e as pressões exercidas por atores externos que possuem interesse na posse dos recursos. (LAHOUD, 2005 apud COLNAGO, 2020). A definição consta da Dissertação de Mestrado em Relações Internacionais da Unicamp, intitulada “Política externa brasileira no setor energético sul-americano entre 2003 e 2010” apresentada por Renan de Campos Colnago, p. 68.

em decorrência de contenção de preços, como o exemplo a seguir:

A Petrobrás foi severamente afetada pela política de preços de combustível do governo. Ao atender a crescente demanda de GLP, diesel e gasolina, cujos preços estavam abaixo de referência internacional, a empresa perdeu R 98.000 milhões dólares em renda, de 2011 a 2014. Em um período de altos investimentos devido a exploração do pré-sal, esta perda aumentou a dívida da Petrobrás e deteriorou sua situação financeira. (ALMEIDA et al, 2015). ALMEIDA et al (2015)⁴:

Com o afastamento da presidenta Dilma (mai/2016), a reversão neoliberal tomou forma com Michel Temer na presidência do Brasil e com a indicação de Pedro Parente para a presidência da Petrobrás. O sonho do “livre mercado” tornou-se realidade com a adoção da Paridade de Preços Internacionais (PPI) anunciada pela Petrobrás⁵ em 14 de outubro de 2016 como a política de preços a ser adotada na importação/revenda de combustíveis no mercado nacional, a seguir parcialmente transcrita:

A nova política terá como base dois fatores: a paridade com o mercado internacional - também conhecido como PPI e que inclui custos como frete de navios, custos internos de transporte e taxas portuárias – mais uma margem que será praticada para remunerar riscos inerentes à operação, como, por exemplo, volatilidade da taxa de câmbio e dos preços sobre estadias em portos e lucro, além de tributos. A diretoria executiva definiu que não praticaremos preços abaixo desta paridade internacional.

Perceba o tamanho do absurdo: os consumidores passaram a pagar pelos derivados produzidos no Brasil, como se fossem importados, inclusive os citados custos, que jamais serão realizados.

O sonho do livre mercado tornou-se em pesadelo, uma vez que a PPI tem levado a aumentos de preços dos derivados muito acima da inflação, sem que haja um estudo que correlacione as variações de preços com as operações de importação/revenda de derivados, com fatores internos e externos e com os resultados financeiros da Petrobrás, de modo a se comparar e demonstrar o que de fato aconteceu antes e durante a vigência da PPI.

Desde a PPI, a Petrobrás tem passado por forte inflexão na sua orientação como empresa integrada, verticalizada e vocacionada à edificação dos interesses nacionais. A sua desintegração tem sido mascarada na forma de “desinvestimentos” materializados por processos obscuros que já entregaram a preços vis a Petrobrás Distribuidora, a NTS, a TBG, a Liquigás, poços e campos de petróleo e refinarias, dentre outros ativos. A isso soma-se a PPI, que tornou os preços internos vulneráveis a variáveis exógenas como preços externos e taxa de câmbio, que têm limitado o acesso da população à energia e fez com que o sistema integrado “do poço ao posto”, comum na maioria das grandes petroleiras e dos grandes países produtores de petróleo, tenha sido desmantelado, levando o Brasil a trilhar um caminho de abandono da soberania energética, um sonho cada vez mais distante.

3.2 - UM POUCO DE HISTÓRIA

A Opção pelas Rodovias e pelos Combustíveis Fósseis

Na contramão dos países que usaram o transporte ferroviário para atingir elevado padrão de crescimento e de desenvolvimento tendo o rodoviário como complementar, o Brasil fez a opção inversa. Afonso Pena, presidente do Brasil (1906 - 1909), tinha como lema “governar é povoar”⁶. Washington Luís, também presidente do Brasil (1926 - 1930), absorveu e ampliou o lema de Afonso Pena, apregoando que: “Governar é povoar; mas, não se povoa sem abrir estradas, e de todas as

*espécies; governar é pois, fazer estradas*¹⁷. As estradas de ferro também “povoavam”, mas o lema de Washington Luís talvez seja uma grande evidência de que o *lobby* dos caminhões e dos combustíveis à base de petróleo, *lobby* rodoviário, venceu a batalha contra o *lobby* ferroviário.

São Paulo recebeu as duas primeiras fábricas de automóveis do Brasil, ambas estabelecidas na capital paulista. A primeira foi a Ford, em 1919, para a montagem do seu Modelo T, o Ford “Bigode” e em 1925 foi a General Motors. Porém, a ocupação das ruas e estradas brasileiras por carros feitos no Brasil, somente aconteceria após o fim da Segunda Guerra Mundial, com a criação do GEIA (Grupo Executivo da Indústria Automobilística), no início do governo Kubitschek¹⁸. E só em 1956 foi produzido no Brasil o primeiro caminhão movido a diesel, sendo que até então 98% dos caminhões eram movidos à gasolina.

Na década de 1930, à época do desastre com o dirigível alemão Graff Zeppelin, havia 6 mil cilindros de gás propano, utilizado como combustível, armazenados no Rio de Janeiro e em Recife. Ernesto Igel, um austríaco naturalizado brasileiro, comprou todos os cilindros e começou a revendê-los como gás de cozinha por meio da chamada Empresa Brasileira de Gás a Domicílio. Em 1955, dois anos depois de fundada, era a vez da Petrobrás começar a produzir o gás liquefeito de petróleo (GLP)¹⁹, popularizado como gás de cozinha, e seu uso, tanto doméstico como industrial, cresceu ainda mais ao longo da década de 1950. Para atender a demanda, surgiram diversas distribuidoras, e uma delas, a Mangels, desenvolveu o projeto do botijão de 13 kg, que acabaria se tornando o padrão brasileiro.

Em 1971, o então prefeito José Carlos de Figueiredo Ferraz, na tentativa de difundir o uso

de gás natural liquefeito (GNL) na cidade de São Paulo, por meio da Companhia Municipal de Gás (COMGÁS), contratou um estudo entregue em junho de 1971 que tinha como objetivo estimular o uso de gás natural importado a partir da África e do Oriente Médio como haviam feito em outras grandes cidades do mundo. Porém, a tecnologia de gaseificação e regaseificação de GN à época carregava dúvidas sobre riscos e efetividade, e além disso, houve fortes embates com a Petrobrás, que detinha o monopólio de produção e venda de derivados de petróleo, e à época já abastecia o mercado com GLP. O projeto foi enfim abortado em 1975, na gestão do prefeito Olavo Setúbal.

Do ponto de vista ambiental, vale lembrar que os automóveis e caminhões, movidos à gasolina e a diesel, substituíram as carruagens e carroças, movidas a tração animal alé de tomar muito espaço do modal ferroviário, movido a carvão. O GLP, por sua vez, venceu a batalha contra o gás natural e tomou espaço da lenha e do carvão vegetal.

A opção pelo modal rodoviário associado à não autossuficiência na produção e no refino de petróleo, trouxeram fortes fatores da dependência externa, em particular do diesel, da gasolina e do GLP. Além disso, a natureza deu ao Brasil gigantescos campos de petróleo na Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, com densidade média no limite inferior da classificação intermediária²⁰, sendo grande parte classificados como pesados, de onde veio a maior parte da produção nacional por décadas. A produção desses campos tinha baixa conversão em diesel, gasolina e GLP, portanto incompatíveis com as necessidades do Brasil. Como não se tira do petróleo o que se “quer”, e sim o que ele “dá”, de forma simplificada a dependência foi amenizada por meio da construção ou adaptação das refinarias para processar um

II - A pré-história da indústria automobilística no Brasil. Site da revista Quatro Rodas. Disponível em: <<https://quatrorodas.abril.com.br/noticias/a-pre-historia-da-industria-automobilistica-no-brasil/>> Acesso em: 28/5/2022

III - GLP é a sigla para gás liquefeito de petróleo, o popular gás de cozinha, classificado pela ANP em 4 tipos: (1) propano comercial; (2) butano comercial; (3) propano/butano e (4) propano especial (mínimo de 90% de propano e máximo de 5% de propeno). Disponível em: <www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/producao-por-centrais-de-materias-primas-petroquimicas-cpq/gas-liquefeito-de-petroleo-glp> Acesso 10/05/2022.

IV - Grau API do *American Petroleum Institute* (°API) - Expressa a densidade relativa de um óleo ou derivado. Petróleos com 30 °API ou maiores são considerados leves; entre 22 oAPI e 30 oAPI, são médios (ou intermediários); abaixo de 22 oAPI, são pesados; e igual ou abaixo de 10 oAPI são extrapesados. Quanto maior o grau API, maior o valor do petróleo no mercado. Disponível em: <www.investidorpetrobras.com.br/servicos-ao-investidor/glossario/>. Acesso em 25/06/2022.

blend^V de petróleos intermediários/pesados da Bacia de Campos e leves (importados), de modo a maximizar a produção de diesel, gasolina e GLP.

Para compensar o petróleo “intermediário/pesado” da Bacia de Campos/RJ, a natureza foi generosa e presenteou o Brasil com os campos do pré-sal, que possuem petróleos ainda intermediários, porém no limite superior, com densidade média mais próxima da classificação como “leves”, de modo que os cortes de diesel, gasolina e GLP têm sido majorados e os gargalos são cada vez mais atenuados à medida em que cresce a produção no pré-sal.

Em decorrência do Protocolo de Quioto (1997)^{VI}, a Petrobrás modernizou quase todas as suas refinarias a fim de melhorar a qualidade dos derivados, com vistas à redução da emissão de poluentes. Apesar de não aumentar a capacidade de refino, a entrada em operação das novas unidades contribuiu para mudar o perfil de derivados, aumentando principalmente a produção de gasolina e diesel, conforme a Petrobrás destacou nos textos a seguir transcritos:

Alguns dos nossos principais resultados em 2013 foram: Desenvolvimento de 38 projetos de engenharia básica e P&D, contribuindo para o Programa de Produção de Médios e Gasolina (Promega), que possibilitou o aumento da produção de gasolina em 41 mil bpd e de óleo diesel em 81 mil bpd, reduzindo a importação de derivados;

Destacamos os seguintes resultados de P&D e engenharia básica: Desenvolvimento de melhorias no processo de fracionamento nas torres de vácuo, por meio da diminuição de contaminantes

no gasóleo leve de destilação a vácuo, tornando possível seu uso para a produção de diesel. A estimativa é aumentar 3% no volume de diesel, (...)”

Além disso, a entrada em operação, em dez/2014, do primeiro trem^{VII} da Refinaria Abreu e Lima – RNEST, localizada em Ipojuca/PE, também contribuiu para o aumento da capacidade de produção nacional de diesel. Foi projetada para uma taxa de 70% de conversão de petróleo em diesel, a maior taxa entre as refinarias brasileiras.

3.3 - METODOLOGIA E ESCOPO

O período estudado neste trabalho vai de jan/2010, último ano do segundo governo Lula, até dez/2021, terceiro ano de Bolsonaro. O estudo foi dividido em dois subperíodos^{VIII}: antes da PPI (2010-16) e durante a vigência da PPI (2016-21), sendo também analisados os governos em separado e períodos específicos..

Este trabalho tem como objetivos estudar: (I) a correlação entre os volumes de importação e exportação¹¹, produção¹², ¹³, ¹⁴ e vendas totais no mercado nacional, e em particular pela Petrobrás; (II) os resultados financeiros estimados da Petrobrás com importação/revenda e produção-refino¹⁵/vendas, buscando eventuais correlações com as receitas totais de vendas e resultados líquidos; (III) a evolução e a correlação entre os preços no varejo nacional¹⁷, nas refinarias/importadores¹⁸, da Petrobrás¹⁹, da PPI²⁰ e na Costa do Golfo dos EUA^{IX} (*spot price FOB*)²¹; (IV) observar eventuais correlações com a variação dos preços do *Brent*^X,²², com a cotação do dólar²³ e com a inflação oficial no Brasil (IPCA)²⁵. A partir desses

V - *Blend* - Termo corriqueiro usado nas refinarias para expressar a carga processada quando composta por dois ou mais tipos de petróleo.

VI - Protocolo de Quioto é um documento assinado em 1997 por países desenvolvidos com o principal objetivo de controlar e reduzir a emissão de gases como o gás carbônico, por exemplo, que podem comprometer a camada de ozônio e em consequência, contribuir para o aquecimento global. Site da Convenção-Quadros das Nações Unidas para Mudanças Climáticas. What is the Kyoto Protocol? Disponível em: <https://unfccc.int/kyoto_protocol>. Acesso em: 20/6/2022.

VII - Trem - Termo corriqueiro usado para um conjunto de unidades de processo em sequência. A RNEST foi projetada com dois “trens”, cada um com capacidade para processar 115 mil bbl/dia. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/refinaria-abreu-e-lima.htm>>. Acesso em 25/2/2022.

VIII - Os dados usados no presente trabalho disponibilizados pela Petrobrás são trimestrais ou anuais, de modo que fica inviável fazer um rateio para cobrir os períodos “quebrados” pelas transições (i) na relação entre os preços nas refinarias/importadores e na Costa do Golfo dos EUA (set14-nov14) e pós implantação da PPI (out/2016). Dessa forma, as análises contemplam preferencialmente anos “cheios”, sendo feitas eventuais referências a intervalos que contenham períodos “quebrados” quando necessárias para análises específicas.

IX - A Costa do Golfo dos Estados Unidos, Costa Sul ou 3.^a Costa, compreende os estados americanos banhados pelo Golfo do México: Texas, Louisiana, Mississippi, Alabama e Flórida, conhecidos como Estados do Golfo. Doravante será citada apenas como “Costa do Golfo”.

X - Brent - Petróleo que foi produzido na região do Mar do Norte (Europa), importante classificação de negociação do petróleo bruto leve, comercializado na Bolsa de Londres, e que funciona como um dos principais preços de referência para a comercialização do petróleo bruto em todo o mundo. Disponível em: <https://www.ipea.gov.br/desafios/index.php?option=com_content&id=2083:catid=28> Acesso em 5/6/2022.

dados e correlações discute-se ainda: (V) os objetivos do negócio da Petrobrás; e (VI) avaliação das condicionantes que levaram à PPI, bem como as alternativas em discussão, procurando a mais viável e favorável à soberania energética nacional.

O diesel, a gasolina e o GLP foram escolhidos por serem os derivados mais consumidos pela população e cujos preços impactam forte e diretamente na economia, sobretudo no processo inflacionário. A região da Costa do Golfo foi adotada como referência²⁵ por ser sido, em 2021, a origem das importações de 82% de diesel (no caso o diesel *ultra low sulfur -ULS* - equivalente ao diesel A/S-10 no Brasil), 89% da gasolina A e 75% do GLP (no caso o propanoⁱⁱⁱ, uma das formas de apresentação do GLP comercializadas no Brasil).

Os preços dos derivados apresentados são médios mensais. Os valores em dólares por galão (US\$/gal) foram convertidos para reais por litro (R\$/ℓ) usando a cotação do dólar²³ do último dia útil de cada mês. A conversão do GLP (volume em massa) foi realizada à razão de 0,508 kg/ℓ, comprimido entre 4 e 7 kgf/cm². O propano foi

convertido à razão de 2,21 quilos por galão americano (kg/gal)²⁶, sendo o galão americano equivalente a 3,79 litros e os volumes de petróleo e derivados foram convertidos à razão de 159 litros por barril (ℓ/bbl)²⁷ ou 6,29 barris por metro cúbico (bbl/m³). A fim de permitir uma análise teoricamente na mesma base, todos os dispêndios, receitas e resultados financeiros foram atualizados pelo IPCA²⁴ – base dez/2021.

A Figura 3-1 foi produzida a fim de permitir avaliar a evolução e/ou eventuais interrelações entre as variáveis objeto do presente trabalho com a evolução do PIB e da inflação, ao longo da série em estudo.

3.4 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

3.4.1 - Vendas, Produção e Importação/Exportação

As Figuras 3-4 (diesel), 3-9 (gasolina) e 3-14 (GLP) mostram que entre 2010 e 2014 o Brasil já importava em média o equivalente a 21% do diesel, 9% da gasolina e 35% do GLP produzidos

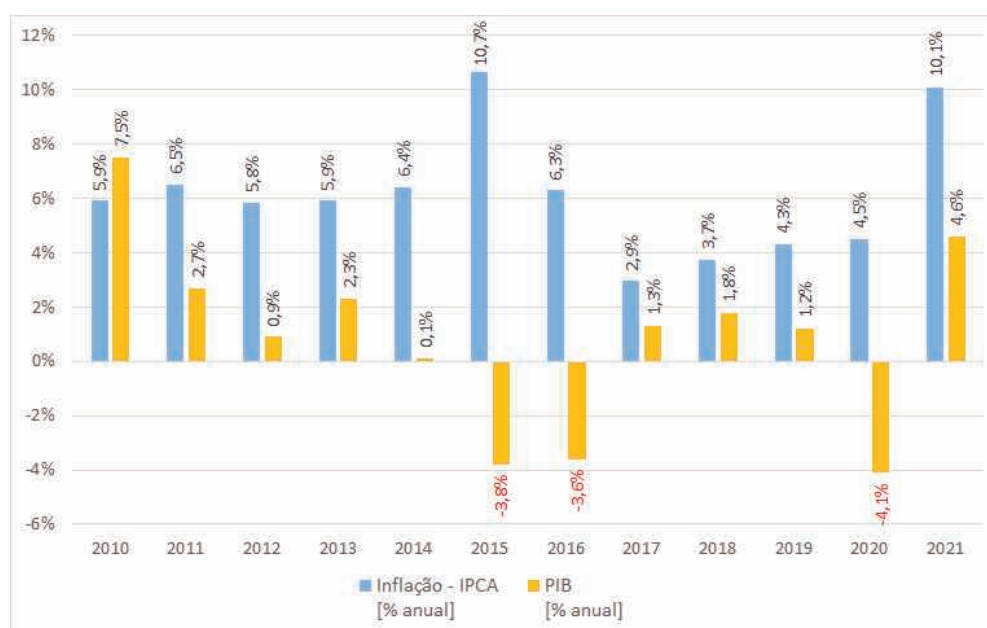


Figura 3-1 – Evolução do PIB²⁸ e da inflação anual, medida pelo IPCA²⁴, no Brasil, entre 2010-21.

no Brasil^{XI, XII} o que demonstra o grau de dependência. Esse período foi marcado por forte crescimento de produção e vendas, em particular de diesel e gasolina, e menos pronunciado de GLP, em grande parte como reflexo do cenário de moderado crescimento econômico (Figura 3-1). A modernização das refinarias da Petrobrás parece ter surtido efeito, de modo que, entre 2010-14 a produção nacional de diesel cresceu 20% (Figura 3-4) e a produção nacional de gasolina cresceu 30% (Figura 3-9), período em que o Fator de Utilização das refinarias (FUT – ver item 3.4.1) se manteve acima de 90% (Figura 3-2). A produção de GLP, por sua vez, cresceu 7% entre 2010-12 (Figura 3-14), depois caiu junto com o FUT.

3.4.2 - Evolução dos Preços

A evolução de preços e variáveis correlatas são estudadas a partir das Figuras 3-5, 3-10 e 3-15, resumidas por meio das Figuras 3-7, 3-12 e 3-17, que apresentam os recortes entre o início e o final (designados “ponta a ponta”) de cada período (pré-PPI ou na vigência da PPI), bem como para os diversos governos e sub-períodos.

Deve-se atentar ainda que a simples comparação de ponta a ponta pode ser útil se a variação for aproximadamente linear, como foram os preços internos^{XIII} até a implantação da PPI. Porém, o comportamento errático dos preços externos em geral e os internos na vigência da PPI, faz com que essa prática induza a distorções^{XIV}. Dessa forma, a variação dos preços precisa ser analisada em conjunto com as Figuras 3-6, 3-11 e 3-16, que apresentam as correlações entre os preços médios anuais dos combustíveis nos diversos si-

tes ou segmentos de venda.

Na essência, as Figuras 3-6, 3-11, e 3-16 põem uma lupa sobre cada ano, esclarecendo distorções ao longo de todo o período, enquanto as Figuras 3-7, 3-12 e 3-17 buscam esclarecer eventuais distorções decorrentes de mudanças bruscas no comportamento dos preços, como as observadas a partir de set/2014 no governo Dilma, a partir de set/2018 sob Temer e de out/2021 sob Bolsonaro.

As Figuras 3-5, 3-10 e 3-15 mostram ainda que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), passou a informar os preços oficiais da PPI³⁶ (L4-A) apenas a partir de nov/2018 enquanto a Petrobrás¹⁹, por sua vez, passou a informar seus preços de venda apenas a partir de jun/2018 para diesel e gasolina e a partir de ago/2019 para GLP.

Antes da PPI, até o início de 2014, os preços do diesel e do GLP nas refinarias/importadores (Figuras 3-5 e 3-15) alternaram momentos acima e abaixo da Costa do Golfo enquanto os preços da gasolina (Figura 3-10) nas refinarias/importadores (Figura 3-10) estiveram predominantemente acima da Costa do Golfo, em um cenário de moderadas oscilações do dólar e do *Brent*. A partir de set/2014, a disparada na cotação do dólar parece ter compensado a queda nos preços externos, amenizando impactos na política de preços.

As Figuras 3-5, 3-10 e 3-15 mostram que mesmo com a presidenta Dilma afastada em mai/2016, a política de preços do seu governo, independente das perturbações externas e das oscilações do dólar, foi mantida para o diesel e para a gasolina até out/2016 e para o GLP até jun/2017,

XI - É tentador pensar nas vendas nacionais como a soma dos volumes importados e produzidos menos os exportados, porém, os volumes importados e produzidos são sempre diesel A ou gasolina A, enquanto as vendas nacionais dizem respeito ao diesel B, que contém 10% de biodiesel, ou à gasolina C, que contém 27% de etanol. O GLP não recebe complementos que impliquem em alteração de volume. É importante destacar que os volumes de venda da Petrobrás também são relativos à gasolina A e ao diesel A, os mesmos produtos importados, produzidos e/ou exportados. Dessa forma, a participação dos volumes importados é sempre feita em relação aos volumes produzidos, e a participação da Petrobrás nas vendas nacionais é citada apenas como uma referência a mais. Entre 2010-14, os volumes importados foram correspondentes a 20% do diesel, 7% da gasolina e 27% do GLP vendidos/consumidos no Brasil.

XII - Apesar da nota “x”, os volumes vendidos ainda são menores do que a soma dos volumes importados e produzidos, menos os exportados, o que não parece razoável, mesmo considerando os estoques, que são aproximadamente constantes. Consultamos a ANP e a Petrobrás a respeito, sem resposta até a publicação do livro.

XIII - Quando citados em conjunto, os preços dos derivados no varejo nacional e nas refinarias/importadores serão tratados como preços internos; semelhantemente, os derivados da Costa do Golfo e o Brent serão tratados como preços externos.

XIV - Exemplo: em dez/2018, ao final do governo Temer, os preços do diesel nas refinarias/importadores e no varejo nacional eram respectivamente 7% e 13% maiores do que em out/2016. No entanto, em set/2018, apenas três meses antes, a alta era de 34% nas refinarias/importadores e 21% no varejo nacional, também em relação a out/2016.

quando os preços internos evoluíram em padrões semelhantes, em patamares bem definidos, intercalados com reajustes mais pronunciados a intervalos regulares, com certa estabilidade, com reajustes descolados das oscilações dos preços externos e dessa forma contribuindo para o bom desempenho dos mais diversos negócios que usavam o diesel, a gasolina e o GLP como insumos. Por outro lado, ao longo de todo o período em estudo, os preços externos também seguiram padrões semelhantes entre si, mas com variações erráticas e grandes oscilações. A vigência da PPI foi marcada pela transferência das oscilações dos preços externos para os preços internos, o que implicou em instabilidade e imprevisibilidade, certamente prejudicando os negócios correlatos.

Vale destacar também, que os preços por litro do diesel e da gasolina (Figuras 3-5 e 3-10) na Costa do Golfo são maiores que os preços por litro do *Brent*, o que dá uma noção do valor agregado no processo de refino, porém, tal não se aplica ao GLP (Figura 3-15).

Como a maioria dos consumidores, o povo em geral, não compra os derivados em estudo nas refinarias/importadores, mas sim nos postos de combustíveis e/ou revendas de GLP (varejo), onde as variações nos preços são sentidas de fato, nas Figuras 3-5, 3-10 e 3-15 foram plotadas as linhas [L2] que mostram a evolução dos preços no varejo, comparados aos preços nas refinarias/importadores; e como não têm relação direta com a PPI, a relação entre os preços no varejo nacional será tratada de forma resumida mais à frente, em um tópico específico.

3.4.3 - Resultados Financeiros

São analisados os resultados financeiros da Petrobrás com importação/revenda e produção-refino^{xv}/vendas dos derivados em estudo, à luz das receitas globais de vendas e dos resultados líquidos apresentados nas Figuras 3-7, 3-11 e 3-15, tendo como objetivo contrapor os resultados antes e na vigência da PPI. Vale lembrar que

os dispêndios com as operações de importação e as receitas de vendas de diesel, gasolina e GLP são dados oficiais informados pela Petrobrás, mas as receitas decorrentes das vendas das frações importadas e os respectivos resultados foram estimados a partir da participação das importações nas vendas, de modo que se prestam a uma análise puramente macro, porém capaz de demonstrar coerências ou apontar distorções.

A respeito das Figuras 3-8, 3-13 e 3-18, os dispêndios com importação de derivados [C1] foram estimados a partir da razão entre os volumes importados pela Petrobrás e os volumes importados nacionais (Figura 3-4) em relação aos dispêndios nacionais oficiais com importação informados pela ANP²⁸. As receitas relativas à revenda de derivados importados [C2] foram estimadas a partir da razão entre os volumes oficiais importados e vendidos (Figura 3-4) em relação às receitas oficiais de vendas totais de cada derivado, informadas pela Petrobrás²⁹; As colunas [C3]=[C2]-[C1] consolidam os resultados estimados com importação/revenda de cada derivado. Os custos de produção-refino¹⁴ [C4] foram compostos a partir dos dados oficiais disponibilizados pela Petrobrás³³. As receitas de produção-refino/vendas [C5] foram estimadas pela diferença entre as receitas oficiais de vendas totais de cada derivado³⁰ e as receitas estimadas com a revenda [C2] de cada derivado. As colunas [C6]=[C5]-[C4] consolidam os resultados financeiros estimados das operações de produção-refino/vendas de cada derivado. As receitas totais de vendas [L1]³⁰, e os lucros líquidos globais [L2]³¹, são dados oficiais informados pela Petrobrás.

3.4.4 - Conceitos-chave

A seguir são apresentados alguns conceitos fundamentais para o entendimento mais amplo das políticas de preços de derivados.

Fator de Utilização (FUT) das Refinarias - Trata-se da relação entre a carga processada e a capacidade de refino, sempre menor que 100% em função de paradas de unidades para manu-

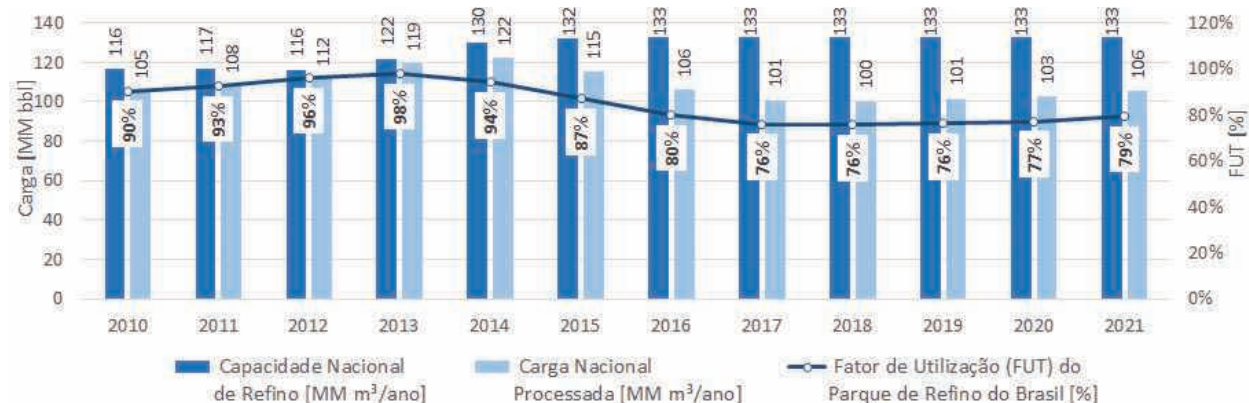


Figura 3-2 – Evolução da capacidade de refino, da carga processada e do Fator de Utilização (FUT) das refinarias no Brasil, entre 2010-2021.

tenção programada, feitas em sistema de rodízio e por questões de segurança operacional. Difere do Fator de Utilização Efetivo (FUE), que é calculado em relação à carga autorizada pela ANP. É um conceito importante por guardar estreita relação com a variação da produção e, indiretamente, do volume das importações.

A Figura 3-2 mostra que a Petrobrás começou a reduzir o FUT do parque nacional de refino já a partir de 2014, com impactos que serão discutidos mais adiante e que foram peças-chaves para a implantação da PPI. O FUT cresceu 8% entre 2010-13 e a partir de 2014 começou trajetória de queda até o patamar de 76% mantido entre 2017-19. Entre 2019-21 o FUT teve um tímido crescimento de modo que chegou em 2021 a 79%.

Custos de Produção-Refino e Preço Interno de Transferência (PIT) – Tratam-se de conceitos muito importantes e que ajudam a entender

se, de fato, a Petrobrás precisaria mesmo praticar a PPI. São valores frequentemente estimados de forma grosseira, via de regra sem fontes confiáveis e que geram mais dúvidas que certezas. Para cobrir esse lapso, a Tabela 4-3 mostra a evolução do custo de produção inicial (*lifting cost*) [C1], do custo de produção intermediário [C2], que agrega ao *lifting cost* os custos de transporte e afretamento e também do que chamamos de custo de produção-refino^{xv} [C7], que agrega as participações governamentais e o próprio custo de refino, com valores entre 2010-21 no Sistema Petrobrás, que também serão usados, mais à frente, para comparar os resultados financeiros da Petrobrás entre produção-refino/vendas e impostação/revenda dos derivados em estudo.

Ano	[C1] Lifting Cost		[C2] Lifting Cost + transp + afret		[C3]= [C2]/[C1] (US\$)	[C4]= [C2] + Part Gov		[C5]= [C4]/[C1] (US\$)	[C6] Custo do refino (Brasil)		[C7] = [C4] + [C6]		[C8]= [C7]/[C4] (US\$)	[C9] Preço Interno de Transferência (PIT)		[C10]= [C9]/[C4] (US\$)	[C11] Brent médio		[C12]= [C7]/[C11] (US\$)	[C13]= [C9]/[C11] (US\$)	[C14] Dólar médio de venda (R\$/US\$)
	[US\$/boe]	[R\$/boe]	[US\$/boe]	[R\$/boe]		[US\$/boe]	[R\$/boe]		[US\$/boe]	[R\$/boe]	[US\$/boe]	[R\$/boe]		[US\$/boe]	[R\$/boe]		[US\$/boe]	[R\$/boe]			
2010	Nota (1)	Nota (1)	10,03	17,58	Nota (2)	24,64	43,48	246%	4,33	7,57	28,97	51,05	118%	74,66	131,40	303%	79,47	139,87	31%	94%	1,76
2011	Nota (1)	Nota (1)	12,59	21,19	Nota (2)	32,52	55,04	258%	4,98	8,37	37,50	63,41	115%	102,24	170,74	314%	111,27	185,82	29%	92%	1,67
2012	Nota (1)	Nota (1)	13,79	26,97	Nota (2)	33,70	65,91	244%	3,44	6,73	37,14	72,64	110%	104,60	205,02	310%	111,58	218,70	30%	94%	1,96
2013	Nota (1)	Nota (1)	14,76	31,94	Nota (2)	32,98	71,66	223%	3,09	6,67	36,07	78,33	109%	98,19	212,09	298%	108,66	234,71	30%	90%	2,16
2014	Nota (1)	Nota (1)	14,57	34,26	Nota (2)	30,54	72,04	210%	2,90	6,82	33,44	78,86	109%	87,84	206,42	288%	98,99	231,30	31%	89%	2,35
2015	Nota (1)	Nota (1)	11,95	39,31	Nota (2)	18,53	61,52	155%	2,46	8,16	20,99	69,68	113%	42,16	140,81	228%	52,46	172,65	35%	80%	3,34
2016	Nota (1)	Nota (1)	10,64	36,33	Nota (2)	16,27	55,12	153%	2,58	8,89	18,85	64,01	116%	39,36	136,97	242%	43,69	150,90	37%	90%	3,48
2017	Nota (1)	Nota (1)	11,27	35,72	Nota (2)	20,48	65,20	182%	2,90	9,26	23,38	74,46	114%	50,48	161,03	246%	54,27	173,30	38%	93%	3,19
2018	8,90	32,49	10,90	39,79	122%	24,39	89,02	224%	2,51	9,12	26,90	98,14	110%	66,66	243,31	273%	71,04	259,30	34%	94%	3,65
2019	7,82	30,89	9,62	38,00	123%	20,95	82,75	218%	2,46	9,77	23,41	92,52	112%	61,25	241,94	292%	64,30	253,99	33%	95%	3,95
2020	5,23	26,99	6,83	35,24	131%	13,10	67,60	192%	1,70	8,67	14,80	76,27	113%	39,96	206,19	305%	41,67	215,02	31%	96%	5,16
2021	5,00	27,00	6,65	35,91	133%	19,62	105,95	295%	1,66	8,84	21,28	114,79	108%	67,48	364,39	344%	70,73	381,94	28%	95%	5,40

Tabela 4-3 – Valoração³³ dos custos com a produção-refino^{xv}, preço interno de transferência (PIT), valor do Brent médio e do dólar médio de venda no Sistema Petrobrás, por barril de óleo equivalentes (boe) entre 2010-21.

Notas: (1) Valores não disponíveis; (2) Não possível calcular em função da indisponibilidade dos valores da coluna [C1]. não disponíveis.

A coluna [C1] mostra que o *lifting cost* caiu 44% em dólares entre 2018-21. Porém, a valorização da moeda americana fez com que o custo em reais caísse apenas 13%. A coluna [C3] mostra que a participação dos custos de transporte + afretamento cresceu 11% entre 2018-21. A coluna [C5] deixa patente que entre 2010-16 houve uma queda de 93% nas participações governamentais, enquanto entre 2016-21 houve aumento de 142%. A coluna [C6] permite observar que os custos de refino oscilaram e apesar de terem caído 40% em dólares, entre 2010-16, os custos em reais cresceram 17%. Na vigência da PPI os custos de refino continuaram em queda, em dólares, tendo caído 36% entre 2016-21, sendo que, em função do câmbio os custos em reais ficaram estáveis. A coluna [C7] mostra o custo produção-refino^{xv} e a coluna [C8] mostra que antes da PPI até houve uma queda significativa na participação do refino nos anos intermediários, porém, chegou a 2016 apenas 2% abaixo de 2010. A coluna [C9] apresenta o preço interno de transferência (PIT), que é o preço repassado internamente às refinarias. A coluna [C10], por sua vez, apresenta a relação entre o PIT e o custo de produção-refino e mostra que, mesmo com a aguda queda de 72% entre o pico em 2011 e 2016, o custo de produção-refino chegou a US\$18,85 [C7], mas o petróleo foi repassado ao refino por US\$ 39,36, uma margem de 109%. Na vigências da PPI, a relação entre o PIT e o custo de produção-refino voltou a crescer, de modo que em 2021, o custo de produção-refino atingiu US\$19,62, mas o PIT foi de US\$67,48 (244% maior), a maior relação ao longo de toda a série, configurando uma alta de 98% entre 2016-21.

A coluna [C12] mostra que a relação entre os custos de produção-refino [C7] e os preços do *Brent* médio [C11], que parecem ser usados pela Petrobrás para balizar o PIT, e mostra que antes da PPI os custos de produção-refino representaram em média 32% do preço do *Brent* médio, com alta de 6%. Na vigência das PPI, a média ficou em 33%, com queda de 10% no período. Apesar da amplitude maior na vigência da PPI, a média entre os dois períodos ficou muito próxima.

Esses números mostram de forma inequívoca a lucratividade dos segmentos de Exploração & Produção (E&P) e Desenvolvimento de Produção (DP), que entre 2017-2021 entregaram o petróleo às refinarias por preços em média 200% acima dos custos de produção sem refino.

Por fim, a coluna [C13], mostra que antes da PPI, o PIT foi equivalente em média a 90% do *Brent* médio (com queda de 4%) e na vigência da PPI, a média subiu para 95% - com alta entre 2% e 3%.

Rendimento do Petróleo Refinado no Brasil

Trata-se de outra informação tão importante quanto desconhecida do público em geral: é a quantidade de derivados produzidos a partir de cada barril de petróleo processado nas refinarias do Brasil, e ajuda a entender como a redução do Fator de utilização das Refinarias (FUT) agrava a dependência das importações e contribuiu para a implantação da PPI.

O conjunto total de produtos - sejam energéticos ou não energéticos (ex: enxofre, parafina, asfaltos, lubrificantes, etc) - que sai de uma refinaria, é chamado corriqueiramente de “mix de produtos” e sua composição e variedade depende da complexidade da refinaria. Para o objetivo do presente trabalho, nos atemos apenas aos três derivados em estudo.

A Figura 3-3 mostra que as frações de diesel, gasolina e GLP produzidas entre 2010-21, nas refinarias da Petrobrás, corresponderam em média a 72% em volume de cada barril de petróleo processado. Isso demonstra e reforça a idéia do quanto os três derivados escolhidos são representativos dentro do *core business* da Petrobrás, Vale ressaltar que seria interessante ter o preço do mix total de produtos, porém isso foge do objetivo do presente trabalho, podendo ser objeto de futuro estudo.

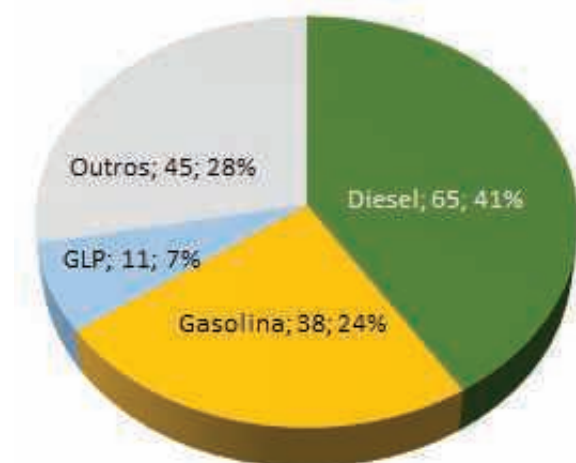


Figura 3-3 – Média da produção dos derivados em estudo por barril de petróleo entre 2010-21. Produto seguido do volume em litros e percentual relativo³⁴.

A Tabela 3-2 e a Figura 3-3 detalham melhor o quanto o segmento refino é lucrativo. O diesel [C4] representou em média 41% em volume por barril (Figura 3-3) e seu preço de venda nas refinarias/importadores, foi em média equivalente a 159% dos custos de produção-refino por barril [C1] antes da PPI e 176% na vigência da PPI. A gasolina [C5], que representou em média 25% em volume por barril, teve seu preço de venda nas refinarias/importadores, em média equivalente a 96% dos custos de produção-refino por barril [C1] antes da PPI e 119% na vigência da PPI. O GLP [C6], que representou em média 7% em volume por barril, teve seu preço de venda nas refinarias/importadores equivalente a 11% dos custos de produção-refino por barril [C1] antes da PPI e 19% na vigência da PPI.

Anos	[C1] Custo de Produção - Refino		[C2] Preço Interno de Transferência (PIT)		[C3] Brent Médio		[C4] Diesel				[C5] Gasolina				[C6] GLP				[C7] Diesel + Gasolina + GLP				[C8] =	[C9] =	
	(US\$/ bbl)	(R\$/ bbl)	(US\$/ bbl)	(R\$/ bbl)	(US\$/ bbl)	(R\$/ bbl)	Vol		Valor		Vol		Valor		Vol		Valor		Vol		Valor		R\$	R\$	
							(€)	%	(R\$)	%	(€)	%	(R\$)	(R\$)	%	kg	%	(R\$)	%	(€)	%	(R\$)			%
2010	29,01	51,05	74,66	131,40	79,47	139,87	62	39%	84,60	166%	35	22%	53,28	1,53	104%	7,43	9%	7,72	15%	112	70%	145,60	285%	111%	104%
2011	37,97	63,41	102,24	170,74	111,27	185,82	64	40%	86,77	137%	37	23%	56,08	1,53	88%	7,44	9%	7,73	12%	115	72%	150,58	237%	88%	81%
2012	37,06	72,64	104,60	205,02	111,58	218,70	65	41%	91,14	125%	38	24%	58,36	1,52	80%	7,48	9%	7,78	11%	118	74%	157,27	217%	77%	72%
2013	36,26	78,33	98,19	212,09	108,66	234,71	66	42%	104,98	134%	40	25%	63,65	1,61	81%	6,92	9%	7,20	9%	119	75%	175,84	224%	83%	75%
2014	33,56	78,86	87,84	206,42	98,99	231,30	65	41%	112,50	143%	39	25%	65,47	1,67	83%	6,64	8%	6,90	9%	117	73%	184,86	234%	90%	80%
2015	20,86	69,68	42,16	140,81	52,46	172,65	68	43%	135,39	194%	37	23%	72,17	1,94	104%	6,94	9%	7,67	11%	119	75%	215,23	309%	153%	125%
2016	18,39	64,01	39,36	136,97	43,69	150,90	68	43%	138,02	216%	41	26%	83,56	2,02	131%	7,34	9%	8,64	13%	124	78%	230,22	360%	168%	153%
2017	23,34	74,46	50,48	161,03	54,27	173,30	64	40%	133,79	180%	44	28%	94,80	2,17	127%	8,28	10%	12,77	17%	124	78%	241,36	324%	150%	139%
2018	26,89	98,14	66,66	243,31	71,04	259,30	67	42%	160,95	164%	40	25%	108,08	2,71	110%	8,04	10%	15,94	16%	122	77%	284,97	290%	117%	110%
2019	23,42	92,52	61,25	241,94	64,30	253,99	64	40%	162,12	175%	40	25%	106,47	2,69	115%	7,81	10%	16,95	18%	119	75%	285,55	309%	118%	112%
2020	14,78	76,27	39,96	206,19	41,67	215,02	65	41%	138,89	182%	36	23%	89,83	2,48	118%	7,75	10%	16,31	21%	117	74%	245,03	321%	119%	114%
2021	21,26	114,79	67,48	364,39	70,73	381,94	65	41%	204,28	178%	38	24%	141,46	3,70	123%	7,47	9%	25,69	22%	118	74%	371,42	324%	102%	97%

Tabela 3-2 – Correlação entre os preços médios anuais do diesel, da gasolina e do GLP nas refinarias/importadores, bem como a soma dos mesmos em relação aos custos de produção (*lifting cost*), transporte, afretamento, participações governamentais e refino [C1]^{XV}, preço interno de transferência - PIT [C2], e preço do Brent médio [C3].

A soma dos volumes dos três derivados [C7], que representou em média 72% em volume por barril, teve a soma dos seus preços de venda nas refinarias/importadores [C7], equivalente em média a 267% dos custos de produção-refino [C1] antes da PPI e 314% na vigência da PPI. A coluna [C8] mostra que, antes da PPI, a soma dos preços [C7] corresponderam em média a 110% do PIT [C2] e, na vigência da PPI, a média atingiu 121%. Finalmente, a coluna [C9] mostra que, antes da PPI, a soma dos preços [C7] corresponderam em média a 98% do preço do Brent médio [C3], e, na vigência da PPI, a média passou a 115%.

Discorrendo a esse respeito, Gabrielli⁵¹ chama atenção para o fato de que esse chamado

“preço internacional do petróleo” tem, portanto, cada vez mais características financeiras, sem refletir diretamente as forças de oferta e demanda física do petróleo e dos derivados, como sonha a vã filosofia do senso comum.

Vale observar que as relações [C7], [C8] e [C9] caíram entre 2010-14, mas tiveram expressiva alta em 2015-16, justamente quando na Costa do Golfo se tornaram mais atrativos e a Petrobrás começou a abrir mão da fatia de importação/revenda. De fato, o período 2015-16 e o preço de venda do mix completo de produtos, parecem merecer uma investigação mais amíuade, talvez objeto de um futuro trabalho.

XV - A soma dos custos de produção (*lifting cost*), transporte, afretamento, participações governamentais e refino [C1] será referenciada de forma simplificada como “custos de produção-refino”.

Outros destaques importantes são as quedas nas relações [C8] e [C9], que possuem vínculo com os preços externos, entre 2017-2018 e entre 2020-2021 quando as médias atingiram os menores índices na vigência da PPI, mais uma vez demonstrando que, nesses dois anos, houve contenção dos preços. Ademais, esses indicadores deixam claro que as margens entre os preços praticados nas refinarias/importadores e os custos de produção-refino [C1] são muito significativas, o que torna esse entendimento muito útil para avaliar, mais à frente, a real necessidade da PPI.

3.5 - DIESEL

3.5.1 - Vendas, Produção, Importação e Exportação

Antes da PPI (2010-2016) - A Figura 3-4 mostra que entre 2010-14 as vendas nacionais

cresceram 22%, aproximadamente na mesma proporção dos 24% das vendas da Petrobrás. Entre 2014-16, em meio às condições sociais, políticas, tombos do PIB e pressão inflacionária (Figura 3-1), as curvas se separaram, com a queda de 10% nas vendas nacionais e de 22% da Petrobrás. Em consequência, a participação da Petrobrás^{vi} nas vendas caiu de uma média de 95%, entre 2010-14, para 83% em 2016.

Entre 2010-16 a participação média da Petrobrás na produção nacional de diesel foi de 99,8%, ou seja: equivalentes. A produção cresceu 20% entre 2010-13, pouco abaixo do crescimento das vendas, manteve-se relativamente estável entre 2013-15 e caiu 9% entre 2015-16, na esteira da crise. A estabilidade na produção de diesel entre 2013-15 e a queda até o patamar de 2017 são explicadas pela redução do FUT (Figura 3-2) já a partir de 2014.

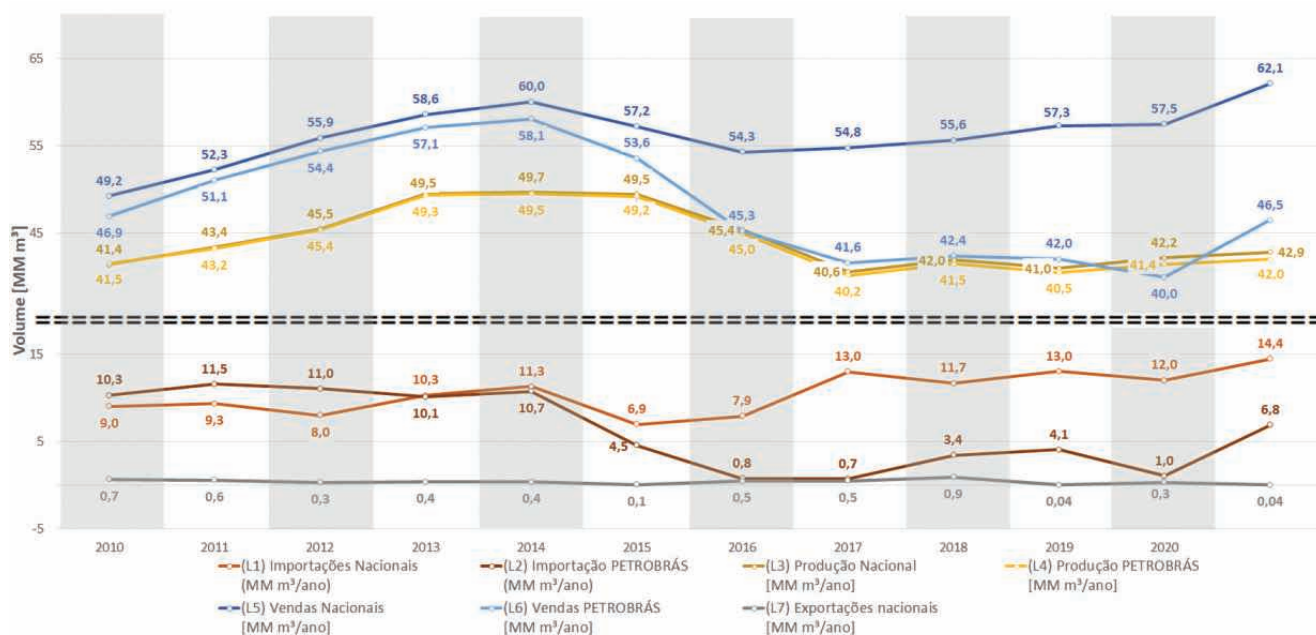


Figura 3-4 – Evolução dos volumes de vendas^{35, 36}, produção^{37,38}, importações^{39,40}, e exportações^{XVI, 41} de diesel nacionais e pela Petrobrás (Milhões de metros cúbicos - MM m³) entre 2010-21^{XVII}. Não contempla vendas no exterior e contempla as vendas da Refinaria Landulpho Alves - Mataripe (RLAM) até nov/2021, quando foi vendida e passou a se chamar Refinaria de Mataripe.

XVI - Considerando que: (I) a ANP informa os volumes das exportações nacionais; (II) a Petrobrás não informa os volumes exportados, e (III) dada à pequena relevância dos volumes exportados, as análises foram realizadas considerando apenas as exportações nacionais.

XVII - É notório que os volumes nacionais de diesel, gasolina e GLP importados, produzidos e vendidos no Brasil (Figuras 3-4, 3-9 e 3-14) contêm a participação da Petrobrás. Entretanto, em alguns casos os números da Petrobrás são maiores do que os números nacionais, o que demonstra inconsistência. Sendo os dados da Petrobrás informações ao mercado, foram considerados corretos, desprezando as informações da ANP conflitantes. No entanto, a partir de 2013, a relação entre as importações nacionais e da Petrobrás para o diesel e para a gasolina ganham consistência, permitindo inferir que entre 2010-14 as importações nacionais tenham sido feitas predominantemente pela Petrobrás. No caso do GLP, essa inconsistência ocorreu ao longo de toda a série em estudo. A Petrobrás e a ANP foram consultadas a respeito, porém, sem resposta até a publicação deste livro.

Importante observar, ainda, que o crescimento da produção foi travado já em 2014 mesmo com a entrada em operação do primeiro trem da RNEST (ainda que parcial) e de outras unidades auxiliares, parte do programa de modernização que trariam algum incremento à produção de diesel, gasolina e GLP. A Figura 3-4 mostra ainda que entre 2010-11 as importações da Petrobrás cresceram 12% e caíram 12% entre 2011-13, quando houve forte crescimento da produção, e voltaram a crescer 6% entre 2013-14 quando retornaram ao patamar de 2011. O ano de 2015 marcou o descolamento entre as importações nacionais e da Petrobrás. Enquanto as importações nacionais caíram 39% entre 2014-15 e cresceram 15% entre 2015-16, as importações da Petrobrás despencaram 93% entre 2014-16. A participação da Petrobrás nas importações nacionais foi significativa entre 2010-14^{xvii}, tendo caído para 65% em 2015 e 10% em 2016.

As exportações, por sua vez, tiveram queda expressiva de 43% entre 2010-14, sendo o volume exportado equivalente em média a 5% das importações, relação reduzida para 4% entre 2015-16 e para 3% entre 2017-21.

Na Vigência da PPI (2017-2021) - Em 2017 as vendas nacionais de diesel iniciaram uma trajetória de recuperação moderada e contínua até 2020 e bem acentuada entre 2020-21 quando cresceu 8%, contribuindo para o crescimento de 14% entre 2016-21. Por outro lado, entre 2016-17 as vendas da Petrobrás caíram mais 8% acumulando queda de 28% em relação a 2014, quando teve início. A seguir oscilaram com pequeno viés de alta até 2020 seguido de expressivo crescimento de 16% entre 2020-21, atingindo alta de 3% entre 2016-21. A participação média da Petrobrás nas vendas nacionais caiu de 95% no período pré-PPI para 74% no período de vigência da PPI.

Vale destacar que, até 2020, as vendas nacionais se encontravam no mesmo patamar observado entre 2012-13; e com o bom desempenho entre 2020-21, findou a série pouco acima do volume vendido em 2014. Com a Petrobrás, a

situação foi ainda pior. Mesmo com o crescimento expressivo de 16% entre 2020-21, as vendas da Petrobrás ainda encerraram a série abaixo do volume de vendas de 2010.

Na vigência da PPI, as importações nacionais cresceram 88% entre 2015-17, e a partir daí oscilaram com pequeno viés de baixa até 2020 e, entre 2020-21, tiveram forte crescimento de 20%, acumulando alta de 82% em relação a 2016. As importações da Petrobrás, por sua vez, que vinham de aguda queda entre 2014-16 alternaram altos e baixos com queda de 12% entre 2016-17, crescimento de 486% até 2019, nova queda de 76% entre 2019-20, seguida de expressivo crescimento de 580% entre 2020-21. A participação da Petrobrás nas importações caiu de 10% em 2016, para 5% em 2017, teve uma média de 30% entre 2018-19, caiu para 8% em 2020 e aumentou para 47% em 2021.

Ficou claro que a Petrobrás tem reduzido a participação na importação/revenda quando os preços são atrativos e tem aumentado a participação em momentos de risco e instabilidade como foi em 2018-19 período impactado pela greve dos caminhoneiros, e em 2020-21, pela pandemia.

As exportações, por sua vez, tiveram queda expressiva de 92% entre 2016-21, sendo o volume exportado equivalente em média a 3% das importações, abaixo, portanto, dos 5% em média observados entre 2010-16.

3.5.2 - Evolução dos Preços

Antes da PPI (jan/2010-out/2016) - A Figura 3-5 mostra que entre jan/10 e mar/14 os preços do diesel na Petrobrás alternaram momentos acima e abaixo da Costa do Golfo, e a partir de abr/2014, estiveram predominantemente acima, com diferença crescente e mais pronunciada a partir de out/2014.

Observando de ponta a ponta, as Figuras 3-5 e 3-7 permitem observar que, entre jan/2010 e set/2014 o reajuste acumulado do diesel nas refinarias/importadores encontrava-se 52% abaixo

da Costa do Golfo e 3% abaixo da inflação no período, em um cenário de dólar bem comportado, variando no compasso da inflação e com os preços na Costa do Golfo variando 7% acima do *Brent*. A partir de set/2014, a situação se inverteu, e o reajuste acumulado do diesel nas refinarias/importadores em out/2016 chegou 29% acima da Costa do Golfo e 7% abaixo da inflação acumulada, em um novo cenário de cotação do dólar 14% acima da inflação e com os preços na Costa do Golfo acumulando alta de 15% em relação ao *Brent*.

A Figura 3-6 mostra que, exceto em 2012 e 2013, quando os preços médios na Petrobrás^{xvii} estiveram respectivamente 10% e 6% abaixo da Costa do Golfo, em todos os demais anos, os preços estiveram acima, com destaque para 2010 quando esteve 35% acima. Por outro lado, a Fi-

gura 3-5 deixa claro que tal ocorreu em função da oscilação dos preços externos, e não em função da política de preços da Petrobrás. A partir de abr/2014, com a queda dos preços externos, os preços nas refinarias/importadores aumentaram continuamente, com a diferença em relação à Costa do Golfo, passando de 6% em 2014, para 42% em 2015 e 67% em 2016.

É notória a queda da diferença entre os preços da Petrobrás e os da Costa do golfo - de 34% em 2018, para 103-104% em 2020-21 - o que reforça ainda mais a tese da contenção de preço, para usufruto de dividendos políticos pelo governo Bolsonaro. Por outro lado, é visível que os preços oficiais da PPI, informados pela ANP a partir de 2019 se mantiveram alinhados com a Costa do Golfo, variando entre 8% e 9% acima.

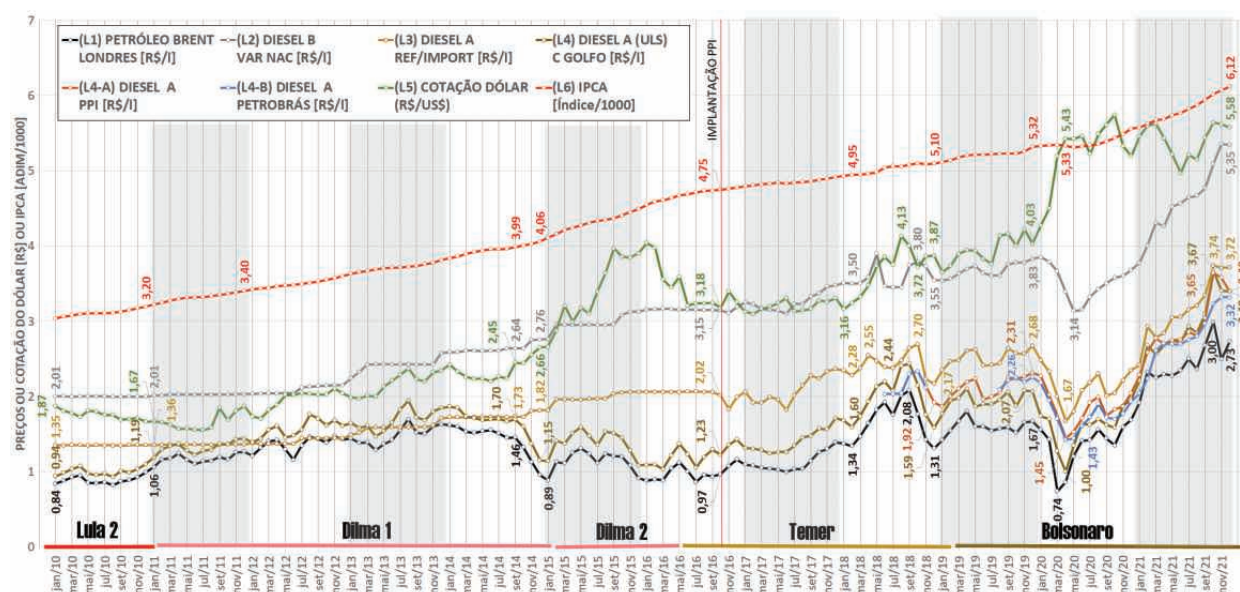


Figura 3-5 – Evolução dos preços do diesel no Brasil (varejo nacional¹⁷, refinarias/importadores¹⁸, da Petrobrás¹⁹, da PPI²⁰) e na Costa do Golfo²¹. Apresenta ainda a evolução dos preços do *Brent*²², da cotação do dólar²³ e do IPCA²⁴.^{xviii}

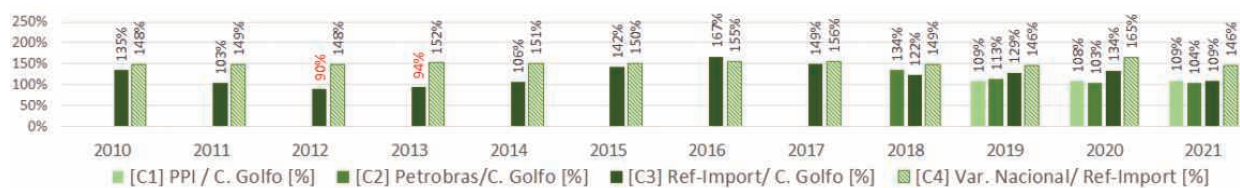


Figura 3-6 Relação entre os preços médios no Brasil (varejo nacional¹⁷, refinarias/importadores¹⁸, da Petrobrás¹⁹, da PPI²⁰). Produzida a partir dos valores constantes da Figura 3-5.

XVIII - O Índice de preços ao consumidor amplo (IPCA), mede a inflação oficial no Brasil. Foi apresentado como "índice adimensional/1000" apenas para enquadrar no mesmo gráfico e permitir a comparação com as demais variáveis, evitando a criação de um eixo auxiliar em outra escala.

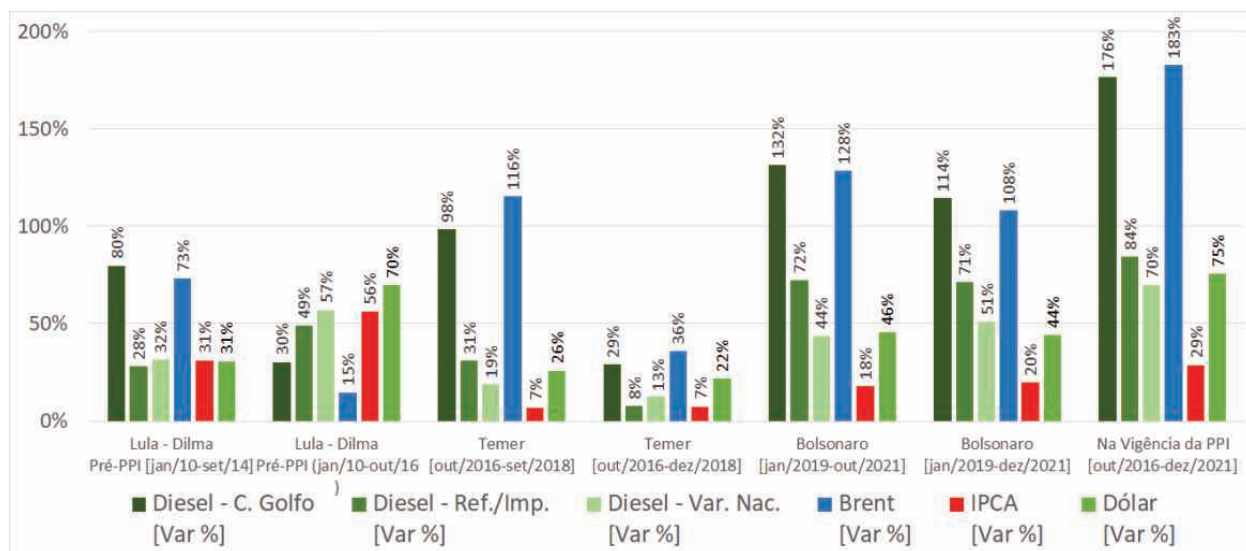


Figura 3-7 – Resumo da evolução dos preços do diesel na Costa do Golfo, nas refinarias/importadores e no varejo nacional, segmentada por governos e macro-períodos antes e na vigência da PPI. Gráfico produzido a partir da Figura 3-5^{XIX}.

Na vigência da PPI (out/2016-dez/2021) - A

Figura 3-7 mostra de ponta a ponta, que o reajuste acumulado nas refinarias/importadores ficou 55% acima da inflação, porém, 92% abaixo da Costa do Golfo, em um cenário de dólar variando 46% acima da inflação e os preços na Costa do Golfo 7% abaixo do *Brent*. Estes números deixam claro que os preços nas refinarias/importadores foram (e provavelmente continuam sendo) manipulados para “driblar” a PPI, sobretudo considerando a alta do dólar.

Recorte PPI/Temer (out/2016-dez/2018)

– As Figuras 3-5 e 3-6 mostram que, a partir de out/2016, as oscilações dos preços externos seriam transferidas para os preços internos. Porém, a diferença entre os preços médios nas refinarias/importadores e na Costa do Golfo caiu de 67% em 2016 para 49% em 2017 e 22% em 2018. A queda entre 2016/17 pode ser explicada pelo ajuste decorrente da implantação da PPI. Porém, em 2018 a queda certamente decorreu da greve nacional dos caminhoneiros, deflagrada em mar/2018, que levou Temer a represar abertamente os preços entre abr-out/2018, burlando a PPI, e de modo que,

nesse período, os preços médios nas refinarias/importadores ficaram 16% acima da Costa do Golfo, chegando a 3% em ago/2018. A manipulação de preços adotada por Temer em 2018, implicou em subsídios da ordem de R\$ 9,5 bilhões, conforme notícia veiculada pela imprensa^{XX}: “As medidas que serão adotadas para manter o preço do diesel subsidiado não alteram o limite de R\$ 9,5 bilhões de custo previsto para o programa até o fim do ano, como havia sido anunciado em maio”.

A Petrobrás participou do processo recebendo subvenção econômica específica para o diesel no valor de R\$1,55 bilhão^{XXI}, conforme segue:

19.7.1. Programa de subvenção econômica à comercialização ao óleo diesel

Em 2018, a companhia avaliou os riscos e aderiu ao programa de subvenção econômica à comercialização de óleo diesel no território nacional estabelecido pelo Governo Federal. Este programa possibilitou o ressarcimento aos produtores e aos importadores de óleo diesel que comprovaram preços de venda desse derivado praticados às

XIX - Os preços adotados na PPI informados pela ANP e os preços de venda informados pela Petrobrás não foram contemplados neste gráfico por não terem sido disponibilizados para toda a série, sendo suas interrelações com os demais preços melhor visualizadas na Figura 3-6.

XX - TEMER ASSINA DECRETO QUE REGULAMENTA SUBSÍDIO AO ÓLEO DIESEL. Site do Jornal Valor Econômico, 1/8/2018. Disponível em: <<https://valor.globo.com/brasil/noticia/2018/08/01/temer-assina-decreto-que-regulamenta-subsidio-ao-oleo-diesel.ghtml>> Acesso em 15/3/2022.

XXI - “RELATÓRIO DE DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS” 2018, p. 40, Item 8.1 – “Contas a receber”, e p. 78 – “Notas explicativas”. Site Investidor Petrobrás, 2018. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>>. Acesso em 20/4/2022.

distribuidoras iguais ou inferiores ao preço determinado pela União.

A partir da Figura 3-5 é interessante observar que, talvez buscando compensar o prejuízo causado pela contenção de preços nos três primeiros trimestres, entre set-dez/2018, as quedas não aconteceram na mesma proporção. Ou seja, enquanto o *Brent* caiu 27%, os preços na Costa do Golfo caíram 35%, contra queda de apenas 20% nas refinarias/importadores, e desvalorização do dólar em 6% - ao que tudo indica mais uma burla da PPI, desta feita no sentido contrário.

A Figura 3-7 mostra que, até set-out/2018, o reajuste acumulado nas refinarias/importadores esteve 67% abaixo da Costa do Golfo, e ainda assim 24% acima da inflação, deixando evidente a contenção de preços por Temer, “driblando” a PPI, mesmo com o dólar em alta de 19% acima da inflação. Porém, a partir de out/2018 houve uma queda acentuada nos preços externos, de modo que, o reajuste acumulado nas refinarias/importadores chegou, em dez/2018, apenas 1% acima da inflação, ainda 21% abaixo da Costa do Golfo. Isso em um cenário de variação do dólar 15% acima da inflação e dos preços na Costa do Golfo 7% abaixo do *Brent*.

Recorte PPI/Bolsonaro (jan/2019-dez/2021)

– Vale ressaltar que a distorção ao final deste período teve amplitude bem menor do que as observadas nos períodos Temer e Dilma. A Figura 3-7 mostra que até out/2021, o reajuste acumulado nas refinarias/importadores esteve 60% abaixo da Costa do Golfo e ainda assim 54% acima da inflação, novamente deixando evidente a continuidade da contenção de preços iniciada por Temer, mesmo com o dólar em alta de 28% acima da inflação. Até dez/2021 houve uma queda acentuada nos preços de modo que, ao final do período, as diferenças foram amenizadas e o reajuste acumulado nas refinarias/importadores chegou 31% acima da inflação, ainda 20% abaixo da Costa do Golfo. Isso em um cenário de dólar variando 24% acima da inflação e os preços na Costa do Golfo variando 6% acima do *Brent*.

A diferença entre os preços do diesel nas refinarias/importadores e na Costa do Golfo, foi parcialmente recomposta com o crescimento de 29% em 2019, primeiro ano de Bolsonaro; e de 34% em 2020, voltando a cair em 2021 quando atingiu uma média de apenas 9%, destacando-se que chegou a 6% em abr/2021 e 2% em out/2021. A situação ainda é pior pelo fato de acontecer em uma conjuntura de dólar e *Brent* muito em alta, como em nenhum momento da série.

Assim como em 2018, a baixa relação entre os preços nas refinarias/importadores e na Costa do Golfo em 2021 é também um claro indicativo de que a PPI foi, e certamente continua sendo, burlada. Fica claro que Temer praticou e Bolsonaro pratica exatamente aqueles atos ilícitos que eram objeto de acusação aos governos de Lula e Dilma.

Como é possível observar, na vigência da PPI, o diesel passou a ter reajustes muito abaixo da Costa do Golfo; porém, ainda muito acima da inflação, aumentando a participação do custo de transporte na renda dos trabalhadores, aumentando o número de pessoas que se deslocam a pé ou de bicicleta, não por ser saudável, o que seria louvável, mas por pura necessidade de economizar dinheiro. Outro aspecto especialmente danoso diz respeito ao aumento da participação dos custos com diesel nos preços de alguns serviços prestados, e em consequência, também na redução da renda de outros segmentos de trabalhadores, especialmente quem trabalha com fretes de cargas médias e grandes, fazendo com que, para muitos, essas atividades tenham sido inviabilizadas, configurando, junto com o encarecimento do transporte de pessoas, um cenário retrógrado e deplorável.

3.5.3 - Resultados Financeiros

Antes da PPI (2010-2016) - As colunas [C1], [C2] e [C3] da Figura 3-8 mostram que antes da PPI, exceto em 2013 e 2014 quando teriam sido estimados prejuízos, em todos os demais anos a Petrobrás teria apurado lucro com a importação/

revenda de diesel. Porém, observam-se algumas incoerências: (I) em 2012 foi apurado lucro mesmo como os preços nas refinarias/importadores 10% abaixo da Costa do Golfo (Figura 3-6); (II) em 2014 foi apurado prejuízo mesmo com os preços nas refinarias/importadores 6% acima da Costa do

Golfo. O resultado negativo estimado em 2013, por sua vez, parece razoável uma vez que os preços nas refinarias/importadores estiveram 6% abaixo da Costa do Golfo. (Figura 3-4). As estimativas para os demais anos parecem coerentes.

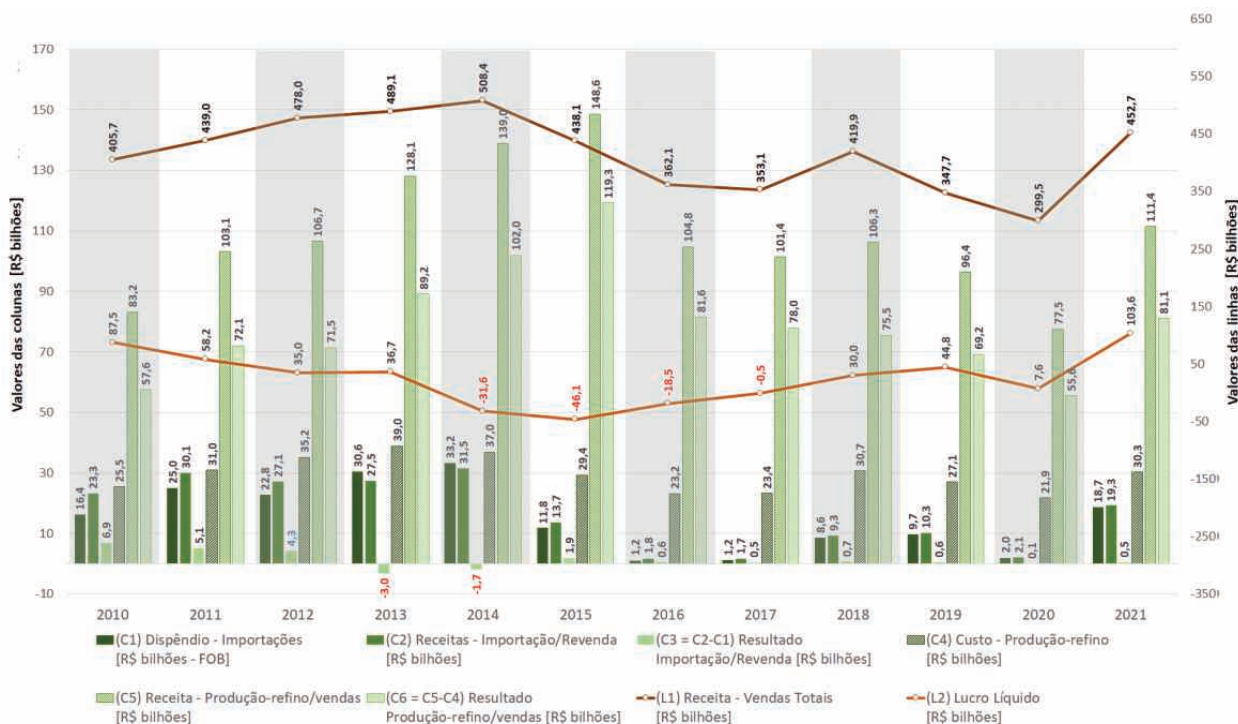


Figura 3-8 Dispendios, receitas e resultados financeiros estimados com importação/revenda [C1], [C2], [C3] e com produção-refino/vendas [C4], [C5], [C6]; receitas globais de vendas oficiais [L1] e resultados líquidos globais oficiais [L2] da Petrobrás entre 2010-21^{XXII}.

As colunas [C4], [C5] e [C6] mostram que os prejuízos estimados apurados em 2013-14 com importação/revenda foram regidamente compensados pelos lucros estimados com produção-refino/vendas de diesel no período.

Em 2015-16 a importação/revenda de diesel pela teria resultado em lucros aparentemente coerentes, mas que devem ser melhor observados considerando que os preços nas refinarias/importadores estiveram respectivamente 42% e 67% acima da Costa do Golfo e as importações pela Petrobrás foram reduzidas em 93% entre 2014-16. Vale observar que entre set/2014 e jan-fev/2015, enquanto os preços do diesel caíram 32% na Costa do Golfo, subiram 13% nas

refinarias/importadores, de modo que, a partir de set/2014 a importação/revenda ganhou cada vez mais atratividade, enquanto a Petrobrás reduzia cada vez mais sua participação (Figura 3-4).

A Figura 3-7 mostra, também, que os resultados de 2015-16, ocorreram em um cenário de expressiva queda nas vendas (Figura 3-4), de grandes prejuízos líquidos globais [L2], de estabilidade na produção em 2014-15 e queda acentuada da produção em 2015-16, decorrentes da queda do FUT, de 94% em 2014 para 80% em 2016 (Figura 3-2).

Na vigência da PPI (2017-21) - As colunas [C1], [C2] e [C3] da Figura 3-7 mostram ainda que entre 2017-21 a Petrobrás teria apurado lucros

XXII - É importante observar que as receitas com exportações estão contidas nas receitas das vendas totais de cada derivado, uma vez que em alguns casos se constituem em parcelas significativas e a sua não consideração pode gerar distorções. Ver Formulário 20-F/2020, págs. 211-212. Site Investidor Petrobrás, 2022. Disponível em: <www.investidorporpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/0> Acesso em 15/4/2022.

com importação/revenda de diesel, sendo o menor de R\$ 0,1 bilhão em 2020, e o maior, de R\$0,7 bilhão em 2018, resultados compatíveis, uma vez que, apesar da contenção de preços imposta por Temer e Bolsonaro, os preços nas refinarias/importadores estiveram sempre acima da Costa do Golfo, sendo o mínimo de 9% em 2021 e o máximo de 49% em 2017.

Vale observar que o lucro estimado com importação/revenda em 2018 foi obtido num período em que o governo Temer promoveu a contenção de preços por meio de subsídios, em decorrência da greve dos caminhoneiros, em parte na forma de subvenção econômica à Petrobrás. O cenário entre 2017-18 é emblemático: os preços nas refinarias/importadores que em 2017 estavam 49% acima da Costa do Golfo, caíram para 22% em 2018 e as importações nacionais despencaram 10%. Em contrapartida, a Petrobrás aumentou sua produção em 3% e suas importações em 385%. Ou seja, em 2015-16, quando o cenário era muito atrativo, com lucratividade alta e certa, a Petrobrás reduziu sua produção e sua participação nas importações e nos lucros. Por outro lado, em meio às incertezas da greve e redução da margem em relação à Costa do Golfo de 2018, a Petrobrás voltou a aumentar de forma muito expressiva sua participação na importação/revenda.

A Figura 3-8 permite também inferir que, com a PPI, a Petrobrás não teve mais prejuízos com a importação/revenda de diesel, porém também não teve lucros estimados da ordem de grandeza dos melhores resultados que teve antes da PPI. Vale destacar ainda que, os prejuízos estimados nas colunas [C3] em 2013 (R\$ 3 bilhões) e 2014 (R\$ 1,7 bilhão) foram amplamente compensados pelos lucros com as operações de produção-refino^{xiv}/vendas, expressos nas colunas [C3], respectivamente de R\$89,1 e R\$101,9 bilhões. Por outro lado, como não estão computados os custos com frete, impostos, taxa de internação, etc, resultados de pequena monta como o de R\$ 0,1 bilhão em 2020 podem, na verdade, ter sido prejuízos.

Por outro lado, as colunas [C4], [C5] e [C6]

mostram que a produção-refino/vendas pela Petrobrás resultou em lucros estimados significativos, e que compensaram regidamente os prejuízos estimados em 2013 e 2014. Além do que, mesmo com os prejuízos estimados em 2013 e 2014, a média de lucros estimados com importação/revenda de diesel entre 2010-16, antes da PPI, foi de R\$2,013 bilhões anuais, equivalentes a R\$ 240 milhões/MM m³, enquanto entre 2017-21, na vigência da PPI, a média caiu para R\$ 491 milhões por ano, equivalente a R\$ 156 milhões/MM m³. Ou seja, os resultados financeiros antes da PPI foram 311% maiores do que na vigência da PPI.

3.6 - GASOLINA

3.6.1 - Vendas, Produção, Importação e Exportação

Antes da PPI (2010-2016) - A Figura 3-9 mostra que, a exemplo do diesel, entre 2010-14 houve também um crescimento expressivo nas vendas de gasolina, sendo 49% nas vendas nacionais e 57% nas vendas da Petrobrás. Em meio às condições citadas em 3.5.1 (Figura 3-1), as vendas nacionais caíram 7% entre 2014-15, mas tiveram recuperação parcial entre 2015-16 quando cresceram 5%. As vendas da Petrobrás por sua vez tiveram queda mais acentuada entre 2014-15 seguida de queda menos pronunciada entre 2015-16, de modo que acumulou queda de 12% entre 2014-16. A participação da Petrobrás nas vendas de gasolina caiu de uma média de 81%, entre 2010-14, para 74% em 2016^{xii}.

Entre 2010-14, a produção nacional não acompanhou o aumento nas vendas e cresceu apenas 30%, destacando-se que o crescimento entre 2013-14 foi de meros 1,3%. A diferença entre as vendas e a produção foi compensada em grande parte pelo aumento de 313% nas importações entre 2010-14 (com pico de 645% em 2012) e pelo aumento da participação de etanol na gasolina C de 20% para 25% a partir de mai/2013^{xxiii}. No mesmo período, a produção da Petrobrás

XXIII - No período em estudo, o percentual de etanol anidro adicionado à gasolina foi de 20% desde out/2011 até abr/2013, e de 25% entre mai/2013 e mar/2015. Desde esta data a mistura é de 27%. Ver: BOLETIM DA ANP Nº 63 – ABASTECIMENTO EM NÚMEROS. Site da ANP, 2022. Disponível em www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/ban/boletim-n63.pdf. Acesso em 12/04/2022.

cresceu 40%, destacando-se que o crescimento entre 2013-14 foi de pontos 0,7%, certamente em decorrência da queda no FUT das refinarias (Figura 3-2), e apesar da entrada em operação de diversas unidades do programa de modernização das refinarias, que em teoria aumentariam a produção de gasolina. Entre 2014-15, a produção nacional teve queda de 11% e a Petrobrás caiu 12%, seguidas de recuperação entre 2015-16 de 3% e 2% respectivamente. Entre 2010-16, a participação média da Petrobrás na produção nacional de gasolina foi de 93%, sendo que a menor participação foi em 2010, com 88%.

Com um volume pouco expressivo da ordem de 0,5 MM m³ em 2010 (equivalente a 2% da produção nacional), as importações da Petrobrás cresceram 861% até 2012 contribuindo com os expressivos crescimentos tanto das vendas nacionais como das vendas da Petrobrás. Entre 2012-13 as importações da Petrobrás tiveram forte queda de 62% em função da desaceleração das vendas, parcialmente recuperadas entre 2013-14, quando aumentaram 26%, acumulando expressivo crescimento de 362% em relação a 2010.

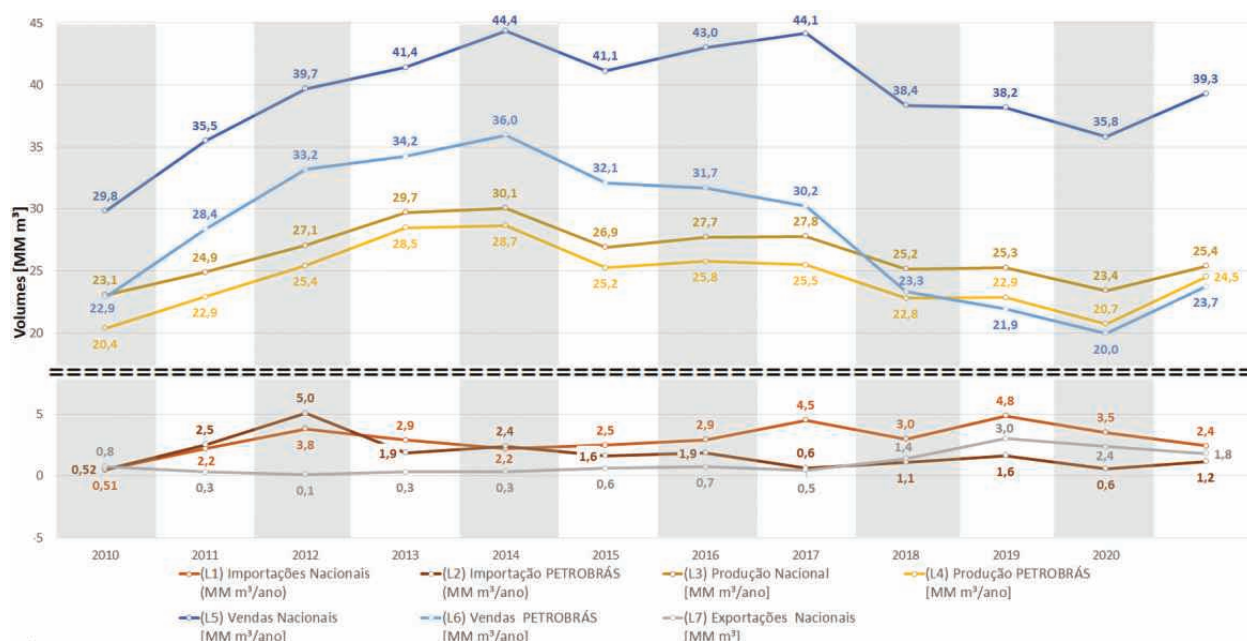


Figura 3-9 – Evolução dos volumes de vendas^{35, 36}, produção^{37, 38}, importações^{39, 40} e exportações^{16, 41} de gasolina nacionais e pela Petrobrás (MM m³) entre 2010-21¹⁷. Não contempla as vendas no exterior e contempla as vendas da Refinaria Landulpho Alves - Mataripe (RLAM) até nov/2021, quando foi vendida e passou a se chamar Refinaria de Mataripe.

O aumento das importações pela Petrobrás entre 2013-14 coincidiu com a desaceleração da produção e início da trajetória de queda do FUT das refinarias (Figura 3-2) em um cenário ainda de crescimento de vendas. A partir de 2015, o baixo crescimento da produção e a queda no FUT propiciaram o início de uma trajetória de alta das importações nacionais que se estendeu até 2017. Em consequência, a participação da Petrobrás nas importações nacionais, inferida da ordem de 100% entre 2010-14^{xvii}, caiu para uma média de 65% no biênio 2015-16.

A consistência dos números a partir de 2015, marcou o descolamento entre as importações nacionais, que cresceram 32% entre 2014-16 e da Petrobrás que caíram 33% entre 2014-15, recuperaram 19% entre 2015-16, acumulando ainda um aumento de 265% em relação a 2010.

As exportações, por sua vez, tiveram aguda queda de 62% entre 2010-14, mas cresceram 133% até 2016 quando cresceram 133%, acumulando queda de 12% em relação a 2010. Se excluirmos o ano de 2010, quando as exportações foram equivalentes a 57% das importações, entre

2011-14, a equivalência média foi de 10%, índice que cresceu para 24% no biênio 2015-16.

Na Vigência da PPI (2017-2021) - Em 2017, a economia saiu da recessão (Figura 3-1) e as vendas nacionais cresceram 5% em continuidade ao crescimento iniciado em 2016. Em 2018, as vendas caíram 13%, depois sofreram quedas moderadas até atingir, em 2020 (ápice da pandemia), uma redução de 19% em relação a 2017. Entre 2020-21, em função do arrefecimento da pandemia e retomada da atividade econômica, as vendas nacionais cresceram 10%, atingindo 39,3 MM m³, ainda bem abaixo do volume de vendas nacionais de 2012.

Na contramão das vendas nacionais, que cresceram em 2016-17, as vendas da Petrobrás em 2017 acumularam queda de 6% em relação a 2015, e a partir de 2018, tiveram comportamento semelhante às vendas nacionais, ou seja, queda agressiva de 33% entre 2017-18, seguida de quedas moderadas até 2020 (ápice da pandemia), quando am 37% em relação a 2016. Em 2020, a Petrobrás atingiu o menor volume de vendas de gasolina da série em estudo, com 20 MM m³ (13% abaixo de 2010). Entre 2020-21, em função do arrefecimento da pandemia e retomada da atividade econômica, as vendas da Petrobrás cresceram 19%, atingindo 23,7 MM m³, pouco acima das vendas de 2010. A participação média da Petrobrás nas vendas nacionais caiu de 76% entre 2015-16, para 61% entre 2017-21.

Entre 2016-17, a produção nacional de gasolina cresceu ínfimos 0,3%, refreando a modesta tendência de crescimento observada entre 2015-16 (3%). Entre 2017-18, houve uma expressiva queda de 10%, e a partir daí se alternaram altas e quedas, com viés de baixa até 2020 (ápice da pandemia), quando a produção nacional acumulou redução de 15% em relação a 2016, e volume pouco acima da produção de 2010. Entre 2020-21, com a alta das vendas em função do arrefecimento da pandemia e retomada da atividade econômica, e com a necessidade de reduzir as importações para tentar conter a alta de preços, a produção nacional cresceu 9%, atingindo 25,4

MM m³, volume ainda pouco acima da produção de 2011.

A produção da Petrobrás, por sua vez, interrompeu a trajetória de alta observada entre 2015-16 e apresentou queda moderada de 1% entre 2016-17. Em 2018 houve expressiva queda de 11%, e a partir daí se alternaram altas e quedas com viés de baixa até 2020 (ápice da pandemia), quando a produção da Petrobrás caiu 20% em relação a 2016 e atingiu volume pouco acima de 2011. Entre 2020-21, em função do arrefecimento da pandemia e retomada da atividade econômica, a produção da Petrobrás cresceu 18% atingindo 24,5 MM m³, volume ainda pouco acima da produção de 2011.

A participação média da Petrobrás na produção nacional de gasolina, caiu de 93% antes da PPI, para 92% na vigência da PPI, alteração pouco relevante.

As importações da PETROBRAS, que vinham de forte crescimento entre 2015-16, tiveram aguda queda de 68% entre 2016-17, e se recuperaram parcialmente entre 2017-19, quando cresceram 167%. Voltaram a cair 62% entre 2019-20, em grande parte em decorrência da pandemia pela Covid-19, e tiveram expressivo crescimento de 100% entre 2020-21. A participação média da Petrobrás nas importações nacionais voltou a cair, de 65% no biênio 2015-16, para 30% entre 2017-21.

As exportações nacionais de gasolina, por sua vez, cresceram 500% entre 2017-19 e caíram 40% entre 2019-21. A equivalência entre as exportações e as importações nacionais de gasolina foi de 39% entre 2010-14, caiu para 24% entre 2015-16 e voltou a crescer entre 2017-21 para uma média de 53%, apresentando um crescimento contínuo de 11% em 2017 para 75% em 2021.

3.6.2 - Evolução dos Preços

Antes da PPI (jan/2010-out/2016) - A Figura 3-10 permite observar que, antes da PPI, os preços da gasolina nas refinarias/importadores esti-

veram predominantemente acima dos preços na Costa do Golfo.

Observando de ponta a ponta, as Figuras 3-10 e 3-12 permitem observar que, entre jan/2010 e set/2014, o reajuste acumulado da gasolina nas refinarias/importadores encontrava-se 72% abaixo da Costa do Golfo e 23% abaixo da inflação no período, em um cenário de dólar bem comportado, variando no compasso da inflação e os preços na Costa do Golfo variando 7% aci-

ma do Brent. A partir de set/2014, a situação se inverteu, e o reajuste acumulado da gasolina nas refinarias/importadores, em out/2016, chegou no mesmo patamar da Costa do Golfo, e 29% abaixo da inflação acumulada, em um cenário de variação da cotação do dólar 14% acima da inflação e com os preços na Costa do Golfo acumulando alta de 12% em relação ao Brent.

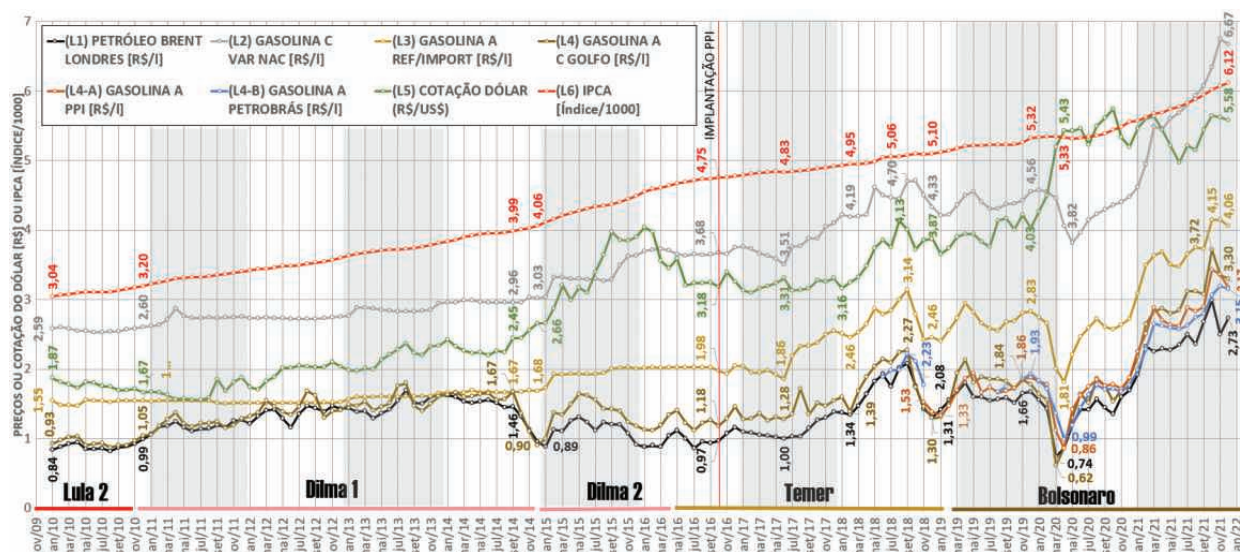


Figura 3-10 - Evolução dos preços da gasolina no Brasil (varejo nacional¹⁷, refinarias/importadores¹⁸, da Petrobrás¹⁹, da PPI²⁰) e na Costa do Golfo²¹. Apresenta ainda a evolução dos preços do Brent²², da cotação do dólar²³ e do IPCA²⁴.

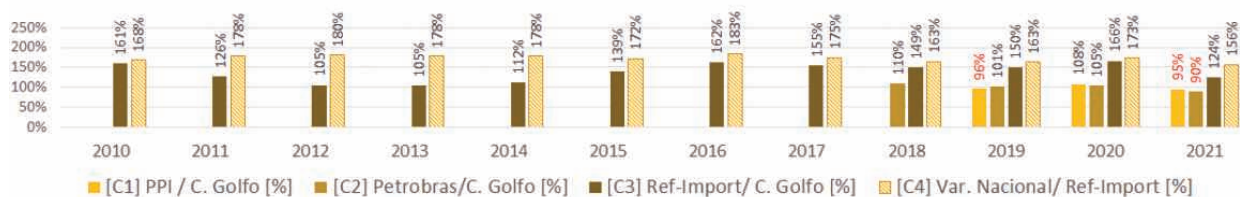


Figura 3-11 - Relação entre os preços médios da gasolina no varejo nacional¹⁷, nas refinarias/importadores¹⁸, na Petrobrás¹⁹, na PPI²⁰, e na Costa do Golfo²¹. Gráfico produzido a partir da Figura 3-10.

A Figura 3-11 mostra a relação entre os preços médios anuais e deixa evidente que, antes da PPI, e mesmo no restante da série histórica em estudo, em nenhum momento os preços médios nas refinarias/importadores estiveram abaixo da Costa do Golfo. Em 2010 e 2011, os preços nas refinarias/importadores ficaram respectivamente 61% e 26% acima da Costa do Golfo. Em 2012 e 2013, são observadas as menores diferenças, ambas ainda 5% acima. A partir do primeiro trimestre de 2014, mantida a política de preços internos e

com a queda dos preços externos, os preços nas refinarias/importadores sempre estiveram acima dos preços da Costa do Golfo, sendo: 12% em 2014, 39% em 2015 e 62% em 2016.

A Figura 3-11 permite observar que, apesar de menos pronunciada em relação ao diesel, também houve queda da diferença entre os preços da gasolina, praticados pela Petrobrás e a Costa do golfo, de 10% em 2018, para -10% em 2021, o que reforça ainda mais a tese da contenção de preços, nesse caso velada, para usufruto de di-

videndos políticos pelo governo Bolsonaro. Por outro lado, os preços oficiais da PPI, informados pela ANP a partir de 2019, se mantiveram abaixo

da Costa do Golfo em 2019 (-4%) e 2021 (-5%), e 10% acima em 2020.

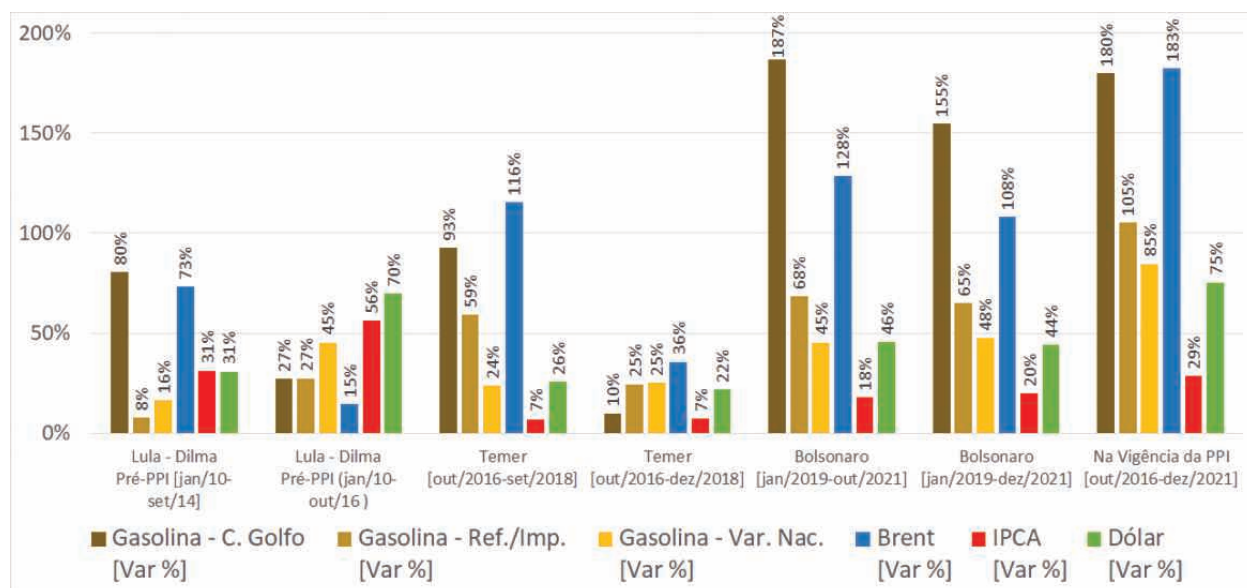


Figura 3-12 – Resumo da evolução dos preços da gasolina na Costa do Golfo, nas refinarias/importadores e no varejo nacional, segmentada por governos e macro-períodos (antes e na vigência da PPI)^{xix}. Gráfico produzido a partir da Figura 3-9.

Na vigência da PPI (out/2016-dez/2021) - A Figura 3-12 mostra que, de ponta a ponta, na vigência da PPI, o reajuste acumulado nas refinarias/importadores ficou 66% acima da inflação, porém, ainda 75% abaixo da Costa do Golfo. Isso tudo em um cenário de dólar variando 46% acima da inflação e os preços na Costa do Golfo variando 3% abaixo do *Brent*. Esses números deixam claro que os preços nas refinarias/importadores foram (e provavelmente continuam sendo) manipulados para “driblar” a PPI, sobretudo considerando a alta do dólar.

Recorte PPI/Temer (out/2016-dez/2018)

– As Figuras 3-10 e 3-11 mostram que, a partir de out/2016, as oscilações dos preços externos foram transferidas para os preços internos, fazendo com que os preços médios nas refinarias/importadores ficassem , acima da Costa do Golfo 55% em 2017 e 49% em 2018 (Figura 3-11), sendo 2018 a segunda menor relação na vigência da PPI. A queda em 2017/16 é explicada pelo ajuste decorrente da implantação da PPI. Em 2018, embora menos pronunciada que para o diesel, a queda também coincide com a greve nacional

dos caminhoneiros, deflagrada em mar/2018, e que parece ter levado Temer a também represar os preços da gasolina entre abr-set/2018, burlando a PPI, de modo que nesse período, os preços médios nas refinarias/importadores ficaram 36% acima da Costa do Golfo, chegando a 30% em jun/2018. Ao contrário do diesel, a contenção de preços da gasolina parece ter ocorrido de forma velada, não tendo sido encontradas evidências de subsídios ou que a Petrobrás tenha recebido subvenções para compensar eventuais perdas, a exemplo do que ocorrera com o diesel.

A partir da Figura 3-10, é interessante observar ainda que, entre set-dez/2018, as quedas não aconteceram na mesma proporção. Ou seja, enquanto *Brent* caiu 27%, os preços na Costa do Golfo caíram 43% contra queda de apenas 36% nas refinarias/importadores e desvalorização do dólar em 6%. A exemplo do que ocorreu com o diesel, mais uma burla à PPI.

A Figura 3-12 mostra que, até set-out/2018, o reajuste acumulado nas refinarias/importadores esteve 34% abaixo da Costa do Golfo, e ainda assim 52% acima da inflação, deixando evidente

a contenção de preços por Temer, “driblando” a PPI, mesmo com o dólar em alta de 19% acima da inflação. Porém, a partir de out/2018 houve uma queda acentuada nos preços externos de modo que em dez/2018 o reajuste acumulado nas refinarias/importadores caiu para 18% acima da inflação e 15% acima da Costa do Golfo. Isso em um cenário de variação do dólar 15% acima da inflação e dos preços na Costa do Golfo 23% abaixo do *Brent*.

Recorte PPI/Bolsonaro (jan/2019-dez/2021)

– Vale ressaltar que a distorção ao final deste período teve amplitude bem menor do que as observadas nos períodos Temer e Dilma. A Figura 3-12 mostra que, até out/2021, o reajuste acumulado nas refinarias/importadores estava 119% abaixo da Costa do Golfo, e ainda assim 50% acima da inflação, deixando evidente a continuidade da contenção de preços iniciada por Temer, mesmo com o dólar em alta de 28% acima da inflação. Até dez/2021, houve uma queda acentuada nos preços de modo que, ao final do período, as diferenças foram amenizadas, e o reajuste acumulado nas refinarias/importadores caiu para 45% acima da inflação, ainda 90% abaixo da Costa do Golfo, com o dólar variando 24% acima da inflação e os preços na Costa do Golfo 47% acima do *Brent*.

Em 2019, primeiro ano de Bolsonaro, os preços da gasolina nas refinarias/importadores estiveram 50% acima da Costa do Golfo, pouco acima dos 49% de 2018, provavelmente ainda refletindo a contenção de preços adotada por Temer, seguindo-se expressiva alta em 2020 quando chegou à marca de 66%. Em 2021, a relação voltou a cair para uma média de 24%, destacando-se que chegou a atingir 19% entre jul-set/2021, em clara demonstração de contenção velada de preços, embora menos pronunciada que as contenções de preços praticadas por Temer em 2018 e pelo próprio Bolsonaro em 2021, para o diesel. A contenção de preços da gasolina durante o governo Bolsonaro é mais um claro indicativo de que a PPI foi (e talvez continue sendo) burlada. Vale lembrar que a situação é ainda mais grave por acontecer em uma conjuntura de dólar e *Brent*

muito em alta, diferente de qualquer momento do período estudado.

Com é possível observar, na vigência da PPI, a gasolina passou a ter reajustes significativos, muito abaixo da Costa do Golfo, porém, muito acima da inflação, aumentando a participação na composição dos custos dos serviços que usam a gasolina como insumo, e em consequência reduzindo a renda de trabalhadores como motoristas de táxi ou de aplicativos, motoboys e pequenos fretistas em geral, fazendo com que para muitos, algumas dessas atividades, que já eram em grande medida pouco rentáveis, tenham sido inviabilizadas, configurando um cenário retrógrado e deplorável.

3.6.3 - Resultados Financeiros

Antes da PPI (2010-16) - As colunas [C1], [C2] e [C3] da Figura 3-13 mostram que antes da PPI, exceto pelos anos de 2013 e 2014, em que teriam sido apurados prejuízos, estima-se que em todos os demais anos a Petrobrás teria apurado lucro com importação/revenda de gasolina. Ainda assim, os prejuízos estimados parecem incoerentes, uma vez que naqueles anos os preços nas refinarias/importadores estiveram 5% acima da Costa do Golfo (Figura 3-11). Além disso, as colunas [C4], [C5] e [C6] (Figura 3-11) mostram que os prejuízos estimados apurados em 2013-14 com importação/revenda foram amplamente compensados pelos lucros estimados com produção-refino/vendas de gasolina no período, expressos nas colunas [C6].

Em 2015-16, as operações de importação/revenda pela Petrobrás teriam resultado em estimativas de lucros, aparentemente coerentes, mas que devem ser observados considerando que os preços nas refinarias/importadores estiveram respectivamente 39% e 62% acima da Costa do Golfo (Figura 3-9), e as importações pela Petrobrás sofreram redução de 33% em 2015 seguida de recuperação parcial em 2016 quando cresceu 19%.

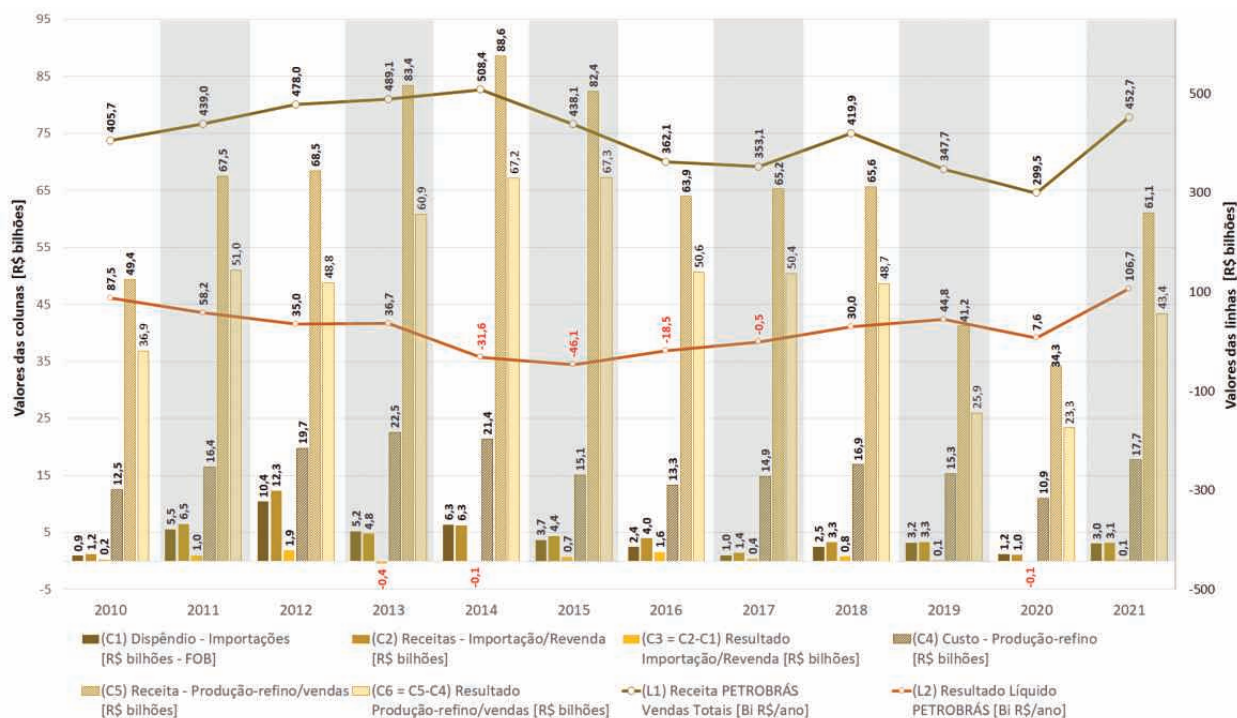


Figura 3-13 Dispendios, receitas e resultados financeiros estimados com importação/revenda [C1], [C2], [C3] e com produção-refino/vendas [C4], [C5], [C6] de gasolina; receitas globais de vendas oficiais [L1] e resultados líquidos globais oficiais [L2] da Petrobrás entre 2010-21²².

Vale observar que, entre set/2014 e dez/2014, enquanto os preços da gasolina caíram 46% na Costa do Golfo, ficaram estáveis nas refinarias/importadores, de modo que, a partir de set/2014, a importação/revenda ganhou cada vez mais atratividade, enquanto a Petrobrás reduzia sua participação (Figura 3-9).

A Figura 3-13 mostra também, que os resultados de 2015-16 com importação/revenda, ocorreram em um cenário de expressiva queda nas vendas (Figura 3-9) e de grandes prejuízos líquidos globais (Figuras 3-11 – Linha L2), estabilidade na produção em 2014-15 e queda acentuada da produção em 2015-16 (Figura 3-9), decorrentes da queda do FUT, de 94% em 2014, para 80% em 2016. (Figura 3-2)

Na vigência da PPI (2017-21) - As colunas [C1], [C2] e [C3] da Figura 3-7 mostram que, à exceção de 2020, quando foi estimado prejuízo de R\$0,1 bilhão, a Petrobrás teria apurado lucros nos demais anos, com a importação/revenda de gasolina. Os resultados estimados entre 2017-19 não parecem guardar relação com o crescimento do volume importado e parecem incompatíveis, considerando que os preços nas refinarias/im-

portadores variaram entre 49% e 55% acima da Costa do Golfo (Figura 3-11). O prejuízo estimado em 2020 [C4] parece incoerente uma vez que os preços nas refinarias/importadores estiveram, em média, 66% acima da Costa do Golfo, maior relação em toda a série estudada. O lucro apurado em 2021 [C5], por sua vez, parece compatível com os preços nas refinarias/importadores que estiveram 22% acima da Costa do Golfo.

Vale observar que o resultado em 2018 (Figura 3-11), embora positivo, foi obtido num período em que o governo Temer promoveu a contenção de preços por meio de subsídios, em decorrência da greve dos caminhoneiros, no caso do diesel, em parte na forma de subvenção econômica à Petrobrás. A exemplo do que ocorreu com o diesel, as turbulências decorrentes da greve foram refletidas, entre 2017-18, também para a gasolina: a relação entre os preços nas refinarias/importadores e na Costa do Golfo caiu de 155% para 149% com quedas nas vendas e produção, tanto nacionais quanto da Petrobrás. Entretanto, enquanto as importações nacionais despencaram 33%, as importações da Petrobrás aumentaram em 83%, a exemplo do que ocorreu com o diesel, embora

de forma mais moderada. Entre 2015-16, quando o cenário era muito atrativo, com lucratividade alta e certa, a Petrobrás reduziu sua produção de gasolina e sua participação na importação/revenda. Em meio às incertezas e redução da margem em relação à Costa do Golfo, a Petrobrás quase triplicou sua participação na importação/revenda de gasolina, de 13% em 2017 para 37% em 2018.

O lucro estimado em 2021 (Figura 3-11) aconteceu em um cenário parcialmente invertido em relação a 2018. Ou seja: enquanto em 2018 há uma turbulência interna, em 2021 as turbulências são externas, centradas na pandemia de Covid-19 e nas altas do *Brent* e do dólar, sendo essa última um componente interno-externo. Em 2021, houve alta nas vendas decorrente da retomada da economia, devido ao arrefecimento da pandemia. Os preços nas refinarias/importadores estiveram, em média, 24% acima da Costa do Golfo, aproximadamente metade dos 49% observados em 2018, a segunda menor relação na vigência da PPI, o ano da greve dos caminhoneiros. Mais uma vez, para atender o aumento na demanda em meio a um cenário de risco, a Petrobrás foi chamada a participar por meio do aumento de 18% na sua produção e aumento de 100% nas importações, novamente quase triplicando a sua participação nas importações nacionais, passando de 17% em 2020, para 50% em 2021.

Por outro lado, as colunas [C4], [C5] e [C6] mostram que a produção-refino/vendas pela Petrobrás resultaram em lucros estimados significativos e que compensaram regamente os prejuízos estimados em 2013, 2014 e 2020. Além do que, mesmo com os prejuízos estimados em 2013 e 2014, a média de lucros estimados com importação/revenda de gasolina entre 2010-16, antes da PPI, foi de R\$ 700 milhões/ano, equivalentes a R\$ 310 milhões/MM m³, enquanto entre 2017-21, na vigência da PPI, a média caiu para R\$256 milhões/ano, equivalentes a R\$ 250 milhões/MM m³. Ou seja, os resultados financeiros antes da PPI foram 173% maiores do que na vigência da PPI.

3.7 - GLP

3.7.1 - Importação/Exportação, Produção e Vendas

Antes da PPI (2010-2016) - A Figura 3-14 mostra que entre 2010-14 houve um crescimento pouco expressivo de 7% nas vendas de GLP. As condições citadas em 3.5.1 (Figura 3-1) provocaram a ligeira queda nas vendas de GLP em 2015, seguidas de retomada em 2016, ao patamar de 2014. Entre 2010-12, a produção nacional cresceu 7%, mas, a partir de 2013, teve início uma trajetória de queda que seguiu até 2016, quando acumulou queda de 7%, com produção equivalente a 2010.

A produção da Petrobrás cresceu 8% entre 2010-12, caiu 11% entre 2012-13 e, a partir daí, passou a oscilar com pequeno viés de baixa, chegando, em 2016, a um volume 5% abaixo de 2010. Entre 2012-16, as quedas na produção de GLP nacional e da Petrobrás foram compensadas pelo substancial aumento de 35% nas importações. A participação média da Petrobrás na produção nacional de GLP caiu de 77%, entre 2010-14, para 75% no biênio 2015-16.

Diferente do diesel e da gasolina, a redução da produção de GLP começou já em 2013, mesmo com o FUT em 98%, máxima do período em estudo (Figura 3-2) e apesar da entrada em operação de diversas unidades do programa de modernização das refinarias, que em teoria aumentariam a produção de diesel, gasolina e GLP.

As importações da Petrobrás cresceram 3% entre 2010-11, caíram 11% entre 2011-12 e, a partir de 2013, oscilaram com viés de alta, chegando a 2016 com crescimento 23% em relação a 2010, o que compensou as quedas na produção nacional e da Petrobrás.

As exportações de GLP são pouco representativas. Foram equivalentes a 1,2% das importações entre 2010-14, caíram para 0,9% em 2015, e para 0,01% em 2016. A princípio, essas exportações acontecem em função de acordos comerciais pontuais com outros países, sendo irrelevante o aprofundamento no tema.

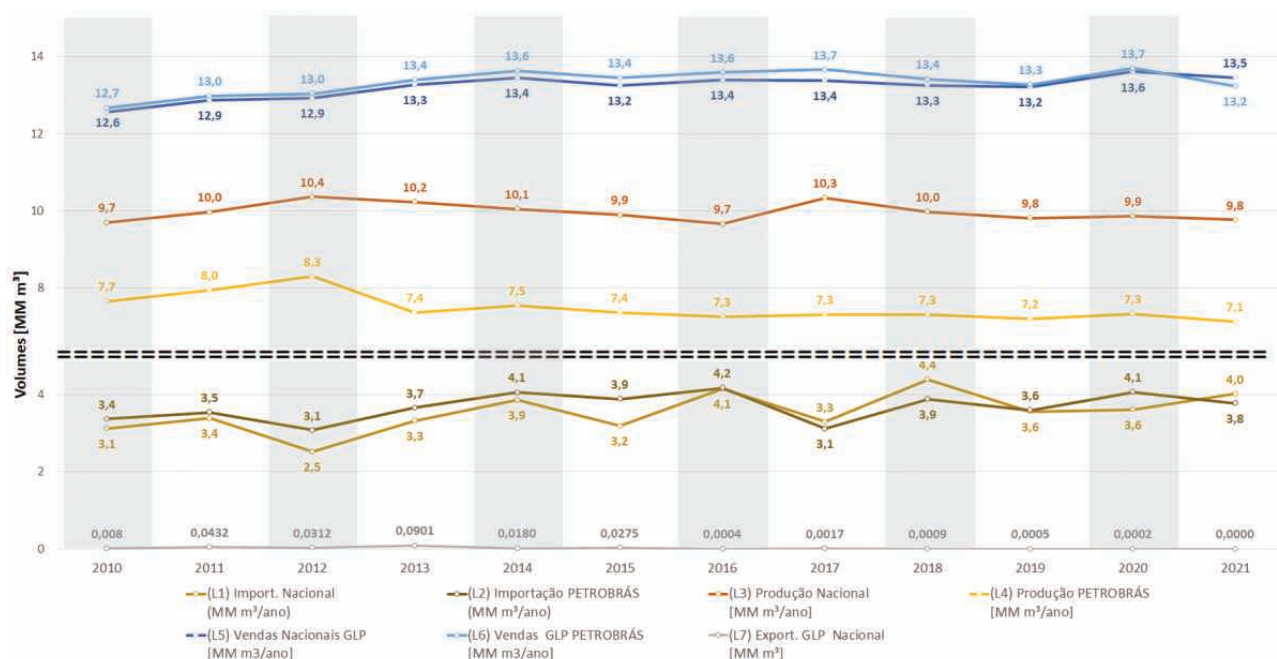


Figura 3-14 – Evolução dos volumes de vendas^{35, 36}, produção^{37, 38}, importações^{39, 40} e exportações^{16, 41} de GLP nacionais e pela Petrobrás (MM m³) entre 2010-21¹⁷. Não contempla as vendas no exterior e contempla as vendas da Refinaria Landulpho Alves - Mataripe (RLAM) até nov/2021, quando foi vendida e passou a se chamar Refinaria de Mataripe.

Na Vigência da PPI (2017-2021) - Entre 2016-17, as vendas da Petrobrás tiveram uma pequena alta de 0,7% e, a partir daí, oscilaram com pequeno viés de baixa até 2021, acumulando queda de 4% em relação a 2017. Desgraçadamente, entre 2020-21, há uma redução nas vendas de GLP, justamente um dos itens de maior necessidade entre a população de baixa renda, de modo que o volume de vendas em 2021 ficou apenas 1,5% acima do volume de vendas de 2012. A Figura 3-14 mostra ainda que, a partir de 2018, a participação da Petrobrás nas vendas nacionais volta a crescer e, em 2021, as vendas da Petrobrás aparecem, de forma incoerente^{xvii}, maiores que as vendas nacionais.

A produção nacional cresceu 6% entre 2016-17 e voltou ao patamar de 2012, enquanto a produção da Petrobrás se manteve estável até 2021. A partir de 2018, a produção nacional seguiu trajetória de queda, voltando em 2019 ao patamar de 2016 e 2010 e, a partir daí, se manteve estável até 2021.

No período em estudo, a produção nacional de GLP oscilou entre 9,7 e 10,4 MM m³. A produção da Petrobrás, por sua vez, deu continuidade à

trajetória de queda iniciada em 2013, prolongada até 2021, quando acumulou queda de 3% em relação a 2017 e atingiu 7,1 MM m³, o menor valor da série, 8% abaixo de 2010. A participação da Petrobrás na produção nacional de GLP teve módica redução, de 75% entre 2015-16, para 73% entre 2017-21.

As importações da Petrobrás, por sua vez, tiveram aguda queda de 26% entre 2016-17, seguida de recuperação de 26% entre 2017-18, e seguiram oscilando, com ligeira tendência de alta, acumulando crescimento de 23% entre 2017-21, quando atingiu 3,8 MM m³, 12% acima das importações de 2010.

Os volumes de GLP exportados, por sua vez, são pouco relevantes e foram equivalentes a apenas 1,2% das importações entre 2010-14, caíram para 0,4% em 2015-16 e despencaram para 0,02% entre 2017-21, de modo que não vale a pena nos determos na análise da evolução ao longo da série.

3.7.2 - Evolução dos Preços

Pré-PPI (jan/2010-out/2016) – Nesse período, os reajustes acumulados nas refinarias/importadores ficaram abaixo da inflação e do varejo nacional, porém, substancialmente acima da Costa do Golfo, destacando-se que o GLP teve o menor reajuste em relação à inflação. A Figura 3-15 mostra que a política de preços do governo Dilma, que era totalmente independente dos preços externos, foi estendida até aproximadamente mar/2017. Entre mar-nov/2017, observa-se um curto período de alinhamento entre os preços nas refinarias/importadores com a Costa do Golfo, seguido de um novo período de independência entre dez/2017-jun/2019 e a partir daí um novo alinhamento até o final do período em estudo.

Observando de ponta a ponta, as Figuras 3-15 e 3-17 permitem observar que entre jan/2010 e set/2014 o reajuste acumulado do GLP nas refinarias/importadores foi nulo (0%), ficando 3% abaixo da Costa do Golfo e 31% abaixo da inflação no período. Isso tudo em um cenário de dólar bem comportado, variando no compasso da inflação e com os preços na Costa do Golfo variando 70% abaixo do *Brent*. A partir de set/2014 a situação se inverteu e o reajuste acumulado do GLP nas refinarias/importadores em out/2016 chegou 42% acima da Costa do Golfo, porém, 42% abaixo da inflação acumulada, em um cenário de variação da cotação do dólar 14% acima da inflação e com os preços na Costa do Golfo acumulando queda de 43% em relação ao *Brent*.

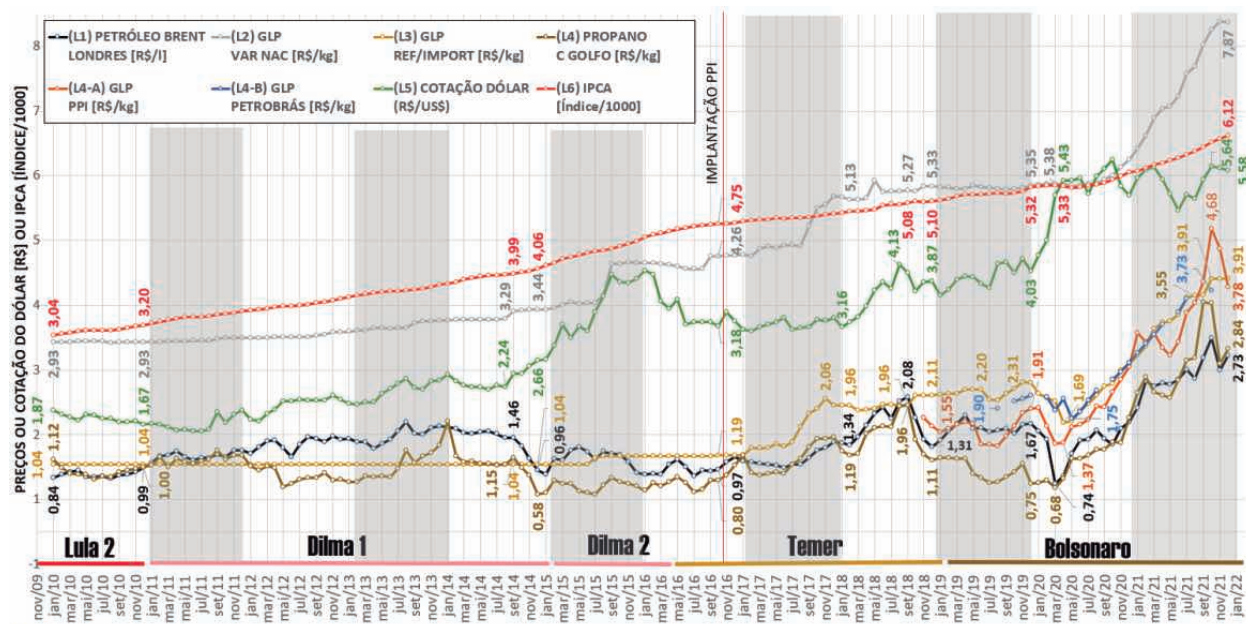


Figura 3-15 - Evolução dos preços do GLP no Brasil (varejo nacional¹⁷, refinarias/importadores¹⁸, da Petrobrás¹⁹, da PPI²⁰) e na Costa do Golfo²¹. Apresenta ainda a evolução dos preços do *Brent*²², da cotação do dólar²³ e do IPCA^{24, 18}

A Figura 3-16 deixa evidente que antes da PPI, apenas em 2011 e 2014 os preços médios do GLP nas refinarias/importadores estiveram respectivamente 7% e 3% abaixo da Costa do Golfo, permanecendo entre 4% e 20% acima nos demais anos. A partir de out/2014, com a queda dos preços externos e manutenção da política anterior, os preços nas refinarias/importadores ficaram em 2015 e 2016 respectivamente 56% e 52% acima da Costa do Golfo.

A Figura 3-16 mostra que, também houve queda na diferença de preços do GLP entre a Petrobrás e a Costa do Golfo, de 113% em 2018, para 23% em 2021. Como se percebe, a queda foi muito mais pronunciada do que a observada em relação ao diesel ou à gasolina, o que reforça, mais uma vez, a tese da contenção de preços, nesse caso velada, para usufruto de dividendos políticos pelo governo Bolsonaro. Por outro lado, os preços oficiais da PPI, informados pela ANP,

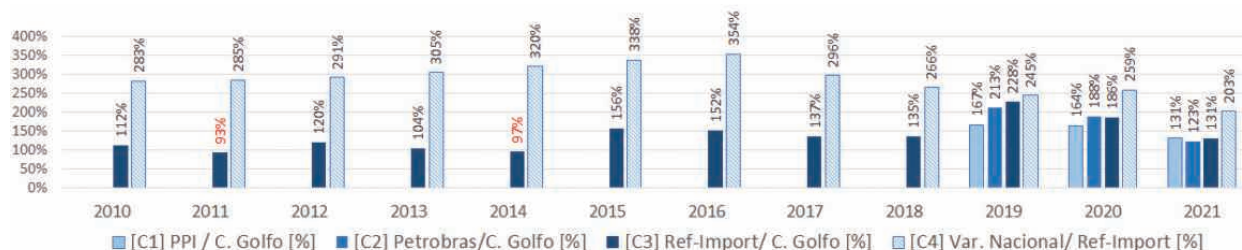


Figura 3-16 - Relação entre os preços médios do GLP no varejo nacional¹⁷, nas refinarias/importadores¹⁸, na Petrobras¹⁹, na PPI²⁰, e na Costa do Golfo²¹. Gráfico produzido a partir da Figura 3-15.

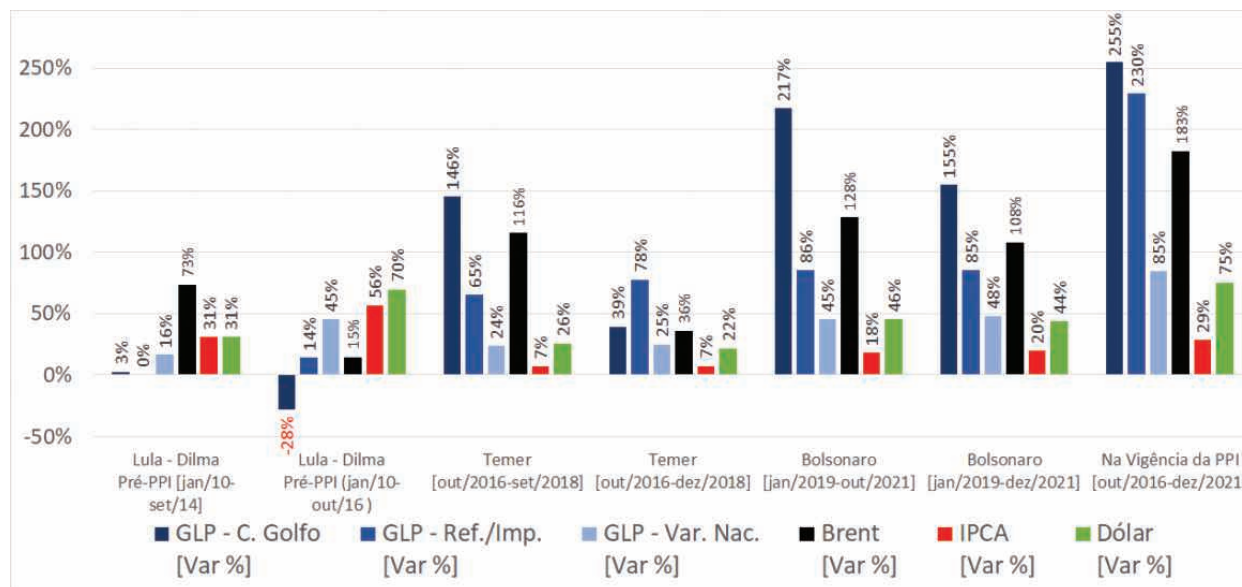


Figura 3-17 Resumo da evolução dos preços do GLP na Costa do Golfo, nas refinarias/importadores e no varejo nacional, segmentada por governos e macro-períodos (antes e na vigência da PPI)¹⁹. Gráfico produzido a partir da Figura 3-15.

ficaram 4% e 5% abaixo da Costa do Golfo, respectivamente em 2019 e 2021, e 10% acima, em 2020.

Na vigência da PPI (out/2016-dez/2021)

– Observando de ponta a ponta, a Figura 3-17 mostra que o reajuste acumulado nas refinarias/importadores ficou 201% acima da inflação, porém, ainda 25% abaixo da Costa do Golfo. Isso tudo em um cenário de dólar variando 46% acima da inflação e com os preços na Costa do Golfo variando 72% acima do *Brent*. Embora em menor escala em relação ao diesel e à gasolina, esses números deixam claro que os preços nas refinarias/importadores também foram (e provavelmente continuam sendo) manipulados para “driblar” a PPI, sobretudo considerando a alta do dólar.

Recorte PPI/Temer (out/2016-dez/2018) –

As Figuras 3-15 e 3-16 mostram que, a partir de out/2016, as oscilações dos preços externos fo-

ram transferidas para os preços internos, fazendo com que os preços médios nas refinarias/importadores ficassem, acima da Costa do Golfo (Figura 3-16), respectivamente, 37% em 2017 e 35% em 2018, sendo 2018 a segunda menor relação na vigência da PPI. A queda entre 2016/17 é explicada pelo ajuste decorrente da implantação da PPI.

É importante observar que a distorção de preços do GLP no governo Temer aconteceu de forma diferente em relação ao diesel e à gasolina. A Figura 3-15 ajuda a lembrar ainda que, mesmo com a presidenta Dilma afastada, a política de preços de seu governo foi estendida para o GLP até abr/2017. Entre mai-out/2017, os preços nas refinarias/importadores foram alinhados com os da Costa do Golfo, e entre nov/2017-jun/2019 os preços voltaram a se descolar da Costa do Golfo, aparentemente manipulados para “driblar” a PPI; sendo que, entre nov/2017-ago-set/2018, os

preços nas refinarias/importadores não acompanharam a alta dos preços, caracterizando a contenção, e de ago-set/2018 a jun/2019 não acompanharam a queda, conforme se detalha a seguir.

Como o descolamento da Costa do Golfo começou em nov/2017, fica claro que, ao contrário da contenção de preços para o diesel e a gasolina, a contenção dos preços do GLP não guarda relação com a greve dos caminhoneiros, deflagrada em mar/2018, mas certamente contribuiu para evitar mais um ponto de tensão e consequente desgaste para o governo.

Vale ressaltar que, entre nov/2017, quando houve o descolamento, e ago-set/2018, quando os preços se igualaram, os preços médios nas refinarias/importadores experimentaram queda de 5%, enquanto os preços na Costa do Golfo foram reajustados em 35%, gerando uma defasagem de 40%, contrariando completamente a lógica usada para implementar a PPI. E eis que, entre ago-set/2018 e jun/2019, a situação se inverteu. Os preços nas refinarias/importadores tiveram alta de 12%, enquanto os preços na Costa do Golfo despencaram 57%, gerando uma diferença de 69%, em um cenário de ampla oscilação do *Brent* e alta do dólar de 21%, diferença que parece ter sido usada para compensar a defasagem de preços pré-set/2018.

A Figura 3-16 mostra a relação entre os preços médios nas refinarias/importadores e na Costa do Golfo, que caíram de 52%, em 2016, para 37% em 2017, o que parece ter sido um ajuste decorrente da implantação da PPI. Entre 2017-18 a relação entre os preços médios teve pequena queda de 37% para 35%, a menor relação na vigência da PPI. Tal fato, associado ao reajuste acumulado no governo Temer até set/2018, de 81% abaixo da Costa do Golfo, indicam a contenção de preços com vistas ao controle da inflação e obtenção de dividendos políticos - exatamente a acusação usada contra os governos do Partido dos Trabalhadores.

Ao contrário do diesel e a exemplo da gasolina, a contenção de preços do GLP foi muito mais pronunciada e parece ter ocorrido de forma velada, não tendo sido encontradas evidências de subsídios ou de que a Petrobrás tenha recebido subvenções com vistas à compensação de eventuais perdas, a exemplo do que ocorreu com o diesel.

Recorte PPI/Bolsonaro (jan/2019-dez/2021)

– A Figura 3-12 mostra que, até out/2021, o reajuste acumulado nas refinarias/importadores encontrava-se 119% abaixo da Costa do Golfo e ainda assim 50% acima da inflação, deixando evidente a continuidade da contenção de preços iniciada por Temer, mesmo com o dólar em alta de 28% acima da inflação. Entre out-dez/2021, houve uma queda acentuada nos preços de modo que ao final do período, as diferenças foram amenizadas e o reajuste acumulado nas refinarias/importadores reduzido para 45% acima da inflação, ainda 90% abaixo da Costa do Golfo, com o dólar 24% acima da inflação e os preços na Costa do Golfo variando 47% acima do *Brent*.

A partir da Figura 3-17 é possível observar que na vigência da PPI, os reajustes de preços do GLP apresentaram as maiores diferenças acima da inflação, seja nos governos isolados, seja no período completo, o que levou parte da população mais carente a voltar a usar lenha, carvão e álcool para cozinhar, contribuindo inclusive para o aumento no número de acidentes por queimaduras^{XXIV}, um cenário retrógrado e deplorável.

A Figura 3-16 permite observar que em 2019, primeiro ano de Bolsonaro, os preços do GLP nas refinarias/importadores saltaram de 35% para uma média de 128% acima da Costa do Golfo, o maior valor da série histórica, 93% acima de 2018; destacando-se ainda que, em dez/2018, a diferença chegou a 206%. Apesar da queda acentuada, em 2020 os preços nas refinarias/importadores ainda estiveram 86% acima da Costa do Golfo, bem menores do que 2019, porém, ainda sendo a

XXIV - USO DE ÁLCOOL COMBUSTÍVEL PARA COZINHAR AUMENTA OS CASOS DE QUEIMADOS NO HR. Site UOL. Disponível em: <<https://www.uol.com.br/carnaval/videos/?id=uso-de-alcool-combustivel-para-cozinhar-aumenta-os-caso-de-queimados-no-hr-04028C18326AD4996326>>. Acesso em 15/02/2022.

segunda maior diferença em todo o período estudado - destacando-se que esse índice foi atingido no ano mais crítico da pandemia pela Covid-19. Em 2021, frente à forte escalada dos preços externos, os preços médios nas refinarias/importadores ficaram 31% acima da Costa do Golfo, a menor relação na vigência da PPI, o que indica a retomada da contenção de preços pelo governo.

A Figura 3-16 mostra ainda que, a partir de ago/2019, a Petrobrás começou a informar seus preços médios de venda para alguns meses e períodos descontínuos até nov/2021, tendo sido tomadas as médias anuais a partir dos dados disponíveis. Da mesma forma, a ANP passou a informar os preços oficiais da PPI a partir de nov/2018.

É possível observar ainda que, em 2019, os preços da Petrobrás estiveram 113% acima da Costa do Golfo, tendo agudas quedas para 88% em 2020, e 23% em 2021. Vale ressaltar que a relação entre os preços da PPI/Costa do Golfo e das refinarias/importadores/Costa do Golfo também caíram a partir de 2019, até atingirem juntas o índice de 31% em 2021, o menor índice na vigência da PPI, apenas 8% acima da relação entre os preços Petrobrás/Costa do Golfo, em um cenário de explosão dos preços externos e dólar com fortes oscilações em viés de alta. Esse contexto reforça a tese de que os preços internos do GLP foram e, provavelmente, ainda estão sendo manipulados com o objetivo de conter a inflação, e atenuar o desgaste do governo.

Finalmente, é particularmente importante observar que, em 2018, com a queda na relação entre os preços nas refinarias/importadores e na Costa do Golfo, a Petrobrás aumentou suas importações em 28%. Em 2019, quando a relação explodiu, a Petrobrás reduziu as importações em 8%. Em 2020, diante de nova queda, a Petrobrás aumentou as importações em 14%. O ano de 2021 foi atípico, quando houve queda nas margens em relação à Costa do Golfo e queda nas importações da Petrobrás. Esse movimento implicou em crescimento de 23% nas importações pela Petrobrás entre 2017-21, com pico de 32% em 2020. Mais uma evidência de que, em momentos de

instabilidade, como a greve dos caminhoneiros de 2018 e a pandemia pela Covid-19, em 2020-21, a Petrobrás tem sido usada para fazer política, aumentando sua participação nas importações em momentos que envolvem maiores riscos.

Sabe-se que a inflação por si já é um forte mecanismo de destruição do poder aquisitivo da população, sobretudo da parcela mais pobre, que não tem como se defender. Dessa forma, os aumentos observados para o GLP configuram particularmente uma crueldade, visto que o aumento abusivo de preços do GLP impacta sobretudo no preparo de alimentos da população de baixa renda, mais carente, e também nos preços da alimentação nas lanchonetes e restaurantes usados pelos trabalhadores ao longo da jornada de trabalho.

3.7.3 - Resultados Financeiros

Antes da PPI (2010-16) - As colunas [C1], [C2] e [C3] da Figura 3-18 mostram que antes da PPI, exceto pelos anos de 2011 e 2012, em que teriam sido apurados prejuízos, estima-se que em todos os demais anos a Petrobrás teria apurado lucro com as operações de importação/revenda de GLP. A estimativa de prejuízo em 2011 parece coerente com os preços nas refinarias/importadores, que estiveram 7% abaixo da Costa do Golfo. Já o prejuízo estimado em 2012 parece incoerente, uma vez que, naquele ano, os preços nas refinarias/importadores estiveram 20% acima da Costa do Golfo. Outra incoerência é observada em 2014, quando foi estimado lucro, mesmo com os preços nas refinarias/importadores 3% abaixo da Costa do Golfo (Figura 3-16).

Em 2015-16, a importação/revenda de GLP pela Petrobrás teria resultado em estimativas de lucros, aparentemente coerentes considerando que os preços nas refinarias/importadores estiveram respectivamente 56% e 52% acima da Costa do Golfo (Figura 3-16). Fica evidente que a Petrobrás nunca teve sistematicamente prejuízos bilionários com importação/revenda de GLP. Pelo

contrário as colunas [C4], [C5] e [C6] mostram que as receitas da produção-refino/vendas de GLP pela Petrobrás resultaram em lucros estimados significativos que compensaram regamente os prejuízos estimados em 2011 e 2012.

Na vigência da PPI 2017-21) - As colunas [C1], [C2] e [C3] da Figura 3-15 mostram que entre 2017-21, a Petrobrás teria apurado lucros com a importação/revenda de GLP, que parecem razoáveis considerando que os preços nas refinarias/importadores estiveram predominantemente acima da Costa do Golfo (Figuras 3-15 e 3-16).

A queda de 31% observada no lucro estimado da Petrobrás com importação/revenda de GLP, entre 2016-17 (Figura 3-18), reflete de certa forma, a queda na diferença entre os preços médios nas refinarias/importadores e na Costa do Golfo de 52% em 2016 para 37% em 2017 (Figura 3-16) acompanhada pela queda de 26% no volume das importações da Petrobrás (Figura 3-14).

Por outro lado, entre 2017-18, enquanto as importações pela Petrobrás cresceram 26% em volume, o lucro estimado caiu 33%, queda

que -ocorreu dentro do período de nov/2017 a jun/2019, quando a PPI foi posta de lado para os preços do GLP, e os preços nas refinarias/importadores foram reajustados em índices abaixo da Costa do Golfo, mesmo com o dólar em alta, implicando na contenção de preços, de modo que, em ago-set/2018 a diferença atingiu pífios 0,5%. Importante lembrar também que, dentro desse período de abandono da PPI para o GLP, aconteceu a greve dos caminhoneiros, que teve como desdobramentos a contenção dos preços do diesel e da gasolina imposta por Temer, discutida anteriormente. É notório que, tendo iniciado antes, a contenção de preços do GLP não aconteceu em virtude da greve dos caminhoneiros. Porém, é possível que tenha se estendido em função dessa greve.

Fica claro também, que a contenção oficial de preços do diesel se repetiu de forma velada para a gasolina e também para o GLP. Entre 2017-18 a Petrobrás importou um volume muito maior, e vendeu sem acompanhar os reajustes na Costa do Golfo, reduzindo os lucros e/ou “gerando prejuízos para a Petrobrás e seus investidores” –

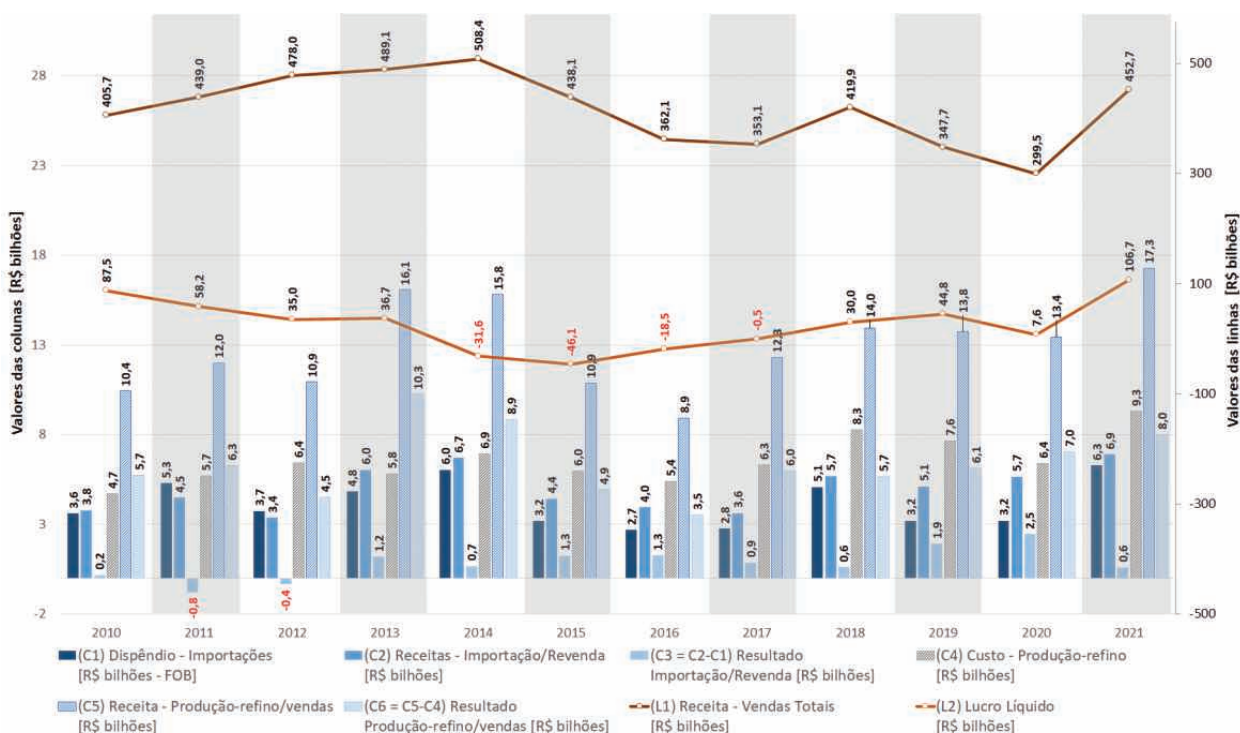


Figura 3-18 Dispêndios, receitas e resultados financeiros estimados com importação/revenda [C1], [C2], [C3] e com produção-refino/vendas [C4], [C5], [C6] de GLP; receitas globais de vendas oficiais [L1] e resultados líquidos globais oficiais [L2] da Petrobrás entre 2010-21²¹.

acusações usadas contra os governos do PT-, tais práticas foram claramente usadas para poupar Temer de desgastes ainda maiores em 2018. Vale destacar ainda que, assim como para a gasolina, também para o GLP não foram encontrados nos relatórios da Petrobrás, registros de subvenção econômica, como houve para o diesel..

Entre 2018-19, com a queda dos preços na Costa do Golfo e a manutenção da independência dos preços nas refinarias/importadores, a situação se inverteu. O lucro estimado da Petrobrás com a importação/revenda cresceu 217% (Figura 3-18), em meio à queda das importações em 8% (Figura 3-14), compensada pelo crescimento de 93% dos preços médios nas refinarias/importadores em relação à Costa do Golfo (Figura 3-16).

Embora 2020 tenha sido crítico, como o primeiro ano da pandemia pela Covid-19, a Petrobrás aumentou em 32% a estimativa de lucro com importação/revenda de GLP, em relação a 2019 (Figura 3-18), sendo a maior estimativa de lucro na vigência da PPI. Entre 2020-21 ocorreu uma situação também inusitada. O lucro estimado da Petrobrás com importação/revenda caiu 76%, atingindo R\$ 0,6 MM, mesmo resultado de 2018, a segunda menor estimativa de lucro da série em estudo. Essa queda no lucro estimado aconteceu em meio às quedas de 1% nas vendas, de 3% na produção, de 7% nas importações (Figura 3-14) e de 53% dos preços médios nas refinarias/importadores (Figura 3-16), em relação à Costa do Golfo, em um cenário de fortes oscilações na cotação do dólar e explosão dos preços externos.

Por outro lado, as colunas [C4], [C5] e [C6] mostram que a produção-refino/vendas pela Petrobrás resultaram em lucros estimados significativos e que compensaram regamente os prejuízos estimados em 2011 e 2012. Além do que a média de lucros estimados com importação/revenda de GLP entre 2010-16, antes da PPI, foi de R\$491 milhões/ano, equivalentes a R\$133 milhões/MM m³, enquanto entre 2017-21, na vigência da PPI, a média aumentou absurdamente para R\$1,293 bilhão/ano, equivalentes a R\$351 milhões/MM m³. Na contramão do diesel e da gasolina, os lucros

com importação/revenda de GLP na vigência da PPI foram 163% maiores do que antes da PPI.

Além da degradação social já citada, os aumentos dos preços do GLP acima da inflação se afiguram particularmente cruéis, também porque, as vendas de GLP em 2021 correponderam apenas a 5,3% das receitas de vendas da Petrobrás, mas responderam por 8,0% do lucro líquido, que foi recorde histórico.

3.8 - CONSIDERAÇÕES GERAIS

Ficou demonstrado que, no período em estudo anterior à PPI em nenhum momento a Petrobrás praticou, reiteradamente ou deliberadamente, preços abaixo da Costa do Golfo para qualquer dos derivados estudados. Houve eventos isolados, para o diesel e para o GLP, e nenhum para a gasolina, ressaltando-se que, nesses casos, os preços médios praticados pela Petrobrás estiveram abaixo da Costa do Golfo em decorrência das oscilações externas, e não da política de preços internos, que evoluíram de forma independente até out/2016 para o diesel e gasolina e até jun/2017 para o GLP. E mesmo entre os citados casos, há inconsistências, caindo por terra a acusação de que antes da PPI a Petrobrás teria comprado derivados a preços mais caros no exterior e revendido no Brasil a preços subfaturados, de modo a conter a inflação e propiciar dividendos políticos aos governos de Lula e Dilma, o que teria implicado em pretensos (e irreais) prejuízos bilionários à Petrobrás e seus acionistas, mentiras largamente difundidas no entorno das eleições de 2014, e que foram tratadas por muitos como verdades absolutas e intoleráveis.

Chama a atenção o fato de que entre 2015-16, justamente quando as margens de vendas do diesel, da gasolina e do GLP foram as maiores da série em estudo, em relação à Costa do Golfo, coincidentemente, a Petrobrás reduziu sua participação na importação/revenda e reduziu o FUT das refinarias, abrindo espaço para novos atores no segmento de importação/revenda e abrindo uma avenida para a adoção da PPI.

A respeito das distorções entre preços maiores com prejuízos e lucros em cenários de preços menores do que na Costa do Golfo, como a análise é feita a partir de médias anuais, essas distorções podem estar relacionadas a: (I) sazonalidade, ou seja, venda de volumes maiores em períodos do ano em que os preços estiveram muito baixos ou muito altos em relação aos preços na Costa do Golfo; (II) volumes adquiridos de fornecedores diferentes, que não da Costa do Golfo, com preços maiores ou menores; (III) diferenças de preços entre a Petrobrás e as refinarias/importadores /ou entre a PPI.

Parece restar demonstrado que as estimativas médias de lucros apuradas na vigência da PPI com importação/revenda, dos três derivados estudados, foram substancialmente menores do que os apurados antes da PPI. Outro detalhe importante é que os raros prejuízos estimados com importação/revenda aconteceram pelo fato de essas operações não se constituírem em parte do *core business* da Petrobrás, e sim em uma necessidade (nacional) do acionista principal de uma empresa de economia mista, tendo os raros prejuízos sido regiamente compensados pelos resultados das operações de produção-refino/vendas.

As incoerências apontadas só poderão ser esclarecidas mediante um estudo contábil aprofundado, o que seria farto conteúdo para outra extensa publicação, e foge completamente do objetivo deste livro e deste capítulo em particular. Em linhas gerais, quase seis anos após a implantação da PPI, é possível inferir que o crescimento dos preços absurdamente acima da inflação, propiciados pela PPI tem sido um entrave ao crescimento econômico do Brasil, além de degradar a qualidade de vida da população, sobretudo dos mais pobres, enquanto propicia altos lucros aos investidores.

Por outro lado, o represamento de preços adotado em 2018 por Temer para o diesel (com sobejas provas) em decorrência da greve dos caminhoneiros de fato atropelou a PPI e gerou reais prejuízos bilionários à Petrobrás, aos investidores e aos cofres públicos na forma de subsídios. Algo

semelhante aconteceu entre 2020-21 com Bolsonaro, embora em intensidades diferentes, para o diesel, para a gasolina e para o GLP, e muito provavelmente continua acontecendo em 2022, deixando abertas as entranhas do que é de fato o sonho liberal do livre mercado. Uma vez expostas, é interessante observar o interesse (ou desinteresse) da mídia em geral em relação às manipulações de preços perpetradas por Temer e, depois, por Bolsonaro, em 2021. Muitos dos quais acusadores em 2013-14, hoje manifestam a mais absoluta tolerância, típica da indignação seletiva, candidamente aceita, acobertada pelos lucros astronômicos da Petrobrás, mas calcados em vendas de ativos, na exportação de petróleo e na prática de preços abusivos dos derivados, que agravam as dificuldades e o sofrimento da população, além de inviabilizar o desenvolvimento e a soberania nacionais.

Enfim, apesar dos dribles na PPI para contenção de preços por Temer em 2018, às claras para o diesel e veladamente para a gasolina e para o GLP, e por Bolsonaro a partir de 2020, quando os reajustes nas refinarias/importadores começaram a diminuir em relação à Costa do Golfo, os preços do diesel, da gasolina e do GLP nas refinarias/importadores, na vigência da PPI, ainda tiveram aumentos muito acima da inflação.

Enquanto ficou claro que, antes da PPI, não houve nem contenção de preços nem preços abusivos, também ficou fartamente demonstrado que, na vigência da PPI, as refinarias/importadores têm contido os reajustes em relação à Costa do Golfo, e mesmo assim os reajustes têm ficado muito acima da inflação; e que a Petrobrás tem sido usada para absorver parte dos riscos das operações de importação/revenda em momentos de instabilidade, deixando evidente o uso da máxima de autoria desconhecida: “Acuse seus adversários daquilo que você faz”.

3.9 - VAREJO VS REFINARIAS/ IMPORTADORES

Considerações iniciais - A partir das Figuras

3-6, 3-11 e 3-16 busca-se avaliar eventuais correlações entre os preços do GLP no varejo nacional e os preços nas refinarias/importadores, na Petrobrás e da PPI, quando disponíveis.

Um ponto que vale a pena observar é que a relação entre os preços no varejo nacional e nas refinarias/importadores é sempre muito maior do que a relação entre os preços nas refinarias/importadores e na Costa do Golfo. É preciso lembrar que os derivados não saem prontos das refinarias/importadores para os postos de combustíveis ou revendas específicas, no caso do GLP. As distribuidoras recebem gasolina A^{XXV} e adicionam etanol, para atender a legislação, e diversos aditivos que diferenciam o nome comercial e o tipo de gasolina C comum, aditivada ou *premium* de cada distribuidora. De forma semelhante, as distribuidoras recebem o diesel A^{XXV} e adicionam o biodiesel e compostos equivalentes ou semelhantes aos da gasolina, dentre os quais o ARLA^{XXVI}, um dos mais importantes, que compõem o diesel B, vendido nos postos. O GLP, por sua vez, recebe a adição de quantidades muito pequenas mercaptanas, compostos de enxofre que conferem odor e facilitam a identificação de vazamentos, sendo posteriormente envasado para uso final, sendo a forma mais comum o botijão de 13 kg.

Como se vê, entre as refinarias/importadores e o varejo, há todo um conjunto de processos de ajustes dos derivados dos pontos de vista técnico, legal e comercial que implicam em custos consideráveis e que agregam valor aos produtos. Porém, por maiores que sejam esses custos, não se comparam aos custos de importação e/ou produção, transporte e refino, muito menos, ainda, se considerarmos os custos desde a pesquisa e exploração. De qualquer forma, essas informações servem para subsidiar as análises dos resultados de cada um dos derivados em estudo apresentadas a seguir.

Diesel – A Figura 3-6 mostra que, em 2010 os preços médios do diesel no varejo estiveram, em média, 48% maiores do que nas refinarias/importadores, e a diferença cresceu até atingir 55% em 2016, uma alta de 1% ao ano, o que não é nenhum descalabro, mas demonstra que o varejo aumentou os preços acima dos reajustes das refinarias/importadores - talvez não em função de custos, ou da margem de lucro, mas alinhado com a inflação. Olhando de ponta a ponta, as Figuras 3-5 e 3-6 mostram que, entre jan/2010-out/2016, os preços do diesel no varejo aumentaram 57%, pouco acima da inflação no período, de 56%.

A Figura 3-6 mostra ainda que, na vigência da PPI, os preços médios do diesel no varejo, em relação aos preços nas refinarias/importadores, continuaram, até 2017, o crescimento vegetativo observado antes da PPI, quando atingiram 56%. A partir daí, entraram em trajetória de queda até 2019, quando atingiram 46%, a menor relação no período em estudo. Em 2020, o primeiro ano da pandemia de Covid-19, mesmo com as vendas estabilizadas em relação a 2019 (Figura 3-4) a relação subiu para 65% (Figura 3-6), maior relação no período em estudo. Em 2021 a relação voltou para 46%, mesmo índice de 2019, o menor da série em estudo, muito provavelmente em função da forte retomada nas vendas (Figura 3-4). Como se percebe, antes da PPI, havia um crescimento vegetativo dos preços médios do varejo em relação às refinarias/importadores; e na vigência da PPI, a situação se inverteu, de modo que a diferença caiu sistematicamente, exceto em 2020, justamente o primeiro ano da pandemia de Covid-19, quando a diferença de preços foi recorde.

Em resumo, durante os sete anos estudados antes da PPI, os preços no varejo cresceram 7% em relação às refinarias/importadores, mas apresentaram crescimento marginal de 1% em relação à inflação. Por outro lado, ao longo da vigência da PPI, apesar da queda em relação às refinarias/

XXV - Via de regra, a gasolina automotiva produzida/vendida tipo A é vendida pelas refinarias/importadores com teor de enxofre S-50. O diesel tipo A possui uma variação maior é encontrado com teores de enxofre S-10, S-50, S-500 e S-1800. A letra S é o símbolo químico do enxofre (do latim, sulphur) e os algarismos indicam o teor de enxofre máximo em mg/kg equivalente a partes por milhão (ppm).

XXVI - ARLA é a sigla para "Agente Redutor Líquido de Óxidos de Nitrogênio Automotivo" e sua principal função é reduzir a emissão de poluentes transformando óxidos de nitrogênio (NOx), altamente poluentes, em nitrogênio e água, por meio de reação química com uréia. Site PETROBRÁS DISTRIBUIDORA S.A., 2014. Disponível em: <<https://brseguro.br-petrobras.com.br/pc/produtos-e-servicos/para-seu-veiculo/flua-petrobras-arla-32>>. Acesso em: 20/5/2022.

importadores, os preços médios do varejo tiveram alta de 41% acima da inflação - já um absurdo, porém pequeno, quando comparado ao reajuste do diesel nas refinarias/importadores, que aumentou 55% acima da inflação.

Gasolina - A Figura 3-11 mostra que, em 2010, os preços da gasolina no varejo estiveram em média 68% maiores do que os preços nas refinarias/importadores, e a diferença oscilou com viés de alta até atingir 83% em 2016, uma alta de 15% em um período de sete anos, alta significativa e que demonstra o aumento acima dos reajustes das refinarias/importadores, seja em função de custos ou da margem de lucro. Olhando de ponta a ponta, as Figuras 3-10 e 3-12 permitem observar que, entre jan/2010-out/2016, antes da PPI, os preços da gasolina no varejo aumentaram 45%, contra uma inflação de 56%. Ou seja, apesar da alta no varejo maior do que nas refinarias/importadores, antes da PPI, o reajuste acumulado no varejo ainda ficou significativamente abaixo da inflação.

A Figura 3-11 mostra, ainda, que na vigência da PPI, os preços médios no varejo, em 2016, foram em média 83% maiores do que os preços nas refinarias/importadores (ponto mais alto da série) e despencaram a partir de então até 2019, quando atingiram 63%, a segunda menor relação em toda a série em estudo.

Em 2020, o primeiro ano da pandemia de Covid-19, com as vendas em queda em relação a 2019 (Figura 3-9) a relação subiu para 73%. Em 2021 a relação caiu para 56%, o menor índice da série. É possível perceber que o comportamento dos preços no varejo para a gasolina se assemelha ao comportamento dos preços no varejo para o diesel. Ou seja, antes da PPI, havia um crescimento vegetativo dos preços médios do varejo em relação às refinarias/importadores; e na vigência da PPI, a situação se inverteu, de modo que a diferença caiu sistematicamente, exceto em 2020, justamente o primeiro ano da pandemia pela Covid-19, quando a diferença de preços foi a terceira mais alta na vigência da PPI.

Complementando com a análise de ponta a

ponta, as Figuras 3-10 e 3-11 mostram que na vigência da PPI em estudo (out/2016-dez/2021), apesar dos preços no varejo terem crescido 20% abaixo dos preços nas refinarias/importadores, tiveram um aumento de 56% acima da inflação.

GLP - A Figura 3-16 mostra que, em 2010, os preços médios do GLP, no varejo, estiveram em média 183% acima dos preços nas refinarias/importadores, e a diferença oscilou, com viés de alta, até atingir 254% em 2016, uma alta absurda de 71% em um período de sete anos, enquanto os preços nas refinarias/importadores experimentaram alta de 25%, depois de terem caído 15% entre 2010-14. Uma alta dessa magnitude não parece ter correlação com aumento de custos ou recomposição de preços. Olhando de ponta a ponta, as Figuras 3-15 e 3-17 mostram, ainda, que entre jan/2010-out/2016, apesar do aumento em relação às refinarias/importadores, os preços do GLP no varejo tiveram um aumento 9% abaixo da inflação. Ou seja, apesar da alta entre os preços médios, o reajuste de preços final ainda ficou abaixo da inflação. A Figura 3-16 mostra também que, na vigência da PPI, os preços médios no varejo em 2016 eram em média 254% maiores do que os preços nas refinarias/importadores (ponto mais alto da série), a diferença seguiu em queda até 2019, quando atingiu 145%, a seguir subiu para 159% em 2020 e, depois voltou a cair em 2021, quando atingiu 103%, o menor índice ao longo da série. Como se percebe, a exemplo do diesel e da gasolina, antes da PPI, houve um crescimento vegetativo dos preços médios do varejo em relação às refinarias/importadores; e na vigência da PPI, a situação se inverteu, de modo que a diferença caiu sistematicamente, exceto em 2020, justamente o primeiro ano da pandemia de Covid-19.

Em resumo, durante os cinco anos estudados na vigência da PPI, apesar dos preços no varejo terem sido reajustados 145% abaixo das refinarias/importadores, ainda cresceram 56% acima da inflação, o que por si já é um absurdo, porém, se torna pequeno quando comparado ao reajuste do GLP nas refinarias/importadores, que subiu 201% acima da inflação.

Considerações Gerais - Sabe-se que a inflação, por si, já é um elemento danoso, sobretudo aos mais pobres, que não têm como se defender, e também porque, via de regra, os salários e preços dos serviços, como o frete, não acompanham a inflação, levando a crescentes perdas do poder de compra dos trabalhadores. A partir das observações acima, não foi possível identificar correlações entre os preços no varejo e as políticas de preços governamentais, sendo importante observar que o comportamento foi diferente antes e na vigência da PPI.

Apesar do aumento da relação entre os preços no varejo e nas refinarias/importadores antes da PPI, moderada para o diesel e para a gasolina e mais agressiva para o GLP, o diesel foi reajustado pela inflação, enquanto a gasolina e o GLP foram reajustados abaixo da inflação, ainda garantindo lucros expressivos tanto com importação/revenda quanto com produção-refino/vendas.

Por outro lado, pode parecer absurdo, mas a evolução dos preços do diesel, da gasolina e do GLP na vigência da PPI, permite concluir que a queda na relação entre os preços no varejo e nas refinarias/importadores está funcionando como uma segunda camada de amortecimento da variação dos preços externos, sendo a primeira, a contenção de preços praticada pelas refinarias/importadores.

Imaginar que, antes da PPI, os atores que compõem o varejo nacional teriam se unido em um “grande cartel do mal” para promover aumentos de preços acima dos praticados pelas refinarias/importadores, ou que na vigência da PPI teriam invertido o comportamento, transformando-se em um “grande cartel do bem” para promover aumentos de preços abaixo dos praticados pelas refinarias/importadores, parece improvável. Tanto que, em 2020, justamente um ano que foi muito crítico para a economia do Brasil, o primeiro ano da pandemia de Covid-19, a relação entre os preços no varejo e nas refinarias/importadores aumentou consideravelmente para os três combustíveis estudados. Vale destacar também que, em 2021, a relação entre os preços no varejo e

nas refinarias/importadores retomou a trajetória de queda, caindo a mínimas históricas.

3.10 - LEGISLAÇÃO

Um ponto importante a considerar é a ausência de legislação que justifique a implantação da PPI. O artigo 36 da Lei nº 12.529/2011⁴², que fundamenta o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência e dispõe sobre a prevenção e repressão às infrações contra a ordem econômica, transcrito abaixo, parece relevante para a discussão (grifos nossos):

“Artigo 36 — Constituem infração da ordem econômica, independentemente de culpa, os atos sob qualquer forma manifestados, que tenham por objeto ou possam produzir os seguintes efeitos, ainda que não sejam alcançados:

*XV — vender mercadoria ou prestar serviços **injustificadamente abaixo do preço de custo**;*

Fica claro que a legislação faz referência específica à **venda abaixo do preço de custo**, e como foi visto anteriormente, os preços praticados pela Petrobrás sempre estiveram, predominantemente, acima dos preços da Costa do Golfo e sempre muito acima dos custos de produção-refino, ficando claro que a Petrobrás jamais vendeu derivados abaixo dos preços de custo.

Por outro lado, o parágrafo terceiro do mesmo artigo 36 (a seguir transcrito) caracteriza o crime da implantação da PPI.

*§3º. As seguintes condutas, além de outras, na medida em que configurem hipótese prevista no caput deste artigo e seus incisos, **caracterizam infração da ordem econômica**:*

*I — **acordar, combinar, manipular ou ajustar com concorrente, sob qualquer forma**:*

***os preços de bens ou serviços ofertados individualmente**;*

O ajuntamento de importadores para comprar derivados a preços tabelados (preço de *commodities*) e dividir o mercado interno não é mais do

que a prática prevista acima, ao que parece nada-mais do que um cartel legalizado.

Há quem argumente que a Lei 9478/1997 teria os fundamentos para a implantação da PPI, em particular o disposto no: (I) artigo 1º do Capítulo I (Dos princípios e objetivos da política energética nacional); (II) no artigo 61 do Capítulo IX (Da Petrobrás), e (III) na Seção I (Do Período de Transição) do Capítulo X (Das disposições finais e transitórias) a seguir transcritos (grifos nossos):

Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos: (...)

XI - ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe: ('Caput' do artigo com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/1/2005)

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e **na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos**; (Inciso com redação dada pela Lei nº 11.097, de 13/01/2005)

Art. 61. A Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás é uma sociedade de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins, conforme defi-

nidas em lei.

§ 1º As atividades econômicas referidas neste artigo serão desenvolvidas pela Petrobrás **em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado**, observados o período de transição previsto no Capítulo X e os demais princípios e diretrizes desta Lei.

Capítulo X – Das disposições finais e transitórias / Seção I – do Período de Transição:

Art. 69. **Durante o período de transição, que se estenderá, no máximo, até o dia 31 de dezembro de 2001, os reajustes e revisões de preços dos derivados básicos de petróleo e gás natural, praticados pelas unidades produtoras ou de processamento, serão efetuados segundo diretrizes e parâmetros específicos estabelecidos, em ato conjunto, pelos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia.**” (Redação dada pela Lei nº 9.990/2000) (Vide Lei 10.453, de 13/05/2002)

Art. 70. **Durante o período de transição de que trata o artigo anterior, a ANP estabelecerá critérios para as importações de petróleo, de seus derivados básicos e de gás natural, os quais serão compatíveis com os critérios de desregulamentação de preços, previstos no mesmo dispositivo.**

Pelo que se lê, tal defesa carece de fundamentos uma vez que no inciso XI do artigo 1º, trata-se de aumentar a **competitividade do País (Brasil) no mercado internacional**, e não aumentar a **competitividade dos “exportadores” no mercado nacional**, que foi exatamente o que aconteceu com a implantação da PPI. Já o inciso I do art. 8º trata claramente da **proteção dos interesses dos consumidores, quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos**, (...), enquanto ficou claro que a implantação da PPI teve como objetivo **proteger os interesses dos acionistas minoritários**. O parágrafo primeiro do art. 61º, por sua vez, impõe à Petrobrás, a atuação **em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado, (...)**, quando se sabe que, desde o advento da citada Lei 9.478/97, não

há qualquer impedimento a qualquer empresa nacional ou estrangeira a participar de leilões para exploração e produção, a exportar e/ou importar petróleo e derivados, construir refinarias, dutos e demais instalações. No entanto, caminhando para 25 anos da criação da Lei 9478/1997, os investimentos privados na indústria de petróleo e gás foram pífios. Como ficou fartamente provado, a Petrobrás reduz a participação nas importações/revenda quando o cenário é favorável e aumenta a participação em cenários de crise. O sucesso na prospecção e exploração de petróleo por empresas estrangeiras tem sido pouco expressivo. A participação privada só passou a ser efetiva e ter alguma relevância depois da retirada da Petrobrás como operadora única dos campos do pré-sal e das seguidas entregas de ativos, travestidas de desinvestimentos. Finalmente, a respeito dos artigos 69 e 70, não foram encontrados atos administrativos em cumprimento ao disposto nos mesmos.

A realidade pós-golpe de 2016 mostra que o receituário neoliberal, além de incompetente é de fato avesso a riscos. Ninguém quer tirar dinheiro do bolso ou contrair empréstimos para competir com a tão propalada “ineficiência” da Petrobrás. Na verdade, parece não haver disposição para investir de fato e concorrer com a Petrobrás. O capital privado quer comprar refinarias, dutos e demais instalações, construídas pela Petrobrás, operando e produzindo plenamente, em boas condições de manutenção, com custos de investimentos amortizados, com valores depreciados, por meio de processos no mínimo questionáveis, como foram, por exemplo, os casos da Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS), da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), da Refinaria Landulpho Alves-Mataripe (RLAM), da Petrobrás Distribuidora S.A., dentre tantos outros.

Da mesma forma, já que não têm demonstrado competência para encontrar petróleo por meio dos leilões para exploração e produção, es-

ses capitais privados têm adquirido por meio de aquisições diretas, sem transparência, campos de petróleo já descobertos, com reservas provadas e até com poços produzindo, descobertos e colocados em produção pela competência da Petrobrás. Tanto no *upstream* quando no *downstream*, os ativos têm sido vendidos muitas vezes a empresas estatais de outros países como Qatar, Singapura, China, Noruega e Abu-Dhabi, parte dos Emirados Árabes Unidos, que comprou a RLAM, na Bahia por meio do fundo soberano Mubadala.

À guisa da falácia de promover maior concorrência (mote para a PPI e para os desinvestimentos), essas vendas transformaram o controle do mercado legítimo pela Petrobrás, conquistado por investimentos de recursos do povo brasileiro, em monopólios regionais, adquiridos a preços aviltados, em processos no mínimo nebulosos.

3.11 - ALTERNATIVAS À PPI

Diante dos impactos negativos da implantação da PPI vistos acima, o governo federal tomou algumas iniciativas. Enquanto este capítulo é finalizado, diversas propostas têm sido apontadas, ou mesmo já foram apresentadas e votadas no Congresso, de modo que serão brevemente discutidas as consideradas mais relevantes.

Em março/2021⁴³, o governo Bolsonaro zerou as alíquotas dos impostos PIS/Cofins^{XXVII} que incidiam sobre a venda e a importação de diesel (valeu para mar-abr/21) e do GLP (permanente) para uso doméstico em recipientes de até 13 kg. Para 2021, o corte do PIS/Cofins sobre o diesel e sobre o GLP implicaria em renúncia fiscal da ordem de R\$ 3,7 bilhões. A redução da tributação sobre o GLP implicaria em perda de R\$ 922 milhões na arrecadação em 2022 e de R\$ 945 milhões em 2023.

Com muita sagacidade, o governo Bolsonaro tem atribuído a alta dos preços dos combustíveis

XXVII - O Programa de Integração Social (PIS), é um tributo federal cujos valores recolhidos são direcionados ao seguro-desemprego, abono salarial e outros benefícios, além de participar da receita de alguns órgãos públicos. Já a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), é um tributo federal que recolhe fundos para manutenção da Seguridade Social, um conjunto integrado de ações de iniciativa dos poderes públicos e da sociedade, destinadas a assegurar os direitos relativos à saúde, à previdência e à assistência social. Site do Jornal Contábil, 1/10/2021. Disponível em: <<https://www.jornalcontabil.com.br/pis-e-cofins-aprenda-o-que-e-e-saiba-como-apurar-eles-no-lucro-real/>> Acesso em: 15/3/2022.

ao ICMS^{XXVIII} cobrado pelos governos estaduais. Porém, é de conhecimento público que o ICMS não foi criado durante o governo Bolsonaro e que nesse período a alíquota não sofreu alterações significativas, de modo que a arrecadação do ICMS sobre combustíveis tem aumentado, pelo aumento da base de cálculo, ou seja, pelos aumentos de preços abusivos decorrentes da PPI.

O Convênio ICMS nº 192 instituiu, em out/2021, um congelamento dos valores cobrados a título de ICMS sobre combustíveis, em decisão unânime dos estados no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz)⁴⁴. Em meio às discussões de propostas de emenda à Constituição para reduzir ainda mais o preço dos combustíveis, o Comitê Nacional dos Secretários de Fazenda dos Estados e do Distrito Federal (Comsefaz) divulgou nota, em fev/2022, informando que em decorrência do congelamento do ICMS, os estados já haviam deixado de arrecadar R\$ 3,4 bilhões desde novembro de 2021⁴⁵.

O projeto original do governo federal previa isenção da cobrança do PIS/Cofins até o fim de 2022 sobre a venda de diesel, GLP, querosene de aviação (QAV) e biodiesel, com perda de arrecadação estimada em R\$ 17,6 bilhões, segundo estimativa da Instituição Fiscal Independente (IFI) do Senado, assim detalhados: para o diesel, redução de R\$ 0,33/litro e perda de arrecadação de R\$ 16,2 bilhões; para o biodiesel, redução de R\$ 0,15/litro e perda de arrecadação de R\$ 784 milhões. Para QAV e GLP, redução de R\$ 0,01/litro e R\$ 0,15/litro, nessa ordem, com perda de arrecadação de R\$ 62 milhões e R\$ 495 milhões, respectivamente. Segundo a IFI, caso os estados reduzissem em R\$ 0,27 por litro a carga tributária do ICMS sobre o diesel, o impacto fiscal agregado seria de R\$ 13,3 bilhões, sendo R\$ 10 bilhões o prejuízo dos estados e R\$ 3,3 bilhões dos municípios⁴⁶, perfazendo uma perda de arrecadação total de R\$ 30,9 bilhões.

Mas não parou aí. O governo federal acenou também, em 12 de março de 2022, com a redução

de tributos sobre a gasolina, ao custo de quase R\$ 27 bilhões aos cofres públicos, e deixou claro que iria passar por cima da orientação da equipe econômica de não bancar uma desoneração indiscriminada.⁴⁷ E isso aconteceu de fato. De acordo com o senador Fernando Bezerra Coelho (MDB-PE), relator do projeto aprovado pelo Senado que limita o ICMS sobre combustíveis a 17%, o pacote custará R\$ 46,4 bilhões, para reduzir em R\$ 1,65 o litro da gasolina e R\$ 0,76 o do diesel⁴⁸.

A mudança na tributação de combustíveis, sobretudo do ICMS, envolveu muita desinformação, mexeu na estrutura tributária do Brasil, afetou negativamente as contas dos estados e municípios e passou ao largo da PPI, que é a causa-raiz do problema. Um agravante é que com o congelamento de gastos decorrente da PEC 55/2016, todos esses subsídios na forma de isenção fiscal implicam em cortes de recursos em saúde, educação, pesquisa, de investimentos em infra-estrutura e preservação ambiental e principalmente de programas sociais como Minha Casa-Minha Vida e Bolsa Família que foram mal reformulados ou quase descontinuados, apenas para garantir o lucro dos investidores e importadores.

O economista Nelson Marconi (FGV), que assessora Ciro Gomes (PDT), propôs reduzir os preços dos combustíveis, por meio da extinção da PPI, com sua substituição por novo parâmetro com base no preço de exportação de óleo bruto (PPE), além de um pacote para proteger o valor de mercado da companhia e novo imposto sobre exportações⁴⁹. A princípio, a PPE consiste em usar, como parâmetro interno, o preço de exportação do petróleo, descontados os custos de transporte, impostos, internação, etc. A proposta parece trazer algum alívio para os preços internos, uma vez que reduziria os citados custos, cobrados (sem serem efetivados) sobre os preços de importação⁵⁰. Como é possível observar, é certo que há potencial para aliviar os preços, porém, outra vez a proposta não atua sobre a causa-raiz do problema, que é a PPI. Por fim, propõe a criação de um

XXVIII - Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) Imposto instituído no Inciso II do Artigo 155 da Constituição Federal de 1988, regulamentado pela Lei Complementar 87/1996 e pela legislação de cada Estado. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao.htm>. Acesso em: 15/3/2022.

imposto sobre exportação de petróleo, para financiar um fundo, que seria usado para subsidiar os preços internos dos derivados, que compensaria a elevação dos preços dos derivados importados. Em essência, o Brasil estaria “exportando impostos” e tirando a receita dos exportadores, sobretudo da Petrobrás (e dos seus investidores, já que tem sido esse o argumento), com redução dos seus lucros apenas e tão-somente para garantir que os importadores continuem mantendo altas margens de lucro. O imposto sobre importação merece, sim, ser discutido, por outros motivos, mas nunca para subsidiar as importações.

A seguir demonstramos por que o Brasil não precisa de PPI e por que a prática de preços independente da instabilidade externa é viável e capaz de trazer resultados muito bons para o povo brasileiro, para a Petrobrás e para os investidores, dentre os quais o Estado Nacional nas suas três esferas.

3.12 - A VERDADEIRA CONCORRÊNCIA - O NEGÓCIO PETROBRÁS

Esse capítulo não poderia ser encerrado sem propor uma saída, e, de imediato, a resposta simples e objetiva é deixar de praticar a PPI, conforme se explica a seguir.

Primeiramente, ficou evidenciado que a PPI tem sido aplicada ao bel-prazer dos governantes (os anos de 2018 e 2021 foram emblemáticos), com a Petrobrás entrando e saindo do mercado de modo a atender as necessidades do próprio mercado, de acionistas minoritários, e não da sociedade, não do povo, seu acionista majoritário (ver 3.5.2, 3.6.2 e 3.7.2). Em segundo lugar, ficou claro que não há fundamento legal para a adoção da PPI (ver 3.10). Em terceiro, é preciso questionar quantos dos grandes produtores mundiais de petróleo praticam PPI? A resposta demandaria uma pesquisa extensa e aprofundada que não é nosso objetivo no momento, mas há algumas pistas bem interessantes.

A Tabela 3-3 mostra que dentre os 15 maiores produtores de petróleo do mundo, apenas 4 (EUA, Canadá, Noruega e Nigéria) praticam preços do diesel ao consumidor acima dos preços do Brasil ao passo que 9 praticam preços abaixo do Brasil, e dentre esses, 7 praticam preços abaixo do preço na Costa do Golfo. Tratando-se de gasolina, apenas 2 (Noruega e Canadá) praticam preços ao consumidor acima do Brasil, sendo que 11 países praticam preços abaixo do Brasil, dos quais 7 praticam preços abaixo da Costa do Golfo. Para o GLP, o site *Global Petrol Prices* não fornece dados de grande parte dos países, de modo que a análise fica prejudicada, e limitada a apenas 3 países. Nenhum dos países, com preços de GLP disponíveis, pratica preços acima dos preços do Brasil. Rússia e Canadá praticam preços abaixo do Brasil e a Arábia Saudita pratica preços ao consumidor abaixo da Costa do Golfo.

Óbvio que há questões como impostos, subsídios e outros elementos que podem fazer diferença, mas é bem significativo que, dentre os 15 maiores produtores de petróleo do mundo, a esmagadora maioria pratique preços menores do que o Brasil; e que pelo menos metade deles pratiquem preços ao consumidor abaixo dos preços da Costa do Golfo, que é a maior região exportadora dos derivados em estudo, para o Brasil.

Dois pontos ainda merecem destaque: (I) preços ao consumidor maiores que os do Brasil não significam necessariamente adoção de PPI, uma vez que, sobretudo pela relativa facilidade na cobrança, muitos países optam pela cobrança de altos impostos sobre combustíveis; (II) preços mais baixos que os do Brasil, ou mesmo que os da Costa do Golfo, podem estar relacionados a subsídios, como parece ser o caso do Irã (ver Tabela 3-3) ou a menor carga tributária. É difícil imaginar que a maioria dos grandes produtores de petróleo adotem subsídios tão expressivos. Contraditoriamente, considerando os preços praticados na maioria dos países que são grandes produtores de petróleo, ao que tudo indica, a obrigatoriedade de adotar os preços externos como referência para balizar os preços no Brasil pode não passar

Maiores produtores de petróleo (boe) do mundo (2020) ^(a)		Preços ao consumidor ^(b)		
		Diesel (R\$/l)	Gasolina (R\$/l)	GLP (R\$/kg)
1	EUA	7,500	6,229	n/d
2	Arábia Saudita	0,849	3,142	1,734
3	Rússia	4,147	4,053	3,107
4	Canadá	9,012	8,484	8,623
5	Iraque	n/d	n/d	n/d
6	China	6,244	6,952	n/d
7	Emirados Árabes	5,618	4,888	n/d
8	Irã	0,054	0,270	n/d
9	Brasil	6,847	7,298	8,684 ^(c)
10	Kuwait	1,894	1,730	n/d
11	Noruega	11,570	12,884	n/d
12	México	2,848	5,923	n/d
13	Cazaquistão	2,770	2,427	n/d
14	Catar	2,848	2,917	n/d
15	Nigéria	7,971	2,102	n/d
Costa do Golfo (EUA) ^(d)		4,709	4,800	2,722

Legenda: ■ Acima dos preços no Brasil ■ Acima dos preços na Costa do Golfo
■ Abaixo dos preços na Costa do Golfo. n/d = Preço não disponível.

Tabela 3-3 – Preços de diesel, gasolina e GLP, ao consumidor, praticados nos 15 países maiores produtores de petróleo do mundo (boe) – dez/2021.

Notas : (a) Países maiores produtores de petróleo (boe) do mundo. Site do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2020. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/maiores-produtores-mundiais-de-petroleo-em-2020/>>. Acesso em 22/05/2022; (b) Preços de derivados ao consumidor em diversos países. Site Global Petro Prices. Disponível em: <https://www.globalpetrolprices.com/lpg_prices/>. Acesso em 22/5/2022; (c) Síntese dos Preços Praticados no Brasil¹⁸; (d) Preços na Costa do Golfo²².

de um mito ou de um embuste. Tudo é muito significativo e demonstra valer a pena pesquisar e avaliar mais profundamente o que esses países fazem de diferente para cobrar preços aparentemente razoáveis aos seus cidadãos.

Em quarto, e finalmente, vem o mais importante, que é o “negócio Petrobrás”. As Figuras 3-4, 3-9 e 3-14 mostram que, em 2021, as importações nacionais foram em média equivalentes a 31% da produção da Petrobrás para o diesel, 14% para a gasolina e 41% para o GLP. Daí vem a pergunta: se a maior parte dos derivados é produzida no Brasil, por que a referência de preços deve ser a internacional e não os custos de produção correspondentes acrescidos de uma margem de lucro, como seria natural? Veremos a seguir. Por outro lado, sendo o Brasil autossuficiente em produção de petróleo, uma forma de promover a independência dos preços externos, seria reduzir as importações. Para isso, o primeiro passo seria aumentar o FUT das refinarias. Um aumento do

FUT, que em 2021 foi de 79%, para 95%, como já foi entre 2012-14, implicaria em processar mais 20 MM bbl (milhões de barris) de petróleo por ano, o que resultaria na produção de mais 3,5 MM m³ de diesel, 1,8 MM m³ de gasolina e 0,8 MM m³ de GLP, o que reduziria a dependência respectivamente para 23%, 2,3% e 30%, o que seria muito significativo. É algo criminoso um país deixar ociosa sua capacidade de refino para incentivar as importações. Importar ou não importar deve ser consequência da competência e sucesso na exploração/produção e da capacidade de refino. No caso do Brasil, o refino está sendo simplesmente sabotado para viabilizar as importações de derivados. E como foi visto em 17.4.1 (Custos de Produção-Refino e Preço Interno de Transferência - PIT) a desculpa de que o refino dá prejuízo não passa de uma grande falácia.

Vale lembrar que, na vigência da PPI, a soma dos preços do diesel, da gasolina e do GLP nas refinarias/importadores (Tabela 3-2) representou

em média, na vigência da PPI, 314% do custo de produção-refino, de 121% do PIT e de 115% do preço do *Brent* médio, o que é algo excepcional. Isso mostra que é possível reduzir os preços e ainda assim manter lucros no mesmo patamar, seguindo a lei da oferta e demanda, princípio fundamental da economia: reduzir o valor pra aumentar o consumo e o ganho em escala, uma vez que as vendas de diesel, gasolina e GLP encontram-se estagnadas pelo menos há uma década (Figuras 3-4, 3-9 e 3-14), constituindo-se em um dos principais fatores que têm travado o crescimento do país.

Uma segunda ação seria investir em ampliação do parque nacional de refino. Porém, nesse aspecto, temos um grande problema. As reservas de petróleo provadas oficiais 1P^{XXIX}, declarados pelas empresas contratadas para E&P no Brasil em 2021 ficaram em 13,24 bilhões⁵⁰. Apesar do início da produção no pré-sal em 2008, o crescimento das reservas em decorrência da sua descoberta só se tornou mais pronunciado a partir de 2010, atingiu o pico em 2014, teve queda expressiva em 2015 e desde então não tem crescido, oscilando lateralmente em patamar próximo de 2015. Considerando a produção anual em 2021 que foi de 2,987 MM bbl²⁷/dia ou 1,090 Bbbl (bilhões de barris)/ano, o Brasil teria petróleo para pouco mais que 12 anos; considerando as reservas 2P e 3P, e considerando a tendência de menor participação do petróleo, no mercado de energia, em função da transição energética e dos acordos climáticos mundiais, talvez as reservas se estendam por mais duas décadas. Nesse cenário, investimentos em novas refinarias devem ser discutidos com muita cautela, sendo uma potencial alternativa a aquisição de refinarias eventualmente disponíveis a preços razoáveis, em locais de interesse.

Segundo Gabrielli⁵¹, coincidentemente os menores preços ocorrem em países produtores de petróleo, sendo que, alguns países adotam preços são altos, especialmente na Europa, para reduzir o consumo e acelerar a transição energé-

tica, como a Noruega e Dinamarca, por exemplo. Ao cruzar os países em termos da produção de petróleo mundial e da capacidade instalada do refino (2019), Gabrielli⁵¹ constatou que entre os países com preços mais altos nas bombas não há nenhum dos catorze maiores produtores de petróleo, nem esses países apresentam capacidade de refino acima dos primeiros treze maiores refinadores do mundo. Entre os países com preços mais baixos, encontram-se muitos produtores de petróleo e refinadores, em maior proporção do que entre os países de preços mais altos. Nessas circunstâncias, Gabrielli⁵¹ conclui que é muito difícil falar de “um” preço internacional de gasolina. Há vários preços, refletindo às distintas estruturas tributárias, políticas de abertura dos mercados domésticos e relação entre produção e refino, além do grau de concentração industrial do setor.

O diagnóstico está feito, calcado em números oficiais e fontes confiáveis. Da mesma forma, a proposta de abandono da PPI é formulada com base em fundamentos legais, na realidade dos quinze países maiores produtores de petróleo do mundo, dentre os quais o Brasil, em informações oficiais de custos e de produtividade da própria Petrobrás e da ANP. Resta a esperança de que essas informações cheguem à população em geral, sobretudo ao trabalhador que depende de derivados, sobretudo do diesel, da gasolina e do GLP para seu transporte, como insumo para o seu trabalho ou lazer, ou mesmo para o preparo da sua comida. Para que todos possam ter a noção do tamanho da sangria de recursos que estamos sofrendo, com nossas riquezas, que deveriam estar beneficiando nosso povo, e garantir nosso desenvolvimento e soberania. Na verdade, estamos pagando muito caro para que essa riqueza seja apropriada por importadores de derivados e investidores nacionais e internacionais.

XXIX - De acordo com os incisos XVI, XVII, e XVIII do art. 2º da Resolução ANP Nº 47/2014, em função da probabilidade de que o volume explorado comercialmente tem de ser igual ou maior que o volume estimado, as reservas são classificadas em provadas (1P), com probabilidade mínima de 90%; reservas prováveis (2P) mínimo de 50% e as reservas possíveis (3P), com maior grau de incerteza, têm probabilidade mínima de 10%. Disponível em <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-47-2014?origin=instituicao&q=47/2014>. Site da ANP, 2014. Acesso em 25/6/2022.

3.13 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

No presente capítulo nos dedicamos a um estudo – largamente embasado em um amplo diagnóstico quantitativo da paridade de preços internacionais (PPI), adotada pela Petrobrás desde out/2016, identificando o comportamento dos preços e dos resultados financeiros decorrentes de importação/revenda e de produção-refino/ vendas do diesel, da gasolina e do GLP antes e na vigência da implantação da PPI.

Ressaltamos que toda política de preços é uma decisão política. Não há uma política própria de formação dos preços no setor de petróleo e gás e outra que se equipara a uma política “administrada”. No tocante aos derivados, não existe um único preço internacional da gasolina, como coloca Gabrielli⁵¹: “Há vários preços, refletindo as distintas estruturas tributárias, políticas de abertura dos mercados domésticos e relação entre produção e refino, além do grau de concentração industrial do setor”. Portanto, nesse estudo esclarecemos que a PPI é uma opção política, que não prescinde de motivações ideológicas, e é amparada na premissa de apequenamento da Petrobrás, com abertura de mercado para suas concorrentes, inclusive na importação, transporte dutoviário e refino, além de geração de elevados lucros aos seus acionistas, comprometendo a soberania energética nacional no que diz respeito à disponibilidade de energéticos a preços acessíveis.

Apresentamos, também, que a adoção da PPI foi ensejada por opções tais como a redução do FUT das refinarias e da participação da Petrobrás na importação de derivados – cedendo mercado para centenas de empresas importadoras – o que mostra que a PETROBRAS seguiu operando como um instrumento da política econômica, ainda que para consecução de objetivos na contra-mão do desenvolvimento com soberania nacional.

Dois elementos trazidos à baila encerram nossas considerações finais: o primeiro deles é a desconstrução da falácia apregoada pela mídia e pelos setores neoliberais de que a política de preços praticada antes da PPI teria mantido,

de modo artificial, os preços dos derivados substancialmente abaixo dos praticados no mercado internacional, levando a Petrobrás a incorrer em sucessíveis prejuízos financeiros, devido a ações intervencionistas, com vistas a objetivos de caráter eleitoreiros, sobretudo em meados do primeiro governo Dilma. Demonstramos como os preços no mercado doméstico estiveram, paradoxalmente, via de regra significativamente acima dos preços praticados na Costa do Golfo; e que a referência principal para a formação dos preços domésticos era, sobretudo, o preço interno de transferência, muito acima dos custos de produção-refino, o que garantia margens de lucros razoáveis - o mais apropriado quando trata-se de um país que é um importador líquido de derivados.

Por fim, não nos dedicamos aqui tão somente a apresentar um embasado diagnóstico senão a problematizar o conjunto das alternativas ensejadas até então. Bradamos que a crise dos combustíveis é de responsabilidade da atual política de preços, que desconsidera os esforços históricos da Petrobrás na prospecção, produção e refino de petróleo em território nacional. E que, portanto, deixa o povo brasileiro vulnerável à flutuação de variáveis cíclicas e exógenas tais como preços do *Brent* e taxa de câmbio. Além de não se sustentar nos fundamentos econômicos, a PPI não se ampara nos determinantes atuais da geopolítica, que têm levado a movimentos nacionais rumo à garantia de soberania, que passa certamente, pelo controle da principal fonte de energia atual.

Referências Bibliográficas

- 1 - O VALOR DE UMA CONQUISTA: UMA QUESTÃO DE DEVER CUMPRIDO. Site da Petrobrás, 05/04/2006. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=1264>. Acesso em 5/10/2021
- 2 - “MPF PROCESSA GRAÇA FOSTER E MANTEGA POR MANTEREM COMBUSTÍVEIS A PREÇOS BAIXOS NO GOVERNO DILMA”. Site Infomoney, 6/12/2017 em: <https://www.infomoney.com.br/politica/mpf-processa-graca-foster-e-mantega-por-manterem-combustiveis-a-precos-baixos-no-governo-dilma/> Acesso em 5/10/2021
- 3 - “PREJUÍZO COM PREÇOS CONTROLADOS SOBE 55% E PETROBRAS BUSCA ALTA DA GASOLINA”. Site Economia UOL, 8/8/2014 em: <https://economia.uol.com.br/noticias/redacao/2014/08/08/prejuizo-com-precos-controlados-sobe-55-e-petrobras-busca-alta-da-gasolina.htm>
- 4 - Almeida, E. L. F. et al, 2015. Impactos da contenção dos preços de combustíveis no Brasil e opções de mecanismos de precificação. Brazilian Journal of Political Economy. Print version ISSN 0101-3157 On-line version ISSN 1809-4538. Revista de Economia Política. vol.35 no.3 São Paulo July/Sept. 2015. Acesso em 5/10/2021
- 5 - “ADOTAMOS NOVA POLÍTICA DE PREÇOS DE DIESEL E GASOLINA”. Site da Petrobrás, 2016.. Disponível em 31/10/2021 em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/adotamos-nova-politica-de-precos-de-diesel-e-gasolina.htm>
- 6 - “PRESIDENTES DO BRASIL”. Disponível em: <https://presidentes-do-brasil.info/brasil-republica-republica-velha.html>. Acesso em 15/12/2021
- 7 - “HISTÓRIA E EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA AUTOMOTIVA BRASILEIRA”. Site TgPoli, 2022.. Disponível em: <www.tgpoli.com.br/noticias/historia-e-evolucao-da-industria-automotiva-brasileira/>. Acesso em 15/7/2022
- 8 - “HISTÓRIA DOS CAMINHÕES NO BRASIL. Site Caminhões antigos, 2010.. Disponível em: <<https://caminhoesantigos.webnode.com.br/historia%20dos%20caminhaes%20no%20brasil/>>. Acesso em 15/7/2022.
- 9 - “MODERNIZAÇÃO DAS REFINARIAS REDUZ IMPORTAÇÕES DE DIESEL E GASOLINA”. Site da Petrobrás, 2014. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/modernizacao-das-refinarias-reduz-importacoes-de-diesel-e-gasolina.htm>> Acesso em 15/12/2021.
- 10 - “RELATÓRIO DE SUSTENTABILIDADE 2013, p. 17/2014, p. 28”. Site Investidor Petrobrás, 12/11/2021. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/>>.. Acesso em 12/11/2021.
- 11 - “IMPORTACOES E EXPORTACOES-DERIVADOS-2000-2021”. Site da ANP, 2022. Disponível em: <<http://landpage-h.cgu.gov.br/dadosabertos/index.php?url=https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/arquivos/ie/derivados/importacoes-exportacoes-derivados-2000-2021.csv>>. Acesso em 12/5/2022.
- 12 - “ANUÁRIO ESTATÍSTICO 2018 - PRODUÇÃO DE DERIVADOS ENERGÉTICOS E NÃO ENERGÉTICOS”. Site da ANP, 2019. Produção de 2010, ver Tabela 2.34. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/anuario-estatistico-2018-dados-abertos>>. Acesso em: 15/4/2022
- 13 - “ANUARIO- ESTATÍSTICO 2021-DADOS_ABERTOS”. Site da ANP, 2021.. Para produção nacional entre 2011-2020, ver “Tabela 2-36 anuario-2021-dados_abertos”, disponível em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/anuario-estatistico-2021-dados-abertos>>. Acesso em: 15/4/2022
- 14 - “PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO E PRODUÇÃO DE DERIVADOS”. Site da ANP, 2022. Números consolidados a partir das planilhas: (1) producao-derivados-petroleo-por-refinaria-m3-1990-2021; (2) producao-derivados-centrais-petroquimicas-m3-2001-2021; (3) producao-derivados-xisto-m3-2001-2021, e (4) producao-derivados-outros-produtores-m3-2001-2021, disponíveis em: <<https://dados.gov.br/dataset/a-producao-nacional-de-derivados-de-petroleo-m3>>. Acesso em 15/5/2022. Acesso em: 15/4/2022
- 15 - “VENDAS NACIONAIS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E BIOCOMBUSTÍVEIS”. Site da ANP, 2022. Valores tabulados a partir da planilha “vendas-derivados-petroleo-etanol-m3-1990-2022”. Disponível em <<https://dados.gov.br/dataset/vendas-de-derivados-de-petroleo-e-biocombustiveis>>. Acesso em: 20/5/2022.
- 16 - “RESULTADOS E COMUNICADOS AOS INVESTIDORES – CENTRAL DE RESULTADOS”. Site do Investidor Petrobrás, 2022. Informações constantes dos Relatórios Formulário 20-F 2011 p. 44, 2014 p. 52, 2017 p.56, 2020 p. 213 e Relatório de produção e vendas 4T 2021, p. 213. Disponível em <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>>. Acesso em: 20/5/2022.
- 17 - “SISTEMA DE LEVANTAMENTO DE PREÇOS (SLP)”. Site da ANP, 2022.. Disponível em <<https://preco.anp.gov.br/>>. Acesso em 25/3/2022.
- 18 - “PREÇOS DE PRODUTORES E IMPORTADORES DE DERIVADOS DE PETRÓLEO”. Site da ANP, 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-de-produtores-e-importadores-de-derivados-de-petroleo>>. Acesso em 25/5/2022.
- 19 - “PREÇOS DE VENDA DE COMBUSTÍVEIS”. Site da Petrobrás, 2022. Disponível em: <<https://precos.petrobras.com.br/>>. Acesso em: 15/6/2022.

20 - “PREÇOS DE PARIDADE DE IMPORTAÇÃO”. Site da ANP, 2022.. Disponível em: <www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-de-paridade-de-importacao>. Acesso em: 15/5/2022.

21 - “PETROLEUM & OTHER LIQUIDS”. Site da US Energy Information Administration, 2022. U.S. Spot Prices. Ultra-low-sulfur No. 2 diesel fuel and Conventional gasoline (U.S. Gulf Coast). Propane (Mont Belvieu, Texas). Disponíveis em: <www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm> Acesso em: 15/5/2022.

22 - “PETRÓLEO BRENT FUTUROS - JAN 22 (BF2)”. Site Investing.com, 2022. Disponível em: <<https://br.investing.com/commodities/brent-oil>>. Acesso em: 15/5/2022.

23 - “COTAÇÕES E BOLETINS”. Site do Banco Central do Brasil, 2022. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/estabilidade/financeira/historicocotacoes>>. Acesso em: 13/3/2022.

24 - “ÍPCA – ÍNDICE NACIONAL DE PREÇOS AO CONSUMIDOR AMPLO/ SÉRIES HISTÓRICAS”. Site do IBGE, 2022. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas>>. Acesso em: 15/5/2022.

25 - “IMPORTAÇÃO DE DERIVADOS SEGUNDO REGIÕES GEOGRÁFICAS, PAÍSES E BLOCOS ECONÔMICOS DE PROCEDÊNCIA – 2021”. Site da ANP, 2022. Disponível em: <www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/anuario-estatistico-2021-dados-abertos>. Acesso em: 13/4/2022.

26 - “CONVERSÃO DE UNIDADES – DENSIDADE – VOLUME - MASSA”. Site Coolconversion, 2022. Disponível em: <<https://coolconversion.com/density-volume-mass/-1-gallon--of--propane--in--kg>>. Acesso em: 13/3/2022.

27 - “CONVERSÃO DE UNIDADES”. Site Metric Conversions, 2022. Disponível em: <<https://www.metric-conversions.org/pt>>. Acesso em: 20/6/2022.

28 - “SÉRIES HISTÓRICAS. : PIB A PREÇOS DE MERCADO - TAXA ACUMULADA EM 4 TRIMESTRES (%), 1º TRIMESTRE 1996 - 1º TRIMESTRE 2022”. In: “SCNT – SISTEMA NACIONAL DE CONTAS TRIMESTRAIS”. Site do IBGE, 2022. Séries históricas. PIB a preços de mercado - Taxa acumulada em 4 trimestres (%), 1º trimestre 1996 - 1º trimestre 2022. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/contas-nacionais/9300-contas-nacionais-trimestrais.html?=&t=series-historicas>>. Acesso em 22/3/2022

29 - “DISPÊNDIOS E RECEITAS NACIONAIS – IMPORTAÇÕES E EXPORTAÇÕES DE DERIVADOS 2000-2021”. Portal Brasileiro de Dados Abertos, 2022.. Dados tabulados a partir da Tabela “Importacoes-exportacoes-derivados-2000-2021.csv”. Disponível em: <https://dados.gov.br/organization/agencia-nacional-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-anp/res_format=CSV>. Acesso em: 15/5/2022.

30 - “RECEITAS DE VENDAS DE DIESEL, GASOLINA E GLP PELA PETROBRÁS”. Site do Investidor Petrobrás, 2022. Informações constantes dos Relatórios. 2010-2020: Relatórios Anuais Formulários. 20-F 2012 p. 81; 2015 p. 98; 2017 p. 90; 2020 p. 213; 2021: Relatório Petrobrás - Desempenho Financeiro 4T 2021, p. 5. Disponíveis em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>>. 2010-2020, acesso em 7/11/2021; 2021, acesso em 9/3/2022.

31 - “RECEITAS DE VENDAS TOTAIS PELA PETROBRÁS”. Site do Investidor Petrobrás, 2022. 2010-2016: Relatório de Demonstrações Contábeis 2010, p. 87; 2012, p. 70; 2013, 2014 4T, p. 7; 2016, p. 83; 203-2020: Relatório de Demonstrações Financeiras 2018, pág. 105; 2019, 2020: Relatório de Desempenho Financeiro 2020 4T, p. 10; 2021: Relatório de Desempenho Financeiro 2021 4T, pág. 4. Disponíveis em: <www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>. 2010-2020 Acesso em 30/11/2021; 2021 = Acesso em 9/3/2022.

32 - “LUCRO LÍQUIDO – PETROBRÁS”. Site do Investidor Petrobrás, 2022. 2010: Relatório de Demonstrações Padronizadas 2010, p. 100; 2011-2016: Relatório de Demonstrações Contábeis 2012, p. 7; 2013 4T, p. 7; 2014 4T, p. 6; 2015 p. 87; 2016 p. 87; 203-2019: Relatório de Demonstrações Financeiras 2017, p. 103; 2018 p. 111; 2019 p. 30 - item 12; 2020 p.33, item 13; 2021 = Relatório de Informações Trimestrais 2021 4T, pág. 26. Disponíveis em: <www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>. Dados de 2010-2020, acesso em 30/11/2021; dados de 2021, acesso em 9/3/2022.

33 - “VALORES DE LIFTING COST, TRANSPORTE, E AFRETAMENTO, PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS, CUSTOS DE REFINO, PREÇOS INTERNOS DE TRANSFERÊNCIA (PIT), BRENT MÉDIO E DÓLAR MÉDIO”. Site do Investidor Petrobrás, 2022. Dados tabulados a partir dos valores constantes dos relatórios: Release and results – 2011 pp. 3, 6, 7 e 8; 4T2013 pp. 4, 7 e 8; 4T2014, pp. 7, 10, 11 e 12; 2015, pp. 2, 6 e 8; 2017, pp.3 e 7; Relatório de Desempenho 2019 – pp. 4, 27, 28 e 29; Relatório de Desempenho Financeiro 4T2021 pp. 4, 18 e 20. Disponíveis em: Disponíveis em: <www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>. Acesso em 25/4/2022.

34 - “PROCESSAMENTO DE PETRÓLEO – PRODUÇÃO DE DERIVADOS POR REFINARIA”. Site da ANP, 2022. Gráfico produzido a partir da Tabela 2.38 – “Produção de derivados por refinaria (1990-2021)”, disponível em: <www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/anuario-estatistico-2021-dados-abertos>, com acesso em 13/3/2022 e da planilha “Processamento de petróleo m3 1990-2021”, disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/arquivos/pppd/processamento-petroleo-m3-1990-2021.csv>>, com acesso em 28/4/2022.

35 - “VENDAS NACIONAIS DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E ETANOL (1990-2022)”. Portal Brasileiro de Dados Abertos, 2022. Valores tabulados a partir da planilha “vendas-derivados-petroleo-etanol-m3-1990-2022.csv” disponível em: <<https://dados.gov.br/dataset/vendas-de-derivados-de-petroleo-e-biocombustiveis>>. Acesso em: 20/5/2022.

36 - “VENDAS DE DIESEL, GASOLINA E GLP PELA PETROBRÁS (2010-2021)”. Site do Investidor Petrobrás, 2022. Informações constantes dos Relatórios Formulário 20-F 2011 p. 44, 2014 p. 52, 2017 p.56, 2020 p. 213 e Relatório de produção e vendas 4T 2021, p. 213. Disponíveis em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>>. Acesso em: 20/5/2022.

37 - “PRODUÇÃO NACIONAL DE DIESEL, GASOLINA E GLP (2010-2021). Portal Brasileiro de Dados Abertos (2022) e Anuário Estatístico (2021), ambos da ANP. 2010 - Tabela 2.34 (2008-2017) Produção de derivados energéticos e não energéticos; Acesso em 13/3/2022; 2011-2020 - “Tabela 2-36 anuario-2021-dados_abertos”. Ambas disponíveis em <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/anuario-estatistico-2021-dados-abertos>>. Acesso em 21/2/2022. 2021: Números consolidados a partir das planilhas (1) producao-derivados-petroleo-por-refinaria-m3-1990-2021; (2) producao-derivados-centrais-petroquimicas-m3-2001-2021; (3) producao-derivados-xisto-m3-2001-2021, e (4) producao-derivados-outros-produtores-m3-2001-2021, disponíveis em: <https://dados.gov.br/organization/agencia-nacional-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-anp?res_format=CSV>. Acesso em 11/3/2022.

38 - “PRODUÇÃO DE DIESEL, GASOLINA E GLP PELA PETROBRÁS”. Site do Investidor Petrobrás, 2022. 2010-2019 : Relatórios Anuais Formulários 20-F 2012 p. 41; 2015 p. 60; 2018 p. 59; 2019: 2019 p. 73, disponíveis em: <www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>. Acesso em 13/3/2022. 2020-2021: Números consolidados a partir das planilhas (1) producao-derivados-petroleo-por-refinaria-m3-1990-2021; (2) producao-derivados-centrais-petroquimicas-m3-2001-2021; (3) producao-derivados-xisto-m3-2001-2021, e (4) producao-derivados-outros-produtores-m3-2001-2021, disponíveis em: <https://dados.gov.br/organization/agencia-nacional-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-anp?res_format=CSV>. Acesso em 11/3/2022.

39 - “IMPORTAÇÕES NACIONAIS DE DERIVADOS ENERGÉTICOS E NÃO-ENERGÉTICOS”. In: “Anuário Estatístico 2021”. Site da ANP, 2022. 2010-2020 - Tabela 2.54 Importações de derivados energéticos e não-energéticos [MM M3], disponível em: <www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/anuario-estatistico-2021-dados-abertos>. Planilha “importacoes-exportacoes-derivados-2000-2021.csv” disponível em: <<http://landpage-h.cgu.gov.br/dadosabertos/index.php?url=https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/arquivos/ie/derivados/>

importacoes-exportacoes-derivados-2000-2021.csv>. Acesso em 25/4/2022.

40 - “IMPORTAÇÕES DE DIESEL, GASOLINA E GLP PELA PETROBRÁS”. Site do Investidor Petrobrás, 2022.. Importações de diesel, gasolina e GLP pela Petrobrás. 2010-2020: Relatórios anuais Formulário 20-F 2011 p. 45; 2014 p. 54; 2017 p. 57; 2020 p. 111; 2021: Relatório de produção e vendas 4T 2021. Anexo II: Exportação e Importação Líquida, p.11. Disponíveis em: <www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>. Acesso em 30/3/2022.

41 - “IMPORTAÇÕES DE DIESEL, GASOLINA E GLP PELA PETROBRÁS”. Site do Investidor Petrobrás, 2022.. Importações de diesel, gasolina e GLP pela Petrobrás. 2010-2020: Relatórios anuais Formulário 20-F 2011 p. 45; 2014 p. 54; 2017 p. 57; 2020 p. 111; 2021: Relatório de produção e vendas 4T 2021. Anexo II: Exportação e Importação Líquida, p.11. Disponíveis em: <www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/central-de-resultados/>. Acesso em 30/3/2022.

42 - “IMPORTAÇÕES E EXPORTAÇÕES DE DERIVADOS (200-2021)”. Portal Brasileiro de Dados Abertos, 2022. Dados tabulados a partir da Tabela “Importacoes-exportacoes-derivados-2000-2021.csv”. Disponível em: <https://dados.gov.br/organization/agencia-nacional-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-anp?res_format=CSV>. Acesso em 12/4/2022.

43 - “NOVO SISTEMA PARA A DEFESA DA CONCORRÊNCIA - LEI 12.529/2011”. Site da Presidência da República, 2011. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/lei/l12529.htm>. Acesso em 30/5/2022.

44 - “PRESIDENTE ZERA PIS E CONFINS SOBRE ÓLEO DIESEL E GÁS DE COZINHA DE USO RESIDENCIAL”. Site da Agência Brasil - EBC, 2021. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/politica/noticia/2021-03/bolsonaro-zera-pis-e-cofins-do-diesel-e-do-gas-de-cozinha>>. Acesso em 15/02/2022.

45 - “A VERDADE SOBRE O SUPOSTO ‘CONGELAMENTO’ DO ICMS SOBRE COMBUSTÍVEIS”. Site do Consultor Jurídico, 2022. A verdade sobre o suposto ‘congelamento’ do ICMS sobre combustíveis. Disponível em: <<https://www.conjur.com.br/2022-jan-04/opinio-suposto-congelamento-icms-combustiveis>>. Acesso em: 15/2/2022.

46 - “ESTADOS JÁ DEIXARAM DE ARRECADAR R\$ 3,4 BI COM REDUÇÃO DO ICMS SOBRE COMBUSTÍVEIS”. Site Economia UOL, 2022. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/noticias/estadao-conteudo/2022/02/18/estados-ja-deixaram-de-arrecadar-r-34-bi-com-reducao-do-icms-sobre-combustiveis.htm>>. Acesso em: 30/6/2022.

47 - “ISENÇÃO PARA GASOLINA DEFENDIDA POR BOLSONARO PODE CUSTAR DE R\$ 27 BI”. Site Economia UOL, 2022. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/noticias/estadao-conteudo/2022/02/18/isencao-para-gasolina-defendida-por-bolsonaro-pode-custar-de-r-27-bi>>.

uol.com.br/noticias/estadao-conteudo/2022/03/15/isenscao-para-gasolina-defendida-por-bolsonaro-pode-ter-custo-de-r-bilhoes.htm>. Acesso em: 16/3/2022.

48 - “SENADO APROVA PROJETO SOBRE TETO PARA ICMS SOBRE COMBUSTÍVEIS E ENERGIA”. Site Economia UOL, 2022. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/noticias/estadao-conteudo/2022/06/14/senado-aprova-projeto-sobre-teto-para-icms-sobre-combustiveis-e-energia.htm>>. Acesso em: 30/6/2022.

49 - “AUXILIAR DE CIRO PROPÕE REGRA PARA COMBUSTÍVEL”. Site Valor Econômico, 2022. Disponível em: <<https://valor.globo.com/politica/noticia/2022/03/31/auxiliar-de-ciro-propoe-regra-para-combustivel.ghtml>> ou as ferramentas oferecidas na página. Acesso em 25/6/2022.

50 - “BOLETIM ANUAL DE RECURSOS E RESERVAS (BAR)”. Site da ANP, 31/03/2022. Acesso em 10/06/2022. Informações disponíveis em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/canal_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/reservas-provadas-de-petroleo-no-brasil-crescem-11-em-2021>. Acesso em 10/6/2022.

51 - Gabrielli, J. S. A., 2021. Há um preço internacional do petróleo? Financeirização e combustíveis. Site Le Monde Diplomatique Brasil. Disponível em: <https://diplomatique.org.br/ha-um-preco-internacional-do-petroleo-financeirizacao-e-combustiveis/>. Acesso em: 12/9/2022.



CAPÍTULO 4

PPI E PETROBRÁS: ALTERNATIVAS PARA REDUZIR OS PREÇOS E AUMENTAR OS INVESTIMENTOS

Eduardo Costa Pinto

Desde a implementação da política de preços de derivados da Petrobrás – centrada na Política de Paridade de Importação (PPI)^I –, em outubro de 2016, durante o Governo Temer, a população brasileira está sofrendo com a carestia no preço dos derivados de petróleo (gasolina, do diesel, gás de cozinha/GLP, nafta, querosene de aviação, etc.), que tem afetado negativamente o poder de compra da população e aumentado os custos de produção das mercadorias.

Uma das promessas de campanha do candidato Bolsonaro, em 2018, era reduzir os preços da gasolina e do gás de cozinha. No primeiro ano de governo, o presidente e sua equipe econômica reforçaram essas promessas. Paulo Guedes, Ministro da Economia, disse, em 09/04/2019, que estava em curso um “choque de energia barata” e que o preço do gás de cozinha cairia pela metade em dois anos. O capitão presidente, em 16/05/2019, afirmou nas redes sociais que o “preço da gasolina vai cair”.

Após quase três anos de promessas, a realidade dos preços dos combustíveis é outra, pois vivemos “um choque de energia cara”. Entre 6/01/2019 e 20/03/2022, segundos dados da ANP, os preços médios de revenda para o consumidor no Brasil da gasolina, do diesel e do gás de

cozinha de 13 kg aumentaram, respectivamente, de R\$ 4,3 para R\$ 7,2 por litro; de R\$ 3,43 por litro para R\$ 6,56 por litro; e de R\$ 69,4 por botijão para R\$ 113,24 por botijão. Esse preço do botijão, que representa hoje cerca de 9,3% do salário-mínimo, tem criado enormes dificuldades para as famílias mais pobres conseguirem obter gás de cozinha. Muitas delas, inclusive, passaram a cozinhar com lenha e álcool etílico.

Os aumentos dos preços dos derivados, nos últimos anos, impactaram de forma significativa na inflação brasileira. Em 2021, por exemplo, os expressivos aumentos para o consumidor da gasolina (47,4%), do diesel (46,1%), do óleo lubrificante (18,6%) e do gás de botijão (36,9%), contribuíram de forma direta com cerca de 38% da inflação brasileira em 2021, que foi de 10,6% (IPCA).

Vale destacar ainda os efeitos indiretos dos aumentos dos preços dos derivados que afetam os custos de produção de setores econômicos. O aumento do diesel, por exemplo, eleva o custo de transporte rodoviário das mercadorias, que pode ser repassando integral ou parcialmente para os preços finais desses produtos, a depender das condições dos mercados. Parte do crescimento dos preços, em 2021, das passagens aéreas

I - Os Preços de Paridade de Importação – PPI são estimativas do custo do derivado importado trazido para o país, sendo composto pelo valor do produto no mercado internacional convertido a taxa de câmbio, taxas, custos do frete, movimentação nos terminais, armazenamento e serviços e ganhos associados à importação. Representam assim os custos de importação que são utilizados como premissa para realizar a precificação dos derivados.

(17,6%) e do transporte por aplicativo (33,8%) podem ser explicados, respectivamente, pelos expressivos aumentos do querosene de aviação e da gasolina.

Esses dados evidenciam que os aumentos dos preços dos derivados, produzidos pela Petrobrás, estão impactando de forma expressiva na redução do poder de compra da população brasileira. Nos últimos tempos, as possíveis causas dos aumentos dos preços dos derivados têm sido discutidas por especialistas do setor de petróleo e gás, pelos segmentos políticos e também pela população em geral.

Muitas têm sido as explicações para a carência nos preços dos derivados. Desde as mais esdrúxulas, em que a corrupção do PT na Petrobrás teria gerado dívidas que impediriam a queda dos preços; passando pela ideia de que os tributos estaduais (sobretudo ICMS) seriam os responsáveis pelas elevações dos preços, mesmo não tendo sido registradas elevações nas alíquotas desses impostos; até os que defendem que esses aumentos seriam fruto de choques externos nos preços do petróleo e derivados, sendo que a Petrobrás apenas repassando essas variações ao adotar a PPI como premissa para precificar os derivados produzidos em suas refinarias.

Nessa última perspectiva, os aumentos seriam incontornáveis, até mesmo no curto prazo, haja vista que a Petrobrás estaria adotando o preço de mercado e alterações, abaixo desse preço, implicariam em prejuízos ou destruição do valor da empresa – situação em que o (ROI) retorno sobre o capital investido (dívidas classificadas como onerosas somado ao patrimônio líquido) é menor que o (WACC) custo total de capital exigido pelas fontes de financiamento próprio e de terceiros (custo de oportunidade do capital).

Nesse artigo argumentaremos que existem sim possibilidades, no curto prazo, de mudanças na política de preços dos derivados da Petrobrás – considerando os custos de importações e pro-

dução nacional de derivados – que permitem, ao mesmo tempo, reduzir preços, criar valor econômico e aumentar os investimentos.

Tudo isso levando em conta novos posicionamentos da Direção Executiva e do Conselho de Administração, dentro do Estatuto da Petrobrás, e as regras estabelecidas da Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976 (Dispõe sobre as Sociedades por Ações.), sobretudo o seu Art. 238, que estabelece: “A pessoa jurídica que controla a companhia de economia mista tem os deveres e responsabilidades do acionista controlador (artigos 116 e 117), mas poderá orientar as atividades da companhia de modo a atender ao interesse público que justificou a sua criação” (dimensão estatal).

1 - Resultados da Petrobrás em 2021: superlucros e máquina de gerar caixa

Os números da Petrobrás são sempre grandiosos, mas os resultados de 2021 chamaram ainda mais atenção com o tamanho do lucro líquido (R\$ 107,3 bilhões, o maior da história) e com indicadores financeiros de retorno sobre o capital investido/ROI (17,3%) e da margem líquida (23,7%). Margem esta três vezes superior à margem média da Shell, Equinor, BP, Exxon, Total e Chevron, que foi de 8,2% (Tabela 4-1).

Esses resultados mostraram que a Petrobrás obteve em 2021 superlucros, bem acima das grandes petroleiras, com a exceção da estatal saudita Saudi Aramco. O principal fator que explica o superlucro da Petrobrás em 2021 foi a sua (1) atual política de preços dos derivados – que utiliza a PPI como a premissa para rodar o seu modelo de precificação –, que repassa as variações dos preços internacionais do petróleo para os consumidores brasileiros de derivados^{II}. Além disso, também contribuíram para esse superlucro (2) o menor crescimento do custo total de produção de petróleo (CTPP)^{III}, em decorrência da queda dos custos de extração (lifting cost) com a eleva-

II - Ver nota técnica do INEEP (2022)

III - O Custo Total de Produção de Petróleo (CTPP) é formado pelos custos: de extração (lifting cost), de participações governamentais (royalties, participação especial e retenção de área); e de Depreciação, Depleção e Amortizações (DD&A), que corresponde a remuneração do capital investido.

Tabela 4-1 - Petrobrás 2021: Demonstração de resultados e indicadores financeiros

R\$ Bilhões	2021
Receita de vendas	452,7
Custo dos produtos e serviços vendidos	-233,0
Lucro bruto	219,6
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	202,4
Resultado financeiro líquido	-59,3
Resultado de participações em investimentos	8,4
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	151,6
Imposto de renda e contribuição social	-44,3
Lucro líquido (Prejuízo)	107,3
Margem líquida (lucro líquido/receita de vendas)	23,7%
Margem líquida média das petroleiras internacionais (Shell, Equinor, BP, Exxon, Total e Chevron)	8,2%
Capital investido (R\$ bilhões)	827
NOPAT (lucro operacional líquido depois dos impostos) (R\$ bilhões)	143
ROI - Retorno sobre o capital investido	17,3%
WACC - custo médio ponderado de capital próprio e de terceiro (custo de oportunidade)	7,8%

Fonte: Petrobrás e Economatica. Elaboração própria

díssima produtividade dos poços de petróleo do pré-sal; e (3) a redução dos tributos pagos pela empresa em relação à sua capacidade de gerar riqueza.

A maior parte desses superlucros da Petrobrás foram obtidos no segmento de exploração e produção de petróleo (E&P) (margem líquida de 42%), que destinou, em 2021, 28% do petróleo produzido para exportação e os outros 72% para o refino de derivados em suas refinarias. O lucro líquido nesse segmento foi obtido centralmente pelos resultados de US\$ 41,1/R\$ 221,1 por barril em 2021, proporcionando uma margem operacional de 59%. Esse resultado foi fruto da diferença entre os custos (CTPP + despesas de vendas e administrativas), que foi de US\$ 28,3/R\$ 153,1 bbl e o preço internacional de petróleo (US\$ 70 bbl) (valor próximo do preço de venda do petróleo da Petro-

brás no mercado doméstico^{IV}) (Gráfico 4-1), que é repassado para o mercado interno com a atual política de preços.

Os dados em tela evidenciam que o superlucro da Petrobrás em 2021 é explicado, sobretudo, pela precificação dos derivados (PPI), o que proporciona maiores lucros em margens para os seus acionistas, em detrimento dos consumidores. Com isso, a Petrobrás passou a exercer o seu poder de mercado, deixando de lado a sua face estatal mesmo sendo uma empresa pública, sob controle do Governo Federal. Quem paga por isso são os consumidores brasileiros, que passaram a conviver com maiores níveis de preços dos derivados. Entre 2020 e 2022 (até o mês de março), os preços médios da gasolina e do diesel nas refinarias da Petrobrás elevaram-se, respectivamente, em 86,8% e 81,9%.

Além da política de precificação e da queda dos custos de extração de petróleo, os superlucros foram impulsionados pela redução dos tribu-

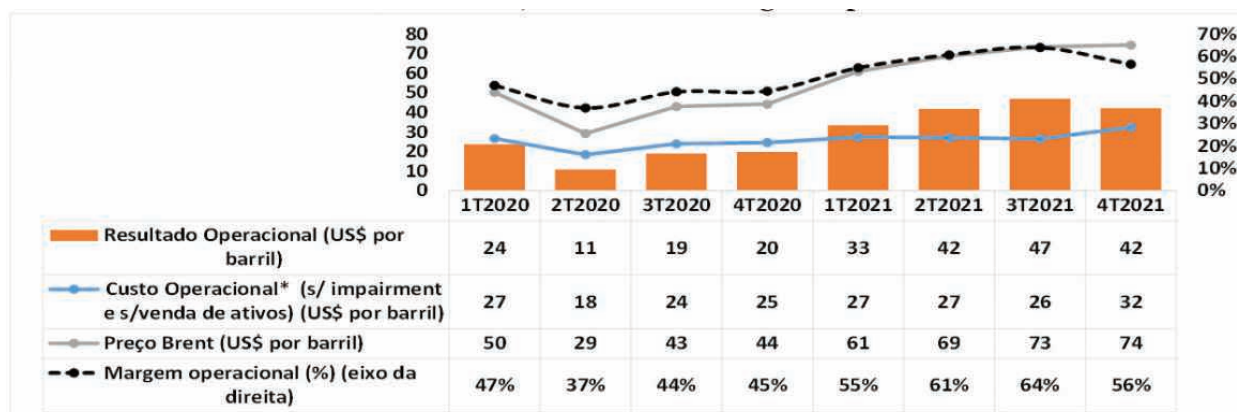
tos pagos pela Petrobrás em relação ao seu valor adicionado (VA)^{VI}. Entre 2010 e 2021, os tributos pagos pela companhia no acumulado real foram

IV - Preço de Venda do Petróleo no Brasil é a média dos preços internos de transferência do segmento de E&P para o segmento de Refino.

V - O VA é quanto a empresa agrega de valor aos insumos adquiridos, sendo obtido pela diferença entre as vendas e o total dos insumos adquiridos de terceiros.

VI - Foram descontados dos cálculos do VA distribuídos e dos tributos pagos pela Petrobrás os impostos que incidem sobre as vendas (CIDE, PIS, COFINS e ICMS) pagos pelo consumidor.

Gráfico 4-1 - Petróleo: custo, resultado e margem operacionais e Brent



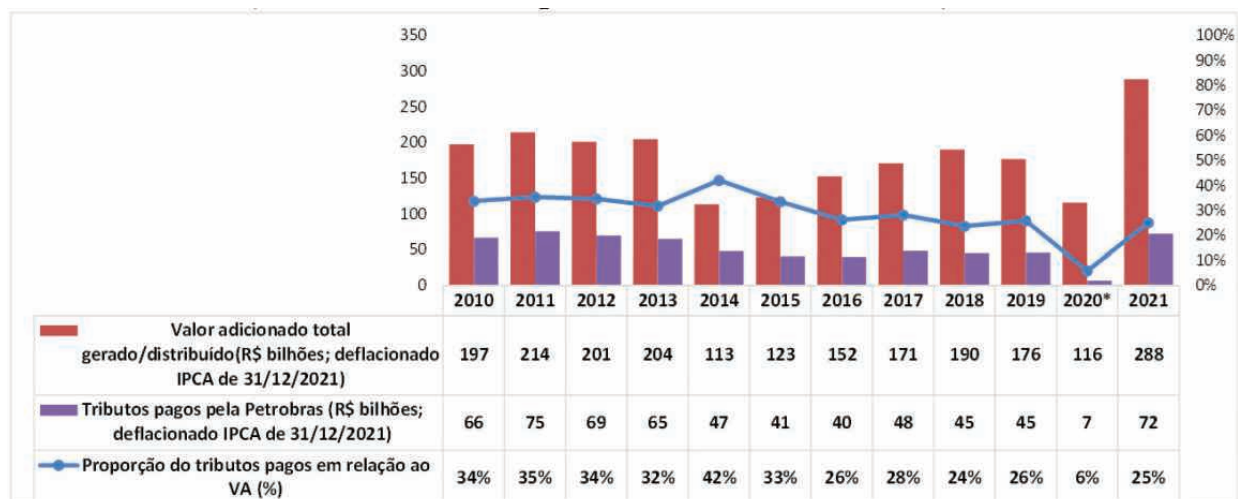
Fonte: Balanços da Petrobrás vários trimestres (elaboração própria)

*Inclui o CTP e as despesas de vendas e administrativas

de R\$ 620 bilhões, sendo que os valores desembolsados têm caído ano a ano, sobretudo, a partir de 2016. Com isso, a proporção de tributos pagos pela Petrobrás em relação ao valor adicionado caiu de 34% em 2010 para 26% em 2016, man-

tendo-se nesse patamar desde então, inclusive, em 2021 a companhia pagou apenas 25%, cerca de R\$ 72 bilhões de reais (Gráfico 4-2), montante inferior em R\$ 29 bilhões do que foi distribuído aos acionistas.

Gráfico 4-2 - Petrobrás: VA, tributos pagos; proporção de pagamentos de tributos (R\$ bi. deflacionado pelo IPCA de 31/12/2021; %)



Fonte: Demonstrações contábeis da Petrobrás. Elaboração própria.

* No ano de 2020 a Petrobrás pagou menos imposto em virtude da recuperação de PIS e Cofins no valor de R\$ 16,8 bilhões que foi repassado indevidamente entre out./2001 e ago./2020.

1.1 - Geração de Caixa Operacional e Dividendos

Esse superlucro da Petrobrás proporcionou, em 2021, um enorme Fluxo de Caixa Operacional

de R\$ R\$ 203,1 bilhões, que é o resultado das entradas e saídas de caixa relacionadas às atividades operacionais (Tabela 4-2). De forma indireta, o fluxo de caixa é calculado somando ou subtraindo itens (ajustes) do lucro líquido que afetam o fluxo de caixa operacional. Por exemplo, a despesa

com depreciação, depleção e amortização (item do custo de produção de petróleo, gás e derivados) de R\$ 63 bilhões em 2021 teve efeito apenas contábil (sobre o lucro líquido), mas não gerou nenhuma saída de caixa. Com isso, esse valor é somado ao lucro líquido. Mesma situação ocorreu para a despesa de R\$ 58,4 bilhões das variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados que também têm efeito apenas contábil, uma vez que as operações não foram realizadas. Por outro lado, os ganhos de capital da venda de ativos de R\$ 10,7 bilhões foram subtraídos do lucro líquido, pois essa receita não está vinculada com a atividade operacional (Tabela 4-2).

Do total do fluxo de caixa operacional (R\$ 203,1 bilhões), a Petrobrás realizou aquisições de ativos imobilizados e intangíveis (Capex investimento) no valor de R\$ 34 bilhões, resultando num Fluxo de Caixa Livre (diferença entre o caixa operacional e os investimentos) de R\$ 169 bilhões.

Foi com base nesse valor do Fluxo de Caixa Livre que foram distribuídas as remunerações para os acionistas de R\$ 101 bilhões (60% do valor do Fluxo de Caixa Livre) para o exercício de 2021 (R\$ 63,3 bilhões pagos em 2021 e os R\$ 37,7 restantes serão pagos em 16 de maio de 2022).

Desse total de lucros distribuídos, R\$ 37 bilhões foram para o governo federal e para o BNDES; R\$ 63,9 bilhões para acionistas privados, dos quais R\$ 41 bilhões para os acionistas não brasileiros (NYSE-ADRs, B3, CRGI e Blackrock); e R\$ 22,9 bilhões para os acionistas privados brasileiros.

Essa fórmula para o cálculo da distribuição de remuneração aos acionistas anual foi aprovada pelo Conselho de Administração da Petrobrás, em outubro de 2020 (RCA nº 1643, item 4, pauta 154 de 27-10-2020), com o objetivo de permitir aos “Administradores proponham o pagamento de dividendos compatíveis com nossa geração de caixa, mesmo em exercícios com prejuízo contábil” (FORM 20-F 2020, Petrobrás, 2020, p. 301). Essa política de remuneração do acionista estabeleceu que:

4.2.1 Em caso de endividamento bruto, incluindo os compromissos relacionados a arrendamentos mercantis, superior a US\$ 60 bilhões, a Companhia poderá distribuir aos seus acionistas os dividendos mínimos obrigatórios previstos em lei e no Estatuto Social.

4.2.2 Em caso de endividamento bruto, incluindo os compromissos relacionados a arrendamentos mercantis, inferior a US\$ 60 bilhões, a Companhia poderá distribuir aos seus acionistas 60% da diferença entre o fluxo de caixa operacional e os investimentos, conforme definido abaixo:

Remuneração = 60% x (FCO – CAPEX)” (Política de Remuneração, 2020, p. 35, grifo nosso)

Cabe observar que a essa regra não obriga que esse montante total seja distribuído aos acionistas, mas sim possibilita aos administradores realizar esse procedimento. A decisão é tomada pelo Conselho Administrativo da Petrobrás. O Estatuto Social da Petrobrás (pág.2), que segue a lei das Sociedades por Ações (Lei nº 6.404 de 15 de dezembro de 1976), estabelece que:

Art. 8º- Os acionistas terão direito, em cada exercício, aos dividendos e/ou juros de capital próprio, que não poderão ser inferiores a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações, rateado pelas ações em que se dividir o capital da Companhia.

Ou seja, a obrigatoriedade por lei e do estatuto social da Petrobrás é que a distribuição de dividendos e/ou juros de capital próprio não pode ser inferior a 25% do lucro líquido ajustado. Sendo assim, a obrigatoriedade da distribuição de dividendos para o ano de 2021 foi de R\$ 25,3 bilhões. No entanto, o montante distribuído foi de R\$ 101 bilhões.

Os dados de 2021 da Petrobrás revelam que a empresa virou uma máquina de gerar caixa em virtude, como dito anteriormente, da atual política de preços da Petrobrás, da queda dos custos

Tabela 4-2 - Petrobrás: Demonstração do fluxo de caixa

R\$ bilhões	2021
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	107
Ajustes para:	
Depreciação, depleção e amortização	63
Perda (reversão) no valor de recuperação de ativos – Impairment	-17
Resultado com alienações, baixas de ativos, mensuração e realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária	-11
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras	58
Diversos itens	16
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	203
Fluxo de caixa das atividades de investimentos	11
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	-34
Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos)	25
Compensação financeira pelo Acordo de Coparticipação de Búzios	16
Dividendos recebidos/outras	4
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos	-220
Aquisição de participação de não controladores	0
Financiamentos e operações de mútuo, líquidos:	-147
Dividendos pagos a acionistas	-73
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	4
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício	-2

Fonte: Petrobrás. Elaboração própria

de extração de petróleo e do menor pagamento proporcional de impostos. No entanto, esses recursos estão sendo distribuídos, em grande parte, para os acionistas numa forma de gestão curto prazista e financeirizada.

Explico: - a gestão da Petrobrás, entre 2021 e 2020, investiu (CAPEX investimento) cerca de R\$ 64,1 bilhões, sendo que a depreciação, depleção e amortização nesses dois anos foi muito superior (R\$ 121,3 bilhões) ao investimento. Ou seja, a Petrobrás nos últimos dois anos somente repôs metade da sua depreciação, depleção e amortização (taxa de reinvestimento líquido negativa), o que implica numa trajetória de encolhimento da empresa. Se essa política for mantida, a empresa destruirá o seu valor no futuro em troca da aceleração da distribuição de dividendos no presente para os acionistas. Quanto menor for o investimento, maiores são os recursos destinados para distribuir para os acionistas, dada a política de remuneração dos acionistas e a atual configuração do Conselho de Administração da Petrobrás. Isso reforça a lógica da distribuição de dividendos, em detrimento dos investimentos, buscando a valorização do preço das ações (valor de mercado) por

meio da distribuição acelerada dos dividendos, mesmo que isso provoque perdas para a empresa no futuro.

Ganham os acionistas, no curto prazo, e perdem os consumidores, que pagam mais caro pelos derivados de petróleo, e a própria empresa que não amplia os seus investimentos, mesmo com esse enorme montante de geração de caixa. Mas será que é possível realizar mudanças na atual política de preços mantendo a rentabilidade, a criação do valor e os investimentos?

2 - Impactos financeiros para a Petrobrás em uma simulação da queda de 20% nos preços dos derivados nas refinarias

Iremos aqui simular os impactos financeiros para Petrobrás, caso no ano de 2021 a empresa tivesse reduzido os preços de todos os derivados vendidos nas refinarias de forma linear em 20%. Antes de apresentar os resultados da simulação, se faz necessário apresentar os principais parâmetros utilizados, a saber: 1) ampliação do processamento da carga fresca, que implica na elevação do nível de utilização para 93% da ca-

pacidade produtiva em médias das refinarias; 2) todos os derivados passariam a ser importados pela Petrobrás.

A queda linear de 20% dos preços dos derivados nas refinarias provoca uma perda de 20% da receita de vendas de derivados para o mercado interno, que representou cerca de 60% das receitas da Petrobrás em 2021. Com isso, a receita total de vendas estimada foi de R\$ 398,1 bilhões, queda de 12% em relação às receitas efetivas desse ano. Além disso, nessa simulação, ocorre um aumento de cerca de R\$ 30 bilhões dos custos dos produtos vendidos, decorrente da diferença entre os valores pagos pelos derivados adquiridos pela Petrobrás no exterior e os valores recebidos por esses mesmos derivados vendidos no mercado interno com preço 20% menor do que o preço médio do ano (Tabela 4-1). Todos os outros elementos de custo são mantidos constantes.

Caso essa redução de 20% dos preços dos derivados fosse efetivada, a Petrobrás teria obtido um lucro líquido de R\$ 46,8 bilhões e uma margem líquida de 11,8%, valor ainda superior à margem líquida média da Shell, Equinor, BP, Exxon, Total e Chevron. Além disso, o retorno sobre o capital investido/ROI estimado foi de 10%, taxa superior ao custo de oportunidade do capital próprio e de terceiro da Petrobrás (WACC), de 7,8% em 2021, criando assim riqueza para os proprietários.

Somando e subtraindo itens (ajustes) do lucro líquido estimado (R\$ 46,8 bilhões), que afetam o caixa, é possível obter o fluxo de caixa operacional, estimado de R\$ 156 bilhões. Deste total, seria possível aumentar os investimentos em 25% (de R\$ 34 bilhões para R\$ 43 bilhões), pagar todas as despesas das atividades financeiras (amortização financeira e de arrendamento e despesas financeiras) e ainda distribuir dividendos no montante de 25% do lucro líquido (R\$ 11,7 bilhões), 62,7% pago no exercício de 2021 e o restante pago no exercício de 2022 (mesma proporção da efetiva forma de pagamento dos dividendos de 2021) (Tabela 4-4).

Os dados em tela mostram que é possível, a partir de escolhas gerenciais da Petrobras, ao

mesmo tempo, reduzir preços em 20%, criar valor econômico ($ROI > WACC$) e aumentar os investimentos em 25%. Ou seja, há alternativas para mudar a política de preço que permita criar uma relação mais equânime entre acionista minoritário, acionista majoritário (Estado) e consumidores, haja vista a Petrobrás ser uma empresa de economia mista.

É evidente que para isso é preciso diminuir a distribuição de dividendos para os acionistas (25% do lucro líquido) dentro das regras de governança estabelecida. Sendo isso justificado pelo artigo 238 da Lei sobre Sociedades por Ações, que diz que o interesse público pode orientar as atividades do controlador da empresa de economia mista, mantendo as responsabilidades, os deveres e as responsabilidades com os acionistas.

Cabe observar que, no médio e longo prazo, a questão dos preços dos derivados e sua volatilidade no Brasil requer autossuficiência da produção, que implica na construção de novas refinarias. O que dificilmente será realizado pelo setor privado, em virtude do elevado capital investido num negócio com margem de lucro baixa, comparado com a exploração e produção de petróleo. Com isso, a Petrobrás deveria realizar esses investimentos em refinarias, funcionando assim como um instrumento da política energética brasileira (dimensão estatal), combinando segurança de abastecimento e acesso barato aos derivados para a população mais pobre. E há dinheiro para isso, como mostraremos a seguir, haja vista o enorme potencial de geração de caixa operacional da Petrobrás para os próximos cinco anos.

3 - Perspectivas da Petrobrás para 2022-2026: há recursos para a ampliação dos investimentos

O planejamento estratégico da Petrobrás 2022-2026, documento divulgado em 24 de novembro de 2021, a partir das premissas do preço do petróleo Brent e da taxa de câmbio (Tabela 6), estimou que, entre 2022 e 2026, a Petrobrás deve gerar de caixa operacional R\$ 823 bilhões,

Tabela 4-3 - Petrobrás: DRE, indicadores financeiros e estimativa para 2021

R\$ Bilhões	2021	2021 (redução de 20% dos preços)
Receita de vendas	452,7	398,1
Custo dos produtos e serviços vendidos	-233,0	-263,9
Lucro bruto	219,6	134,2
Lucro antes do resultado financeiro, participações e impostos	202,4	116,9
Resultado financeiro líquido	-59,3	-59,3
Resultado de participações em investimentos	8,4	8,4
Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	151,6	66,1
Imposto de renda e contribuição social	-44,3	-19,3
Lucro líquido (Prejuízo)	107,3	46,8
Margem líquida (lucro líquido/receita de vendas)	23,7%	11,8%
Margem líquida média das petroleiras internacionais (Shell, Equinor, BP, Exxon, Total e Chevron)	8,2%	8,2%
Capital investido (R\$ bilhões)	827	827
NOPAT (lucro operacional líquido depois dos impostos) (R\$ bilhões)	143	83
ROI - Retorno sobre o capital investido	17,3%	10,0%
WACC - custo médio ponderado de capital próprio e de terceiro (custo de oportunidade)	7,8%	7,8%

Fonte: Petrobrás e Economatica. Elaboração própria

Tabela 4-4 - Petrobrás: Fluxo Caixa, indicadores financeiros e estimativa para 2021

R\$ bilhões	2021	2021 (redução de 20% dos preços)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	107	47
Ajustes para:		
Depreciação, depleção e amortização	63	63
Perda (reversão) no valor de recuperação de ativos - Impairment	-17	-17
Resultado com alienações, baixas de ativos, remensuração e realização dos resultados abrangentes por alienação de participação societária	-11	-11
Variações cambiais, monetárias e encargos financeiros não realizados e outras	58	58
Diversos itens	16	16
Recursos líquidos gerados pelas atividades operacionais	203	156
Fluxo de caixa das atividades de investimentos	11	3
Aquisições de ativos imobilizados e intangíveis	-34	-43
Recebimentos pela venda de ativos (Desinvestimentos)	25	25
Compensação financeira pelo Acordo de Coparticipação de Búzios	16	16
Dividendos recebidos/outras	4	4
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos	-220	-164
Aquisição de participação de não controladores	0	0
Financiamentos e operações de mútuo, líquidos:	-147	-147
Dividendos pagos a acionistas	-73	-17
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	4	4
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício	-2	-2

Fonte: Petrobrás e Economatica. Elaboração própria

sendo previstas despesas de investimento de R\$ 356 bilhões e de amortizações financeiras, de arrendamento e de juros da ordem de R\$ 230 bilhões. E ainda está previsto o pagamento de R\$ 376 bilhões em dividendos, sendo que parte desse pagamento será coberto com a venda de ativos (previsão de R\$ 131 bilhões). Isso mostra o direcionamento da estratégia da Petrobrás para o pagamento de dividendos, evidenciando o curto prazismo e a financeirização (Tabela 4-5).

Com a elevação dos preços do petróleo no final de 2021, ocorreram mudanças significativas nas premissas do planejamento da Petrobrás, sobretudo no que diz respeito às projeções do preço do petróleo Brent. Em virtude disso, refez-se aqui as projeções do planejamento estratégico da Petrobrás levando em conta o preço de petróleo do *Oil market report*, do 4t2021 da KPMG (Tabela 4-6). Essa atualização não está levando em conta os efeitos da guerra da Ucrânia sobre o preço do petróleo, o que tende a subestimar as estimativas de geração de caixa operacional da Petrobrás, que podem ser ainda maiores nos próximos anos.

A partir desses novos valores para a premissa do preço do petróleo, estimou-se que, entre 2022 e 2026, a Petrobrás deve gerar de caixa operacional cerca de R\$ 945 bilhões, sendo previstas despesas de investimento de R\$ 356 bilhões e despesas de amortização financeiras, de arrendamento e de juros da ordem de R\$ 230 bilhões. Com isso, o resultado estimado antes da distribuição de dividendos é de R\$ 359 bilhões (Tabela 4-7).

Distribuir todo esse valor (R\$ 359 bilhões) para os acionistas é uma escolha gerencial, que inclui reduzir os investimentos e o potencial de geração de caixa futuro. Os dividendos podem até ser distribuídos utilizando a métrica da geração de caixa livre, mas não no montante de 60%. Caso fosse adotado uma taxa de 20%, mesmo assim ainda seriam distribuídos cerca de R\$ 118 bilhões de dividendos e sobriam cerca de R\$ 241 bilhões, que poderiam ser utilizados para aumentar o investimento ou até mesmo para subsidiar parte do consumo de derivados da população mais pobre (Tabela 4-7).

4 - Conclusões

Em linhas gerais, é possível afirmar que enquanto a Petrobrás lucra absurdamente (o triplo de outras petroleiras internacionais) e remunera os acionistas de forma não adequada (91% de todo o lucro líquido em 2021 foi distribuído, reduzindo a capacidade de reinvestimento), a população brasileira é obrigada a comprar combustíveis a preços cada vez mais elevados. A empresa hoje e nos próximos anos deverá gerar elevados montantes de caixa operacional, sendo que a gestão atual da Petrobrás pretende direcionar a quase totalidade desses recursos para remunerar os acionistas, movimentando o mercado acionário brasileiro e os grandes fundos de investimentos nacionais e internacionais, privilegiando o andar

Tabela 4-5 - Planejamento Estratégico da Petrobrás 2022-2026

R\$ bilhões	2022	2023	2024	2025	2026	Total (22-26)
Geração de caixa operacional	189	168	158	155	162	832
CAPEX (R\$ bilhões)	59	80	78	78	61	356
Fluxo de caixa livre (geração de caixa operacional - Capex)	130	88	80	77	101	476
Amortizações financeiras; amortizações arrendamento e despesas financeiras	59	48	48	40	34	230
Vendas de ativos	26	26	26	26	26	131
Resultado antes dos dividendos	97	66	58	63	92	376
Dividendos	97	66	58	63	92	376

Fonte: Petrobrás. Elaboração própria

Tabela 4-6 - Premissas do PE2022-2026 Petrobrás e nova premissas

R\$ bilhões	2022	2023	2024	2025	2026	Total (22-26)
Preços KPMG -Geração de caixa operacional (R\$ bilhões)	197	181	177	188	203	945
CAPEX (R\$ bilhões)	59	80	78	78	61	356
Fluxo de caixa livre (geração de caixa operacional - Capex)	138	101	99	110	142	589
Amortizações financeiras; amortizações arrendamento e despesas financeiras	59	48	48	40	34	230
Resultado antes dos dividendos	79	53	50	69	108	359
Dividendo (25% do lucro líquido ou 20% do fluxo de caixa livre)	28	20	20	22	28	118
Montante disponível	51	33	31	48	79	241

Fonte: Petrobrás e KPMG. Elaboração própria

Tabela 4-7 - Estimativa do Planejamento Estratégico da Petrobrás 2022-2026

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
KPMG - Estimativa da média do preço do petróleo (US\$ barril) (4T/2021)		74,9	70	67,2	66,7	69
Petrobras PE22/26 - Estimativa do preço do petróleo (US\$ barril)	70,7	72	65	60	55	55
Petrobras PE22/26 -Estimativa do câmbio	5,4	5,4	5,3	5,2	5,2	5,1

Fonte: Petrobrás. Elaboração própria

de cima e os mais remediados. Para a atual gestão da Petrobrás, o “lucro está acima de tudo e os acionistas acima de todos”.

Como visto, existem alternativas possíveis tanto para mudar a política de preço, que permita criar uma relação mais equânime entre acionistas e consumidores, como para ampliar os investimentos, dado o papel desempenhado pela Petrobrás que é de economia mista e que possui interesses públicos. Ficou claro que para isso é preciso diminuir a distribuição de dividendos para os acionistas. Sendo isso possível, legal e corporativamente.

Se, por um lado, os acionistas deixariam de ganhar, no curto prazo, como uma menor distribuição de dividendos, eles ganhariam no longo prazo com o aumento dos investimentos; por ou-

tro, ganharia a população em geral, que pagariam menos pelos derivados e por outros produtos que têm custos atrelado aos preços de derivados, sobretudo no que diz respeito aos custos de transportes.

A Petrobrás deve voltar a funcionar como um instrumento da política energética brasileira, combinando segurança de abastecimento e acesso barato dos derivados à população mais pobre, e do desenvolvimento nacional por meio da ampliação dos seus investimentos, gerando emprego e renda.



UNIDADE III

**REFINO E
DISTRIBUIÇÃO**

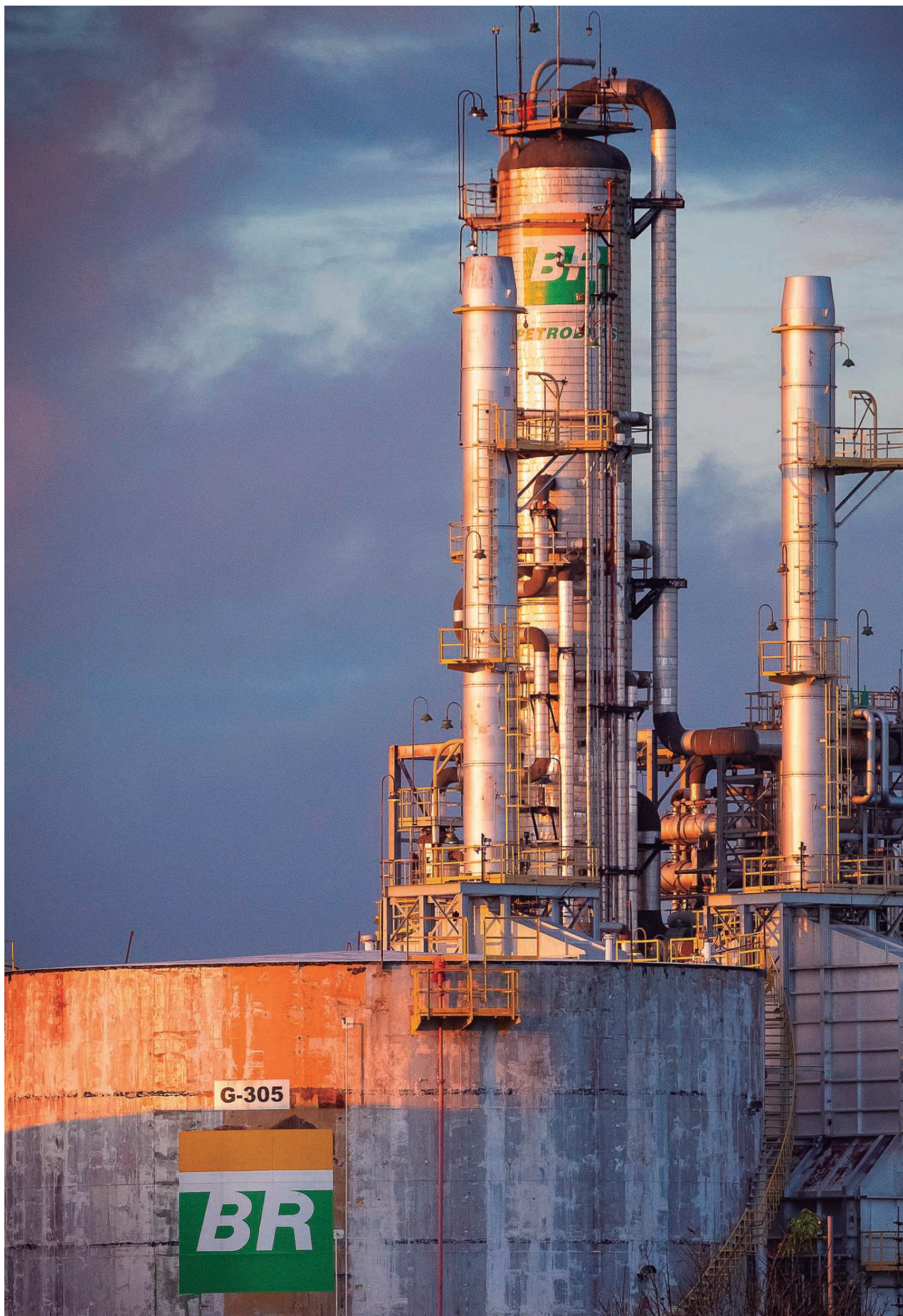


Foto: Paulo Neves Jr.

CAPÍTULO 5

O DESMONTE DAS REFINARIAS

Paulo César Ribeiro Lima

1 - INTRODUÇÃO

Em 28 de junho de 2019, a Petróleo Brasileiro S.A.(Petrobrás) informou o início da etapa de divulgação das oportunidades (*teasers*) referentes à venda de ativos em refino e logística associada no país^I.

Os desinvestimentos representam, aproximadamente, 50% da capacidade de refino nacional, totalizando 1,1 milhão de barris por dia de petróleo processado, e consideram a venda integral dos seguintes ativos: Refinaria Abreu e Lima (RNEST), Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), Refinaria Landulpho Alves (RLAM), Refinaria Gabriel Passos (REGAP), Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) e Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR), bem como os ativos logísticos integrados a essas refinarias.

A Tabela 5-1 mostra a evolução da capacidade de refino de 2012 a 2021, segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), incluindo as refinarias a serem privatizadas.

A Figura 5-1 mostra a localização das refinarias brasileiras, além da infraestrutura de movimentação de petróleo e derivados correspondentes, de acordo com a ANP^{II}.

Os conjuntos de ativos estão interligados com bases de distribuição de combustíveis, conforme podem ser identificados na Figura 5.2^{III}.

A Constituição Federal, em seu art. 177, estabelece que a produção, o refino, o transporte marítimo e por dutos, além das atividades de importação e exportação de petróleo e derivados são monopólios da União, que, por sua vez, pode contratar essas atividades com empresas estatais ou privadas.

Essas atividades são a razão de existir da Petrobrás, estatal criada para ser a executora do monopólio da União. A Emenda Constitucional nº 9/1995 permitiu que a União pudesse contratar a realização das atividades de seu monopólio com outras empresas estatais ou privadas, sendo vedada, contudo, a privatização da Petrobrás nos termos da Lei nº 9.491/1997.

Também é importante destacar que o abastecimento nacional de combustíveis é considerado atividade de utilidade pública, nos termos do art. 1º, § 1º, inciso I, da Lei nº 9.847/1999. Assim sendo, a produção, o refino e o transporte de petróleo e derivados não são simples negócios privados.

O Brasil, com a descoberta da província petrolífera do Pré-Sal, tem a rara oportunidade de se tornar autossuficiente tanto em petróleo quanto em derivados.

A Petrobrás, ao contrário de outras empresas, apresenta um baixíssimo custo de produção de petróleo e de derivados. No primeiro trimestre de 2022, o custo total do petróleo produzido pela estatal foi de apenas US\$ 41 por barril e o custo operacional do refino foi de apenas US\$ 1,77 por barril. Nesse trimestre, o valor médio do petróleo Brent foi de US\$ 101,40, o preço de interno de

I - Disponível em <https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/15076/FR-Teaser-Refinarias-Portugues.pdf>. Acesso em 16 de julho de 2019.

II - Disponível em https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2022/secao-2/cartogramas/cartograma-2-2_2022.jpg. Acesso em 4 de julho de 2022.

III - Disponível em <https://somosplural.com.br/logistica/>. Acesso em 7 de julho de 2019.

transferência do petróleo para o segmento de refino foi de US\$ 93,71 por barril e o preço médio dos derivados básicos no mercado interno foi de US\$

104,62 por barril^{IV}. A agregação de valor líquida foi, então, de US\$ 9,14 por barril.

Tabela 5-1: Evolução da capacidade de refino

Refinarias	Capacidade de refino (barris/dia)									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total^I	2.101.953	2.199.445	2.348.418	2.393.704	2.401.567	2.401.567	2.401.567	2.406.926	2.406.926	2.423.727
Riograndense (RS)	17.014	17.014	17.014	17.014	17.014	17.014	17.014	17.014	17.014	17.014
Lubnor (CE)	8.177	8.177	8.177	9.435	10.378	10.378	10.378	10.378	10.378	10.378
Manguinhos (RJ)	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	14.000	10.001	10.001	14.303
Recap (SP)	53.463	53.463	53.463	62.898	62.898	62.898	62.898	62.898	62.898	62.898
Reduc (RJ)	242.158	242.158	242.158	251.592	251.592	251.592	251.592	251.592	251.592	251.592
Refap (RS)	201.274	201.274	201.274	220.143	220.143	220.143	220.143	220.143	220.143	220.143
Regap (MG)	150.955	150.955	166.051	166.051	166.051	166.051	166.051	166.051	166.051	166.051
Reman (AM)	45.916	45.916	45.916	45.916	45.916	45.916	45.916	45.916	45.916	45.916
Repar (PR)	207.564	207.564	207.564	213.854	213.854	213.854	213.854	213.854	213.854	213.854
Replan (SP)	415.127	415.127	433.996	433.996	433.996	433.996	433.996	433.996	433.996	433.996
Revap (SP)	251.592	251.592	251.592	251.592	251.592	251.592	251.592	251.592	251.592	251.592
Mataripe (BA) (ex-Rlam)	279.897	377.388	377.388	377.388	377.388	377.388	377.388	377.388	377.388	377.388
RPBC (SP)	169.825	169.825	169.825	169.825	169.825	169.825	169.825	179.184	179.184	179.184
RPCC (RN)	37.739	37.739	37.739	37.739	44.658	44.658	44.658	44.658	44.658	44.658
Rnest (PE) ²	-	-	115.009	115.009	115.009	115.009	115.009	115.009	115.009	115.009
Univen (SP)	5.158	5.158	5.158	5.158	5.158	5.158	5.158	5.158	5.158	5.158
Dax Oil (BA)	2.095	2.095	2.095	2.095	2.095	2.095	2.095	2.095	2.095	2.095
Ssoil (SP)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.498
Six (PR) ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total⁴ (barril/dia-calendário)	1.996.855	2.089.472	2.230.997	2.274.019	2.281.488	2.281.488	2.281.488	2.286.580	2.286.580	2.302.540
Fator de Utilização⁵ (%)	96,5	98,4	94,4	87,2	80,3	76,2	75,7	76,4	77,3	79,0

Assim sendo, não faz o menor sentido a Petrobrás vender metade de seu parque de refino, de baixo custo e de alta rentabilidade para empresas privadas que terão custos muito mais altos. Também não faz nenhum sentido a Petrobrás, ao contrário de outras empresas,

praticar a política de preço de paridade de importação (PPI) para derivados produzidos no Brasil, a partir do refino de um petróleo extraído no país.

Essa política faz com que o consumidor brasileiro pague um preço como se o combustível fosse importado, mesmo que ele seja, de fato,

IV - Disponível em <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/5c070f4e-8c9a-fa08-4322-56c20c54254d?origin=1>. Acesso em 6 de julho de 2022.

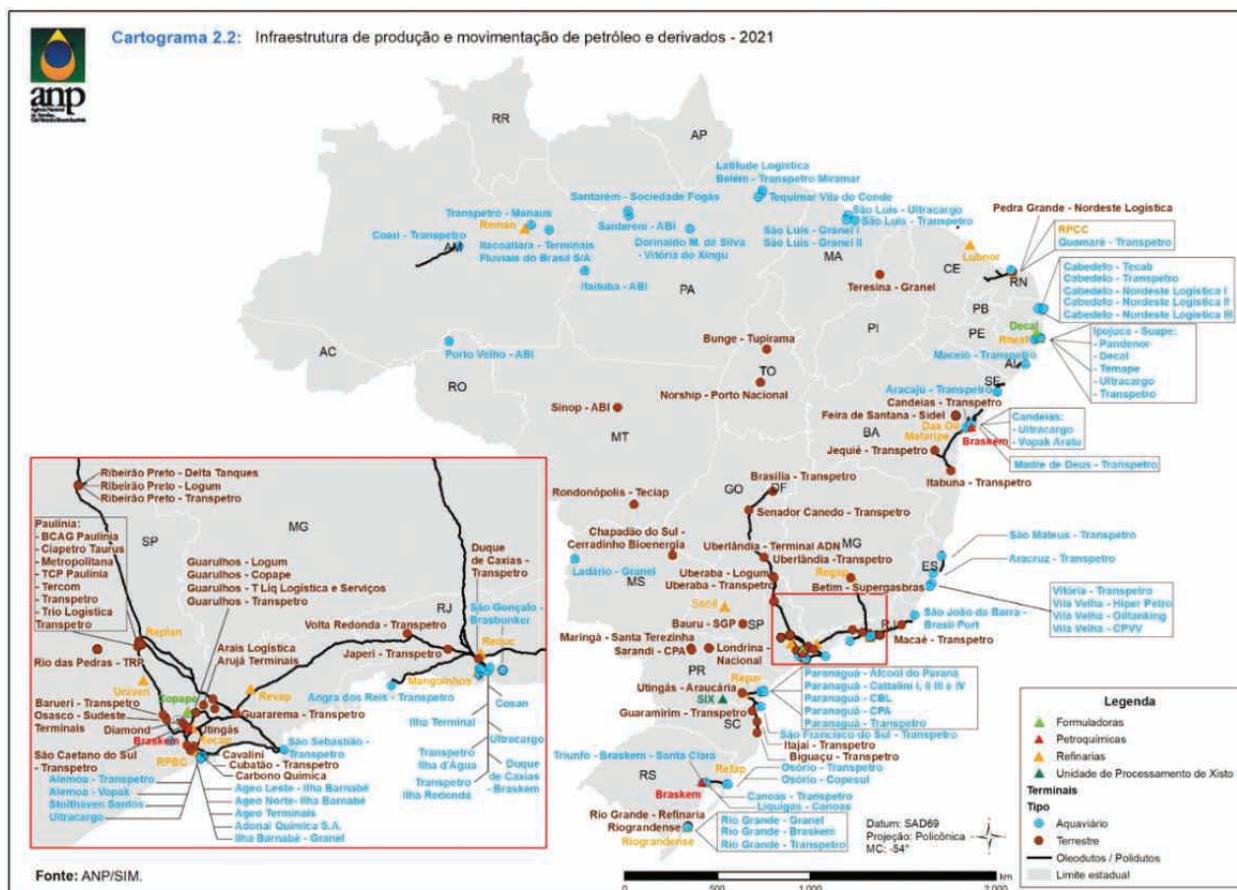


Figura 5-1: Refinarias e infraestrutura de movimentação de petróleo e derivados - Fonte: ANP

produzido no Brasil. Transcreve-se, a seguir, a política da Petrobrás^V:

Nossa política de preços para a gasolina e o diesel vendidos às distribuidoras tem como base o preço de paridade de importação, formado pelas cotações internacionais destes produtos mais os custos que importadores teriam, como transporte e taxas portuárias, por exemplo. A paridade é necessária porque o mercado brasileiro de combustíveis é aberto à livre concorrência, dando às distribuidoras a alternativa de importar os produtos. Além disso, o preço considera uma margem que cobre os riscos (como volatilidade do câmbio e dos preços).

Em países como o Brasil, que pode ser autosuficiente em petróleo e conta com um considerável parque de refino e onde há alta volatilidade da taxa de câmbio, não se justifica que a população fique sujeita à política de PPI.

Nesse cenário, visto que o abastecimento nacional de combustíveis é uma atividade de utilidade pública, é fundamental que haja uma regulação de preços de derivados básicos no País. Os preços dos derivados de petróleo poderiam ser regulados a partir do custo de produção.

Para derivados produzidos por instalações não amortizadas e importados, os custos serão muito mais altos, havendo necessidade de uma política fiscal que incentive investimentos em refino e garanta o abastecimento nacional de combustíveis.

A Petrobrás pode, de fato, praticar preços muito abaixo da paridade de importação por causa dos seus baixíssimos custos de produção, refino e transporte de petróleo e seus derivados.

Apesar de a estatal afirmar em seu sítio da internet que pratica a política de PPI para a gasolina e o óleo diesel vendido às distribuidoras, a realidade

^V - Disponível em <http://www.petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/precos-de-venda-as-distribuidoras/gasolina-e-diesel/>. Acesso em 2 de julho de 2019.

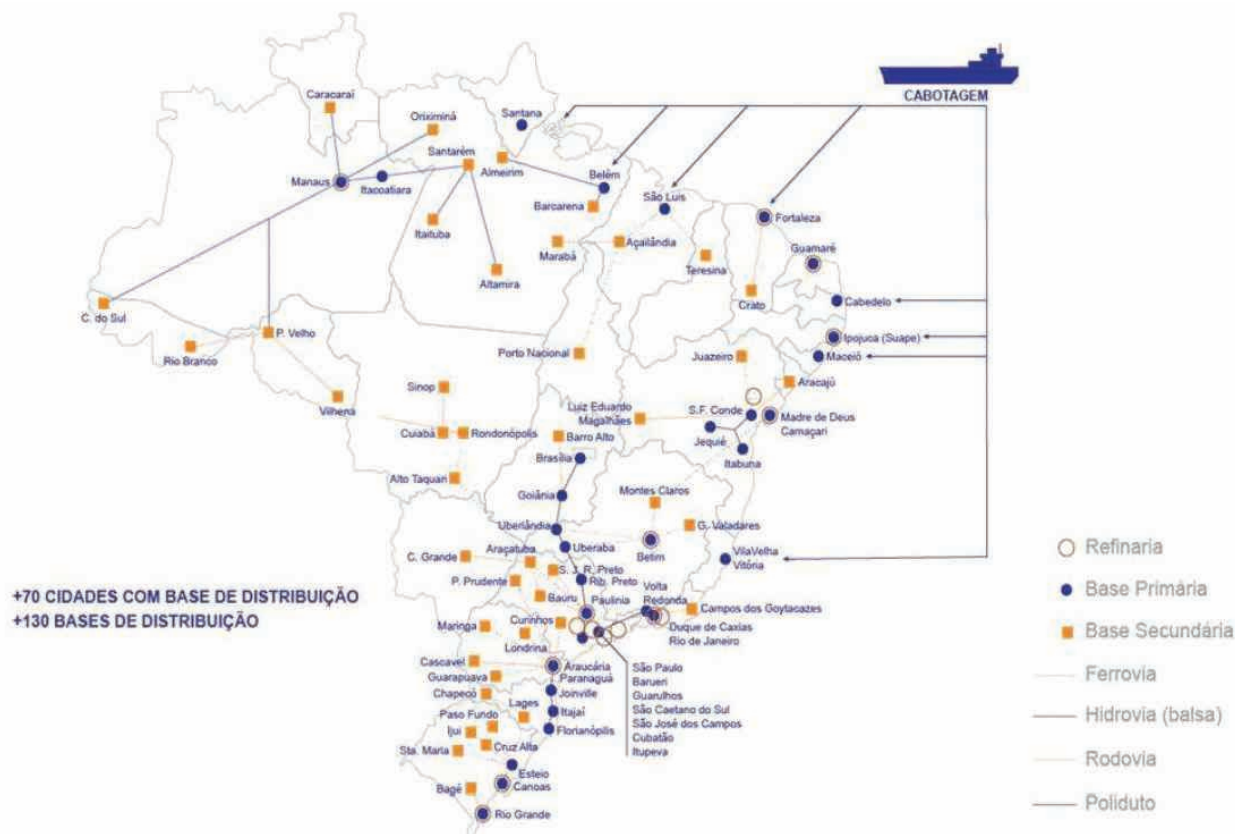


Figura 5-2: Interligação entre as refinarias brasileiras e as bases de distribuição - Fonte: Plural

de não é bem essa, como mostram as Figuras 5.3 e 5.4, que apresenta os preços médios praticados no Brasil e os preços praticados na Costa do Golfo dos Estados Unidos^{VI}.

Caso metade do parque de refino da Petrobrás seja vendido, a tendência é que os compradores pratiquem preços mais altos que a Petrobrás e até mais altos que na Costa do Golfo dos Estados Unidos.

Este capítulo tem por objetivo demonstrar quão estratégicos são os ativos de refino e respectivos terminais e dutos, a caracterização dos monopólios regionais, a falta de razoabilidade da decisão do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e a ilegalidade dos processos de venda desses ativos.

2 - ATIVOS VENDIDOS E À VENDA

São apresentadas, a seguir, algumas caracte-

terísticas de cada um dos ativos de refino e de logística já vendidos e à venda.

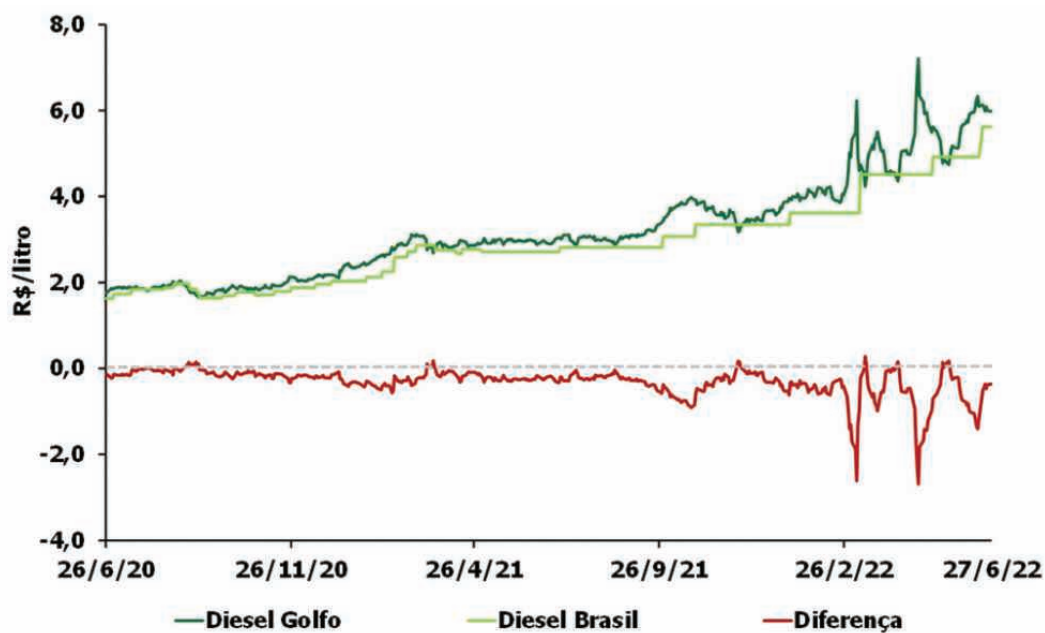
2.1 Conjunto RLAM

O conjunto RLAM foi vendido para o Fundo Mubadala dos Emirados Árabes pelo valor de US\$ 1,8 bilhão. Com isso, a RLAM passou a se chamar Refinaria de Mataripe S.A. e passou a ser propriedade da Acelen, empresa criada pelo fundo Mubadala Capital, que é subsidiária de gestão de ativos da Mubadala Investment Company.

Esse conjunto compreende ativos de atividades de negócios de *downstream* e *midstream* no estado da Bahia, compostos por uma refinaria de petróleo, quatro terminais de armazenamento e um conjunto de oleodutos extensos e curtos que interligam a refinaria e os terminais.

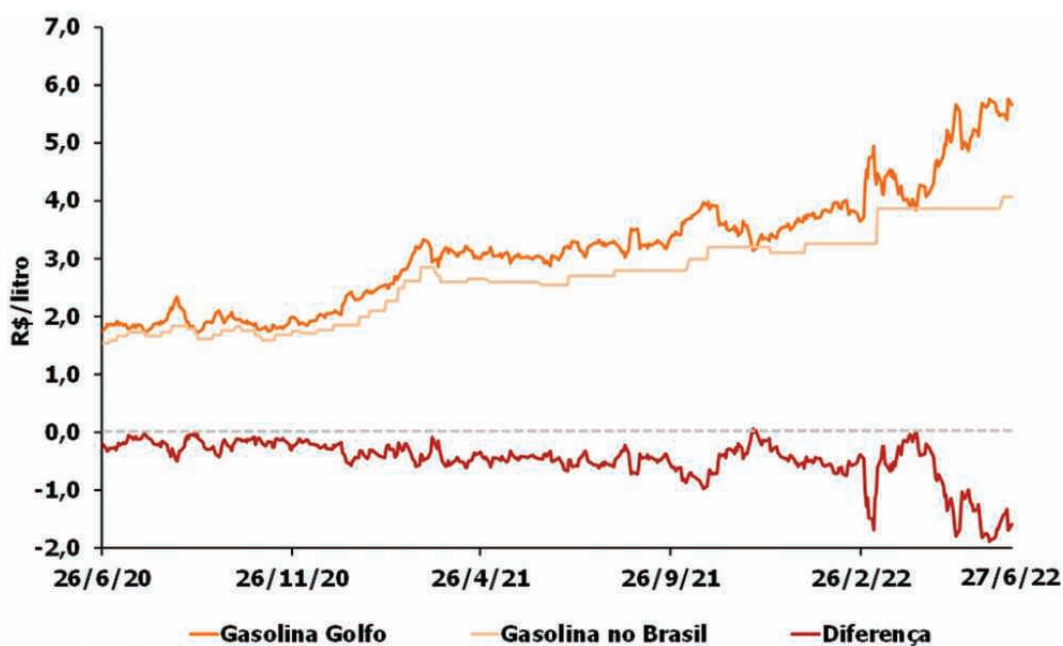
Trata-se de um sistema integrado com acesso direto à infraestrutura logística completa, mer-

VI - Disponível em <https://cbie.com.br/dados/defasagem-negativa-entre-o-preco-do-diesel-nas-refinarias-diminui-e-diferenca-na-gasolina-se-man-tem/>. Acesso em 6 de julho de 2022.



Fonte: CBIE, com base em dados ANP, EIA e Bacen

Figura 5-3: Preços do óleo diesel



Fonte: CBIE, com base em dados ANP, EIA e Bacen

Figura 5-4: Preços da gasolina

cado consumidor vigoroso e margens premium de refino, com exposição e acesso direto à região Nordeste, uma das maiores e mais crescentes regiões brasileiras. A RLAM representou 14% da capacidade total de refino de petróleo do Brasil em 2018.

Seus principais produtos são: gasolina, diesel, bunker de baixo teor de enxofre, querosene de aviação, GLP, asfalto, nafta, coque, óleo combustível de baixo teor de enxofre, lubrificantes e parafina (incluindo parafina food-grade). A Figura 5-5 mostra as unidades da RLAM, o perfil de refino no ano de 2018 e as métricas operacionais.

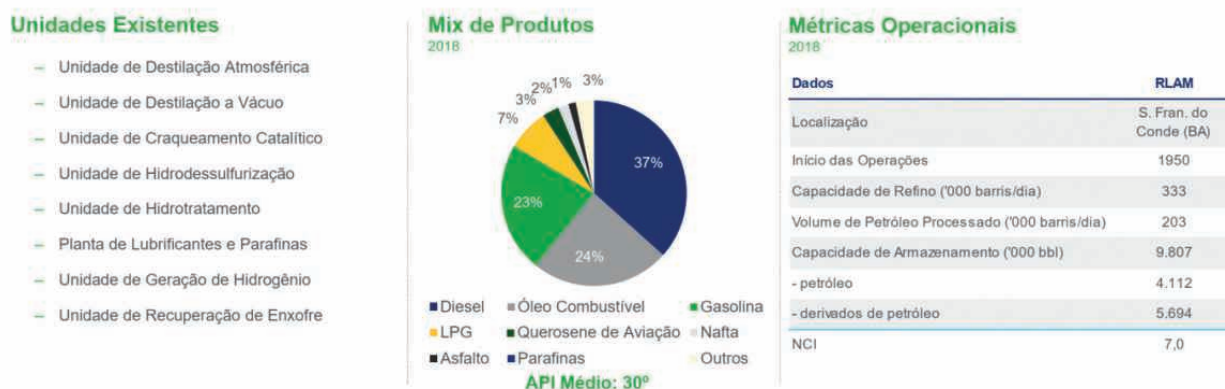


Figura 5-5: Perfil de refino da RLAM - Fonte: Petrobrás

Conforme mostrado na Figura 2-1, o conjunto RLAM é capaz de converter o petróleo em uma variada gama de produtos. O principal mercado da refinaria são os estados da Bahia e Sergipe, como bem é demonstrada sua interligação com as bases de distribuição apresentadas na Figura 1-2.

Com a privatização da RLAM, esse mercado regional está submetido a preços de derivados cobrados pela Acelen das distribuidoras, mais altos que os preços médios cobrados pela Petrobrás^{VII}.

2.2 Conjunto REMAN

Em 25 de agosto de 2021, a Petrobrás informou que assinou com a empresa Ream Participações S.A., veículo societário de propriedade dos sócios da Atem's Distribuidora de Petróleo S.A. (Atem), contrato para venda das ações da empresa que deterá a Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) e seus ativos logísticos associados, no estado do Amazonas. O valor da venda é de US\$ 189,5 milhões.

O conjunto REMAN, que conta com a única refinaria na Região Norte, é o primeiro e principal fornecedor dos estados dessa região. O sistema conta com um terminal estratégico, pois é um dos poucos da região, permitindo que seu comprador tenha uma significativa vantagem competitiva. O Terminal de Manaus possui três píeres fluviais: dois exclusivamente para navios, que também

podem ser usados para operação de barcas; e um exclusivo para barcas. O Terminal recebe em torno de 22 navios por mês e o equivalente a 55 barcas por mês.

Esse conjunto contempla um sistema integrado de oleodutos e terminais de armazenamento, associado a uma capacidade de refino de 46 mil barris por dia, que abastece a maior parte da Região Norte e fornece um acesso direto incomparável aos mercados consumidores na sua região de influência e facilita o acesso a outros mercados consumidores do País.

A localização desse conjunto é altamente estratégica, dado que o Terminal de Manaus é um dos poucos da região que oferece ao seu proprietário uma vantagem significativa sobre os concorrentes.

A proximidade com as áreas produtoras de petróleo e gás da região amazônica, especialmente Urucu, faz da REMAN a escolha lógica para processar o petróleo bruto amazônico.

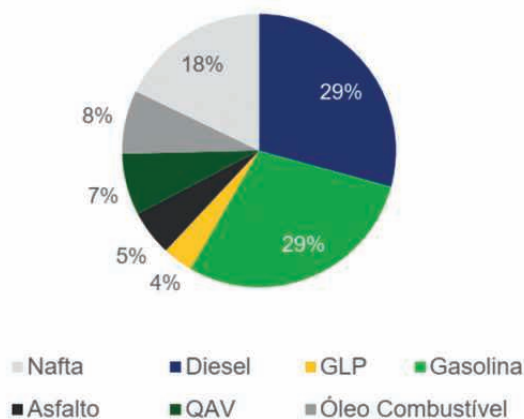
Os principais produtos da REMAN são: gasolina, diesel, querosene de aviação, gás liquefeito de petróleo (GLP), asfalto, nafta e óleo combustível. A Figura 5-6 mostra o perfil de refino no ano de 2018 e as métricas operacionais da refinaria.

Em suma, o conjunto REMAN é um sistema integrado, associado a uma capacidade de refino de 46 mil barris por dia, que oferece acesso direto aos mercados consumidores na região de influência e facilita o acesso a outros mercados.

VII - Disponível em <https://www.correiobraziliense.com.br/economia/2022/05/5007685-com-refinarias-privatizadas-gasolina-custaria-19-a-mais-e-diesel-12.html>. Acesso em 7 de julho de 2022.

Mix de Produtos

2018



API Médio: 46°

Métricas Operacionais

2018

Data	REMAN
Localização	Manaus (AM)
Início das Operações	1957
Capacidade de Refino ('000 barris/dia)	46
Volume de Petróleo Processado ('000 barris/dia)	30
Capacidade de Armazenamento ('000 bbl)	2.197
- petróleo	693
- derivados de petróleo	1.505
NCI	1,8

Figura 5-6: Perfil de refino e métricas operacionais da REMAN - Fonte: Petrobrás

2.3 Conjunto LUBNOR

Em 25 de maio de 2022, a Petrobrás informou que assinou com a empresa Grepar Participações Ltda., veículo societário de propriedade conjunta das empresas Greco Investimentos em Participações Societárias Ltda., Greca Distribuidora de Asfaltos Ltda. e Holding GV Participações S.A., contrato para a venda da LUBNOR e seus ativos logísticos associados, localizados no estado do Ceará. O valor total da venda é de US\$ 34 milhões.

A LUBNOR é uma das líderes na produção de asfalto no Brasil, sendo responsável por cerca de 10% da produção de asfalto no país. Produz ainda lubrificantes naftênicos, um produto próprio para usos nobres, tais como: isolante térmico para transformadores de alta voltagem, amortecedores para veículos e equipamentos pneumáticos. Duas estruturas portuárias são utilizadas pela refinaria: o Porto do Mucuripe, em Fortaleza, e o Terminal de Pecém, em São Gonçalo do Amarante. Além de produtora, é também distribuidora de asfalto para nove estados das regiões Norte e Nordeste.

Todo o petróleo utilizado pela LUBNOR é do tipo ultra pesado: 85% provenientes do Espírito Santo e o restante do próprio Ceará. Do total processado, 62% do volume é destinado à produção

de asfalto, abastecendo todos os estados do Nordeste, e cerca de 16% são empregados na obtenção de lubrificantes naftênicos.

A capacidade instalada da refinaria é de 8 mil barris por dia. Os principais produtos são: asfaltos e óleos lubrificantes. A LUBNOR é a principal fornecedora da região Nordeste e também fornece para os estados do Amazonas, Amapá, Pará e Tocantins.

2.4 Conjunto SIX

Em 11 de novembro de 2021, a Petrobrás informou que assinou com a empresa Forbes & Manhattan Resources Inc. (F&M Resources), subsidiária integral da Forbes & Manhattan Inc. (F&M), o contrato para a venda da SIX, localizada no estado do Paraná, pelo valor de US\$ 33 milhões.

A SIX é uma unidade de operações localizada em São Mateus do Sul (PR), sobre uma das maiores reservas mundiais de xisto, ou folhelho pirobetuminoso - uma rocha sedimentar, com conteúdo de matéria orgânica na forma de querogênio, que somente por aquecimento (pirólise) pode ser convertido em óleo e gás.

O Petrosix®, tecnologia criada e patenteada pela Petrobrás para a exploração do folhelho

pirobetuminoso, contempla todas as etapas do processo industrial. Os óleos combustíveis industriais obtidos a partir do xisto são indicados para o consumo industrial em centros urbanos. O gás é encaminhado para a unidade de tratamento, para a produção de GLP, enxofre e gás combustível (que por sua vez é destinado via gasoduto para uma indústria cerâmica, cliente e vizinha à SIX). A nafta é destinada para a Repar, em Araucária (PR) para a geração de combustíveis a partir do processamento na refinaria.

Os produtos gerados com o xisto são o óleo combustível, a nafta, gás combustível, gás liquefeito e enxofre, e ainda produtos que podem ser utilizados nas indústrias de asfalto, cimenteira, agrícola e de cerâmica.

Os óleos combustíveis industriais obtidos a partir do xisto são indicados para o consumo industrial em centros urbanos. Trata-se de um tipo de óleo de alta fluidez e de elevada facilidade de manuseio, eliminando a necessidade de pré-aquecimento, com consequente redução dos custos operacionais de queima, caracterizando-se assim como ideal para regiões de clima frio.

A SIX funciona também como um centro avançado de pesquisa na área de refino, onde são desenvolvidos vários projetos em conjunto com o centro de pesquisa da Petrobrás (Cenpes) e universidades. O parque tecnológico da SIX é o maior da América Latina e um dos maiores do mundo em plantas-piloto, composto por 15 unidades criadas para atender as necessidades dos variados processos de refino. A Petrobrás utiliza esse insumo tecnológico para ampliar sua eficiência e rendimentos.

A capacidade instalada da SIX é de 5.880 toneladas por dia. Os principais produtos são óleos combustíveis, 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 pes-

quisas realizadas pela EMBRAPA e IAPAR através do Projeto Xisto Agrícola.

O principal mercado da SIX se concentra no Estado do Paraná. No entanto, os produtos alcançam vários outros estados, como Santa Catarina, São Paulo e Rio Grande do Sul.

2.5 Conjunto RNEST

O conjunto RNEST compreende ativos de atividades de negócios de *downstream* e *midstream* no Complexo Industrial de Suape, no estado de Pernambuco, compostos por uma refinaria de petróleo, um terminal de armazenamento e um conjunto de oleodutos.

Trata-se de um sistema integrado com acesso direto à infraestrutura logística completa, mercado consumidor vigoroso e margens premium de refino. A RNEST representou 5% da capacidade total de refino de petróleo do Brasil em 2018. O 2º trem de processamento da RNEST (conjunto adicional de refino) traz o potencial de mais 130 mil barris por dia de aumento de capacidade e a possibilidade de uma resposta rápida e de baixo custo para atender à demanda futura do mercado. Após a conclusão do 2º trem de processamento da RNEST, o conjunto representará 10% da capacidade total de refino de petróleo do Brasil.

Seus principais produtos são: diesel com baixo teor de enxofre (69% da produção), nafta, óleo combustível, coque e gás liquefeito de petróleo (GLP). A Figura 5-7 mostra as unidades da RNEST, o perfil de refino no ano de 2018 e as métricas operacionais.

Conforme mostrada na Figura 2-3, a RNEST é capaz de converter o petróleo em 59% de óleo diesel, que é o principal produto da Petrobrás em termos de faturamento. O principal mercado da refinaria são os estados das regiões Nordeste e Norte.

Após um processo de venda iniciado em 2019, a Petrobrás comunicou, em 27 de junho de 2022, a retomada do processo de venda do conjunto RNEST.

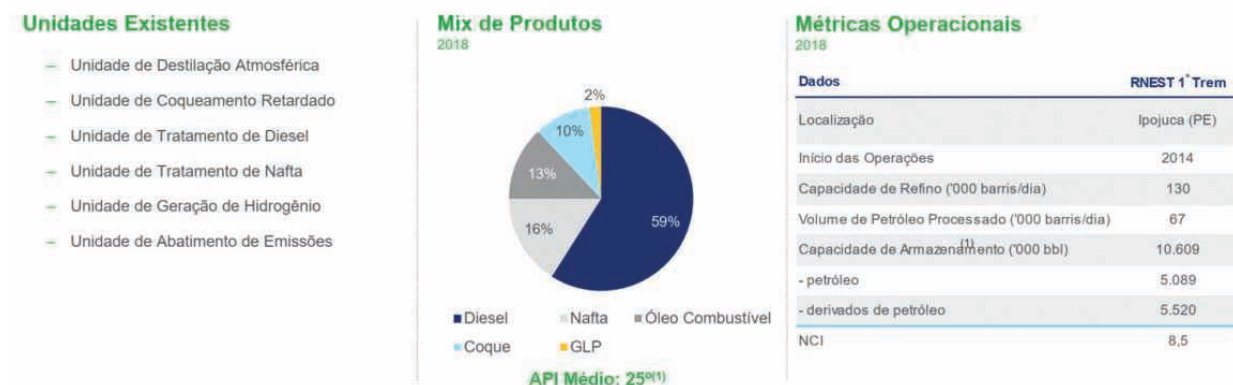


Figura 5-7: Perfil de refino da RNEST - Fonte: Petrobrás

2.6 Conjunto REFAP

O conjunto REFAP compreende ativos de atividades de negócios de *downstream* e *midstream* no estado do Rio Grande do Sul, composto por uma refinaria de petróleo, dois terminais de armazenamento e um conjunto de oleodutos extensos, que interligam a refinaria e os terminais.

Trata-se de um sistema integrado com acesso direto à infraestrutura logística completa, cres-

cimento de mercado estável e margens premium de refino. A REFAP representa 9% da capacidade total de refino de petróleo do Brasil. Seus principais produtos são: diesel, gasolina, GLP, óleo combustível, querosene de aviação, solventes (hexano, aguarrás e petrosolve), asfalto, coque, enxofre e propeno. A Figura 5-8 mostra as unidades da REFAP, o perfil de refino no ano de 2018 e as métricas operacionais.

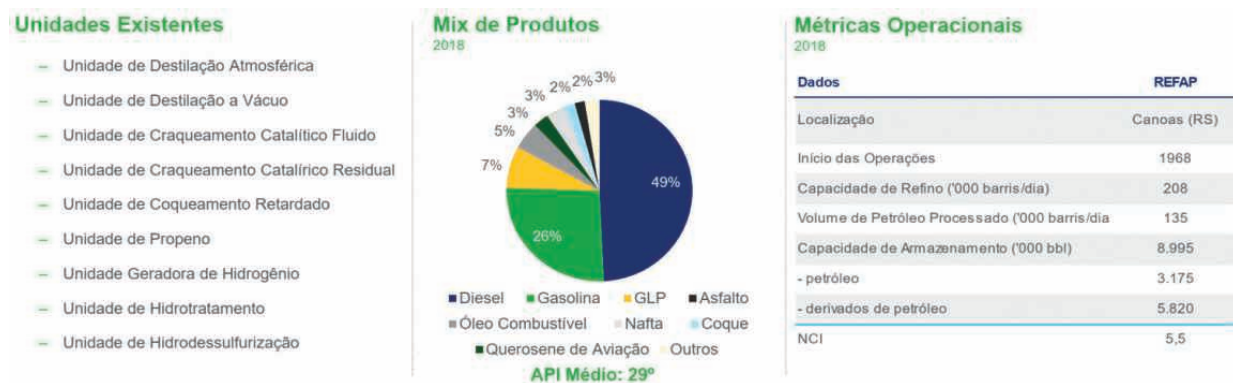


Figura 5-8: Perfil de refino da REFAP - Fonte: Petrobrás

Conforme mostrado na Figura 2-4, a REFAP é capaz de converter o petróleo em extraordinários 49% de óleo diesel e 26% de gasolina, que são as principais fontes de faturamento da Petrobrás. O principal mercado da refinaria é o estado do Rio Grande do Sul, como bem demonstra sua interligação com as bases de distribuição apresentadas na Figura 1-2.

Após um processo de venda iniciado em 2019, a Petrobrás informou em 1º de outubro de 2021 que finalizou sem êxito as negociações junto à Ultrapar Participações S.A. (Ultrapar) para venda da REFAP, no estado do Rio Grande do Sul. Em 27 de junho de 2022, a Petrobrás informou que reiniciou o processo de venda da REFAP, bem como os ativos logísticos integrados a essa refinaria.

2.7 Conjunto REPAR

O Conjunto REPAR compreende ativos de atividades de negócios de *downstream* e *midstream* nos estados do Paraná e Santa Catarina, composto por uma refinaria de petróleo, cinco terminais de armazenamento e um conjunto de oleodutos extensos nos estados do Paraná e Santa Catarina.

Trata-se de um sistema integrado com acesso direto a uma infraestrutura logística completa,

crescimento de mercado estável e margens premium de refino. A REPAR representa 9% da capacidade total de refino de petróleo do Brasil.

Seus principais produtos são: diesel, gasolina, GLP, coque, asfalto, óleos combustíveis, querosene de aviação, propeno e óleos marítimos. A Figura 5-9 mostra as unidades da REPAR, o perfil de refino no ano de 2018 e as métricas operacionais.

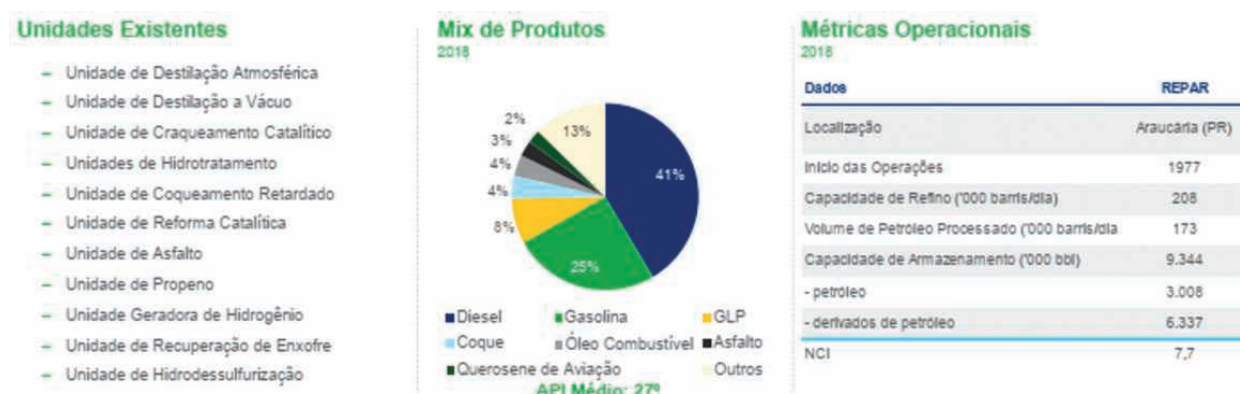


Figura 5-9: Perfil de refino da REPAR - Fonte: Petrobrás

Conforme mostrado na Figura 5-9, a REPAR é capaz de converter o petróleo em extraordinários 41% de óleo diesel e 25% de gasolina, que são as principais fontes de faturamento da Petrobrás. O principal mercado da refinaria são os estados do Paraná e Santa Catarina como bem demonstra sua interligação com as bases de distribuição apresentadas na Figura 5-2.

2.8 - Conjunto REGAP

Com capacidade instalada de 166 mil barris por dia, a REGAP está localizada em Betim, dentro da área metropolitana de Belo Horizonte, estado de Minas Gerais. O conjunto REGAP compreende uma rede de 720 km de oleodutos longos (>15km), ORBEL I de 18" e ORBEL II de 24", que interligam a REGAP ao estratégico Terminal de Campos Elíseos (TECAM), no estado do Rio de Janeiro.

Os principais produtos da REGAP são: gasolina, diesel, bunker, querosene de aviação, gás liquefeito de petróleo (GLP), asfalto, coque verde,

óleo combustível, enxofre e terebintina. A REGAP apresenta um elevado Índice de Complexidade de Nelson de 7,8. A Figura 5-10 mostra o perfil de refino no ano de 2018 e as métricas operacionais da Refinaria.

A capacidade de armazenamento do conjunto REGAP é de 1,698 milhão de barris de petróleo e de 6,038 milhões de barris de derivados. Assim, em razão da alta capacidade de armazenamento, a Refinaria pode ser considerada um terminal.

O processo de venda do conjunto REGAP, iniciado em 2019, ainda está em andamento.

3 - A AUSÊNCIA DE CONCORRÊNCIA E O CADE

Segundo o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES, 2018), as refinarias da Petrobrás foram construídas com grande escala de produção, para minimizar o custo de abastecimento e para assistir regiões específicas do território nacional, complementando-se entre



Figura 5-10: Perfil de refino e métricas operacionais da REGAP - Fonte: Petrobrás

si na produção de derivados necessários ao atendimento de cada região. Nessa lógica, algumas refinarias, ou um conjunto delas atuando complementarmente, configuram uma situação de monopólios regionais para o fornecimento de seus produtos aos mercados a que atendem.

No Brasil, a Petrobrás é, de fato, a grande responsável pela atividade de utilidade pública de abastecimento nacional de derivados de petróleo. Isso decorre do fato de a empresa ter sido a executora do monopólio estatal do petróleo desde sua criação, a partir da Lei nº 2.004/1953, até a promulgação da Lei nº 9.478/1997, que regulamentou a Emenda Constitucional nº 9/1995. Nesse período, foi construído, basicamente, o parque nacional de refino. Dessa forma, os monopólios regionais foram fruto do planejamento de uma empresa monopolista.

Somente no estado de São Paulo existe uma certa concentração de refinarias onde poderia haver alguma concorrência. No entanto, a Petrobrás não incluiu refinarias nesse estado em seu programa de desinvestimentos; incluiu justamente refinarias espalhadas pelo País que atendem à situação de monopólios regionais.

Essa decisão evidencia que os compradores dos ativos de refino e transporte manterão tam-

bém seus monopólios regionais, o que consolida a convicção de que as privatizações não trarão redução, mas aumento nos preços dos derivados no Brasil.

Em um contexto de monopólios regionais de atividades que são monopólio da União, não se considera adequada a decisão do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), de 11 de junho de 2019, de homologar um Termo de Compromisso de Cessação (TCC) com a Petrobrás, no qual a estatal se comprometeu a alienar oito de suas treze refinarias.

Nesse TCC, estranhamente, reconhece-se que o inquérito administrativo não imputou uma conduta ilícita por parte da Petrobrás. A Conselheira Paula Azevedo, voto vencido, afirmou que “não há nos autos do presente processo qualquer conduta – entendida aqui no sentido de comportamento ou ação – imputada à Petrobrás que seria passível de tipificação como uma infração à ordem econômica”.

O que o Cade tratou como potencialmente anticompetitivo foi a estrutura do mercado de refino no país. No entanto, a competência do Cade, nos termos do art. 173, § 4º, da Constituição Federal, é para a repressão do abuso do poder econômico, não para a repressão do poder econômico em si.

O mercado de atividades de transporte e refino, que são monopólios da União, deve ser regulado, ainda mais no caso do Brasil, onde os monopólios naturais e regionais, como ressaltou o BNDES, são evidentes.

Na produção, venda, transporte e exportação de minério de ferro, por exemplo, a Vale S.A. também tem grande poder econômico. Caberia, então, a mesma drástica e estrutural intervenção do Cade, de modo a negociar uma alienação de ativos que reduzisse a atuação da empresa privada?

Na realidade, a Petrobrás celebrou um TCC que firma remédios agressivos, de magnitudes inéditas e que retiram dela metade do atual parque de refino para entregar a concorrentes. Essa decisão dos administradores da Petrobrás, é, no mínimo, curiosa.

É importante destacar, ainda, que as atividades de refino, quando exercidas pela Petrobrás, não podem ser privatizadas, como será descrito no capítulo 5 deste trabalho.

4 - A ILEGALIDADE DOS PROCESSOS DE VENDA

A administração da Petrobrás decidiu alienar ativos de refino e logística sem licitação pública, em flagrante ofensa à Constituição Federal e à Lei nº 13.303/2016.

As licitações foram uma das grandes preocupações do estatuto jurídico da empresa pública e da sociedade de economia mista, a Lei nº 13.303/2016, que dispensou 56 dos seus 97 artigos a este tema.

A Petrobrás, no entanto, decidiu que a alienação dos ativos de refino e logística será conduzida de acordo com a “Sistemática de Desinvestimentos da Petrobras”, alinhada ao regime especial de desinvestimento de ativos pelas sociedades de economia mista federais, previsto no Decreto nº 9.188/2017, conforme comunicado da Petrobrás de 15 de julho de 2019.

O Decreto nº 9.188/2018, no entanto, regula justamente a dispensa de licitação pública,

tendo em vista o disposto no art. 28, § 3º, inciso II, e § 4º, e no art. 29, caput, inciso XVIII, da Lei nº 13.303/2016. Transcreve-se, a seguir, o art. 1º desse Decreto:

Art. 1º Fica estabelecido, com base na dispensa de licitação prevista no art. 29, caput, inciso XVIII, da Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016, e no âmbito da administração pública federal, o regime especial de desinvestimento de ativos das sociedades de economia mista, com a finalidade de disciplinar a alienação de ativos pertencentes àquelas entidades, nos termos deste Decreto.

A dispensa de licitação prevista no art. 29, caput, inciso XVIII, da Lei nº 13.303/2016, não diz respeito à alienação de ativos de refino e logística, pois essa própria Lei exige licitação pública para essa alienação. Tal dispensa abrange, contudo, a venda de ações.

Em razão disso, os teasers da Petrobrás “consideram” um modelo de venda de participação de 100% em uma empresa que englobará todos os ativos de cada um dos conjuntos de ativos de refino e logística a serem vendidos.

Como a Petrobrás não poderia vender esses ativos sem licitação, a estatal “considera” criar subsidiárias que englobarão todos os ativos para, desse modo, vendê-los sem licitação, em flagrante ofensa à legislação brasileira.

Analisa-se, inicialmente, o art. 64 da Lei nº 9.478/1997, transcrito a seguir:

Art. 64. Para o estrito cumprimento de atividades de seu objeto social que integrem a indústria do petróleo, fica a PETROBRÁS autorizada a constituir subsidiárias, as quais poderão associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas.

Observa-se que, nos termos desse artigo, a Petrobrás está autorizada a criar subsidiárias para o estrito cumprimento de atividades de seu objeto social, como refino e transporte. Essas subsidiárias, no entanto, somente podem ser constituídas, nos termos do art. 173 da Constituição Federal, por imperativos de segurança nacional ou de rele-

vante interesse coletivo.

O art. 64 da Lei nº 9.478/1997 é, na realidade, o reconhecimento pelo Congresso Nacional de que as atividades de refino e transporte, quando exercidas pela Petrobrás, atendem às condições exigidas pelo art. 173 da Carta Magna.

Assim, a administração da Petrobrás pode criar ou extinguir subsidiárias para realizar essas atividades apenas para descentralização administrativa. Não pode, contudo, alienar o controle acionário dessas subsidiárias por mera decisão administrativa, pois o legislador considera que as atividades da Petrobrás, ainda que exercidas por subsidiárias, atendem às condições exigidas pela Constituição Federal. Desse modo, se extintas as subsidiárias por decisão administrativa, seus ativos e atividades devem à controladora, como estabeleceu o Congresso Nacional.

Mas não é somente a Lei nº 9.478/1997 que determina que a Petrobrás e suas subsidiárias não podem ser desestatizadas por mera decisão administrativa. A Lei nº 9.491/1997 também veda a desestatização da Petrobrás e suas subsidiárias, especialmente as que desempenham as atividades previstas no art. 177 da Constituição Federal.

Transcrevem-se, a seguir, parcialmente, os artigos 2º e 3º da Lei nº 9.491/1997:

Art. 2º Poderão ser objeto de desestatização, nos termos desta Lei:

I - empresas, inclusive instituições financeiras, controladas direta ou indiretamente pela União, instituídas por lei ou ato do Poder Executivo;

§ 2º Aplicam-se os dispositivos desta Lei, no que couber, às participações minoritárias diretas e indiretas da União no capital social de quaisquer outras sociedades e às ações excedentes à participação acionária detida pela União representativa do mínimo necessário à manutenção do controle acionário da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobrás, nos termos do artigo 62 da Lei nº 9.478, de 06.08.97.

(...)

Art. 3º Não se aplicam os dispositivos desta Lei ao Banco do Brasil S.A., à Caixa Econômica Federal, e a empresas públicas ou sociedades de economia mista que exerçam atividades de competência exclusiva da União, de que tratam os incisos XI e XXIII do art. 21 e a alínea “c” do inciso I do art. 159 e o art. 177 da Constituição Federal, não se aplicando a vedação aqui prevista às participações acionárias detidas por essas entidades, desde que não incida restrição legal à alienação das referidas participações.

Observa-se, então, que tanto as participações majoritárias quanto minoritárias, diretas ou indiretas da União em subsidiárias da Petrobrás e na própria controladora, estão submetidas ao inciso I e § 2º do art. 2º e ao art. 3º da Lei nº 9.491/1997.

Como as atividades de refino e transporte estão entre as previstas no art. 177 da Constituição Federal e o § 2º do art. 2º da Lei nº 9.491/1997, veda a privatização da Petrobrás e incide restrição legal à alienação de participações em subsidiárias de refino e transporte que venham a ser criadas.

No caso dos conjuntos de ativos de refino e logística, a vedação da alienação do controle acionário sem alterações nas leis vigentes no País é ainda mais explícita, pois o art. 65 da Lei nº 9.478/1997 determina a constituição de uma subsidiária com atribuições específicas, dentre elas a operação e construção de terminais e dutos, *in verbis*:

Art. 65. A PETROBRÁS 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.

Se a administração da Petrobrás decidir dar continuidade ao respectivo processo de venda de participação de 100% em uma empresa que englobará ativos de refino e transporte, ela estará,

de fato, transferindo esses ativos para terceiros sem autorização legal e sem licitação pública, em afronta às Leis nº 9.491/1997 e nº 9.478/1997.

Essa “venda”, sem as devidas alterações nas Leis nº 9.478/1997 e nº 9.491/1997, com base na decisão do STF, seria ilegal. Se isso ocorrer, estaria autorizada a seguinte “receita”: cria-se uma subsidiária, transferem-se ativos da controladora para a subsidiária criada e vende-se, sem licitação e sem autorização legislativa, o controle acionário dessa subsidiária. É inadmissível acreditar que o STF daria guarita a essa afronta ao ordenamento jurídico nacional.

Para que essa afronta não prospere, é fundamental que se recorra ao Poder Judiciário para que seja impedida a alienação dos conjuntos de ativos de refino e logística, sem a devida alteração pelo Congresso Nacional dos artigos 64 e 65 da Lei nº 9.478/1997 e dos artigos 2º e 3º da Lei nº 9.491/1997.

É importante registrar, por fim, que as alienações do controle acionário de subsidiárias, desde o governo do Presidente Fernando Collor até o governo do Presidente Michel Temer, sempre foram consideradas desestatizações, e, por isso, incluídas no Plano Nacional de Desestatização, de que trata a Lei nº 9.491/1997 e, mais recentemente, a Lei nº 13.334/2016.

Foram desestatizadas, por decisão política, desde inúmeras subsidiárias e controladas da Petrobrás, como Petrofértil, Petromisa, Petroflex, Copesul, Copene e muitas outras, na década de 1990, até as subsidiárias de distribuição da Eletrobrás, em 2018, por meio de leilão público conduzido pelo BNDES. Essas subsidiárias e controladas da Petrobrás não realizavam, contudo, as atividades previstas no art. 177 da Constituição Federal.

Em suma, a administração da Petrobrás não tem delegação legal nem constitucional para decidir acerca de imperativos de segurança nacional e de relevante interesse coletivo. No caso dessa estatal, essas condições foram decididas pelo Congresso Nacional e materializadas nas Leis nº 9.478/1997 e 9.491/1997.

Assim, os atuais processos de alienação dos conjuntos REFAP, REPAR, RLAM e RNEST afrontam a Constituição Federal, as leis vigentes e a própria decisão do STF, uma vez que essa decisão não deve servir como instrumento de fraude à licitação e ao devido processo legislativo.

5 - CONCLUSÕES

A Petrobrás exerce atividades de produção e refino com baixos custos, que garantem à estatal elevada agregação de valor líquida na venda de derivados. Apesar disso, a administração da estatal decidiu vender oito de suas treze refinarias. Com a privatização dessas oito refinarias, haverá grande elevação no custo de produção dos derivados no Brasil.

O próprio BNDES destaca que as refinarias da Petrobrás foram construídas com grande escala de produção, para minimizar o custo de abastecimento e para assistir regiões específicas do território nacional, complementando-se entre si na produção de derivados necessários ao atendimento de cada região. Nessa lógica, algumas refinarias, ou um conjunto delas atuando complementarmente, configuram uma situação de monopólios regionais para o fornecimento de seus produtos aos mercados a que atendem.

Desse modo, a privatização das oito refinarias e respectivos terminais e dutos pode levar a monopólios regionais privados que produzirão derivados a custos muito mais altos que os da Petrobrás. Nessa situação é difícil imaginar um cenário de baixos preços dos derivados de petróleo no País em razão das privatizações.

Nesse contexto, considera-se inadequado o Termo de Compromisso de Cessação firmado entre o Cade e a Petrobrás, no qual a estatal se comprometeu a alienar oito de suas treze refinarias. O que o Cade tratou como potencialmente anticompetitivo foi a estrutura do mercado de refino no País. No entanto, sua competência é para a repressão do abuso do poder econômico, não para a repressão do poder econômico em si. O mercado de atividades de transporte e refino, que

são monopólios da União, deve ser regulado, ainda mais no caso do Brasil, onde os monopólios naturais e regionais são evidentes.

Além de inviabilizarem benefícios econômicos para a sociedade brasileira, consideram-se ilegais os processos de privatização das oito refinarias e respectivos ativos logísticos. O modelo de venda desses ativos contempla a criação de subsidiárias para imediatamente vendê-las sem licitação e sem autorização legislativa. Como a venda de ativos de refino e logística exige licitação pública, a Petrobrás usa o artifício de criar subsidiárias para vender os mesmos ativos sem o devido processo licitatório nos termos de Lei nº 13.303/2016, novo estatuto jurídico das empresas estatais.

Nos termos art. 64 da Lei nº 9.478/1997, a Petrobrás está autorizada a criar subsidiárias para o estrito cumprimento de atividades de seu objeto social, como refino e transporte. Essas subsidiárias, no entanto, somente podem ser constituídas, nos termos do art. 173 da Constituição Federal, por imperativos de segurança nacional ou de relevante interesse coletivo.

O art. 64 da Lei nº 9.478/1997 é, na realidade, o reconhecimento pelo Congresso Nacional de que as atividades de refino e transporte, quando exercidas pela Petrobrás, atendem às condições exigidas pelo art. 173 da Carta Magna.

Assim, a administração da Petrobrás não poderia vender 100% de participação das futuras subsidiárias, pois a extinção delas por mera decisão administrativa implica o retorno dos ativos e das atividades à controladora.

Mas não é somente a Lei nº 9.478/1997 que determina que a Petrobrás e suas subsidiárias não podem ser desestatizadas por mera decisão administrativa. A Lei nº 9.491/1997 também veda a desestatização da Petrobrás e suas subsidiárias, especialmente as que desempenham as atividades previstas no art. 177 da Constituição Federal.

As participações diretas ou indiretas da União em subsidiárias da Petrobrás e na própria controladora estão submetidas ao inciso I e § 2º do art. 2º e ao art. 3º da Lei nº 9.491/1997.

Como as atividades de refino e transporte estão entre as previstas no art. 177 da Constituição Federal e no § 2º do art. 2º da Lei nº 9.491/1997, é vedada a privatização da Petrobrás, incidindo restrição legal à alienação de participações em subsidiárias de refino e transporte que venham a ser criadas.

No caso dos ativos de refino e logística, a vedação da alienação do controle acionário sem alterações nas leis vigentes no país é ainda mais explícita, pois o art. 65 da Lei nº 9.478/1997 determina a constituição de uma subsidiária com atribuições específicas, dentre elas, a operação e construção de terminais e dutos.

Se a administração da Petrobrás decidir dar continuidade aos respectivos processos de venda de participação de 100% em uma empresa que englobará ativos de refino e transporte, ela estará, de fato, transferindo esses ativos para terceiros sem autorização legal, em afronta às Leis nº 9.491/1997 e nº 9.478/1997.

É importante registrar, ainda, que as alienações do controle acionário de subsidiárias, desde o governo do Presidente Fernando Collor até o governo do Presidente Michel Temer, sempre foram consideradas desestatizações, e, por isso, incluídas no Plano Nacional de Desestatização, de que trata a Lei nº 9.491/1997 e, mais recentemente, a Lei nº 13.334/2016.

Foram desestatizadas, por decisão política, desde inúmeras subsidiárias e controladas da Petrobrás, como Petrofértil, Petromisa, Petroflex, Copesul, Copene e muitas outras, na década de 1990. Essas empresas não exerciam, contudo, atividades previstas no art. 177 da Constituição Federal.

Em suma, os processos de alienação dos ativos de refino e logística afrontam a Constituição Federal e as leis vigentes, não atendem aos objetivos estratégicos da Petrobrás e representam um grande risco de aumento de preços para o consumidor brasileiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Banco Nacional de Desenvolvimento Social e Econômico. Mercado de refino de petróleo no Brasil. BNDES Set., Rio de Janeiro, v. 24, n. 48, p. 7-44, set. 2018.

Lima, P. C. R. A IMPORTÂNCIA DO REFINO PARA A PETROBRÁS E PARA O BRASIL. Editora UnB, 2019.





CAPÍTULO 6

O QUE SE ESCONDE NA PRIVATIZAÇÃO DA BR DISTRIBUIDORA¹

Sylvio Massa

Depois do ano 2016, a palavra privatização e suas correlatas tornaram-se propositadamente vulgares, de uso tão corriqueiro pela mídia, fazendo importante parte da ideologia dos últimos governos, que a indiferença ao seu real significado se apossou da maioria dos cidadãos, impedindo-os de reagir e de formular questões sobre o que também essa palavra esconde.

Este artigo tem por objetivo responder o que significava a BR Distribuidora, como instrumento estratégico de uma política soberana para a sociedade brasileira, praticando preços justos compatíveis com a renda média do brasileiro consumidor.

ORIGENS

A BR Distribuidora foi criada em 12/11/1971, com o objetivo de romper com o cartel formado pelas multinacionais, que controlavam o mercado de distribuição de combustíveis, o quarto maior mercado de consumo de derivados do mundo.

Era necessário possuir um parâmetro confiável dos custos envolvidos na atividade e que seriam levados ao Conselho Nacional de Petróleo (CNP) para fixar os preços dos derivados para o mercado.

Calculado os custos das atividades e fixado o preço justo, com base nos novos parâmetros, o mercado deixou de ser atrativo para várias multinacionais que abandonaram o país, destacando-se entre elas: Texaco, Atlantic e Esso.

Durante um longo período, de mais de 30 anos, o “mercado” aceitou os preços praticados

como compatíveis com os objetivos maiores da política da Petrobrás em busca da autossuficiência de petróleo para o país. Não há registro de movimentos grevistas dos consumidores, embora mais de 70% fosse de petróleo importado.

Criação da Logomarca: BR Petrobrás Distribuidora

Ela é o resultado da ação de um grupo de brasileiros nacionalistas que buscaram, com sensibilidade artística e profundo conhecimento técnico, oferecer um símbolo que resistisse à ação predatória das multinacionais.

O renomado intelectual, poeta e famoso “designer” Aloisio Magalhães aceitou criar um símbolo comercial que, simultaneamente, representasse e espelhasse a nossa nacionalidade, o nosso país: BR, de Brasil, de PetroBRás, indicativo de rodovias - BR 100 - e de tantos outros achados como: oBRigado, lubrificado, etc. Essa logomarca deveria estar envolvida com as cores que mais nos simbolizam: amarelo, verde e azul, cores da nossa bandeira.

Com essas definições para a logomarca, o criador do *Pasquim*, Ziraldo, criou a primeira folhinha a ser distribuída para todos os caminhoneiros e consumidores da BR Distribuidora. A conceituada pintora Djanira também criou uma folhinha com base em suas obras para distribuição no Natal de 1971, para as famílias.

O cartunista Henfil estudava a criação de uma cartilha para ser distribuída entre os frentistas so-

bre higiene e limpeza dos postos de serviço. O poeta concretista Décio Pignatari foi o autor da criação da palavra LuBRax para os óleos lubrificantes. A logo BR Distribuidora com cores nacionais causou forte impacto no mercado e na sociedade em geral.

A Petrobrás adotou-a e repintou suas bases, seus navios, suas refinarias com as novas cores, integrando todas as atividades a uma só imagem, ou seja, do Poço ao Posto.

Em paralelo, revolucionou a arquitetura dos postos, nas rodovias, nas áreas nobres de cada estado, integrando-se às paisagens locais.

Esse nosso símbolo constituiu-se em Ativo Intangível, de vida útil indefinida, inegociável e intransferível, caso houvesse respeito ao que é propriedade pública.

50 anos da BR Distribuidora

Ao celebrar o cinquentenário, ostentou e manteve o galardão de ser a segunda maior empresa comercial do país, controlando 27% do mercado de diesel e 25% do mercado de gasolina.

Em 2018 registrou um faturamento de R\$ 98 bilhões e lucro líquido de R\$ 3,2 bilhões. O Relatório de Atividades deste ano registra: “O Estatuto Social foi reformado de modo a contribuir para o interesse público que motivara a sua criação.” Esse faturamento representava 10% do faturamento da Petrobrás e era incorporado ao seu Balanço, reforçando os indicadores contábeis e o seu fluxo de caixa.

Nesses 50 anos (1971/2021), atuando em mercado de concorrência, formou um dos maiores patrimônios públicos composto dos seguintes ativos:

- a) 14 mil de grandes consumidores - indústrias, usinas, agricultura e outros;
- b) 7.665 postos com a bandeira BR em todo o território nacional;
- c) fábrica de lubrificantes, sendo a maior

planta industrial do gênero na América Latina;

d) 1.247 Lojas BR Mania, presentes em quase todos os postos de serviço;

e) 39 bases próprias, cinco bases em “pool” administradas pela BR; 17 bases administradas por terceiros;

f) Oito armazenagens em terminais e 17 armazenagens com terceiros;

g) 10 operadores logísticos;

h) 15 depósitos de lubrificantes; e

i) Estabeleceu-se em 98 aeroportos, distribuídos nas cinco regiões do país, com 100 postos de abastecimento, com a marca própria BR Aviation.

A empresa construiu esse patrimônio, pertencente ao povo brasileiro, em todo o território nacional, atuando sempre em mercado de livre concorrência e conquistando a confiança dos consumidores pela excelência dos serviços e a garantia dos preços e da qualidade dos produtos.

Transferência de Propriedade da BR DISTRIBUIDORA

O megainvestidor Warren Buffett sempre ensinou aos rentistas: “Preço é o que se paga pela ação, valor é o que se leva”.

Até a presente data não sabemos se o preço cotado em Bolsa, em 05/07/21, de R\$26,00, que sofreu um desconto de 2,5% sobre o preço de fechamento foi justo ou não, pois foi baseado nele que foram transferidas a totalidade das ações - 37,5% - que ainda estavam sob o controle da Petrobrás, recebendo o valor de R\$11,3 bilhões, equivalente ao lucro líquido da BR, em 2018, de três anos e meio.

Não sabemos se, no preço de R\$ 26,00, foram apropriados os indicadores contábeis relativos ao patrimônio construído durante cinquenta anos, tais como: liquidez geral; liquidez corrente e P/L (preço/lucro); o P/PV (preço/valor patrimonial); o P/EBITDA (preço/Ebitda), e outros que influen-

ciaram o preço da ação naquele dia e o aproximariam do valor patrimonial da empresa.

A análise fundamentalista pode indicar que os ativos da empresa estavam subvalorizados, mantendo válido o questionamento entre valor da empresa e preço das ações, pois, como sabemos, em uma economia globalizada, a empresa sofre com variações na taxa de câmbio, nos preços da matéria-prima, nas taxas de juros e muitos outros fatores de instabilidade que, sem dúvida, podem refletir no valor das ações, que não são regidas apenas pela Lei da Oferta/Demanda.

Os mais destacados compradores do controle, que pagaram aquele preço e levaram o valor para seus cofres, foram:

- a) 576 fundos de investimentos nacionais e estrangeiros;
- b) 146 investidores estrangeiros; e
- c) 4.89 pessoas físicas.

Desse modo, ao baixar o martelo da Bolsa, o país perdeu (temporariamente ou não?) a sua mais expressiva marca comercial - a BR Distribuidora - que, mediante estranho Contrato de Licen-

ciamento, foi assegurado o uso da logomarca BR Distribuidora até 2029 e prorrogáveis por mais 10 anos, enganando o consumidor e encobrindo a empresa que representa aqueles investidores que buscam apenas os dividendos.

O administrador dessa empresa “de fachada” declarou: “Nós não temos nenhum (sic!) interesse em mudar a Marca BR Petrobrás nos Postos”.

Desse modo, constata-se que os Diretores da Petrobrás e os Conselheiros da empresa, responsáveis por essa estranha negociação, impedem que um novo governo possa decidir pelo retorno da atividade de distribuição na Petrobrás utilizando sua tradicional logomarca. Não encontro no Dicionário de termos respeitáveis uma palavra que seja aplicada a esses indivíduos, que se valendo de momento fugaz da história, sentem-se confortáveis no balcão de negócios e entregam símbolos nacionais construídos com muito trabalho e dedicação para transmitir às futuras gerações uma pátria soberana.

Noam Chomsky: “O Brasil pode não estar mais entre nós dentro de algumas décadas”.



Foto: Rovena Rosa/Agência Brasil

Os Militares e a Construção da BR Distribuidora

BR Distribuidora, que desejam privatizar, foi construída pela ação de três generais.

Talvez hoje já não se faça mais generais como antigamente. O general Mourão, vice-presidente da República, acaba de anunciar que o presidente Bolsonaro pretende privatizar a BR Distribuidora, a segunda maior empresa nacional em faturamento e importante subsidiária da também vitoriosa Petrobrás, fracionando a integração consagrada no mundo do petróleo “Do Poço ao Posto”.

Não sabem eles que a BR Distribuidora foi penosamente construída, principalmente, pela ação patriótica de três generais: general Ernesto Geisel, general Yvan de Souza Mendes e general Pio dos Santos.

Era necessário garantir o abastecimento de combustíveis em qualquer ponto do território nacional, aos menores custos e com a garantia de qualidade dos produtos. E isso foi plenamente alcançado.

À época, eu ocupava a função de superintendente de Distribuição e, sob a orientação segura daqueles patriotas, entre outros, criamos uma empresa moderna, com um modelo de gestão pioneiro e obrigamos as multinacionais que atuavam no país a se modernizarem, em pleno mercado livre de concorrência acirrada, como ocorre até aos dias de hoje. Espalhamos a bandeira da Empresa Verde-Amarela por todo o país.

Os resultados financeiros da BR Distribuidora ao longo do tempo, apropriados pela Petrobrás, à minha época, reforçaram o seu fluxo de caixa e os seus investimentos nas áreas de risco, em busca da nossa autossuficiência em petróleo. E isso também foi plenamente alcançado.

Não encontro na história das nações, quer avançadas, quer dependentes, no passado ou no presente, a facilidade com que as classes dirigentes no Brasil, a sua elite, a sua burguesia, a sua classe média, promovem a entrega de seus símbolos, de seus ativos rentáveis, de seus sudados patrimônios materiais e tecnológicos, de seus recursos naturais e esgotáveis, ao sabor de um novo modismo da teoria política econômica, apenas aplicáveis aos países periféricos, em detrimento do futuro e do bem-estar do seu povo .

Atribuem a Von Clausewitz a reflexão de que os patriotas morrem pela pátria, e os nacionalistas matam em sua defesa. No Brasil de ontem, em ambos os casos, isso foi verdadeiro. No Brasil de hoje, morre-se e mata-se sem que a pátria seja defendida.

Tenho a certeza de que os generais de hoje vão refletir sobre o destino das reservas de petróleo da Petrobrás e de sua estrutura empresarial, e respeitar o que os generais de ontem, ao lado do povo, defenderam e construíram.

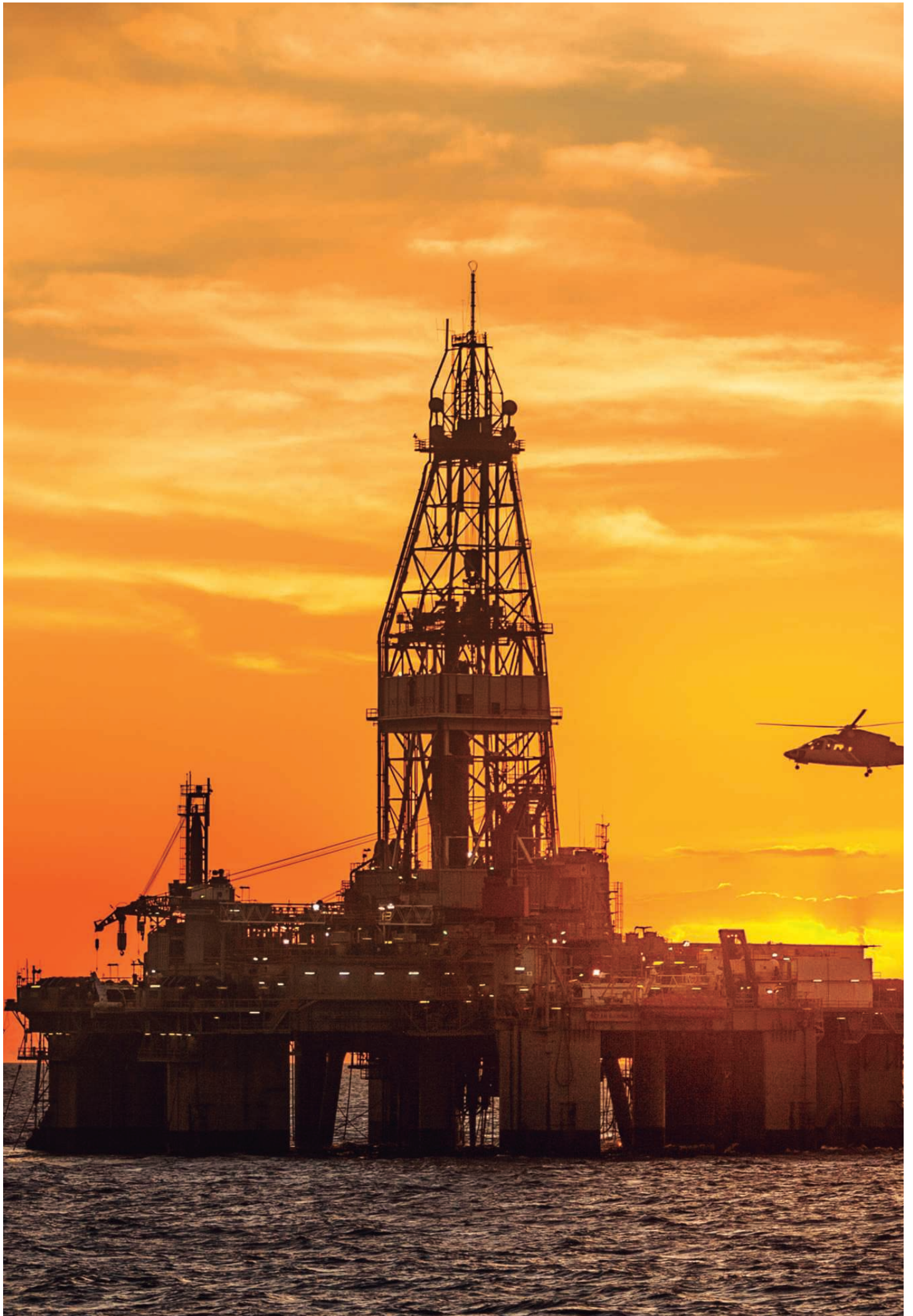
1 - Publicado originalmente em aepet.org.br, em 26/04/2022.

2 - Publicado originalmente em Monitor Mercantil, em 03/12/2018, com o título “Os generais e os generais”.



U N I D A D E I V

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO



CAPÍTULO 7

A BACIA DE CAMPOS E AS MULTINACIONAIS ESTRANGEIRAS

Patrícia Laier

7 - OS CONTRATOS DE RISCO E A TENTATIVA DE MUDANÇA DAS REGRAS DOS CONTRATOS DE RISCO PARA ENTREGAR A BACIA DE CAMPOS ÀS MULTINACIONAIS ESTRANGEIRAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL ENTRE 1979 E 1980

7.1 - INTRODUÇÃO

“Um povo que não conhece sua História está fadado a repeti-la.” (Edmund Burke)

O objetivo deste capítulo é contar uma história conhecida por poucos e muito pouco conhecida: a história de como o *lobby* das multinacionais estrangeiras de petróleo quase conseguiu se apossar da recém-descoberta Bacia de Campos, entre 1979 e 1980, através da tentativa de mudança das regras dos contratos de exploração com cláusula de risco, proposta por um telex. Mas para entender essa história, cabe recapitular, ainda que brevemente, o cenário da indústria de petróleo mundial e brasileira nos anos 1970 e a quebra do monopólio de exploração, com a autorização da assinatura desses contratos de risco, em outubro de 1975, no governo Geisel^I, incluindo a reação dos políticos e da grande mídia.

Em seguida, são descritas: a tentativa de mudança através de um simples telegrama enviado à presidência da Petrobrás, em 29 de dezembro de 1979, pelo então ministro de Minas e Energia, César Cals, falando em nome do presidente Figueiredo; a história de como funcionários da Petrobrás

fizeram esses fatos chegarem ao conhecimento do senador alagoano Teotônio Vilela; a íntegra do telegrama; a narração do discurso-denúncia feito no Senado Federal pelo senador Teotônio, em 14 de abril de 1980, sobre essa tentativa do Executivo de legislar via telex, seguido por acalorado debate entre nacionalistas e entreguistas; e a repercussão da denúncia entre os políticos no Congresso Nacional, nos principais jornais da grande mídia, entre os militares nacionalistas e nas associações de classe dos engenheiros e geólogos.

Para finalizar o capítulo, tem-se os resultados pífios da entrega às multinacionais de vastas áreas das bacias sedimentares brasileiras (dentre as quais, a Bacia de Santos, onde posteriormente a Petrobrás descobriria o pré-sal) durante a vigência dos contratos de risco; os poucos registros desses importantes fatos históricos da exploração de petróleo no Brasil; o fracasso da tentativa de mudança das regras dos contratos de risco e o que foi preservado para o país e os brasileiros.

Ainda na década de 1980, a Petrobrás descobriria os 5 primeiros campos^{II} gigantes do pós-sal da Bacia de Campos: Albacora (1984), Marlim (1985), Albacora Leste (1986), Marlim Leste (1987) e Marlim Sul (1987). Segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), esses campos teriam produzido, até 31 de janeiro de 2015, cerca de 5 bilhões de barris, mesmo considerando que os três últimos campos tiveram seu desenvolvimento nos anos 2000. Em 2006, a autossuficiência, que motivou a criação da Petrobrás, viria com a entrada em produção da P-50

^I - O general Ernesto Geisel foi presidente de 1974 a 1979, sendo sucedido por João Baptista Figueiredo, que presidiu o Brasil entre 1979 e 1985, quando a ditadura deu lugar a um governo civil eleito indiretamente.

^{II} - Campos gigantes são campos com reservas superiores a 500 milhões de barris de petróleo.

em Albacora Leste, e com a Bacia de Campos respondendo por 90% na produção nacional de então. Em 2017, quando foram comemorados os 40 anos de produção daquela bacia, a mesma já havia produzido para os brasileiros cerca de 13 bilhões de barris de petróleo, incluídos aí também a produção do pré-sal. Apesar de descoberta primeiro na Bacia de Santos em 2006, foi no Campo de Jubarte, na porção norte da Bacia de Campos, que a província do pré-sal produziu seu primeiro óleo no sudeste brasileiro.

7.2 - O CENÁRIO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E A AUTORIZAÇÃO DOS CONTRATOS DE EXPLORAÇÃO COM CLÁUSULA DE RISCO PELO PRESIDENTE DA REPÚBLICA GENERAL ERNESTO GEISEL EM 1975

“O monopólio em si, como a própria legislação que lhe é pertinente, são meios para assegurar o abastecimento nacional de petróleo – meios considerados na época da elaboração legislativa como os mais adequados ao quadro da conjuntura interna e externa e que, hoje como então, lhe são inteiramente apropriados. Esta consideração vale para dizer que no meu espírito e em essência, no exame das questões que se suscitam a respeito, sobreleva o fim a atingir – ou seja – o atendimento adequado do abastecimento nacional de petróleo – fim que, sem dúvida, representa o grande desafio com que todos os que aqui trabalham se defrontam constantemente.” (Geisel, 1969)

A citação acima é um recorte do discurso de posse de Ernesto Geisel como presidente da Petrobrás, em 14 de novembro de 1969, e está disponível no Acervo Ernesto Geisel do Centro de Pesquisa e Documentação de História Contemporânea do Brasil (CPDOC) da Fundação Getúlio Vargas (FGV). Tragicamente, caberia a ele, na função de presidente da República em 1975, autorizar a assinatura dos contratos de risco. Para entender a mudança de posição, é preciso rever o contexto internacional e nacional nos anos 70.

7.2.1 - Os Dois Choques do Petróleo e as Estatísticas da Indústria do Petróleo na Década de 1970

“As companhias petrolíferas nacionais surgiram durante a década de 1970 como uma força importante nos países exportadores e importadores de petróleo. Em 1980, eles estavam produzindo e comercializando bem mais da metade do petróleo bruto disponível para venda nos mercados mundiais. Essas companhias petrolíferas prosperaram nos países exportadores de petróleo à medida que os eventos confirmavam cada vez mais que a principal fonte de poder econômico no negócio do petróleo era o controle soberano sobre as reservas de petróleo, e não o controle privado sobre recursos técnicos, gerenciais e de capital. Durante a década de 1970, muitos países exportadores de petróleo procuraram explorar sua força de mercado recém-descoberta e exercer maior controle sobre sua indústria petrolífera, construindo empresas petrolíferas estatais existentes ou aproveitando a oportunidade para criar novas.” (Goodermote & Mancke, 1983)

Na década de 1970, ocorreram dois choques do preço do petróleo que marcaram época. O primeiro deles, em 1973, juntamente com o embargo imposto pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) aos aliados de Israel na Guerra do Yom Kippur: Estados Unidos, Holanda e Dinamarca. Até aquele momento, a Opep, que havia sido criada em 1960 por Iraque, Irã, Kuwait, Arábia Saudita e Venezuela, havia sido subestimada pelas multinacionais e seus países. Mas entre o fracassado primeiro embargo imposto pela Opep em 1967 e aquele de 1973, haviam ocorrido nacionalizações das reservas e produção em grande parte dos países exportadores membros da organização^{III}, que fizeram toda a diferença. Se antes da década de 1970 as reservas e produção de petróleo mundiais estavam majoritariamente nas mãos das multinacionais conhecidas como “7 Irmãs”, durante essa década, os países produtores

III - Em 1973, além dos 5 membros fundadores, faziam parte da Opep: Catar, Líbia, Emirados Árabes Unidos, Argélia, Nigéria e Equador.

e exportadores assumiriam o controle da maior parte das reservas e produção através de suas companhias de petróleo nacionais.

Com isso, as multinacionais de petróleo e gás estavam pressionadas a encontrarem outras áreas para explorar e produzir. Uma das novas áreas foi o Mar do Norte, cuja descoberta do primeiro campo, Ekofisk, ocorrera na plataforma continental norueguesa em fins de 1969. Em 1971, a americana Phillips Petroleum (atualmente ConocoPhillips) produziu o primeiro óleo de Ekofisk. Quando o Estado Norueguês percebeu o impacto que a indústria de petróleo e gás teria na economia de um país que, na ocasião, tinha como uma de suas principais atividades econômicas a pesca, tomou medidas para garantir que o povo norueguês fosse beneficiado pela geração da riqueza advinda do petróleo e gás: criou sua companhia estatal de petróleo e gás, a Statoil (parcialmente privatizada entre 1999 e 2001 e rebatizada Equinor em 2018) e estabeleceu uma participação financeira direta do Estado, inicialmente de até 50%, em todas as licenças de produção^{IV}. Ao tomarem essas medidas, os noruegueses estavam sinalizando para as multinacionais que eles ditariam as regras do desenvolvimento em seu território daquela poderosa indústria.

Em meio a essa mudança de paradigma na indústria do petróleo mundial, a Petrobrás, que já tinha descoberto seu primeiro campo no mar com Guaricema, na Bacia de Sergipe, em 1968, tinha recém-descoberto seu primeiro campo em águas rasas da Bacia de Campos (BC), com Garoupa, em 1974. No ano seguinte, 1975, três outros campos foram descobertos na BC: Pargo, Namorado e Badejo. Namorado merece destaque, pois um relatório (NEHRING, 1980) feito para a Central

de Inteligência Americana (CIA) sobre os campos gigantes descobertos no mundo até 1975, apontava-o como o primeiro gigante brasileiro a depender do resultado dos poços de extensão. Ignoravam os espões norte-americanos que nós tínhamos descoberto nosso primeiro campo gigante já em 1963, com Carmópolis, na Bacia de Sergipe e Alagoas, no nordeste do país. Uma descoberta resultante da reavaliação das bacias, feita em 1961, em resposta ao relatório Link, por dois brasileiros, Pedro de Moura e Décio Oddone^V. O *lobby* das multinacionais de petróleo e gás estava voltado, portanto, para a Bacia de Campos desde que essa fora apontada como uma bacia promissora.

O segundo choque do petróleo ocorreu durante a Revolução Islâmica, em 1979-1980. É interessante que a época dessa segunda crise dos preços coincide com a tentativa de mudança nas regras do contrato de risco. Vale lembrar também que, durante a Revolução Islâmica, quem assistisse às televisões brasileiras não receberia nenhuma informação sobre a origem do desgaste da relação entre os iranianos e os estadunidenses. Ninguém falava aos brasileiros que os iranianos estavam simplesmente reagindo, após viverem subjugados durante décadas pela tirania do regime do xá Reza Pahlavi. Britânicos e americanos deram juntos um golpe militar no Irã em 1953^{VI}, para reverter a nacionalização do petróleo e gás iranianos feita em 1951 pelo então primeiro-ministro eleito Mohammed Mossadeg, e reinstalaram no poder seu aliado Reza Pahlavi. Na mídia brasileira, os EUA eram apresentados como vítima, e o Irã, como seu carrasco bárbaro.

IV - Nos anos 1990, o percentual foi reduzido em algumas situações, visando tornar atrativas pequenas acumulações.

V - Avô materno de Décio Oddone, ex-diretor-geral da ANP e diretor-presidente da Enauta desde 2020.

VI - A participação da CIA só foi publicamente reconhecida em 2013, 60 anos depois. Mossadeg, inicialmente preso, foi posteriormente solto e confinado à sua aldeia natal, onde morreu em 1967.

Tabelas 7-1 e 7-2 contendo a Dívida Externa e Gastos com Petróleo e Investimentos da Petrobrás e de Outras Grandes Companhias Petrolíferas, modificadas de Bueno (1980).

Dívida Externa e Gastos com Petróleo (em US\$ milhões) (Bueno, 1980)			Investimentos da Petrobrás e de Outras Grandes Companhias Petrolíferas – 1978 (Bueno, 1980)	
Anos	Dívida Externa	Gastos com Petróleo	Empresa	Investimento (em US\$ milhões)
1972	9.521	409	Texaco	1.581
1973	12.571	711	Chevron	1.692
1974	17.165	2.840	Mobil	2.042
1975	21.171	2.875	Gulf	3.443
1976	25.985	3.612	Esso	5.300
1977	32.037	3.813	British Petroleum	2.213
1978	43.510	4.219	Shell	4.804
1979	49.700	6.700	Petrobrás	2.072
1980*	55.000	10.500	Fonte: Relatórios anuais das companhias petrolíferas. Dados citados no trabalho Dimensão do Esforço Brasileiro na Pesquisa e Lavra de Hidrocarbonetos, de José Marques Neto e Nivaldo Ribeiro Costa.	
Fonte: Banco Central; * Estimativa;				

Os números do setor de petróleo e gás natural do Brasil na década de 1970 estão registrados no livro “A Farsa do Petróleo: Por que querem destruir a Petrobrás”, do jornalista Ricardo Bueno, publicado pela Editora Vozes em 1980. Ali podemos ver a relação direta entre os expressivos gastos com importação de petróleo e o aumento da dívida externa brasileira entre 1973-1974 e 1979-1980 (tabela 7-1). Em ambos os casos, o aumento dos gastos pode ser relacionado com choques do preço do petróleo já mencionados.

Quando se observa as três outras tabelas (tabelas 7.2, 7.3 e 7.4) de Bueno, é possível perceber a magnitude do gigantesco esforço exploratório empreendido pela Petrobrás à época. O investimento realizado pela estatal brasileira em 1978, quando comparado com o das “7 Irmãs”, era superior aos investimentos realizados pelas estadunidenses Texaco, Chevron e Mobil, e pouco inferior ao investimento feito pela britânica BP. Analisando-se os números de sondas de perfura-

ção em atividade por país em março de 1979 e o número de poços perfurados no mar por país em 1978, fica ainda mais visível a gigantesca atuação da Petrobrás. Pois apesar de sexto país em número de sondas e contando com apenas 59 equipamentos, contra as 1.936 sondas atuando nos EUA, o Brasil vinha logo atrás daquele país em número de poços perfurados no mar, ocupando a segunda posição, com seus 75 poços perfurados no mar contra os 295 poços perfurados pelos EUA. Mesmo com um número de sondas ativas equivalente a cerca de 3% do total de sondas ativas nos EUA, o Brasil havia conseguido perfurar cerca de 25% do total de poços perfurados no mar por aquele país. Feitos como esse demonstram o impressionante esforço exploratório da Petrobrás, reconhecido no referido livro sobre os campos gigantes de petróleo escrito para a CIA (NEHRING, 1978).

Tabelas 7-3 e 7-4 contendo o número de Sondas de Perfuração em março de 1979 e o número de Poços Pioneiros Perfurados no Mar em 1978, modificadas de Bueno (1980).

Número de Sondas de Perfuração*, em março de 1979 (Bueno, 1980)		Número de Poços Pioneiros Perfurados no Mar – 1978 (Bueno, 1980)	
País	Número de Sondas	País	Poços
Estados Unidos	1.936	Estados Unidos	295
Canadá	265	Brasil	75
México	196	Indonésia	58
Argélia	101	Peru	40
Indonésia	64	Reino Unido	37
Brasil	59	Itália	23
Argentina	57	Holanda	23
Venezuela	43	Austrália	22
Índia	40	Noruega	19
Reino Unido	33	Camarões	19
Fonte: Hughes Tool Co. e Petroleum Engineer (junho de 1979); *Não inclui os países do bloco socialista		Espanha	19
		URSS	19
		Fonte: Offshore (20 de junho de 1979)	

7.2.2 - A Autorização da Assinatura dos Contratos de Exploração com Cláusula de Risco por Geisel em 09 de Outubro de 1975 e a Reação no Congresso Nacional

Foi nesse contexto de aumento do endividamento externo atrelado à importação de petróleo, a qual por sua vez fora duramente afetada pelo primeiro choque do preço do petróleo, que os contratos de exploração com cláusula de risco foram autorizados pelo governo militar de Geisel. Esses contratos, que ficariam conhecidos simplesmente por “contratos de risco”, significaram na prática o fim do monopólio da União na exploração de petróleo, exercido à época pela Petrobrás conforme determinado na Lei nº 2.004 de 1953, que criou a estatal, e na própria Constituição então vigente, elaborada pelo regime militar em 1967. O ex-presidente da Petrobrás e então presidente da República, Ernesto Geisel, anunciou a aprovação dos contratos de risco, em cadeia de rádio e televisão, em 09 de outubro de 1975 (Figura 7-1):

“A análise meticulosa a que procedemos, inclusive debatendo o assunto com a Petrobrás, no âmbito do CDE^{VII} e, hoje, de todo o Ministério, e levando em conta minha experiência pessoal como presidente da empresa, levou-nos à convicção de que o Governo deve autorizar a Petrobrás, sem quebra de regime de monopólio, a realizar contratos de serviços, com cláusula de risco por conta da empresa executora, em áreas previamente selecionadas. A medida será posta em prática com base na experiência dos contratos já celebrados pela Petrobrás no Exterior, garantindo-se o princípio essencial do monopólio e definindo-se condições, níveis e prazos rigorosos para os investimentos a serem realizados, sempre sob controle da Petrobrás. Poder-se-ia indagar se, de um lado, ao proporcionar à Petrobrás esse novo instrumento, não se está pondo em dúvida, de certo modo, a sua capacidade executiva, e, de outro lado, se não seria melhor descartar a ideia, já que não constitui garantia de solução a curto prazo.” (Ministério das Relações Exteriores, 1975)

VII - Conselho de Desenvolvimento Econômico.



Figura 7-1 - Parte superior da capa do jornal carioca Tribuna da Imprensa, do jornalista Hélio Fernandes, no dia 10 de outubro de 1975, após o anúncio da aprovação dos contratos de risco pelo presidente da República, general Ernesto Geisel.

Nesse trecho do discurso, ficava evidente a contradição envolvida nessa autorização. O presidente reconhecia o óbvio: a medida não resolveria o problema da importação de petróleo no curto prazo. Isso porque, entre a descoberta de uma jazida e a produção do petróleo nela contida, é normal a existência de intervalo de tempo de alguns anos, enquanto são perfurados os poços para o desenvolvimento do campo e construída a infraestrutura necessária. No discurso, Geisel, que garantiu que a Petrobrás continuaria sendo prioritária em suas atenções, ressaltou as descobertas já realizadas pela estatal na plataforma submarina brasileira:

“Aí foram descobertos campos que já estão em produção, como os de Guaricema e Caioba, na

costa de Sergipe, outros em vias de delimitação e próximo desenvolvimento, como o de Ubarana, no Rio Grande do Norte, e o de Garoupa, no Rio de Janeiro. Os resultados esperados exigem, entretanto, muito tempo para se concretizar e avultados recursos financeiros. E, além disso, há outras áreas em que ainda não nos engajamos, principalmente em virtude da desproporção entre as nossas possibilidades atuais e a imensidão da superfície a pesquisar - e, agora, com muito mais urgência que antes.” (Ministério das Relações Exteriores, 1975)

Houve reação aos contratos de risco tanto no meio político quanto na mídia. Sobre a repercussão no Congresso da autorização dos contratos de risco pelo governo Geisel, o Jornal do

Brasil publicou nota na capa trazendo a opinião dos presidentes e de grupos dos dois partidos da época da ditadura, Arena e MDB, e dos governadores dos estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio Grande do Sul, Pernambuco, Bahia e Mato Grosso. Enquanto o presidente da Arena, deputado Francelino Pereira, apoiou a medida com o argumento da “necessidade de se encontrar uma solução para o problema energético brasileiro”, o presidente do MDB, Ulisses Guimarães, preferiu não opinar sobre um assunto que classificou como muito importante antes de ouvir a Comissão Executiva do partido.

Os grupos Renovador da Arena e Autêntico do MDB lançaram notas contrárias aos contratos de risco. A da Arena dizia: **“Somos pela manutenção do monopólio estatal do petróleo, e consequentemente, adversos a contratos que o prejudiquem, convencidos de que essa é a posição reclamada pelos deveres inerentes ao mandato que recebemos do povo brasileiro”**. A nota do grupo Autêntico do MDB trazia mais de 40 assinaturas de parlamentares e batia mais duro na decisão de Geisel: **“A decisão foi um golpe profundo no nacionalismo e uma capitulação em face dos interesses defendidos pelas multinacionais”**.

Os senadores alagoanos Teotônio Vilela e Luiz Cavalcante, ambos da Arena^{VIII}, já possuíam visões antagônicas em 1975: o primeiro criticava intransigentemente os contratos de risco, enquanto o segundo fizera quatro meses de campanha pró-assinatura dos mesmos no Congresso. Sobre os governadores terem apoiado a medida do governo, vale lembrar que os governadores eram biônicos, isto é, indicados, uma vez que o voto popular para eleger governadores só voltou a ocorrer, após a anistia, em 1982.

A grande mídia, na maioria, era porta-voz das multinacionais de petróleo e gás natural, apoiando os contratos de risco e fazendo campanha pelos mesmos. A reação contrária à entrega para as multinacionais estrangeiras veio do jornalista

Hélio Fernandes, da Tribuna da Imprensa, que já vinha comentando o assunto e se opondo ao que diziam os jornais O Globo, O Estado de S. Paulo e Folha de S. Paulo, defensores dos contratos de risco. Em sua coluna de 10 de outubro, publicada na capa do jornal, Hélio Fernandes menciona:

*“Essa obrigação de fazer leva muitas vezes nos contratos de risco a um equívoco colossal, um tremendo retrocesso. **E o curioso é que as justificativas do presidente da República** (visivelmente sem jeito, mais cansado do que nunca, contrafeito, constrangido, angustiado e comovido ao comunicar à Nação o abandono de uma posição que sempre foi sua de defesa da Petrobrás) **é que reforçam a certeza de que os contratos de risco não deveriam ser permitidos.** O próprio presidente declarou que os resultados desses contratos de risco e de serviços (o presidente começou chamando-os apenas de contratos de serviços, levemente embaraçado, mas depois foi colocando a palavra ‘risco’ junto com a palavra ‘serviços’, mas engasgando duas vezes, coisa que qualquer psicanalista identificaria com o embaraço proveniente do fato de estar comunicando à Nação uma decisão que não gostaria de comunicar, uma decisão que o violentava interiormente, que levava de roldão as mais caras esperanças que ele mesmo acariciara e alimentara durante tanto tempo, quase uma parte ponderável ou a mais ponderável de toda a sua vida pública) não serão sentidos a curto ou a médio prazo, provavelmente antes de 10 anos, não haverá efeito algum”* (FERNANDES, Hélio. “O angustiante, difícil e constrangedor”, Tribuna da Imprensa, 10 outubro 1975; com grifos da autora).

É digna de nota, também, a passagem pelo Rio de Janeiro, em fevereiro de 1975, do geólogo estadunidense Walter Link, que fora o primeiro superintendente-chefe do Departamento de Exploração da recém-criada Petrobrás, entre 1955 e 1962. Durante a visita ao Brasil, ele defendeu

VIII - Teotônio iniciou sua carreira política na UDN (1948-1965), foi da Arena de 1966 a 1979, quando mudou para o MDB, no qual permaneceu até a criação do PMDB, em 1980. Permaneceu no partido até falecer, em 1983. (Wikipedia, 2022)

a revisão do monopólio estatal do petróleo e a permissão para empresas estrangeiras realizarem trabalhos de perfuração no território nacional (FG-V-CPDOC). Apesar do importante papel que desempenhou na história do petróleo brasileiro, Link dessa forma se revelava um fervoroso defensor dos interesses da Standard Oil, a qual pertencera originalmente. Era a manifestação do *lobby* das petroleiras em uma de suas várias facetas, a da opinião dos “especialistas”. Em maio de 1976, Link viria mais uma vez ao Brasil com a mesma finalidade de fazer *lobby* para as multinacionais estrangeiras.

7.3 - A TENTATIVA DE MUDANÇA NAS REGRAS DO CONTRATO DE RISCO

Passados alguns anos da conquista dos contratos de risco, o insaciável *lobby* das multinacionais estrangeiras de petróleo e gás natural voltou à carga, tentando tirar da Petrobrás as águas profundas da Bacia de Campos. Em dezembro de 1979, entre os feriados de Natal e Ano-Novo, o então ministro de Minas e Energia, César Cals de Oliveira Filho, enviou ao presidente da Petrobrás, Shigeaki Ueki, um telex falando não só em seu próprio nome, mas também no nome do presidente Figueiredo, com instruções sobre as modificações que os contratos de risco deveriam sofrer (República Federativa do Brasil, 1980).

Shigeaki Ueki, por sua vez, elaborou outro documento, com instruções adicionais, o qual foi entregue juntamente com a cópia do telex aos diretores da estatal. Na diretoria de Exploração, o homem que recebeu o comunicado de César Cals e Figueiredo e o documento de Ueki foi o engenheiro Carlos Walter Marinho Campos, alçado à posição de diretor de Exploração em 1979, após ter exercido a chefia e a superintendência-geral de Exploração, e que havia comandado a ida da estatal para o mar.

Um Carlos Walter profundamente indignado com a ordem de entregar as áreas que as multinacionais quisessem, incluindo as então consi-

deradas águas profundas da Bacia de Campos, convocou a seu gabinete, no dia 10 de abril de 1980, uma quinta-feira, o geólogo Francisco Celso Ponte, grande expoente da geologia da Petrobrás, então com cargo de gerência na Exploração, e que era na época, também, o presidente nacional da Sociedade Brasileira de Geologia (SBG)^{IX}. Carlos Walter sugeriu-lhe que fizesse a denúncia, para tentar evitar aquela catástrofe para a Petrobrás. Em determinado momento, quando o chefe “camaradamente” saiu da sala, Celso fez cópias do telex e do documento interno de Ueki.

No dia seguinte, Celso Ponte perguntou ao amigo, e também geólogo da Petrobrás, Frederico Pereira Laier se ele teria alguma sugestão sobre quem poderia ser contactado para apresentar a denúncia à sociedade brasileira. Frederico sugeriu então o nome do senador Teotônio Vilela, já uma liderança política em ascensão no país. O contato com o senador Teotônio foi obtido através do então deputado estadual alagoano Antônio de Barros Castro Filho, acionado por sua filha Rosa Maria Cavalcanti de Castro Laier, esposa de Frederico. Os geólogos conseguiram falar por telefone com o senador Teotônio na manhã do dia seguinte. Convencido da gravidade da denúncia, o senador marcou viagem para o Rio no sábado, 12 de abril, para conversar pessoalmente com os Celso e Frederico.

O geólogo Celso Ponte preparou, então, um dossiê com as cópias do telex de César Cals e do documento de Shigeaki Ueki, detalhando as mudanças, mapas geológicos, e um arrazoado das consequências da entrega para as multinacionais estrangeiras das áreas da Bacia de Campos indicadas nos mapas e estudos da Petrobrás. No sábado, como previsto, os dois geólogos conversaram com Teotônio Vilela, municiando-o com os fatos bem documentados, de modo que o senador pudesse seguir para Brasília e denunciar a operação no Congresso Nacional, mudando o curso dos acontecimentos.

Essa história verídica, que se assemelha a enredo de filme de ação e suspense, permanece

IX - Disponível em: <http://www.sbgeo.org.br/home/pages/3>

desconhecida da maior parte da população brasileira, inclusive da maior parte do corpo técnico da estatal. Foi ouvida apenas por um pequeno grupo de exploracionistas, durante a comemoração do aniversário de 50 anos da área de Exploração, da Petrobrás, no auditório central do BNDES, em 2004, graças a um breve relato em vídeo feito pelo geólogo Frederico Pereira Laier para o programa Memória Petrobrás^X.

7.3.1 - A Íntegra do Telex de César Cals

“Conforme nossos entendimentos telefônicos retransmito teor meu despacho ontem com Exmo Senhor Presidente República a respeito adaptações devem ser feitas nos modelos Contratos Risco estão sendo celebrados pela PETROBRÁS pt Informo-lhe que Senhor Presidente aprovou referidas modificações pt

Eis as modificações:

Para alcançar maior cooperação da iniciativa privada – iniciativa privada, leia-se, multinacionais do petróleo – na prospecção de petróleo, propomos as seguintes modificações nas cláusulas atuais dos contratos de risco:

- 1. Delimitar a área atual de prospecção que a PETROBRÁS está realizando, com recursos próprios, e abrir as demais áreas para a iniciativa privada. Foi recomendado à PETROBRÁS programar para o ano de 1980, 1 milhão de metros de perfuração, como meta a atingir.*
- 2. Oferecer às empresas privadas a possibilidade de ter acesso a bacias inteiras, inclusive propiciando-lhes toda a informação geológica necessária sobre a área total das bacias, para que possam ser escolhidos os blocos que interessem a cada empresa;*
- 3. Participação da empresa contratante na fase de produção, como é de praxe internacional. Naturalmente, a PETROBRÁS exercerá adequada fiscalização;*

- 4. Decisão conjunta sobre o nível comercial da reserva descoberta pela pesquisa objeto do contrato de risco;*
- 5. Garantia do reembolso e/ou remuneração em moeda estrangeira, com registro do contrato no Banco Central do Brasil;*
- 6. Admitir que parte da remuneração seja feita em petróleo, ressalvados os interesses nacionais, em caso de crise;*
- 7. Estimular a participação da pequena e média empresa nacional, que poderiam, sob a forma de consórcio, serem contratadas, até mesmo, com assistência técnica da PETROBRÁS.*

eds sds – César Cals – Ministro Minas e Energia.”

Logo na primeira modificação sugerida, Cals menciona uma meta para a Petrobrás, para o ano de 1980, de 1 milhão de metros perfurados. Na evolução da metragem perfurada pela estatal entre 1967 e 1974, temos um total de 365 mil metros perfurados no auge, em 1974, incluindo poços perfurados no mar e em terra (BUENO, 1980). Comparando esse número com a meta proposta, fica claro que a mesma era extremamente ambiciosa, talvez impossível de ser atingida à época. A segunda modificação proposta mostra que o entreguismo do documento do governo Figueiredo não tinha limites, pois fala em entregar bacias inteiras, incluindo todos os estudos geológicos feitos pela Petrobrás.

A terceira modificação era, talvez, a mais importante para as multinacionais de petróleo, pois garantia a quebra do monopólio na produção ao permitir que as empresas tivessem o direito de participar nessa fase. Se Geisel e os defensores da assinatura dos contratos de risco quebraram o monopólio da exploração de petróleo, Cals e Figueiredo, com aquele comunicado, queriam quebrar o monopólio da produção de petróleo. A quarta modificação estabelecia que o corpo téc-

X - O site Memória Petrobrás foi removido do ar imediatamente após a queda de Dilma Rousseff em 2016.

nico da estatal ainda teria como obrigação avaliar os dados de uma eventual descoberta efetuada por uma multinacional, com vistas ao estabelecimento das reservas da acumulação descoberta.

A quinta modificação proposta garantia que o pagamento seria em moeda estrangeira e o direito registrado junto ao Banco Central do Brasil. Mas a sexta modificação previa que a remuneração poderia ser feita em petróleo, salvaguardado o interesse nacional em caso de crise de abastecimento. Essa última era, talvez, a segunda mais importante para as multinacionais, permitindo-lhes o acesso ao que elas realmente vinham buscar: o petróleo brasileiro. A sétima e última modificação proposta lançava migalhas às empresas nacionais de pequeno e médio porte, que então poderiam formar consórcio e serem contratadas, recebendo assistência técnica da estatal. Desde o início, o telegrama deixara claro que por “iniciativa privada”, referia-se às multinacionais estrangeiras de petróleo.

Apoiador do Golpe de 64, César Cals era agora coronel da reserva, e atuara ativamente na campanha do general João Baptista de Oliveira Figueiredo para a Presidência da República. Assumira o Ministério de Minas e Energia logo após a posse de Figueiredo, anunciando como diretrizes do ministério “a privatização da Companhia Vale do Rio Doce” – que concentraria suas atividades no Projeto Carajás – “e a dinamização do programa de perfuração petrolífera, com o aumento dos contratos de risco” (JUNQUEIRA, 2009).

7.3.2 - Contratos de Risco e Monopólio em Debate no Clube de Engenharia em 08 de abril de 1980

No dia 08 de abril de 1980, uma terça-feira, o debate intitulado **“Petróleo: Contratos de Risco e Monopólio”** levou cerca de 300 pessoas ao auditório do Clube de Engenharia, no Centro do Rio de Janeiro. O debate organizado pela Associação dos Engenheiros da Petrobrás (AEPET), em

conjunto com a Associação Profissional dos Geólogos do Estado do Rio de Janeiro (APG-RJ) (Figura 7-2) e com o Centro de Estudos e Defesa do Petróleo e da Economia Nacional (Cedpen), contou com o apoio do Departamento de Atividades Técnicas do Clube de Engenharia, da Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência (SBPC), da Sociedade Brasileira de Geologia - Seção RJ, da Associação dos Jornalistas de Economia e Finanças (Abrajore) e de 17 sindicatos de trabalhadores da indústria petrolífera de 10 estados brasileiros (Clube de Engenharia, 1980).

Os debatedores foram: pela Superintendência dos Contratos de Exploração^{XI} da Petrobrás, os engenheiros Lauro Vieira e Reno Mannarino; e pela defesa do monopólio estatal do petróleo, o engenheiro Adilson de Oliveira e o ex-deputado Euzébio Rocha, protagonista na luta pela criação da Petrobrás nas décadas de 1940 e 1950. O debate teve início com a explicação pelo engenheiro Mannarino do funcionamento dos contratos de exploração com cláusula de risco. Ele teria se referido aos mesmos como **“de prestação de serviço com cláusulas de risco”**, corroborando a confusão feita desde o anúncio dos contratos de risco por Geisel. Segundo as explicações do engenheiro, as empresas seriam pagas em dólares, pela Petrobrás, para realizarem esses trabalhos de prospecção de petróleo. No caso de haver descoberta comercial, a empresa poderia **“comprar o petróleo descoberto a preço de mercado até o limite da remuneração recebida”**. Com essa afirmação, ficava evidente que, na prática, as empresas multinacionais levariam embora grande parte do petróleo que descobrissem e produzissem.

O engenheiro Adilson de Oliveira esclareceu que as empresas multinacionais incluíam, no preço de um campo descoberto, os gastos com a exploração do mesmo. Ele também criticou a mudança de monopólio para concessão, enquanto na maior parte dos países o que se observava era o contrário: a evolução de concessão para monopólio. O debate foi finalizado com a fala do

XI - Órgão da estatal que cuidava dos contratos de risco após sua autorização em 1975.

ex-deputado Euzébio Rocha, que criticou o ex-presidente Ernesto Geisel pela abertura aos con-

tratos de risco e também defendeu o monopólio do petróleo.

Petróleo, uma questão de sobrevivência

O apaixonante debate Petróleo: Contratos de Risco e Monopólio, que reuniu no Clube representantes da Petrobrás, entidades civis e profissionais e um público numeroso.

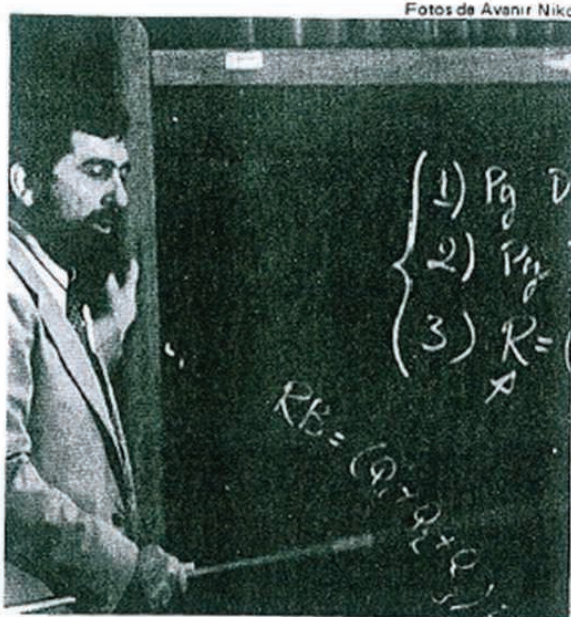
Era difícil encontrar um lugar no auditório do 25.º andar do Clube no dia 8 de abril passado para assistir ao debate Petróleo: Contratos de Risco e Monopólio. Uma assistência numerosa, de cerca de 300 pessoas, acompanhou atentamente o confronto das opiniões dos engenheiros Lauro Vieira e Reno Mannarino, da Superintendência dos Contratos de Exploração da Petrobrás, e do engenheiro Adilson de Oliveira e ex-deputado Euzébio Rocha, defensores do monopólio estatal da exploração do petróleo.

DE SERVIÇO OU DESSERVIÇO?

O engenheiro Reno Mannarino abriu o painel com uma exposição sobre a evolução e o funcionamento dos contratos de exploração de petróleo entre a Petrobrás e empresas particulares nacionais e estrangeiras. Ele definiu esses contratos como "de prestação de serviço com cláusulas de risco" em que as contratantes são pagas em dólares pela Petrobrás pelos trabalhos de prospecção.

Na descoberta de um poço, a empresa contratante avalia sua capacidade; e se a jazida não for interessante comercialmente, a contratante se retira, devolvendo a área a Petrobrás. No caso de haver interesse, ela desenvolve os trabalhos "e poderá comprar o petróleo descoberto a preço de mercado até o limite da remuneração recebida". Esse dispositivo é passível de ser substituído em caso de crise no abastecimento de petróleo no País, expressa por ato legal.

O engenheiro Reno Mannarino se utilizou do quadro-negro do auditório para explicar a fórmula do pagamento dos contratos de risco, calculado pela soma de três partes da produção trimestral, multiplicada cada uma por fatores de remuneração; o resultado, por sua vez, é multipli-



O engenheiro Reno Mannarino, da Petrobrás, utilizou o quadro-negro para explicar inúmeros aspectos dos contratos de risco.



Uma assistência numerosa e atenta acompanhou o debate sobre a questão do monopólio do petróleo.

cado pelo preço internacional do petróleo.

A exposição do engenheiro Adilson de Oliveira revelou a simpatia da maioria da platéia pelo monopólio estatal da exploração do petróleo. Em diversos momentos de sua intervenção, a assistência riu solidariamente das tiradas espirituosas do expositor. Adilson de Oliveira afirmou que a me-

nos que se pense que "as multinacionais são empresas filantrópicas com o objetivo único de ajudar os países pobres a valorizar seus recursos naturais" é que se admitiria que elas correm realmente riscos nesses contratos de exploração.

Depois de afirmar que o risco é inerente à produção

petrolífera, Adilson de Oliveira disse que as multinacionais computam no preço de um campo descoberto os gastos que tiveram com os campos secos. Em seguida, em novo comentário que provocou risos na platéia, o engenheiro observou que enquanto nos demais países a exploração do petróleo evoluiu da concessão ao monopólio, no Brasil, com os contratos de risco, parte-se do monopólio para a concessão.

UM MOMENTO DE EMOÇÃO

O terceiro e último expositor, o ex-deputado Euzébio Rocha, participante da luta pela criação da Petrobrás nas décadas 40 e 50, fez emocionado discurso em defesa do monopólio estatal da exploração do petróleo. Euzébio Rocha iniciou sua fala exaltando antigos companheiros de luta, criticou duramente o ex-presidente Ernesto Geisel, que ao anunciar a abertura aos contratos de risco "perdeu um lugar na História", e a encerrou afirmando que "é a questão do monopólio do petróleo que decide se o Brasil vai ser um País livre e interdependente ou colônia de multinacional".

Além de muito concorrido, o debate Petróleo: Contratos de Risco e Monopólio foi dos mais longos e apaixonantes já realizados no Clube: começou às 18h30min e acabou por volta das 23 h. A iniciativa foi da Associação dos Engenheiros da Petrobrás, Associação Profissional dos Geólogos e Centro de Estudos e Defesa do Petróleo e da Economia Nacional-Cedpen, com o apoio do Departamento de Atividades Técnicas do Clube, Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência, Sociedade Brasileira de Geologia—seção Rio de Janeiro, Associação dos Jornalistas de Economia e Finanças e 17 sindicatos de trabalhadores da indústria petrolífera de dez Estados.

BOLETIM INFORMATIVO/MAIO DE 1980 5

Figura 7-2 – Notícia intitulada "Petróleo, uma questão de sobrevivência", sobre o debate "Petróleo: Contratos de Risco e Monopólio", ocorrido em 08 de abril de 1980 no Clube de Engenharia – modificada do Boletim Informativo de Maio de 1980 do Clube de Engenharia.

7.3.3 - A Denúncia da Tentativa de Legislar por Telex Feita pelo Senador Teotônio Vilela em seu Discurso na 35ª Sessão do Senado Federal, em 14 de Abril de 1980, e o Debate entre Nacionalistas e Entreguistas

Na 35ª Sessão do Senado Federal em 1980, realizada na segunda-feira, 14 de abril, o senador Teotônio Vilela (MDB-AL) pediu a palavra e proferiu um discurso denunciando aquela tentativa de legislar por telex e quebrar completamente o monopólio do petróleo. O senador iniciou seu discurso na tribuna agradecendo ao presidente da Casa, senador Itamar Franco (MDB-MG), e ao líder, senador Gilvan Rocha (MDB-SE), e alertou que comunicaria graves fatos que estavam ocorrendo no país. Em seguida, mencionou o debate do dia 08 de abril no Clube de Engenharia no Rio de Janeiro, quando o superintendente dos contratos de risco da Petrobrás mencionara publicamente o telex enviado ao ministro de Minas e Energia César Cals pelo presidente da Petrobrás Shigeaki Ueki (item 7.3.1). Teotônio Vilela leu então para os demais senadores o conteúdo do comunicado. Ao término da leitura, voltou a alertar os senadores, desta vez para o fato de que, segundo Lauro Vieira, o teor do telex havia sido liberado à imprensa em Brasília e no Rio de Janeiro. O senador prosseguiu com a denúncia argumentando contra o ataque à Lei 2.004/1953^{xii} e à Constituição Federal:

“Sr. Presidente^{xiii}, Srs. Senadores, se antes persistia qualquer dúvida com relação à grave ofensa ao texto constitucional, hoje creio que esta Casa não tem dúvida alguma de que, na verdade, o Senhor João Baptista Figueiredo resolveu, também, ser um constituinte e modificar todo o panorama constitucional através de conversações pessoais com um Ministro, e esse Ministro, através de entendimento telefônico, reafirma as modificações no pensamento da Constituição, através de um simples telex. Não se trata de um ofício, não se trata nem sequer de um papel

timbrado, mas de um telex em que os próprios termos da comunicação desabonam até da categoria ministerial do emitente.

Durante anos esta Nação lutou pelo monopólio estatal do petróleo; não foi um movimento de intelectuais, foi um movimento do povo. Agora, Sr. Presidente, há necessidade de se retornar um instante a esse fato do movimento popular, porque os movimentos populares que empolgam qualquer nação não são fruto de um modismo eventual. É necessário que subsista ou que anteceda a esses movimentos alguma estrutura de natureza jurídica.

Todos nós sabemos que as mudanças fundamentais na vida da humanidade jamais precederam de estruturas jurídicas, de trabalhos jurídicos” (VILELA, 1980; com grifos da autora).

Após trocar algumas palavras com o senador Paulo Brossard (PMDB-RS), que apoiou sua argumentação, o senador Teotônio recriminou, com toque de ironia, aquele ataque frontal à Petrobrás por parte do presidente Figueiredo: “Seria, talvez, muito mais correto que o Senhor Presidente da República baixasse uma nova legislação a respeito do comportamento da Empresa Brasileira de Petróleo, mas que não submetesse a instituição da Petrobrás e os homens que lá trabalham a uma situação de constrangimento que, na verdade, eles não merecem”.

Em seguida, pediu um aparte, e o obteve, o senador Luiz Cavalcante (PDS-AL), que ressaltou a insuficiência da produção da Petrobrás – que fora de 171 mil bpd no ano anterior – para atender o consumo nacional de cerca de 1 milhão bpd, e a diferença de 830 mil bpd, que era importada. Cavalcante também mencionou como exemplos de países onde as multinacionais atuavam com sucesso, Irã, Iraque, Catar e Emirados Árabes. Talvez o senador da base governista ignorasse a nacionalização do petróleo iraniano em 1951, que motivou o golpe militar anglo-estadunidense, e a renacionalização do recurso natural com a Revo-

XII - Lei que criou o monopólio do petróleo e a Petrobrás para exercê-lo.

XIII - Em seu discurso, o senador Teotônio fez muitas vezes referência ao presidente do Senado, senador Itamar Franco.

lução Islâmica em 1979-1980, além da renacionalização do petróleo iraniano por Saddam Hussein, em 1972.

Teotônio rebateu Cavalcante, ao retomar a palavra, criticando a entrega da economia às multinacionais: **“Eu não concordo com a invasão das multinacionais, o domínio, o predomínio, a soberania das multinacionais nos destinos do meu país. Acho que o povo brasileiro, acho que o empresariado brasileiro, que a inteligência brasileira tem condições sobejas para dirigir essa imensa Nação”** (com grifo da autora).

No debate com Cavalcante, Teotônio também criticou a administração da Petrobrás por Ernesto Geisel, que ocupara a presidência da estatal entre 1969 e 1974, à qual atribuiu o pior índice de perfuração. Nesse momento, interveio o senador Aloysio Chaves (PDS-PA), que defendeu Geisel com o argumento de que o problema fora conjuntural, representado pelo declínio das reservas dos campos na Bahia.

O senador Gilvan Rocha (PP-SE) pediu a palavra para realçar dois pontos, na defesa do corpo técnico da Petrobrás: **“O primeiro é realçar que o problema da PETROBRÁS é de administrações, não de técnicos. A tese que saiu aqui hoje à tarde, de que as empresas multinacionais podem achar o petróleo que os nossos técnicos não acharam, é absolutamente antibrasileira. É considerar-nos como povo inferior. Eu, que vivo num estado que, para orgulho nosso, é o segundo produtor de petróleo do país, acompanho a dedicação e o preparo dos técnicos brasileiros. Não são as multinacionais que vão achar o petróleo brasileiro que os brasileiros não acharam. No dia em que a administração da Petrobrás for competente, nós nos faremos iguais a qualquer técnico do exterior, porque nós não somos povo nem melhor, nem pior do que outros povos do mundo. Em segundo lugar, é o problema da quebra do monopólio estatal. Eu lembro que aqui, quando o presidente Ernesto Geisel anunciou à Nação, com voz embargada, segundo**

o líder do Governo, dizia-se, na parca defesa que se tentou fazer naquela ocasião, que o presidente apenas estava dando uma norma de serviço, coisa que não mereceria a emoção do supremo magistrado da Nação. Agora está comprovado, nesta inusitada reforma constitucional por telex, que [...] a lei do monopólio estatal foi, agora, referendada, não mais pelo constituinte solitário do Riacho Fundo^{XIV}, mas, agora, pelo constituinte via Correios e Telégrafos” (com grifos da autora).

O senador Paulo Brossard (PMDB-RS) pediu que Teotônio voltasse ao tema do discurso, que era a alteração via telex de uma norma legal, uma norma constitucional, e lembrou que já durante a elaboração da Constituição de 1967, tentaram tirar do texto constitucional o monopólio estatal, mas que por decisão final do então presidente da República, general Castello Branco, não lograram êxito. Ao retomar o discurso, o senador Teotônio reforçou a linha de argumentação constitucionalista e recapitulou que os contratos de risco haviam sido apresentados à Nação como meros contratos de serviços com cláusulas de risco, mas que, com as modificações determinadas pelo ministro César Cals, restava evidente que os mesmos não só feriam, mas quebravam totalmente o monopólio estatal do petróleo.

A seguir, o senador Brossard lembrou, oportunamente, que inicialmente, em 1975, e até para provar que os contratos com cláusula de risco não violavam o monopólio conforme se alegou no governo Geisel, estava previsto que os pagamentos às multinacionais seriam feitos sempre em dinheiro, e que essa discussão estava registrada nos anais do Congresso. Após breves apartes feitos por Brossard apoiando-o, Teotônio abordou o item do telex sobre a escolha das áreas pelas multinacionais:

“Por outro lado, a delimitação das áreas atuais de prospecção da Petrobrás poderá significar que ficarão abertas, à escolha das multinacionais, todas as áreas sedimentares brasileiras, exceto áreas muito limitadas onde

XIV - Referência à granja onde o general Geisel, que liberou os contratos de risco, passava os finais de semana quando Presidente da República.

a Petrobrás esteja produzindo ou desenvolvendo novas descobertas.

Quer dizer, a abertura dessas áreas significa que só ficarão à margem do interesse das multinacionais aqueles polos onde a Petrobrás estiver perfurando.

Se ela tiver feito todo um estudo naquela bacia^{XV}, aquele estudo será cedido, segundo as instruções do telex, tranquilamente pela Petrobrás. Estudos que muitas vezes demandaram quatro, cinco, seis anos.”

O senador José Lins (PDS-CE) tentou defender o governo minimizando os fatos, ao afirmar que o telex era apenas um instrumento de comunicação do ministro com um subordinado, o qual significava que as autoridades iriam estudar modificações nos contratos. Ele também defendeu a entrega às multinacionais das informações das áreas resultantes de estudos feitos pela Petrobrás. O embate verbal se manteve entre Lins, Brossard e Teotônio por um tempo. Em seguida, em lados opostos, entraram os senadores Aloysio Chaves, apoiando a entrega de informações às multinacionais, e Gilvan Rocha, que criticou com ironia o pagamento em óleo e afirmou que, com a entrega das informações para as multinacionais pela Petrobrás, o risco para as essas empresas acabava.

Após comentar sarcasticamente que um governo absoluto podia dar o óleo a quem quisesse, o senador Teotônio reforçou que o presidente da República não podia “legislar com telex”. Ele também afirmou que não estranhava a fervorosa defesa da entrega feita pela bancada do governo e relembrou-lhes que haviam negado até o último minuto, em outubro de 1975, que o governo iria permitir a assinatura dos contratos de risco.

Teotônio passou a fazer, então, interpretações do telex^{XVI} e citou expressamente a Bacia de Campos:

“6 – A delimitação das áreas atuais de pros-

pecção da PETROBRÁS poderá significar que ficarão abertas à escolha das multinacionais todas as áreas sedimentares brasileiras, exceto áreas muito limitadas onde a Petrobrás já esteja produzindo ou desenvolvendo novas descobertas.

7 – A determinação de oferecer às empresas privadas acesso a bacias sedimentares inteiras, propiciando-lhes inclusive todas as informações geológicas disponíveis, tira da PETROBRÁS toda a garantia de completar o ciclo de investigações exploratórias em qualquer área do território nacional. Após o trabalho de investigação indireta conduzido pela PETROBRÁS, companhias multinacionais poderão selecionar as melhores áreas, tirando da PETROBRÁS o proveito sobre um trabalho previamente realizado.

Significa também que, no caso de uma descoberta da PETROBRÁS, as empresas multinacionais poderão pleitear os blocos adjacentes a esta descoberta, limitando a expansão da empresa estatal, em novas descobertas semelhantes à primeira, como decorrência de seu esforço anterior. Isso inclui áreas altamente prospectivas, como a Bacia de Campos por exemplo.

Sobre a Bacia de Campos, já há um inteiro cerco em cima dela, promovido pela Esso; já não é mais coisa desconhecida de ninguém.

8 – Na fase de planejamento da produção de um campo de petróleo, há que considerar dois tipos de interesses antagônicos: de um lado o interesse pelo mais rápido retorno do capital empregado, através de uma produção acelerada e, às vezes, até predatória; e de outro lado, o interesse de melhor aproveitamento de um recurso natural não renovável através de produção mais racional, em ritmo mais lento, porém com garantia de maiores índices de recuperação, ao final da vida útil do campo de petróleo.

Sr. Presidente, isso significa que qualquer companhia multinacional não tem nenhum interesse em preservar nosso lastro petrolífero; sua ação será sempre predatória, violentamente predatória,

XV - Esse era o caso das águas profundas da Bacia de Campos, onde a Petrobrás já havia iniciado os estudos.

XVI - Em verdade, o senador reproduziu trechos do dossiê que lhe fora entregue, sobre os estudos já realizados pela Petrobrás nas então consideradas águas profundas da Bacia de Campos, elaborado pelo geólogo Francisco Celso Ponte.

pela necessidade do retorno de recursos e, também, porque a ela nada interessa, em termos de soberania nacional” (com grifos da autora).

Depois da apresentação desses argumentos, foi retomado o embate entre os dois senadores alagoanos, o nacionalista Teotônio e entreguista Luiz Cavalcante. Esse último fez novo aparte, no qual mencionou que a produção de 500 mil bpd em 1980, prometida pelo general Araken quando presidente da estatal em 1975, não aconteceria, visto que a produção de 1979 tinha sido de 171 mil bpd. Ele lembrou ainda que César Cals havia dito que a produção de 500 mil bpd deveria acontecer em 1985, resultando numa postergação de 5 anos, durante os quais a dívida externa provavelmente iria se avolumar. Em outra fala, Cavalcante enfatizou: “O nosso problema, a meu ver, não é risco, senador Teotônio Vilela, o problema é o petróleo. Esse é o problema. É preciso que ele venha de onde estiver, tirado por quem possa tirá-lo, no mais breve tempo possível”.

Após os apartes dos governistas Luiz Cavalcante e José Lins, Teotônio continuou seu discurso:

“Permitir a participação das empresas multinacionais na fase de produção significa correr o grave risco de expor nossas modestas reservas de petróleo à exploração predatória, dilapidando um patrimônio da Nação em benefício da otimização dos lucros das empresas estrangeiras.

10 – A participação das empresas estrangeiras na produção de petróleo jamais poderia ser permitida em um país que adote o regime de monopólio. Que se acabe, então, com o monopólio, e aí eu estou de pleno acordo. Acabe com o monopólio, abra-se a pesquisa a todas as companhias, estará encerrando o problema; mas não se iluda a Nação.”

Esse último item foi outro marcado pela ironia, propositalmente, pelo senador alagoano. Após breve aparte do senador Brossard defendendo a legalidade do monopólio, o senador Teotônio alertou para o perigo de as multinacionais pleitearem a recuperação secundária de áreas produ-

toras da Petrobrás, falou das pesquisas primárias feitas pela Petrobrás e dos avanços tecnológicos prestes a serem introduzidos pela estatal em novas pesquisas. Em sua conversa com os geólogos Francisco Celso Ponte e Frederico Pereira Laier, o senador foi informado de que a Petrobrás já havia feito estudos sísmicos nas águas profundas da Bacia de Campos, os quais teriam revelado importantes prospectos a serem testados com a perfuração de poços exploratórios. Teotônio lembrou, ainda, que das 17 perfurações exploratórias realizadas pelas multinacionais na vigência do contrato de risco àquela altura, em áreas onde a Petrobrás havia realizado estudos anteriormente, nenhuma resultou em descoberta comercial. Ele encerrou a argumentação técnica comentando as condições de comercialidade de uma reserva de petróleo descoberta, e os riscos envolvidos, e a garantia de reembolso com registro no Banco Central brasileiro:

“Uma reserva descoberta, Sr. Presidente, é considerada comercial – e aqui vem um dos outros pontos importantes, a respeito dessas modificações introduzidas – quando cobre todas as despesas de exploração, avaliação, desenvolvimento e custos de produção, com uma pequena margem de lucro. No caso das descobertas que venham a ser feitas pelas multinacionais, há que considerar, além disso, o pagamento da participação da empresa contratante (da ordem de 35% do óleo a ser produzido). Descobertas com pequena margem de lucro poderão ser econômicas, para a multinacional, e antieconômicas para a PETROBRÁS ou para o país. Portanto, a decisão conjunta – a que se refere o telex – sobre o nível comercial da reserva descoberta poderá se tornar danosa para a empresa estatal, e para a Nação, conseqüentemente.

13 – A garantia de reembolso ou de remuneração às empresas contratantes em moeda estrangeira, com registro do contrato no Banco Central do Brasil, equipara essas empresas ao mesmo nível de prioridade dispensado à importação de petróleo, por exemplo.”

Após fazer essas observações sobre o telex, o senador Teotônio se encaminhou para finalizar

seu discurso reforçando o prejuízo que seria causado ao país com a mudança nas regras do risco, entregando nosso petróleo às multinacionais estrangeiras, e conclamou os setores nacionalistas das Forças Armadas a intervirem para que a tentativa de mudança das regras dos contratos de risco não se concretizasse (com grifos da autora):

“Sr. Presidente, eu teria muito mais a dizer, mas essas observações feitas sobre o telex, no meu entender, são suficientes para ilustrar a modificação total que se introduziu no contrato de risco à revelia da Nação. E, com essas introduções, é a Nação – não se trata de Petrobrás – quem toma prejuízo, porque nem sequer se resguardou, para os interesses nacionais, o mesmo direito que se está dando às multinacionais. [...]”

E eu, daqui, Sr. Presidente, quero fazer um apelo às autoridades deste país, incluindo, nesse caso, as Forças Armadas, que se têm interessado pelos recursos materiais deste país, para que reexaminem um telex dessa ordem e não se permita que saiam daí instruções capazes de inviabilizar totalmente nossa pequena parcela de domínio sobre a economia brasileira e, principalmente, sobre um setor da maior importância, como é o setor energético brasileiro. Não se quer apenas o álcool – agora, totalmente o petróleo, além de tudo o que já está na mão das multinacionais.”

7.3.4 - A Repercussão da Denúncia no Congresso, na Grande Mídia, entre os Militares Nacionalistas e nas Associações Profissionais dos Engenheiros e Geólogos

No Congresso

O então líder do PTB na Câmara Federal, deputado Alceu Collares, divulgou nota em 15 de abril, dia seguinte à denúncia feita pelo senador Teotônio Vilela sobre as mudanças propostas no contratos de risco, considerando-a de “suma gravidade” e depositando suas esperanças de que

as mudanças não se concretizariam na reação conjunta civil e militar: **“A nossa esperança de que esse setor, um dos mais dinâmicos e certamente mais produtivos para a economia nacional, não seja entregue às multinacionais reside na reação de segmentos da sociedade e nos pronunciamentos de eminentes nacionalistas, de ilustres membros das nossas Forças Armadas”** (Jornal do Brasil, 1980; com grifo da autora). Os militares aos quais Collares se referia eram os dois generais de quatro estrelas do Exército Brasileiro, Andrada Serpa e Ernane Ayrosa.

A nota continuava lembrando que, quando da autorização da assinatura dos contratos de risco, a oposição advertira que a medida acabaria atingindo o monopólio estatal, previsão que se confirmava com o telex: **“Pelo telex entregue ao senador Teotônio Vilela por engenheiros da Petrobrás, o ministro César Cals pretende adotar o sistema de concessões para a exploração do petróleo, inclusive admitindo a participação na produção do óleo. Com essa medida, estão confirmadas as suspeitas de que o contrato de risco seria apenas a porta aberta, pelo regime vigente, ao ingresso das multinacionais na área da produção do petróleo”**. O documento do PTB afirmava, ainda, que o monopólio passaria da Petrobrás para as multinacionais e conclamava os brasileiros a reagirem: **“É preciso que os nacionalistas, civis e militares, estejam atentos para essa agressão ao monopólio estatal”** (idem; com grifos da autora).

Na Grande Mídia

Ao final do discurso que fizera no dia anterior, o senador Teotônio Vilela apelara aos militares para conter César Cals. No dia seguinte, 15 de abril, uma terça-feira, a manchete da capa do periódico carioca Jornal do Brasil foi sobre o TRT-SP considerar ilegal a greve dos metalúrgicos do ABC paulista. Não havia nada, na capa ou dentro do jornal, sobre a denúncia apresentada por Vilela no Congresso Nacional. Apenas no dia 16, quarta-feira, o JB publicaria duas notícias mencionando

o assunto. Na edição de 15 de abril do carioca O Globo, também, nada fora publicado na capa sobre a denúncia feita por Teotônio, tampouco no interior do jornal. Em São Paulo, a Folha publicou na capa do dia 15 uma pequena nota, intitulada “Senador aponta nova ameaça à Petrobrás”, com chamada para a página 27, onde a reportagem “Vilela denuncia o fim do monopólio” iniciava citando o senador – **“É o fim da Petrobrás como empresa de petróleo”** – e trazia um bom resumo do discurso de denúncia e do debate ocorridos no

Congresso.

O único jornal de grande circulação a trazer a denúncia em manchete de capa no dia seguinte ao discurso do senador Teotônio Vilela foi o carioca Tribuna da Imprensa, do jornalista Hélio Fernandes, que estampou: **“Vilela (sic) convoca militares para conter César Cals”**, seguida de uma foto do senador alagoano e de breve chamada para a página 05.



Figura 7-3 – Reprodução parcial da capa do jornal carioca Tribuna da Imprensa, edição 9.340, de 15 de abril de 1980, com a manchete “Vilela Convoca Militares para Conter César Cals”.

Entre os militares nacionalistas

No interior daquela edição da Tribuna da Imprensa, na mesma página 05, ao lado do texto descrevendo a sessão no Senado na qual Teotônio fizera a grave denúncia, vinha uma matéria com o título **“Quadro de crise política preocupa áreas**

militares”, da jornalista Ana Lagoa^{XVII}. Originalmente publicada na Folha de S. Paulo, onde a jornalista era setorista da área militar, a reportagem foi reproduzida por Hélio Fernandes na Tribuna. Na matéria de Ana Lagoa, da qual dois parágrafos são reproduzidos a seguir, eram citados os dois generais nacionalistas que vinham demonstrando

XVII - Os documentos reunidos pela jornalista Ana Mascia Lagoa foram doados ao Memorial da Anistia em 1996. Site do Centro de Educação e Ciências Humanas – UFSCar, 2016. Disponível em: <<https://www.cech.ufscar.br/events/arquivo-ana-lagoa-faz-balanco-dos-seus-20-anos-em-workshop-nesta-sexta-feira-23-de-junho>>. Acesso em: 05 setembro 2022.

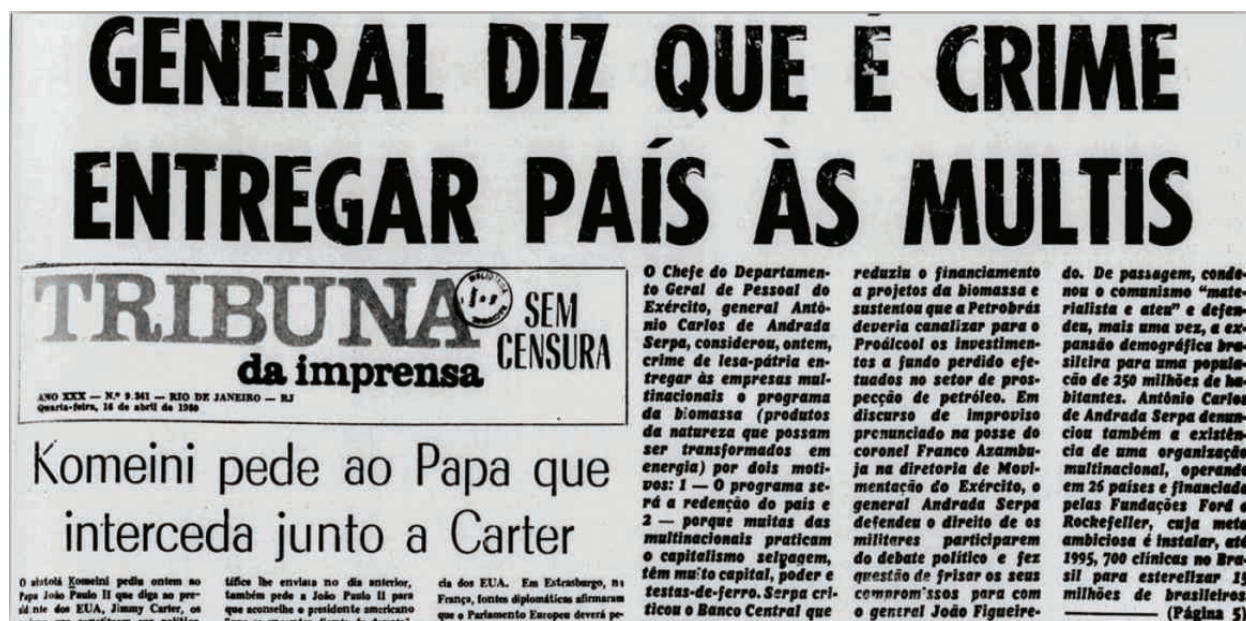


Figura 7-4 – Reprodução de parte da página do jornal Tribuna da Imprensa de 16 de abril de 1980, com a notícia “General diz que é crime entregar país às multas”.

publicamente sua insatisfação com a entrega de setores estratégicos da economia brasileira para as multinacionais estrangeiras: Antônio Carlos de Andrada Serpa e Ernani Ayrosa.

“Na área militar, para onde se voltam os olhos dos analistas sempre que se delineia uma crise nacional, identificam-se hoje duas componentes da questão. Uma insatisfação muito forte diante do quadro da corrupção é a ponta de um “iceberg”, que vem mostrando uma postura “nacionalista” nos altos escalões – através de discursos ou entrevistas – e nos escalões intermediários – através de comentários indignados que buscam canais para se expressar, sem ferir a disciplina e a hierarquia.

A ponta desse “iceberg” apareceu nos recentes pronunciamentos do general Antônio Carlos de Andrada Serpa, fartamente endossado nas bases militares. E também na recente entrevista do general Ernani Ayrosa (sic) contra a presença do capital multinacional no projeto do álcool. Certamente não há como identificar

uma “conspiração nacionalista” nas Forças Armadas. Voltados para suas missões específicas, os militares nem por isso deixam de ver com maus olhos a presença de capital alienígena em assuntos que estão diretamente ligados à soberania nacional” (Lagoa, 1980; com grifos da autora).

Eis que, no dia seguinte à denúncia de Teotônio no Congresso, na tarde da terça-feira 15 de abril, durante uma solenidade de transferência de cargo no Departamento Geral de Pessoal (DGP) do Exército, o general Serpa, então chefe do mesmo, fez um discurso em que criticou a crescente influência das multinacionais em vários setores da economia nacional. O discurso foi publicado em diversos jornais, mas novamente o periódico que deu maior destaque aos fatos foi a Tribuna da Imprensa. Na quarta-feira, 16 de abril de 1980, a Tribuna da Imprensa voltaria a bater forte nas multinacionais. Dessa vez, a manchete da capa era **“General diz que é crime entregar país às multas”** (figura 7.4), fazendo referência ao discurso nacionalista do general Serpa.

Em seu discurso, o general Serpa defendeu “correções de rumo” nas políticas energética, tecnológica, de distribuição de renda e populacional brasileiras. Sobre a questão energética, o general repetiu uma frase sua: **“Energia é poder, e a tradição brasileira é conservar em mãos nacionais as fontes do poder”** (Tribuna a Imprensa, 1980). Na notícia publicada pelo Jornal do Brasil sobre o discurso, também no dia 16 de abril, foi mencionada a lembrança pelo general da **defesa da Petrobrás que ele próprio havia feito recentemente, argumentando que a existência da estatal permitia que o país pagasse US\$ 25 dólares o barril de petróleo às “7 Irmãs”, e que se a Petrobrás não existisse, o Brasil pagaria algo entre US\$ 30 a 40 dólares, o barril**. Serpa defendeu também a entrada da Petrobrás no Proálcool.

A repercussão do discurso de Serpa não demorou. O então presidente da República, general João Baptista de Oliveira Figueiredo, reuniu-se

naquela mesma tarde com o ministro do Exército, Walter Pires, e assinou um decreto exonerando o general Serpa (Veja, 1980). Assim como César Cals, Serpa tinha ajudado na campanha de Figueiredo à Presidência da República. Hélio Fernandes, no dia 17, publicou a seguinte manchete na capa da Tribuna da Imprensa: **“Poder das multinacionais derruba Andrada Serpa”** (figura 7.5). Abaixo da mesma, com continuação na página 05, uma foto do general e um texto falando da demissão e da sua repercussão entre os congressistas. No lado esquerdo da capa do jornal, o editorial **“Os generais finalmente na luta contra as multas”**, escrito por Fernandes, pregava a união de civis e militares em defesa da soberania e das riquezas nacionais, mencionava diretamente os generais quatro estrelas Antônio Carlos Andrada Serpa e Ernani Ayrosa e, em função da demissão do primeiro, centrava nele a atenção, prometendo para o dia seguinte um editorial sobre Ayrosa.



Figura 7-5 – Reprodução parcial da capa do jornal carioca Tribuna da Imprensa de 17 de abril de 1980, com a manchete “Poder das multinacionais derruba Andrada Serpa” e o editorial “Os generais finalmente na luta contra as multas”, do jornalista Hélio Fernandes.

A repercussão no Congresso Nacional da demissão arbitrária de Andrada Serpa foi imediata. Na Câmara, o deputado João Linhares (PP-SC) lamentou que o governo só aplicasse o regulamento militar aos militares que o criticassem e nunca aos que o elogiavam. O deputado Thales Ramalho, líder do PP na Câmara, disse que aquela era uma punição inesperada, uma vez que o general havia defendido interesses nacionais. O deputado Ulysses Guimarães (MDB-SP) lembrou que era dever das Forças Armadas defender a soberania. Para ele, o discurso do general Serpa fora uma severa crítica às arbitrariedades que estavam sendo praticadas. Os deputados João Cunha (MDB-SP) e Edson Khair (MDB-RJ) afirmaram que o episódio confirmava o “*caráter entreguista do regime*”^{XVIII}. E o presidente da Federação das Unimeds do Brasil ratificou as denúncias sobre a área da saúde feitas por Serpa. Ainda segundo a Tribuna, o próprio

presidente Figueiredo comentara com o líder do governo, senador Jarbas Passarinho: “*Ele foi exonerado não pelo que disse e sim porque disse*”.

Nas associações de classe dos geólogos

As associações de profissionais dos geólogos, tanto a SBG quanto a APG-RJ, participaram ativamente da defesa do monopólio contra mais esse ataque, desde a organização do debate de 08 de abril no Clube de Engenharia, que antecedeu a denúncia. A APG-RJ publicou cópia do telex original de César Cals e Figueiredo em seu jornal do mês de maio de 1980 (Figura 7.6). Ironicamente, na margem lateral do papel de telex, pode-se observar o lema da Petrobrás à época, com 27 anos de criada: “**A Petrobrás é Grande. Vamos Fazê-la Maior**”.

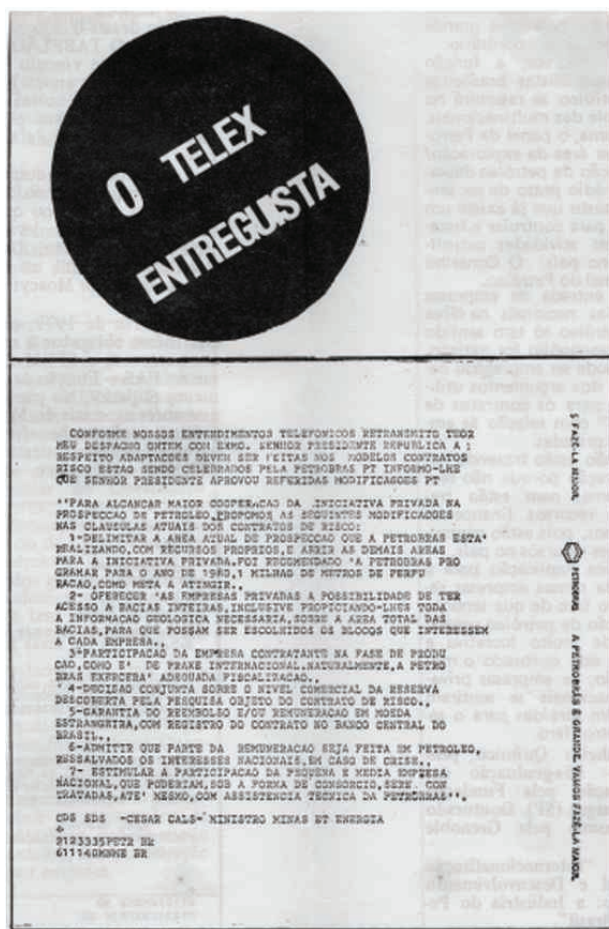


Figura 7-6 – Reprodução do telex que ordenava a entrega das águas profundas da Bacia de Campos às multinacionais estrangeiras de petróleo e gás natural, modificada do Jornal da APG-RJ de maio de 1980.

XVIII - Ditadura militar vigente no Brasil entre 1º de abril de 1964 e 1º de janeiro de 1985.

A Consequência Prática do Discurso Denúncia

A consequência prática do discurso-denúncia de Teotônio, e da sua repercussão nos diversos segmentos da sociedade brasileira, foi que o governo federal mandou recolher o telegrama e suspendeu a aplicação das novas regras que Cals e Figueiredo haviam tentado estabelecer para os contratos de risco, garantindo assim que a Petrobrás continuasse seu trabalho de exploração das áreas de águas profundas da Bacia de Campos. Dessa exploração conduzida pela estatal, resultariam as descobertas, ainda na década de 80, dos primeiros cinco campos gigantes do pós-sal da Bacia de Campos: Albacora (1984), Marlim (1985), Albacora Leste (1986), Marlim Leste (1987) e Marlim Sul (1987). Em função das profundidades de lâmina d'água, os campos de Albacora Leste, Marlim Leste e Marlim Sul só seriam desenvolvidos e entraram em produção nos anos 2000.

7.4 - O FIM DOS CONTRATOS DE RISCO COM A CONSTITUIÇÃO CIDADÃ DE 1988 E O RESULTADO PÍFIO DAS MULTINACIONAIS ESTRANGEIRAS NA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL NA VIGÊNCIA DOS CONTRATOS DE RISCO ENTRE 1975-1988

Os contratos de risco vigoraram de 1975 até 1988 e o resultado da entrega de áreas para a exploração pelas companhias multinacionais foi pífio. Apesar de terem sido assinados 243 contratos com 35 empresas multinacionais estrangeiras, que ficaram com a maior parte da área das bacias sedimentares brasileiras e puderam contar com as informações geológicas e geofísicas anteriormente obtidas pela Petrobrás, quase nada foi descoberto em termos de campos de petróleo e gás natural (SIQUEIRA, 2011).

A exceção foi o campo de gás condensado de Merluza, descoberto por uma subsidiária da Shell, a Pecten, na Bacia de Santos, em 1979. Foi a primeira e a última descoberta comercial realizada por uma multinacional durante a vigência dos

contratos de risco. O campo foi desenvolvido para a Petrobrás, entrou em produção em 1992 e, em 2016, segundo o último Sumário Exploratório ANP publicado (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2016), contava com 4 poços produtores e já havia produzido 89,94 milhões de barris de condensado, de um volume original *in place* estimado em 254,1 milhões de barris e um volume de gás natural associado de 7,716 milhões de m³. Além desses, a acumulação continha ainda 12.544 milhões de m³ de gás não associado que não haviam sido produzidos.

7.5 - OS POUCOS REGISTROS DESSE IMPORTANTE EPISÓDIO DA HISTÓRIA DA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL

Os graves fatos relatados neste capítulo, que poderiam ter resultado na doação da prolífica Bacia de Campos às multinacionais estrangeiras de petróleo, foram publicados à época nos Anais do Senado e, em seguida, por Bueno (1980). Posteriormente, também seriam mencionados por: Carlos Walter Marinho Campos em uma das entrevistas para o projeto Memória Petrobrás, em 1988; por Frederico Pereira Laier, no vídeo de comemoração dos 50 anos da criação da área de Exploração da Petrobrás, em 2004, e na inauguração do memorial em homenagem ao geólogo Francisco Celso Ponte, que passou a designar a base da estatal em Natal, no Rio Grande do Norte; e por Fernando Leite Siqueira^{XIX}, no livro comemorativo dos 50 anos da AEPET, em 2011.

Em 2018, foi publicado o artigo intitulado “A tentativa de se apropriarem de Campos e da Cessão Onerosa” (LAIER, 2018) no site da AEPET, comparando a tentativa de entrega das águas profundas da Bacia de Campos às multinacionais, em 1979-1980, com a tentativa de entrega do pré-sal através da venda dos campos, iniciada por Pedro Parente^{XX} em julho de 2016, da quebra da exclusividade da partilha, com a aprovação do projeto de lei de José Serra (PSDB-SP), em novembro de 2016, e dos leilões de áreas explorató-

XIX - O engenheiro Fernando Leite Siqueira era o presidente da AEPET na ocasião do aniversário de 50 anos da entidade, em 2011.

XX - Pedro Pullen Parente, tecnocrata da equipe de FHC, tornara-se conhecido, no início dos anos 2000, como o ministro do “apagão” do setor elétrico.

rias^{XXI} no pré-sal reiniciados por Michel Temer, em 2017. Na época da referida publicação, havia ainda a ameaça ao contrato da Cessão Onerosa pelo projeto do hoje ex-deputado José Carlos Aleluia (DEM-BA), o qual não se reelegera em 2018. Aleluia queria autorizar a venda de até 70% da Cessão Onerosa. Em 2019 e 2021, no governo Bolsonaro, os excedentes dos campos de Búzios, Atapu e Sépia, da Cessão Onerosa, foram divididos com as multinacionais através de leilões comandados pelo então ministro de Minas e Energia, almirante Bento Albuquerque. O excedente de Itapu acabou sendo arrematado integralmente pela Petrobrás.

Mas, excetuando-se os relatos mencionados, até os dias atuais, não temos um registro detalhado dos fatos, sendo este artigo apenas um breve esforço nesse sentido. Urge realizar uma pesquisa mais completa, consultando acervos de documentos históricos da época e registrando depoimentos de participantes vivos e de familiares de participantes já falecidos, para esclarecer melhor esse capítulo ainda nebuloso da nossa história.

7.5.1 - Depoimento do ex-diretor de Exploração Carlos Walter Marinho Campos no Projeto Memória Petrobrás em 1988

Um dos poucos registros históricos da tentativa de mudança nas regras dos contratos de risco, de modo que as multinacionais estrangeiras de petróleo e gás natural pudessem se apropriar das águas profundas da Bacia de Campos, está no depoimento do então diretor de Exploração Carlos Walter Marinho Campos ao Projeto Memória Petrobrás, realizado através de convênio entre a comunicação institucional da estatal e o CPDOC da Fundação Getúlio Vargas (FGV) em 1988 (CAMPOS, 1988). Quando perguntado se destacaria algum contrato de risco no período em que esteve diretor, Carlos Walter respondeu:

“Eu participei desses contratos de risco. Devo dizer que o superintendente era o Lauro Vieira, e depois foi para lá o atual, o Reis. Só em uma

ocasião, eu andei me trancando, porque vieram com umas teorias de trazer o contrato de risco para a Bacia de Campos. Aí, vou lhe contar, eu me encostei na parede: ‘O que é isso? Isso já é demais!’[risos] E com o revólver na mão, para atirar no primeiro que aparecesse: ‘Isso já é demais!’ Fora disso, eu não me lembro de nenhuma dificuldade.” (CAMPOS, 1988)

7.5.2 - Ausência de Referência ao Discurso na Biografia de Teotônio Brandão Vilela

No verbete bibliográfico Teotônio Brandão Vilela do CPDOC/FGV, no qual são mencionados alguns discursos do senador – que ficou conhecido como o Menestrel das Alagoas, por sua luta pela redemocratização – nada consta sobre aquele proferido em 14 de abril de 1980 contra as mudanças nos contratos de risco.

Em 2017, ano do centenário de nascimento de Teotônio, foi publicada a biografia “Senhor República – A vida aventureira de Teotônio Vilela, um político honesto”, do jornalista Carlos Marchi, pela editora Record. Apesar de a Petrobrás ser mencionada inúmeras vezes no livro, em nenhuma delas faz-se referência ao discurso. Depois de falecido em 1983, Teotônio Brandão Vilela virou nome do instituto do PSDB. O partido, criado em 1988, quebrou o monopólio do petróleo ainda no primeiro mandato de FHC, entre 1995-1997, e em 2016, quebrou a exclusividade da Petrobrás na partilha, dando início à privatização da companhia, na gestão de Pedro Pullen Parente (2016-2018), durante o governo de Michel Temer.

XXI- Algumas com acumulações comprovadas, como no 2º Leilão da Partilha, eram praticamente campos.

7.5.3 - O Que o Brasil Teria Perdido se a Bacia de Campos Tivesse Sido Entregue às Multinacionais em 1980

Cinco campos gigantes^{XXII} de petróleo, os primeiros, foram descobertos na Bacia de Campos a partir da primeira metade dos anos 1980, com base nos trabalhos já em andamento em 1979-1980, mencionados pelo geólogo Celso Ponte no documento que entregara ao senador Teotônio Vilela: Albacora (1984), Marlim (1985), Albacora Leste (1986), Marlim Leste (1987) e Marlim Sul (1987). É provável que poucos brasileiros saibam que, em 2000, Marlim era um dos poucos campos de petróleo no mundo a produzir mais de 500 mil bpd. E que, numa listagem dos campos de petróleo gigantes mundiais baseada na produção diária, Marlim ocupava a 11^a posição, Roncador (1996) a 43^a, e Albacora a 64^a posição (SIMMONS, 2002).

A continuidade das atividades de exploração e produção pela Petrobrás nessa bacia foi fundamental. Ainda para dar uma magnitude da produção desses gigantes, observe-se a produção acumulada de petróleo (sem contar a de gás natural) desses cinco primeiros gigantes até 31 de janeiro de 2015, relatada nos Sumários Exploratórios ANP 2016 de cada um dos campos: 856,16 milhões bbl (Albacora); 2403,79 milhões bbl (Marlim); 311,75 milhões bbl (Albacora Leste); 1080,82 milhões bbl (Marlim Sul) e 316,07 milhões bbl (Marlim Leste). Importante ressaltar que as produções acumuladas dos campos de Albacora Leste, Marlim Sul e Marlim Leste eram menores, em função de o desenvolvimento desses campos em águas mais profundas ter ocorrido após o desenvolvimento dos outros dois gigantes, Albacora e Marlim, situados em águas relativamente mais rasas. O número de campos de petróleo gigantes descobertos pela Petrobrás apenas no pós-sal soma mais de uma dezena. Na Figura 7-7 temos destacados alguns desses gigantes do pós-sal de águas profundas e ultraprofundas, descobertos

na porção salva para o Brasil pela denúncia feita no Congresso pelo senador Teotônio Vilela em 14 de abril de 1980.

Sobre a Bacia de Campos, cabe ressaltar ainda que ela foi a protagonista da conquista da tão sonhada autossuficiência, em 2006, quando respondia por quase 90% da produção brasileira. Além disso, foi a infraestrutura construída pela Petrobrás ao longo de décadas de atuação nessa bacia que permitiu que o pré-sal fosse colocado em produção, em 2008, primeiro no gigante de Jubarte, no norte da Bacia de Campos. A mesma infraestrutura permitiu rapidez e eficiência na colocação do pré-sal em produção em outros campos gigantes do pós-sal, em que os reservatórios do pré-sal também estão presentes.

Quando da comemoração dos 40 anos de produção da Bacia de Campos, em 2017, muitos campos duplamente gigantes, ou seja, gigantes no pós-sal e no pré-sal, haviam sido descobertos. Na ocasião, foram publicados em inglês na OTC 2018, em Houston, três trabalhos imprescindíveis para quem deseja conhecer um pouco dessa importante bacia petrolífera: “A Grande Jornada de uma Gigante: A História da Bacia de Campos” (BATALHA & CUNHA, 2018); “Esforços Exploratórios nos Limites dos Campos (de Petróleo) da Bacia de Campos”, (SAMPAIO, CANDIDO, SANT’ANNA & BEZERRA, 2018); e “Gerenciamento de Reservatórios em Campos Maduros da Bacia de Campos” (DUMAS et. al., 2018)^{XXIII}.

Batalha & Cunha (2018) publicaram uma linha do tempo, iniciada em 1977, com a entrada em produção de Enchova, e indo até o aniversário de 40 anos de produção, em 2017, passando por três ciclos de exploração e desenvolvimento: águas rasas, profundas e ultraprofundas. No primeiro ciclo foram incluídos os desenvolvimentos dos primeiros campos descobertos: Garoupa (1974)^{XXIV}, Namorado (1975), Enchova (1976) e Cherne (1978). Segundo esses autores, em En-

XXII - Atualmente, são considerados campos de petróleo gigantes aqueles com reservas superiores a 500 milhões de barris de petróleo. Simmons, criticando a falta de transparência e uniformidade dos dados de reservas, usou a produção acima de 100 mil bpd/ano como critério para classificar um campo como gigante.

XXIII - Títulos traduzidos livremente do inglês para o português.

XXIV - Ano de descoberta do campo.

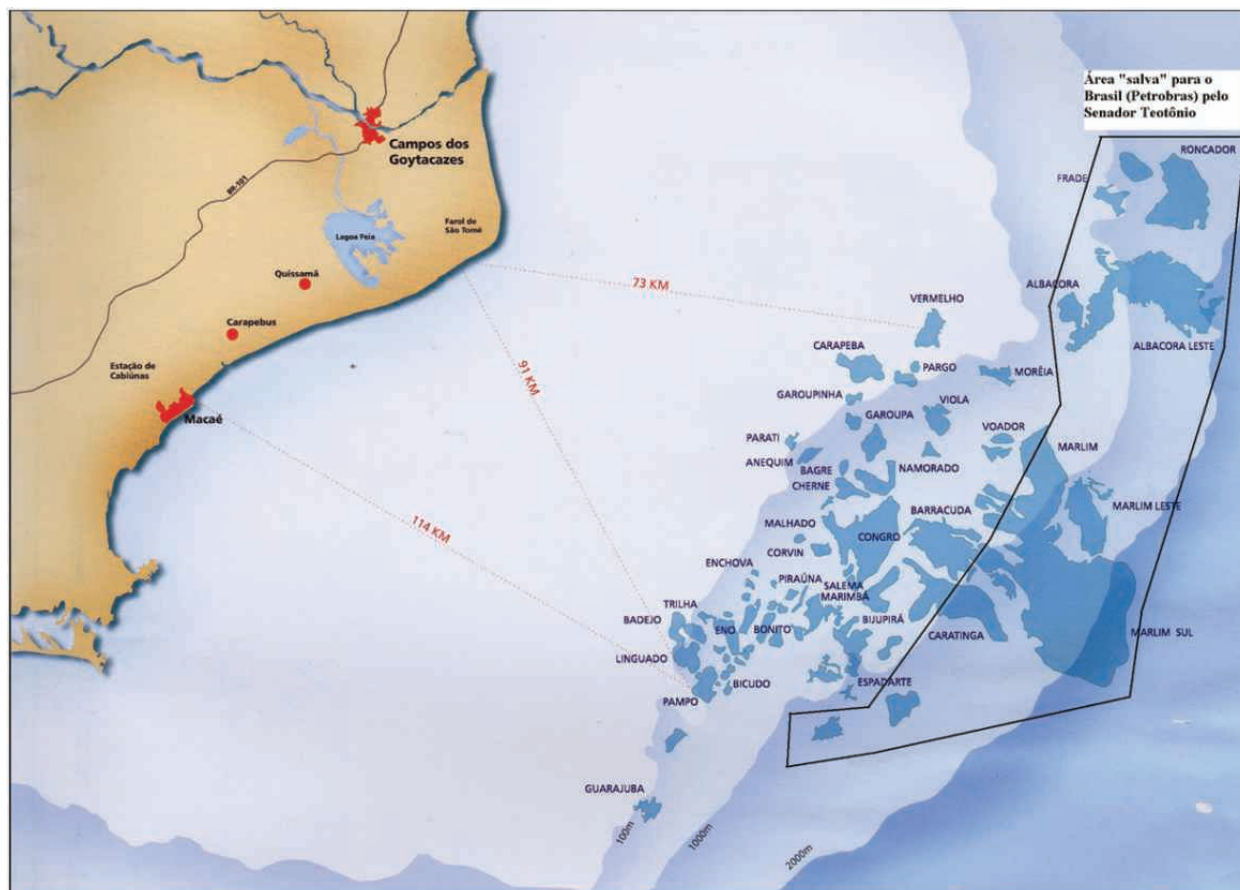


Figura 7-7 – Área da Bacia de Campos salva pela denúncia de Teotônio Vilela da tentativa de mudança nas regras dos contratos de risco.

chova, o aproveitamento da plataforma de perfuração SEDCO-135D, a qual foi interligada a um navio, constituindo assim o primeiro sistema de produção flutuante da Petrobrás e precursor dos modernos FPSOs do pré-sal, reduziu o intervalo entre descoberta e produção do primeiro óleo de alguns anos para alguns meses.

O segundo ciclo, nos anos 1980, teve início com a descoberta dos primeiros dois gigantes em águas então consideradas profundas, Albacora e Marlim, o que levou a Petrobrás a criar o Programa de Capacitação em águas profundas (Procap) em 1986, para viabilizar a produção do petróleo contido nesses campos. Batalha & Cunha listaram 8 plataformas fixas instaladas nesse período, dentre as quais destacaram as instaladas no polo Nordeste da Bacia de Campos: Pargo, Carapeba 1 e 2 e Vermelho 1, 2 e 3. O terceiro e último ciclo de desenvolvimento englobou os campos de Albacora, Marlim, Marlim-Sul, Roncador e Barra-

cuda-Caratinga, já na segunda metade dos anos 1990 e nos anos 2000.

Mesmo depois da quebra do monopólio e da vinda das multinacionais para a Bacia de Campos, após a virada do milênio, a descoberta de campos gigantes continuou sendo feita apenas pela Petrobrás, que encontrou Jubarte e Cachalote no norte da bacia. O programa Procap evoluiu ao longo do tempo, primeiro desenvolvendo tecnologia para produzir petróleo em lâmina d'água de até 2 mil metros de profundidade e, posteriormente, de até 3 mil metros.

Na descrição da exploração por novas acumulações dentro do limite de campos de petróleo, Sampaio et al. (2018) ressaltaram que, a partir da descoberta do pré-sal na Bacia de Santos em 2006, e da constatação da extensão da província do pré-sal na Bacia de Campos, foram feitas descobertas de imensos volumes de petróleo nos reservatórios do pré-sal nos campos gigantes do

pós-sal: Parque das Baleias, Albacora (Forno), Marlim (Brava), Marlim Leste (Tracajá), Marlim-Sul (Poraquê Alto) e Barracuda-Caratinga (Carimbé). Ainda segundo esses autores, essas descobertas, em muitos casos, permitiram a manutenção da curva de produção de campos maduros, estendendo o limite da produção econômica dos campos, enquanto viabilizaram projetos de revitalização em outros campos, e se tornaram os prin-

cipais produtores de novos projetos de produção implementados em gigantes da Bacia de Campos. O campo de Jubarte (Parque das Baleias) é um exemplo de campo gigante do pós-sal e do pré-sal, onde com o decorrer do tempo, a produção dos carbonatos do pré-sal passou a predominar em relação à produção dos turbiditos do pós-sal (Figura 7-8).

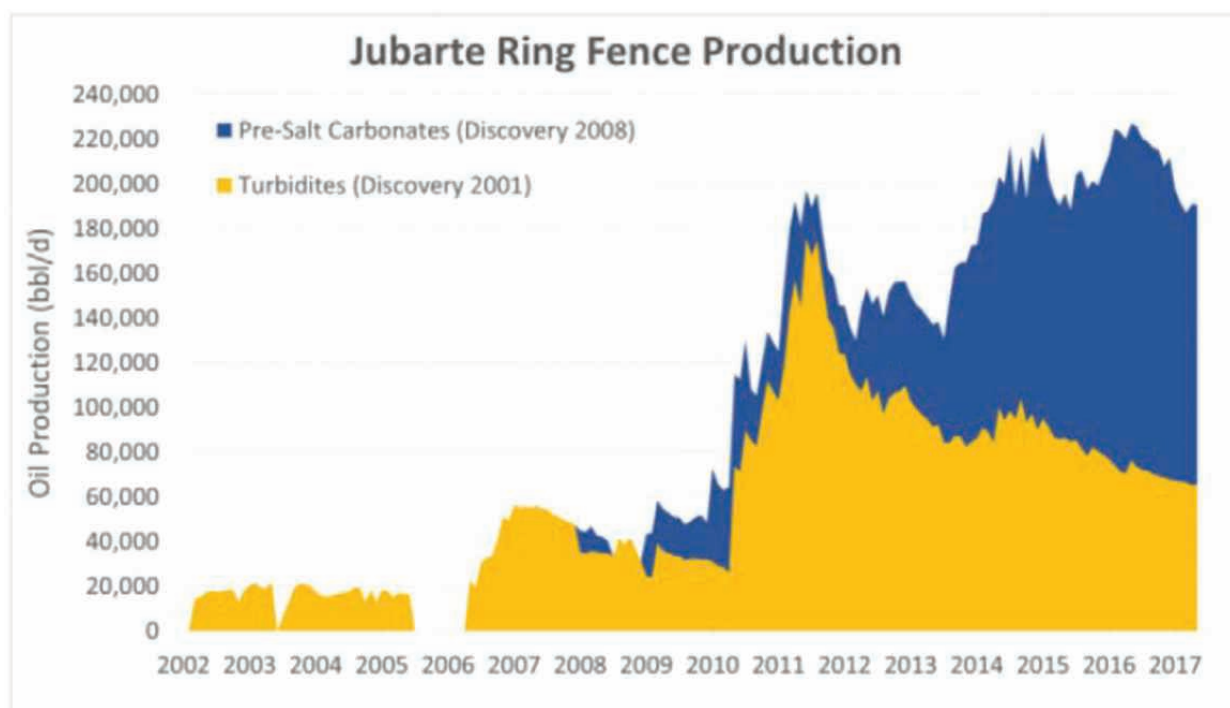


Figura 7-8 – Produção Acumulada de Jubarte (Parque das Baleias), modificada de Sampaio et al. (2018).

Dumas et al. (2018) mostraram a evolução da produção diária média anual entre a criação da Petrobrás, em 1953, e 2017, enfatizando alguns marcos na história da Bacia de Campos (Figura 8): Descoberta de Garoupa (1974), Primeiro Óleo de Enchova (1977), Descoberta de Albacora (1984), Descoberta de Marlim (1985), Primeiro Óleo de Marlim (1991), Descoberta de Roncador (1996), Primeiro Óleo de Roncador (2001), Primeiro Óleo do Pré-Sal de Jubarte (2008), e 40 anos de Produ-

ção da Bacia de Campos (2017). Nesses 40 anos de produção, desde o início com Enchova, em 1977, a Bacia de Campos produziu impressionantes 12,8 bilhões boe^{XXV}, o que equivale a 62,74% da produção acumulada brasileira desde que a criação da Petrobrás até 2017. E no ano de 2017, segundo os mesmos autores, a Bacia de Campos respondeu por 43% de toda produção diária brasileira, apesar do declínio da produção de 2,2% ao ano, a partir do pico da produção em 2009.

XXV - Boe – barril de equivalente em óleo, do inglês “barrel of oil equivalent”; que inclui a parte líquida (óleo e condensado) e gás natural.

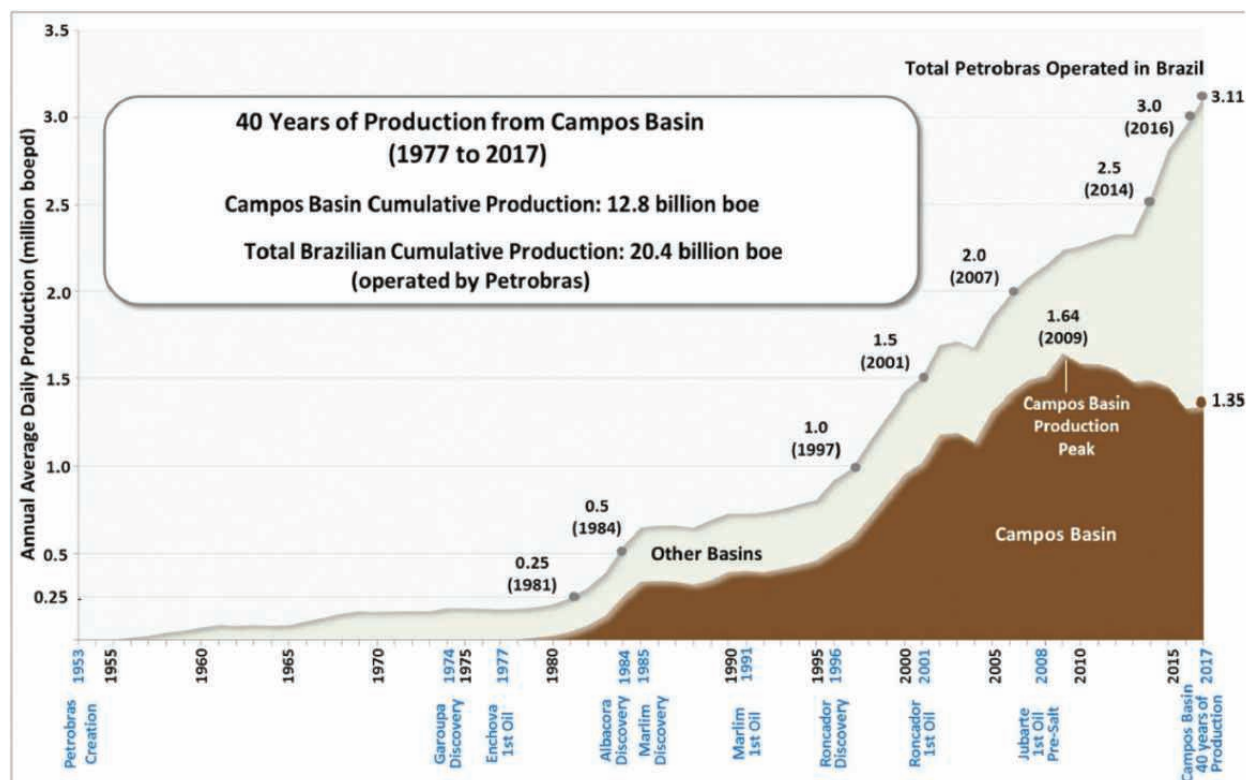


Figura 7-9 – Produção média anual brasileira e da Bacia de Campos (hachurada em marrom) – modificada de Dumas et al. (2018).

BIBLIOGRAFIA

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. “Merluza/2016. Sumário Exploratório ANP”. Rio de Janeiro: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), 2016.

BATALHA, M., & CUNHA, V. (2018). “The Big Journey of a Giant: The Campos Basin’s History”. Offshore Technology Conference 2018, Houston, EUA.

BUENO, R. “A Farsa do Petróleo: Por que querem destruir a Petrobrás”. Petrópolis: Vozes, 1980.

CAMPOS, C. W. “Depoimento para o Projeto Memória da Petrobrás. 198. (P. A. Ramos, & M. A. Quaglino, Entrevistadores)”, maio-junho 1988. Rio de Janeiro: FGV-CPDOC/PETROBRAS, 1988.

CLUBE DE ENGENHARIA. “Petróleo, uma questão de sobrevivência – O apaixonante debate ‘Petróleo: Contratos de Risco e Monopólio’, que reuniu no Clube representantes da Petrobrás, entidades civis e profissionais e público numeroso”. Boletim Informativo, maio de 1980, p. 5.

DUMAS, G. E., B, F. E., JOHANN, P. R., SILVA, L. S., VIEIRA, R. A., BRUHN, C. H., & PINTO, A. C. “Reservoir Management of the Campos Basin Brown Fields”. Offshore Technology Conference, Houston, 2018.

FERNANDES, H. “O Angustiante, Difícil e Constrangedor”. Tribuna da Imprensa, 10 outubro 1975, p. 1.

FERNANDES, H. “O álcool como combustível e a força das multinacionais”. Tribuna da Imprensa, 16 abril 1980, p. 1.

LINK, Walter. Site da FGV/CPDOC. (s.d.) Disponível em: <<http://www.fgv.br/cpdoc/acervo/dicionarios/verbete-biografico/link-walter>> Acesso em: 24 julho 2022.

GOODERMOTE, D., & MANCKE, R. B. “Nationalizing Oil in the 1970s”. The Energy Journal, 1983.

“PTB É CONTRA MUDANÇA NO RISCO”. Jornal do Brasil, 15 abril 1980.

JUNQUEIRA, E. (s.d.). Site da FGV/CPDOC. Disponível em: <<http://www.fgv.br/cpdoc/acervo/dicionarios/verbete-biografico/cesar-cals-de-oliveira-filho>>. Acesso em: 24 julho 2022.

LAGOA, A. “Quadro de crise política preocupa áreas militares”. Tribuna da Imprensa, 15 abril 1980, p. 5.

LAIER, A. P. “A Tentativa de se apropriarem de Campos e da Cessão Onerosa”. Site da Associação dos Engenheiros da Petrobrás (AEPET). Disponível em: <<https://www.aepet.org.br/w3/index.php/conteudo-geral/item/2470-a-tentativa-de-se-apropriarem-de-campos-e-da>>

-cessao-onerosa?highlight=WyJjb250cmF0byBkZS-ByaXNjbXJd> Acesso em: 24 de agosto de 2022.

MINISTÉRIO DAS RELAÇÕES EXTERIORES. “Presidente focaliza crise mundial e anuncia contratos de risco: Discurso do Presidente Ernesto Geisel dirigido à Nação, em 9 de outubro de 1975, por uma cadeia de rádio e televisão”. *Resenha de Política Externa do Brasil* (outubro, novembro e dezembro de 1975), pp. 23-30. Acesso em: 04 junho 2022.

NEHRING, R. “Giant Oil Fields and World Oil Resources”. Santa Mônica, Califórnia, EUA: Rand Corporation, 1978.

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL. “Transcrição do discurso do senador Teotônio Vilela na Ata da 35ª Sessão”. *Diário do Congresso Nacional*, Ano XXXV, número 22, (pp. 887-892). Brasília, 1980.

SAMPAIO, R. F., CANDIDO, A. G., SANT ANNA, M. V., & BEZERRA, A. C. “Exploratory Efforts in the Campos Basin Ring Fences”. *Offshore Technology Conference*, Houston, EUA, 2018.

SIMMONS, M. R. “The World’s Giant Oilfields: How Many Exist? How Much Do They Produce? How Fast Are They Declining?” *Simmons & Company International*, 2002. Disponível em: <<http://energyskeptic.com/wp-content/uploads/2011/07/Simmons-Giant-Oil-Fields.pdf>> Acesso em: 17 julho 2022.

SIQUEIRA, F. “Relembrando Fatos”. In: “AEPET 50 Anos: Pelo Brasil, Petrobrás e seu Corpo Técnico” (pp. 95-179). Rio de Janeiro: Associação dos Engenheiros da Petrobrás (AEPET), 2011.

“GENERAL DIZ QUE É CRIME ENTREGAR PAÍS ÀS MULTIS”. *Tribuna da Imprensa*, 16 abril 1980, pp. 1 e 5.

“FALOU, FALOU, CAIU: O GENERAL QUE DISCURSAVA CONTRA MULTINACIONAIS FOI PUNIDO POR SIMPLES INDISCIPLINA”. *Veja*, 23 abril 1980, pp. 24-25.

VILELA, T. B. “Discurso do Senador Teotônio Vilela no Senado em 15 de abril de 1980”. *Diário do Congresso Nacional*, Ano XXXV, Número 22, Seção II, pp. 887-892. Brasília, 1980.



CAPÍTULO 8

PRÉ-SAL: MALDIÇÃO OU REDENÇÃO?

Marco Antônio Pinheiro Machado

Era uma vez um Brasil com uma população de 100 milhões, um país do chamado “terceiro mundo”, com problemas crônicos de desenvolvimento, mas rico em recursos naturais, menos um: petróleo. À escassez desta matéria-prima era atribuída a causa de todos os seus males. Consumia-se já um milhão de barris por dia e produzia-se apenas 150 mil. A importação do “ouro negro” elevou a dívida externa a estratosféricos 25 bilhões de dólares logo após a guerra do Yom Kippur no Oriente Médio, em 1973. Essa dívida era o gargalo da nossa redenção. Havia racionamento velado de gasolina, pois os postos eram obrigatoriamente fechados durante à noite e todo o fim de semana. Um horror! A Petrobrás, um oásis de excelência técnico-científica na sociedade, com alguma chance de investimentos conseguidos à base de fórceps e se aproveitando da natureza “abençoada por Deus” após cumprir vários ciclos de grandes descobertas chega ao manancial do Pré-sal (figura 8-1), três décadas depois. Em poucos anos passa a grande exportador da *commodity*. Seus problemas acabaram? Não! A exemplo de uma típica “república de banana”, as tentativas de abolir a desigualdade social e obter um crescimento sustentável consolidado foram mais uma vez abortadas pela hegemonia das oligarquias (as tais elites do atraso) se aproveitando da ignorância de um pobre povo; e a melhor amostra da contradição é o caso do atual preço dos combustíveis: equivalente ao valor internacional. Afinal, tem cabimento uma empresa estatal extrair do seu próprio terreno em reais (a um custo baixíssimo, diga-se de passagem, quase equivalente aos do Golfo Pérsico) e vender ao preço de importação. Imaginem se fosse privatizada! Pois bem, ainda há tempo de fugir desta maldi-

ção. Basta retomar a BR Distribuidora, retomar as refinarias e a malha de dutos de gás vendidos a preço de banana, em outras palavras, voltar a verticalizar o processo do “poço ao posto” em toda a sua plenitude e ficarmos definitivamente imunes às oscilações políticas do preço do *Brent*. A descoberta do Pré-sal foi mais um “cavalo encilhado” que passou na história do Brasil e para entender a sua importância nada melhor do que informar aos cidadãos e cidadãs comuns, como ele se formou e como a Petrobrás chegou até ele. Conhecimento é, sobretudo, soberania! Assim, façamos uma pequena viagem na leitura das próximas linhas, um pequeno mosaico que, em última análise, foi elaborado por gerações de brilhantes geocientistas brasileiros. Bem-vindo à Amazônia Azul, com os seus cem bilhões de barris de petróleo recuperáveis no subsolo (10 bilhões já drenados) (Figura 8-2), o que, com base na atual taxa de consumo e exportação, poderá sustentar um complexo industrial e econômico nacional por mais cem e, quiçá, se a nação finalmente acordar, montar no “cavalo encilhado”, mandar as nossas crianças para escola de qualidade, erradicar a pobreza e sepultar definitivamente essa maldição.

Amostra do pré-sal



Foto: Geólogo Marco Antônio Pinheiro Machado.



Figura 8-1 - Mapa tectônico do Atlântico Sul com o pré-sal brasileiro destacado (em vermelho) na Margem Continental Atlântica Passiva Leste. Fonte: www.mdig.com.br

AS PRIMEIRAS ESCOLAS DE GEOLOGIA E O PAPEL DA PETROBRÁS

As grandes companhias de petróleo, as chamadas *majors* ou Sete Irmãs (um dia foram sete, mas as fusões inerentes ao sistema capitalista confundem esse número), têm como missão final abastecer os mercados com derivados dessa *commodity*. Elas tiveram uma origem comum lá pelo último quarto do século XIX, quando a exploração de petróleo entra na escala industrial para substituir o óleo de baleia e suprir com outros derivados, além do querosene, uma demanda de mercado em acelerado crescimento.

A exploração de petróleo, como toda atividade econômica do mundo moderno, obedece a padrões e rituais cujas bases foram estabelecidas

há mais de cem anos por John Davison Rockefeller, empresário norte-americano que está para a indústria do petróleo assim como Henry Ford está para a indústria automobilística – dois segmentos que vêm se retroalimentando por esses cem anos afora. Assim como Ford idealizou a chamada “linha de montagem”, Rockefeller idealizou o sistema “do poço ao posto”, ao formatar o controle do negócio desde a extração, passando pelo armazenamento, transporte e refino até a distribuição. Duas condutas que elevaram a produtividade da economia mundial a níveis recordes, mas que, no caso do petróleo, produziu o maior cartel privado da era capitalista. Um monopólio tão grande e perverso, como todo monopólio privado, que deu um trabalho aos poderes legislativo e judici-

ário estadunidense, obrigando a pulverização do seu império, a Standard Oil, a mãe das Sete Irmãs, transformando-a em 34 novas companhias, em 1911. Nos salões e corredores frequentados pelos executivos da indústria petrolífera, ouve-se que o velho Rockefeller propalava: “A companhia mais lucrativa do mundo é uma empresa de petróleo, e a segunda mais lucrativa, uma empresa de petróleo mal administrada”. Tal afirmativa é um evidente exagero. Rockefeller deve tê-la invocado alguma vez para conseguir um gordo financiamento. De qualquer maneira, tem um fundo de verdade, uma vez que grandes descobertas podem acontecer não exatamente ao acaso, mas inesperadamente. Sendo pioneiros nas atividades petrolíferas em larga escala iniciadas em fins do século XIX, os Estados Unidos em poucas décadas alcançaram protagonismo econômico e político mundial. Aquinhoados por um grande território repleto de recursos minerais, especialmente petróleo em terras emersas (não cobertas pela água) e a pequenas profundidades (isto é, de fácil e barata extração), o capitalismo americano floresceu puxado por esta tremenda locomotiva.

Mais ou menos cem anos depois, o Brasil entra nessa corrida criando a Petrobrás, em 1953, sem ter sequer uma faculdade de geologia com nível universitário. No vácuo do desenvolvimento do governo Juscelino Kubitschek, dando continuidade às iniciativas de Getúlio Vargas, em 1957 foram criados quatro cursos de geologia em universidades federais: Porto Alegre, São Paulo, Recife e Ouro Preto. Os cursos foram financiados pela Petrobrás, criando-se a Campanha de Formação de Geólogos (Cage), com o objetivo de assegurar a existência de pessoal especializado em geologia, em qualidade e quantidade suficientes às necessidades dos empreendimentos públicos e privados no país. Esses cursos de geologia financiados pelo Cage eram “a menina dos olhos” dos jovens vocacionados, pois ofereciam bolsas durante todo o período. Eméritos professores estrangeiros, a maioria norte-americanos, foram contratados, e farta bibliografia (através do programa Aliança Para o Progresso, criado pelo pre-

sidente norte-americano John Kennedy no auge da Guerra Fria, a fim de frear o avanço do socialismo na América Latina) recheou as bibliotecas das novas escolas de geologia.

Em 1954, o geólogo norte-americano Walter Link (1902-1982) foi contratado pelo primeiro presidente da Petrobrás, o general Juracy Magalhães, para realizar um balanço do potencial petrolífero das bacias brasileiras. *Mister Link* trouxe consigo vários especialistas, mas trabalhou também com equipes brasileiras. Produziu ao final de sua estada, em 1960, um relatório muito pessimista, com ênfase nos aspectos negativos das diversas bacias, e recomendando a intensificação dos estudos na prolífica bacia do Recôncavo e genericamente, *en passant*, uma investida na parte marinha de Sergipe. Na verdade, seu relatório não parece faccioso, apesar de pecar por condenar ou omitir várias áreas terrestres que se mostraram muito produtivas nas décadas seguintes, como é o caso da Bacia Potiguar no Rio Grande do Norte, da Bacia do Espírito Santo e um *revival* do próprio Recôncavo. Relatos posteriores, como o livro do geólogo Pedro de Moura, confirmam este pessimismo e revelam a obsessão e subsequente decepção de Link em relação à Bacia do Amazonas. O relatório de Link foi largamente criticado numa época de política polarizada e efervescente no Brasil. O velho exploracionista americano lava as suas mãos ao anexar em um dos seus relatórios (trata-se, na verdade, de uma série de três memorandos) uma tabela com a opinião de cada técnico, inclusive brasileiros, sobre as bacias analisadas.

Diferente foi o relatório dos russos E. A. Bakirov e E. I. Tagiev, depois de uma visita que durou apenas quatro meses, em 1963, a convite do então presidente da Petrobrás, o general Albino Silva, que bateu literal e explicitamente de frente com o de mister Link, diagnosticando que o Brasil não tinha petróleo porque não tinha investido o suficiente ainda. Fizeram críticas duríssimas ao método de exploração, principalmente, quanto a procedimentos praticados no desenvolvimento dos campos no Recôncavo, e deram excelentes

sugestões para a reestruturação dos métodos exploratórios. Durante a Guerra Fria, esse tipo de contraponto era comum e se refletiu na história da exploração mundial do petróleo. Governos contratavam os gringos para avaliar áreas, estas eram subavaliadas, os russos eram chamados e, bingo! Achava-se muito óleo. As sugestões dos russos, voluntariamente ou não, foram implementadas aos poucos nos anos seguintes e tratavam-se na verdade de práticas de exploração padronizadas universalmente. Três exemplos: realizar estudos geológicos regionais antes de sair garimpando campos de petróleo; deixar a cargo das equipes de exploração, e não de engenheiros de produção, a delimitação de cada campo recém-descoberto; idealizar um centro de pesquisas e espalhar laboratórios de análises de rochas pelos distritos (denominação à época, das “filiais” da Petrobrás nos estados em que explorava).

A Petrobrás, no início dos anos 1960, na época do famoso Relatório Link, realizou uma reestruturação histórica na área administrativa, departamentalizando as atividades com especial atenção para a área de exploração e produção, mas mantendo o grosso de investimentos na área de comercialização e abastecimento (importação e refino). Nas primeiras duas décadas após a criação da Petrobrás, o esforço da exploração e da produção foi centrado na Bacia do Recôncavo Baiano, nos arredores da cidade de Salvador e da Baía de Todos-os-Santos, e, secundariamente na Bacia de Sergipe-Alagoas, motivado pela descoberta do campo gigante de Carmópolis, na cidade de mesmo nome, em Sergipe (que, aliás, até hoje produz também em camadas equivalentes às do Pré-sal da Bacia de Santos).

Ainda na “fase Link”, houve a formação dos novíssimos geólogos brasileiros, tendo como principal atrativo de carreira profissional a promissora estatal brasileira. Legiões deles foram contratadas e imediatamente submetidas a um curso de es-

pecialização de alto nível em Salvador, ministrado por expoentes das universidades americanas conveniadas com a Petrobrás. Anteriormente, engenheiros, naturalistas e, dizem, até dentistas (isto é, bastava praticamente ter nível superior), eram enviados às universidades nos Estados Unidos para serem formados nas artes de prospecção de petróleo.

No final dos anos 1960, a Petrobrás deu uma guinada exploratória para o mar, na Plataforma Continental Brasileira (o leito e o subsolo das áreas submarinas que se estendem para além do seu mar territorial, incluídas na posteriormente denominada Zona Econômica Exclusiva, ou ZEE), reconhecida internacionalmente pela Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar como território brasileiro para fins de extração de recursos vivos e não vivos, até 200 milhas (370 quilômetros) da costa. A Plataforma Continental Brasileira também vai ser aqui chamada pelo seu nome técnico-geológico: Margem Continental Atlântica Passiva Leste ou simplesmente Margem Continental Passiva. Esta região é uma larga faixa, desde águas rasas até ultraprofundas, que acompanha paralelamente o litoral brasileiro.¹

A autossuficiência em petróleo foi sempre o grande sonho perseguido pela sociedade brasileira desde as jornadas da campanha “O Petróleo é Nosso”, criada no seio da sociedade brasileira no final dos anos 1940, e crucial após a grande crise de 1973, quando, em represália ao apoio prestado pelos Estados Unidos a Israel durante a Guerra do Yom Kippur, os países árabes, associados na Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), aumentaram em 400% o preço do barril (de três para doze dólares). Nesse ano de 1973, o Brasil quase foi à bancarrota, porque produzia míseros 100 mil barris por dia e já consumia um milhão. O “milagre brasileiro” se dissolveu diante de uma dívida externa altíssima para a época, hoje módicos 24 bilhões de dólares.

¹ - A rigor, a Plataforma Continental é um ente geológico, ou uma feição fisiográfica, formado por tudo, água incluída, mas com uma extensão definida em área, a oeste, pela linha de costa (as praias ou o litoral) e, a leste, pelo início do talude continental, onde a declividade do assoalho oceânico fica mais íngreme. Esse limite é dúbio e digno de debates. O termo plataforma designa esse platô, que se destaca num perfil do oceano entre o Brasil e a África. O termo continental designa que se trata de uma continuidade do continente, mas debaixo do mar. Em resumo, do litoral do Brasil até a Cordilheira Meso-Oceânica tem-se: Plataforma Continental Brasileira/talude/planície abissal/Cordilheira Meso-Oceânica. Daí até a África a mesma coisa invertida.

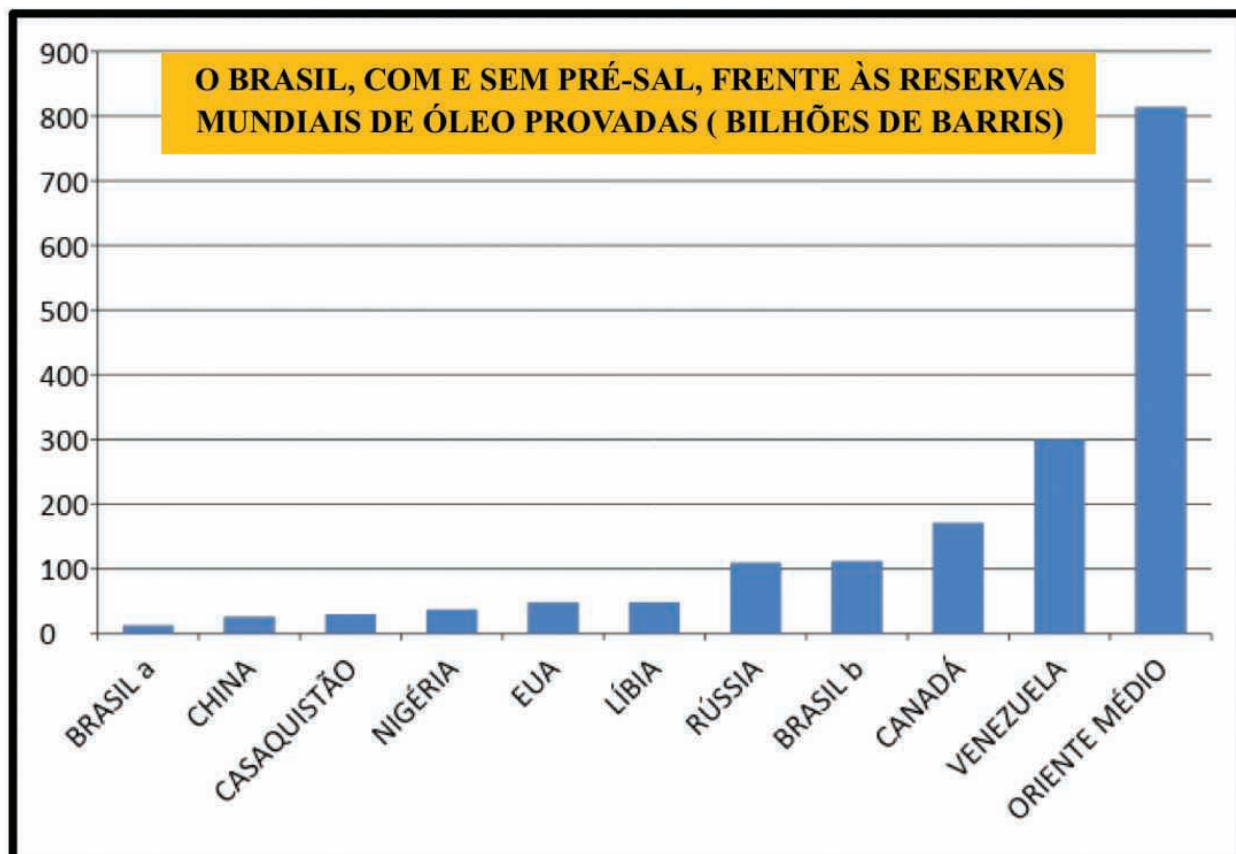


Figura 8-2 - Comparativo das potenciais reservas do Pré-sal brasileiro ("Brasil b"), frente aos demais pólos mundiais, em 2017.

Paralelamente à crise, a Petrobrás continuou seu desenvolvimento, e as gerações de engenheiros e geólogos exploracionistas formadas no Brasil forjaram uma empresa com *status* internacional. Nas décadas de 1970 e 1980, vieram as grandes descobertas da Bacia de Campos, sob o mar que banha o estado do Rio de Janeiro, catapultando a produção diária dos estacionários 100 mil para 500 mil barris de óleo por dia em 1984. Poderíamos ter alcançado logo a marca da autossuficiência, não fossem as crises e recessões econômicas que deprimiam o investimento na companhia. A Bacia de Campos se mostrou tanto mais prolífica quanto mais se perfurava em lâmina d'água mais profunda. A lâmina d'água nada mais é do que a profundidade do mar no local onde se posiciona o equipamento de perfuração.

Várias outras bacias brasileiras, concomitantemente à onda de Campos, contribuíram muito para ultrapassar a marca de um milhão de barris em 1995, mas foi só com o desenvolvimento dos campos gigantes de Marlim e Albacora, na Bacia

de Campos, quando a produção dobrou para 2 milhões de barris em 2005/2006, que o Brasil finalmente alcançou a autossuficiência em petróleo, não devido à quebra do monopólio da Petrobrás, mas apesar dela, porque esse marco foi simplesmente o fruto do amadurecimento dos projetos de produção dos campos supracitados, descobertos na virada dos anos 1980 para os anos 1990.

É preciso ressaltar que uma grande descoberta realizada em um bom poço pioneiro no mar é rara. A confirmação dessa descoberta mediante a perfuração de dois ou três poços de extensão (ou de delimitação) pode levar até dois anos, e o desenvolvimento do campo com a perfuração de mais uma dúzia de poços, entre produtores e injetores, incluindo a infraestrutura de escoamento, pode levar mais cinco ou seis anos, de sorte que uns oito anos é considerado um período médio normal para se colocar um campo marítimo na plenitude da sua produção. Em tempo: um "poço pioneiro" é apenas o primeiro furo, geralmente retilíneo, realizado com muita tecnologia e cuidado

em uma área que pode vir a se tornar um “campo”, se outros poços confirmarem a presença de petróleo em uma extensão razoável que justifique interesse econômico. Uma bacia sedimentar, como as já citadas Bacias de Santos e de Campos, é uma grande massa de rochas sedimentares que contém os diversos campos de petróleo. É possível encontrar vários campos de petróleo diferentes em um mesmo poço, se eles estiverem obviamente em profundidades diferentes. Quando um poço, seja pioneiro ou de delimitação, não revela petróleo, diz-se que o poço é “seco”. Normalmente o campo de petróleo leva o nome do poço pioneiro que o descobriu.

A grande crise do Oriente Médio na década de 1970 felizmente coincidiu com as principais descobertas na Bacia de Campos, e o início do declínio da produção desta coincidiu com o alvorecer do Pré-sal.

A GÊNESE DO HABITAT DO PETRÓLEO E DELE MESMO, UMA DISCUSSÃO

A geologia é a ciência que estuda a história da Terra. É uma ciência nova, que foi estabelecida com solidez somente em meados do século XIX, mais ou menos na altura em que Charles Darwin (1809-1882) elaborava o revolucionário *A origem das espécies*. Seu amigo escocês Charles Lyell (1797-1875), considerado um dos mais brilhantes e pioneiros geólogos, colaborou muito para a revolucionária teoria da evolução. Esta época é marcada também por uma aceleração no desenvolvimento da física e da química, dois ramos das ciências exatas que podem ser considerados os pilares da geologia moderna e que levaram ao desenvolvimento de artefatos que possibilitaram a investigação da constituição e estrutura da Terra.

A geologia poderia ser considerada também uma ciência exata porque todos os fenômenos naturais que envolvem a evolução do nosso planeta são controlados por fatores materiais, mensuráveis. Não existe algo como o dedo de Deus na ocorrência dos terremotos, na erupção dos vulcões. As causas da formação das montanhas,

dos rios, dos oceanos, dos desertos e das geleiras não são subjetivas. Contudo, a quantidade de fatores que agem combinados para a ocorrência desses fenômenos resulta numa complexidade tão grande que muitas questões escapam do nosso controle, de tal forma que pode-se considerar, sim, a geologia como uma ciência não exata, jovem, cujo cânone, conceitos e métodos ainda estão em fase de desenvolvimento, daí a profusão de interpretações e estimativas de seus praticantes, principalmente quando as tradicionais técnicas científicas de experimentação não podem ser aplicadas.

No século XIX, com a Revolução Industrial, a explosão populacional e a enorme divisão e diversidade de atividades econômicas advindas, a demanda por recursos naturais, em especial energéticos, cresceu tanto que a geologia se especializou em inúmeras subdivisões. Vamos então tratar de apenas uma delas: a geologia do petróleo, e vamos focar nas bases dessa disciplina para entender o Pré-sal. Sendo uma ciência ainda nova e não exata, a geologia periodicamente é sacudida por uma revolução na mudança de direção do conhecimento e da investigação, às vezes mais radical do que a própria dialética propugna. Velhos e até novos conceitos são reduzidos a escombros em poucos anos. Quando acontece uma mudança de paradigmas dessa ordem, a geologia do petróleo é afetada, produzindo dentro dela novas revoluções.

Começemos por uma revolução que ocorreu nos anos 1960: a Teoria da Tectônica de Placas. Desde a época da viagem de Darwin no *Beagle*, em 1831, intrigava a comunidade científica a correspondência ou a semelhança entre fósseis encontrados na África e na América do Sul. Dinossauros com mesmo DNA pereceram quase que simultaneamente em lagos existentes nesses dois continentes tão distantes, separados pelo Oceano Atlântico.

Já em meados do século XX, com o surto de investigação do fundo dos oceanos, foi constatada a existência de faixas de anomalias magnéticas mais ou menos Norte-Sul, isto é, paralelas

às costas leste e oeste do Brasil e da África, respectivamente. Essas anomalias estão registradas dentro das rochas que formam o assoalho oceânico. São inversões dos polos magnéticos norte e sul que ocorrem em períodos que variam muito, de poucos milhares de anos até quase um milhão de anos. Pois essas inversões ficam registradas na maneira com que minerais com propriedades magnéticas se orientam de acordo com o campo magnético terrestre vigente na ocasião em que se formam ou se cristalizam, isto é, quando passam do estado líquido (quando ainda são magma) para o estado sólido (quando viram rocha). Esses minerais ricos em ferro se alinham tal qual uma agulha de bússola de acordo com o campo magnético terrestre. Essas faixas de anomalias magnéticas então formam pares positivo-negativo de polo norte e sul, e são datadas. A análise da distribuição desses pares da costa da América do Sul à África revelou que as faixas ficavam cada vez mais novas quanto mais se avançava na direção do meio do Oceano Atlântico até idades bem recentes, coincidindo com uma cordilheira de montanhas submarinas, a Cordilheira ou Dorsal Meso-Oceânica. Mais adiante, vamos entender melhor a importância da descoberta dessas anomalias. Mas que rochas são essas que quando se resfriam e se solidificam apresentam essa propriedade magnética? São justamente as rochas que compõem a maior parte do fundo oceânico: basaltos, muito parecidos com aqueles que formam a bela Serra Gaúcha.

Qualquer fenômeno geológico, como tudo na natureza, é consequência da combinação de outros fenômenos. A investigação do fundo oceânico revelou também a dinâmica da formação desse assoalho: a Dorsal Meso-Atlântica, uma colossal cordilheira submersa que atualmente “rasga” ao meio o Oceano Atlântico; composta por um alinhamento montanhoso vulcanicamente ativo, é a fenda por onde saem esses basaltos que há cerca de 130 milhões de anos estão se formando.

Na verdade, trata-se mesmo de lava, ou magma, ajustada às condições de superfície da crosta terrestre. O magma ascende até o fundo sub-

marino por essa grande fenda e ocupa um novo espaço ao se solidificar no assoalho, ou melhor, um novo assoalho oceânico basáltico. Imaginem a força tremenda necessária para atravessar a crosta terrestre, expulsar essa massa e inclusive empurrar lateralmente todo o assoalho já previamente formado e os continentes adjacentes. Tal força é gerada pelas chamadas *correntes de convecção*, que atuam desde o núcleo do interior da Terra. Podemos imaginar o interior da Terra como uma massa de água em ebulição dentro de uma chaleira. Estando o núcleo, a região da base da chaleira, em contato direto com o fogo, a massa de água mais quente – e por isso mais leve – sofre um fluxo ascendente até esfriar um pouco e, mais pesada, retornar de volta à base da chaleira. Apesar do núcleo da Terra ser considerado sólido, em virtude das enormes pressões ali verificadas, acredita-se que a energia térmica liberada por minerais radioativos seriam a fonte primordial dessa energia.

A esta altura o leitor pode estar se perguntando – mas, afinal, de que material é feito o interior da Terra se o núcleo é sólido e o magma é líquido? Se imaginarmos a Terra como um bolo esférico e cortarmos este bolo bem ao meio, vamos distinguir basicamente quatro partes, sendo da parte mais externa para a mais interna: 1) Crosta: constituída de rochas rígidas ou quebráveis, com uma espessura que varia de 30 a 70 quilômetros; 2) Manto: constituído de rochas em estado líquido, o famoso magma, com espessura de até 2,9 mil quilômetros; 3) Núcleo Externo: constituído basicamente por ferro e algum níquel também em estado líquido, bastante espesso, em torno de 2.250 quilômetros e; 4) Núcleo interno: constituído por ferro e níquel no estado sólido com espessura em torno de 1,2 mil quilômetros. Não é à toa que tanto o ferro do núcleo externo em movimento provoca um poderoso campo magnético. Nosso bolo então tem um recheio de merengue leve (manto), passando a um recheio mais pesado de chocolate amargo (núcleo superior), voltando a um núcleo propriamente dito sólido, mas muito mais espesso e denso do que a crosta, delgada e à mercê

das tais correntes de convexão que ocorrem no manto.

As placas tectônicas, então, nada mais são do que fragmentos de crosta terrestre à deriva, como jangadas, mas controladas pelas correntes de convexão. Tremendos eventos geológicos ocorrem na borda ou no limite dessas placas, provocados quando elas se chocam, se quebram e se dividem.

Voltando à Dorsal Meso-Oceânica (a tal fenda que rasga o Oceano Atlântico de norte a sul): como ela se encaixa nesse contexto da tectônica de placas? Ela é, nada mais nada menos, do que o limite leste da chamada Placa Sul-Americana ou o limite oeste da Placa Africana. Assim, fica mais fácil de entender por que essas anomalias magnéticas são dispostas em faixas paralelas à costa dos continentes e obviamente também paralelas à Cordilheira Meso-Oceânica. E, mais importante, cada anomalia magnética (normal-positiva ou invertida-negativa) formada na Placa Africana tem seu par correspondente formado na Placa da América do Sul (Figura 8-3).

Para acomodar todo este basalto que se forma, que vai se cristalizando e definindo seu caráter magnético de polo normal ou invertido (positivo ou negativo), alguma coisa está acontecendo na outra extremidade dessas placas. A oeste, o Brasil avança na direção dos Andes à razão de alguns centímetros por ano, o que é simplesmente a causa da formação dessa grande cordilheira, repleta de vulcões. Os Andes são levantados pelo choque entre a Placa Sul-Americana contra outra grande massa de rochas, a chamada Placa de Nazca, ao passo que a leste a Placa Africana se choca com outras placas dando origem a várias cadeias montanhosas, dentre elas, o famoso Himalaia.

Entre 550 e 160 milhões de anos atrás, não existia o Oceano Atlântico, e, claro que também, não existia a Cadeia Meso-Oceânica. Pois a América do Sul, a África, juntamente com os demais continentes e terras do hemisfério sul, Antártida, Austrália e Índia, eram todos um único continen-

te conhecido como Gondwana, em cima do qual reinaram os dinossauros que testemunharam toda essa confusão até o fim do Cretáceo, há aproximadamente 67 milhões de anos, quando foram bruscamente extintos pelos efeitos climáticos da colisão de um supermeteoro com a Terra, na Península de Yucatã, no México. Podemos agora arrumar cronologicamente as coisas, depois de tomar conhecimento desses eventos. Conhecemos também o mecanismo interno que propicia o arranjo e a movimentação dos continentes. A Teoria da Tectônica de Placas se ajusta como uma luva para explicar a atual distribuição de continentes e vai nos ajudar a explicar neste momento a formação das rochas do Pré-sal, a famosa “camada pré-sal” propriamente dita, a casa, o lar em que todo um manancial de petróleo habita.

A Terra tem a idade aproximada de 4,5 bilhões de anos, medida através de registros radiométricos de um mineral denominado zircão, encontrado em rochas australianas. A Teoria da Tectônica de Placas é considerada comprovada e consegue explicar a maior parte da evolução da crosta terrestre. Na realidade, seu postulado básico foi lançado no início do século XX, com a Teoria da Deriva Continental, do alemão Alfred Wegener (1880-1930), um geofísico visionário que intuiu essa movimentação, mas não teve condições de explicá-la com a tecnologia da época.

A Deriva Continental de Wegener, mais tarde comprovada pela Tectônica de Placas, pode ser ilustrada por um simples exercício de jardim de infância. Basta pegar um mapa-múndi impresso numa folha de papel, posicioná-lo em cima de uma mesa com tampo preto e recortar cuidadosamente a América do Sul e a África. Em seguida, vamos tentar emendar com fita adesiva a borda leste da América do Sul com a borda oeste da África. Observaremos quase que um perfeito encaixe e uma configuração muito semelhante a uma parte do antigo continente Gondwana. Agora vamos novamente separar um continente do outro, cortando com uma tesoura exatamente ao longo dessa “cicatriz” e vamos afastar em cima da mesa um continente do outro, a América do Sul à

esquerda e a África à direita, rotacionando lenta e levemente um e outro no sentido horário e anti-horário, respectivamente. À medida que progride o movimento, vemos o aumento da superfície escura da mesa, abaixo.

Muito bem, vamos às analogias: 1) a fase de união dos dois continentes graças à fita adesiva representa uma parte do continente Gondwana há cerca de 140 milhões de anos; 2) a cicatriz na qual a tesoura entrou em ação representa a fragmentação do continente Gondwana, com o consequente surgimento de uma cadeia Meso-Oceânica no lugar desta cicatriz; 3) o afastamento dos continentes é acompanhado pelo descobrimento da superfície negra da mesa, que representa a criação de assoalho oceânico de natureza basáltica, ou pela solidificação do magma que aflora do interior da Terra; 4) como último ato podemos, com tiras de esparadrapo branco a cada 2 centímetros de separação, estampar na mesa faixas paralelas à cicatriz representando anomalias magnéticas positivas, sendo as anomalias magnéticas negati-

vas representadas pelas lacunas entre as tiras de esparadrapo.

A descoberta dessa conjugação entre os pares de anomalias magnéticas foi a primeira prova séria da existência da Tectônica de Placas. Lembro que esse exercício é apenas uma alegoria e que as anomalias magnéticas são insípidas, incolores e inodoras, isto é, invisíveis a olho nu e identificadas apenas por meio de uma varredura do fundo do oceano por magnetômetros embutidos em navios e milhares de análises de amostras em laboratório. *Voilà!* O leitor pode agora explicar a uma turminha de jardim da infância a Teoria da Tectônica de Placas.

Bacias sedimentares se desenvolvem com a subsidência dos terrenos adjacentes à cadeia meso-oceânica com o desenvolvimento dos *rift-valleys*.

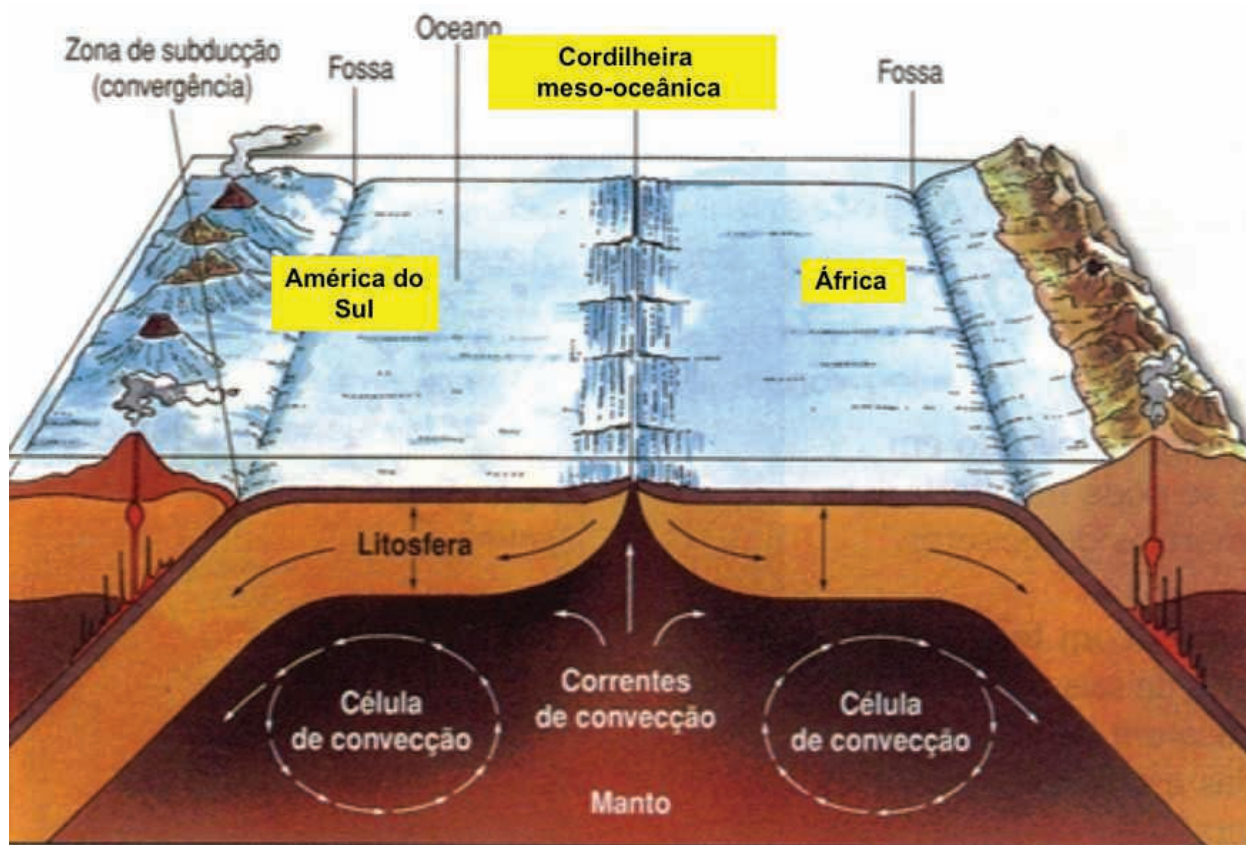


Figura 8-3 - Modelo simplificado similar a um estágio da separação Brasil/África.

Fonte: www.notapositiva.com/old/pt/trbestbs/geologia

Vamos agora detalhar o que exatamente aconteceu nesse momento crucial de fragmentação de Gondwana, ou o início da separação da América do Sul e da África, antes mesmo da formação da Cordilheira Meso Oceânica. Todos os grandes eventos geológicos que envolvem movimentação de enormes massas de rocha (cujos motores são forças internas do planeta e a própria força da gravidade) são denominados *eventos geotectônicos*. O termo *tectônico* vem do grego e significa construção. Em nosso caso, vamos passar a descrever a evolução da separação entre esses dois continentes, que passa pela formação de uma *bacia sedimentar*.

Uma bacia sedimentar é uma grande feição geomorfológica: quer dizer, uma forma de bacia doméstica com proporções planetárias, de grande envergadura. Várias podem ser as causas da formação de uma bacia sedimentar. Uma delas é o surgimento de uma depressão inicial, quando uma trama de fraturas se desencadeia na crosta terrestre em virtude de deslocamentos anômalos do manto que podem ou não estar relacionados com as correntes de convexão. Essas anomalias concorrem para um fluxo de calor e afinamento da crosta que, se distendendo, provoca grandes fraturas que se deslocam lateralmente, individualizando blocos que, afastando-se entre si, criam espaços, verdadeiros buracos ou pequenas sub-bacias captadoras de resíduos provenientes do intemperismo e da erosão das zonas mais altas, que circundam essas depressões.

Essa fase inicial de formação da bacia é denominada *fase rifte*, com a formação do chamado *rift valley*. A fase rifte dura em torno de 20 milhões de anos, período suficiente para acontecer uma subsidência de até 10 quilômetros. Mas essa subsidência – isto é, o aumento da grande depressão ou buraco – é acompanhada pela deposição de sedimentos ou resíduos, que com o soterramento ou o peso de novos sedimentos causam a consolidação de rochas sedimentares. Assim, os sedimentos soltos, ditos friáveis, transportados para o buracão, aos poucos são cobertos ou soterrados por novas camadas de sedimentos. Tudo isso

ocorre em meio subaquático. Um imenso lago alongado ocupa esse buraco. Eventualmente o lago seca, passando a um regime fluvial (rios) e até desértico. Sempre haverá espaço para acumulação de sedimentos e posterior consolidação de rochas sedimentares porque a subsidência é contínua. O adjetivo *sedimentar* no termo *bacia sedimentar* então está relacionado a essa captação de resíduos, mais propriamente denominados *sedimentos*.

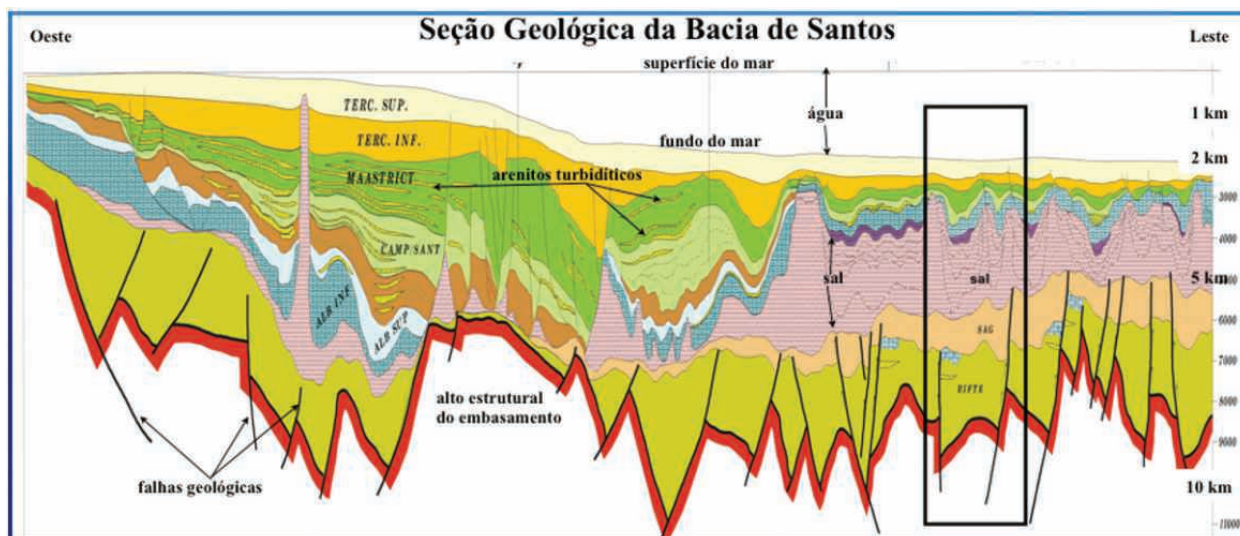
Chegamos ao ponto de fazer aqui um parêntese e descrever os três principais tipos de rochas que formam a crosta terrestre: 1) *rochas ígneas*, criadas diretamente a partir do resfriamento e da solidificação do magma de origem normalmente mantélica (do manto superior). As rochas ígneas podem ser eruptivas (ou vulcânicas), quando se resfriam rapidamente em contato com a atmosfera ou com um substrato aquoso (oceano ou lagos, por exemplo), ou plutônicas, quando se formam em grandes profundidades, dentro da crosta terrestre; 2) *rochas sedimentares*, criadas a partir da erosão de rochas pré-existentes de qualquer tipo. As rochas sedimentares são inicialmente formadas na superfície da crosta terrestre. Os resíduos ou sedimentos erodidos pelo intemperismo normalmente são transportados pela água, vento ou gelo e, finalmente, depositados nas já citadas bacias sedimentares, conforme vimos. Com o progresso da sedimentação, uma camada se depositando em cima da outra, ocorre o soterramento e consolidação da rocha sedimentar. As rochas sedimentares podem também se formar por meio da precipitação química, ou como produto do metabolismo de organismos marinhos, como é o caso dos calcários, que são rochas derivadas desses esqueletos marinhos. Neste caso, normalmente não necessitam de transporte; 3) *rochas metamórficas*, criadas pela transformação dos tipos anteriores em ambientes submetidos a altas pressões e temperaturas capazes de mudar a composição e a estrutura dos minerais. São normalmente formadas no interior da crosta, a grandes profundidades. As bacias sedimentares contêm predominantemente rochas sedimentares com

alguma ocorrência de rochas ígneas eruptivas ou vulcânicas. Rochas metamórficas são muito raras em bacias sedimentares, e são mais comuns em bordas de placas de colisão; juntamente com as ígneas, perfazem o maior volume da crosta terrestre. O assoalho das bacias sedimentares, contudo, é constituído por rochas muito velhas, muito duras, normalmente ígneas e metamórficas. O termo técnico para esse assoalho é *embasamento* ou *embasamento cristalino*.

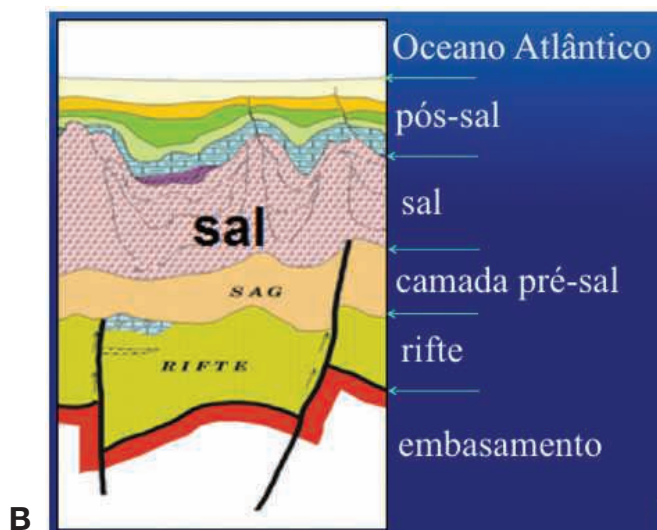
Voltemos ao rifte, esta grande feição geológica, uma depressão alongada no terreno, limitada por grandes fraturas, que com o tempo já pode ser caracterizada como uma bacia sedimentar. O rifte “atlântico” formado então rasga o supercontinente de Gondwana de sul a norte, mas ainda não separou definitivamente os dois continentes. Aos poucos, a subsidência ou evolução do rifte fica mais lenta e forma-se um grande lago com sedimentação siliciclástica (à base de areia e argila) nas bordas e carbonática no centro. É nessa ocasião que se forma a rocha-reservatório do Pré-sal. O lago torna-se muito alcalino (o contrário de acidez), um ambiente muito hostil a organismos vivos, exceto um certo tipo de bactéria: a cianobactéria. Essas vão formar extensas colônias que com o tempo se solidificam como calcários.

O grande lago, cuja formação o rifte oportunizou, fica bem raso e estabelece-se uma sutil comunicação com o grande oceano que existia ao sul. As entradas esporádicas do mar salinizam o grande lago, e a combinação com um clima extremamente árido possibilita a precipitação de vários tipos de sal (predominando cloreto de sódio), os chamados *evaporitos*. Assim, camadas de sal se formam sobre as colônias de cianobactérias. Não se sabe qual o motivo, mas há uma nova aceleração na razão de subsidência, que em certos locais propicia espessas camadas de evaporitos. Estima-se que a deposição ou precipitação de 2 a 4 quilômetros de sal na Bacia de Santos ocorreu durante 500 mil anos – muito rápido, se comparado com a idade da Terra.

A subsidência quase cessa, e se estabelece mais ou menos no centro do rifte, seguindo esse mesmo lineamento sul-norte, o vulcanismo generalizado formador da cadeia Meso-Oceânica. Nesse local a crosta atinge seu afinamento máximo. Através da fenda da grande cordilheira, o magma extrude e se solidifica rapidamente em basaltos, pelo resfriamento. Ocorre o chamado *espalhamento do fundo oceânico* em ambos os lados e a consequente formação de uma nova crosta terrestre denominada *crosta oceânica*. A crosta anterior, sobre a qual se estabeleceu o rifte, denomina-se *crosta continental*. A crosta continental é como se fosse uma legítima colcha de retalhos, muito antiga, formada por praticamente todos os tipos de rocha, ao passo que a crosta oceânica é bem nova e constituída praticamente de uma única rocha: basalto. Com o espalhamento do fundo oceânico ocorre a deriva continental, e vimos que a prova disso está impressa no magnetismo remanescente dos minerais encontrados nos basaltos. Mas não acaba aqui a evolução da bacia que começou como um rifte. Com o tempo ocorre o resfriamento da base da crosta continental rifteada e, estando ela mais pesada (porque fica mais densa), volta a sofrer subsidência. A bacia continua sua evolução, mas agora mais lentamente. Durante cerca de 100 milhões de anos (até o presente), cerca de 4 a 5 quilômetros de espessura de sedimentos serão depositados. Reparem que essa é uma taxa de sedimentação muito menor do que na época do rifte. *Sedimentação* é um termo que se usa para a acumulação contínua de fragmentos rochosos (sedimentos) uns sobre os outros.



A



B

Figura 8-4 - As figuras acima mostram, respectivamente, (A) um corte regional de 200 km ao longo da Bacia de Santos e (B) um detalhe do preenchimento sedimentar das fases rifte e sag da seção Pré-sal. O Sag equivale à “camada Pré-sal”. (Seção elaborada por M.A.P.Machado – publicada por Freitas, 2006).

A esta altura podemos já descrever um perfil dessa bacia, conforme pode ser visualizado em uma seção sísmica: 1) Seção pré-sal: mais antiga, formada durante a fase rifte, composta por sedimentos fluviais e lacustres depositados em ambiente dito continental, terminando com um imenso lago salgado de caráter alcalino que vamos detalhar mais adiante; 2) Seção evaporítica: termo adequado para o sal em geologia, representando o proto-oceano Atlântico, formado através de inúmeras ingressões marinhas rapidamente evaporadas e dando origem a uma espessa camada de sal; 3) Seção pós-sal: representada por sedimentos já depositados em ambiente francamente marinho; isto é, já estava estabelecida totalmente

a separação Brasil-África, e, com a evolução da deriva continental, ficam caracterizadas a oeste da cordilheira Meso-Oceânica uma enorme bacia alongada norte-sul (isto é, na costa leste da América do Sul) e outra enorme bacia correspondente a leste da cordilheira, ou a oeste da costa africana.

A formação de uma bacia por meio de um rifte é muito comum, e atualmente podemos observar *in loco* esse fenômeno no leste da África desde Moçambique, passando pela Tanzânia, pelo Quênia e pela Etiópia, bifurcando-se a oeste e leste formando o Mar Vermelho e o Golfo de Aden, respectivamente. Tal bacia começou a se formar do mesmo jeito descrito acima há cerca de 25 milhões de anos e deve evoluir para uma frag-

mentação interna do continente africano, com o surgimento de um novo oceano, uma nova crosta oceânica etc. Atualmente ali se localizam os grandes lagos africanos: Tanganica, Vitória, Malawi, entre outros. Essa bela região africana é alvo de muita pesquisa e estudo de campo, às vezes, até por equipes de geocientistas da Petrobrás. Encontra-se ainda em pleno estágio de rifteamento, e o grande lago alcalino (palco de deposição das rochas formadoras do nosso Pré-sal) ainda não foi formado, embora traços de sua origem pipoquem aqui e ali.

Como veremos mais adiante, é importante conhecer toda a história de uma bacia sedimentar petrolífera (isto é, que contém muito petróleo) para poder acertar com alguma segurança a localização das grandes acumulações. Encontrar ou explorar petróleo é ciência e arte: mas, quanto mais conhecimento do seu habitat, da sua origem, da sua migração, da sua “carreira”, melhores os resultados.

A essa altura alguns leitores mais perspicazes já deverão estar pensando que, se o grande continente Gondwana foi quebrado e no local dessa quebra se desenvolveu um *rift valley* – isto é, iniciou-se a formação de uma bacia sedimentar – e este rifte vai ser dividido por uma cordilheira meso-oceânica que cria assoalho de basalto tanto para oeste como para leste, então um segmento de rifte migra junto com a placa sul-americana para oeste e outro segmento migra junto com a placa africana para leste. Certíssimo, mas a bacia como um todo evolui de uma fase rifte, agora segmentado em direções opostas, para uma fase final que costuma se chamar de *sag* (Figuras 8.4 A e B). *Sag* é um termo emprestado do chifre do gado típico do Texas, nos Estados Unidos. A forma ou o perfil desse chifre é muito parecida com a forma da camada que se deposita sobre o rifte. A chamada *seção sag* é nada mais nada menos do que a famosa “camada pré-sal”, que contém as nossas grandes acumulações de petróleo. Então temos vários eventos ocorrendo de forma simultânea, vertical e lateralmente: os continentes se distanciando, e uma bacia em evolução. A *seção*

sag, ou o grande lago formador do *sag*, ainda não pode ser considerada marinha, mas assim será, logo que as primeiras incursões de um oceano preexistente, ao sul, comecem. Enquanto o oceano não ingressa, as águas do lago se tornam extremamente alcalinas, de tal forma que só um organismo sobrevive – as cianobactérias, que edificam um tapete contínuo de colônias calcárias, que vai de Santa Catarina até Alagoas, no Brasil, e do sul de Angola até Cabinda, na África.

Quando o mar ingressa paulatinamente ao sul, propicia a deposição da camada de sal. Logo após, em no máximo 1 milhão de anos, num ambiente já francamente marinho, depositam-se espessas camadas de calcários, rochas à base de carbonato de cálcio formadas por esqueletos e carapaças de organismos marinhos e também pela precipitação química direta. Esses calcários de idade albiana, com cerca de 100 milhões de anos, são importantes rochas-reservatório de petróleo na Bacia de Campos. Com a deriva continental em franco prosseguimento, começam a se individualizar duas bacias conjugadas: uma do lado brasileiro e outra do lado africano. O clima muda drasticamente, passando a muito mais úmido. Ocorre o levantamento dos terrenos continentais no interior das placas adjacentes a cada bacia, e ambas passam agora a captar outro tipo de sedimento, não mais calcário, que é uma rocha que se forma *in situ*, dentro da bacia, mas os chamados sedimentos terrígenos do tipo cascalho, areia e argila, que, submetidos à compactação, transformam-se nos tipos rochosos: conglomerado, arenito e folhelho. É o período de formação da chamada *seção Pós-sal*.

Está na hora de abordar a origem do petróleo. É consagrada em toda a indústria do petróleo bem como nas universidades, centros de pesquisa e no imaginário coletivo da sociedade atual a ideia de que o petróleo é de origem orgânica e, sendo assim, um bem ou *commodity* dito *fóssil* e, portanto, finito. A grande verdade é que a teoria clássica da origem orgânica do petróleo não está comprovada. A teoria mais vigente preconiza que o petróleo é formado por meio da acumulação de

matéria orgânica em ambiente subaquático sob condições bem restritas, quais sejam: 1) baixa energia das águas com aporte das áreas que são fonte de sedimento, escassos o suficiente para que predomine a precipitação (no sentido de queda) de grãos muito pequenos que formam lâminas de argila no fundo de um lago ou oceano; 2) precipitação para o assoalho do lago ou mar de grande quantidade de organismos recém-mortos, em sua maioria microrganismos, concomitantemente com os sedimentos acima; 3) ocorrência frequente de eventos anóxicos (com pouco ou nenhum oxigênio) no fundo do corpo de água, promovendo intensa mortandade e preservação dessa matéria orgânica em virtude da ausência ou da escassez temporária de oxigenação; 4) soterramento dessa mistura rica em matéria orgânica preservada até atingir níveis de pressão e temperatura equivalentes a aproximadamente 3 mil metros de rocha, sabendo-se que pressão e temperatura aumentam com a profundidade na crosta terrestre à razão de 10 atmosferas e 3 graus centígrados a cada 100 metros, numa média bem grosseira; 5) uma vez existentes todos os requisitos acima, entra em ação o fator tempo – da ordem de dezenas de milhões de anos –, que consiste no último protagonista da chamada cozinha de geração de petróleo. O fator tempo é uma grande incógnita.

É possível em laboratório produzir hidrocarbonetos a partir de folhelhos ricos em matéria orgânica imatura (querogênio), mas submetidos à altas temperaturas, da ordem de 450 graus centígrados, e pressões equivalentes às encontradas na natureza. O composto líquido-gasoso produzido pode até ser refinado e produzir gasolina, mas carece de muitos outros componentes constituintes do petróleo natural.

Mas de que se constitui o petróleo natural? O termo hidrocarboneto é empregado genericamente para óleo ou gás, isto porque óleo e gás são constituídos por carbono e hidrogênio a uma proporção média de 87% e 13%, respectivamente. A fórmula química geral para os hidrocarbonetos é:

C_nH_{2n+2} , onde: C é o carbono e H o hidrogênio.

CH_4 é a mais simples forma de composto hidrocarboneto: trata-se do gás metano. Sabemos que os organismos vivos, com exceção de sua estrutura esquelética à base de cálcio e fósforo, têm predomínio de cadeias complexas de carbono e hidrogênio combinados (aminoácidos, lipídeos, proteínas etc). Não obstante a presença de enxofre, dióxido de carbono e traços de metais e hélio na composição de petróleo natural (estes dois últimos componentes inequivocamente de origem inorgânica), podemos acreditar que realmente uma cozinha em subsuperfície age como uma panela de pressão num fogo brando durante alguns milhões de anos e pode promover o rearranjo dessas moléculas complexas compostas de carbono e hidrogênio. Aliás, o termo *cozinha* é largamente empregado pelos geólogos e geofísicos ditos exploracionistas para caracterizar as áreas onde, presume-se, tenha ocorrido a geração do petróleo.

Contudo, há um pequeno contingente de exploracionistas que não aceita a teoria orgânica da origem do petróleo, ou que pelo menos não admite que o imenso volume de petróleo já produzido e a produzir venha de prosaicas camadas de folhelhos ricos em matéria orgânica. A “escola inorgânica” tem muitos adeptos na Rússia e na Ucrânia, tendo sido muito popular na antiga União Soviética. Na verdade, existem várias teorias inorgânicas para a geração de petróleo. Vamos destacar apenas duas das mais adotadas.

Sabemos que os nazistas produziram razoáveis volumes de petróleo sintético durante a Segunda Guerra Mundial, principalmente após a malograda campanha *Afrika Corps*, liderada pelo general Rommel. Sem acesso às já conhecidas grandes reservas do Oriente Médio, várias usinas na Alemanha produziam hidrocarbonetos, principalmente gasolina e querosene, a partir da chamada síntese de Fischer-Tropsch, junção do sobrenome de dois cientistas germânicos que, na década de 1920, combinaram em laboratório dois

gases banais: CO (monóxido de carbônico) e H (hidrogênio), produzindo esses valiosos insumos. Pois existem muitos excelentes geólogos, não só da escola russo-ucraniana, mas também do Ocidente, que advogam que esse processo pode ocorrer naturalmente nas profundezas da crosta terrestre por meio da *serpentinização de peridotitos*, uma espécie de hidrogenação de rochas ígneas ultramáficas (escuras e densas), muito comuns na zona inferior da crosta terrestre. O subproduto desse fenômeno daria origem a muito petróleo.

Outra teoria propugna que o petróleo é tão antigo quanto o nosso planeta, e que foi formado pela diferenciação dos elementos durante o resfriamento da Terra; isto é, o petróleo, por ser mais leve, tenderia a ascender no manto, penetrar na crosta através de fraturas e, posteriormente, se acumular nos meios porosos das bacias sedimentares. Essa teoria também postula que, nos estágios finais de formação de nosso planeta, colisões de astros e meteoros (mais especificamente condritos, meteoritos muito ricos em carbono) contribuíram para o enriquecimento deste elemento na formação de petróleo. Apesar de impopular e considerada obsoleta nos meios industriais e acadêmicos, essa teoria pode ser considerada bem moderna. Foi relançada no início dos anos 1950 pelo geólogo russo Nikolai Kudryavtsev (1893-1971), que pôs em xeque a corrente atribuição à origem orgânica de grandes jazidas de óleo no Oriente Médio, no Canadá e nos Estados Unidos. Kudryavtsev, como geocientista de boa formação em físico-química, desconfiou da capacidade dos tradicionais geradores e, juntamente com um grupo de compatriotas, provou, através de modelos que atualmente estão se verificando em laboratório, que o petróleo é um composto estável no estado gasoso e até mesmo líquido em grandes profundezas, muito abaixo das bacias sedimentares. As grandes reservas no Pré-sal da Bacia de Santos certamente estariam arroladas no inventário de Kudryavtsev, se ele estivesse vivo. Uma forte evidência a favor desta tese é o fato de que todas as estruturas geológicas que comportam os grandes campos de petróleo do Pré-sal estão completamente preenchidas, inclusive desenvol-

vendo vazamentos do precioso fluido naturalmente (sem prejuízo ecológico) há milhões de anos, fenômeno que desafia as modelagens geoquímicas baseadas na teoria clássica de pico de geração a partir de matéria orgânica lacustre ou marinha.

De fato, como está demonstrado na história dos grandes sucessos exploratórios, o passo a passo das principais descobertas no Pré-sal sempre esteve tecnicamente à frente das modelagens e estudos de geoquímica orgânica que normalmente ajudam a nortear a investigação exploratória.

Voltemos nosso foco para as bacias sedimentares. De origem orgânica ou não, é nelas que se concentram e se acumulam os grandes volumes de petróleo, porque é dentro delas que se localizam todos os elementos do *sistema petrolífero*, um conjunto de situações que determinam a localização das jazidas comerciais.

A separação América do Sul-África deu origem a uma imensa bacia sedimentar nas bordas conjugadas de cada continente. Felizmente, na borda sul-americana começa a chamada Plataforma Continental Brasileira, uma extensão de mar territorial brasileiro onde a exploração de recursos nos é garantida com exclusividade como se fizesse parte do território brasileiro, conforme legislação internacional arbitrada pela ONU. Tecnicamente também é conhecida como *Margem Continental Passiva*. Passiva porque está hoje praticamente livre de terremotos. Uma margem ativa, por exemplo, está do outro lado, na outra borda da América do Sul: a Cordilheira dos Andes, onde ocorrem terremotos em profusão, fruto da colisão entre placas tectônicas. Esta imensa bacia na margem brasileira é segmentada por altos do embasamento. Para entender um alto do embasamento, imagine o Pão de Açúcar, no Rio de Janeiro, mas soterrado.

O embasamento é o assoalho das bacias, constituído por rochas muito mais velhas e consolidadas de qualquer natureza (ígneas, metamórficas ou sedimentar), derivadas de bacias mais antigas. Esses altos de embasamento são estruturas transversais ao eixo maior (norte-sul) da grande

bacia que se individualiza em bacias menores desde o Uruguai até Alagoas. De sul para norte, encontramos as seguintes bacias: Pelotas, Santos, Campos, Espírito Santo, bacias do sul da Bahia (Cumuruxatiba, Jequitinhonha, Almada, Camamu e Jacuípe) e Sergipe-Alagoas. Dez bacias contemporâneas com gêneses idênticas, mas com suas peculiaridades de acordo com padrões de preenchimento sedimentar regidos por clima, relevo da área fora da bacia, drenagem fluvial etc. Com exceção da Bacia de Pelotas, todas foram palco da deposição da chamada *sequência evaporítica*, o nome geologicamente adequado para caracterizar a nossa camada de sal.

O PROCESSO EXPLORATÓRIO PARA CHEGAR AO “PRÉ-SAL”

Com o direcionamento da exploração para a Plataforma Continental Atlântica nos anos 1960, as bacias sedimentares da Margem Costeira Brasileira vinham respondendo bem à exploração de petróleo de norte para sul. Começou com a descoberta do Campo de Guaricema em 1968, em zona de águas rasas do litoral do estado de Sergipe, passando pelas pequenas descobertas “onshore” no estado do Espírito Santo e culminado com o “boom” das grandes descobertas na Bacia de Campos: Campos de Garoupa, 1974; Namorado, 1975 e Enchova, 1976; fechando o ciclo das águas rasas. A Bacia de Santos, neste ínterim contribuíra apenas com pequenas acumulações, principalmente de gás como o Campo de Merluza, descoberto sob regime dos Contratos de Risco que vigorou de 1975 a 1989. Em virtude principalmente da estupenda resposta da exploração em águas profundas e ultraprofundas em Campos, esta passou a drenar a maioria do investimento da Petrobrás. Além dos campos acima, com jazidas de natureza turbidítica e carbonática da “Seção Drift” Cretácica Superior e Terciária (isto é, seção pós-sal), contribuíram para a produção global da estatal acumulações da “Seção Rifting” em reservatórios de coquinas e basaltos fraturados (isto é, seção pré-sal). O avanço em lâminas d’água profunda e ultraprofunda nesta bacia nos

anos seguintes levou o Brasil à autossuficiência em petróleo líquido em 2006. Com o conhecimento e banco de dados adquiridos nestas três décadas de atividade, isto é, após a perfuração de milhares de poços, e a identificação de *plays* em praticamente toda coluna sedimentar, desde o embasamento, seja cristalino ou basáltico, até àqueles de óleo pesado do Mioceno, a Companhia iniciou uma nova etapa de investigação na Bacia de Santos nos idos de 2000.

A Bacia de Santos é, de longe, a mais extensa em área da Margem Costeira Brasileira. Limitada ao norte com a Bacia de Campos pelo Alto de Cabo Frio, passando pelo Platô de São Paulo, onde a crosta continental, diz-se, é “anormalmente” estendida para leste, até o Alto de Florianópolis, seu limite sul com a Bacia de Pelotas, perfaz aproximadamente 140.000 quilômetros quadrados cobertos por um espesso recheio sedimentar com empilhamento semelhante à vizinha ao norte, mas diferente à vizinha ao sul, posto que não há evaporitos na Bacia de Pelotas. Tão grande área jaz sob uma lâmina d’água de poucas dezenas de metros na Plataforma Continental até aproximadamente 2500 metros talude afora.

As semelhanças com a Bacia de Campos terminam com a análise da história geológica que imprimiu três grandes distinções na parte norte da Bacia de Santos, e até o presente, a mais notavelmente prolífica: (1) presença de um prisma sedimentar mais espesso cretácico superior (progradações da Formação Juréia) e um brusco adelgaçamento deste em direção às zonas de lâmina d’água ultraprofundas, imediatamente além do talude continental; (2) desenvolvimento da sequência evaporítica aptiana com espessura média da ordem de 2 quilômetros, deformada mas preservando o seu caráter *in situ* nesta vasta área distal que avança sobre o Platô de São Paulo; (3) uma seção rifte que se desenvolve por toda a bacia (de leste à oeste) na sucessão de meio *grabens* falhados *en echelon*, com falhas mestras predominantemente antitéticas (vergência oposta ao mergulho regional da bacia), ao passo que em Campos o estilo é em grande parte sintético.

Não obstante as peculiaridades descritas acima, sempre se assumiu, e posteriormente foi comprovado, que ambas as bacias compartilham um mesmo sistema petrolífero, isto é, assinalado pela potente geração de hidrocarbonetos proveniente da seção rifte, através da maturação do tradicional “folhelho gerador Jiquiá”, de aproximadamente 124 M.a. Assume-se para o início da deposição dos evaporitos como sendo há 113 milhões de anos. Contudo, neste limbo leste do domínio pós-talude continental, isto é, a zona de lâmina d’água ultraprofunda, a espessa seção evaporítica praticamente anula as tradicionais “janelas de sal” que ocorrem na Bacia de Campos. Tal disposição estratigráfica, aliado à delgada seção cretácica superior e terciária (distal das progradações da Formação Juréia) é o caráter mais marcante (com exceções que veremos adiante).

Assim, resumidamente existe um compartimento ocidental da Bacia de Santos semelhante à Bacia de Campos, onde havia conhecimento geológico através de alguns poços perfurados e dados sísmicos, e um compartimento leste, sob águas muito profundas (> 2000m) com estilo di-

ferente, destacando-se a espessa coluna de sal (sequência evaporítica) onde imperava a falta de dados sísmicos e poços.

Em 2000, a Agência Nacional de Petróleo - ANP chamou por edital o segundo Leilão para concessão de áreas para exploração de petróleo. Dentre outras áreas, colocou em oferta 4 grandes blocos adjacentes em águas ultraprofundas da Bacia de Santos, bem no coração desta zona desconhecida, a saber: BM-S-8, BM-S-9, BM-S-10 e BM-S-11, o chamado “Cluster” (Figura 8-5), perfazendo uma área total de aproximadamente 20 mil quilômetros quadrados. A Petrobrás, de olho nos altos estruturais circundados por depocentros na seção rifte, capeada pela sequência evaporítica fortemente deformada e aliado à presença de fortes anomalias de amplitude sísmicas à semelhança dos corpos turbidíticos tipo “*basin floor sand*”, que responderam como campos gigantes na Bacia de Campos, partiu para uma campanha internacional visando a captação de parceiros a fim de adquirir o Cluster na qualidade de operadora das atividades.

O CLUSTER E O POLÍGONO DO PRÉ-SAL

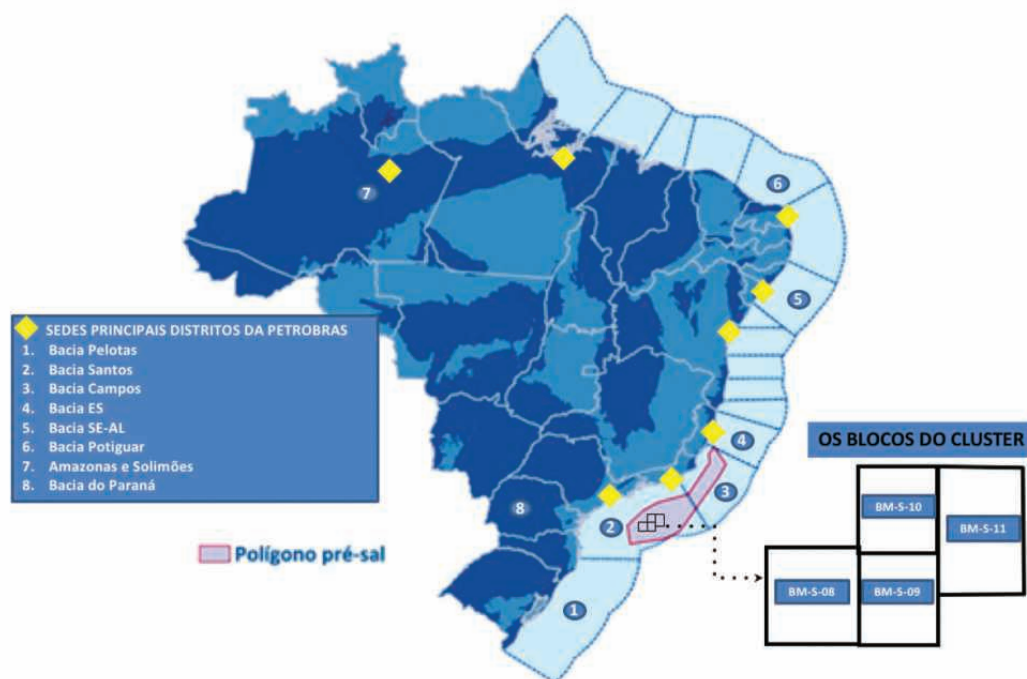


Figura 8-5 – Mapa das Bacias Sedimentares Brasileiras terrestres (azul escuro) e marinhas (azul claro), dentre as quais estão numeradas algumas importantes bacias e destacado o polígono do pré-sal e dentro desse os blocos do cluster..

Foram formados quatro consórcios com diferentes sócios, eram eles: Shell, Chevron, Repsol, BG e a portuguesa Galp. Após a conquista das áreas no leilão em meados de 2000, inicialmente, houve um acordo entre todas as companhias no sentido de promover a aquisição de sísmica 3D em toda área, continuamente e de uma só vez. Enquanto se aguardava a conclusão da, na época, maior campanha sísmica do mundo, a Petrobrás, na qualidade de operadora única em todos os blocos e, portanto, ditando a filosofia e métodos exploratórios, iniciou os trabalhos regionais de reconhecimento através de métodos potenciais, correlação, analogias e modelagens do sistema petrolífero. Como apoio a estes primeiros estudos, foi adquirida uma malha sísmica 2D com espaçamento médio de 5 km, dando origem aos primeiros mapas. Foi estabelecida uma divisão estratigráfica do rifte que se revelou extremamente operacional e se consolidou durante toda a fase exploratória até o alcance e delimitação das grandes descobertas (*conforme cap.XVI in Mohriak, W. et al, 2008: “Sal Geologia e Tectônica - Exemplos nas Bacias Brasileiras”*). Desta forma, três grandes unidades tectono-sedimentares foram nitidamente reconhecidas conforme o padrão do empilhamento e sismofácies: *Early syn rift*, *Late syn rift* e *Sag*, uma terminologia consagrada para a Margem Costeira do Oeste Africano, de acordo com os análogos analisados desde a altura da Namíbia até o Gabon. A seção *Early syn rift* é caracterizada pelo forte crescimento da espessura das camadas em direção à falha mestra do meio-graben, denotando alta taxa de subsidência e tectonismo, ao passo que na fase *Late syn rift* as camadas tendem ao plano-parallelismo, em resposta à diminuição no espaço de acomodação em direção à falha mestra e, finalmente a seção *sag*, com refletores plano-paralelos e com a conspícua forma que alude ao chifre do típico gado do Texas norte-americano, isto é, uma bacia com adelgaçamento em ambas laterais em corte *dip*, em resposta já à subsidência lenta e constante devido à fase inicial de resfriamento da litosfera. Tal subdivisão tectono-estratigráfica foi estabelecida apenas com critério sísmico sendo seus limites, via de regra,

facilmente identificáveis.

Com a evolução dos estudos, verificou-se que a maioria das grandes anomalias de amplitude não eram devidas a corpos turbidíticos arenosos como os da Bacia de Campos, mas correspondiam, isto sim, à parte superior da sequência evaporítica toda ela estratificada do topo à base quando exibindo o hábito original *in situ* na plenitude de seus 4 a 5 km de espessura. Essa estratificação deve-se ao forte contraste de impedância anidrita/halita/sais solúveis. Eventualmente a deformação e domação deste conjunto mostra-se transparente como sismofácies. Não obstante à variedade de sais presentes, cerca de 90% dos evaporitos são halita. Em virtude da possança e importância da sequência evaporítica no contexto geológico nesta parte da bacia, o grupo de geólogos e geofísicos que coordenava os estudos já havia cunhado um novo termo de grande relevância hierárquica para descrever a estratigrafia: “pré-sal” (in Pinheiro Machado, M.A., 2018: “Pré-sal: a saga - a História de uma das maiores descobertas mundiais de petróleo” - L&PM, Porto Alegre RS), significando toda a seção rifte e pós rifte (*rifte + sag*) subjacente à anidrita basal da coluna evaporítica. Assim, a Bacia de Santos podia ser subdividida em duas grandes seções relativamente aos evaporitos (pós e pré-sal).

A elaboração de mapas estruturais e isópacas foi evoluindo e sendo atualizada conforme a obtenção dos novos dados sísmicos, nesta ordem: sísmica regional 2D, *fast track* do 3D, PSDM final. A amarração com os poços antigos perfurados à oeste foi o grande desafio durante os primeiros estudos por causa da dificuldade em se acompanhar os horizontes estratigráficos além das primeiras muralhas de sal. Paralelamente, além das modelagens geoquímicas simulando um sistema semelhante ao da Bacia de Campos (Folhelho Jiquiá como gerador), foi feita análise de sensoriamento remoto através da identificação de “*slicks*” e campanha de varredura do assoalho submarino em busca de indícios de anomalias gasosas ou líquidas (*drop core*), com resultados positivos para ambos os métodos, aumentando a expectativa para o potencial da área.

A escolha da localização do primeiro poço obedeceu a critérios logísticos e técnicos. Como critério técnico principal, a fim de minimizar o risco exploratório, foi eleita uma área de *mini-basin* (uma exceção no estilo geológico do *Cluster*) que melhor se assemelhava aos *plays* de sucesso da Bacia de Campos: objetivos em anomalias de amplitude associadas a janelas de sal. Aproveitando um sutil alto estrutural ao nível da base do sal, foi projetado um leve desvio do poço ao adentrar na seção albiana, a fim de alcançar favoravelmente objetivos na seção rifte e, principalmente, verificar a ocorrência de um sistema petrolífero ativo, especialmente rochas geradoras e indícios de hidrocarbonetos.

PARATI

A perfuração de Parati (1-RJS-617D), a primeira locação a ser perfurada com início em dezembro de 2004, não obstante o fracasso dos objetivos turbidíticos e carbonatos albianos de baixa qualidade do reservatório e portadores de água, revelou enormes surpresas na Seção Pré-sal. A primeira surpresa foi o aumento contínuo da pressão de poro a partir da base do Albiano, culminando com 12,5 lb/gal no rifte (considerando-se “normal” de 9 a 10 lb/gal). A pressão anormalmente alta, aliado ao fraturamento natural e induzido, isto é, a instabilidade das rochas carbonáticas, acarretou enormes dificuldades ao avanço da perfuração até a profundidade final do poço em torno de 6750m, o mais profundo e o mais caro do Brasil na época. A coluna de rochas do Pré-sal pode ser resumida como segue, de cima para baixo (espessuras aproximadas): (1) 150 metros da seção *Sag* constituída por uma sequência mista siliciclástica/carbonática, predominando arenitos intercalados a calcários microbiais com estruturas estromatolíticas e esferulitos; baixa qualidade do reservatório, mas indícios de hidrocarbonetos suficientes para a comunicação de descoberta à ANP; esta seção foi testada em conjunto com a sequência albiana, sem sucesso, denunciando intervalo fechado; (2) 500 metros da Seção *Late*

Rifte constituída por derrames de basalto com camadas *inter-traps* de siliciclásticos (arenitos e folhelhos) e carbonatos da mesma natureza do *Sag* na parte superior; testada com produção de hidrocarbonetos, detalhado mais adiante e; (3) 350 metros da Seção *Early Rift*, constituída por intercalações de carbonatos microbiais, folhelhos e cerca de 50 metros de basalto perfurados na base do poço.

Os perfis de porosidade, principalmente o de ressonância magnética, revelaram alguns corpos *inter-traps* (sedimentos intercalados a basalto) dentro da sequência vulcano-sedimentar, com hidrocarbonetos e desenvolvimento de permoporosidade. Alguns desses corpos coincidiram com fortes indícios de óleo durante a sua perfuração, inclusive com invasão de óleo na lama de perfuração. Um intervalo de *inter-trap* foi escolhido para ser testado a poço revestido resultando na produção de gás-condensado com alta pressão a montante. Após acidificação e cerca de 120 horas de fluxo, produziram-se 1500 barris de hidrocarboneto líquido (42 API de densidade). O fluxo foi interrompido devido ao entupimento severo da coluna de teste com resíduos à base de esferulitos (esferas milimétricas de carbonato de cálcio de origem microbiana). A análise detalhada das cartas dos registradores de pressão e o histórico das operações revelou intervalo restrito, geologicamente confinado. Contudo, foi um resultado estupendo do ponto de vista exploratório, uma vez que mostrou a atuação de um poderoso sistema petrolífero atuando nesta região da Bacia e a porta de entrada de uma nova e promissora fronteira, sendo o maior desafio a confirmação de reservatórios com grande continuidade lateral ou volumétrica.

Seguindo a descoberta de Parati e animada pelos resultados em outros blocos nos anos subsequentes, foi perfurada, poucos anos depois, uma outra estrutura no sul do bloco BM-S-10 em situação aparentemente favorável à focalização de hidrocarbonetos: “Macunaíma”, resultando subcomercial em razão da baixa qualidade dos reservatórios na seção *Sag* e *intertrap*. Apesar de revelar idêntica coluna litológica de Parati, não foi

constatado neste poço um regime de pressões anormalmente altos. Os carbonatos estromatolíticos da seção sag apresentaram uma pequena coluna de óleo, predominando a fácies não-reservatório.

TUPI

Para testar uma estrutura desde há muito conhecida pelas equipes de exploração da Petrobrás - o grande Alto de Tupi, na mesma semana em que se abria para fluxo no teste do poço Parati, o poço 1-RJS-628A, do bloco BM-S-11, adentrava no miolo da seção SAG. A situação geológica desta locação diferia em relação à Parati pela ausência de *mini-basin* e pela presença de 2,0 km de sal. Os dados de resistividade e porosidade registrados pelo LWD (*logging while drilling*) nortearam a interrupção das atividades logo após a travessia do sal e, realizada uma perfilagem de apoio, ocasião em que se desceu uma suíte completa de perfis, inclusive testador a cabo, foi constatada a presença de carbonatos microbiais com excelente permo-porosidade e amostrado óleo de 28° API. A perfuração avançou até a seção *Early Rife*, apresentando hidrocarbonetos em praticamente toda a coluna litológica: rocha carbonática na seção sag (uma “fácies-reservatório” com óleo e uma “fácies não-reservatório” com matriz de talco-stevensita, um argilo-mineral magnesiano). A sequência perfurada, no flanco de um imenso alto estrutural pretérito herdado do embasamento, mostrou uma estratigrafia muito semelhante ao padrão da Bacia de Campos, inclusive com a clássica sequência talco-stevensítica e a presença de uma sequência vulcânica distinta, mais antiga que a constatada no topo do rifte da área de Parati. O poço foi testado após remoção de dano por acidificação, produzindo óleo de 28° API com vazão de 4.900 *bbl/d* em abertura de 5% (cinco-oitavos de polegada) e alto índice de produtividade: 8,9 *m3/d/kgf/cm²*.

O resultado positivo do pioneiro da estrutura de Tupi motivou a perfuração em sequência de um poço de extensão, agora localizado no ápice da

grande estrutura e suficientemente distante para apropriar uma estimativa de volume confiável para o campo. Assim concluiu-se o 3-RJS-646 no final de 2007 com resultados muito melhores. A seção sag desenvolve um segundo reservatório, sendo ambos de excepcional qualidade. Os testes de formação realizados mostraram vazões e índices de produtividade que posteriormente se tornaram uma constante nos poços do Pré-sal, com vazões da ordem de dezenas de milhares de barris por dia. Foi nesta ocasião que o grupo de exploração que estava na vanguarda da elaboração dos prospectos vislumbrou a dimensão do novo *play*. Foi observado um nítido marco radioativo bem no topo da seção sag, representado por 9 picos no registro do perfil de raios gama que se repetia em praticamente todos os poços de águas profundas e ultra-profundas da Bacia de Santos e Campos até o 1-ESS-103, poço abandonado temporariamente alguns anos antes da perfuração de Parati e Tupi. A extensão fisicamente contínua, acompanhando o litoral de vários estados da federação, dessas rochas carbonáticas de natureza predominantemente microbial evidenciava a descoberta de um complexo de jazidas de petróleo de classe mundial. Posteriormente o 1-ESS-103 deu origem ao Parque das Baleias, um outro pólo de descobertas no Sag com acumulações quase da mesma envergadura daquelas encontradas no *Cluster* na Bacia de Santos. Contudo o Pré-sal ou a popularmente chamada “camada pré-sal” não era um “bilhete premiado”, devido a uma sucessão de resultados sub-comerciais e negativos nos blocos do *Cluster*, com exceção do BM-S-11. Contudo, estava aberta uma nova província petrolífera de dimensões continentais, englobando várias bacias na Margem Continental Brasileira.

A exploração no bloco BM-S-11 continuou com a descoberta de mais dois campos gigantes: Iracema (depois denominado Cernambi, e Iara (posteriormente “fatiado” em Berbigão, Sururu e Atapu). Em todas essas descobertas, com exceção da parte central de Iara, onde se perfurou um poço horizontal em fácies desfavoráveis, a seção sag confirmou carbonatos estromatolíticos com

porosidades variando de 10 a 20% e permeabilidades maiores do que 1,0 Darcy.

CARIOCA, GUARÁ E O COMPLEXO DE IGUAÇÚ

O bloco BM-S-09, por sua vez, também demonstrou vocação para grandes reservas, mas em virtude da maior compartimentação estrutural, os volumes, com exceção de Guará (depois batizado de “Sapinhoá” (Figura 8-6), mostraram-se sensivelmente menores comparativamente com as estruturas do bloco BM-S-11. O primeiro poço, Carioca (Figura 8-6), a exemplo de Iara, possui um segmento “em sela” com fácies de má qualidade para reservatório na seção Sag (“fácies não-reservatório”, com matriz à base de talco-stevensita), mas garantiu bons resultados nas extremidades norte e sul da estrutura. Assim, a exemplo do flanco oeste de Tupi, desenvolve esta fácies não-reservatório na parte inferior da seção sag. Carioca pode ser considerada uma jazida típica em estilo plataformar (como em Tupi) e desenvolve as fácies reservatório e não-reservatório compondo a seção sag superior e inferior com contato nítido, bem salientado pelo processamento sísmico especial de pseudo-impedância e pelo perfil de ressonância magnética.

Guará é uma estrutura típica ao estilo de “buildup” carbonático, alinhado estruturalmente com um sistema de falhas mestras do rifte de direção NE-SW. Ao longo da crista do *buildup* encontra-se o reservatório de melhor qualidade com o desenvolvimento no flanco da fácies não-reservatório.

É justamente na época da perfuração deste poço que a Petrobrás, através do seu grupo de processamento sísmico, disponibiliza uma nova modalidade de inversão, concebida *in house*, que vinha a revolucionar a estimativa da qualidade dos reservatórios, um algoritmo cujo produto após a aplicação no sinal sísmico foi denominado “Pseudo-impedância” (Figura 8-6), a partir da melhora da resolução vertical das camadas (método “Iterdec”). Doravante, a análise das seções sísmicas de pseudo-impedância se tornariam mandatórias, tanto para a precisão na localização dos novos poços como na confecção de volumes tridimensionais para a mensuração do meio permeoso. O novo método levou a uma revisão das estruturas até então descobertas e reorientou a filosofia de exploração como um todo, desde o alinhamento dos demais poços de extensão bem como o arranjo dos poços de desenvolvimento dos novos campos.

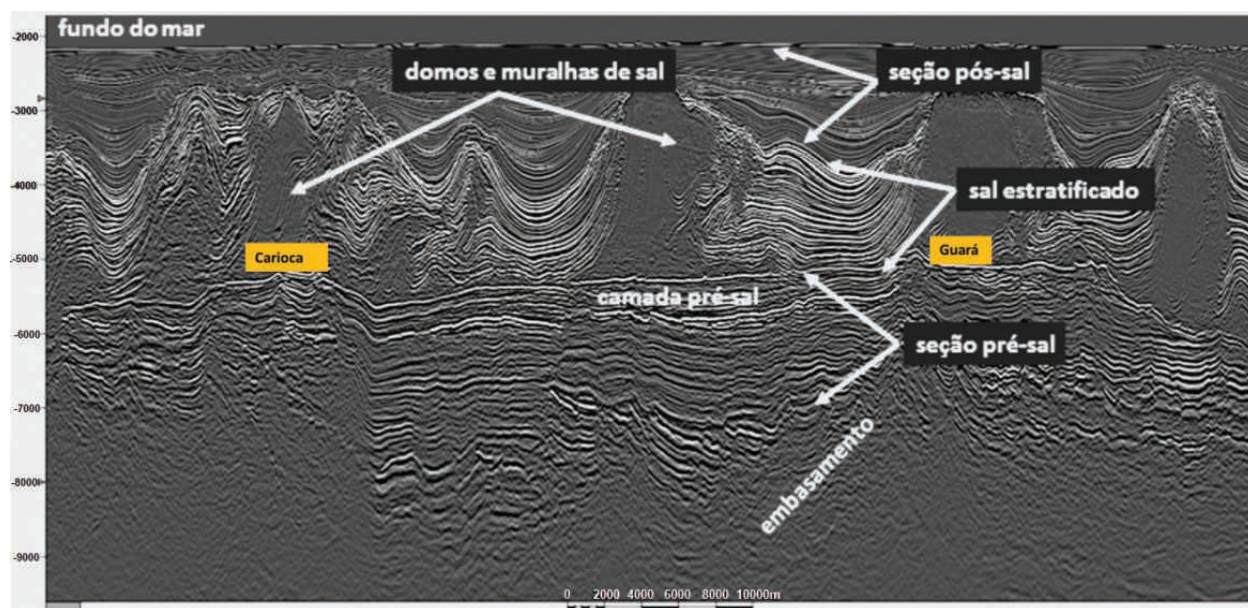


Figura 8-6 – Seção sísmica com processamento especial de pseudo-impedância na área do bloco BM-S-9, interpretada trazendo as áreas dos poços Carioca e Guará realçadas (amarelo).

A perfuração de Guará trouxe como novidade a inteira seção *sag*, constituída por carbonatos microbiais da fácies-reservatório, isto é, praticamente desprovidos de matriz com argilo-minerais magnesianos (talco-stevensíticos ou da séria illita-esmectitas magnesianas) obliteradores de garganta de poro. Guará, junto com Tupi, Iracema e Iara, até aquele momento se alinhava, depois da perfuração de um poço de extensão ao norte, no grupo das acumulações gigantes à supergigantes, isto é, com volume de óleo recuperável acima de 2,0 bilhões de barris. Poucos anos após, Carcará, no bloco BM-S-08, daria entrada a este “clube”.

Aberta a nova fronteira, a Petrobrás avançou na perfuração e conhecimento, perfurando vários poços no bloco BM-S-09 na região denominada “Complexo de Iguaçu”, testando estruturas mais compartimentadas, elementos de edifícios microbiais alinhados com um sistema de falhas N-S, destoando um pouco do padrão NE-SW de Tupi a Leste. Assim foram realizadas mais seis descobertas: Iguaçu, Abaré, Abaré-Oeste, Tupã, Iguaçu-Mirim e Guará-Sul. Todas elas apresentaram coluna de óleo pequenas em áreas com fechamento estrutural escasso, embora sempre presente as típicas e já tradicionais litofácies da seção *sag*. Os volumes recuperáveis estimados para cada estrutura não ultrapassam 100 milhões de barris, sendo que a possibilidade de aproveitamento conjunto em estrutura de escoamento compartilhada foi avaliada, sem sucesso para sua economicidade.

Em meio a essas diversas descobertas pipocando na área do *Cluster*, o segmento de exploração da Petrobrás, juntamente com o CENPES (Centro de Pesquisas) lançou-se a uma campanha de visitas a análogos recentes e antigos mundo afora. Um conjunto de *field trips* de classe mundial foi disponibilizado para todos os geocientistas ligados diretamente à atividade prospectiva, destacando-se exemplos domésticos como os das Lagoas Salgada e Vermelha no litoral do estado do Rio de Janeiro (Machado, 2018 - *op cit*).

BM-S-08: BEM-TE-VI, BIGUÁ E CARCARÁ

O primeiro teste deste bloco foi realizado numa bela estrutura da Seção *Sag* que foi batizada de Bem-te-vi. Com fechamento estrutural perfeito, embora com potencial volumétrico não muito significativo, foi escolhido um local que garantisse a retenção de área junto à ANP para a continuidade da exploração no bloco conforme as regras da Concessão. Bem-te-vi se revelou com carbonatos microbiais extremamente fechados, mas que após estimulação conseguiu-se extrair um volume de óleo não surgente suficiente para garantir a continuidade do processo exploratório no bloco.

O segundo “tiro” já foi visando o primeiro e único *trap* estratigráfico do Pré-sal: a estrutura geológica denominada “Biguá”. Com resultados tímidos, igualmente revelou a presença de óleo, sequer foi revestido para avaliação mais detalhada.

A terceira oportunidade exploratória, Carcará, já se valeu dos estudos em cima do processamento *inhouse* de inversão sísmica (Pseudo-Impedância). Podemos dizer que foi “um Parati com sucesso”, em razão da presença de pressão anormalmente alta e derrames vulcânicos a partir do topo da seção *rifte*. Contudo o estilo da jazida é dos “*buildups*” alinhados conforme a trama de falhas mestras do *rifte*. O poço revelou uma grande coluna de óleo (em torno de 500 metros), penetrou algumas dezenas de metros no basalto e sequer atingiu o contato óleo-água da estrutura. Duas outras peculiaridades desta acumulação foram: a absoluta ausência de CO₂ e a abundância de sílica como principal agente diagenético em vários e espessos intervalos. Contudo, mesmo a intensa silicificação não foi suficiente para oblitar o sistema poroso. Similarmente a Guará, o poço testou uma crista alinhada com falhas principais, uma feição tão conspícua que foi responsável (obviamente antes da perfuração) pela desistência da parceria no bloco de uma destacada *major* internacional. A análise das fácies e o estilo geológico-estrutural que os mapas e seções denunciavam, a exemplo de Iara, colocam Carcará ao lado de análogos de

Atóis circundados por pequenas muralhas de edifícios microbiais. Carcará trouxe à luz várias novas questões, como a influência do hidrotermalismo, da componente abiótica típica dos travertinos e uma nítida ciclicidade de eventos deposicionais e diagenéticos, provavelmente controlados pelas variações climáticas, dentre outras hipóteses. Em agosto de 2016 a direção da Petrobrás, surpreendentemente, alegando dificuldades técnicas para o desenvolvimento de Carcará, vende totalmente a sua participação para a Statoil (a estatal norueguesa, atualmente denominada Equinor) a “preço de banana”. Anos depois, a Equinor vai se jactar

pela instalação do maior FPSO do Brasil para extração deste óleo de excelente qualidade. Foi o primeiro grande crime de lesa-pátria perpetrado pela onda neoliberal que assolou o Brasil. A Petrobrás começa a perder protagonismo e vanguarda tecnológica na exploração do petróleo do Pré-sal.

A figura 8-7 representa nomes originais. Atualmente, Tupi, Guará, Carioca, Carcará, Franco e Libra passaram a se chamar, respectivamente: Lula, Sapinhoá, Lapa, Bacalhau, Búzios e Mero, dentre outros.

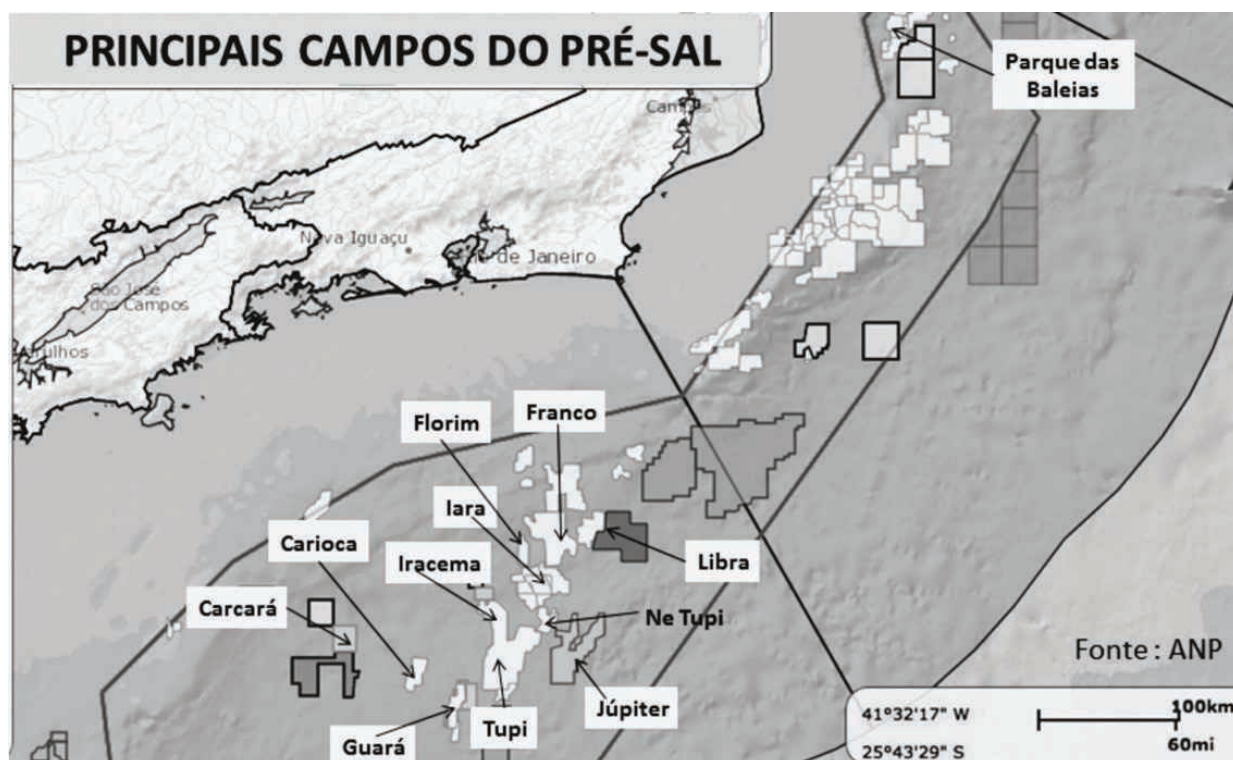


Figura 8-7 – Mapa de localização dos principais acumulações do pré-sal com os nomes originais, referentes às localidades que deram origem aos poços descobridores das respectivas áreas.

O LEGADO TÉCNICO DA SEQUÊNCIA DE DESCOBERTAS DO CLUSTER

Resumidamente, a exploração do Pré-sal na Margem Continental Brasileira, bem como a experiência comparativa com análogos do recente e passado observados mundo afora, trouxe à luz os seguintes pontos como destaque:

1. A descoberta de um *play* de classe mundial, na forma de carbonatos estromato-

líticos com continuidade de proporções continentais, englobando pelo menos duas grandes bacias sedimentares (Campos e Santos);

2. Todas as acumulações de interesse comercial se restringem às estruturas com fechamento quaquaversal e estão totalmente preenchidas por hidrocarbonetos (com diversos teores de CO₂) até o nível de *spill point*;

3. As fácies carbonáticas se resumem a: (1) de caráter *in situ*, mostrando exuberantes edifícios em estilo arborescente ou arbustiformes, derivados da ação metabólica de cianobactérias combinada com ação hidrotermal ou outros processos abióticos; (2) de caráter retrabalhado, eventualmente desenvolvendo estruturas sedimentares tratativas; (3) de caráter “esferulítico”, isto é, composto praticamente de um elemento fundamental deste tipo de ambiente alcalino; (4) de caráter laminado ou mesmo maciço, apresentando matriz à base de argilo-minerais magnesianos (“talco-stevensíticos”);
4. Como é comum à grande maioria das rochas carbonáticas antigas, a diagênese é presente com grande complexidade, ora obliterando, ora criando e recriando espaço poroso sob a forma de silicificação, dolomitização, dissolução, compactação etc;
5. De uma maneira geral, do ponto de vista da qualidade do reservatório, identificam-se duas situações comandadas pela presença da matriz talco-stevensítica: (5.1) fácies-reservatório e (5.2) fácies não-reservatório. A utilização do perfil de ressonância magnética para a identificação desta característica é mandatória;
6. A análise da distribuição vertical das fácies revela ciclos de variação no espaço de acomodação do grande lago (ou mar interior), com fortes evidências de exposição e picos de inundação;
7. Métodos especiais de processamento e/ou inversão sísmicas são fundamentais para a predição da qualidade do reservatório, isto é, localização de zonas “fechadas” ou com profusão de argilo-minerais magnesianos como matriz (a identificação prévia das fácies reservatório e não reservatório explicadas acima);
8. De uma maneira geral, os edifícios carbonáticos se desenvolveram em dois estilos: (1) plataformas mais ou menos regulares em altos estruturais, a maioria deles herdados da tectônica antiga do embasamento e (2) *buildups* alinhados com sistemas de falhas profundas. Estes últimos, geralmente, não desenvolvem a fácies não-reservatório;
9. A ocorrência de CO₂ na fração gasosa constitui o maior desafio atualmente posto, já que não está claro os fatores geológicos que norteiam os seus “trends” de ocorrência. Há ocorrência, tanto no Brasil como na África (não na área do *Cluster*), de estruturas portadoras de exclusivamente CO₂, praticamente desprovidas de hidrocarbonetos. Estudos realizados no Cenpes apontam para uma associação entre o CO₂ e hélio de origem mantélica;
10. Os regimes de pressão anormalmente alta (PAA) restringem-se à região ocupada pelo “basalto Parati”, mas não em toda ela. Provavelmente a PAA está relacionada com um grande centro de espalhamento vulcânico localizado à NW do *Cluster* (estrutura denominada Corcovado), que permitiu a manifestação deste fenômeno até às locações de Parati e Carcará;
11. Das 14 perfurações pioneiras de cada bloco do *Cluster*, em termos de volume recuperável ou nível de comercialidade, podemos descrever como segue: (1) Campos gigantes à Super gigantes (> 1 bilhão de barris de óleo equivalente recuperável - OER: Tupi, Iracema, Iara, Berbigão etc), Guará e Carcará ; (2) Campo gigante (em torno de 500 Milhões de OER): Carioca; (3) Campos com reserva < 100 milhões OER: todos do Complexo do Iguaçu (Iguaçu, Iguaçu-Mirim e Tupã) e Abaré-Oeste (com alto teor de CO₂); (4) subcomerciais a praticamente secos com

pequena coluna de óleo e baixa permeabilidade: Bem-te-vi, Biguá, Parati e Macunaíma.

O LEGADO ECONÔMICO DO PRÉ-SAL

A área do polígono de ocorrência da camada Pré-sal tem aproximadamente 150 mil quilômetros quadrados. Um terço dessa área já foi prospectado com as descobertas do *Cluster*, além de Franco, Libra e o Parque das Baleias, no litoral do Espírito Santo. Estima-se que o volume recuperável da parcela da Petrobrás, incluindo a Cessão Onerosa (sem contar a quota dos parceiros), atinja 32 bilhões de barris. Para as estruturas satélites do *Cluster*, como Peroba e Pau-Brasil, além de outras ainda não colocadas em leilão, estima-se uma reserva provável de 15 a 25 bilhões de barris ou uma média de 20 bilhões de barris. Logo, para toda a região prolífica da Bacia de Santos (o chamado Platô de São Paulo), tocariam 52 bilhões de barris de “óleo equivalente” (óleo mais gás equiparados, como se o gás fosse líquido). Essa área do platô equivale a um terço de toda a área da Picanha Azul (polígono de ocorrência do Pré-sal). Do Platô de São Paulo para o norte do polígono, há dois polos de exploração do Pré-sal que se situam mais ou menos sob os campos de Marlim e Albacora, mais a descoberta do Campo de Pão de Açúcar, na Bacia de Campos, e a área remanescente do Espírito Santo. Vamos estimar por baixo em 5 bilhões de barris o somatório de Campos e Espírito Santo. Chegamos à cifra de 57 bilhões de barris. Agora resta-nos “chutar” um número para o resto da área do polígono, que perfaz uns 70 mil quilômetros quadrados. Vamos adotar uns 13 bilhões, considerando que a exploração do Pré-sal apenas se inicia na fértil Bacia de Campos e que se encontrem no caminho do Platô, de São Paulo até o Parque das Baleias, alguns campos que, somados, equivalham a um Campo de Libra ou Franco, por exemplo. Assim, chega-se a 70 bilhões de barris, um número ainda pessimista

porque o Pré-sal, apesar de não ser propriamente um “bilhete premiado”, em se perfurando, responde a contento bem acima da média mundial. Quero dizer que tradicionalmente a evolução, a continuidade da exploração, mesmo com resultados desfavoráveis, ganha eficiência pelas lições aprendidas até o limite do esgotamento das áreas prospectáveis.

Desses 70 bilhões de barris que ainda estão “dormindo” na camada Pré-sal, no máximo 10 bilhões foram “acordados” até o momento (2022). Mas estes 70 bilhões são apenas um número mínimo. Os programas ou softwares que simulam a comercialidade de um projeto nos perguntam: “Qual é o máximo?”. Bem, o máximo só Deus sabe, podemos responder. Contudo, não se consegue rodar o programa sem esse número. Então o programa nos faz outro tipo de pergunta: “Me dê um número limite, a partir do qual é impossível”. Faça-se um esforço, aumentamos o fator de recuperação de 23% para 33%, aplicamos uma porosidade da rocha-reservatório média um pouco maior, trabalho com a estatística de sucesso atualizada e consideramos que poderemos descobrir, além do previsto anteriormente, de novo um Campo de Libra ou Franco a mais. Pronto, fechamos em 100 bilhões de barris, um número bem redondo para facilitar o andamento dos cálculos. Um resumo do que foi estimado acima, em termos de reserva não provada (em bilhões de barris de óleo equivalente).

A estimativa do quadro 8-1 não considera áreas fora da “Picanha Azul” (o apelido do Polígono de Ocorrência do Pré-Sal), e por isso pode não ser o verdadeiro “máximo”. A propósito, a UERJ (Universidade Estadual do Rio de Janeiro) divulgou, através dos professores Hernani Chaves e Cleveland Jones, uma estimativa para a área da Picanha Azul, baseada num método utilizado pela norueguesa Statoil, que alcança 176 bilhões de barris recuperáveis.¹¹

O quadro 8-1 coloca o Brasil frente ao mundo em dois cenários: atual, conforme as reservas provadas oficiais de 12,4 bilhões de barris de óleo

11 - agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2015-08/estudo-do-inog-uerj-diz-que-pre-sal-pode-conter-pelo-menos-176-bilhoes-de

Quadro 8-1 – Estimativa de volumes totais para o Polígono de Ocorrência do Pré-sal

Volume já descoberto	Cluster, Franco, Libra, Parque das Baleias	32
Entorno do Cluster	Peroba, Pau-Brasil e outras a descobrir	20
RJ e ES, remanescente	pré-sal da Bacia de Campos e ES	5
Restante Picanha Azul	Cerca de 70.000 km ² indistintos	13
Perspectiva otimista	Melhora do fator de recuperação e porosidade das rochas e mais um campo.	30
Total	Máximo possível	100

(sem o gás) e considerando as reservas incorporadas do Pré-sal (acrescentando os 100 bilhões aqui estimados). Vemos que mesmo este novo manancial apenas arranha as reservas *provadas* dos grandalhões. Uma ideia do trabalho que temos pela frente, pois temos que *provar* esses 100 bilhões a mais.

Continuemos com o exercício. Passemos agora a falar em dinheiro. Vamos calcular o valor dessa reserva. Só precisamos de dois preços: o preço do custo de extração de 1 barril de petróleo e o preço de venda desse barril. Numa ponta, calculemos quanto vamos gastar para produzir 100 bilhões de barris em trinta anos e, na outra, quanto eu ganharia se simplesmente exportasse a *commodity*, sem refino, sem valor agregado. Apenas para se estimar o *valor* da *commodity* na superfície dentro dos navios-tanque, adotemos 50 dólares para o preço de venda de um barril, um valor extremamente pessimista, e para o custo de extração desse barril adotemos 10 dólares, um preço acima da média do que vem se verifican-

do na exploração do Pré-sal (abaixo de 7 dólares por barril, devido à alta produtividade da região).^{III} Sendo assim, podemos auferir, de novo, por baixo, apenas exportando, um faturamento bruto (sem incidência de impostos, mas já descontado o custo de extração) de 4,0 trilhões de dólares em trinta anos, tempo estimado para exaurir os reservatórios.

Um número que por si só justificaria a encampação das reservas por parte da União através da Petrobrás. Esperneiem os neoliberais, os testas-de-ferro de multinacionais. O Brasil não é uma economia desenvolvida que prescindia de proteção, de cuidado com seu patrimônio mineral. Nações subdesenvolvidas ou em desenvolvimento têm que proteger esse capital. As grandes petroleiras norte-americanas são equivalentes às nossas estatais. A economia americana é tão forte que a permanência de sua vitalidade depende da abertura total para os mercados, mas o Brasil ainda não é uma potência econômica. As multinacionais vão pagar *royalties*, sim, mas vão ex-

III - Petrobrás à Agência Reuters, 10 de agosto de 2017.

portar todo o óleo que extraírem, ao passo que a Petrobrás agregaria valor, refinando e fomentando polos petroquímicos.

Na crise de 2008/2009, o Citibank quebrou. O presidente norte-americano, Barack Obama, teve que injetar mais de um trilhão de dólares nessa instituição. O governo norte-americano trata como estatais essas grandes empresas – por que nós não podemos cuidar bem das nossas? Se não, vejamos esta pérola:

A dimensão estratégica do controle sobre as jazidas minerais e petrolíferas pode ser ilustrada com o recente caso da tentativa de aquisição da empresa petroleira norte-americana Unocal Corporation, detentora de reservas consideráveis de petróleo e gás na América do Norte e Ásia, pela empresa estatal chinesa CNOOC (China National Offshore Oil Corporation), em 1995. A reação à oferta de compra da estatal chinesa foi a adoção de algumas medidas legislativas, impulsionadas pelo Partido Republicano, no Congresso norte-americano, para impedir a venda das reservas energéticas a uma empresa estrangeira. O argumento dos republicanos se baseava na ideia de segurança nacional. Juntamente com os representantes do Partido Democrata, foi aprovada, na Câmara dos Deputados, a Resolução nº 344, de 30 de junho de 2005, que determinava a necessidade de o presidente da República analisar as implicações econômicas e de segurança nacional presentes na oferta chinesa.

Além disto, os opositores à compra pelos chineses passaram a utilizar a Exon-Florio Amendment, uma emenda aprovada em 1988 ao Defense Production Act de 1950, que autoriza o Poder Executivo a rever todo investimento estrangeiro nos Estados Unidos que possa ser considerado prejudicial aos interesses nacionais. Uma série de projetos de lei sobre o tema foram apresentados, e foi aprovada, em 26 de julho de 2005, uma emenda ao Energy Policy Act, proposto pelo presidente George W. Bush em 2001, determinando ao Departamento de Energia que conduzisse uma investigação sobre as políticas energéticas chinesas.

A multinacional Chevron entrou na disputa, recebendo a aprovação oficial do governo dos Estados Unidos. Apesar de a oferta da CNOOC ter sido a maior já oferecida por uma empresa estrangeira para a compra de uma companhia norte-americana (cerca de 18,5 bilhões de dólares, maior que a oferta de 16,5 bilhões de dólares feita pela Chevron), os aspectos determinantes na aquisição da Unocal foram políticos, não econômicos. A empresa estatal chinesa, diante da reação da opinião pública e do sistema político norte-americanos, retirou sua oferta em 2 de agosto de 2005 e, no dia 10 de agosto, os acionistas da Unocal votaram pela aceitação da oferta da Chevron.⁴

O caso Unocal é a demonstração evidente de que o discurso norte-americano de defesa do livre mercado não é acompanhado pela prática. Os interesses estratégicos do Estado norte-americano prevaleceram sobre os mecanismos ditos de mercado. No setor petrolífero, nem a principal potência econômica do mundo abre mão da garantia da sua soberania.

Mas, afinal de contas, quando o petróleo vai acabar? Exercícios de futurologia na área do petróleo são uma temeridade. As reservas ora vão acabar em quarenta anos, ora não têm fim. O famoso pico de produção, a partir do qual o declínio seria acelerado, ninguém mais se atreve a estimar, está adiado *sine die*. A grande crise causada pela falta de petróleo no mercado não veio e nem virá, pelo mesmo motivo que a Revolução Industrial do século XIX, com o advento dos motores a vapor e a mecanização no campo, não causou a grande fome: isto é, o surgimento de novas tecnologias. A ciência levou o homem a achar petróleo a mais de dois mil metros de profundidade do mar e sabe-se lá aonde vai nos levar ainda. Além do Pré-sal, o Brasil ainda tem uma enorme fronteira a ser explorada para hidrocarboneto (no caso, gás), já conhecida. Falta, por ora, tecnologia para extraí-la; trata-se do hidrato de gás na Bacia de Pelotas. Uma acumulação não convencional de gás que pode abastecer o mundo. Portanto, o petróleo não acaba.

Qual é a proporção do Pré-sal frente ao consumo e às reservas mundiais? As reservas *provas* de petróleo no mundo atingiram a marca de 1,7 trilhão de barris em 2016 (*BP Statistical Review of World Energy* de junho de 2017), e o consumo médio, em torno de 92 milhões de barris por dia (na verdade, trata-se da produção diária). Ora, 1,7 trilhão é uma reserva para sustentar o mundo por 51 anos, caso não se encontre uma gota a mais de óleo novo e não se incorpore nenhum barril de reserva provável para reserva provada, o que é impossível. Como normalmente o volume provável é no mínimo o dobro do provado e a matriz energética mundial está mudando rapidamente para as fontes de energia renováveis, podemos deduzir que o petróleo não se esgotará facilmente na escala de tempo da nossa civilização. Assim, comparando maçãs com bananas, o Pré-sal sozinho abasteceria o mundo por apenas três anos, de novo, considerando os 100 bilhões calculados acima, que seriam reservas prováveis e não provadas. A diferença de uma para outra é que as *provadas* são delimitadas pelos poços de extensão e dão mais segurança para o cálculo. Portanto, o Pré-sal não transforma o Brasil numa Arábia Saudita.

Se o Pré-sal não transforma o Brasil numa Arábia Saudita, por que essa cobiça pelo nosso ouro negro? Porque a imensa maioria das reservas mundiais é de propriedade de estatais. As Sete Irmãs detêm uma ninharia frente a essas. A saudita Saudi Aramco e a venezuelana Petroven, juntas, possuem 35,3% da reserva mundial. É nesse ponto que o nosso Pré-sal faz a diferença.

Depois de tanto esforço, de tantas histórias de sucesso, de tantos benefícios à coletividade, não tem sentido entregar para a iniciativa privada, e predominantemente estrangeira, um bem tão estratégico, e tirar a primazia da Petrobrás para a exploração do Pré-sal. A estatal nunca deixou de abastecer de combustíveis às mais remotas regiões do Brasil. A política energética brasileira precisa urgentemente retomar o projeto que norteou o desenho do Marco Regulatório de 2010, que incentivava o desenvolvimento de uma indústria

nacional ao procurar agregar valor à essa matéria-prima.

CRONOLOGIA BÁSICA

1859

28 de agosto: Perfurado o primeiro poço com o fim exclusivo de produzir petróleo, perto de Titusville, Pensilvânia, sob a responsabilidade de George Bissel e Edwin L. Drake.

1911

A Suprema Corte dos Estados Unidos, baseando-se na Lei Sherman Antitruste, resolve pela dissolução da *Standard Oil Co. of New Jersey*, de propriedade de John D. Rockefeller, que se pulveriza em 34 novas companhias.

1936

Monteiro Lobato lança o livro *O escândalo do petróleo*, no qual acusa o governo de “não perfurar e não deixar que se perfure”. O livro é censurado pela ditadura de Getúlio Vargas em 1937, no mesmo ano em que Monteiro Lobato lança *O poço do Visconde* para o público infanto-juvenil.

1939

21 de janeiro: O ministro da Agricultura, Fernando Costa, anuncia a descoberta de uma jazida de petróleo em Lobato, no Recôncavo Baiano, nas redondezas de Salvador. (O nome é simples coincidência, nada tem a ver com o militante escritor Monteiro Lobato.)

1941

14 de dezembro: Descoberto o Campo de Candeias, o primeiro campo com viabilidade comercial do Brasil, no Recôncavo Baiano. Esse campo ainda produzia com volume pequeno (cerca de 200 barris por dia) em 2016.

1946

Emergem, logo após a Segunda Guerra Mundial, as Sete Irmãs, assim denominadas por Enrico Mattei, então presidente da italiana *Ente Nazionale*

le Idrocarburi. As Sete Irmãs detinham 85% das reservas mundiais de petróleo da época. Cinco delas são crias diretas da velha *Standard Oil* de *New Jersey*.

1947

Realizado no Clube Militar do Rio de Janeiro um debate sobre a abertura do mercado petrolífero brasileiro ao capital estrangeiro. A favor estava o general Juarez Távora, e contra o general Horta Barbosa.

1948

21 de abril: Lançada no Automóvel Clube do Rio de Janeiro a campanha O Petróleo é Nosso, que defendia o monopólio estatal do petróleo, para reagir contra o projeto do Estatuto do Petróleo fomentado pelo presidente Eurico Gaspar Dutra.

1951

6 de dezembro: O presidente Getúlio Vargas manda para o Congresso Nacional o projeto de criação da Petrobrás.

1953

3 de outubro: Aprovada a Lei 2.004, que cria a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás) e institui o monopólio estatal de exploração, refino e transporte de petróleo.

1954

24 de agosto: O presidente Getúlio Vargas comete suicídio. Em sua carta-testamento faz alusão à estatal e à espoliação das multinacionais: “[...] *Quis criar a liberdade nacional na potencialização das nossas riquezas através da Petrobrás, mal começa esta a funcionar, a onda de agitação se avoluma. [...] Os lucros das empresas estrangeiras alcançavam até 500% ao ano. Nas declarações de valores do que importávamos existiam fraudes constatadas de mais de 100 milhões de dólares por ano*”.

1960

8 de dezembro: O presidente Juscelino Kubitschek saúda em audiência pública as primeiras turmas de geólogos brasileiros formadas em Porto

Alegre, São Paulo, Recife e Ouro Preto pelo CAGE.

1961

Tem ampla repercussão e impacto na sociedade brasileira o Relatório Link, uma série de três memorandos emitidos pelo geólogo norte-americano Walter Link no final de 1960 para a alta direção da Petrobrás. Ex-funcionário da *Standard Oil*, Link foi contratado em 1954 pela Petrobrás para assumir a área de exploração da estatal. Os memorandos têm viés pessimista e serão refutados poucos anos depois pelo “Relatório dos Russos”.

1963

15 de agosto: A Petrobrás descobre em Sergipe o Campo de Carmópolis, o primeiro campo gigante do Brasil e o maior já descoberto em terra, com reserva estimada de 1,2 bilhão de barris, ainda em produção. O campo possui rochas idênticas às da camada pré-sal, que será descoberta nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo.

1968

Setembro: A Petrobrás descobre o primeiro campo de petróleo no mar, Guaricema, em águas rasas, na Plataforma Continental Brasileira, na costa do estado de Sergipe, em arenitos turbidíticos.

1973

6 de outubro: Início da Guerra do Yom Kippur no Oriente Médio. Dura vinte dias e causa a maior crise de petróleo na história. O preço da *commodity* quadruplica em poucos meses.

1974

Primeira descoberta comercial na Bacia de Campos: o Campo de Garoupa. Localiza-se em lâmina d’água de 124 metros e produz óleo em carbonatos (calcários).

1975

9 de outubro: O presidente da República, o general Ernesto Geisel, institui a modalidade de “contratos de risco”, ferindo a Lei 2.004/53 que garantia o monopólio da Petrobrás. Durante catorze anos, 80% da área das bacias brasileiras foi

disponibilizada para a exploração de companhias privadas, estrangeiras ou nacionais. (Durante esse período ocorreu apenas uma descoberta comercial, o campo de gás de Merluza, de pequeno porte, no litoral de Santa Catarina, pertencente à Bacia de Santos. O campo atualmente é operado pela Petrobrás.)

Novembro: Descoberta do Campo de Namorado, em águas rasas, o primeiro gigante na Bacia de Campos (mais de 500 milhões de barris de reserva), em arenitos turbidíticos.

1976

Descoberta do Campo de Enchova, ainda em águas rasas, na Bacia de Campos, em arenitos turbidíticos e calcários.

1979

O consumo de petróleo do Brasil atinge a marca de 1 milhão de barris por dia. A produção da Petrobrás gira em torno de 200 mil barris/dia.

1984

Descoberta do Campo de Albacora, em lâmina d'água de 700 metros, com reservas de 1,8 bilhão de barris em arenitos turbidíticos. Quase trinta anos depois, o campo revelará novas descobertas na camada Pré-sal, mais profunda.

28 de junho: A Petrobrás atinge a marca de produção diária de 500 mil barris.

16 de agosto: Um incêndio causado por um *blowout* (produção descontrolada de hidrocarbonetos) provoca a evacuação da plataforma de Enchova. Um cabo se rompe e uma baleeira (barco ou escaler de emergência para abandono de grandes embarcações) cai em queda livre no mar, matando 37 trabalhadores. Foi o acidente com uma plataforma de petróleo mais sério em número de vítimas na história da Petrobrás.

1985

Descoberta do supercampo de Marlim, em lâmina d'água de 800 metros, com reservas de 2,7 bilhões de barris em arenitos turbidíticos.

1995

8 de novembro: O Congresso promulga a Emenda Constitucional número 9, que põe fim ao monopólio do petróleo, que dava exclusividade à Petrobrás na exploração e na produção de petróleo no Brasil desde a sua criação.

1996

A Petrobrás descobre o supercampo de Roncador, em águas ultraprofundas da Bacia de Campos, em lâmina d'água de 1,8 mil metros, com reservas estimadas de 3,7 bilhões de barris em arenitos turbidíticos. Trata-se da última grande descoberta em turbiditos na Bacia de Campos, que começa a findar o seu ciclo no Pós-sal.

1997

6 de agosto: É sancionada por FHC a Lei 9.478, a nova Lei do Petróleo, que regulamenta a exploração e produção do petróleo. Criação da ANP, com a finalidade de organizar os leilões de concessões de áreas para exploração e produção por empresas estatais e privadas, e fiscalizar a atuação dessas, além de outras questões pertinentes ao petróleo.

1998

17 de janeiro: Nomeação de David Zylbersztajn, genro do então presidente FHC, como diretor-geral da ANP. No discurso de posse, ele declara: "Quero dizer para a sociedade que o petróleo é vosso. A sociedade quer mais óleo e menos monopólio".^{IV}

1999

Realização do primeiro leilão para concessão de áreas para exploração e produção de petróleo sob o regime da nova Lei do Petróleo.

2000

7 de junho: Realização do segundo leilão para concessão de áreas. A Petrobrás, junto com vários parceiros internacionais, arremata, entre outros, os blocos do *Cluster*: BM-S-8, BM-S-9, BM-S-10 e BM-S-11, onde realizará as grandes descobertas do Pré-sal.

IV - www1.folha.uol.com.br/fsp/dinheiro/fi170113.htm em 17/01/1998.

2001

15 de março: Explode e afunda a Plataforma P-36 sobre o Campo de Roncador, causando onze mortes, no que é considerado o mais grave acidente da empresa, porque resultou na perda total da plataforma. Havia 175 pessoas a bordo, e os mortos eram todos integrantes da equipe de emergência.

Também nesse ano ocorre a primeira descoberta no Pré-sal da Plataforma Continental Brasileira, pelo poço 1-ESS-103 (Espírito Santo Submarino número 103).

20 de junho: A Petrobrás adquire os blocos BM-S-21, BM-S-22 e BM-S-24, nas cercanias do *Cluster*, na Bacia de Santos, no leilão de número 3.

2005

30 de agosto: A Petrobrás anuncia timidamente a primeira descoberta no *Cluster* em Parati, no bloco BM-S-10. Um ano depois o poço é testado, revelando alta produtividade de óleo fino, mas é abandonado por entupimento

2006

21 de abril: Celebrando a entrada em atividade da plataforma P-50 (Albacora Leste), o presidente Lula anuncia a autossuficiência do Brasil em petróleo (sem a contribuição de uma única gota do Pré-sal).

11 de julho: Petrobrás faz o anúncio da grande descoberta de Tupi no bloco BM-S-11. No mesmo ano o poço é testado, revelando alta produtividade.

28 de novembro: A FUP consegue suspender por meio de liminar a oitava rodada de leilão da ANP, que colocaria vastas áreas do entorno do Pré-sal para licitação. Até a primeira metade de 2018, a rodada não fora retomada.

2007

4 de setembro: A Petrobrás anuncia a descoberta do Campo de Carioca no bloco BM-S-9.

8 de novembro: A Petrobrás anuncia em nota o resultado do teste do segundo poço perfurado no Campo de Tupi, com extraordinária produtividade e reveladora da verdadeira dimensão da descoberta no bloco BM-S-11, o que abre uma nova

fronteira extremamente promissora. Pela primeira vez a Petrobrás usa o termo *Pré-sal* em um comunicado à imprensa. A então ministra da Casa Civil Dilma Rousseff, em entrevista coletiva, anuncia ao mundo que o Brasil entra em um novo patamar de desenvolvimento em face da descoberta. Dias depois, por recomendação do diretor-geral da ANP, Haroldo Lima, o presidente Lula manda retirar do próximo leilão os blocos do Pré-sal.

2008

21 de janeiro: A Petrobrás anuncia a descoberta do Campo de Júpiter no bloco BM-S-24.

12 de junho: A Petrobrás anuncia a descoberta do Campo de Guará no bloco BM-S-9.

12 de julho: Os Estados Unidos reativam a Quarta Frota do Atlântico Sul e inauguram incursões no litoral brasileiro sem pedir claramente autorização às autoridades brasileiras.^V

7 de agosto: A Petrobrás anuncia a descoberta do Campo de Iara, no bloco BM-S-11.

Setembro: Começa a produção comercial do primeiro óleo da camada Pré-sal no Campo de Jubarte (Parque das Baleias) pelo poço 1-ESS-103.

2009

4 de junho: A Petrobrás anuncia a descoberta do Campo de Iracema, no bloco BM-S-11.

1º de setembro: É apresentado na Câmara dos Deputados o Novo Marco Regulatório para exploração e produção de petróleo, que institui o Regime de Partilha (estipula a exclusividade da Petrobrás como operadora na exploração do Pré-sal e obrigatoriedade da estatal participar com pelo menos 30% nos consórcios), cria a estatal Petro-Sal, cria um Fundo Social com a arrecadação de *royalties* do Pré-sal e outorga à Petrobrás a exploração onerosa de 5 bilhões de barris no entorno do *Cluster*.

2 de dezembro: “Deixa esses caras fazerem o que quiserem, e aí nós vamos mostrar a todos que o modelo antigo funcionava [...] e nós mudaremos de volta”, diz o então senador José Serra a Patrícia Pradal, diretora de Desenvolvimento de Negócios e Ações com o Governo da petroleira norte-americana Chevron, em telegrama diplomático revelado pelo *Wiki Leaks*.

V - www1.folha.uol.com.br/fsp/mundo/ft1307200801.htm

2010

11 de maio: A ANP anuncia a descoberta do Campo de Franco pelo poço 2-ANP-1, perfurado pela Petrobrás para balizar o potencial da área da Cessão Onerosa que futuramente seria explorada com exclusividade pela estatal.

27 de setembro: A Petrobrás realiza na Bovespa a maior captação do mundo em bolsas em todos os tempos: 120 bilhões de reais (70 bilhões de dólares pela taxa de câmbio da época). O dinheiro destina-se a investimentos no Pré-sal.

27 de outubro: A Petrobrás anuncia a descoberta do Campo de Barra no pós-sal da Bacia de Sergipe-Alagoas, cujas reservas serão avaliadas em 1,2 bilhão de barris.

28 de outubro: O presidente Lula celebra a primeira extração de óleo comercial do Campo de Tupi (depois renomeado Lula, o molusco, mas com óbvia homenagem ao ex-presidente), na Bacia de Santos, assim iniciando a produção de petróleo do Pré-sal brasileiro.

ANP anuncia a descoberta do Campo de Libra pelo poço 2-ANP-2, perfurado pela Petrobrás, para balizar a área a ser ofertada no primeiro leilão do Regime de Partilha em 2013. O diretor geral da ANP, Haroldo Lima, dias depois declara que Libra tem de 8 a 12 bilhões de barris de reserva.

22 de dezembro: O presidente Lula sanciona o novo Marco Regulatório do Petróleo.

2011

27 de novembro: Os pilotos Sebastian Vettel, Mark Weber e Jenson Button, composição do pódio do GP Brasil de F1, recebem os troféus com pedaços de rocha do Pré-sal incrustados.

2012

20 de março: Petrobrás anuncia a descoberta do Campo de Carcará no bloco BM-S-8.

2014

24 de junho: O ministro de Minas e Energia, Edison Lobão, anuncia a contratação direta e exclusiva da Petrobrás sob Regime de Partilha para a exploração e produção do volume excedente da área de Cessão Onerosa (onde a Petrobrás havia

comprado da União 5 bilhões de barris, ainda no subsolo) em quatro campos: Búzios (antigo Franco), Entorno de Iara, Florim e Nordeste de Tupi. Juntos podem abarcar uma reserva de 10 a 14 bilhões de barris.

2015

9 de fevereiro: Aldemir Bendine assume a presidência da Petrobrás no lugar de Maria das Graças Foster, desgastada com os prejuízos astronômicos da Petrobrás e com as revelações de corrupção nas altas esferas da estatal.

6 de março: O ministro do Supremo Tribunal Federal Teori Zavascki ordena tornar públicos os depoimentos de cinquenta pessoas investigadas na Operação Lava Jato (deflagrada em 17 de março de 2014). É divulgada a narrativa do ex-diretor de Abastecimento da Petrobrás Paulo Roberto Costa revelando fraudes homéricas que implicavam caciques do PT e partidos da base aliada dos governos Lula e Dilma Rousseff.

2016

12 de maio: Dilma Rousseff é afastada do cargo de presidente da República em função do processo de *impeachment*, e Michel Temer assume interinamente.

31 de maio: Pedro Parente assume a presidência da Petrobrás no lugar de Bendine (que, implicado na Operação Lava Jato, será preso pela Polícia Federal em 27 de julho de 2017, após comprar uma passagem sem volta para Portugal).

3 de junho: A Petrobrás anuncia que a produção de petróleo do Pré-sal ultrapassa pela primeira vez a marca de 1 milhão de barris por dia.

29 de julho: A Petrobrás anuncia a venda de toda a sua participação no bloco BM-S-8, que contém o Campo de Carcará, para a estatal norueguesa Statoil.

31 de agosto: Após a aprovação do *impeachment* de Dilma Rousseff pelo Congresso Nacional, Michel Temer assume como presidente efetivo.

30 de novembro: É sancionada a lei que põe fim à exclusividade da Petrobrás como operadora na exploração do Pré-sal sob Regime de Partilha. Cai

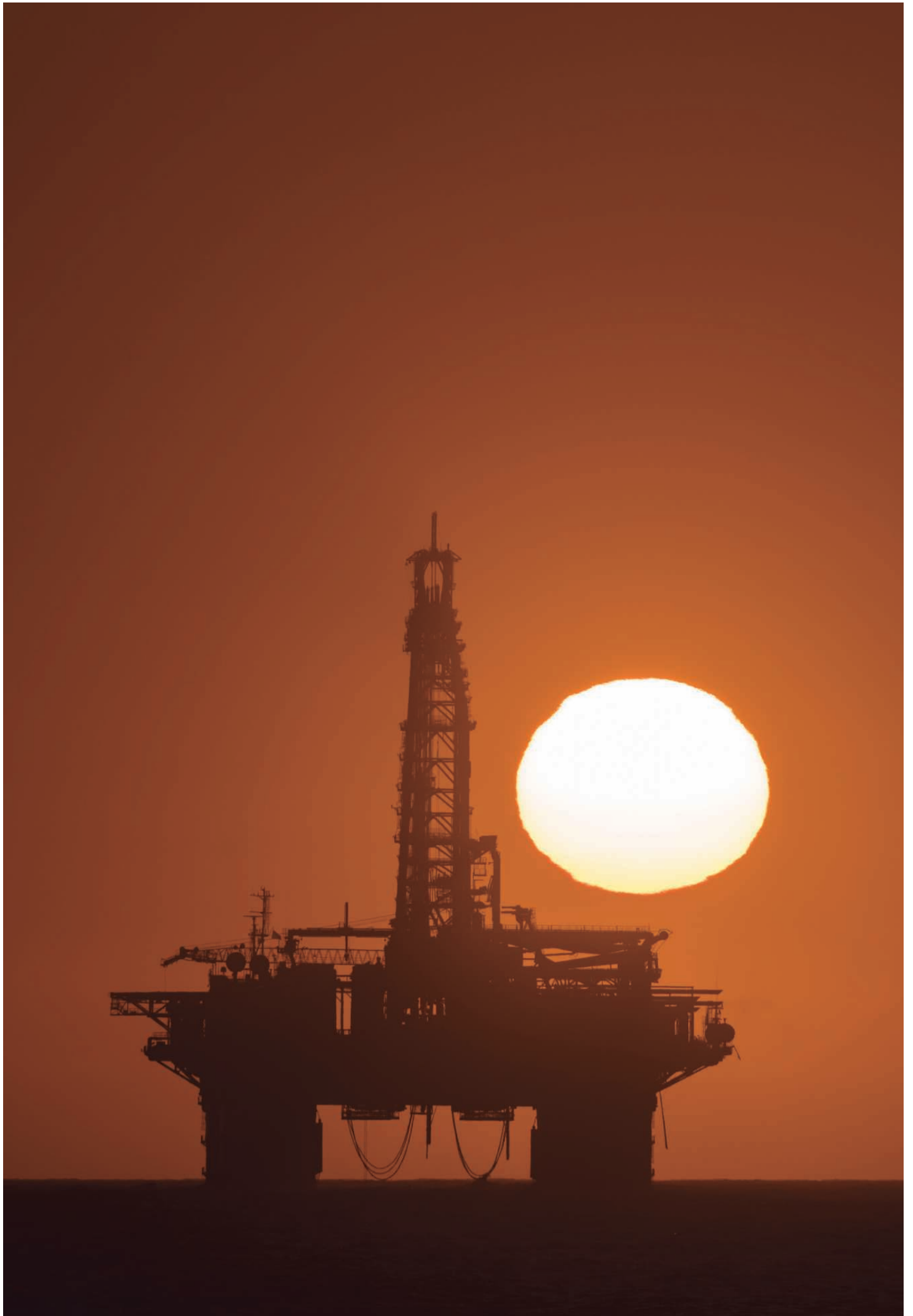
a obrigatoriedade de a Petrobrás participar com o mínimo de 30% nos consórcios.

21 de dezembro: Petrobrás anuncia venda para a francesa Total de 22,5% de sua participação no Campo de Iara e de 35% de sua participação no Campo de Lapa (antigo Carioca), passando a operação neste último.

OBSERVAÇÃO FINAL

Grande parte deste texto, bem como a maioria das imagens, foi extraído e adaptado do livro *Pré-sal: a saga. A história de uma das maiores*

descobertas mundiais de petróleo, de autoria do geólogo Marco Antônio Pinheiro Machado, Ed. L&PM, 2018. O detalhamento das primeiras descobertas (Parati, Tupi etc.) foi elaborado baseado na vivência do mesmo autor junto à intrépida equipe de geólogos e geofísicos que coordenou os trabalhos de exploração no “Cluster” da Bacia de Santos. A seção geológica da Bacia de Santos é de autoria do mesmo autor publicada na tese de mestrado de João Trindade Rodrigo de Freitas apresentada em 2006 na UFRGS – Universidade Federal do Rio Grande do Sul.



CAPÍTULO 9

O ATAQUE À CESSÃO ONEROSA

Patrícia Laier

9 - A ENTREGA DO PRÉ-SAL ÀS MULTINACIONAIS ESTRANGEIRAS DE PETRÓLEO E GÁS EM 3 ATOS: A QUEBRA DA EXCLUSIVIDADE DA PETROBRÁS NA PARTILHA, A REALIZAÇÃO DOS LEILÕES DA PARTILHA, E O ATAQUE À CESSÃO ONEROSA

9.1 - INTRODUÇÃO

“Nunca tínhamos assistido a uma situação feliz como esta, com uma economia com a base industrial e uma reserva estratégica de recursos com a dimensão do pré-sal”, comentou o então presidente Luiz Inácio Lula da Silva no lançamento oficial das ações da Petrobrás na Bolsa de Valores de São Paulo” (G1, Agência EFE, 2010).

E Lula tinha mesmo razões para estar feliz, visto que a capitalização da Petrobrás nas bolsas de valores de São Paulo e Nova Iorque havia se tornado a maior do mundo, levantando US\$ 66,9 bilhões, dos quais US\$ 42 bilhões foram fornecidos pelo governo, que manteve a posição da União Federal como acionista majoritário, aumentando inclusive a participação da mesma no controle da estatal.

Entre as grandes descobertas do pré-sal em 2006 e 2010, a empresa já vinha acelerando investimentos e, em junho daquele ano, o endividamento tinha atingido R\$ 118,4 bilhões, o que equivalia a 34% do patrimônio da empresa. O limite máximo estipulado pela empresa para o endividamento era de 35%.

Para cumprir o vultoso plano de investimentos de US\$ 224 bilhões em 5 anos (2010-2014), que seriam consumidos principalmente pela exploração e desenvolvimento do pré-sal, a Petrobrás foi à bolsa de valores. A previsão era que, entre 2011 e 2014, a Petrobrás sozinha seria responsável por cerca de 20% de todo o investimento feito no Brasil.

Após a descoberta do pré-sal, criou-se uma comissão interministerial para estudar a legislação de petróleo e propor mudanças. A determinação do governo de reter para a população brasileira a maior parte da renda petroleira da província do pré-sal se materializou claramente em 31 de agosto de 2009, quando foi enviado ao Congresso Nacional o conjunto de 4 projetos de lei que ficou conhecido como o Novo Marco Regulatório da Indústria de Petróleo e Gás Natural no Brasil, que incluiu: o projeto de lei 5938/2009, que deu origem à Lei da Partilha (Lei nº 12.351/2010); o projeto de lei 5939/2009, criando uma empresa 100% estatal para gerir o patrimônio da União Federal nos contratos de partilha do pré-sal, que deu origem à Lei da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) (Lei nº 12.304/2010); o projeto de lei 5940, que criava o Fundo Social; e o projeto de lei 5941/2009, que deu origem à Lei da Cessão Onerosa (Lei nº 12.276), autorizando a União a ceder onerosamente à Petrobrás o direito de exploração e produção de 5 bilhões de barris a partir de áreas da União e a subscrever ações da estatal.

No decorrer da tramitação no Congresso, os projetos de lei da Partilha de Produção e do Fundo Social se fundiram em um só, onde o Fundo Social passou a ser um capítulo. Como o petróleo e o gás natural são bens que se esgotam, há uma

questão de direito intergeracional no consumo desses recursos naturais, e com o Fundo Social os recursos seriam aplicados em Educação (75%) e Saúde (25%), garantindo de certa forma esse direito e melhorando as condições de vida de milhões de brasileiros. Desde o impeachment de Dilma Rousseff, em 2016, várias tentativas têm sido feitas de ataque aos recursos do Fundo Social.

Voltando à Cessão Onerosa, qual a importância de conhecê-la e defendê-la para os brasileiros? A partir também do impeachment, a desnacionalização do pré-sal tem se dado aceleradamente. Para que a entrega dos campos de petróleo do pré-sal ocorresse, os seguintes acontecimentos foram decisivos: (1) a quebra da exclusividade da operação da Petrobrás no Regime de Partilha pela Lei 13.365/2016, criada a partir de um projeto de José Serra; (2) a retomada dos leilões da partilha, ainda no governo Temer, tão logo a operação estivesse garantida às multinacionais de petróleo e gás natural; e (3) o ataque à Cessão Onerosa. Isso ocorreu porque, apesar de as multinacionais estarem participando dos leilões da partilha realizados a partir de 2017, os melhores campos do pré-sal podem já ter sido descobertos pela Petrobrás como operadora, primeiro nos blocos de concessão a partir de 2006 e, depois, nos blocos da Cessão Onerosa. O objetivo deste capítulo é contar um pouco da história da Cessão Onerosa, para que os brasileiros, sabendo seu inigualável valor para toda a nossa sociedade, possam melhor defendê-la.

Antes da Cessão Onerosa – de 2005 até setembro de 2010

No mapa da Bacia de Santos (Figura 9-1) são mostradas as descobertas feitas pela Petrobrás como operadora nos blocos originais do pré-sal de Santos, o cluster mencionado por Machado (2018): BM-S-8* (1-SPS-52/Bem-te-vi), BM-S-9 (1-SPS-50/Carioca; 1-SPS-55/Guará; 1-SPS-60/Iguaçu), BM-S-10 (Parati/1-RJS-617D) e BM-S-11 (1-RJS-628A/Tupi; 1-RJS-656/lara). Dentre essas, as acumulações descobertas pelos poços

de Tupi, Carioca, Guará e lara dariam origem aos campos de Lula/Tupi, Sapinhoá, Lapa e Sururu, respectivamente. No mapa também são mostradas acumulações descobertas pela Petrobrás nos blocos BM-S-21 (Caramba/1-SPS-51) e BM-S-24 (Júpiter/1-RJS-652 e 1-RJS-652A). Na área do plano de avaliação do Bem-te-vi, seria descoberta pela estatal brasileira em 2012 a acumulação gigante de Carcará, e na área de Júpiter seriam perfurados mais 3 poços até 2014, constatando uma espessa coluna de gás e condensado, mas também óleo, em pelo menos dois desses poços. (*Em 2012, a acumulação gigante de Carcará seria descoberta pela Petrobrás nesse bloco.)

Segundo Barbassa (2009), da área total de 149.000 km² do polígono do pré-sal, conhecido como “picanha azul”, já haviam sido concedidas áreas que juntas somavam 41.772 km², representando 28% do total. A Petrobrás participava em áreas concedidas que somavam 35.739 km², ou seja, 24% da área total. Faltava conceder 107.228 km².

Até aquele momento, os volumes recuperáveis no pré-sal de Santos eram estimados em: 5 a 8 bilhões boe para a acumulação de Tupi, cuja declaração de comercialidade viria em dezembro, trazendo um volume recuperável declarado de 8,3 bilhões boe; e 3 a 4 bilhões boe para lara, que por perfazer uma acumulação que continuava na área Entorno de lara, teve sua declaração de comercialidade apenas em 2014 e, na época, sem distinguir o volume para cada uma das três acumulações físicas presentes nas áreas de lara e Entorno de lara (BARBASSA, 2009).

A esses, juntavam-se 1,5 a 2 bilhões boe descobertos no pré-sal das acumulações do Parque das Baleias, no norte da Bacia de Campos. No total, a Petrobrás havia perfurado 31 poços no pré-sal, com taxa de sucesso de 87%, sendo que nos 13 poços que a empresa havia perfurado na Bacia de Santos, a taxa de sucesso fora de 100% (incluindo as descobertas subcomerciais, como Parati, Bem-te-vi, Caramba e Iguaçu).

Esse elevado potencial do pré-sal seria uma das justificativas usadas pelo governo para de-

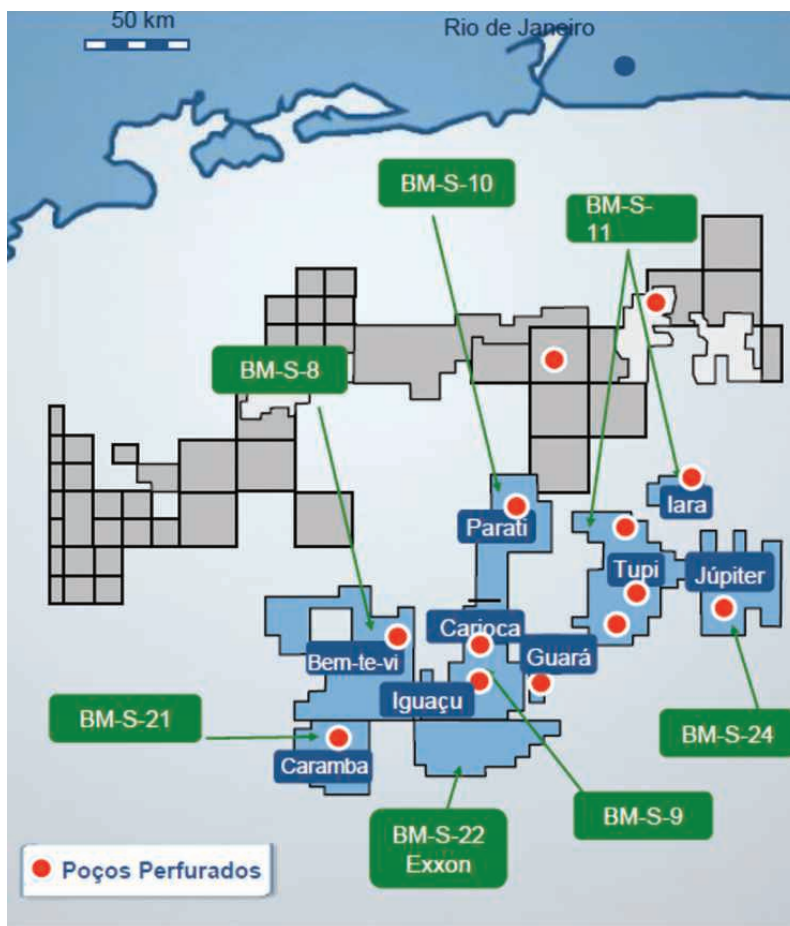


Figura 9-1 – Mapa de localização dos blocos operados pela Petrobrás no Regime de Concessão onde a estatal fez as descobertas assinaladas em vermelho – modificada de Barbassa (2009).

fender o regime de partilha de produção. Algo semelhante ao que foi feito em 1972 na Noruega, quando o Estado norueguês, ao perceber o impacto que a indústria de petróleo e gás teria em seu país, resolveu ditar as regras criando sua empresa estatal, a Statoil, hoje Equinor, e estabeleceu a participação financeira direta do estado nos campos – a qual, até a década de 1990, era de até 50%, e no gigante de gás de Troll é de 56%!

9.2 - O ATAQUE À CESSÃO ONEROSA

9.2.1 - A Cessão Onerosa – 2009/2014 – Do Nascimento da Ideia até a Aprovação da Contratação da Petrobrás para Produzir o Excedente em Regime de Partilha com a União e o Pedido de Revisão do Contrato da Cessão Onerosa pelo TCU

Pelo direito de produzir 5 bilhões de barris, a Petrobrás pagou à União, em 2010, US\$ 42 bilhões. A Cessão Onerosa foi a forma encontrada pelo governo federal em 2009/2010 de capitalizar a Petrobrás para a exploração e desenvolvimento do pré-sal, o qual foi a maior província petrolífera descoberta em mais de 35 anos. Antes disso, o Mar do Norte teve sua primeira descoberta comercial com Ekofisk em 1969. O pré-sal foi descoberto primeiro na Bacia de Santos, em 2006, com a perfuração dos poços Parati (1-RJS-617D) e Tupi (1-RJS-628A), esse último constituiu a primeira descoberta comercial e deu origem a nosso primeiro campo supergigante^I, em 2010, Lula/Tupi^{II}.

I - Um campo supergigante de petróleo é um campo com reservas superiores a 5 bilhões de barris de óleo.

II - O campo foi batizado de Lula quando da declaração de comercialidade, em 2010, mas rebatizado Tupi em 2020, após decisão do Tribunal Regional Federal da 4ª Região (TRF-4) e determinação da ANP (Reuters, 2020).

Através da Lei da Cessão Onerosa (Lei nº 12.276/2010) o Congresso Nacional autorizou a União a ceder para a Petrobrás o direito de produzir até 5 bilhões de barris de petróleo a partir de acumulações que a empresa viesse a descobrir em 7 grandes áreas (Figura 9-1), 6 definitivas e intransferíveis, Florim (bloco 1), Franco (bloco 2), Sul de Guará (bloco 3), Entorno de Iara (bloco 4), Sul de Tupi (bloco 5) e Nordeste de Tupi (bloco 6), e 1 contingente, a área de Peroba (bloco 7), a ser usada apenas se não houvesse nas áreas definitivas o volume contratado. A lei foi sancionada em 30 de junho de 2010 pelo então presidente da República, Luiz Inácio Lula da Silva, e o contrato, aprovado pelo Conselho Nacional de Política Energética

(CNPE), foi assinado entre a Petrobrás e a União em 03 de setembro do mesmo ano.

Anteriormente, duas certificadoras^{III} haviam sido contratadas para calcular os volumes e outros parâmetros técnicos: uma pela Petrobrás e outra pela ANP. Os volumes de óleo equivalentes recuperáveis (VOER)^{IV} alocados nas 6 áreas definitivas foram: 467 milhões de barris em Florim (Itapu); 3,058 bilhões de barris em Franco (Búzios); 319 milhões de barris em Sul de Guará (Sul de Sapinhoá); 600 milhões de barris no Entorno de Iara (Norte e Sul de Berbigão; Norte e Sul de Sururu, Atapu); 128 milhões de barris em Sul de Tupi (Sul de Lula); e 428 milhões de barris em Nordeste de Tupi (Sépio). A ideia da Cessão Onerosa tinha nas-

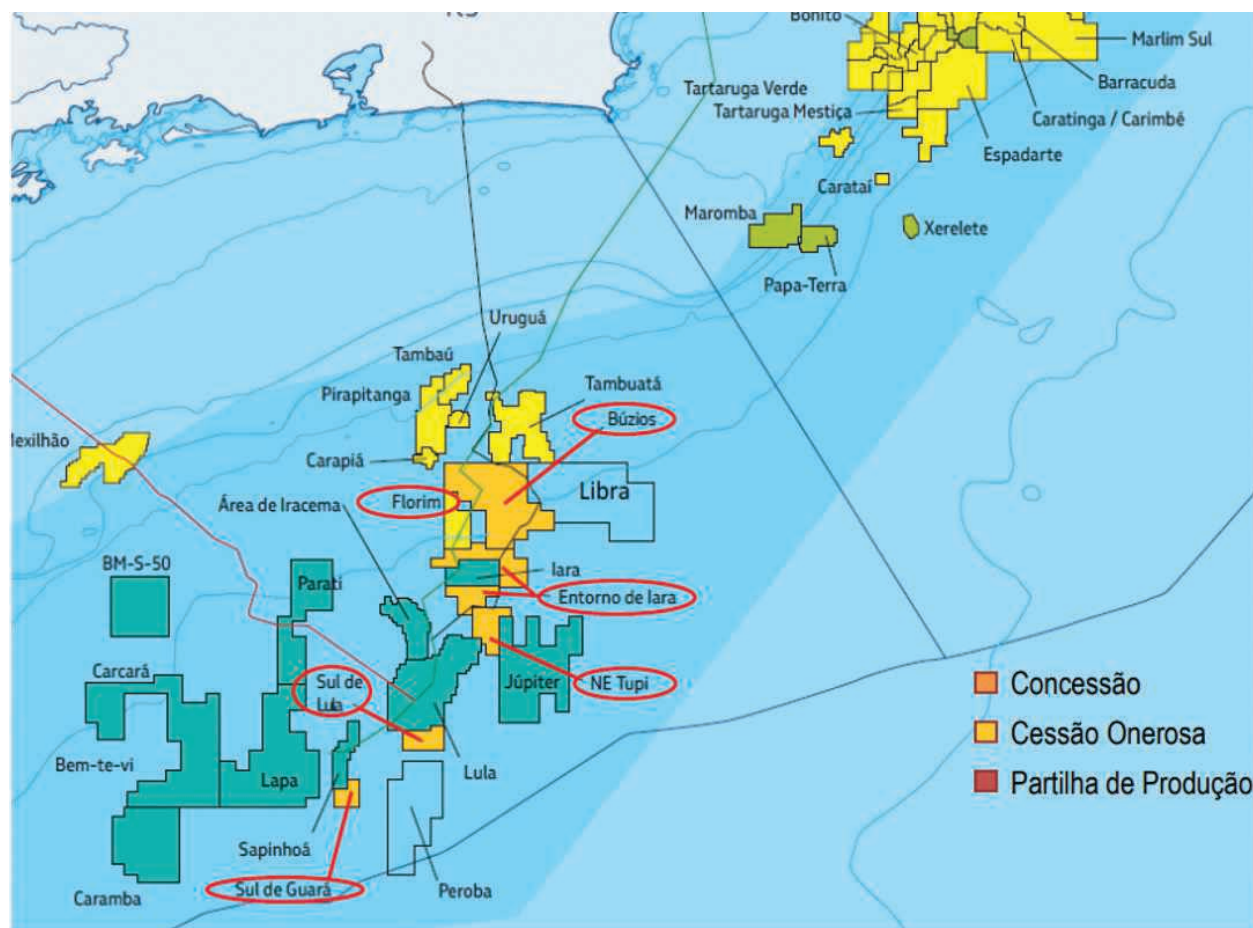


Figura 9-2 — Reprodução parcial de mapa de localização mostrando os blocos da Cessão Onerosa (cor laranja), dentre outros, modificado de apresentação sobre a importância da produção do excedente da Cessão Onerosa para a Petrobrás, da então presidente Graça Foster (2014). Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/apresentacoescentral-dedownloads/c21351b57561f7947d1a947e-98f85610e48e10a7ae87c2227d08e5f8bb53ceb3/apresentacao_excedentes_da_cessao_onerosa.pdf> Acessado em 29 junho 2021.

III - A Petrobrás contratou a certificadora independente estadunidense DeGolyer and MacNaughton e a ANP contratou a britânica Gaffney, Cline and Associates (atualmente parte da Baker Hughes).

IV - Quando ainda não há produção definitiva do petróleo, fala-se em VOER de uma jazida; e quando a produção se inicia, fala-se em reservas da mesma jazida.

cido em grupo de trabalho formado por técnicos da ANP e da Petrobrás, em 2009, para estudar as áreas do pré-sal que eram da União – dentro da mais estrita legalidade e visando à otimização da riqueza para toda a sociedade brasileira.

“A Cessão Onerosa foi uma forma de compensar a Petrobrás pelo esforço de 50 anos para chegar ao pré-sal.” (MACHADO, 2019)

Algo semelhante havia sido feito pelo governo norueguês antes da privatização parcial da Statoil (hoje Equinor, com 67% pertencendo à Coroa norueguesa), com a venda das ações na bolsa de valores em 2001. À época, o governo norueguês vendeu para sua estatal de petróleo e gás parte de seu portfólio de participações nas licenças de produção de campos de petróleo e gás. E as semelhanças com a Noruega não param por aí, pois para desenvolver as tecnologias necessárias para a exploração e produção no Mar do Norte, foram gastos, somente até 1975, segundo reportagem da revista Time de então, 11 bilhões de dólares a mais do que os EUA gastaram para colocar o homem na Lua (Time Magazine, 1975).

Pelo direito de produzir os 5 bilhões, a Petrobrás pagou à União, em 2010, US\$ 42 bilhões (quase 75 bilhões de reais). A União aumentou sua participação na estatal reinvestindo esse dinheiro na mesma. A captação na bolsa de valores de São Paulo foi um sucesso. A Petrobrás iniciou então a campanha exploratória nas áreas: adquiriu levantamentos sísmicos 3D; perfurou poços pioneiros e de extensão, e confirmou a presença de acumulações de petróleo de excelente qualidade (grau API dentro da faixa dos intermediários) em reservatórios de excelente qualidade no pré-sal, play que já havia sido comprovado a esta altura dos acontecimentos. Afinal, além das descobertas realizadas até 2010^V, no campo de Lula havia sido instalado e iniciado sua produção, em 27 de outubro de 2010, aquele que seria o primeiro sistema

definitivo no campo supergigante após a declaração de comercialidade, o piloto de Tupi, no qual o FPSO Cidade de Angra dos Reis foi conectado inicialmente ao poço 9-RJS-660 (Petrobrás, 2010).

9.2.2 - As Declarações de Comercialidade das Acumulações das Áreas Definitivas da Cessão Onerosa: Nascimento de Campos de Petróleo Supergigantes e Gigantes

Conforme previsto no contrato da Cessão Onerosa, a Petrobrás foi declarando a comercialidade na medida em que finalizava a etapa de delimitação/avaliação dessas acumulações e elaborava o plano de desenvolvimento a ser submetido à ANP. Franco e Sul de Tupi foram os primeiros a terem a comercialidade declarada, em dezembro de 2013, dando origem aos campos de Búzios e Sul de Lula, respectivamente. Florim, Sul de Guará e Nordeste de Tupi lhes seguiram em setembro de 2014, originando os campos de Itapu, Sul de Sapinhoá e Sépia. E finalmente, em dezembro de 2014, foi declarada a comercialidade da área de Entorno de Iara, juntamente com a área de Iara (sob regime de concessão). A área de Entorno de Iara deu origem aos campos Norte e Sul de Berbigão, Norte e Sul de Sururu e Atapu.

Ao realizar a etapa de exploração e avaliação de descobertas das áreas, a Petrobrás verificou que nelas havia muito mais petróleo e gás do que fora adquirido no Contrato da Cessão Onerosa. Na declaração de comercialidade de Búzios, realizada em dezembro de 2013, a estatal havia informado à ANP um volume recuperável de 10 bilhões de barris, o que apontava um excedente de 7 bilhões de barris em relação ao volume contratado na Cessão Onerosa (FOSTER, 2014). Em junho de 2014, o excedente era calculado pela ANP, com base em estudos da Petrobrás, como sendo equivalente a 10 a 15 bilhões de barris, aproximadamente (Tabela 9-1). Portanto, o volume recuperável de petróleo equivalente total que estava em jogo na Cessão Onerosa e no Exce-

V - Descobertas de acumulações do pré-sal, em ordem cronológica de 2006 até 2010, que viraram campos: Tupi/Lula (2006), Carioca/Lapa (2007), Guará/Sapinhoá (2008), Iracema/Cernambi (2008), Iara/Sururu (2008), Franco/Búzios (2010), Libra/Mero (2010).

dente da Cessão Onerosa era de 15 a 20 bilhões de barris, ao qual a Petrobrás teria o direito de produzir se tivesse sido respeitada a resolução do CNPE Nº 01/2014.

Áreas Cessão Onerosa	Volume Recuperável Milhões boe		Volume Contratado Milhões boe
	FR = 23%	FR = 30%	
Florim	724	945	467
Franco (Campo de Búzios)	9.534	12.436	3.058
Nordeste de Tupi	875	1.140	428
Entorno de Iara	3.268	4.262	600
Sul de Lula	463	604	128
Sul de Guará	130	170	319
Total	14.994	19.557	5.000

Tabela 9-1 – Volumes excedentes da Cessão Onerosa considerados dois fatores de recuperação (23% e 30%, sendo esse último a média da indústria) e os volumes contratados na Cessão Onerosa para cada uma das 6 áreas definitivas: Florim, Franco/Búzios, Nordeste de Tupi, Entorno de Iara, Sul de Lula e Sul de Guará – modificada da Memória da 28ª Reunião do CNPE em 24 de junho de 2014.

Seguindo um modelo de desenvolvimento da indústria nacional de petróleo e gás que otimizaría a geração de riqueza para a sociedade brasileira, foi apresentada, e aprovada por unanimidade, a proposição para a contratação direta da Petrobrás para produzir, em regime de partilha com a União, o excedente da Cessão Onerosa. Isso ocorreu na 28ª Reunião Ordinária do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), realizada em 24 de junho de 2014, no Palácio do Planalto, e presidida pela própria presidente da República, então Dilma Rousseff. Na ocasião da apresentação da proposição, foi ressaltado que a mesma acontecia conforme o artigo 12 da Lei da Partilha, segundo o qual, a “União pode determinar a contratação direta da Petrobrás no pré-sal sob o regime de partilha de produção”. As justificativas para a defesa da proposição foram: (1) a aceleração da produção de áreas não contratadas, com retorno financeiro para o país; (2) a permissão da execução de um projeto único e otimizado desde o início para cada uma das áreas portadoras de excedente; (3) a garantia de volumes importantes para a produção da empresa estatal brasileira; e (4) a eliminação de inseguranças jurídicas (Conselho Nacional de Política Energética, CNPE, 2014).

E considerando a destinação prevista no Novo Marco Regulatório do Petróleo, através da criação do Fundo Social seriam gerados para a União, e para a saúde e a educação da sociedade brasileira ao longo de décadas, R\$ 642,3 bilhões – R\$ 318,2 bilhões em royalties (75%) e R\$ 324,1 em excedente em óleo (75%) –, sendo que desses, R\$ 481,7 bilhões – R\$ 238,6 bilhões em royalties e R\$ 243,1 em excedente em óleo – seriam destinados à educação (Conselho Nacional de Política Energética, CNPE, 2014).

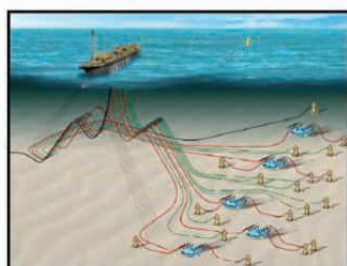
A então presidente da Petrobrás, Maria das Graças Foster, em coletiva à imprensa realizada em 27 de junho de 2014, tendo como tema a contratação direta da Petrobrás para a produção, em regime de partilha com a União, dos Excedentes da Cessão Onerosa no campo de Búzios e nos blocos de Florim (Itapu), Nordeste de Tupi (Sépia) e Entorno de Iara (Norte e Sul de Berbigão, Norte e Sul de Sururu e Oeste de Atapu), destacou os pontos positivos para a estatal: “Áreas de excelente potencial, com baixo risco, já conhecidas e comprovadas”; “Volumes potenciais recuperáveis de 9,8 a 15,2 bilhões de boe”; “Possibilidade de elevar a produção no Brasil, entre 2020 e 2030, para até 4,2 milhões de bpd”; e “Maximizar a rentabilidade pela participação seletiva em futuros BIDs e gestão do portfólio de E&P (desinvestimentos em áreas sob Concessão)”. Além disso, segundo a presidente, a produção simultânea dos volumes contratados na Cessão Onerosa e dos volumes excedentes da Cessão Onerosa possibilitaria a otimização dos recursos tanto da produção quanto da infraestrutura e anteciparia a produção dos volumes excedentes (Foster, 2014).

Em 12 de novembro de 2014, poucos dias após a reeleição de Dilma Rousseff, o ministro do TCU José Jorge Vasconcelos Lima pediu revisão do Contrato da Cessão Onerosa, paralisando por tabela a elaboração pela ANP dos contratos de produção do excedente pela Petrobrás em Regime de Partilha com a União conforme determinação da resolução CNPE nº 01/2014. José Jorge, ex-ministro de Minas e Energia de FHC em 2001 e candidato a vice na chapa de Alckmin nas eleições presidenciais de 2006, questionava a urgên-

As Áreas da Cessão Onerosa Possuem Grande Potencial Já Conhecido e Comprovado

Áreas	Volumes Adicionais ao Contrato de Cessão Onerosa de 9,8 a 15,2 bilhões de boe, segundo a ANP (milhões de barris equivalentes de petróleo)
Búzios	entre 6.500 e 10.000
Entorno de Iara	entre 2.500 e 4.000
Florim	entre 300 e 500
Nordeste de Tupi	entre 500 e 700

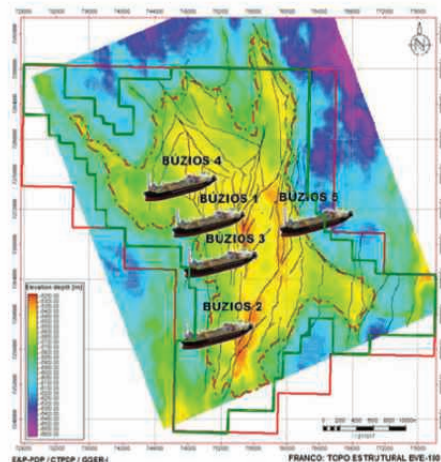
Fonte: Resolução CNPE nº 1, 24 de Junho de 2014.



Módulo 1 de Búzios (cessão onerosa)



P-74; 1º Óleo: 2016
Capacidade: 150 mil barris/dia



Na forma da regulação, a Petrobras informou à ANP estimativas de volumes de Búzios na Declaração de Comercialidade, em dez/13, indicando expectativa de excedentes de até 7 bilhões de barris equivalentes neste campo (volume recuperável de 10 bilhões boe)

3

Figura 9-3 – Reprodução do eslaide número 3 da apresentação de Foster (2014) destacando os volumes excedentes e os números do nosso supergigante Búzios, o maior do pré-sal e do Brasil e um dos maiores do mundo, considerando suas reservas de petróleo.

cia de se assinar tais contratos (Tribunal de Contas da União - TCU, 2014). O tempo mostraria que a urgência era real.

9.2.3 - A QUEBRA DA EXCLUSIVIDADE DA PARTILHA DA PETROBRÁS ENTRE 2015/2016 E AS VENDAS DE CAMPOS DO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS NA GESTÃO DE PEDRO PARENTE (2016-2018)

Após o impeachment de Dilma Rousseff, em 2016, o qual muitos reconhecem como um golpe jurídico-midiático-parlamentar com o apoio dos militares, o senador José Serra (PSDB-SP) cumpriu a promessa feita à Chevron em 2009, quando, segundo a sra. Patrícia Pradal, representante daquela petroleira estadunidense e do Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), o mesmo Serra – que seria candidato contra Dilma em 2010 – não quisera se comprometer abertamente, mas afirmara:

“– Deixa esses caras (do Partido dos Trabalhadores/PT) fazerem o que eles quiserem. As rodadas de licitações não vão acontecer, e aí nós vamos mostrar a todos que o modelo antigo funcionava... E nós mudaremos de volta...” (Consuladado dos Estados Unidos da América – EUA no Rio de Janeiro, 2009)

Esse fato está registrado no telegrama confidencial^{VI} intitulado “*Can the oil industry beat back the presalt law*” (traduzido livremente para: “A indústria de petróleo vai conseguir combater a lei do pré-sal?”) enviado pelo Consulado dos EUA no Rio de Janeiro, em 02 de dezembro de 2009, para diversas repartições diplomáticas, dentre as quais a Embaixada em Brasília, o Consulado em São Paulo e a Secretaria de Estado daquele país. O telegrama foi revelado em 13 de dezembro no site Wikileaks, que também publicou a matéria em português “Brasil – nos bastidores, o lobby pelo pré-sal”, na qual, além do telegrama, são comentados outros 5 telegramas diplomáticos estadu-

VI - O telegrama foi classificado como confidencial à época de sua emissão, em 2009.

nidenses, revelando as entranhas do *lobby* das petroleiras estrangeiras no país (Wikileaks, 2010).

Em 2016, o principal argumento que Serra utilizou para quebrar a operação única da Petrobrás no regime de Partilha de Produção no polígono do pré-sal, conhecido como “Picanha Azul” (Figura 9-4) em função do baixíssimo risco exploratório (a Petrobrás tinha sucesso geológico de 100%, encontrando petróleo de boa qualidade no pré-sal por vários anos consecutivos), foi a “crise” financeira da Petrobrás. “A Petrobrás quebrada” foi uma tese inventada para justificar a futura privatização fatiada da estatal. Foi criada com a ajuda da Operação Lava-Jato, bem como da exploração midiática da mesma, a qual foi bastante intensa até a queda de Dilma. Mas a tese não se sustenta,

conforme mostram vários trabalhos técnicos (OLIVEIRA & COUTINHO, 2017) (AEPET, 2017) (COUTINHO & BERCOVICI, 2018) publicados pela Associação de Engenheiros da Petrobrás (AEPET), a partir dos dados disponibilizados pela própria Petrobrás no site do Investidor Petrobrás^{VII}. A Petrobrás esteve endividada, pois precisou realizar vultosos investimentos, e sempre foi uma grande geradora de caixa. Um dos fatores dessa grande capacidade de geração de caixa foi o desenvolvimento e produção das imensas reservas de petróleo nos campos do pré-sal, dentre os quais, merecem destaque os da Cessão Onerosa, com poços que estão entre os de maior produtividade no mundo.



Figura 9-4 – Mapa de Localização dos blocos e campos operados pela Petrobrás nas bacias de Santos e Campos sob regime de Concessão (amarelo), Cessão Onerosa (laranja) e Partilha de Produção (marrom claro), onde o polígono do pré-sal ou “Picanha-Azul” está destacado em azul ligeiramente mais escuro que o do mar – modificada da Ata da Reunião do TCU em 12 de novembro de 2014 (Tribunal de Contas da União, TCU, 2014).

Quando se fala no endividamento da Petrobrás (Figura 9-5), pouco ou nada se menciona sobre as causas desse endividamento. O que estava acontecendo com a Petrobrás entre 2010 e 2014, os anos em que houve o expressivo crescimento da dívida líquida da empresa, eram pesados investimentos nos vários segmentos: E&P; Refino,

Transporte, Comercialização e Petroquímica; Gás, Energia e Fertilizantes; Distribuição de Derivados (BR Distribuidora) e de GLP (Liquigás); e Biocombustíveis (PBIO). No E&P (Exploração e Produção), a Petrobrás estava desenvolvendo seu primeiro campo supergigante, Lula, e realizando a exploração e delimitação em várias áreas no pré-sal na

VII - <<https://www.investidorpetrobras.com>>

Bacia de Santos, dentre as quais as da Cessão Onerosa, as sob regime de concessão, e também nos limites de vários campos gigantes do pós-sal na Bacia de Campos, que possuem também os reservatórios do pré-sal saturados com petróleo de excelente qualidade abaixo das descobertas antigas. Dentre as áreas sob concessão no pré-sal de Santos, a Petrobrás já havia descoberto também o campo gigante de Sapinhoá, hoje principal pagador de royalties para o estado de São Paulo, com a perfuração do pioneiro 1-SPS-55, informalmente designado “Guará”. As descobertas em blocos sob regime de concessão que vira-

riam campos gigantes no pré-sal continuariam até 2012, com Carcará, descoberto pelo poço pioneiro adjacente 4-SPS-86B. Sobre as descobertas realizadas pela Petrobrás entre 2006 e 2014 no pré-sal de Santos, ver o ANEXO I. Vale destacar que, conforme a própria figura de Grisolia (2018) mostrada no Investor Day Nova Iorque em 14 de setembro de 2018, o fluxo de caixa livre da Petrobrás já havia ficado positivo em algum momento entre 2014 e 2015, e a dívida já estava caindo muito antes da privatização fatiada das gestões dos presidentes Parente, Monteiro, Castello e outros.

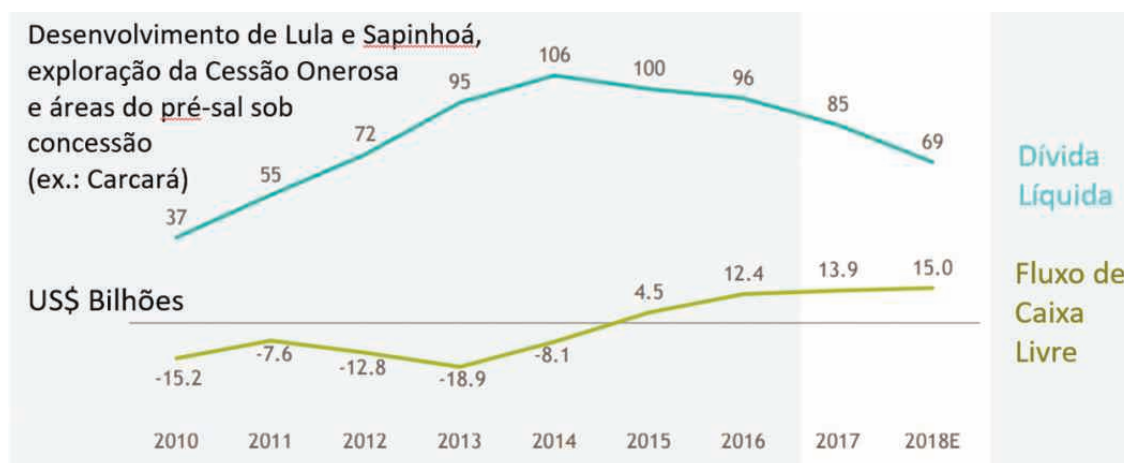


Figura 9-5 – Modificada (traduzidos termos do inglês para o português e inseridos grandes projetos do E&P associados com investimentos produtivos que causaram o aumento do endividamento entre 2010 e 2014) do gráfico que mostra a evolução da dívida líquida e do fluxo de caixa livre da Petrobrás entre 2010 e 2018, apresentado por Grisolia (2018) no Investor Day Nova Iorque em 14 de setembro de 2018 (Grisolia, 2018).

No mesmo período, apesar do elevado preço do barril do petróleo e do elevado grau de investimento em exploração, as descobertas mundiais de óleo em reservatórios convencionais continuaram decrescendo (HUREAU & VIALLY, 2012) (VIALLY & HUREAU, 2013) (HUREAU & VIALLY, 2014). Por essa razão, as multinacionais do petróleo que, apesar de investir pesadamente, não estavam descobrindo nada – nem de longe – tão significativo quanto o pré-sal, não tiveram de fazer pesados investimentos no mesmo período.

tar um crescimento mais modesto, em torno de 5%. Em dez anos, os orçamentos da exploração aumentaram cinco vezes, o que levou a algumas descobertas importantes; mas desde 2010, os volumes descobertos têm caído todos os anos, apesar do aumento contínuo dos gastos. Em 2013, foram descobertos 17 bilhões de barris de óleo equivalente (Bboe). Isso é menos do que ambos, o volume descoberto no ano anterior e o volume médio de dez anos.” (HUREAU & VIALLY, New Conventional Oil and Gas Discoveries, 2014)

*“As despesas de exploração aumentaram acen-
tuadamente em 2013, tal como no ano anterior.
Os resultados gerais para 2014 deverão apresen-*

9.2.4 - APÓS A QUEBRA DA EXCLUSIVIDADE DA PETROBRÁS NO REGIME DE PARTILHA, O PRÉ-SAL COMEÇA A SER VENDIDO NA ADMINISTRAÇÃO DE PEDRO PARENTE PELOS BLOCOS E CAMPOS SOB REGIME DE CONCESSÃO

Durante o processo de impeachment da presidente Dilma Rousseff, em 2016, foi empossado na presidência da Petrobrás Pedro Pullen Parente, que iniciou a entrega do pré-sal de Santos, com a venda da acumulação gigante de Carcará (Figura 9-6) para a Statoil (hoje Equinor) – antes mesmo de Dilma ser afastada definitivamente e de José Serra conseguir aprovar a quebra da operação única no Congresso. A venda do bloco BM-S-8 (que contém Carcará) no pré-sal da Bacia de Santos foi aprovada pelo Conselho de Administração da estatal em 28 de julho e anunciada em comunicado ao mercado no dia seguinte (Petrobrás, 2016). O bloco BM-S-8, um dos originais do cluster do pré-sal de Santos, era operado pela Petrobrás (66%), tendo como parceiras a Petrogal (14%), a Queiroz Galvão (10%) e a Barra Energia (10%). O consórcio havia efetuado a descoberta da acumulação gigante de Carcará, em 2012 (Petrobrás, 2012), e perfurado dois poços de extensão em 2015. No comunicado da venda para a estatal norueguesa de petróleo, a administração de Parente tratou eufemisticamente a descoberta de Carcará, dizendo apenas: “*Nesse bloco ocorreu uma descoberta no prospecto exploratório denominado Carcará*” (Petrobrás, 2016).

A concretização viria após a aprovação da lei de Serra, no Congresso, em novembro de 2016. Nesta venda, a gestão de Parente transferiu para a estatal de petróleo e gás da Noruega uma acumulação que estava em fase de avaliação, e cujos dois poços de extensão (i.e., que delimitam a extensão de uma jazida) perfurados, avaliados por perfis e por testes de formação a poço revestido, confirmavam a excelência e continuidade dos reservatórios e petróleo de excelente qualidade. A estatal norueguesa, que detém a maioria dos gigantes operados no Mar do Norte, e já enfren-

ta declínio da produção, adquiriu um ativo formidável, com cerca de 700 milhões a 1,3 bilhão de barris em volume de óleo equivalente recuperável (Statoil, 2016). E parte da área do plano de avaliação de Carcará no antigo bloco BM-S-8 ainda estava por explorar à época da venda. Nessa porção, posteriormente, a estatal norueguesa testaria o prospecto Guanxuma, sem sucesso.

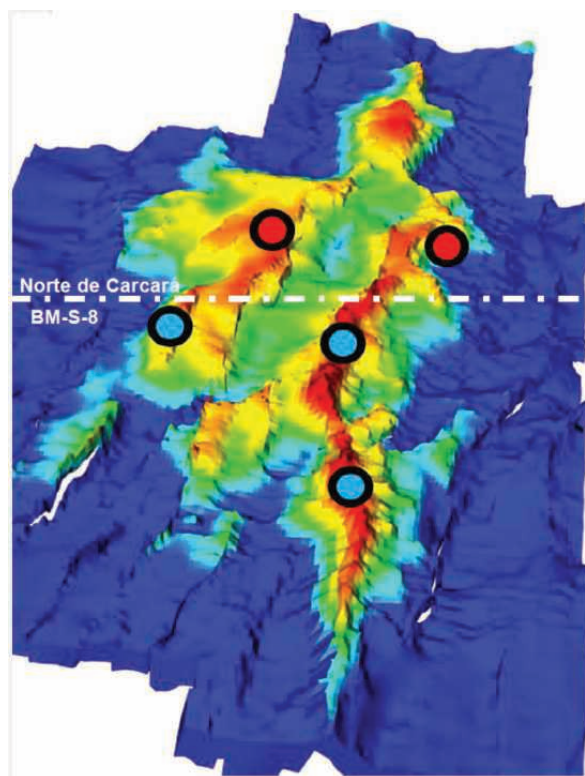


Figura 9-6 – Mapa da acumulação descoberta em 2012 pelo poço informalmente designado por Carcará, 1-SPS-86B – modificada de Hansen (2019).

Em novembro de 2016, a superintendente de Definição de Blocos da ANP, Eliane Petersohn, estimou para a área Norte de Carcará, na qual a acumulação se estendia, fora dos limites da concessão, volumes de óleo *in situ* e óleo equivalente recuperável de 2,2 bilhões de barris e 600 milhões de barris, respectivamente, considerando um fator de recuperação médio de 30% (Agência Estado, 2016). A área Norte de Carcará, pertencente à União, estava prevista para ir a leilão em 2017, e a ANP suspendeu os prazos do Plano de Avaliação da Área de Carcará até que o leilão ocorresse. Em dezembro de 2019, foi declarada a comercialidade dos dois campos da jazida de Carcará, a da

área original do PDA (Plano de Desenvolvimento e Avaliação) de Carcará no BM-S-8 vendida por Parente; e a da área Norte de Carcará, leiloadada no governo Temer, em 2017 – que deram origem aos campos de Bacalhau e Bacalhau Norte, respectivamente, numa auto-homenagem dos noruegueses ao (preparo de) peixe que os deixou famosos mundialmente. Em 27 de janeiro de 2020, a ANP aprovou as duas declarações de comercialidade. Apenas em 18 de março de 2021, a ANP aprovou o plano de desenvolvimento da fase 1 da jazida de Bacalhau. Até recentemente^{VIII}, não havia nenhum resumo do Plano de Desenvolvimento dos campos de Bacalhau e Bacalhau Norte no site onde constam os sumários exploratórios da ANP.

Os volumes de petróleo *in situ* e recuperáveis oficiais de um campo em etapa de desenvolvimento são parte importante do Sumário Exploratório ANP. No caso de Bacalhau e Bacalhau Norte, a real dimensão da importância desse campo para os noruegueses foi ressaltada pelo chefe de exploração da Statoil para Reino Unido e Noruega, Jez Averty, em entrevista à agência de notícias britânica Reuters: “Acreditamos que esse pode ser um ativo de muito alto valor. Ele tem potencial para ser o nosso (Johan) Sverdrup fora da Noruega” (AEPET, 2018). Johan Sverdrup foi o último campo gigante descoberto na Noruega em 2010 e desenvolvido a partir de 2015 com forte participação estatal, dividida entre a operação pela Statoil/Equinor (42,63%) e a participação direta do estado (17,36%) controlada pela Petoro^{IX}. Segundo o geólogo Luciano Seixas Chagas (consultor que trabalhou no consórcio original do bloco BM-S-8), o volume de petróleo recuperável na jazida de Carcará pode ser de vários bilhões de barris (idem) o que faria dele a quarta acumulação supergigante no pré-sal de Santos. E com uma qualidade excelente de petróleo, um petróleo de 31 °API e sem percentuais expressivos dos contaminantes enxofre e gás carbônico.

Em dezembro de 2016, foi a vez de outros campos do pré-sal de Santos, também sob regime de concessão, serem vendidos à multinacional francesa Total: Lapa, Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu. Lapa, o segundo campo a ser descoberto no pré-sal de Santos, com a perfuração do poço informalmente designado “Carioca”, o 1-SPS-50, e o terceiro a entrar em produção, atrás apenas de Lula/Tupi e Sapinhoá/Guará, teve 35% e a operação entregues pela gestão de Pedro Parente, através de uma “parceria estratégica”. O primeiro sistema de produção definitiva, o FPSO Cidade de Caraguatatuba, tinha sido instalado dois dias antes do anúncio da venda. Posteriormente, seriam entregues os 10% restantes que a Petrobrás detinha, dos 45% originais, no antigo BM-S-9. Nos campos da antiga área de lara (Sururu, Berbigão e Oeste de Atapu), unitizáveis com os campos Norte e Sul de Berbigão, Norte e Sul de Sururu e Atapu, da Cessão Onerosa, onde a Petrobrás detinha 65% do bloco original BM-S-11, foram passados para os franceses, naquela ocasião, 22,5%. Em 3 de agosto de 2018, com a conclusão de um poço em Sururu, confirmou-se uma coluna de óleo de 530 metros de extensão (Ramalho, 2018). À época, essa era a maior coluna de óleo já encontrada no pré-sal de Santos. Estranhamente, não houve nenhuma notícia sobre Sururu nos comunicados publicados no site do Investidor Petrobrás nessa data. Uma diferença notável, quando pensamos que, entre 2006 e 2014, as informações de descobertas importantes eram prontamente divulgadas. Foi o caso, por exemplo, do poço 3-RJS-722, informalmente conhecido como Entorno de lara 2, que descobriu uma coluna de óleo com 526 m de altura, cuja descoberta foi comunicada de imediato ao mercado, em 07 de março de 2014. As alturas das colunas de óleo encontradas nesses dois poços são raras e representativas de construções carbonáticas de grande extensão e com enorme capacidade volumétrica porosa.

VIII - Última consulta feita em 28 de agosto de 2022, mais de 10 anos depois da descoberta de Carcará e 6 anos depois da venda. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/planos-de-desenvolvimento>>.

IX - Disponível em: <<https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/johan-sverdrup>>. Acesso em: 06 setembro 2022.

As Tentativas de Entrega do Pré-Sal na Bacia de Campos com as Parcerias Estratégicas

Através das parcerias estratégicas de Pedro Parente, tentou-se iniciar também a entrega do pré-sal na Bacia de Campos. Usando como justificativa a maturidade dos campos gigantes do pós-sal, firmou-se parceria, em junho de 2018, com a Statoil/Equinor, cedendo 25% em Roncador, o maior gigante^x do pós-sal da Bacia de Campos, com seus 9,221 bilhões de barris *in place* originalmente. E em outubro de 2018, já na gestão de Ivan Monteiro, a parceria estratégica foi anunciada com a estatal chinesa China National Oil and Gas Exploration and Development Company (CNODC),

subsidiária da estatal chinesa China National Petroleum Company (CNPC), no cluster de Marlim, formado pelos gigantes do pós-sal Marlim, Marlim Leste e Marlim Sul, e pelo campo de Voador, os quais também possuem petróleo no pré-sal conforme mostrado na Figura 9-7. Em Marlim Leste, a descoberta do Tracajá já estava em produção desde 2011, na P-53, enquanto que o volume de petróleo na descoberta do poço informalmente designado “Brava”, no pré-sal de Marlim, ainda estava em delimitação, apesar de também em produção (P-20) (BATALHA & CUNHA, 2018). Posteriormente, os chineses desistiram da parceria.

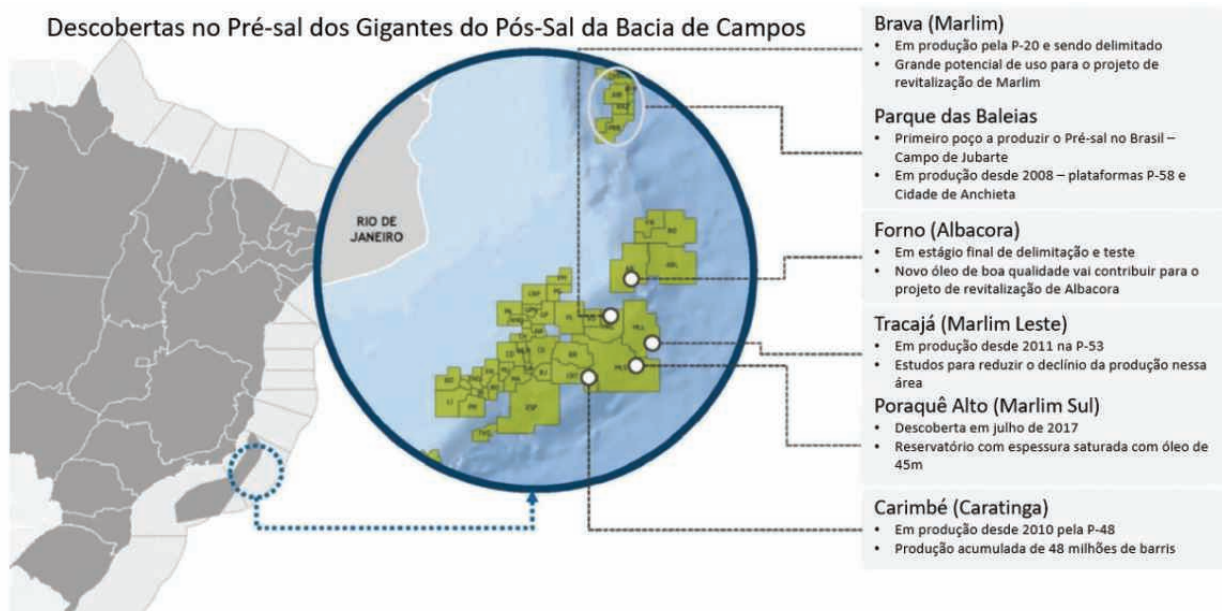


Figura 9-7 – Reservatórios no pré-sal de Campos Gigantes do pós-sal da Bacia de Campos – modificada de Batalha e Cunha (2018).

Na gestão de Castello Branco, 50% do Complexo de Marlim (Figura 9-8 e Tabela 9-2) foi colocado à venda, com a justificativa de concentração em ativos de classe mundial. Difícil é dizer que esse fabuloso complexo de campos gigantes, com reservatórios do pós-sal e do pré-sal, não seja um ativo de classe mundial.

Ressalte-se que, quando comparamos o *play* pré-sal em Santos e Campos, esse foi explorado

e delimitado por um número muito maior de poços em Santos do que em Campos. Portanto, as estatais estrangeiras poderão ter boas surpresas se considerarmos que é nos campos gigantes que normalmente se acrescenta mais reservas por apropriação, à medida em que vão sendo perfurados poços durante o desenvolvimento e amplia-se o conhecimento geológico.

X - Jubarte, com volume de petróleo *in place* de 9,634 bilhões bbl (só a parte líquida no Sumário 2016/BAR 2015), é considerado à parte, porque no pós-sal são vários campos em separado que foram unificados pela ANP tendo como justificativa os reservatórios do pré-sal.

Campo	Volume de óleo in place em bilhões de barris	Produção Acumulada em bilhões de barris	Fator de Recuperação (%)	Primeiro Óleo
Marlim/Voador	7	2,7	38	17/03/1991*
Marlim Leste	5,3	0,4	8	09/04/2000**
Marlim Sul	8,1	1,3	17	30/04/1994***

Fonte do VOIP, produção acumulada e fator de recuperação: Teaser Cluster Marlim (Petrobrás, 2020). *Marlim atingiu um pico em 2002, quando produziu mais de 600 mil b/d e era um dos raros campos no mundo que produzia mais de 500 mil b/d; ** A produção só começou pra valer em 2009; *** A produção aumentou pra valer a partir de 2001. Fonte: Sumários ANP, em especial os Histórico de Produção dos Campos

Tabela 9-2 - Volume de óleo in place, produção acumulada, fator de recuperação e primeiro óleo do campo de Voador e dos gigantes de Marlim, Marlim Sul e Marlim Leste.

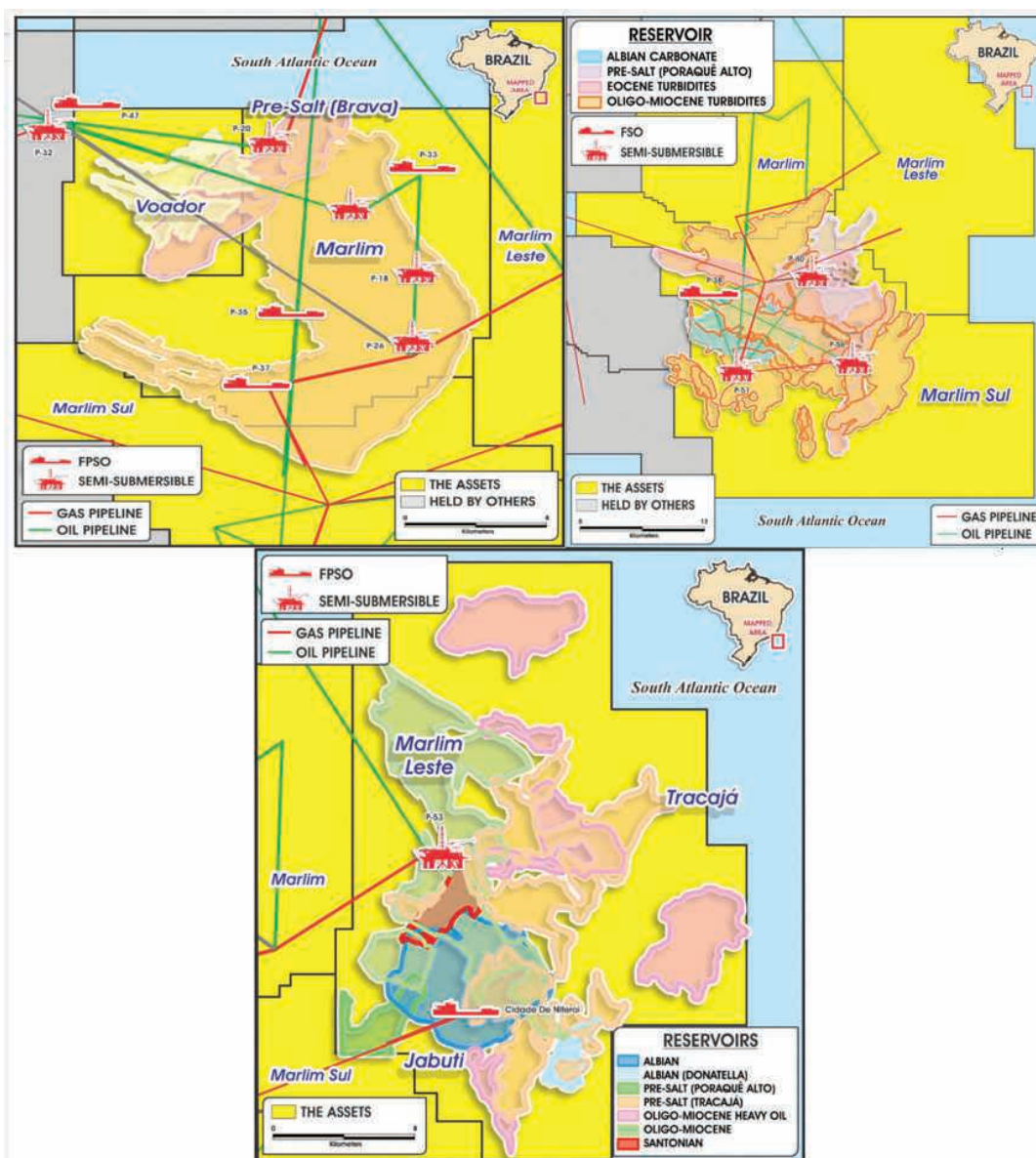


Figura 9-8 – Mapa de Localização dos Campos Marlim e Voador (canto superior esquerdo), Marlim Sul (canto superior direito) e Marlim Leste – modificada do Teaser Cluster Marlim (2020)

9.2.5 - Apropriação de Reservas em Campos Gigantes e Supergigantes – Uma Breve Ideia de Como os Volumes de Petróleo *in Situ* e Recuperável Crescem com a Perfuração de Novos Poços e a Aquisição de Informações Geológicas, Geofísicas e Petrofísicas

Para dar uma magnitude do aumento de reservas que um campo gigante pode ter de um ano para o outro à medida em que seus poços de desenvolvimento vão sendo perfurados e mais dados geológicos e geofísicos são adquirindo refletindo em modelos de reservatório 3D, modelos petrofísicos e modelos geomecânicos mais acurados, os quais por sua vez se refletem nos volumes de petróleo “*in place*” e recuperável de uma acumulação, vejamos o exemplo de Búzios. Conforme mostrado na Tabela 9-3, de um ano para o outro o volume de petróleo contido na acumulação aumentou em cerca de 3,3 bilhões de barris, o que considerando-se um fator de recuperação médio de 30%, acarretaria um aumento do volume de óleo recuperável significativo. Como então concordar com a venda de campos gigantes com poucos poços perfurados e, portanto, com incertezas consideráveis nos volumes *in place* e recuperável delimitados?!

Comparação entre os Volumes Originais <i>in Place</i> de Petróleo e Gás do Supergigante de Búzios Publicados nos Sumários Exploratórios ANP de 2015 (BAR-2014) e 2016 (BAR 2015)			
Volume de Óleo “ <i>in Place</i> ”	31/12/2014	Volume de Óleo “ <i>in Place</i> ”	31/12/2015
Petróleo (milhões de barris)	26.628,04	Petróleo (milhões de barris)	29.889,00
Gás total (milhões de m3)	984.927,97	Gás total (milhões de m3)	1.101.928
Boletim Anual de Reservas (BAR) 2014		Boletim Anual de Reservas (BAR) 2015	

Tabela 9-3 – Volumes Originais “*in place*” de Petróleo e Gás Natural de Búzios, fonte: Sumários Exploratórios ANP de Búzios de 2015 e 2016.

9.2.6 - Os Leilões do Petróleo no Governo Temer e o Fracasso das Multinacionais Estrangeiras como Operadoras no Pré-Sal, Excetuando-se os Campos e Acumulações Descobertos pela Petrobrás Adquiridos entre 2016-2022

No governo Temer, foram retomados os leilões de petróleo no pré-sal sob regime de partilha (Tabela 9-4) já sem a exclusividade da Petrobrás como operadora obrigatória, mas ainda com o direito de preferência da Petrobrás em ser operadora com pelo menos 30%. Ao todo, foram realizadas pela ANP seis rodadas de leilões da Partilha de Produção e uma rodada do Excedente da Cessão Onerosa, sob justificativa de aumentar as reservas nacionais e dinamizar o setor de petróleo e gás. Nas rodadas da partilha foram leiloadas 15 áreas no polígono do pré-sal com volume de óleo *in place* (i.e., *in situ*) não riscado estimado pela ANP variando entre 0,2 (Sul de Gato do Mato) a 29 (Aram) bilhões de barris de petróleo. Lembran-

dos, os quais por sua vez se refletem nos volumes de petróleo “*in place*” e recuperável de uma acumulação, vejamos o exemplo de Búzios. Conforme mostrado na Tabela 9-3, de um ano para o outro o volume de petróleo contido na acumulação aumentou em cerca de 3,3 bilhões de barris, o que considerando-se um fator de recuperação médio de 30%, acarretaria um aumento do volume de óleo recuperável significativo. Como então concordar com a venda de campos gigantes com poucos poços perfurados e, portanto, com incertezas consideráveis nos volumes *in place* e recuperável delimitados?!

do que são apenas estimativas da ANP, anteriores à perfuração de poço exploratório. Em Libra, que deu origem ao gigante de Mero, com volume recuperável de petróleo equivalente de 3,3 bilhões boe, a ANP apontava de 25 a 40 bilhões de volume de petróleo *in place*, que não se confirmou (Figura 9-9) (PETERSOHN, ABELHA & PEDROSA, 2013).

Apesar de a Petrobrás, usando seu direito de preferência criado na “partilha quebrada por Serra”, adquirir como operadora nove (9) áreas estratégicas no pré-sal (Tabela 9-4), as operadoras estrangeiras fincaram suas bandeiras nas outras seis (6) áreas, em busca dos campos supergigantes e gigantes semelhantes aos já descobertos pela estatal nas áreas sob concessão e de cessão onerosa. Além do risco, pois essas áreas ainda não haviam sido perfuradas, os volumes de petróleo *in situ* (i.e. *in place*) estimados pela ANP para a maioria dessas seis áreas foram muito menores do que os volumes confirmados pela exploração e avaliação realizados pela Petrobrás como opera-

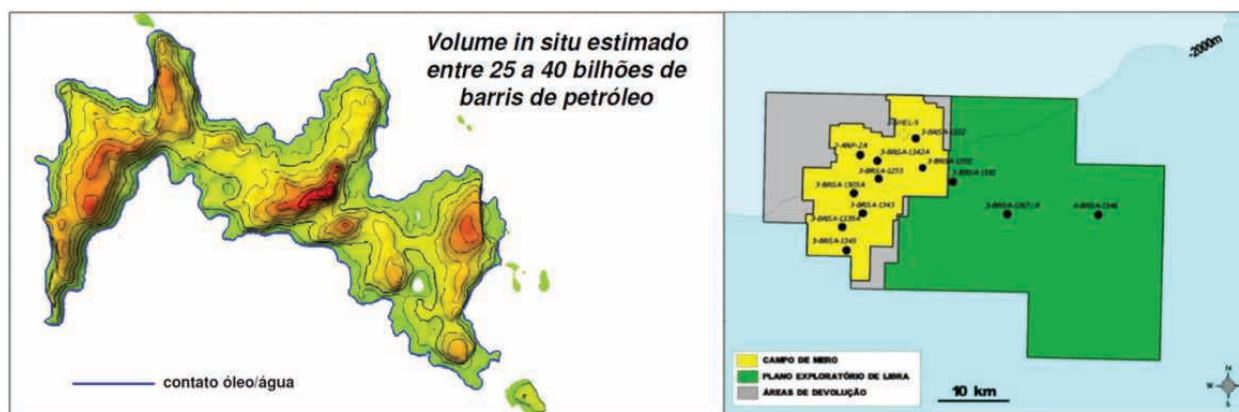


Figura 9-9 – Comparação entre a área da acumulação de Libra na qual já havia sido perfurado o poço descobridor 2-ANP-2A-RJS, mapeada na sísmica em 2013 (esquerda, modificada de Petersohn et al., 2013), e mapa dos blocos Noroeste de Libra (amarelo) e restante da área de Libra (verde) em 2017 (direita, modificados de Petrobrás, 2017), quando da declaração de comercialidade da área Noroeste de Libra, dando origem ao Campo de Mero.

dora nas áreas sob concessão e cessão onerosa entre 2006 e 2014. São os números dos volumes de óleo *in place* e recuperável dos campos operados pela Petrobrás que despertam a cobiça das multinacionais estrangeiras.

Para as companhias multinacionais estrangeiras e seus países de origem, não bastou quebrarem a operação exclusiva da Petrobrás, conforme tramaram em 2009 dentro do Consulado dos EUA, situado no Centro do Rio, a uma pequena distância da sede da Petrobrás. Elas querem mais. Sabem que não se descobre fácil um campo de petróleo como Búzios, que possui um volume de óleo *in place* estimado em 2016 pela ANP em 29,9 bilhões de barris, sem somar o gás natural *in place*, ou seja, contabilizando apenas a fração mais valiosa do petróleo, a parte líquida. Esses supergigantes são descobertos com intervalos de décadas. As multinacionais também sabem que, considerando-se os 25 maiores campos mundiais de petróleo da base de dados de campos gigantes de petróleo e de gás do mundo da American Association of Petroleum Geologists (AAPG), disponível no site do governo dos EUA^{XI}, Búzios certamente está entre eles. Mas quantos cidadãos brasileiros sabiam disso antes de ler aqui?

9.2.7 - O Projeto de Lei do ex-Deputado Federal José Carlos Aleluia (DEM-BA) para Autorizar a Venda de até 70% dos Campos da Cessão Onerosa entre 2017-2018

Em face à tamanha quantidade de petróleo de excelente qualidade, o *lobby* não se fez de rogado. Tentaram até atacar a própria Cessão Onerosa, autorizando a venda de até 70% da titularidade do contrato original com o projeto de lei (PL 8939/2017) apresentado na Câmara em 25 de outubro de 2017 pelo então deputado federal José Carlos Aleluia (DEM-BA) (Câmara Federal, 2017). O projeto passou na Câmara (PLC nº 78/2018), teve sua urgência para votação aprovada no Senado em novembro de 2018, apesar de, na consulta popular aberta à população quando o projeto de lei ainda estava na Câmara, no site do e-cidadania, a vitória maciça ter sido do “não” à autorização dessa venda lesa-pátria. O povo baiano não reelegera Aleluia. Vale recordar que, quando o Novo Marco Regulatório foi enviado ao Congresso, em 2009, o deputado baiano, que na época era o vice-líder do DEM, prometeu – e cumpriu – um ambiente nada amigável à tramitação do mesmo. Que os eleitores baianos vendo o triste desmonte da Petrobrás entre 2016 e 2022, especialmente em seu estado, onde a história do petróleo brasileiro efetivamente nos sorriu ainda nos tempos do Conselho Nacio-

XI - Disponível em: <<https://edx.netl.doe.gov/dataset/aapg-datapages-giant-oil-and-gas-fields-of-theworld>>.

nal do Petróleo (CNP), nunca se esqueçam dos malfeitos desse ex-congressista! Atualmente, o projeto continua aguardando tramitação no Se-

nado Federal. Convenientemente esquecido pelo *lobby* das petroleiras, que atingiu seu objetivo com os leilões do excedente entre 2019 e 2021.

Rodadas da Partilha de Produção/Data	Bloco/Bacia	Consórcio que arrematou/*Operadora	Excedente em óleo ofertado	Campo que deu origem ou situação do bloco
1ª (21/10/2013)	Libra/Santos	Petrobrás* (40%); Shell (20%), Total (20%), CNPC (10%) CNOOC (10%)	41,65%	Mero
2ª (27/10/2017)	Sul de Gato do Mato/Santos	Shell* (80%); Total (20%); em março de 2020 a ANP autorizou a venda de 30% pela Shell para a Ecopetrol	11,53%	Perfurados dois poços (3-Shell-30-RJS e 3-Shell-32D-RJS)
	Entorno de Sapinhoá/Santos	Petrobrás* (45%); Shell (30%), Repsol (25%)	80%	Nordeste de Sapinhoá, Noroeste de Sapinhoá e Sudoeste de Sapinhoá
	Norte de Carcará/Santos	Statoil* (40%), Exxon Mobil (40%), Petrogal (20%)	67,12%	Norte de Bacalhau
3ª (27/10/2017)	Peroba/Santos	Petrobrás* (40%), BP (40%), CNOOC (20%)	76,96%	Área devolvida à ANP pelo consórcio em janeiro de 2021
	Alto de Cabo Frio Oeste/Santos	Shell* (55%), QPI (25%), CNOOC (20%)	22,87%	Shell perfurou o 1-Shell-31-RJS com notificação de descoberta em 2019
	Alto de Cabo Frio Central/Campos	Petrobrás* (50%), BP (50%)	75,80%	Em 2022, a Petrobrás perfurou o poço 1-BRSA-1383A-RJS (Alto de Cabo Frio Central Noroeste), realizando teste de formação e comprovando boa produtividade
4ª (07/06/2018)	Três Marias/Santos	Petrobrás* (30%), Shell (40%), Chevron (30%)	49,95%	Petrobrás perfurou em 2021 o poço 1-BRSA-1382D-RJS com notificação de descoberta
	Uirapuru/Santos	Petrobrás* (30%), Statoil (28%), Exxon Mobil (28%), Petrogal (14%)	75,49%	Petrobrás perfurou em 2020 o poço 1-BRSA-1373B-SPS (Araucária) com presença de óleo
	Dois Irmãos/Campos	Petrobrás* (45%), BP (30%), Statoil (25%)	16,43%	Petrobrás perfurou poço 1-BRSA-1384-RJS
5ª (28/09/2018)	Saturno/Santos	Shell* (50%), Chevron (50%)	70,20%	Perfurado o 1-SHELL-33-RJS (seco com indícios de hidrocarbonetos)
	Titã/Santos	Exxon Mobil* (64%), QPI (36%)	23,49%	Exxon perfurou em 2021 o poço 1-EMEB-2-RJS com indícios de hidrocarbonetos
	Pau Brasil/Santos	BP* (50%), CNOOC (30%), Ecopetrol (20%)	63,79%	Pediu adiamento do compromisso de perfuração de poço
	Sudoeste de Tartaruga Verde/Campos	Petrobrás* (100%)	10,01%	Petrobrás perfurou em 2020 poço 1-RJS-753 (Natator) descobridor de óleo (no Albiano)
	Play Albiano			
6ª (07/11/2019)	Aram/Santos	Petrobrás* (80%), CNOOC (20%)	29,96%	Petrobrás perfurou poço Curaçao (1-BRSA-1381-SPS) e em novembro de 2021 comunicou descoberta
Rodada do Excedente da Cessão Onerosa (06/11/2019)	Búzios/Santos	Petrobrás* (85%), CNOOC (10%), CNOOC (5%)	23,24%	NA
	Itapu/Santos	Petrobrás* (100%)	18,15%	NA
2ª Rodada do Excedente da Cessão Onerosa (17/12/2021)	Sépia/Santos	Petrobrás* (30%), Total Energies EP (28%), Petronas (21%) e QP Brasil (21%)	37,43%	NA
	Atapu/Santos	Petrobrás* (52,5%), Shell Brasil (25%) e Total Energies EP (22,5%)	31,68%	NA

Tabela 9-4 – Rodadas da Partilha de Produção e do Excedente da Cessão Onerosa realizadas entre 2013 e 2021.



Field	Region	Country	Onshore/Offshore	Year of Discovery	Field Type	Classification	EUR_MM BOE	RSVS_M MBOE	EURO_M MBOE
1 Ghawar	MIDDLE EAST	Saudi Arat	Onshore	1948	Oil	Megagiant	106041,2	22072,49	75000
2 Greater Burgan	MIDDLE EAST	Kuwait	Onshore	1938	Oil	Megagiant	67729,3	11570,7	60600
3 Safaniya	MIDDLE EAST	Saudi Arat	Offshore	1951	Oil	Megagiant	56284,5	12466,86	55630
4 Marun	MIDDLE EAST	Iran	Onshore	1964	Oil	Supergiant	34508,1	10203,21	21962
5 Rumaila North and So	MIDDLE EAST	Iraq	Onshore	1953	Oil	Supergiant	33333,33	7702,097	30000
6 Ahwaz	MIDDLE EAST	Iran	Onshore	1958	Oil	Supergiant	29474,51	7594,353	25590,7
7 Kirkuk	MIDDLE EAST	Iraq	Onshore	1927	Oil	Supergiant	26370	3675,674	25000
8 Manifa	MIDDLE EAST	Saudi Arat	Offshore	1957	Oil	Supergiant	23911,17	6025,764	23118
9 Zakum	MIDDLE EAST	UAE	Offshore	1964	Oil	Supergiant	23740,02	7019,346	21680
10 Shaybah	MIDDLE EAST	Saudi Arat	Onshore	1968	Oil	Supergiant	21500	7001,299	21500
11 Gachsaran	MIDDLE EAST	Iran	Onshore	1928	Oil	Supergiant	21430,03	3041,334	16246,5
12 Abqaiq	MIDDLE EAST	Saudi Arat	Onshore	1940	Oil	Supergiant	21024,33	3732,491	18658
13 Zuluf	MIDDLE EAST	Saudi Arat	Offshore	1965	Oil	Supergiant	21009,5	6361,316	20150
14 Berri	MIDDLE EAST	Saudi Arat	Onshore	1964	Oil	Supergiant	20517	6066,379	18478
15 Prudhoe Bay	NORTH AMERICA	United Sta	Onshore	1967	Oil	Supergiant	19606,33	6229,984	15273
16 Agha Jari	MIDDLE EAST	Iran	Onshore	1936	Oil	Supergiant	19025,47	3129,202	17377
17 Cantarell	NORTH AMERICA	Mexico	Offshore	1977	Oil	Supergiant	18375,59	7559,411	16337,64
18 Khurais	MIDDLE EAST	Saudi Arat	Onshore	1957	Oil	Supergiant	17506,67	4411,789	17000
19 Romashkino	EASTERN EUROPE	Russia	Onshore	1947	Oil	Supergiant	17000	3467,11	17000
20 Bab	MIDDLE EAST	UAE	Onshore	1954	Oil	Supergiant	16508,37	3897,011	11630
21 Baghdad, East	MIDDLE EAST	Iraq	Onshore	1979	Oil	Supergiant	16416,67	7138,657	16000
22 Majnoon	MIDDLE EAST	Iraq	Onshore	1977	Oil	Supergiant	14833,33	13000	13000
23 Tia Juana	CENTRAL AND SOU	Venezuela	Onshore	1928	Oil	Supergiant	13390,14	1900,319	13390,14
24 Kashagan	EASTERN EUROPE	Kazakhsta	Offshore	2000	Oil	Supergiant	13333,33	11442,44	10000
25 Murban Bu Hasa	MIDDLE EAST	UAE	Onshore	1962	Oil	Supergiant	13048,6	3681,82	11660

Tabela 9-5 – Reprodução de parte de slide apresentado na 76ª SOEA, mostrando os 25 maiores campos de petróleo do mundo segundo a tabela de campos gigantes de petróleo e gás do mundo da AAPG Datapages, elaborada pelo Dr. M. K. (Mike) Horn.

Disponível em: <<https://edx.netl.doe.gov/dataset/aapg-datapages-giant-oil-and-gas-fields-of-the-world>>

9.2.8 - AS TENTATIVAS DE ENTREGA DO EXCEDENTE DA CESSÃO ONEROSA NO GOVERNO BOLSONARO ENTRE 2019-2021

9.2.8.1 - A Rodada de Licitações dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa em 2019

Eleito o presidente Bolsonaro, em 28 de fevereiro de 2019, em reunião extraordinária do CNPE, o ministro de Minas e Energia, Almirante Bento Albuquerque, aprovou a realização do leilão do excedente através da Resolução nº 02/2019, a qual “Estabelece diretrizes para a realização da Rodada de Licitações sob o regime de Partilha de Produção para os volumes excedentes aos contratados no regime de Cessão Onerosa”. Foram estabelecidos, na resolução, as áreas que iriam a leilão e os volumes excedentes (Figura 9-10), e também que a Petrobrás seria compensada, pelos investimentos realizados nas áreas, pelas empresas que adquirissem participação nas mesmas, no leilão. Essas empresas, em contrapartida, tornar-se-iam proprietárias na mesma medida de suas participações dos ativos existentes nas áreas: poços perfurados, equipamentos submarinos e plataformas de produção. Na área de Búzios, já

estavam instalados e produzindo os FPSOs P-74, P-75, P-76 e P-77, os quais deixariam de ser propriedade exclusiva da Petrobrás para serem propriedade do consórcio. As multinacionais teriam ainda (passe-se) o direito de abaterem, em custo em óleo, o que gastassem para indenizar a Petrobrás.

Os interessados na entrega do petróleo nacional não chamam atenção para o fato de que as petroleiras estrangeiras recebem de volta, em custo em óleo (petróleo produzido pelos nossos campos), o equivalente ao que gastarem para indenizar a Petrobrás. Para o leigo, que não é da área jurídica, isso parece uma simulação de venda. Imaginemos a seguinte situação: uma pessoa comum descobre em seu quintal uma jazida de ouro, um mineral valioso. Com recursos próprios – e o que adquiriu através de empréstimos bancários –, consegue implantar uma mina de ouro. Mas decide vender parte da mina para uma mineradora estrangeira. Recebe então, em dinheiro, o valor correspondente à parte vendida, incluindo aí tudo o que gastou para montar a mina. Mas terá de devolver, em ouro, o que a mineradora pagou como indenização pela infraestrutura. Algum empresário aceitaria isso? Agora, imagine um país soberano.

Área do Contrato	Volumes excedentes P90 – P10 (MM boe)	Volume Contratado C.O. (MM boe)
Búzios	3.898 - 10.168	3.058
Atapu	561 - 1.690	600
Sépia	1.340 - 2.371	428
Itapu	0 - 340	467
*Sul de Lula	269 – 493	319
*Sul de Sapinhoá	Não há	128
Total	6.068 – 15.062	5.000

* Áreas não serão licitadas, porque o volume do Sul de Sapinhoá será remanejado para o Sul de Lula



Figura 9-10 — Reprodução parcial de eslaide da reunião extraordinária do CNPE em 28 de fevereiro de 2019.

Será que ele teria governantes, Congresso, magistrados que permitiriam isso? Nesse conturbado momento que vivemos no Brasil, infelizmente, é o que temos.

Não tem cabimento, a União abrindo mão de receitas tão necessárias ao nosso país, em prol de empresas de países desenvolvidos e ricos, importadores de petróleo, que precisam assegurar o recurso para si e suas populações. O sensato seria adotar uma política para fornecer energia a um preço acessível no Brasil. Mas será que todos os que zelam pelo patrimônio da União estão cientes disso? Para ressaltar a magnitude da produtividade dos poços de Búzios, tivemos a publicação, em 02 de agosto, de uma notícia no site estrangeiro especializado em petróleo e gás Upstreamonline.com, informando que a unidade de produção definitiva P-75 teria topado a capacidade máxima de produção de 150 mil barris diários, com apenas 3 poços, um dos quais produzindo cerca de 60 mil b/d – constituindo, portanto, um novo recorde de produção no pré-sal e revelando a maior vazão offshore do mundo.

Lutamos para que esse crime lesa-pátria da entrega do excedente da Cessão Onerosa não acontecesse. Mas, infelizmente, um primeiro leilão ocorreu em 06 de novembro de 2019. A Associação dos Engenheiros da Petrobrás (AEPET), as Federações de Petroleiros (FUP e FNP) e outras entidades ingressaram com ações contra a realização do leilão. Mas de nada adiantou. O governo, através do Ministério de Minas e Energia,

estava obstinado em fazer o leilão. A ANP realizou um seminário técnico exclusivo para os representantes das petroleiras estrangeiras inscritos para participarem da rodada, no qual foram apresentados documentos confidenciais da Petrobrás, os planos de desenvolvimento do supergigante Búzios e dos gigantes Sépia, Itapu e Atapu. Nenhum sumário exploratório dos campos da antiga área Entorno de Iara, dentre os quais Atapu, teve um Sumário Exploratório ANP publicado na página já mencionada neste capítulo, para que o cidadão comum pudesse ter conhecimento do que estava sendo leiloadado, dos gigantescos volumes do ouro negro envolvidos. Relembrando que o Sumário é o resumo do Plano de Desenvolvimento.

No dia marcado, a Petrobrás arrematou 90% do excedente de Búzios, em parceria com as estatais chinesas China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) (5%) e China Southern Petroleum Exploration and Development Corporation (CNO-DC) (5%); e 100% do excedente de Itapu. Estranhamente, a diretoria de Exploração e Produção na gestão de Castello Branco não exerceu o direito de preferência para os excedentes dos gigantes de Sépia e de Atapu (saíram “ílesas”, isto é, não foram arrematadas). As outras multinacionais estrangeiras não se apresentaram, não fizeram lances. A grande mídia, a mesma que duvidava da existência e magnitude do pré-sal, atribuiu a baixa participação das demais multinacionais estrangeiras aos valores elevados envolvidos e à complicada engenharia financeira para ressarcimento dos

investimentos já realizados pela Petrobrás. Difícil admitir, também, que teria sido pela insegurança jurídica demonstrada pela luta dos trabalhadores na Justiça, tentando impedir o leilão. Outro fator importante, este na geopolítica mundial do petróleo, que passou convenientemente despercebido pelos grandes veículos de comunicação, foi a proximidade com o lançamento das ações da Saudi Aramco na bolsa de valores de Nova Iorque. Pouco tempo antes, os mesmos auditores internacionais que auditaram a Cessão Onerosa para a Petrobrás haviam auditado as reservas sauditas em 262 bilhões de barris. A esperança das multinacionais era abocanhar um pedaço dessas gigantescas reservas de petróleo convencional de boa qualidade. Mas eis que, próximo ao leilão, os sauditas decidiram colocar à venda apenas uma pequena parte, e ainda “sugeriram firmemente” aos bilionários daquele país que comprassem ações da companhia.

Inconformados com a incompletude da entrega dos tesouros brasileiros às multinacionais de petróleo e gás, os representantes do governo Bolsonaro decidiram realizar um novo leilão do excedente das áreas de Sépia e Atapu, que foi marcado para 17 de dezembro de 2021, talvez para ser um presente de Natal para seus suseranos. Afinal, Sépia possui um volume de petróleo *in place* de 5 bilhões de barris, segundo dados da ANP de 2016, e a Petrobrás planeja instalar na área o FPSO Carioca, que deverá iniciar a produção em agosto deste ano com capacidade de produzir diariamente 180 mil b/d de petróleo e 6 milhões m³/d de gás natural. Por um tempo, ele será o maior navio de produção instalado no pré-sal^{xii}. E o que dizer de Atapu? Outro gigante que, junto com os outros 7 campos das antigas áreas de Iara (Berbigão, Sururu e Oeste de Atapu) e Entorno de Iara (Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu e Sururu), perfaz um complexo supergigante com volume de petróleo equivalente recuperável superior a 5 bilhões de barris, segundo a declaração de comercialidade de 2014.

9.2.8.2 - Segunda Rodada de Licitações dos

XII - Em 2023-2024 deverá ser instalado o FPSO de Bacalhau (antigo Carcará vendido por Pedro Parente) para o qual está prevista uma capacidade de produção de 220 mil b/d de petróleo e 15 milhões m³/d de gás natural.

XIII - Diferença entre o percentual de excedente em óleo da oferta vencedora e o percentual mínimo do excedente em óleo estabelecido pela ANP para uma área leiloadas.

Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Outra vez foi realizado o seminário técnico apenas para os licitantes, leia-se petroleiras estrangeiras, que tivessem manifestado interesse em participar do leilão. O mesmo foi realizado no Rio de Janeiro, em 24 de setembro de 2021, e incluiu três apresentações técnicas: uma sobre a jazida dos campos de Atapu, formada pelos campos Oeste de Atapu e Atapu e por uma área não contratada pertencente à União; uma sobre a jazida de Sépia, constituída pelos campos de Sépia e Sépia Leste; e uma sobre as participações acordadas em cada uma dessas duas jazidas (ANP, 2021).

A 2ª Rodada de Licitações dos Excedentes da Cessão Onerosa foi realizada, conforme o previsto, em 17 de dezembro de 2021, tendo sido oferecidos os excedentes dos dois campos gigantes do pré-sal da Bacia de Santos que não haviam recebido ofertas na 1ª Rodada do Excedente, em 2019: Sépia e Atapu.

No campo de Sépia, sagrou-se vencedor o consórcio formado pela francesa Total (28%), pela estatal malaia Petronas (21%) e pela estatal do Catar (21%), o qual ofereceu um excedente em óleo para a União de 37,43%. A Petrobrás, que já é operadora de Sépia, passou a integrar o consórcio com os 30% mínimos que a Lei da Partilha estabelece. A Petrobrás participou originalmente sozinha nessa disputa, mas perdeu ao ofertar um excedente em óleo de apenas 30,3%. A grande mídia brasileira, uma grande aliada do *lobby* da petroleiras, destacou o bônus de assinatura recebido no valor de R\$ 7,139 bilhões e o ágio^{xiii} de 149,2%. O que a grande mídia não diz é que, se o excedente da Cessão Onerosa em Atapu fosse ser produzido pela Petrobrás sozinha em regime de partilha com a União, como previsto em 2014, o percentual do excedente em óleo (i.e., óleo lucro) para a União seria de 51,48% (ou 47,62%, no caso de a União requerer da Petrobrás um adiantamento referente ao seu percentual de óleo). A mídia majoritária também não diz que a caneta de

Bento Albuquerque, entre 2019 e 2021, reduziu de cerca de 27,88% para 15,02% o excedente em óleo mínimo a ser ofertado pelo excedente em Sépia.

Já na área de Atapu, a estatal liderou, com uma participação de 52,5%, o consórcio vencedor formado com a britânica Shell (25%) e a francesa Total (22,5%), que ofertou um excedente em óleo de 31,68% para a União. Novamente, a grande mídia ressaltou como altamente positivos o bônus de assinatura de R\$ 4,002 bilhões e o ágio de 437,86%, esquecendo-se da redução do excedente mínimo de 26,23% para 5,89% entre a 1ª Rodada em 2019 e essa última. Dizer, então, que o excedente em óleo para a União seria de 50,6% (ou 48,53% no caso de a União requerer da Petrobrás um adiantamento referente ao seu percentual de óleo), nem pensar!

Ao final do leilão, o então ministro de Minas e Energia, Almirante Bento Albuquerque, afirmou, segundo notícia então publicada no site da Empresa Brasileira de Comunicação (EBC) sobre o evento: *“O país tentava realizar esse leilão de Cessão Onerosa desde 2014”*. Terá sido um ato falho do ministro? Perceba-se que ele se refere à Cessão Onerosa, não ao excedente da Cessão Onerosa. A Cessão Onerosa é, conforme estabelecido na Lei nº 12.276/2010, intransferível. Mas para viabilizar o leilão do excedente da Cessão Onerosa, Bento e sua equipe criaram um instrumento não previsto na legislação brasileira vigente chamado “Acordo de Coparticipação”, a ser celebrado pelas empresas participantes dos contratos de cada área após a assinatura dos contratos. No ano passado, foi assinado o tal acordo de coparticipação referente a Búzios, quando as estatais chinesas tiveram a opção de duplicar sua participação original de 5% – mas a CNODC preferiu não exercer o direito (EPBR, 2021). Assim, a participação da Petrobrás no excedente da Cessão Onerosa em Búzios ficou sendo de 85%, enquanto a CNOOC e a CNODC ficaram com 10% e 5% respectivamente, o que resultou em uma participação dessas três companhias na jazida coparticipada de Búzios de: 88,99% para a Petrobrás; 7,34% para a CNOOC e 3,67% para a CNODC (idem).

Outro item que chama atenção na fala do ministro é o trecho no qual ficam subentendidas tentativas de realizar o leilão do excedente desde 2014. O prazo final da avaliação das áreas do Contrato da Cessão Onerosa transcorreu em dezembro de 2014. Naquele mesmo ano, o último do primeiro mandato de Dilma Rousseff, o que vimos detalhado nos parágrafos que falam da aprovação da contratação direta da Petrobrás para produzir os excedentes de Búzios, Sépia, Atapu e Itapu, em regime de partilha com a União, foi uma tentativa de preservar para os brasileiros a maior parte da renda petrolífera, considerando-se não só o curto prazo, mas também o médio e o longo prazos. Será que o ministro não teve sequer a curiosidade de ler a Memória da 28ª Reunião Ordinária do CNPE realizada em 24 de junho de 2014, e a Resolução CNPE nº1/2014, dela resultante, a qual anulou em 28 de fevereiro de 2019, abrindo o caminho para a realização do leilão? Tivesse lido, saberia que não havia naquele documento intenção de entregar, aos estrangeiros, o petróleo brasileiro. A pergunta que fica é: ao que será que ele fez referência quando disse que, em 2014, já planejavam o leilão de volumes de petróleo que nem delimitados completamente estavam? Vale relembrar a mudança nos volumes *in situ* e recuperáveis de Búzios entre 2015 e 2016, baseados nos Boletins Anuais de Reservas de 2014 e 2015, respectivamente.

9.3 - Necessidade de Transparência para Conhecer e Valorar as Riquezas do Povo Brasileiro

Estamos vivendo um momento delicado no mundo, onde as consequências das mudanças climáticas se fazem cada vez mais presentes, e precisamos, sim, reduzir as emissões dos gases do efeito estufa, mas o petróleo ainda será uma fonte de energia usada por muitas décadas. Ele é insubstituível no momento e nada indica que venha a ser substituível num curto intervalo de tempo. Em seu relatório anual de 2022, a Agência de Informação de Energia dos EUA admitiu que, em 2050, o petróleo e o gás natural ainda serão as

principais fontes de energia naquele país. Podemos pegar também o exemplo da própria história do carvão, que foi o combustível da primeira revolução industrial, mas que não desapareceu com a invenção do motor de combustão interna e continua sendo usado, até hoje, na matriz de energia elétrica de muitos países. O petróleo continuará sendo usado, mas é importante saber e considerar também a redução na descoberta de campos gigantes de petróleo com reservatórios convencionais, desde o final da década de 1960. Esses campos, que contêm a maior parte das reservas mundiais e são responsáveis pela maior parte da produção de petróleo mundial, estão cada vez mais escassos, a despeito de vultosos investimentos em exploração feitos entre 2010-2013. A queda do preço do barril em 2014 só agravou o quadro da redução do número de gigantes, bem como do tamanho dos gigantes descobertos, pois trouxe um corte de investimentos generalizado na exploração mundial.

Diante disso tudo, é importante que os brasileiros saibam o que têm nas mãos. Os campos gigantes do pós-sal de nossa querida Bacia de Campos e os supergigantes e gigantes da província do pré-sal são ainda mais valiosos nesse contexto de escassez mundial. Só saberemos, se houver mais transparência na ANP e, assim como a agência norueguesa, por exemplo, ela publicar as reservas originais e remanescentes por tipo de hidrocarbonetos por campo, por operadora e por concessionária. Quando examinamos os dados daquele país, vemos claramente que o que levou a invejáveis IDHs foi a forte presença estatal na indústria de petróleo e gás.

9.4 - Considerações Finais sobre a Reconstrução do Sistema Petrobrás

A reconstrução do Sistema Petrobrás Passa pelo Resgate da Cessão Onerosa e seu Excedente Exclusivamente para a Petrobrás e a União

A Petrobrás não é uma empresa qualquer. Ela foi construída da luta do povo brasileiro, agregando os mais diversos matizes da sociedade (estudantes, donas de casa, profissionais liberais, comunistas, conservadores, militares, etc.) desde fins da década de 1940 até a assinatura, pelo presidente Getúlio Vargas, da Lei 2004, em 03 de outubro de 1953, que criou a estatal. Conforme mostrado neste capítulo, a Cessão Onerosa foi uma forma de capitalizar e proteger a Petrobrás, resguardando para a estatal de petróleo e gás do país a oportunidade de descobrir, em áreas que eram da União, jazidas de petróleo semelhantes às que ela vinha descobrindo em outras áreas no pré-sal. A Petrobrás enfrentou e venceu ao desafio de explorar, desenvolver e produzir petróleo nas áreas da Cessão Onerosa como sempre fez, ao longo de sua grandiosa história de quase 70 anos, para abastecer os brasileiros com os preciosos derivados de petróleo e gás natural. Nesse caminho se endividou para efetuar os investimentos necessários.

Dentre os campos descobertos nessas 6 áreas definitivas da Cessão Onerosa, temos o maior campo de petróleo brasileiro, e um dos maiores do mundo, o supergigante de Búzios, e um complexo de três jazidas, de Berbigão, Sururu e Atapu, que também configura um supergigante. Sépia é um gigante de grande porte, e Itapu, um gigante de médio porte na classificação de Nehring (1978)^{XIV}. São campos que, em qualquer país com uma política de petróleo e gás soberana, não seriam vendidos jamais! O futuro auspicioso para a população brasileira inclui a recuperação dessas reservas de petróleo para o Brasil e a Petrobrás, e a retirada da nossa estatal da bolsa de valores de Nova Iorque, seguindo o exemplo dado recentemente por empresas chinesas. Chega de sangrarem os lucros do pré-sal para as populações dos países ricos! Enquanto nos EUA e no Canadá, aposentados se refestelam com os dividendos distribuídos atualmente, em plena pandemia da Covid-19, os aposentados e pensionistas da Petrobrás tiveram seu

XIV - Nehring preparou um relatório para a CIA, em 1978, contendo as informações de todos os campos gigantes de petróleo descobertos no mundo até 1975. Ele classificava como gigantes de grande porte os campos com 2 a 5 bilhões de barris em volume recuperável ou reserva, e como gigante médio, os campos com 1 a 2 bilhões de volume recuperável ou reserva.

plano de saúde precarizado. A riqueza do pré-sal pode ser usada para garantir educação, saúde e a reindustrialização do nosso país, gerando uma

pátria socialmente mais justa, que ame a todos os seus filhos igualmente!

BIBLIOGRAFIA

CRISE NA PETROBRÁS FOI INVENTADA PARA JUSTIFICAR VENDA DE ATIVOS, DIZ OLIVEIRA. Site da Associação dos Engenheiros da Petrobrás, 2017. Disponível em: <<https://www.aepet.org.br/w3/index.php/conteudo-geral/item/1164-crise-na-petrobras-foi-inventada-para-justificar-venda-de-ativos-diz-oliveira>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

A MENTIRA SOBRE CARCARÁ É DESNUDADA. Site da Associação dos Engenheiros da Petrobrás, 2018. Disponível em: <<https://www.aepet.org.br/w3/index.php/artigos/noticias-em-destaque/item/1371-a-mentira-sobre-carcara-e-desnudada>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

ANP ESTIMA 2,2 BI DE BARRIS IN SITU PARA LEILOAR NA ÁREA DE CARCARÁ. Agência Estado, 2016. Disponível em: <https://www.correiobraziliense.com.br/app/noticia/economia/2016/10/25/internas_economia,554680/anp-estima-2-2-bi-de-barris-in-situ-para-leiloar-na-area-de-carcara.shtml>. Acesso em: 03 setembro 2022.

SUMÁRIO EXPLORATÓRIO DE VOADOR 2015 (BAR 2014). Site da Agência Nacional do Petróleo, 2015. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/voador.pdf>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

SUMÁRIO EXPLORATÓRIO DE MARLIM 2016 (BAR 2015). Site da Agência Nacional do Petróleo, 2016. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/marlim.pdf>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

SUMÁRIO EXPLORATÓRIO DE MARLIM LESTE 2018 (BAR 2017). Site da Agência Nacional do Petróleo, 2018. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/marlim_lete.pdf>. Acesso em: 03 setembro 2022.

SUMÁRIO EXPLORATÓRIO DE MARLIM SUL 2018 (BAR 2017). Site da Agência Nacional do Petróleo, 2018. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/pd/marlim-sul.pdf>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

SEMINÁRIOS DA SEGUNDA RODADA DE LICITAÇÕES DOS VOLUMES EXCEDENTES DA CESSÃO ONERO-

SA. Site da Agência Nacional do Petróleo, 2016. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/lveco/2-lveco/seminarios>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

BARBASSA, A. G. “Marco Regulatório de Exploração e Produção - Pré-sal e Áreas Estratégicas”. Site do Investidor Petrobrás, 2019. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/apresentacoescentral-de-downloads/a2daeadd0922b01ccdf474dcda99343b0590bc7f7db-94c0e5726132d95112af/modelo_regulatorio_de_exploracao_e_producao_direto.pdf>. Acesso em: 03 setembro 2022.

BATALHA, M., & CUNHA, V. “The Big Journey of a Giant: The Campos Basin’s History.” Offshore Technology Conference. Houston, Texas, EUA: 2018.

BRASIL, C. Í. “Leilão da segunda rodada da Cessão Onerosa arrecada R\$ 11 bilhões. Foram leiloados dois blocos na Bacia de Santos: Sépia e Atapu”. Agência Brasil, 2021. Disponível em: <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2021-12/leilao-da-segunda-rodada-de-cessao-onerosa-arrecada-r-11-bilhoes>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

PL 8939/2017, Ficha de Tramitação. Brasília, Distrito Federal, Brasil. Site da Câmara Federal, 2017. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2158425>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

MEMÓRIA DA 28ª REUNIÃO ORDINÁRIA. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), 2014.

CAN THE OIL INDUSTRY BEAT BACK THE PRESALT LAW? Site da Wikileaks, 2009. Disponível em: <https://wikileaks.org/plusd/cables/09RIODEJANEIRO369_a.html>. Acesso em: 03 setembro 2022.

COUTINHO, F., & BERCOVICI, G. “Petrobrás é a maior vítima de fake news da História do Brasil. Qual personalidade ou instituição brasileira foi a mais perseguida por meio de mentiras e falácias na história moderna do país?” Site da Associação dos Engenheiros da Petrobrás, 2018. Disponível em: <<https://www.aepet.org.br/w3/index.php/conteudo-geral/item/2122-petrobras-e-a-maior-vitima-de-fake-news-da-historia-do-brasil>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

CNODC NÃO EXERCE OPÇÃO DE COMPRA DE ADICIONAL DO EXCEDENTE DE BÚZIOS. Site da Agência EPBR, 2021. Disponível em: <<https://epbr.com.br/cnodc-nao-exerce-opcao-de-compra-de-adicional-do-excedente-de-buzios>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

FOSTER, M. d. G. “Plano Estratégico Petrobrás 2030 - Excedentes da Cessão Onerosa”. Site da Agência Petrobrás, 2014

LULA OFICIALIZA LANÇAMENTO DE AÇÕES DA PETROBRÁS, QUE TEVE EMISSÃO RECORDE. Portal G1, 2014. Disponível em: <<https://g1.globo.com/mundo/noticia/2010/09/lula-oficializa-lancamento-de-acoes-da-petrobras-que-teve-emissao-recorde.html>>. Acesso em: 02 setembro 2022.

DEM CONSIDERA CRIMINOSA TROCA DE NOME DE TUPI PARA LULA. Portal G1, 2010. Disponível em: <<https://g1.globo.com/politica/noticia/2010/12/dem-considera-criminosa-troca-de-nome-de-tupi-para-lula.html>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

GRISOLIA, R. “Petrobras Day 2018.” Site do Investidor Petrobrás, 2018. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/apresesetacoes/apresentacoes-relatorios-e-eventos>>. Acesso em 03 setembro 2022.

HANSEN, L. J. “Carcará - Da Descoberta para Seleção do Conceito”. 2º Fórum Técnico Pré-Sal PPSA. Rio de Janeiro, 2019.

HUREAU, G., & VIALLY, R. “The Search for New Oil and Gas Reserves. Panorama 2013”. Site da Agência Internacional de Energia Atômica, 2012. Disponível em: <https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/45/087/45087514.pdf?r=1>. Acesso em: 03 setembro 2022.

HUREAU, G., & VIALLY, R. “New Conventional Oil and Gas Discoveries. Panorama 2015”. Site da Agência Internacional de Energia Atômica, 2014. Disponível em: <<https://inis.iaea.org/search/searchsinglerecord.aspx?recordsFor=SingleRecord&RN=47013814>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

MACHADO, M. A. “Pré-sal: A Saga - A história de uma das maiores descobertas mundiais de petróleo”. Porto Alegre: L&PM, 2019.

OLIVEIRA, C., & COUTINHO, F. “O Mito da Petrobrás Quebrada”. Site da Associação dos Engenheiros da Petrobrás, 2017. Disponível em: <<https://www.aepet.org.br/uploads/paginas/uploads/File/ClaudioFelipe.pdf>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

PETERSON, E., ABELHA, M., & PEDROSA, L. “Brasil 1 - Pré-Sal Libra - Seminário Técnico e Ambiental”. Rio de Janeiro, 2013.

NOVO MODELO REGULATÓRIO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO. Site do Investidor Petrobrás, 2010. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/ffc-1782dc1dcc99ac1dfff5c4600f0aa8c6027942f9b53a-2fe8632753bc26696/fato_relevante_novo_modelo_regulatorio_de_exploracao_e_producao.pdf>. Acesso em: 03 setembro 2022.

PRIMEIRO ÓLEO NO PROJETO PILOTO DE TUPI. Site do Investidor Petrobrás, 2010. Disponível em:

<https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/9487705c1f6ab-da56ec25c00768d7626240f7d8adda8825ee9262b7d-3c6e8b9b/primeiro_oleo_no_projeto_piloto_de_tupi.pdf>. Acesso em: 03 setembro 2022.

NOVA DESCOBERTA DE PETRÓLEO NO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS. Site do Investidor Petrobrás, 2012. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/fba-7af61e76fb6d1bba3899174096f045c5a3f9ec14f22ec1a54b7d0987208c3/nova_descoberta_de_petroleo_no_presal_da_bacia_de_santos.pdf>. Acesso em: 03 setembro 2022.

APROVAÇÃO DO COMITÊ DE MINORITÁRIOS PARA ACOMPANHAR O PROCESSO DE REVISÃO DO CONTRATO DA CESSÃO ONEROSA. Site do Investidor Petrobrás, 2016. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/9363c2373f84dd2529d526348ac080628a59c32d-006f15fbb7beab14a571f387/fato_relevante_aprovacao_do_comite_de_minoritarios.pdf>. Acesso em: 03 setembro 2022.

FECHAMENTO DA OPERAÇÃO DE VENDA DO BLOCO EXPLORATÓRIO BM-S-8. Site do Investidor Petrobrás, 2016. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/197b27e9d35a37cf52f5c5fcd25e-2d6d2d551b0aba4aab53d52a268464775852/fato_relevante_fechamento_da_operacao_de_venda_do_.pdf>. Acesso em: 03 setembro 2022.

VENDA DE PARTICIPAÇÃO NO BLOCO EXPLORATÓRIO BM-S-8. Site do Investidor Petrobrás, 2016. Disponível em: <https://mz-filemanager.s3.amazonaws.com/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/comunicados-ao-mercado-central-de-downloads/d4fec7d276bd67ff460906575c0c763d6ff5c8fc0b7cb-59f0c6c90d638662dc5/fato_relevante_venda_de_participacao_no_bloco_exploratorio_bms8.pdf>. Acesso em: 03 setembro 2022.

TEASER CLUSTER MARLIM (PORTUGUÊS). Site do Api.mziq.com Investidor Petrobrás, 2020. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/c04364ac-24ba-c4ec-03ea-b0251ac93876?origin=1>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

RAMALHO, A. “Descoberta em Sururu amplia perspectivas sobre o pré-sal”. Site Valor Econômico, 2018. Disponível em: <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2018/08/03/descoberta-em-sururu-amplia-perspectivas-sobre-pre-sal.ghtml>>. Acesso em: 03 setembro 2022

CAMPO DE LULA SERÁ REBATIZADO COMO TUPI APÓS DETERMINAÇÃO DA ANP, DIZ PETROBRÁS. Por-

tal G1/Reuters, 2020. Disponível em: <<https://g1.globo.com/economia/noticia/2020/09/14/campo-de-lula-se-ra-rebatizado-como-tupi-apos-determinacao-da-anp-diz-petrobras.ghtml>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

STATOIL COMPLETES ACQUISITION AND TAKES OVER OPERATORSHIP OF BRAZILIAN OFFSHORE LICENCE BM-S-8. Site da Equinor, 2016. Disponível em: <<https://www.equinor.com/news/archive/completes-acquisition-brazilian-bm-s-8>>. Acesso em 03 setembro 2022.

OIL: HIGH COSTS, HIGH STAKES ON THE NORTH SEA. Time Magazine, 29 set 1975. Disponível em: <<https://content.time.com/time/subscriber/article/0,33009,913489,00.html>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. “Ata da Reunião do TCU em 12 de Novembro de 2014 (Ata nº 45/2014)”. Site do TCU, 2014. Disponível em: <<https://portal.tcu.gov.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A-8182A24E08D405014E0D3FED24790C>>. Acesso em: 03 setembro 2022.

VIALLY, R., & HUREAU, G. “New Oil and Gas Discoveries. Panorama 2014”. Site da Agência Internacional de Energia Nuclear, 2013. Disponível em: <https://www.ifpenergiesnouvelles.com/sites/ifpen.fr/files/inline-images/NEWSROOM/Regards%20%C3%A9conomiques/Etudes%20%C3%A9conomiques/Panorama%202014/VA%20Panorama%202014/03_Panorama-2014+-+New+oil+and+gas+discoveries.pdf>. Acesso em: 03 setembro 2022.

BRASIL – NOS BASTIDORES, O LOBBY PELO PRÉ-SAL. Site da Wikileaks, 2010. Disponível em: <<https://wikileaks.org/Nos-bastidores-o-lobby-pelo-pre-sal.html>>. Acesso em: 13 dezembro 2013.

ANEXO I:

Bloco/PDA	Poço	Data	Comentário
Libra/Mero	3-RJS-731/ Noroeste 1	24/11/2014	Comprovou coluna de 290 m de óleo com 27 °API
BM-S-24/PDA do Júpiter (1-RJS-652/1-RJS-652A)	3-RJS-732/Júpiter <u>Apollonia</u>	13/08/2014	Comprovou coluna de hidrocarbonetos de 313 m, sendo que além da capa de gás e condensado, 87 m de óleo
BM-S-50	1-SPS-98/ Sagitário	20/05/2014	Descobriu uma coluna de 159 m de reservatórios saturados (óleo de 32 °API
Entorno de Iara/Cessão Onerosa	4-RJS-728/ Entorno de Iara 3	09/05/2014	Comprovou a descoberta de óleo de 27 °API
Entorno de Iara/Cessão Onerosa	3-RJS-722/ Entorno de Iara 2	07/03/2014	Comprovou uma coluna de óleo com 526m de espessura
Florim/Cessão Onerosa	3-RJS-725/ Florim 2	07/03/2014	Comprovou óleo de 29 °API
BM-S-11/PDA Iara (1-RJS-656)	3-RJS-715D/ Iara Alto Ângulo	12/11/2013	Identificou coluna de óleo de 310 m
Franco/Cessão Onerosa	3-RJS-723/ Franco Leste	19/11/2013	Comprovou coluna de 396 m de óleo 28 °API
BM-S-24/PDA do Júpiter (1-RJS-652)	3-RJS-713/Júpiter <u>Brachy</u>	21/10/2013	Comprovou coluna de hidrocarbonetos de 160 m com capa de gás e condensado e 100 m de óleo
BM-S-9/PDA Carioca (1-SPS-50)	3-SPS-101/ Iguaçu Mirim	07/08/2013	Descobriu óleo de 20 °API
Entorno de Iara/Cessão Onerosa	1-RJS-711/ Entorno de Iara 1	07/05/2013	Constatou óleo de 26 °API
BM-S-11/PDA Iara (1-RJS-656)	3-RJS-706	05/03/2013	Confirmou óleo de 28 °API em reservatórios superiores em qualidade aos do pioneiro
Florim/Cessão Onerosa	1-RJS-704/Florim	20/02/2013 (complemento em 23/05/2013)	Descobridor de nova acumulação com óleo de 29 °API sem CO ₂ e H ₂ S
Sul de Tupi/Cessão Onerosa	4-RJS-698/ Sul de Tupi	08/01/2013	Comprovou óleo de 28 °API
BM-S-9/PDA 1-SPS-50 (Carioca)	3-SPS-100/ Carioca Norte	17/10/2012	Confirmou reservatórios com 83 m de espessura com óleo

Bloco/PDA	Poço	Data	Comentário
BM-S-24/ PDA 1-RJS-652	3-RJS-683A/Júpiter Nordeste	10/10/2012	Confirmou coluna de 176 m de gás natural e condensado
Franco/ Cessão Onerosa	3-RJS-699/ Franco Sudoeste	21/08/2012	Comprovou extensão da jazida a sul do 2-ANP-1-RJS (Franco) e coluna de óleo 28 °API de 295 m
Sul de Guará/ Cessão Onerosa	1-SPS-96	08/06/2012 (complemento em 03/08/2012)	Descobridor de nova jazida com 93 m de coluna de óleo com 27 °API
BM-S-42	1-RJS-689A/ Dolomita Sul	12/04/2012	
BM-S-8/ PDA 1-SPS-52A (Bem-te-vi)	4-SPS-86B/Carcará	20/03/2012 (complementos em 13/08/2012 e em 02/01/2013)	Descobridor de nova acumulação com coluna de óleo (31 °API sem CO ₂ e H ₂ S) de 471 m e 402 m de reservatórios
Nordeste de Tupi (Cessão Onerosa)	1-RJS-691/ Nordeste de Tupi	09/03/2012	Coluna de óleo (26 °API) de mais de 290 m
BM-S-9/PDA de Carioca (1-SPS-50)	3-SPS-85/ Carioca Sela	23/02/2012	Recuperou óleo de 27 °API
BM-S-8/ PDA 1-SPS-52A (Bem-te-vi)	4-SPS-71C/ Biguá	29/11/2011	Recuperou óleo de 25 °API
BM-S-9/ PDA de Carioca	4-SPS-81A/Abaré	11/11/2011	Recuperou óleo de 28 °API
Franco (Cessão Onerosa)	3-RJS-688A/Franco Noroeste (1º poço perfurado após assinatura do CCO)	09/11/2011 (complemento em 08/02/2012)	Recuperou óleo de 28 °API e confirmou o mesmo contato óleo-água
BM-S-9/ PDA de Guará	3-SPS-82A/ Guará Sul	29/07/2011	Recuperou óleo de 27 °API
BM-S-11/ PDA 1-RJS-656 (Iara)	3-RJS-682A/ Iara Horst	01/03/2011	Descobriu óleo de 28 °API em reservatórios de melhor qualidade que o original
BM-S-10/PDA 1-RJS- 617D (Parati)	4-RJS-668/ Macunaíma	15/02/2011	
BM-S-9/ PDA 1-SPS-50 (Carioca)	3-SPS-74/ Carioca Nordeste	25/01/2011	Descobriu óleo de 26 °API em 200 m de reservatório de alta qualidade (superior ao pioneiro)
BM-S-11/ PDA 1-RJS-628A (TUPI)	3-RJS-677A/ Tupi Oeste	15/12/2010	Constatou uma espessura de reservatórios com óleo (28 °API) de 90 m

Bloco/PDA	Poço	Data	Comentário
BM-S-11/PDA 1-RJS-628A (TUPI)	3-RJS-678/ Tupi Sudoeste	22/10/2010	Constatou uma espessura de reservatórios com óleo de cerca de 128 m no extremo sul de Tupi
BM-S-11/PDA 1-RJS-628A (TUPI) na área do 4-RJS-647 (Iracema)	3-RJS-675A/ Tupi Norte	06/10/2010	Comprovou óleo de 29 °API e confirmou o contato óleo-água
BM-S-11/PDA 1-RJS-628A (TUPI)	3-RJS-674/ Tupi Alto	23/06/2010	Comprovou óleo de 30 °API, mais leve que o do Tupi/1-RJS-628A
BM-S-11/ PDA 1-RJS-628A (TUPI)	3-RJS-666/Tupi Óleo-Água (ref. Ao contato)	07/04/2010	Comprovou óleo de 25 °API em reservatórios mais profundos
BM-S-11/PDA 1-RJS-628A (TUPI)	3-RJS-662A/	12/11/2009	Confirmou espessura de 250 m de reservatórios com óleo de 28 °API
BM-S-9/ PDA 1-SPS-50	4-SPS-66C/ Abaré Oeste	14/09/2009	Confirmou a ocorrência de mais uma jazida
BM-S-11/PDA 1-RJS-628A (TUPI)	4-RJS-647/ Iracema	04/06/2009	Confirmou reservatórios de boa qualidade com óleo de 30 °API
BM-S-9/ PDA 1-SPS-50	4-SPS-60/ Iguaçu	14/04/2009	Comprovou a ocorrência de mais uma jazida
BM-S-11	1-RJS-656/ Iara	07/08/2008	Descobridor de nova acumulação com óleo leve (26° a 30 °API)
BM-S-9	1-SPS-55/ Guará	12/06/2008	Descobridor de nova acumulação no Pré-sal
BM-S-8	1-SPS-52A	21/05/2008	Descobridor de nova acumulação no Pré-sal (25° a 28 °API)
BM-S-24	1-RJS-652/ Júpiter	21/01/2008	Descobridor de nova acumulação com espessura de reservatórios com gás natural e condensado maior do que 120 m
BM-S-21	1-SPS-51/ Caramba	20/12/2007	Descobridor de nova acumulação de óleo leve
BM-S-9	1-SPS-50/ Carioca	04/09/2007	Descobriu nova acumulação com óleo leve (27 °API)
BM-S-11/ PDA 1-RJS-628A	1-RJS-646	24/07/2007 *fim da perfuração	Comprovou óleo leve na área de Tupi
BM-S-11	1-RJS-628A	11/07/2006	Descobridor de óleo leve

OBS: O ANEXO I foi elaborado com a consulta de todos os documentos publicados no site do Investidor Petrobrás (<<https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/comunicados-ao-mercado/>>) nas datas especificadas na terceira coluna para os respectivos poços.



Esta obra foi composta com a fonte Helvetica Neue LT Std e impressa no papel
Couche Brilho Design FSC 150g. Impressa no Brasil em setembro de 2022.

A PETROBRÁS FATIADA

Prejuízos para a Engenharia e Soberania Nacionais

“A Petrobrás Fatiada – Prejuízos para a Engenharia e Soberania Nacionais” propõe um resgate da história recente da PETROBRÁS como empresa de energia integrada num único sistema industrial. É imperioso que ela recobre a sua atuação como empresa-âncora para a retomada do desenvolvimento industrial, autônomo, com tecnologia crescentemente nacional, desenvolvida junto à universidade brasileira, e com empresas de engenharia brasileiras de capital nacional. E que volte a fomentar a atividade de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação em todas as outras formas de energia abundantes em nosso imenso território nacional, para atender nossa crescente demanda energética na construção de um país mais justo, socialmente igualitário e com níveis de distribuição de renda, riqueza e propriedade muitíssimo mais avançados que a vexaminosa posição que ocupamos, entre os mais desiguais do planeta.

GUILHERME ESTRELLA



Realização

Sigesp



Patrocínio



Apoio

