



ano 3
número 15
ISSN 2595-8232

Título | A estratégia da Petrobras no Nordeste nos anos 2010:
da expansão à retirada

Autores | Rodrigo Pimentel Ferreira Leão¹
Isadora Caminha Coutinho²

Palavras-chave | Petrobras, Nordeste, Programa de Desinvestimentos.

Março de 2020

¹ Coordenador-técnico do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e pesquisador do Núcleo de Estudos Conjunturais (NEC) da Universidade Federal da Bahia.

² Mestre em Estudos Estratégicos Internacionais (UFRGS) e pesquisadora do Ineep.



Instituto de pesquisa de natureza privada criado pela Federação Única dos Petroleiros (FUP) que fornece suporte técnico às ações da Federação e fomenta o debate público por meio da produção e divulgação de pesquisas, artigos e palestras. O espírito do Instituto tem um caráter público no sentido de prover uma compreensão das transformações e dos impactos econômicos, políticos e sociais das empresas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis para a sociedade brasileira.

TEXTO PARA DISCUSSÃO

Publicação que divulga uma série de textos elaborada pelos pesquisadores do Instituto e também de trabalhos acadêmicos realizados por pesquisadores parceiros que tratam de temas relacionados ao setor energético, principalmente geopolítica, petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Ineep

Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: Ineep, 2019

ISSN 2595-8232

1. Introdução

Entre o fim de 2015 e meados de 2016, a Petrobras colocou à venda nove campos de águas rasas de produção de petróleo e gás na Bahia, Sergipe, Rio Grande do Norte e Ceará, bem como divulgou a compra por parte da Mitsui de participação da Gaspetro nas distribuidoras estaduais de gás natural. No fim daquele ano, foi anunciado o encerramento das atividades da usina de biodiesel de Quixadá, no Ceará, além da venda do Terminal de Regaseificação da Bahia de Todos os Santos e duas térmicas para a francesa Total. Essas medidas iniciaram o que a Petrobras denominou de “programa de desinvestimentos” na região Nordeste.

Desde então, a estatal disponibilizou ao mercado vários de seus ativos na região nordestina, incluindo refinarias, sua participação na petroquímica etc. – alguns deles já vendidos, outros hibernados e outros ainda esperando propostas para a venda. Interessante notar que alguns desses ativos foram construídos nos primeiros quinze anos do século XXI a fim de executar a estratégia de verticalização e de transformação da Petrobras numa “empresa de energia” formulada a partir do decênio de 2000.

Aquela estratégia possibilitou, como um “resultado colateral”, alavancar o desenvolvimento econômico e industrial do Nordeste. Segundo Bacelar (2014), duas políticas da empresa, por exemplo, exerceram um papel fundamental na recente expansão produtiva do Nordeste, a de compras e a de expansão de refinarias. Ademais, os investimentos no Gasene para fornecimento de gás natural na região também foram fundamentais para o seu desenvolvimento industrial. Cabe ressaltar, por sua vez, que esses investimentos não apenas geraram um novo dinamismo econômico, mas tinham o intuito de atender um conjunto de demandas reprimidas.

A partir de 2015, a nova estratégia da Petrobras, focada quase que exclusivamente na exploração e produção no pré-sal, fez com que a estatal diminuísse sua atuação em outras áreas de energia e se direcionasse para a produção de petróleo cru. Sob essa nova lógica, os desinvestimentos realizados no Nordeste diminuíram o peso da Petrobras na economia local.

Esse **Texto para Discussão** (TD) não visa problematizar as motivações e os impactos dessa revisão estratégica da Petrobras, mas sim analisar detalhadamente o processo de expansão e, posteriormente, de saída da Petrobras do Nordeste ao longo dos anos 2010. Embora a Petrobras tenha atuado na cadeia de produção, logística e distribuição de petróleo, gás natural e outras formas de energia, o TD se concentra nas atividades de produção de petróleo, gás natural, biocombustíveis e seus derivados, como combustíveis.

A fim de alcançar esse objetivo, além desta introdução, o TD está organizado da seguinte maneira: na segunda seção, apresenta-se um breve histórico do papel da região do Nordeste para a expansão da indústria de petróleo do Brasil e da Petrobras. Na terceira seção, trata-se da expansão da Petrobras naquela região nos primeiros anos da década de 2010. Inicialmente, descreve-se a estratégia que determinou as ações daqueles primeiros anos e, por isso, numa primeira subseção, faz-se uma breve descrição da inserção da estatal no Nordeste antes de 2010 com um enfoque na produção de petróleo, gás natural, biocombustíveis, fertilizantes e petroquímica. Na subseção seguinte, analisa-se o processo de expansão da Petrobras na região entre 2010 e 2014. Na quarta seção, apresenta-se um mapeamento dos ativos da petrolífera brasileira no Nordeste, nos segmentos mencionados acima, após esse período de expansão. Na quinta seção, abordam-se os desinvestimentos da empresa entre 2015 e 2019, compreendendo, assim, a sua nova estratégia de atuação. Explora-se em duas subseções: a primeira descreve a reversão da conjuntura e mudança estratégica da Petrobras e a segunda detalha a saída da companhia do Nordeste. Por fim, na sexta seção, seguem as considerações finais.

2. Breve histórico do papel do Nordeste para a expansão da indústria de petróleo do Brasil e da Petrobras

A história do petróleo e da Petrobras no Brasil tem profundo envolvimento com o Nordeste. O debate inicial da existência de petróleo no país, na década de 1920, ganhou força com as atividades exploratórias ocorridas na Bahia e em Alagoas. Como lembram Dias e Quaglino (1993, p. 11), “as primeiras referências impactantes no debate geológico relativo à existência de petróleo no país foram os estudos relativos aos depósitos de rochas betuminosas da costa do Nordeste, de Alagoas à Bahia”.

O Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil³ (SGMB) iniciou os trabalhos de sondagem no Brasil, em 1920, tendo como áreas focais, além do Paraná, a região de Garça Torta em Alagoas e de Cururupe na Bahia. As dificuldades técnicas de perfuração e os elevados gastos exploratórios tornaram as primeiras atividades demasiadamente dispendiosas e longas. Não houve nenhuma descoberta naquela década de 1920, apesar de alguns resultados promissores na Bahia.

³ “O Serviço Geológico e Mineralógico foi instalado no Rio de Janeiro em 1907, sob a chefia de Orville Derby (1851 - 1915), um cientista americano do grupo de geólogos que, a partir de 1875, dera origem às investigações de nossa Geologia nas Comissões Geográficas e Geológicas do Império, no Rio de Janeiro; e, após a República, no Estado de São Paulo” (VARGAS, 1994, p. 214 *apud* PEYERL, 2014, p. 59). Segundo Peyerl (2014), o SGMB surgiu com a missão, em primeiro lugar, de buscar informações sobre a geografia, relevo, estrutura geológica, vias de comunicação, riquezas minerais e tipos de solo e, em segundo lugar, avançar na pesquisa tecnológica sobre a exploração do solo.

No decênio seguinte, com a extinção do SGMB e a criação do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), as atividades de perfuração continuaram e se ampliaram para outras regiões como Pará, São Paulo, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, além do Paraná e do Nordeste brasileiro. Os resultados iniciais do DNPM mostravam que “as áreas preferencias para pesquisa [exploratória] seria a faixa litorânea do Nordeste e o território do Acre” (DIAS; QUAGLINO, 1993, p. 17). Essa diretriz do DNPM somadas a supostas descobertas de um grande campo de petróleo Riacho Doce em Alagoas e alguns vestígios de petróleo encontrados próximo a Lobato na Bahia colocaram o Nordeste no centro da discussão da exploração de petróleo no Brasil.

Esses eventos iniciaram uma disputa entre os órgãos estatais (SGMB e depois o DNPM) e os empresários do setor. Enquanto os primeiros, apesar de resultados preliminares positivos, não enxergavam elementos consistentes para grandes investimentos exploratórios, os segundos eram mais otimistas demandando uma ação mais contundente do Estado para acelerar as explorações no Nordeste⁴ ao longo dos anos 1930. Tal debate se concluiu após as descobertas de Lobato em 1939 e de Candeias em 1941, ambos na Bahia. De fato, o Brasil tinha um potencial petrolífero a ser explorado.

Após a descoberta realizada na Bahia, com a criação da Petrobras em 1953, os investimentos em exploração e produção (E&P) se dispersaram geograficamente tanto para a região Sul, como para a Amazônia. Todavia, novamente, os sucessos exploratórios seguintes também ocorreram no Nordeste, no estado de Alagoas. Em

⁴ “O nome que domina a primeira história política do petróleo no Brasil é, sem dúvida, o de José Bento Monteiro Lobato. Despertado para a importância crucial do petróleo e do aço para o desenvolvimento nacional, ele começou cedo sua luta pela exploração de petróleo no Brasil: em 1918 ele fundou uma Empresa Paulista de Petróleo, sem que, no entanto, dela adviessem possibilidades concretas, à falta de capitais, equipamentos e competências. Durante sua estada como adido comercial do Brasil no Consulado em Nova York, no final dos anos 1920, Monteiro Lobato aprofundou seus conhecimentos sobre o funcionamento do setor. De volta ao Brasil, já depois da revolução de 1930, ele passou a empreender campanhas sistemáticas de mobilização do interesse público e de incitamento à ação do Estado em direção do que via como um passaporte para a liberação do Brasil do óleo importado. Em 24 de abril de 1932, o jornal O Estado de São Paulo publicava o manifesto de constituição da Companhia Petróleo Nacional, subscrito, entre outros, por Monteiro Lobato. Ela pretendia, segundo um decreto concedido em favor do engenheiro alagoano Edson de Carvalho, “proceder no Estado de Alagoas a trabalhos de exploração de jazidas minerais”, a partir de uma sociedade anônima dotada de “capitais exclusivamente nacionais”. Essas iniciativas eram dotadas, segundo Mario Victor, de um “otimismo exagerado”, e o que mais se acumulou, ao longo dos anos, foram frustrações e decepções com as prospecções mal sucedidas. Os insucessos não esmoreceram Monteiro Lobato, que conduziu, sobretudo através da imprensa, de sua editora e de campanhas públicas, um esforço intenso para conscientizar o país e as autoridades da necessidade de encontrar petróleo, contra a “má vontade da geologia”. Seu papel fundamental, nesta fase inicial de definição de uma política nacional para o petróleo no Brasil, foi acima de tudo o de um “agitador petrolífero”, no limite de um panfletário. Monteiro Lobato chegou a desenvolver uma atitude conspiratória, acusando os *trusts* internacionais e as próprias autoridades nacionais de agir contra a extração de petróleo no país” (ALMEIDA, 2008, p. 17-18).

1957, a Petrobras encontrou acumulações de hidrocarbonetos de Jequiá, na Bacia de Sergipe-Alagoas, a primeira fora do Recôncavo baiano.

A exemplo da exploração do petróleo, o Nordeste também teve um papel importante na expansão da indústria de refino brasileiro. Na década de 1930, o país construiu as suas três primeiras refinarias concentradas na região Sul e Sudeste que, somadas, possuíam uma capacidade diária de processamento de somente 1.650 barris de petróleo (DIAS; QUAGLINO, 1993). Essas refinarias não foram capazes de atender à crescente demanda por derivados de petróleo, principalmente a partir da Segunda Grande Guerra, quando o consumo por combustíveis começou a crescer aceleradamente.

Ainda na década de 1930, o interventor da Bahia, Landulpho Alves, e o banqueiro Drault Ernany apresentaram dois projetos de construção de refinarias na Bahia, o que ampliaria a capacidade de refino em mais de 10 mil barris por dia (seis vezes mais a capacidade da época) (DIAS; QUAGLINO, 1993). A mudança de prioridades por conta da eclosão da Segunda Grande Guerra, a implementação de um imposto sobre combustíveis e lubrificantes, bem como a “insegurança” regulatória foram alguns dos fatores que afastaram possíveis investimentos privados no parque de refino nacional.

Durante e depois do conflito mundial, a demanda por derivados continuou se expandindo e, por isso, a aquisição desses produtos no exterior foi a forma encontrada de atendê-la. Entre 1945 e 1950, por exemplo, o consumo de derivados triplicou e os preços internacionais do petróleo quase duplicaram, passando a exercer enormes pressões sobre as contas correntes do país.

Outro fator importante que pressionava os custos foi o distanciamento das fontes de suprimento do petróleo, uma vez que a grande produção se deslocava do continente americano (Estados Unidos, Venezuela e México) para o Oriente Médio. A Europa, por exemplo, que em 1946 recebia 77% de seu petróleo dos Estados Unidos e América Latina, passou, em 1951, a receber 80% do petróleo do Oriente Médio (GABRIELLI DE AZEVEDO; LEÃO; NOZAKI, 2019).

Ao lado dessas mudanças na conjuntura internacional, a Bahia surgiu como a nova grande fronteira exploratória de petróleo no Brasil. Devido às pressões pelo aumento da demanda e pela elevação dos custos de oferta de combustíveis nos anos 1940, por um lado, e à concentração da futura produção de petróleo na Bahia, por outro, a construção de novas refinarias se tornou um eixo central na política energética e o estado baiano era um “candidato natural” a receber uma dessas unidades.

Nesse contexto, em setembro de 1946, foi autorizada a construção da Refinaria Nacional de Petróleo na Bahia (inaugurada em 1950 e rebatizada em 1957 de Refinaria Landulpho Alves-Mataripe – RLAM), a maior refinaria na época, com capacidade de processar 5 mil barris de petróleo por dia, como mostram Dias e Quaglino (1993):

Em setembro de 1945, o CNP enviou às principais firmas construtoras dos EUA amostras de óleo dos campos de Candeias e Itaparica, na Bahia. Com essa medida foi dado o primeiro impulso para a construção de uma refinaria com o objetivo de aproveitar industrialmente o petróleo baiano. (...) Inicialmente, a intenção do Conselho foi desenvolver o projeto com recursos da União e depois privatizar a produção. Assim, um ano depois, era autorizada a constituição da Refinaria Nacional de Petróleo. (...) O Decreto-lei nº 9.881 de 16 de setembro de 1946 autorizava o CNP a subscrever 50% do capital em nome da União, ficando o restante para subscrição pública, dentro dos limites estabelecidos pela legislação do petróleo em vigor. A refinaria seria uma sociedade de economia mista, controlada pelo CNP, até dois anos depois de sua entrada em operação. (...) Os recursos necessários para implementação do projeto a cargo da firma norte-americana M. W. Kellogg Company foram concedidos através de lei em outubro de 1947. Pela Lei nº 120, o Executivo foi autorizado a abrir crédito especial de Cr\$ 25 milhões – correspondente a 50% do total previsto – para as despesas com a constituição, instalação e construção da refinaria. A intenção de privatizar a refinaria nunca se concretizou, em primeiro lugar porque não encontrou tomadores para as ações e, em segundo, porque o clima político favorável à nacionalização voltou a crescer e assim o Estado tornou-se empresário do refino. (...) A Mensagem nº 196 de 10 de maio de 1948, que encaminhava o Plano Salte ao Legislativo, previa para o setor petrolífero (...) a aquisição e montagem de refinarias para processar 45 mil barris diários e adaptação da refinaria da Bahia para tratar 5 mil barris por dia (DIAS; QUAGLINO, 1993, p. 68-69).

Além das atividades de refino e de produção terrestre, o Nordeste também foi a região pioneira das atividades de exploração de petróleo *offshore*. Ao longo dos anos 1950 e 1960, a produção de petróleo cresceu concentrada no Nordeste⁵, mas num ritmo incapaz de atender o consumo de derivados. Em 1965, o consumo de derivados era superior a 330 mil barris por dia, enquanto a produção de petróleo e líquido de gás natural (LGN) se encontrava na faixa dos 100 mil barris por dia (PETROBRAS, 1968 e LEÃO; NOZAKI, 2019).

⁵ Segundo o Relatório de Atividades da Petrobras de 1968, toda a produção de petróleo e líquido de gás natural (LGN) da estatal foi no Nordeste. “(...) obtiveram-se (...) quase 60 milhões de barris de óleo, incluindo 1 milhão de barris de LGN. (...) Os campos da Bahia participaram com 86% daquela produção, sendo o restante originário de Sergipe e Alagoas” (PETROBRAS, 1968, p. 14).

Nos três anos seguintes, a demanda cresceu mais de 110 mil barris por dia, enquanto a produção aumentou cerca de 60 mil barris por dia, ampliando o déficit de fornecimento de petróleo nacional e pressionando as contas correntes do Brasil.

A expansão da demanda não se concentrou apenas em derivados de petróleo, como também em outros segmentos cujo insumo também era o petróleo, como a indústria petroquímica. Segundo Gorayeb (2017, p. 239), nos anos 1960, “os crescentes valores de importação de petroquímicos [mostravam] que a capacidade produtiva apenas de São Paulo era insuficiente para a demanda brasileira”. As pressões de demanda, num contexto de maior possibilidade de associação da Petrobras com grandes complexos estrangeiros e de priorização do desenvolvimento energético no planejamento estatal brasileiro, permitiram a formação de novos blocos de investimento visando, entre outros objetivos, a busca pela autossuficiência de petróleo cru e a redução da dependência de importações de produtos petroquímicos.

No final dos anos 1960, a Petrobras viu-se em uma nova posição estratégica, seja pela rápida mudança da conjuntura econômica, seja pela construção de um novo planejamento estatal brasileiro. A crescente demanda por combustíveis e produtos petroquímicos, a possibilidade de associação com o capital estrangeiro, a prioridade estatal aos setores de infraestrutura e insumos básicos foram alguns dos aspectos que consolidaram uma amálgama em favor da construção de um novo projeto de Petrobras (LEÃO; NOZAKI, 2019).

Dessa forma, ainda que o refino continuasse liderando os investimentos da estatal petrolífera, a atuação da Petrobras foi diversificada, reforçando a sua atuação e inserção em novos segmentos, como no setor petroquímico e de exploração no mar. Tanto para a constituição da indústria petroquímica, como para exploração e produção (E&P) *offshore*, o Nordeste novamente teve um papel-chave.

As dificuldades de desenvolvimento da petroquímica pelo capital privado acabaram dando à Petrobras a função de organizar e estruturar a indústria através da subsidiária criada em 1967, a Petroquisa, cuja instalação do primeiro polo petroquímico no Nordeste⁶ ocorreu em Camaçari na Bahia em 1970. A participação da Petrobras era fundamental nesta iniciativa, pois “assegurava o apoio governamental e, além disso, permitia a presença de um sócio que tinha a visão de

⁶ O primeiro polo petroquímico instalado, parceria com a Petroquisa, foi a Petroquímica União, como explicam Hemais, Barros e Pastorini (2001): “Como parte do plano de metas para a indústria petroquímica, foi iniciado, em meados da década de 60, o projeto da Petroquímica União (PQU), com a participação de grupos privados nacionais e da Petroquisa. Além disso, o Governo tomou a decisão de garantir, via Petrobrás, o fornecimento da matéria-prima (nafta) ao polo, o que ajudou ainda mais a impulsioná-lo. O polo petroquímico de São Paulo foi a primeira experiência no setor” (HEMAIS; BARROS; PASTORINI, 2001, p. 95).

todo um conjunto e experiência, devido à implantação do polo em São Paulo” (HEMAIS; BARROS; PASTORINI, 2001, p. 95).

A concretização de um complexo petroquímico no Recôncavo foi entendida, primordialmente, como consequência lógica de dois fatores: (i) o Recôncavo ser a única fronteira que dispunha petróleo e gás natural no Brasil; e (ii) a existência de um complexo de infraestrutura e de empresas na região produtora de metanol, fibras acrílicas entre outros (TORRES, 1997).

Torres (1997) lembra que a criação do polo petroquímico de Camaçari consagrou uma concepção de planejamento do setor, cujos elementos escapavam apenas de fatores econômicos e financeiros. Como descreve Viana Filho (1984), não apenas razões de ordem econômica, mas também de segurança industrial e militar justificaram a criação do polo petroquímico baiano, justificaram o poder germinativo do empreendimento.

Na esteira da criação da Petroquisa, a Petrobras também incorporou o polo de produção de fertilizantes da Bahia dando origem à Petrofertil, como mostra Dias (1993):

A Petrofertil, por exemplo, criada em março de 1976, a partir de unidades industriais antes controladas pela Petroquisa, devia realizar parte das diretrizes de uma Política Nacional de Fertilizantes e [Calcário Agrícola, o PNFCa], produzindo e comercializando os fertilizantes básicos. A ela foram incorporados o “antigo Conjunto Petroquímico da Bahia” (inaugurado em 1971, e produtor de amônia e ureia), que, com o nome de Petrofertil, se havia transformado em subsidiária da Petroquisa em 1973; a participação de 84% nas ações da Ultrafertil – adquirida em 1974 – e a Fábrica de Fertilizantes (DIAS, 1993, p. 66).

No âmbito do segmento de E&P, os investimentos na fronteira *offshore*, a exemplo da produção terrestre nos anos 1930, concentraram-se, num primeiro momento, na costa nordestina. O ano-chave desse processo foi 1968, quando a Petrobras acelerou as atividades exploratórias na costa nordestina que resultou na primeira descoberta de petróleo *offshore* no litoral do Sergipe. Além disso, como descrevem Leão e Nozaki (2019), “foram iniciadas perfurações marítimas por meio de parcerias com firmas estrangeiras nas áreas que se estendiam do Pará até Alagoas” (LEÃO; NOZAKI, 2019, p. 310). Ou seja, a região Nordeste teve um peso importante para as primeiras perfurações *offshore*.

Posteriormente, ainda foram descobertos os campos de Caioba e Camocim, no Sergipe, e de Ubarana, no litoral potiguar. Todavia, com a descoberta da Bacia de Campos em meados dos anos 1970, as atividades de E&P seguiram o

caminho do refino e passaram a se concentrar na região Sudeste. A expansão do parque de refino da Petrobras nos 1950 e 1960 havia privilegiado São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais por conta do aumento da demanda de derivados de petróleo naqueles estados. Naquela região, foram construídas quatro novas refinarias⁷, enquanto o Nordeste recebeu somente mais uma nova refinaria, a Refinaria Lubrificantes e Derivados do Nordeste (Lubnor) localizada no Ceará. Esse movimento se repetia na E&P migrando das bacias terrestres e marítimas da Bahia, Sergipe e Alagoas para a Bacia de Campos no Rio de Janeiro (PETROBRAS, 1970).

Todavia, até o início dos anos 1980, a Petrobras manteve em curso uma estratégia da ampliação dos seus investimentos em E&P de todo o litoral brasileiro, ainda que privilegiasse a Bacia de Campos. De certa forma, o otimismo da Bacia de Campos estimulou a realização de investimentos para mapear e buscar novas reservas na plataforma continental brasileira. No biênio 1981-1982, por exemplo, foram descobertas novas jazidas de óleo nas bacias de Sergipe, de Alagoas e Potiguar.

Apesar da perda de participação de outras áreas nos investimentos da Petrobras, a estatal, em 1983, iniciou as obras para instalação do Polo Industrial de Guamaré, um complexo industrial que possuía unidades de processamento de gás natural, um terminal de derivados de petróleo e uma unidade de produção de óleo diesel e, mais tarde, de querosene de aviação (QAV). O objetivo desse polo era receber, tratar e processar “todo petróleo e gás natural produzidos nos campos marítimos e terrestres da Bacia Potiguar (...) para poder deixá-los próprios para o consumo de diversos segmentos do mercado” (SANTOS, 2011, p. 89).

Além disso, como resultado dos investimentos da PNFCa, a Petrobras inaugurou uma nova fábrica de fertilizantes na região de Laranjeiras em Sergipe em 1983. Cabe destacar também que, em 1985, de acordo com o Anuário Estatístico da Agência Natural de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), foi iniciada a operação da unidade de processamento de gás natural (UPGN) na refinaria do Ceará, a Lubnor. E, por fim, a Petromisa iniciou a exploração jazida de cloreto de potássio de Taquari-Vassouras, localizada em Rosário do Catete no Sergipe, que havia sido descoberta no início dos anos 1960 (QUARTUCCI, 2007, p. 56).

Após esse ciclo de investimentos, em meados dos anos 1980, a expansão extraordinária das reservas e da produção de petróleo da Bacia de Campos, num cenário de crise econômica e restrições de ação para as empresas estatais⁸, provocou

⁷ Após a construção da RLAM, entre as décadas de 1950 e 1960, a Petrobras construiu mais sete refinarias, sendo quatro no Sudeste. Duas em São Paulo (Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão e Refinaria Capuava), uma no Rio de Janeiro (Refinaria Duque de Caxias) e uma em Minas Gerais (Refinaria Gabriel Passos).

⁸ “(...) as pressões sobre a necessidade de acelerar os investimentos e aumentar a produção nacional de petróleo foram substituídas pela utilização das estatais para conter a crise no balanço de pagamentos. Diferentemente

uma forte concentração dos dispêndios em E&P no litoral norte fluminense em detrimento do litoral nordestino.

As sucessivas crises econômicas dos anos 1980 e o projeto de abertura e encolhimento da Petrobras tornaram os seus investimentos cada vez mais concentrados na exploração e produção da Bacia de Campos. O parque de refino não recebeu novos investimentos a partir da metade dos anos 1980 até o final dos anos 1990 e a Petrobras, progressivamente, foi privatizando vários elos de atuação, como a própria Petroquisa (depois de privatizada, a participação da empresa no setor se reduziu drasticamente⁹) e a própria Petromisa¹⁰, e reduzindo suas atividades em E&P terrestre.

No Relatório de Atividades de Petrobras de 1994, por exemplo, já ficava evidente que o foco da empresa se concentraria basicamente na produção marítima nas Bacias de Campos e Santos. No Nordeste, não havia previsão de novos investimentos no médio prazo, a não ser na fronteira exploratória na bacia Potiguar. Tais ações afetaram fortemente a região Nordeste que viu seu espaço na Petrobras se reduzir consideravelmente, tanto em E&P, como no refino e outros segmentos da indústria para-petrolífera.

Em 2000, segundo dados da ANP, os 184,2 mil barris diários de petróleo processado nas refinarias do Nordeste representaram apenas 11,2% do total processado no país, sendo que somente a RLAM foi responsável por 175,5 mil barris diários, a Lubnor por 5,2 mil barris diários e o Polo Industrial de Guamaré por 3,4 mil barris diários. No mesmo ano, a produção total de petróleo e LGN no Nordeste foi de 196,2 mil barris por dia, representando 15,4% da produção nacional. A título de comparação, isso significou uma queda de 4,6% daquilo que foi produzido em 1985, bem como uma perda de mais de 20 pontos percentuais de participação na produção nacional em relação ao mesmo ano.

Esse cenário somente começou a se modificar em meados dos anos 2000, quando houve uma revisão da estratégia da empresa que passou a apostar em uma

do que ocorria até o período anterior, em 1983, a política econômica fez com que a estatal de petróleo passasse a assumir o ônus cambial associado às importações de petróleo. Nesse contexto, a Petrobras reduziu pela primeira vez, desde 1971, as suas inversões na área de E&P” (LEÃO; NOZAKI, 2019, p. 325).

⁹ “(...) o resultado das privatizações dos anos 1990 foi a substituição de significativa participação da Petroquisa (mantendo apenas uma menor presença nas centrais petroquímicas - na PQU, de 17,5%, na Copene, de 5,6% e na Copesul de 15% do total das ações) por participações acionárias de pequeno relevo distribuídas em vários grupos privados nacionais e com muitas participações cruzadas entre as empresas dos três complexos petroquímicos.. No fim do processo de privatização, em 1999, resultaram como os grupos mais importantes no controle do setor petroquímico (com direito a voto): Grupo Odebrecht (16,87%), Nemo Feffer S.A. (11,78%), Banco Econômico (5,76%) e Holding Vila Velha” (GORAYEB, 2017, p. 267).

¹⁰ Quartucci (2007) explica que nesse processo a Petrobras arrendou a exploração da mina de Potássio de Taquari-Vassouras para a Vale.

maior verticalização das suas atividades e na expansão e dispersão dos seus investimentos, o que impactou a indústria de energia do Nordeste.

3. A expansão da Petrobras no Nordeste no século XXI: um enfoque no período 2010-2015

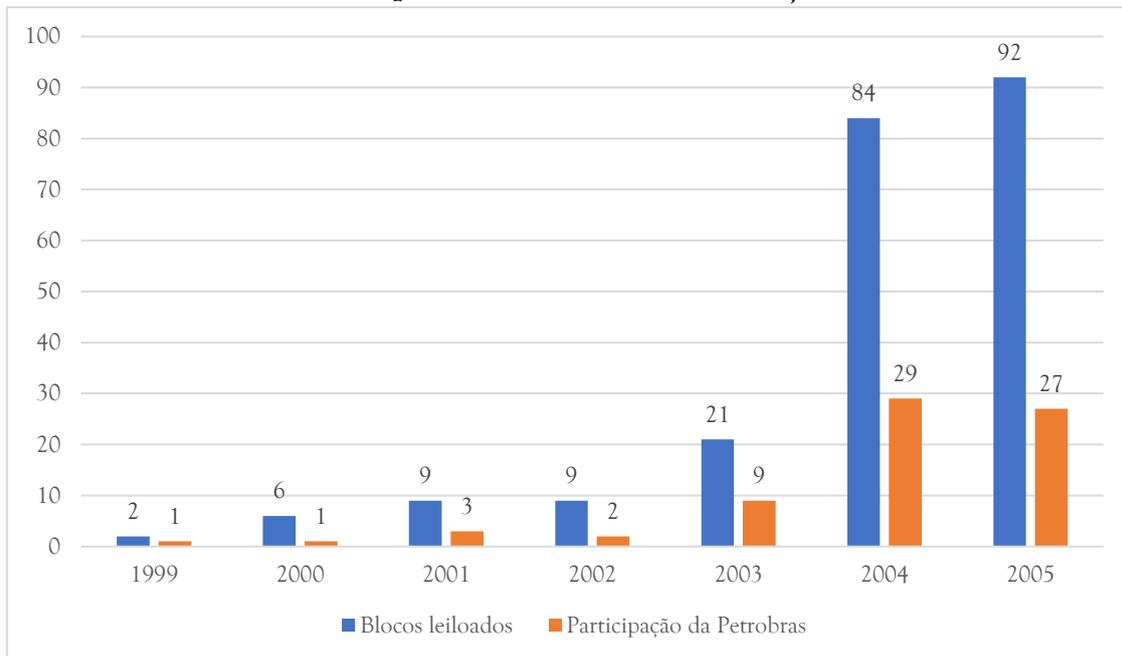
3.1. Os antecedentes: o reposicionamento estratégico da Petrobras em meados dos anos 2000

A “reinserção” do Nordeste como uma região estratégica para os investimentos da Petrobras foi resultado, em última instância, de uma revisão estratégica da estatal em meados da década de 2000. A maior verticalização das atividades da Petrobras, a diversificação da atuação em E&P e o ingresso em novos segmentos de energia abriram espaço para um maior recebimento de investimentos pela região Nordeste. Algumas das diretrizes do Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2004-2008 evidenciaram essa mudança:

- (i) no segmento de E&P, o objetivo era atuar nas áreas terrestres e em águas rasas com rentabilidade e aportar práticas e novas tecnologias em áreas com alto grau de exploração com o objetivo de otimizar o fator de recuperação;
- (ii) no segmento de abastecimento, o propósito era agregar valor às matérias-primas do Sistema Petrobras (petróleo e gás) com foco em *mix* de produtos de maior valor e melhor qualidade.
- (iii) no segmento de gás e energia, a missão era atuar no negócio de energia elétrica de forma a assegurar o mercado de gás natural e derivados comercializados pela Petrobras, bem como desenvolver, coordenar e implementar as atividades relacionadas à eficiência energética e às energias renováveis, na Petrobras e nos consumidores finais, considerando os interesses da companhia, as demandas da sociedade e o desenvolvimento sustentável do país; e
- (iv) no segmento petroquímico, a finalidade era expandir seletivamente a atuação no mercado petroquímico brasileiro e do Cone Sul (PETROBRAS, 2004).

A partir dessa nova estratégia, a Petrobras diversificou seus investimentos em E&P. Em primeiro lugar, houve uma maior participação da estatal nos leilões de blocos de petróleo realizados na região Nordeste, como aponta o Gráfico 1.

Gráfico 1 – Blocos leiloados e participação da Petrobras na Bahia e no Rio Grande do Norte nas sete primeiras Rodadas de Licitação da ANP (1999-2005)



Fonte: Anuário Estatístico da ANP (vários anos). Elaboração Ineep.

Além da maior participação nos leilões, a Petrobras aportou um volume crescente de recursos em E&P. Somente entre 2002 e 2005, os investimentos nesse segmento cresceram 76,6% saltando de US\$ 4,5 bilhões para US\$ 8,0 bilhões (LEÃO; NOZAKI, 2019). Esse movimento de expansão dos investimentos continuou ao longo da segunda metade do decênio de 2000.

Ademais, as atividades em novas fronteiras exploratórias foram intensificadas resultando na descoberta de novos poços, como na área Fazenda Palmeira na Bacia do Recôncavo que foi adquirida, em 2003, no bloco exploratório chamado de BT-REC-11. “A aquisição marcou a volta da estatal ao Recôncavo Baiano, depois de mais de uma década com foco quase exclusivo em atividades marítimas” (AGÊNCIA ESTADO, 2005).

A expansão em E&P também significou o desenvolvimento de novos projetos de gás natural. Entre eles, cabe citar a expansão do polo de processamento de Santiago com a UPGN III de Catu, o projeto gás natural em terra (500 mil metros cúbicos por dia), em julho, na Bacia de Tucano Sul, ambos na Bahia, e a UPGN III de Guamaré (1,5 milhão de metros cúbicos por dia), no Rio Grande do Norte. Além disso, foi inaugurada, em 2007, a UPGN Vandemir Ferreira para processar o gás

natural produzido no campo de Manati¹¹ e, em 2008, o Terminal de Regaseificação de Pecém no Ceará.

No refino, a diretoria da Petrobras aprovou a construção de três novas refinarias na região Nordeste, uma no Ceará, uma no Maranhão e uma em Pernambuco, com previsão de inauguração a partir de 2011. Além disso, em 2008, o Polo Industrial de Guamaré passou a produzir gasolina transformando suas unidades de processamento na Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC).

Também no Polo Industrial de Guamaré foi instalada na Usina Termoelétrica Jesus Soares Pereira para aumentar a oferta de energia elétrica na Região Nordeste.

No segmento de energia renovável, a empresa inaugurou, em 2008, duas usinas de biocombustíveis em Quixadá no Ceará e em Cadeias na Bahia, além de duas usinas experimentais em Guamaré. Na época da inauguração, as duas primeiras unidades foram construídas totalizando um investimento de R\$ 227 milhões. Em Quixadá, cerca de 1,4 mil famílias de agricultores plantaram 2.700 hectares de sementes de mamona para o suprimento da usina. Já em Cadeias, também envolveu cooperativas agrícolas para o fornecimento de grãos de mamona, girassol e óleo de dendê visando à produção de 18 mil toneladas de óleo vegetal (PETROBRAS, 2007).

Todos esses empreendimentos já permitiram uma maior participação do Nordeste no conjunto de ativos da Petrobras. Todavia, como mencionado na Introdução, o enfoque desse trabalho é a análise da atuação da Petrobras nas esferas industriais do petróleo no Nordeste da década de 2010. Por isso, na próxima subseção, apresenta-se com maior detalhe a atuação da estatal na região entre os anos 2010 e 2015.

3.2. Os empreendimentos da Petrobras no Nordeste entre 2010 e 2014

A estratégia da atuação da Petrobras, na primeira metade da década de 2010, passou por algumas transformações, mas seus princípios gerais foram preservados. Segundo o PNG 2010-2014, a Petrobras definiu quatro grandes diretrizes estratégicas a partir de 2010:

¹¹ “A Petrobras, em consórcio com as empresas Queiroz Galvão e Norse Energy, começou a operá-lo em 2006 e logo dobrou a produção na Bahia. (...) O Projeto Manati inclui plataforma de produção fixa, no município de Cairu; seis poços de produção; gasoduto de 125 quilômetros de extensão; e uma estação de tratamento e [processamento], no município de São Francisco do Conde. A produção começou com três milhões de metros cúbicos/dia e agora atinge sua capacidade máxima, chegando ao potencial de oito milhões de metros cúbicos/dia” (TNPETROLEO, 2009).

- (i) no segmento de E&P, o objetivo era crescer produção e reservas de petróleo e gás, de forma sustentável, posicionando a companhia entre as cinco maiores produtoras de petróleo do mundo e realizando uma transição dos investimentos entre o pós-sal (aumento do fator de recuperação) para o pré-sal (exploração de novas reservas);
- (ii) no refino, o propósito era expandir a capacidade de processamento de derivados, assegurando o abastecimento nacional e a liderança na distribuição, desenvolvendo mercados de exportação de derivados, com ênfase na Bacia do Atlântico;
- (iii) no segmento de gás e energia, a missão era consolidar a liderança no mercado brasileiro de gás natural, com atuação internacional, e ampliar os negócios de energia elétrica e gás-química, com ênfase em fertilizantes, além de atuar no Brasil e no exterior no segmento de biocombustíveis de forma integrada e sustentável; e
- (iv) no segmento petroquímico, a finalidade era atuar em petroquímica de forma integrada com os demais negócios da Petrobras.

Em comparação ao PNG 2004-2008, a principal mudança estratégica ocorreu no segmento do refino alterando o objetivo de agregar valor às matérias-primas para a ampliação de parque de processamento de petróleo. Além disso, no segmento de E&P, a descoberta do pré-sal passou a exigir um volume crescente de recursos para exploração de petróleo e gás natural.

Na realidade, a mudança mais significativa ocorreu no montante de investimentos planejados que saltou de US\$ 53,6 bilhões no PNG 2004-2008 para US\$ 224 bilhões no PNG 2010-2014. Neste último PNG, somente na área do pré-sal, foram projetados US\$ 33 bilhões de investimentos e mais US\$ 37 bilhões para ampliação do parque de refino. Além disso, na área de petroquímica e gás e energia, os investimentos planejados eram de US\$ 26,4 bilhões. Nessas três áreas, os dispêndios do PNG 2010-2014 superaram em 79,8% toda a carteira do PNG 2004-2008.

No PNG 2011-2015, os investimentos da ordem de US\$ 224,7 mantiveram o patamar do PNG 2010-2014 com um pequeno aumento na participação dos investimentos em E&P (saltou de 53% para 57%) em detrimento dos setores de refino (caiu de 33% para 31%) e gás e energia (diminuiu de 8% para 6%). O posicionamento estratégico do biênio 2010-2011 consolidou, portanto, uma expansão mais agressiva da atuação da Petrobras no território nacional, embora grande parte dos eixos de atuação continuasse o mesmo da década anterior.

Foi essa expansão que evidentemente favoreceu a região Nordeste. Em primeiro lugar, porque parte relevante da ampliação da capacidade de refino estava concentrada em alguns estados do Nordeste, principalmente Pernambuco, Ceará e Maranhão. Em segundo lugar, por conta dos investimentos em otimização do fator de produção que se destinaram, em parte, aos campos terrestres nordestinos. Em terceiro lugar, porque as perspectivas de expansão da oferta do gás natural do pré-sal abriram grandes oportunidades para ampliação de projetos em termoeletricas e fertilizantes, inclusive no Nordeste. Em quarto lugar, pois os investimentos em energias renováveis também tinham como um dos destinos principais a região nordestina.

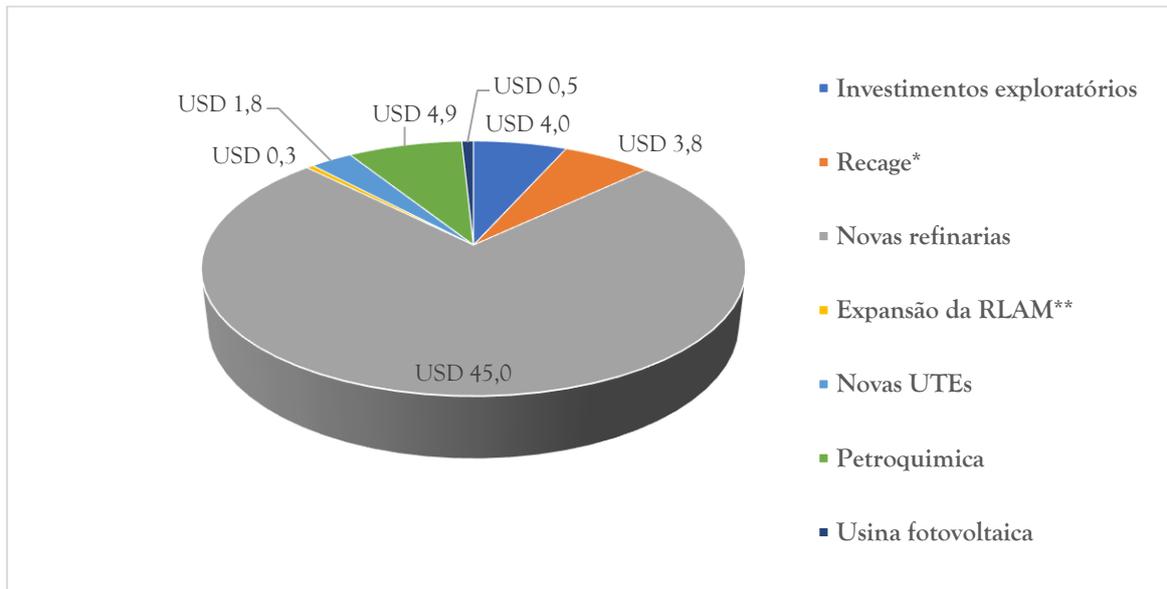
Vasconcellos (2011), em uma matéria veiculada no Valor Econômico, detalhou os investimentos envolvidos em algumas dessas diretrizes:

Apenas quatro projetos de investimentos da Petrobras para os próximos anos atestam a importância do Nordeste para a maior empresa brasileira. As obras das refinarias de Pernambuco, Maranhão, Ceará e Rio Grande do Norte vão consumir US\$ 45 bilhões dos US\$ 70,6 bilhões previstos para o segmento de refino, transporte e comercialização no Plano de Negócios da Petrobras 2011/2015. (...) A Petrobras reserva ainda para a região a perfuração de 22 dos 75 novos poços exploratórios que serão abertos em 2012. (...) A empresa concentra no Nordeste um leque de mais de cinquenta ativos: das unidades operacionais de exploração e produção ao Núcleo Experimental para Estudos do Pré-sal do Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes), em Sergipe; dos postos de abastecimento que se espalham pelos nove estados da região ao Parque Eólico de Macau, no Rio Grande do Norte. (...) Em Pernambuco estão alguns dos principais investimentos. A Refinaria do Nordeste, orçada em US\$ 13,36 bilhões, começa a operar em 2013 para processar 230 mil barris de petróleo por dia (...). Ao lado, a Petroquímica Suape, com investimentos de R\$ 4,94 bilhões, vai integrar três unidades industriais: uma para a produção de ácido tereftálico (PTA), outra para produzir polímeros e filamentos de poliéster e uma terceira que fabricará resina para embalagens PET. (...) No Maranhão, a Petrobras investe na Refinaria Premium, com capacidade para processar 600 mil barris/dia, [com o primeiro trem sendo entregue entre 2014/2015] (...). No Ceará será construída a Refinaria Premium II. A unidade deverá operar em 2017, com produção de 300 mil barris/dia. Os valores do investimento não são revelados pela companhia, embora tenha se falado inicialmente em US\$ 11,1 bilhões. Os investimentos nas obras de ampliação da Refinaria Potiguar Clara Camarão chegam a US\$ 215 milhões. (...). Em Macau foi implantado o primeiro projeto de energia eólica da Petrobras: a Usina Piloto de Macau, que produziu em sete anos 32.256 MWh (VASCONCELLOS, 2011).

Agregando a esses projetos, os gastos exploratórios na área do pós-sal e da segunda fase do Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de

Exploração¹² (Recage) e da instalação de parques de energia renovável, estima-se que os investimentos planejados pela Petrobras para o Nordeste, no período 2011-2015, chegariam próximo a um patamar de US\$ 60 bilhões concentrados principalmente no refino (por volta de 78%) (ver Gráfico 2).

Gráfico 2 – Estimativa dos investimentos planejados para o Nordeste no PNG 2011-2015 da Petrobras



Fonte: Petrobras (2011a), Petrobras Fatos e Dados (vários anos) e Vasconcellos (2011). Elaboração Ineep. Nota: *Considera o mesmo valor da primeira fase do Recage; ** Considera o investimento restante do PNG 2009-2013

Além da construção de novas refinarias e da Petroquímica Suape, a Petrobras planejava concluir a expansão da RLAM e as duas termoeletricas de Barra do Rocha I e Bahia II, instalar uma planta de ácido nítrico na fábrica de fertilizantes (Fafen) da Bahia, desenvolver parques eólicos e solares e, por fim, realizar investimentos exploratórios em campos *onshore* e *offshore* do Nordeste¹³ em função

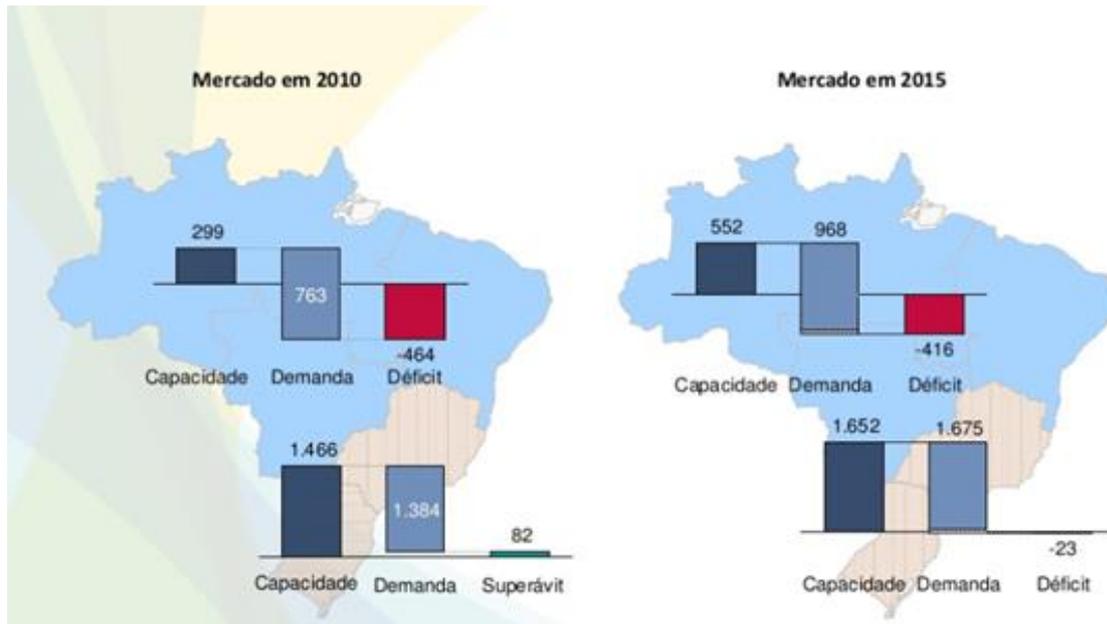
¹² “Com investimentos de U\$ 3,8 bilhões, o Programa de Revitalização de Campos com Alto Grau de Exploração (Recage), criado em 2004, acrescentará [na sua segunda fase] cerca de 850 milhões de barris de petróleo, no período 2008/2012, às reservas nacionais, volume que corresponde ao de um campo gigante. (...) [no Nordeste], a Companhia possui um projeto-piloto, no campo de Miranga, na Bahia, que prevê a injeção de dióxido de carbono (CO2), produzido em alguma unidade industrial, nos poços. Neste projeto há o ganho de produtividade, pois o CO2 é injetado para aumentar a pressão e produção do poço e o retorno ambiental, já que utiliza um gás que deixa de poluir a atmosfera. Para se ter uma ideia do sucesso deste sistema, o fator de recuperação, ou seja, a quantidade de óleo capaz de ser retirada de um reservatório, saltará de 38% para 62%” (PETROBRAS, 2008).

¹³ Os gastos em E&P estavam relacionados, por um lado, ao aumento da exploração de novas fronteiras e, por outro, à busca de ampliar a recuperação secundária das áreas já produtoras, principalmente por meio do Recage.

da postura agressiva da estatal nos leilões de petróleo¹⁴ realizados ao longo da década de 2000.

O refino teve um destaque importante no PNG 2011-2015, em razão da necessidade de reduzir o déficit entre consumo e produção existente principalmente nas regiões Nordeste, Norte e Centro-Oeste, como mostra a Figura 1.

Figura 1 – Situação do mercado de abastecimento regional no Brasil prevista no PNG 2011-2015 da Petrobras



Fonte: Petrobras (2011a)

Com a implementação das três refinarias, o Nordeste se tornaria autossuficiente no consumo de derivados e ainda teria um excedente para exportação. A própria localização da RNEST e das Premium I e II tinha com um de seus objetivos “aproximar” a produção de derivados no Brasil de grandes mercados consumidores do exterior, como Estados Unidos e Europa.

Até 2015, estava prevista somente a entrada em operação da RNEST e a expansão da RLAM, o que significaria uma pequena redução do déficit nas regiões Nordeste, Norte e Centro-Oeste. Todavia, as refinarias Premium no Maranhão e Premium II no Ceará miravam ampliar a capacidade de refino da região Nordeste em mais 900 mil barris por dia (600 mil da Premium e 300 mil da Premium II) eliminando o déficit existente nas três regiões.

¹⁴ Segundo dados da ANP, excluindo as bacias maduras, nos leilões na Bahia, entre 1999 e 2006, por exemplo, dos 26 blocos leiloados, em 21 deles a Petrobras saiu vencedora como concessionária. No Rio Grande do Norte, entre 2003 e 2008, as cinco rodadas realizadas tiveram 142 blocos vencedores, sendo que a Petrobras esteve no consórcio vencedor em 44 deles, o que representou 31%.

Ao se analisar os Relatórios de Atividades da Petrobras, é possível constatar que, desde 2010, esses projetos começaram a ser implementados. Naquele ano, a Petrobras “identificou em 2010 uma nova província petrolífera em águas ultraprofundas da Bacia de Sergipe, com a perfuração do poço 1-SES-158, denominado prospecto Barra, a uma profundidade aproximada de 4.700 metros” (PETROBRAS, 2010, p. 26). Além disso, a Petrobras avançou nas obras do Complexo Suape em duas frentes:

- (i) obteve financiamento superior a R\$ 700 milhões para iniciar as obras das plantas de PET (resina de polietileno tereftálico) e de POY (filamentos têxteis de poliéster) da Companhia Integrada Têxtil da Pernambuco (Citepe), parte integrante da Petroquímica Suape (PETROBRAS, 2010); e
- (ii) assinou cinco contratos, no valor de R\$ 8,9 bilhões, para a construção das unidades de Coqueamento Retardado, Hidrotratamento de Diesel, Hidrotratamento de Nafta, de Geração de Hidrogênio e de Destilação Atmosférica da RNEST.¹⁵

No segmento de renováveis, a Petrobras anunciou a obtenção da licença para construção e operação de um parque de energia eólica no Rio Grande do Norte, concedida pelo Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (Idema). A entrada em operação do parque, formado por quatro usinas (Mangue Seco 1, Mangue Seco 2, Mangue Seco 3 e Mangue Seco 4), estava prevista para setembro de 2011 (PETROBRAS, 2010).

Em 2011, além de novos financiamentos para a construção da Citepe e de novas descobertas de fronteiras exploratórias (Tiziu no Rio Grande do Norte, Patativa no Ceará e Tapiranga Norte na Bahia), a Petrobras avançou nos projetos verticalização da indústria de gás natural de petróleo e de energia eólica. Em

¹⁵ “O maior dos contratos, no valor de R\$ 3,4 bilhões, se refere à construção das Unidades de Coqueamento Retardado – UCR (U-21 e U-22), incluindo subestações, Casas de Controle e as Seções de Tratamento Cástico Regenerativo (U-26 e U-27). Para os serviços, foi contratado o Consórcio Camargo Corrêa – CNEC, constituído pelas empresas Construções e Comércio Camargo Correa S.A. e CNEC Engenharia S.A. Também foi assinado o contrato para a implementação das Unidades de Hidrotratamento de Diesel (U-31, U-32), de Hidrotratamento de Nafta (U33 e U-34) e Unidades de Geração de Hidrogênio (U-35 e U-36). O contrato foi firmado com o Consórcio Conest-UHDT, formado pelas empresas Odebrecht Plantas Industriais e Participações S.A. e Construtora OAS Ltda. O custo do empreendimento é de R\$ 3,19 bilhões. O terceiro contrato, em valor de investimento (R\$ 1,48 bilhão), refere-se à construção das Unidades de Destilação Atmosférica – UDA (U-11 e U-12). A tarefa foi confiada ao Consórcio RNEST - Conest, constituído pela Odebrecht Plantas Industriais e Participações S.A. e Construtora OAS Ltda. O escopo desses três contratos inclui o fornecimento de materiais, fornecimento parcial de equipamentos, construção civil, montagem eletromecânica, preservação, condicionamento, testes, pré-operação, partida (início das operações), assistência à operação, assistência técnica e treinamentos” (GRANDES CONSTRUÇÕES, 2010).

primeiro lugar, foi iniciada a implementação do Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL) da Bahia com objetivo de aumentar a flexibilidade da oferta de gás natural no Brasil. Em segundo lugar, foi concluída a planta de ARLA 32¹⁶ da Fafen da Bahia (PETROBRAS, 2011b). Em terceiro lugar, foram retomadas e aceleradas as “as obras de terraplanagem da Refinaria Premium (...) pelo consórcio GSF, formado pelas empresas Galvão, Serveng e Fidens¹⁷” (IMIRANTE, 2011). Em quarto lugar, as três primeiras usinas eólicas começaram a operar no Rio Grande do Norte, após a realização de um investimento de R\$ 424 milhões da Petrobras junto com as parceiras no projeto (Eletrobras, Alubar Energia e a Wobben WindPower) (WESTPHALEN, 2011).

Em 2012, os investimentos da Petrobras no Nordeste tiveram como destino a continuidade das obras de terraplanagem da Premium e de instalação das unidades da RNEST, a modernização da Fafen da Bahia – mediante a conclusão do controle avançado de amônia que permitiu a redução do consumo de gás natural – e a descoberta de novas áreas de exploração de petróleo e gás natural.

A perfuração de cinco poços em águas ultraprofundas na Bacia de Sergipe-Alagoas resultou nas descobertas de Barra-1, Moita Bonita, Farfan, Muriú e Cumbe, todas na seção pós-sal. Na concessão BM-SEAL-11, na área de Barra, a perfuração do poço de extensão Barra-1 levou à descoberta de uma acumulação de óleo leve em reservatório mais profundo. O poço pioneiro Farfan também conduziu à descoberta de acumulação de óleo leve, em reservatório similar ao anterior. Nessa mesma concessão foi descoberta acumulação de óleo leve, no poço Cumbe. Na concessão BM-SEAL-10, a perfuração do poço de Moita Bonita comprovou mais uma descoberta na região, e a do poço Muriú revelou nova acumulação de petróleo, ambas em águas ultraprofundas (PETROBRAS, 2012, p. 17).

Em 2013, novos passos foram dados na implementação da RNEST – como na compra de partes e componentes necessários a operacionalização da refinaria – e na conclusão das obras de terraplanagem para a construção da refinaria Premium I, em Bacabeira no Maranhão. Em relação à refinaria maranhense, após a etapa de terraplanagem, que teve um custo inicial de R\$ 264,5 milhões, foi elaborado um cronograma para a etapa seguinte de instalação da refinaria, começando pelo projeto de engenharia. O objetivo do projeto era reduzir os custos de instalação e evitar descumprimentos do orçamento ou atrasos, uma vez que, naquele momento, a inauguração do primeiro trem da refinaria havia sido postergada de 2015 para 2017.

¹⁶ Solução de ureia utilizada nos novos veículos pesados a diesel para redução de emissões.

¹⁷ A terraplanagem da refinaria foi iniciada no final de 2010, mas, em função das chuvas de dezembro, foram paralisadas. A partir de julho de 2011, as obras foram retomadas em ritmo acelerado (IMIRANTE, 2011).

Além do avanço no refino, a Petrobras concluiu a obra do Terminal de Regaseificação de GNL na Bahia e iniciou a fase de comissionamento que foi planejada com uma capacidade de despacho diário do terminal de 14 milhões de metros cúbicos de gás natural (PETROBRAS, 2013).

Ainda naquele ano, a Petrobras assinou um acordo com a empresa dos Estados Unidos, SunEdison, para a construção da usina fotovoltaica no Rio Grande do Norte, no valor de R\$ 20,9 milhões, que já havia recebido o parecer favorável da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Quando inaugurada (a previsão para início da operação era no segundo semestre de 2014), a usina foi projetada com uma capacidade instalada de 1,1 megawatts e expectativa de geração de 1,65 gigawatt-hora por ano (TNPETROLEO, 2013).

No segmento de E&P, foram realizadas três descobertas na bacia *offshore* de Sergipe-Alagoas nas regiões de Farfan I, Muriú I e Moita Bonita I. Essas áreas devem se tornar estratégicas para a Petrobras, porque tem grande potencial exploratório e pode atrair atenções à medida que a exploração do pré-sal evolua. Victal (2019) destaca que, quando essas áreas entrarem em produção, podem corresponder por mais de 30% da atual produção nacional de gás natural. Além disso, elas possuem “um volume não revelado de óleo leve de excelente qualidade” (VICTAL, 2019).

Em 2014, novamente foram descobertas novas áreas exploratórias na região *offshore* de Sergipe-Alagoas. A região mais promissora foi a de Poço-Verde para exploração de gás em uma profundidade d’água de 2.196 metros. No mesmo ano, foi iniciada a operação do Terminal de Regaseificação da Bahia, bem como da Unidade de Produção de Sulfato de Amônio da Fafen-SE, com capacidade para produzir 303 mil toneladas por ano (PETROBRAS, 2014a). Por fim, a RNEST iniciou suas operações em dezembro de 2014 por meio da produção de derivados de petróleo na Unidade de Destilação Atmosférica (UDA). “A primeira carga de petróleo, após o processamento na UDA, gerou gás liquefeito de petróleo (GLP), nafta, diesel e resíduo atmosférico (RAT) – insumo para a unidade de coqueamento retardado” (PETROBRAS, 2014b).

Esse período 2010-2014 não foi marcado apenas por investimentos em novos ativos, mas também nos negócios já existentes. Nesse sentido, o Recage foi o programa de investimentos mais importante, cujo objetivo era otimizar a produção de petróleo e gás natural dos campos maduros nordestinos.

Leão (2017) lembra que o campo de Carmópolis no Sergipe, por exemplo, conseguiu prolongar a sua vida útil. Após atingir o auge da produção em 1989 com 27 mil barris por dia e ver sua produção declinar desde então, as técnicas

desenvolvidas pelo Recage¹⁸ permitiram que a produção desse campo voltasse a crescer até alcançar mais de 30 mil barris por dia no começo dos anos 2010.

Esse movimento se generalizou para os demais campos maduros terrestres do Nordeste. Após uma acentuada redução entre 2000 e 2008 (saiu de 158,6 mil barris por dia para 140,2 mil barris por dia), a segunda fase do Recage (2009 a 2012) conseguiu estabilizar a produção em terra do Nordeste entre 132 e 142 mil barris por dia, como mostra o Gráfico 3.

Gráfico 3 – Produção de petróleo terrestre no Nordeste (2009-2012). Em barris por dia



Fonte: Anuário Estatístico da ANP (vários anos). Elaboração Ineep.

Cabe ressaltar também que o auge da produção, entre 2009 e 2012, alcançou 141,7 mil barris por dia em janeiro de 2011, superando a produção média de 2008. Ao final de 2012, a produção de petróleo terrestre se encontrava 139,5 mil barris por dia, um valor muito próximo ao observado em 2008, o que indica que o Recage contribuiu para atenuar o ritmo de queda da produção *onshore* no Nordeste.

À medida que esse conjunto de investimentos foi implementado, a atuação da Petrobras no Nordeste se ampliou consideravelmente em diferentes segmentos. Assim, a presença da empresa se ampliou na exploração de novas áreas, no refino e no segmento de renováveis.

¹⁸ O Recage focou na utilização de bactérias e outros micro-organismos capazes de acelerar o processo de degradação do óleo, aumentando sua fluidez e elevando o percentual de aproveitamento comercial dos reservatórios. Esse projeto faz parte da estratégia da empresa de investir em recursos que permitem a maior recuperação dos reservatórios (TEIXEIRA, 2012).

4. O posicionamento da Petrobras no Nordeste em 2014

Após esse conjunto de investimentos, a Petrobras expandiu sua atuação no Nordeste nos segmentos de refino, energia elétrica e renováveis, por um lado, e realizou novos esforços visando preservar sua posição na área de E&P, por outro. Além da maior inserção setorial, as atividades da petrolífera brasileira no Nordeste se notabilizaram por uma maior abrangência geográfica.

Com efeito, em 2014, a Petrobras possuía produção de petróleo e gás natural em cinco diferentes estados nordestinos (Alagoas, Bahia, Ceará, Rio Grande do Norte e Sergipe), quatro refinarias em diferentes localidades (Bahia, Ceará, Pernambuco e Rio Grande do Norte), sete termoeletricas, três usinas de biodiesel, duas fábricas de fertilizantes e um parque eólico no Rio Grande do Norte.

Como mostra a Tabela 1, a produção de petróleo e gás natural da Petrobras, no Nordeste, atingiu 239,8 mil barris equivalentes por dia em 2014, sendo 39,7% na Bahia e 26,9% no Rio Grande do Norte.

**Tabela 1 – Produção de petróleo e gás natural da Petrobras no Nordeste (2014).
Em barris equivalentes de petróleo por dia**

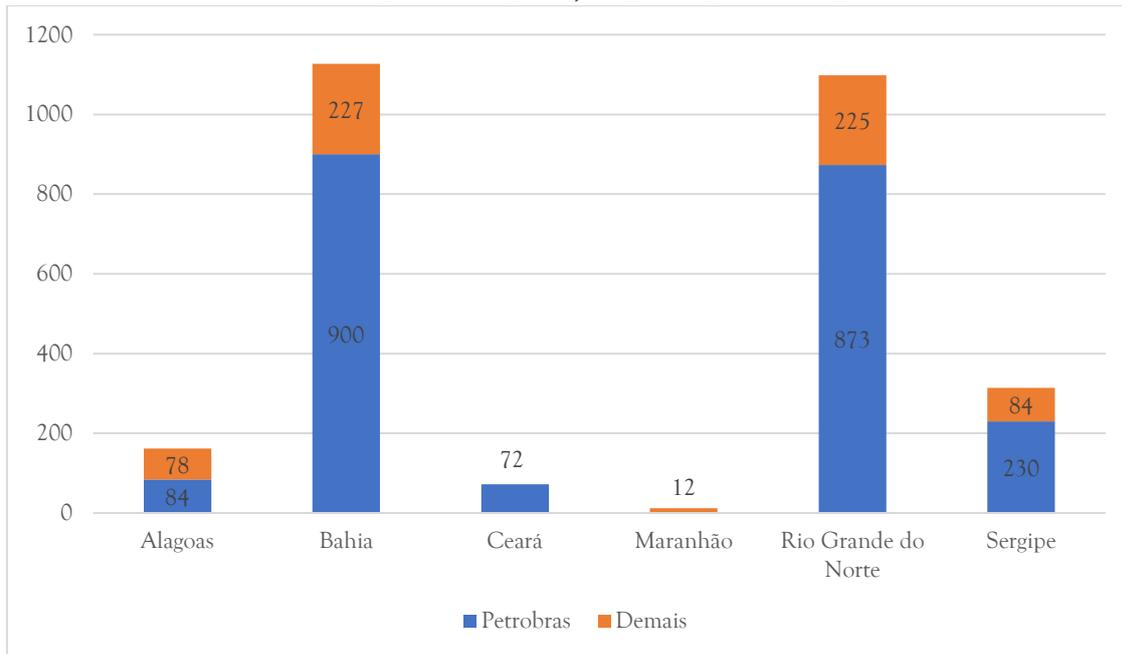
| | Petróleo | Gás Natural | Total | Participação (%) |
|---------------------|----------------|---------------|----------------|------------------|
| Ceará | 7.307 | 564 | 7.871 | 3,3% |
| Rio Grande do Norte | 56.065 | 8.388 | 64.453 | 26,9% |
| Alagoas | 4.175 | 9.199 | 13.374 | 5,6% |
| Sergipe | 40.709 | 18.193 | 58.902 | 24,6% |
| Bahia | 41.996 | 53.219 | 95.215 | 39,7% |
| Nordeste | 150.253 | 89.563 | 239.816 | 100,0% |

Fonte: Anuário Estatístico da ANP (vários anos). Elaboração Ineep.

A atuação da Petrobras no Nordeste foi significativamente superior às das demais empresas do setor não só em termos de volume de produção, como também na quantidade de campos em operação. As empresas privadas somadas produziram, em 2014, 38,2 mil barris equivalentes de petróleo por dia em todo o Nordeste.

Como se observa no Gráfico 4, em 2014, a Petrobras operava 2.159 campos no Nordeste e as demais empresas de 626 de campos. A diferença entre a Petrobras e as empresas privadas ficou evidente nos estados da Bahia e Rio Grande do Norte. Nesses dois estados, a Petrobras era operadora de 1.773 campos e as outras petrolíferas, de 452. Somente no estado do Maranhão, as empresas privadas operavam um número superior de campos do que a Petrobras. No entanto, a quantidade de campos operados no estado maranhense era significativamente menor quando comparado com os demais estados.

Gráfico 4 – Campos em operação por tipo de empresa (2014)



Fonte: Anuário Estatístico da ANP (vários anos). Elaboração Inep.

Com a entrada em operação da RNEST no final de 2014, a Petrobras ampliou, em mais de 3,6 milhões de barris, equivalentes a 115 mil barris por dia, a capacidade de refino nos estados do Nordeste, como demonstra a Tabela 2.

Tabela 2 – Volume processado, capacidade de refino e fator utilização das refinarias da Petrobras no Nordeste (2014). Em mil barris de petróleo

| | Volume processado | Capacidade de refino | Fator de utilização |
|----------------------------|-------------------|----------------------|---------------------|
| Rnest (PE)* | 1.280 | 2.760 | 46,4% |
| Lubnor (CE) | 3.265 | 2.985 | 109,4% |
| RPCC (RN) | 13.828 | 13.775 | 100,4% |
| Rlam (BA) | 109.977 | 137.747 | 79,8% |
| Total (excl. RNEST) | 127.071 | 154.506 | 82,2% |
| Total Ponderado | 128.394 | 158.072 | 81,2% |

Fonte: Anuário Estatístico da ANP (vários anos). Elaboração Inep. *Considera somente um mês da produção da RNEST porque a refinaria iniciou sua operação em 06 de dezembro de 2014.

Em termos de volume processado, a RNEST acrescentou somente 42,7 mil barris de petróleo por dia (1,3 milhões de barris) em dezembro de 2014. Porém, em 2016, a refinaria pernambucana, que funcionou durante todo o ano, elevou em mais de 30 milhões o processamento de petróleo no Nordeste (85,6 mil barris por dia).

Como mostra a Tabela 3, desde 2016, a RNEST aumentou o processamento de petróleo, anualmente, em mais de 25 milhões de barris. Isso fez com que o volume processado pela Petrobras no Nordeste saltasse de 103,3 milhões de barris de petróleo, em 2012, para 132,0 milhões barris, em 2016.

Tabela 3 – Volume de petróleo processado e fator de utilização das refinarias da Petrobras no Nordeste (2012-2018). Em mil barris de petróleo

| | Volume de petróleo processado | | | | Fator de utilização | | | |
|------|-------------------------------|--------|---------|--------|---------------------|------|------|-------|
| | Lubnor | RPCC | RLAM | RNEST | Lubnor | RPCC | RLAM | RNEST |
| 2012 | 2.872 | 13.344 | 87.099 | - | 96% | 97% | 85% | - |
| 2013 | 3.070 | 13.604 | 102.270 | - | 103% | 99% | 74% | - |
| 2014 | 3.265 | 13.828 | 109.977 | 1.280 | 109% | 100% | 80% | 46% |
| 2015 | 3.093 | 12.381 | 95.193 | 23.125 | 90% | 90% | 69% | 55% |
| 2016 | 3.286 | 12.219 | 85.204 | 31.323 | 87% | 75% | 62% | 74% |
| 2017 | 2.791 | 12.092 | 79.589 | 27.527 | 74% | 74% | 58% | 66% |
| 2018 | 2.960 | 11.320 | 79.487 | 28.755 | 78% | 69% | 58% | 68% |

Fonte: Anuário Estatístico da ANP (vários anos). Elaboração Inep.

Além do processamento de petróleo nas refinarias, a Petrobras também realiza o processamento do gás natural por intermédio das suas UPGNs. Em 2014, como apresenta a Tabela 4, a petrolífera possuía sete UPGNs no Nordeste com capacidade de processar 21,6 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural.

Tabela 4 – Capacidade de processamento de gás natural da Petrobras no Nordeste por UPGN (2014).

| UPGN | Município (UF) | Capacidade nominal (mil metros cúbicos/dia) |
|---------------------------|-----------------------------|---|
| Lubnor | Fortaleza (CE) | 350 |
| Guamaré | Guamaré (RN) | 5.700 |
| Alagoas | Pilar (AL) | 1.800 |
| Atalaia | Aracaju (SE) | 3.000 |
| Candeias | Candeias (BA) | 2.900 |
| Santiago | Pojuca (BA) | 1.900 |
| Estação Vandemir Ferreira | São Francisco do Conde (BA) | 6.000 |

Fonte: Anuário Estatístico da ANP (vários anos). Elaboração Inep.

A partir das suas usinas de biodiesel, a Petrobras também tinha uma capacidade de produção de biodiesel de 961 metros cúbicos por dia, sendo 62,7% em Candeias na Bahia, 31,4% em Quixadá no Ceará e 5,8% em Guamaré no Rio Grande do Norte.

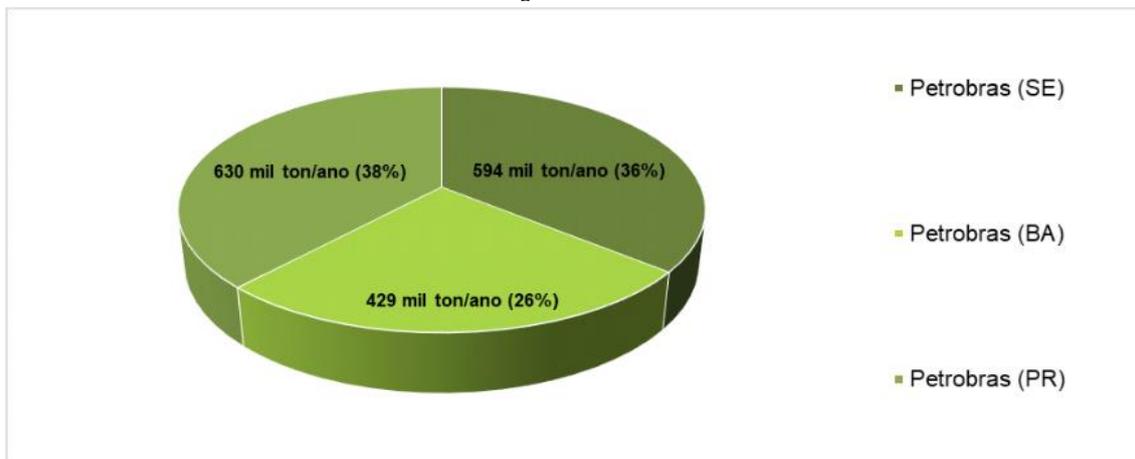
Além da E&P, do refino e do biodiesel, a Petrobras também se posicionou no segmento químico nordestino por meio da Petroquímica Suape em Pernambuco e da produção de fertilizantes nitrogenados em suas duas Fafens (Sergipe e Bahia).

A Petroquímica Suape possuía uma unidade de polímeros e fios de poliéster, com capacidade para produzir 240 mil toneladas por ano de filamentos e

polímeros têxteis, e mais duas plantas industriais, uma para a produção de ácido tereftálico (PTA) e outra de resina PET.¹⁹

Nas Fafens, a Petrobras produzia amônia e ureia. Como mostra a Figura 2, em 2015, a estatal foi a única produtora de ureia no Brasil. O Nordeste foi responsável por 62% dessa produção, o que significava mais de um milhão de toneladas por ano. Na Fafen da Bahia, a produção foi de 594 mil toneladas de ureia em 2015 e, na Fafen de Sergipe, a produção 429 mil toneladas de ureia no mesmo ano.

Figura 2 – Produção de ureia por empresas no Brasil (2015). Em mil toneladas por ano



Fonte: Depec-Bradesco. Elaboração Ineep

A estatal também fortaleceu sua posição na geração de energia termoelétrica por meio de suas térmicas em vários estados do Nordeste. Segundo o site da companhia, a empresa gerou, em 2014, 4.761 megawatts (MW) médios de energia no país. Na região, a Petrobras possuía sete térmicas cujas especificidades são detalhadas a seguir:

- (i) Termo Ceará (Ceará) com uma potência instalada de 220 MW, destinada à produção independente de energia;
- (ii) Bahia I (Bahia) com uma potência instalada de 32 MW;
- (iii) Termocamaçari (Bahia) com uma potência instalada de 138 MW;

¹⁹ A planta de PTA, que é a principal matéria-prima do poliéster, foi projetada com uma capacidade para 700 mil toneladas/ano e a de resina PET com 450 mil toneladas/ano. Do total de PTA produzido, 85% serão consumidos internamente nas unidades de fios de poliéster e resina PET e o excedente será destinado ao mercado interno.

- (iv) Termobahia (Bahia) com uma tem potência instalada de 186 MW, destinada à produção independente de energia;
- (v) Vale do Açu (Rio Grande do Norte) com uma potência instalada de 323 MW;
- (vi) Areambepe (Bahia) com uma potência instalada de 150 MW, destinada à produção independente de energia; e
- (vii) Muricy (Bahia) com uma potência instalada de 147 MW.

Por fim, cabe ressaltar que o parque produtivo da Petrobras no Nordeste contava ainda com quatro usinas eólicas (Mangue Seco 1, 2, 3 e 4) instaladas ao redor da RPCC. Cada usina foi projetada com 13 turbinas e uma capacidade instalada de 26 MW, totalizando 104 MW em todos os parques eólicos.

5. A nova estratégia da Petrobras para o Nordeste: os desinvestimentos da entre 2015 e 2019

5.1. Reversão da conjuntura e mudança estratégica da Petrobras

A partir de meados de 2015, a estratégia da Petrobras começou a passar por mudanças que viriam a impactar a sua presença no Nordeste. Segundo o PNG 2015-2019 (aprovado em junho de 2015 e reajustado em janeiro de 2016²⁰), previam-se investimentos de US\$ 98,4 bilhões para o período de 2015 a 2019, cerca de US\$ 125 bilhões a menos que o montante planejado no PNG 2010-2014 (US\$ 224 bilhões). A área de exploração e produção contava com 81% dos investimentos planejados, chegando a US\$ 80 bilhões. Os outros 19% estavam divididos em US\$ 10,9 bilhões para o setor de abastecimento, US\$ 5,4 bilhões para a área de gás e energia e US\$ 2,1 bilhões para as demais áreas.

Foi de acordo com as novas diretrizes apresentadas neste PNG 2015-2019, sob o comando do presidente Aldemir Bendine, que a Petrobras começou a dedicar maiores esforços para reajustar despesas por intermédio de um programa de desinvestimento. Naquele PNG, foi projetado para os dois primeiros anos (2015 e 2016) um desinvestimento de US\$ 15,1 bilhões, divididos entre as áreas de exploração e produção (30%), abastecimento (30%) e gás e energia (40%).

²⁰ Tal reajuste reduziu em 24,5% os investimentos inicialmente projetados no PNG 2015-2019, passando de US\$ 130,3 bilhões para US\$ 98,4 bilhões.

Observando o contexto que ajudou a sustentar as mudanças, quatro elementos principais explicam a reversão do ciclo anterior marcado por um grande esforço de investimentos. De acordo com Leão e Nozaki (2019):

a deterioração das condições de financiamento da Petrobras em razão da gestão de preços dos derivados [praticadas nos anos anteriores] (...); os impactos oriundos das investigações da Operação Lava Jato (...); a própria dinâmica da economia brasileira em 2014 (...); a abrupta queda do preço do barril Brent de petróleo em 2014 [num cenário de forte desvalorização cambial] (LEÃO; NOZAKI, 2019, p. 348).

Entre 2011 e 2013, foi adotada uma política de contenção de preços de derivados, a partir da qual o governo não repassava integralmente os preços internacionais para o consumidor. Em um momento em que os preços internacionais do petróleo experimentaram níveis elevados, isso acabou gerando uma perda de R\$ 97,9 bilhões de receitas de combustíveis para a Petrobras, segundo Almeida, Oliveira e Losekann (2015) *apud* Leão e Nozaki (2019). O impacto na geração orgânica de caixa acarretou um aumento do endividamento, fazendo a relação dívida líquida e lucro operacional (antes de juros, impostos, depreciação e amortizações) passar de 1,47 em 2011 para 4,77 em 2014.

No mesmo ano, em março, a Operação Lava Jato teve seu início, impactando tanto no caixa operacional, como também afetando a credibilidade da Petrobras. Desse modo, uma espécie de visão “proibitiva” sobre a política de investimentos da Petrobras começou a ser construída.²¹ A narrativa que aliou o endividamento e os casos de corrupção como fatores impeditivos de novos investimentos se mostrava fértil em um cenário de desaceleração do produto interno bruto (PIB) e do início de uma crise fiscal no país.

Ademais, a considerável mudança de patamar dos preços do barril do petróleo, saindo de US\$ 111,8 em junho de 2014 para US\$ 62,3 em dezembro do mesmo ano, dificultou a geração de receitas da Petrobras em um cenário de ampliação do endividamento por conta da forte desvalorização cambial. Esses dois

²¹ No contexto da Lava-Jato, cabe citar também que as pressões da auditoria externa, PwC, que se recusava a assinar os resultados da Petrobras de 2014, também reforçou essa visão. Um exemplo foi a imposição do lançamento de prejuízos referentes à RNEST: “A divulgação do balanço da Petrobras está atrasada, porque a PwC, auditoria externa que avalia as contas, se recusa a assinar o documento. A estatal promete soltar os números em breve, mesmo sem a concordância dos auditores. A estatal foi questionada pelos órgãos reguladores sobre a reportagem, que demonstrava que a continuidade das obras foi aprovada pelo conselho de administração em junho de 2012, junto ao plano de negócios da empresa de 2012 a 2016. Os investimentos em Abreu e Lima chegavam então a US\$ 17 bilhões e a perda estimada já estava em US\$ 3,2 bilhões. De acordo com o comunicado, o relatório da auditoria interna citado na matéria não permitia subsidiar a decisão de continuidade do projeto” (LANDIM, 2015).

movimentos simultâneos criaram uma dificuldade a mais para a Petrobras fazer frente às suas necessidades de capital.

Nesse sentido, em suma, o que ocorreu foi que a queda estrutural dos preços do petróleo somada aos desafios de “credibilidade” e financeiros de curto prazo – influenciados também efetivamente à época pela desvalorização cambial e pelo aumento de investimentos após a descoberta do pré-sal – passaram a legitimar a mudança de visão estratégica de longo prazo da Petrobras.

Foi neste panorama que o PNG 2015-2019 da estatal passou a ter como objetivos fundamentais declarados a redução do endividamento e a geração de valor para os acionistas. Assim, embora a estratégia da atuação da Petrobras tenha passado por algumas transformações, tais princípios gerais foram preservados durante o período aqui tratado, entre 2015 e 2019. A partir de 2016, após o afastamento da presidente Dilma Rousseff e com o início da gestão Pedro Parente durante o governo Temer, sobretudo, este novo caminho tomado pela Petrobras foi aprofundado (PETROBRAS, 2014c).

Seguindo esta linha, pode-se considerar que houve uma reversão na conjuntura política no Brasil, em meio a uma nova coalizão de apoio do governo Temer, que proporcionou uma intensificação das novas diretrizes de atuação da Petrobras, indo em direção contrária em comparação às que se havia adotado durante o período 2010-2014.

Divulgado em setembro de 2016, já na gestão de Pedro Parente, o PNG da Petrobras 2017-2021 assegurava como principal objetivo a desalavancagem da estatal, reforçando que todas as ações para os cinco anos deviam ser orientadas por tal métrica. Desse modo, como já apontado, a estratégia de desinvestimentos, independente dos seus efeitos de médio e longo prazo, colocava-se como central na administração da estatal (PETROBRAS, 2016a).

A partir daquele PNG, o programa de desinvestimentos foi ampliado para US\$ 21 bilhões, prevendo a venda de ativos em negócios relacionados a todas as áreas – E&P, refino e petroquímica, além de distribuição e transporte, energia renovável etc. Em comparação com o PNG 2015-2019, o PNG 2017-2021 reduzia em 25% os investimentos totais, passando de US\$ 98,4 bilhões para US\$ 74,1 bilhões. Desse montante, 82% (em torno de US\$ 60,7 bilhões) eram destinados à área de exploração e produção, 17% (cerca de 12,5 bilhões) ao refino e gás natural e 1% às demais áreas.

Embora continuasse centrado na redução da dívida e nos desinvestimentos, a estratégia sob Ivan Monteiro retomou a intenção de uma atuação mais verticalizada da Petrobras. A partir do PNG 2019-2023, a estatal fazia

uma revisão, ainda que parcial, do caminho que vinha adotando desde 2015. Se, por um lado, os desinvestimentos em refino no Nordeste e no Sul permaneceram naquele PNG, por outro, a retomada de atividades típicas de empresa de energia ganhou espaço. Os novos investimentos em petroquímica e em renováveis ainda que de forma tímida (representa somente 0,8% dos investimentos globais do PNG enquanto em outras operadoras chegam a representar cerca de 3%) foram exemplos dessa retomada.

No segmento de renováveis, destacou-se o fato de que, em julho de 2018, a estatal assinou um memorando de entendimentos com a francesa Total para avaliar negócios conjuntos em energia solar e em eólica em terra no Brasil. Em setembro do mesmo ano, também assinou um memorando de entendimentos com a norueguesa Equinor visando ao desenvolvimento conjunto de negócios no segmento de energia eólica *offshore* no país. Ademais, a Petrobras também planejou uma pequena elevação dos investimentos na área do pós-sal saltando de US\$ 25,3 bilhões para US\$ 30,3 bilhões (LEÃO, 2019).

Partindo dessas novas diretrizes, o PNG de 2019-2023 planejou um investimento total de US\$ 84,1 bilhões, o que significou cerca de US\$ 10 bilhões a mais do que o previsto em seu último plano. Ficou evidente uma retomada na expansão nos investimentos na área de exploração e produção, passando para US\$ 68,8 bilhões, ou seja, um aumento de quase 15% até 2023. Para a área de refino, transporte e comercialização foram previstos US\$ 8,2 bilhões; US\$ 5 bilhões para o setor de gás e energia; US\$ 0,3 bilhões para petroquímica; e, US\$ 0,4 bilhões para renováveis (PETROBRAS, 2018a).

Todavia, após chegada do presidente Roberto Castello Branco, em substituição a Ivan Monteiro, essa pequena revisão estratégica foi prontamente abandonada. Ou seja, sob a gestão Castello Branco, a possibilidade de qualquer aprofundamento de um novo posicionamento estratégico da estatal mais verticalizado deixava de existir sepultando as iniciativas sinalizadas no plano de negócios anterior.

Isso pode ser visto já em setembro de 2019 quando a Petrobras anunciou um conjunto de diretrizes para seu Plano de Negócios dos anos seguintes. Destacava, assim, novamente a ênfase à área do pré-sal nas suas atividades de exploração e produção, abandonando os segmentos de produção terrestre e em águas rasas, e reforçava a iniciativa de sair integralmente da distribuição e transporte de gás entre outros. Com relação às atividades de refino e comercialização de derivados, o enfoque se mostrou restrito às operações da região Sudeste, buscando vender ativos e cancelando projetos de expansão do parque em outras regiões. O PNG 2020-2024 detalhou os ativos que a Petrobras pretendia vender: (i) 50% da capacidade de refino

por meio do desinvestimento da RLAM, RNEST, Lubnor, Reman, Repar, Refap e Regap; (ii) transporte e distribuição de gás; (iii) ativos em terra e em águas rasas; (iv) distribuição de GLP; (v) usinas termoelétricas; (vi) gasodutos *offshore*; e (vii) ativos na América do Sul.

Tais diretrizes ficaram evidentes ao se analisar as previsões de investimentos e o aprofundamento do programa de desinvestimento apresentados no PNG 2020-2024, no fim de 2019. A companhia planejou investimento total de US\$ 75,7 bilhões, o que significou uma retração em relação ao plano anterior de US\$ 8,4 bilhões. Desse montante total, 85% foram alocados no segmento de exploração e produção. A expectativa era de que a produção alcançasse 3,5 milhões de barris por dia em 2024, sendo 66% concentrados no pré-sal, ao passo em que diminuía os dispêndios planejados no desenvolvimento da produção do pós-sal. Além disso, a Petrobras não esclareceu se haveria investimentos em aquisições de novas áreas de exploração.

No que diz respeito às outras áreas – refino, transporte, comercialização, petroquímica, renováveis, gás e energia –, houve uma redução de 42,5% no volume de investimentos planejados, saindo de US\$ 13,9 bilhões para US\$ 8 bilhões. Os setores de refino, transporte, comercialização e petroquímica passaram de US\$ 8,5 bilhões para US\$ 5,9 bilhões. Tal redução decorreu do cancelamento dos projetos expansão da capacidade de refino (RNEST e Comperj²²) e pela não inclusão de investimentos previstos anteriormente na infraestrutura do gás natural. Isto é, se antes do total de US\$ 8,5 bilhões, US\$ 3,3 bilhões eram destinados ao refino, US\$ 0,3 bilhões à petroquímica e US\$ 4,9 bilhões a outros projetos, neste novo PNG nenhum valor foi destinado a novos projetos no refino e na petroquímica, deixando os US\$ 5,9 bilhões a outros projetos.

Ainda no PNG 2020-2024, houve também redução de investimento no setor de gás e energia, passando de US\$ 5 bilhões para US\$ 2 bilhões. Também houve retração no segmento de renováveis, passando de uma previsão de investimentos de US\$ 0,4 bilhões para US\$ 0,1 bilhões, e mais grave: a empresa sairia da atividade de produção de energia, limitando sua atuação a atividades de pesquisa e desenvolvimento. Já com relação ao montante de desinvestimentos previstos no plano, foi projetada uma variação entre US\$ 20-30 bilhões para o período de 2020 a 2024, sendo a maior concentração nos anos de 2020 e 2021.

²² Sem a conclusão das obras da RNEST e do Comperj, o mercado interno ficará ainda mais refém das importações de derivados, já que a capacidade de processamento de petróleo ficará estacionada em cerca de 2,4 milhões de barris por dia, em um cenário em que a demanda por combustíveis deveria chegar a 2,8 milhões de barris por dia em 2027, segundo estimativas da ANP.

Assim sendo, pode-se considerar que o foco em atividades de exploração e produção em águas do pré-sal, o desinvestimento e a desalavancagem financeira foram os eixos estratégicos nos últimos anos da atuação da Petrobras. Tal fato tem, como consequência, o desfavorecimento da região Nordeste pela Petrobras. Como foi visto nas seções anteriores, uma parte dos ativos existentes e das perspectivas de expansão da presença da estatal se concentrava em estados nordestinos. Em função das mudanças na estratégia da Petrobras, destaca-se uma saída expressiva da companhia da região Nordeste desde 2015, como se analisa a seguir.

5.2. A saída da Petrobras no Nordeste

As medidas adotadas pelas últimas gestões da Petrobras impulsionaram a venda de ativos e a interrupção de investimentos em diversos setores na região Nordeste, indicando não só um redirecionamento geográfico na atuação da empresa, mas também a redução do controle estatal sobre diversos segmentos do setor petróleo no Brasil.

No segmento de exploração e produção, a Petrobras colocou à venda inúmeros campos de produção localizados na região Nordeste. Com relação à cessão da totalidade de seus direitos de exploração, desenvolvimento e produção nos campos terrestres, no Ceará, a oportunidade de venda envolve o Polo Fazenda Belém (duas concessões) lançada em 2016 (PETROBRAS, 2016b). No Rio Grande do Norte, o Polo Riacho da Forquilha (34 concessões) e o Polo Macau (sete concessões), ambos em 2016 (PETROBRAS, 2016b). Na Bahia, o Polo Buracica (sete concessões) em 2016, Polo Miranga (nove concessões) em 2016 (PETROBRAS, 2016b), Polo Recôncavo (quatorze concessões) em 2019, Polo Rio Ventura (oito concessões) em 2019 (PETROBRAS, 2019a), e Polo Tucano Sul (quatro concessões) em 2019 (PETROBRAS, 2019b). No Sergipe, o Polo Siririzinho/Riachuelo (doze concessões) em 2016 (PETROBRAS, 2016b), Polo Sergipe Terra 1 (seis concessões), Polo Sergipe Terra 2 (três concessões), e Polo Sergipe Terra 3 (uma concessão), sendo os três lançados em 2017 (PETROBRAS, 2017a).

Ainda, na Bacia de Sergipe-Alagoas, em 2019, a Petrobras divulgou oportunidade de venda de sua participação nos campos terrestres de Dó-Ré-Mi e Rabo Branco, pertencentes à Concessão BT-SEAL-13. A Petrobras detém 50% dessa concessão em parceria com a Petrogal Brasil, que é a operadora e detém os 50% restantes (PETROBRAS, 2019c). Também na Bacia de Sergipe-Alagoas, no mesmo ano, a companhia colocou à venda sua participação em 15 blocos exploratórios em terra, sendo oito exclusivos da Petrobras e sete em parceria com a Nova Petróleo, detendo 50% de participação (PETROBRAS, 2019d).

O desinvestimento por meio da cessão da totalidade dos direitos de exploração, desenvolvimento e produção também se deu em conjuntos de campos em águas rasas, localizados nos estados do Nordeste. A divulgação das oportunidades de desinvestimento ocorreu em 2017, referente a quatro campos (Curimã, Espada, Atum e Xaréu) no Polo Ceará Mar, no Ceará; a seis campos (Agulha, Cioba, Ubarana, Oeste de Ubarana, Pescada e Arabaiana) no Polo Rio Grande do Norte Mar, no Rio Grande do Norte; e a cinco campos (Caioba, Camorim, Dourado, Guaricema e Tatuí) no Polo Sergipe Mar, no Sergipe (PETROBRAS, 2017b).

Em 2018, também foi divulgada a oportunidade de venda de cessão parcial dos direitos de exploração, desenvolvimento e produção de campos em águas profundas e que apresentam reservas de óleo no nível da camada do pré-sal na Bacia de Sergipe-Alagoas: o BM-SEAL-4 (participação ofertada de 35%), BM-SEAL-4A (participação ofertada de 50%), BM-SEAL-10 (participação ofertada de 30%) e BM-SEAL-11 (participação ofertada de 20%).

Dentre os contratos fechados, em 2019, chama a atenção a venda de vários campos terrestres no Rio Grande do Norte. A Petrobras finalizou a venda de toda a sua participação em 34 campos de produção terrestre do Polo Riacho da Forquilha²³, localizados na Bacia Potiguar naquele estado. A compradora dos campos é a empresa Potiguar E&P S.A, subsidiária da Petroreconcavo S.A (PETROBRAS, 2019e). A operação foi concluída com o pagamento de US\$ 266 milhões para a Petrobras, sendo que o valor da venda pode chegar a US\$ 356 milhões a depender da extensão da concessão dos contratos, como explica uma matéria do site especializado epbr:

A Petrobras conclui a venda de 34 campos em terra na Bacia Potiguar, no Rio Grande do Norte, para Potiguar E&P, subsidiária da Petroreconcavo. (...) a Petrobras recebe mais R\$ US\$ 266 milhões, além dos US\$ 28,8 milhões depositados na assinatura dos contratos, em abril. O valor total do negócio pode subir dos US\$ 295 milhões já pagos para US\$ 356 milhões, com um pagamento adicional de US\$ 61,5 milhões, que está condicionado à extensão dos contratos de dez das 34 concessões (EPBR, 2019).

No mesmo ano, a Petrobras vendeu a totalidade de sua participação em um conjunto de campos de produção terrestre do Polo Macau também no Rio Grande do Norte – que engloba os campos de Aratum, Macau, Serra, Salina Cristal, Lagoa Aroeira, Porto Carão e Sanhaçu. O contrato foi assinado no valor de US\$ 191,1 milhões com a SPE 3R Petroleum S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum

²³ A operação inclui os campos de Acauã, Asa Branca, Baixa do Algodão, Boa Esperança, Baixa do Juazeiro, Brejinho, Cachoeirinha, Cardeal, Colibri, Fazenda Curral, Fazenda Junco, Fazenda Malaquias, Jaçanã, Janduí, Juazeiro, Lorena, Leste de Poço Xavier, Livramento, Maçarico, Pardal, Patativa, Pajeú, Paturi, Poço Xavier, Riacho da Forquilha, Rio Mossoró, Sabiá, Sabiá Bico de Osso, Sabiá da Mata, Sibite, Três Marias, Trinca Ferro, Upanema e Varginha.

e Participações S.A (PETROBRAS, 2019f). Ainda em 2019, por US\$ 7,2 milhões foi vendida a totalidade da participação da Petrobras nos campos terrestres de Ponta do Mel e Redonda, localizados também naquele estado, para a empresa Central Resources do Brasil Produção de Petróleo Ltda (PETROBRAS, 2019g).

Já em 2020, a Petrobras e a empresa brasileira Eagle Exploração de Óleo e Gás assinaram contrato para a venda de 100% da participação da estatal em quatro campos terrestres (Conceição, Quererá, Fazenda Matinha e Fazenda Santa Rosa) no Polo Tucano Sul, na Bahia. A operação está avaliada em US\$ 3 milhões (PETROBRAS, 2020a). A Tabela 4 resume o quadro de desinvestimento no E&P.

Tabela 4 – Situação dos desinvestimentos da Petrobras no E&P do Nordeste em abril de 2020.

| Ano de divulgação | Ativo | Situação atual |
|-------------------|---------------------------------------|------------------|
| 2016 | Polo Fazenda Belém | Fase vinculante |
| 2016 | Polo Riacho da Forquilha | Vendido |
| 2016 | Polo Macau | Vendido |
| 2016 | Polo Buracica | Venda cancelada |
| 2016 | Polo Miranga | Fase vinculante |
| 2016 | Polo Siririzinho/Riachuelo | Não especificado |
| 2017 | Polo Sergipe Terra 1 | Fase vinculante |
| 2017 | Polo Sergipe Terra 2 | Fase vinculante |
| 2017 | Polo Sergipe Terra 3 | Fase vinculante |
| 2017 | Polo Ceará Mar | Fase vinculante |
| 2017 | Polo Rio Grande do Norte Mar | Fase vinculante |
| 2017 | Polo Sergipe Mar | Fase vinculante |
| 2018 | Sergipe águas profundas | Fase vinculante |
| 2019 | Polo Recôncavo | Fase vinculante |
| 2019 | Polo Rio Ventura | Fase vinculante |
| 2019 | Polo Tucano Sul | Vendido |
| 2019 | Campos Dó-Ré-Mi e Rabo Branco em SEAL | Fase vinculante |
| 2019 | 15 blocos exploratórios em SEAL | Fase vinculante |

Fonte: Petrobras Fatos e Dados e Agência Petrobras. Elaboração Ineep.

No segmento do refino no Nordeste, em 2015, a Petrobras informou a descontinuidade dos projetos Refinaria Premium I no Maranhão e Premium II no Ceará (PETROBRAS, 2015a). Em 2017, anunciou o rebaixamento da refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC), no Rio Grande do Norte, para “ativo industrial de Guamaré” (ARAÚJO, 2017). Em 2019, a Petrobras colocou à venda sete refinarias, além da SIX, sendo três delas localizadas no Nordeste. São elas, as refinarias RNEST em Pernambuco, RLAM na Bahia, e a Lubrificantes e Derivados

de Petróleo do Nordeste (Lubnor) e seus ativos logísticos correspondentes (PETROBRAS, 2019h)²⁴.

Terminais também fazem parte do pacote de desinvestimentos. Em 2016, a Petrobras deu início ao processo competitivo para a venda do Terminal de Gás GNL no Ceará, com termoeletricas associadas (PETROBRAS, 2016c). Em 2019, deu-se o processo de arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia, no município de Salvador, e seu gasoduto integrante (PETROBRAS, 2019k).

No setor petroquímico, em 2016, foram anunciadas as vendas da Companhia Petroquímica de Pernambuco (Petroquímica Suape) e da Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe), subsidiárias localizadas em Pernambuco, para a mexicana Alpek pelo montante de R\$ 1,2 bilhão (PETROBRAS, 2016d). Ainda, aventa-se, desde 2015, a possibilidade de venda de participação da Petrobras na Braskem (MELLO, 2016), o que a tiraria completamente do setor petroquímico nordestino e nacional.

Com relação ao polo de produção de fertilizantes no Nordeste, no início de 2018, a Petrobras decidiu por iniciar o processo de desativação de suas fábricas de fertilizantes na Bahia (Fafen-BA) e em Sergipe (Fafen-SE) (PETROBRAS, 2018b). Em 2019, fechou com a empresa Proquigel Química S.A., empresa integrante do Grupo Unigel, contratos de arrendamentos dessas fábricas, no valor total de R\$ 177 milhões para um período de 10 anos, renováveis pelo mesmo período. Além das fábricas, o arrendamento incluiu os terminais marítimos de amônia e ureia no Porto de Aratu, na Bahia (PETROBRAS, 2019l).

No que diz respeito às termoeletricas no Nordeste, já em final de 2016, a Petrobras vendeu 50% da sua participação para a francesa Total na Termobahia, incluindo as térmicas Rômulo de Almeida e Celso Furtado, localizadas na Bahia. As duas térmicas estão ligadas ao terminal de regaseificação, localizado em São

²⁴ Embora não seja o foco desse TD, nas áreas de comercialização e distribuição, a Petrobras também vendeu alguns ativos. A Petrobras divulgou em 2015 a compra por parte da japonesa Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda de participação de 49% da subsidiária Petrobras Gás S.A. (Gaspetro) nas distribuidoras estaduais de gás natural por meio do pagamento de R\$ 1,93 bilhão (PETROBRAS, 2015b). Já em 2020, iniciou a etapa de divulgação da venda da totalidade de sua participação, os restantes 51% da Gaspetro (PETROBRAS, 2020b). A BR Distribuidora, subsidiária que era da Petrobras e que se encontra também na região, foi vendida. A Petrobras reduziu sua participação para 37,5% em 2019 arrecadando R\$ 8,6 bilhões, sendo que já havia vendido, em 2017, referente à oferta em 2015, 28,75% das ações da BR em operação que girou em torno de R\$ 5 bilhões (PETROBRAS, 2019i). Ainda, a companhia já anunciou que pretende vender o que resta de sua participação, sendo uma fatia de em torno de 14 bilhões (UOL, 2019). Outra subsidiária, a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), teve 90% da participação da Petrobras vendida para o grupo formado pela francesa ENGIE e pelo fundo canadense Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ). A divulgação da oportunidade se deu em 2017 e o fechamento da transação ocorreu em 2019 com o pagamento total de R\$ 33,5 bilhões (PETROBRAS, 2019j). Já em 2020, iniciou a fase vinculante da venda de sua participação remanescente (10%) (PETROBRAS, 2020c).

Francisco do Conde, naquele estado (PETROBRAS, 2016e). Além disso, no final de 2019, a Petrobras contratou o banco Goldman Sachs para definir um modelo de venda de quinze de suas 26 termoeletricas (FILGUEIRAS, 2019). Embora não tivesse sinalizado quais termoeletricas seriam vendidas, dada a atual estratégia da companhia, é bastante possível que as usinas do Nordeste componham esse pacote de desinvestimento.

A companhia também impulsionou a sua saída das atividades de produção de biocombustíveis no Nordeste. Em 2015, encerrou a operação comercial da usina de biodiesel da subsidiária Petrobras Biocombustível S.A. (PBio) em Guamaré, no Rio Grande do Norte (G1, 2015), e em 2016, encerrou as atividades da usina de biodiesel de Quixadá, no Ceará. A PBio passou a vender sua participação em empresas, como na Bioóleo Industrial e Comercial S.A. (Bioóleo), localizada na Bahia. Em 2019, em uma transação de R\$ 102,2 mil, Petrobras vendeu sua participação de 6,07% para 2H Participações Societárias EIRELI (PETROBRAS, 2019m). Ainda, no campo dos renováveis na região Nordeste, no começo de 2020, a Petrobras deu início à fase de venda da totalidade de suas participações acionárias em dois parques eólicos, as empresas Eólica Mangue Seco 1 e Eólica Mangue Seco 2, localizados no município de Guamaré, no Rio Grande do Norte (PETROBRAS, 2020d). Cabe ressaltar também que a iniciativa de construção do parque solar no Rio Grande do Norte não foi adiante.

Desse modo, fica evidente o afastamento da Petrobras do cenário descrito na subseção 3.2. Esse processo de desinvestimento, associado ao seu objetivo de se tornar uma empresa quase que exclusivamente produtora de petróleo cru, basicamente da área do pré-sal, alterou radicalmente não apenas o posicionamento da petrolífera no Nordeste, como afetou a própria dinâmica da indústria de E&P e refino na região. A seguir, detalham-se algumas dessas modificações:

- (i) E&P: se, em 2014, somente a Petrobras produziu 239,8 mil barris por dia de petróleo e gás natural no Nordeste (cerca de 85% do total), em 2019, a produção total do Nordeste – incluindo todas as empresas – foi de 175,2 mil barris por dia petróleo e gás natural;
- (ii) refino: a Petrobras pretende sair completamente da produção de derivados renunciando à sua capacidade de processar 538,3 mil barris por dia de petróleo por meio da venda de suas refinarias. Atualmente, como resultado da nova estratégia de menor participação do mercado de derivados, o fator de utilização das refinarias do Nordeste já caiu de 81,2% em 2014 para 65,5% em 2019;

- (iii) biodiesel: a Petrobras já encerrou suas atividades na usina de biodiesel de Guamaré, bem como hibernou a usina de Quixadá. Com a manutenção apenas da usina de Candeias, a capacidade de produção de biodiesel caiu de 961 metros cúbicos em 2014 por dia para 603 metros cúbicos em 2019;
- (iv) químico: a Petrobras saiu completamente do setor ao vender a Petroquímica Suape e da Citepe para a Alpek e ao arrendar suas duas Fafens para a Proquigel;
- (v) termoeletrico: a Petrobras vendeu uma participação de duas termoeletricas na Bahia e está buscando um modelo de venda de outras usinas termoeletricas.

Os efeitos desse processo de desinvestimento da Petrobras no Nordeste, atrelado a um redirecionamento da sua estratégia de atuação, certamente não são só locais, uma vez que evidenciam a expressiva retirada da empresa de diversos segmentos da cadeia de energia, e também a mudança do papel da Petrobras no desenvolvimento brasileiro e nas suas capacidades de inserção global no setor petróleo.

6. Conclusão

O Nordeste tem um papel central na história da indústria do petróleo no Brasil. As primeiras descobertas dos campos de exploração de petróleo e a primeira grande refinaria ocorreram no Nordeste. Além disso, a região recebeu empreendimentos em diferentes elos da cadeia produtiva ligada ao petróleo e ao gás, como petroquímica e fertilizantes.

Desde os anos 1970, quando as descobertas de petróleo da Bacia de Campos e o crescimento do mercado de derivados se concentrou no Sudeste, o Nordeste perdeu espaço como destino dos investimentos da Petrobras. Com exceção de algumas ações pontuais nos anos 1980 e 1990, os investimentos da estatal foram ficando cada vez mais concentradas na exploração e produção da região Sudeste, onde estava situada a grande fronteira exploratória.

Nos anos 2000, esse cenário começou a se modificar, principalmente depois da segunda metade da década. Naquele período, coincidiu uma nova visão estratégica da Petrobras com condições mais favoráveis de investimento da estatal em função do aumento do preço do petróleo, ampla liquidez e crescimento da economia brasileira com destaque para o Nordeste. Assentada sobre uma diretriz de empresa de energia, a Petrobras passou a direcionar mais investimentos para o

Nordeste principalmente em segmentos fora do E&P, como refino, petroquímica e renováveis.

O auge desse processo aconteceu no começo da década de 2010, quando a Petrobras estava executando uma série de inversões, como a construção de três novas refinarias e novas termoeletricas, a instalação de parques eólicos e solar no Rio Grande do Norte, fora os próprios investimentos em E&P.

Todavia, depois de 2015, por conta de inúmeras mudanças na conjuntura da economia brasileira e do próprio setor de petróleo e gás natural associada a uma reversão da estratégia anterior, a Petrobras não apenas imobilizou sua inserção do Nordeste, como também organizou uma “rápida saída” da região, principalmente nos últimos três anos.

Com efeito, se até 2015, a Petrobras tinha uma grande presença na região por meio da realização das atividades de produção, refino, petroquímica, fertilizantes, termoeletricas e renováveis, a perspectiva é que nos próximos anos, a petrolífera tenha praticamente mais nenhum ativo de grande relevância na região.

Esse movimento denota a mudança estratégica deixando de ser uma empresa nacional de energia para se tornar uma empresa de exploração, produção e refino do Sudeste brasileiro.

7. Referências bibliográficas

AGENCIA ESTADO. Petrobras descobre reserva de petróleo no Recôncavo Baiano. **Estadão**, São Paulo, 16 nov. 2005. Empresas & Negócios.

ALMEIDA, E. L. F.; OLIVEIRA, P. V.; LOSEKANN, L. Impactos da contenção dos preços dos combustíveis no Brasil e opções de mecanismos de precificação. **Revista de Economia Política**, vol. 35, n. 3: 531-556, jul./set. 2015.

ALMEIDA, P. R. Monteiro Lobato e a emergência da política do petróleo no Brasil. In: BARROS FILHO, O. L.; BOJUNGA, S. (Orgs.). **Potência Brasil: Gás natural, energia limpa para um futuro sustentável**. Porto Alegre: Laser Press Comunicação, 2008.

ANP. **Anuário Estatístico**. Rio de Janeiro: ANP, vários anos.

ARAÚJO, Ricardo. Petrobras rebaixa refinaria potiguar a ativo industrial. **Tribuna do Norte**, Rio Grande do Norte, 28 out. 2017. Disponível em: <<http://www.tribunadonorte.com.br/noticia/petrobras-rebaixa-refinaria-potiguar-a-ativo-industrial/395822>>.

BACELAR, T. Nordeste: desenvolvimento recente e perspectivas. In: GUIMARÃES, P. F. et al. (Orgs.). **Um olhar territorial para o desenvolvimento: Nordeste**. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2014. p. 540-560.

DIAS, J. L. M. Petrobrás: organização e subsidiárias. **Revista de Administração Pública**, vol. 27, n. 1: 47-68, jan./mar. 1993.

DIAS, J. L. M.; QUAGLINO, M. A. **A questão do petróleo no Brasil: uma história da Petrobras**. Rio de Janeiro: CPDOC/FGV: Petrobras, 1993.

EPBR. PetroRecôncavo concluir a compra de 34 campos da Petrobras no Rio Grande do Norte. **Epbr**, Rio de Janeiro, 09 dez. 2019. Petróleo e Gás.

FILGUEIRAS, M. L. Petroleira contrata banco Goldman Sachs para vender termelétricas. **Valor Econômico**, São Paulo, 10 dez. 2019. Empresas.

G1. Petrobras encerra operação comercial de usina de biodiesel no RN. **G1**, Rio de Janeiro, 05 out. 2015. Disponível em: <<http://g1.globo.com/rn/rio-grande-do-norte/noticia/2015/10/petrobras-encerra-operacao-comercial-de-usina-de-biodiesel-no-rn.html>>.

GABRIELLI DE AZEVEDO, J. S.; LEÃO, R. P. F.; NOZAKI, W. V. **A disputa pelos preços na era de ouro do pós-guerra: a competição entre as “Sete Irmãs” e os países produtores de petróleo**. Texto para Discussão, ano 2, n. 11. Rio de Janeiro: Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Bicomcombustíveis Zé Eduardo Dutra (Ineep), ago. 2019.

GORAYEB, D. S. **Grande capital, Estado e competitividade no setor petroquímico: lições da experiência do shale gas nos Estados Unidos**. 2017. 335 f. Tese (Doutoramento em Ciências Econômicas) – Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.

GRANDES CONSTRUÇÕES. Petrobras fecha contratos para obras na refinaria Abreu e Lima. **Revista Grandes Construções**, São Paulo, 31 mar. 2011. Petróleo e Gás.

HEMAIS, C. A.; BARROS, H. M.; PASTORINI, M. T. O processo de aquisição de tecnologia pela indústria petroquímica brasileira. **Polímeros: Ciência e Tecnologia**, vol. 11, n. 4: 190-200, 2001.

IMIRANTE. Refinaria Premium I retoma obras de terraplanagem em Bacabeira. **Imirante**, São Luís, 06 jul. 2011. Maranhão.

LANDIM, R. Petrobras admite que balanço pode mostrar prejuízo com Abreu e Lima. **Folha de São Paulo**, São Paulo, 21 jan. 2015. Poder.

LEÃO, R. P. F. O reposicionamento estratégico da Petrobras. **Valor Econômico**, São Paulo, 07 jan. 2019. Opinião.

LEÃO, R. P. F. Os desinvestimentos da Petrobras e o atraso do Nordeste. **CartaCapital**, São Paulo, 30 mai. 2017. Economia.

LEÃO, R. P. F.; NOZAKI, W. V. A Petrobras no mar: uma história de incertezas e sucessos orientados pelo Estado Nacional. In: SILVA, M. S.; SCHMIDT, F. H.; KLIASS, P. (Orgs.). **Empresas estatais: políticas públicas, governança e desempenho**. Brasília: Ipea, 2019, p. 297-365.

MELLO, J. Petrobras retoma processo de venda da Braskem. **Jornal GGN**, São Paulo, 14 jan. 2016. Disponível em: <<https://jornalgggn.com.br/negocios/petrobras-retoma-processo-de-venda-da-braskem/>>.

PETROBRAS. Arrendamos fábricas de fertilizantes nitrogenados na Bahia e em Sergipe por dez anos. **Blog Fatos e Dados [S.I.]**, 21 nov. 2019l. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/arrendamos-fabricas-de-fertilizantes-nitrogenados-na-bahia-e-em-sergipe-por-dez-anos.htm>>.

PETROBRAS. Avançamos na aliança estratégica com a Total com a assinatura de novos acordos. **Blog Fatos e Dados [S.I.]**, 21 dez. 2016e. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/avancamos-na-alianca-estrategica-com-a-total-com-a-assinatura-de-novos-acordos.htm>>.

PETROBRAS. Concluimos a venda da TAG. **Blog Fatos e Dados [S.I.]**, 13 jun. 2019j. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/concluimos-a-venda-da-tag.htm>>.

PETROBRAS. Diretoria Executiva aprova negociações para venda da Petroquímica Suape e da Citepe. **Blog Fatos e Dados [S.I.]**, 28 jul. 2016d. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/diretoria-executiva-aprova-negociacoes-para-venda-da-petroquimicasuape-e-da-citepe.htm>>.

PETROBRAS. Divulgamos ativos para desinvestimentos em campos terrestres. **Blog Fatos e Dados [S.I.]**, 22 set. 2017a. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/divulgamos-ativos-para-desinvestimentos.htm>>.

PETROBRAS. Esclarecimento sobre descontinuidade dos projetos Refinaria Premium I e Premium II. **Blog Fatos e Dados [S.I.]**, 11 nov. 2015a. Disponível em:

<<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/esclarecimento-sobre-descontinuidade-dos-projetos-refinaria-premium-i-e-premium-ii.htm>>.

PETROBRAS. Fábricas de fertilizantes da Bahia e de Sergipe serão hibernadas. **Blog Fatos e Dados [S.I.]**, 20 mar. 2018b. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/fabricas-de-fertilizantes-da-bahia-e-de-sergipe-serao-hibernadas.htm>>.

PETROBRAS. Fechamento da operação de venda de participação na Gaspetro. **Blog Fatos e Dados [S.I.]**, 28 dez. 2015b. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/fechamento-da-operacao-de-venda-de-participacao-na-gaspetro.htm>>.

PETROBRAS. Informações complementares sobre a venda de campos terrestres. **Blog Fatos e Dados [S.I.]**, 04 mar. 2016b. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/informacoes-complementares-sobre-a-venda-de-campos-terrestres.htm>>.

PETROBRAS. Iniciamos processo para venda de terminais de GNL e usinas termelétricas. **Blog Fatos e Dados [S.I.]**, 07 jun. 2016c. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/iniciamos-processo-para-venda-de-terminais-de-gnl-e-usinas-termeletricas.htm>>.

PETROBRAS. Oportunidade de desinvestimento de campos em águas rasas. **Agência Petrobras [S.I.]**, 28 jul. 2017b. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/oportunidade-de-desinvestimento-de-campos-em-aguas-rasas.htm>>.

PETROBRAS. Petrobras assina contratos para venda de campos terrestres na Bacia Potiguar. **Agência Petrobras [S.I.]**, 30 set. 2019g. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981280>.

PETROBRAS. Petrobras assina contrato para venda de campos em produção na Bacia Potiguar. **Agência Petrobras [S.I.]**, 09 ago. 2019f. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981076>.

PETROBRAS. Petrobras assina contrato para venda de campos terrestres. **Agência Petrobras [S.I.]**, 09 mar. 2020a. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981604>.

PETROBRAS. Petrobras Biocombustível inicia processo de desmobilização da Usina de Quixadá. **Blog Fatos e Dados [S.I.]**, 07 out. 2016f. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/petrobras-biocombustivel-inicia-processo-de-desmobilizacao-da-usina-de-biodiesel-de-quixada.htm>>.

PETROBRAS. Petrobras conclui venda de 34 campos terrestres no Rio Grande do Norte. **Agência Petrobras [S.I.]**, 09 dez. 2019e. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981438>.

PETROBRAS. Petrobras divulga teaser de E&P na Bacia de Sergipe-Alagoas. **Agência Petrobras [S.I.]**, 01 nov. 2019d. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981361>.

PETROBRAS. Petrobras divulga teaser para venda de ativos de E&P na Bacia de Sergipe-Alagoas. **Agência Petrobras [S.I.]**, 02 dez. 2019c. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981424>.

PETROBRAS. Petrobras divulga teaser para venda de participação na Gaspetro. **Agência Petrobras [S.I.]**, 27 fev. 2020b. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981585>.

PETROBRAS. Petrobras divulga teasers para venda de ativos em refino e logística no país. **Agência Petrobras [S.I.]**, 28 jun. 2019h. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980942>.

PETROBRAS. Petrobras divulga venda de campos terrestres na Bahia. **Agência Petrobras [S.I.]**, 03 jun. 2019a. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980875>.

PETROBRAS. Petrobras informa sobre participação da Pbio na Bioóleo. **Agência Petrobras [S.I.]**, 27 dez. 2019m. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981482>.

PETROBRAS. Petrobras informa sobre precificação da oferta pública de ações da Petrobras Distribuidora (BR). **Agência Petrobras [S.I.]**, 23 jul. 2019i. Disponível em:

<https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981015>.

PETROBRAS. Petrobras inicia arrendamento do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia. **Blog Fatos e Dados [S.I.]**, 09 dez. 2019k. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/petrobras-inicia-arrendamento-do-terminal-de-regaseificacao-de-gnl-da-bahia.htm>>.

PETROBRAS. Petrobras inicia fase vinculante para venda da TAG. **Agência Petrobras [S.I.]**, 13 mar. 2020c. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981612>.

PETROBRAS. Petrobras inicia venda de campos terrestres na Bahia. **Agência Petrobras [S.I.]**, 08 jul. 2019b. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980973>.

PETROBRAS. Petrobras inicia venda de usinas eólicas. 31 jan. 2020d. **Agência Petrobras [S.I.]**, Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981535>.

PETROBRAS. **Plano de Negócios e Gestão 2015-2019**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2014c.

PETROBRAS. **Plano de Negócios e Gestão 2017-2021**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2016a.

PETROBRAS. **Plano de Negócios e Gestão 2019-2023**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2018a.

PETROBRAS. **Plano Estratégico Petrobras 2020/Plano de Negócios e Gestão 2011-2015**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2011a.

PETROBRAS. **Plano Estratégico Petrobras 2015/Plano de Negócios e Gestão 2004-2008**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2004.

PETROBRAS. Programa revitaliza campos maduros. **Agência Petrobras [S.I.]**, 12 set. 2008. Disponível em: <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=5473>.

PETROBRAS. Refinaria Abreu e Lima inicia produção de derivados de petróleo. **Blog Fatos e Dados [S.I.]**, Rio de Janeiro, 06 dez. 2014b.

PETROBRAS. **Relatório Anual de Atividades 1994**. Rio de Janeiro: Petrobras, 1994.

PETROBRAS. **Relatório Anual de Atividades 2007**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2007.

PETROBRAS. **Relatório da Administração 2013**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2013.

PETROBRAS. **Relatório da Administração 2014**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2014a.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades 1968**. Rio de Janeiro: Petrobras, 1968.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades 1970**. Rio de Janeiro: Petrobras, 1970.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades 2010**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2010.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades 2011**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2011b.

PETROBRAS. **Relatório de Atividades 2012**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2012.

PEYERL, D. **A contribuição do Conselho Nacional do Petróleo e da Petrobras na formação de profissionais para a exploração do petróleo no Brasil**. 2014. 260 f. Tese (Doutoramento em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Ensino e História de Ciências da Terra, Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014.

QUARTUCCI, J. P. **Análise da competitividade do cluster da indústria de fertilizantes da região metropolitana de Salvador**. 2007. 88 f. Dissertação (Mestrado Profissional em Administração) – Escola de Administração, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2007.

SANTOS, N. F. **A cadeia produtiva de gás natural no Rio Grande do Norte e perspectivas para o setor**. 2011. 117 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Departamento de Ciências Econômicas, Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.

TEIXEIRA, B. Recuperação avançada – tecnologias aumentam produção e vida útil dos campos maduros. **Portal Petróleo & Energia**, 27 jan. 2012. Petróleo e Energia.

TNPETROLEO. Petrobras oferta ao mercado 8 milhões de m³ de gás natural de Manati. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, 13 ago. 2009. Bahia.

TNPETROLEO. SunEdison e Petrobras assinam acordo para construir usina fotovoltaica. **TN Petróleo**, Rio de Janeiro, 17 abr. 2013. Negócios.

TORRES, E. M. A evolução da indústria petroquímica brasileira. **Química Nova**, vol. 20, especial: 49-54, 1997.

UOL. Petrobras prepara venda de fatia restante da BR em 2020; as duas ações sobem. **Uol**, São Paulo, 04 Dez. 2019. Disponível em: <<https://economia.uol.com.br/noticias/investing/2019/12/04/petrobras-prepara-venda-de-fatia-restante-da-br-em-2020-as-duas-acoes-sobem.htm>>.

VASCONCELLOS, P. Petrobras aplica US\$ 45 bilhões em refino, transporte e comercialização. **Valor Econômico**, São Paulo, 19 nov. 2011. Especial.

VIANA FILHO, L. **Petroquímica e industrialização da Bahia, 1967-1971**. Brasília: Senado Federal; Centro Gráfico, 1984.

VICTAL, R. Um novo pré-sal do gás brasileiro? **Istoé Dinheiro**, São Paulo, 20 jun. 2019. Economia.

WESTPHALEN, A. L. Parque eólico Mangue Seco entra em operação comercial, diz Petrobras. **Valor Econômico**, São Paulo, 03 nov. 2011. Empresas.