

## PETRÓLEO E GÁS NATURAL

**FERNANDO LUIZ E. VIANA**Engenheiro Civil. Mestre em Engenharia de Produção. Doutor em Administração  
Coordenador de Estudos e Pesquisas do ETENE/BNB

### 1 INTRODUÇÃO

O presente documento apresenta informações sobre a extração de petróleo e gás natural, que faz parte das indústrias extrativas, de modo que tenha um panorama recente do setor, incluindo sua caracterização, desempenho recente e perspectivas.

O trabalho foi executado utilizando-se basicamente dados secundários, acessados em publicações especializadas do setor, as quais constam nas referências. Esta análise contempla a grupo 06.0 da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE), o qual possui apenas uma classe CNAE: 06.00-0 (Extração de Petróleo e Gás Natural). Em parte da análise (empregos), para que se tenha uma melhor noção da importância econômica da cadeia de petróleo e gás, também foi considerado o grupo 09.1, que inclui também apenas uma classe CNAE: 09.10-6 (Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural).

### 2 CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

A indústria de petróleo é organizada em torno de uma atividade que envolve grandes economias de escala, riscos, custos e barreiras à produção de uma *commodity* não renovável. Além disso, a indústria possui características de mercado oligopolista, com concentração da produção e, principalmente, do comércio internacional em países que frequentemente passam por instabilidades geopolíticas. Ao se analisar a evolução da indústria mundial de petróleo, notam-se momentos de intensa atividade, com períodos de oferta significativamente menor que a demanda, alternando-se com períodos de sobreoferta. Essa

natureza inerentemente cíclica e volátil da indústria é, em grande parte, decorrente da necessidade de vultosos investimentos e do longo prazo de maturação para a maioria dos grandes projetos estruturantes. Pelo lado da oferta, o principal determinante é a política das empresas produtoras nacionais (*National Oil Companies - NOCs*) e das grandes multinacionais (*International Oil Companies - IOCs*). Pelo lado da demanda, o fator-chave é o crescimento das economias e, cada vez mais, as rotas tecnológicas e políticas públicas implementadas (EPE, 2016).

O petróleo tornou-se um produto estratégico para muitos países, principalmente após os choques do petróleo durante a década de 1970, quando o mundo sofreu graves consequências econômicas e políticas com o aumento abrupto do preço do barril de petróleo (KIMURA, 2005). Por serem recursos minerais, a oferta de petróleo e gás encontra-se distribuída de forma desigual pelo mundo. Portanto, nem todos os países possuem esses recursos em abundância, ou mesmo na quantidade que necessitam para suprir sua demanda. Além disso, o mercado mundial está voltado quase que completamente para o consumo de petróleo, gás natural e seus derivados, desta forma, constituem recursos estratégicos para todos os países, principalmente para os países desenvolvidos que mais consomem este produto.

A cadeia de petróleo e gás natural está dividida em três grandes etapas, as quais, por sua vez, congregam diversas atividades. O *upstream* está relacionado às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, sendo esta a fase em que há maiores riscos de investimentos, o que é compensado pela possibilidade de obter elevados lucros. O *midstream* compreende as atividades de refino e transporte. Já

#### ESCRITÓRIO TÉCNICO DE ESTUDOS ECONÔMICOS DO NORDESTE - ETENE

**Expediente:** Banco do Nordeste: Marcos Costa Holanda (Presidente). Luiz Alberto Esteves (Economista-Chefe). Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste - ETENE: Tibério R. R. Bernardo (Gerente de Ambiente). Célula de Estudos e Pesquisas Setoriais: Luciano J. F. Ximenes (Gerente Executivo), Maria Simone de Castro Pereira Brainer, Maria de Fátima Vidal, Jackson Dantas Coelho, Fernando L. E. Viana, Francisco Diniz Bezerra, Luciana Mota Tomé, Roberto Rodrigues Pontes (Jovem Aprendiz). Célula de Gestão de Informações Econômicas: Bruno Gabai (Gerente Executivo), Leonardo Dias Lima, Wandenbergue Almeida, Gustavo Bezerra Carvalho (Projeto Gráfico) e Hermano José Pinho (Revisão Vernacular).

O *Caderno Setorial ETENE* é uma publicação mensal que reúne análises de setores que perfazem a economia nordestina. O Caderno ainda traz temas transversais na sessão "Economia Regional". Sob uma redação eclética, esta publicação se adequa à rede bancária, pesquisadores de áreas afins, estudantes, e demais segmentos do setor produtivo.

**Contato:** Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste - ETENE. Av. Dr. Silas Munguba 5.700, Bl A2 Térreo, Passaré, 60.743-902, Fortaleza-CE. <http://www.bnb.gov.br/etene>. E-mail: [etene@bnb.gov.br](mailto:etene@bnb.gov.br)

**Aviso Legal:** O BNB/ETENE não se responsabiliza por quaisquer atos/decisões tomadas com base nas informações disponibilizadas por suas publicações e projeções. Desse modo, todas as consequências ou responsabilidades pelo uso de quaisquer dados ou análises desta publicação são assumidas exclusivamente pelo usuário, eximindo o BNB de todas as ações decorrentes do uso deste material. O acesso a essas informações implica a total aceitação deste termo de responsabilidade. É permitida a reprodução das matérias, desde que seja citada a fonte.

o *downstream* inclui a distribuição e revenda de derivados, sendo a etapa da cadeia na qual se concentra a maior quantidade de empresas em operação no

Brasil. A Figura 1 apresenta, de forma esquemática, os principais componentes da cadeia de petróleo e gás natural.

Figura 1 – Cadeia de Petróleo e Gás Natural



Fonte: Elaboração do autor (ETENE/BNB).

O Quadro 1 descreve, com mais detalhes, as atividades que compõem cada etapa da cadeia de suprimento do petróleo e gás com suas respectivas características, bem como os aspectos mais críticos a serem observados em cada etapa para um melhor desempenho da cadeia. É

importante ressaltar que a análise efetuada no presente trabalho inclui apenas as atividades que compõem a etapa *upstream* da cadeia e, na análise referente aos empregos, inclui as atividades de apoio à extração de petróleo e gás natural, conforme supracitado.

Quadro 1 – Atividades que compõem cada etapa da cadeia de suprimento do petróleo e gás natural e aspectos críticos ao melhor desempenho da cadeia

Etapas da cadeia	Atividades típicas	Características	Aspectos críticos
<i>Upstream</i>	Procura, recuperação e produção de petróleo bruto e/ou gás natural a partir de campos subterrâneos ou subaquáticos.	Segmento complexo e arriscado, sendo altamente impactado pelas realidades políticas e econômicas. A regulação impulsiona as mudanças de tecnologia e as questões subsequentes de habilidades da força de trabalho. É o mais complexo dos segmentos de petróleo e gás.	Deve-se focar no gerenciamento de volatilidade e risco. A mudança é constante em todos os aspectos das operações comerciais. O desenvolvimento rápido, eficiente e econômico é crítico para o retorno dos ativos, bem como a satisfação do cliente.
<i>Midstream</i>	Abrange operações de transporte, processamento, armazenamento e distribuição de petróleo e/ou gás natural para as refinarias, e o refino, que dá origem a diversos derivados.	Este segmento incorpora o dilema de estabelecer a compatibilização entre fornecimento e demanda.	Os desafios hoje são fundados nas diversidades de qualidade, localização e quantidade de suprimentos e demandas e em como tecnologias disruptivas/destrutivas, como <i>fracking</i> laser ( <i>shale gas</i> ), interferem no equilíbrio entre produção e demanda.
<i>Downstream</i>	Inclui as operações de transporte dos derivados para as distribuidoras, armazenagem nas distribuidoras e transporte para os pontos de venda	Há muitas possibilidades de ganhos e menores riscos, além de um vasto mercado consumidor a ser explorado. Constitui o segmento com maior quantidade de empresas em operação no Brasil.	O aumento do custo dos serviços é um desafio para esse segmento, bem como a necessidade de investimentos para melhoria da infraestrutura de armazenagem e transporte

Fonte: Elaboração própria, a partir de dados de Kimura (2005) e AVATA (2017).

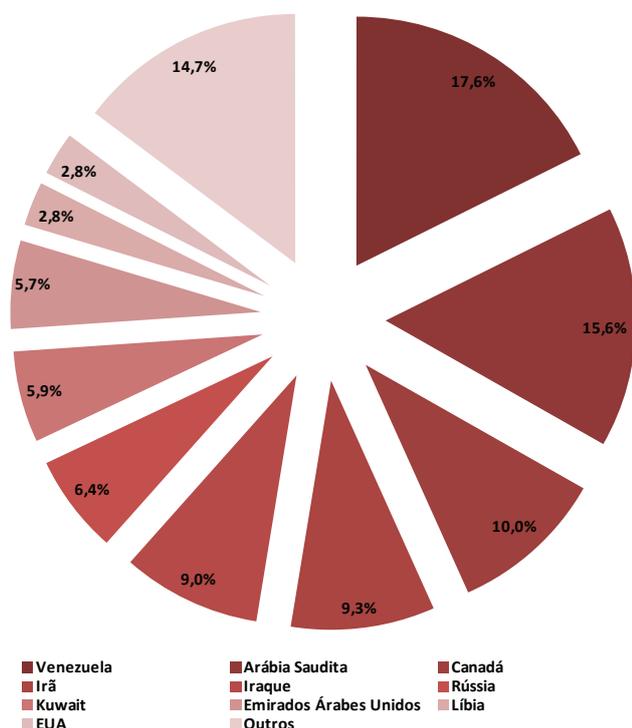
A indústria de petróleo e gás natural possui grande importância na indústria extrativa brasileira, na participação no PIB e na geração de empregos. Estima-se que a participação do setor de petróleo e gás na economia brasileira chegou a 13% em 2014 (PETROBRAS, 2017).

Em termos mundiais, ao se analisar a participação do comércio internacional de petróleo no PIB mundial, observa-se uma presença cada vez mais relevante, particularmente desde o contrachoque do petróleo em 1986 e até a crise do subprime no mercado norte-americano em 2008. Em especial, o comércio mundial de petróleo ganhou relevância entre os anos de 2003 e 2008, chegando a patamar próximo ao atingido depois do segundo choque de petróleo. Esse índice diminuiu recentemente com a redução dos preços de petróleo iniciada no segundo semestre de

2014. Essa participação atingiu um pico de 3,0% no período supracitado, com queda a partir de 2014, ano em que atingiu 2,5% do PIB mundial (EPE, 2016).

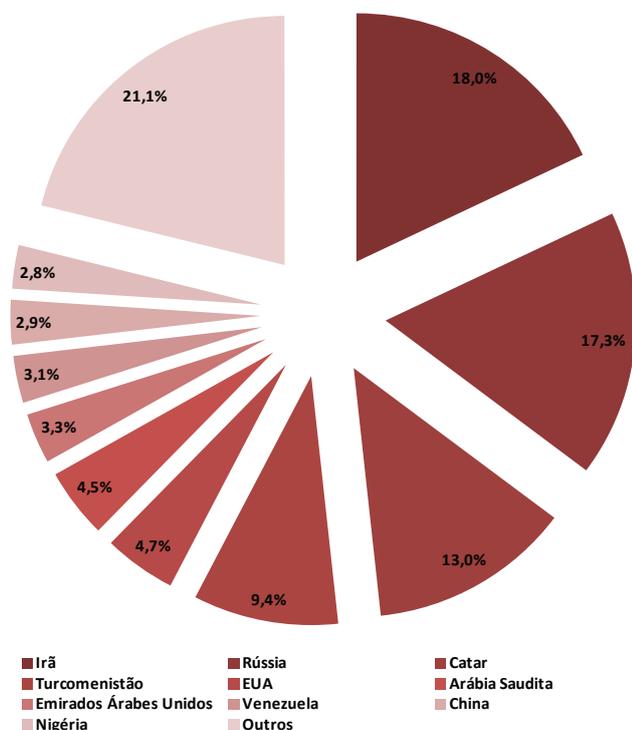
Em termos mundiais, as reservas de petróleo e gás natural, bem como a produção de ambos, apresentam certa concentração em poucos países, embora com algumas diferenças em termos de grau de importância para cada um dos produtos. Em 2016 as reservas provadas de petróleo no mundo atingiram a marca de 1,7 trilhão de barris, apresentando um pequeno acréscimo de 0,9% em relação a 2015. Já as reservas provadas de gás natural somaram 186,6 trilhões de m<sup>3</sup>, crescimento de 0,6% em relação a 2015 (ANP, 2017b). Os gráficos 1 e 2 apresentam, respectivamente, as concentrações das reservas de petróleo e gás natural nos países mais representativos.

**Gráfico 1 – Distribuição das reservas provadas mundiais de petróleo, em 2016, entre os principais países**



Fonte: British Petroleum (2017). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

**Gráfico 2 – Distribuição das reservas provadas mundiais de gás natural, em 2016, entre os principais países**



Fonte: British Petroleum (2017). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Como se pode perceber nos gráficos 1 e 2, 85,3% das reservas provadas de petróleo e 78,9% das reservas provadas de gás natural estão concentradas em dez diferentes países, alguns dos quais (Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Estados Unidos, Rússia e Venezuela) estão presentes nas duas listas. O Brasil, em 2016, estava na 16ª posição no ranking mundial de reservas de petróleo (12,6 milhões de barris) e na 33ª posição no ranking de reservas de gás natural (370 bilhões de m³).

Com relação à produção, apesar de haver uma menor concentração em comparação com a disponibilidade de reservas, os dezesseis principais produtores de petróleo concentram 82,4% da produção mundial (Tabela 1), enquanto que os dezesseis principais produtores de gás natural concentram 78,6% da produção mundial (Tabela 2). O Brasil foi, em 2016, o décimo maior produtor de petróleo e o vigésimo nono maior produtor de gás natural.

**Tabela 1 – Produção de petróleo nos principais países produtores em 2016**

Países	Produção de petróleo (mil barris/dia)	%
Estados Unidos	12.354	13,4%
Arábia Saudita	12.349	13,4%
Rússia	11.227	12,2%
Irã	4.600	5,0%
Iraque	4.465	4,8%
Canadá	4.460	4,8%
Emirados Árabes Unidos	4.073	4,4%
China	3.999	4,3%
Kuwait	3.151	3,4%
Brasil	2.605	2,8%
México	2.456	2,7%
Venezuela	2.410	2,6%
Nigéria	2.053	2,2%
Noruega	1.995	2,2%
Catar	1.899	2,1%
Angola	1.807	2,0%
Outros	16.247	17,6%
<b>Total</b>	<b>92.150</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: British Petroleum (2017). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

**Tabela 2 – Produção de gás natural nos principais países produtores em 2016**

Países	Produção de gás natural (bilhões m3)	%
Estados Unidos	749,2	21,1%
Rússia	579,4	16,3%
Irã	202,4	5,7%
Catar	181,2	5,1%
Canadá	152,0	4,3%
China	138,4	3,9%
Noruega	116,6	3,3%
Arábia Saudita	109,4	3,1%
Argélia	91,3	2,6%
Austrália	91,2	2,6%
Malásia	73,8	2,1%
Indonésia	69,7	2,0%
Turcomenistão	66,8	1,9%
Uzbequistão	62,8	1,8%
Emirados Árabes Unidos	61,9	1,7%
México	47,2	1,3%
Outros	760,1	21,4%
<b>Total</b>	<b>3.553,4</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: British Petroleum (2017). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Os países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)<sup>1</sup> detinham 71,6% das reservas de petróleo, 50,8% das reservas de gás natural, 42,7% da produção de petróleo e 21,2% da produção de gás natural em 2016.

No tópico seguinte são apresentadas informações sobre a regulação do setor de petróleo e gás natural no Brasil, destacando as principais mudanças recentes no marco regulatório.

### 3 REGULAÇÃO DO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Em geral, as características econômicas, sociais, institucionais e legais quanto à forma de atuação e regulação do setor de exploração do petróleo tendem a ser peculiares a cada País. A regulação do setor, que pode também incluir a exploração de gás natural, pode ser vista como elemento favorável ao aumento da produção desses combustíveis no mundo, atraindo novos contratantes ou mesmo criando condições de maior segurança jurídica

<sup>1</sup> A OPEP (OPEC, em inglês) é composta atualmente por catorze países membros: Argélia, Angola, Equador, Guiné Equatorial, Gabão, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Catar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Venezuela. Informações detalhadas sobre a organização estão disponíveis no site [http://www.opec.org/opec\\_web/en/](http://www.opec.org/opec_web/en/).

ca para a exploração e produção (DEIMLING; TRICHES, 2015).

No Brasil, o arranjo institucional do setor de petróleo e gás é composto por três instituições (QUEIROZ, 2018):

- Conselho Nacional de Política Energética → Responsável pela proposição da política energética nacional, em coordenação com as demais políticas públicas.
- Ministério de Minas e Energia → Responsável pela formulação e implementação das políticas para o setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com os princípios e objetivos da política energética nacional.
- Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) → Responsável pela regulação, contratação e fiscalização das atividades do setor:
  - ✓ Regulação: Estabelecer regras por meio de portarias, instruções normativas e resoluções;
  - ✓ Contratação: Promover licitações e celebrar contratos em nome da União com os concessionários em atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, além de autorizar as demais atividades sob ação regulatória da ANP que não sejam concedidas (ex: refino e processamento de gás natural, distribuição, revenda). Com a adoção do novo marco regulatório para as áreas de pré-sal e áreas estratégicas, a ANP também é responsável por celebrar contratos de partilha de produção;
  - ✓ Fiscalização: Monitorar as atividades das indústrias reguladas, diretamente ou mediante convênios com outros órgãos públicos.

Podem-se destacar como importantes marcos legais referentes à regulação do setor de petróleo e gás no Brasil a Emenda Constitucional nº 9/1995, que permitiu à União a contratação de empresas para exercer as atividades econômicas da indústria do petróleo, antes restritas à Petrobrás; e a Lei nº 9.478/1997, a chamada Lei do Petróleo, que entre outras ações criou a ANP, conferindo à mesma a atribuição de administrar todos os direitos de exploração e produção de petróleo e de gás natural pertencentes à União. Desde então, o marco regulatório tem evoluído, sendo resumidamente representado pelos instrumentos legais apresentados no Quadro 2, o qual possui maior foco na legislação relacionada às fases de exploração e produção.

## Quadro 2 – Evolução do Marco Legal do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis

Instrumento Legal	Principais elementos
Emenda Constitucional (EC) nº 5/1995	Permitiu à União a contratação de empresas para exercer as atividades econômicas da indústria do petróleo, antes restritas à Petrobrás.
Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo)	Instituiu a ANP e o Conselho Nacional de Política Energética; Determinou que as atividades de exploração como produção, transporte, refino, importação e exportação de petróleo somente poderão ser exercidas por empresas ou consórcios com sede e administração no país, desde que cumpridos os requisitos jurídicos, econômicos e financeiros baixados pela ANP, mediante autorização (transporte, refino, importação e exportação) ou concessão (por meio de processo licitatório), no caso das atividades de exploração e produção.
Lei nº 11.909/2009 (Lei do Gás)	Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.
Lei nº 12.276/2010 (Cessão onerosa)	Autorização para atribuir à Petrobras o direito de explorar e produzir petróleo e gás até 5 bilhões de barris em óleo equivalente (BOE), em áreas não concedidas; Autorização para subscrever e integralizar novas ações da Petrobras.
Lei nº 12.304/2010 (Criação da Pré-Sal Petróleo S/A)	A Pré-Sal Petróleo S/A vai participar no regime de compartilhamento de produção obrigatório (PSC), em nome do governo brasileiro; A empresa terá um corpo técnico capacitado, mas não irá atuar como operadora; Os representantes da empresa terão direito a voto, de acordo com o contrato.
Lei nº 12.351/2010	Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas consideradas estratégicas; Cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos.
Lei nº 12.490/2011	Alterou a Lei nº 9.478/97, atribuindo à ANP a regulação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria de biocombustíveis.
Lei nº 12.734/2012	Modifica as Leis nº 9.478/1997 e nº 12.351/2010, para determinar novas regras de distribuição entre os entes da Federação dos royalties e da participação especial devidos em função da exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, e para aprimorar o marco regulatório sobre a exploração desses recursos no regime de partilha.
Lei nº 13.365/2016	Flexibilizou a Lei nº 12.351/2010, possibilitando à Petrobras poder manifestar-se prioritariamente sobre o interesse de atuar como operadora (com o mínimo de 30% de participação) dos consórcios formados para exploração de blocos licitados sob o regime de partilha de produção.
Decreto nº 9.041/2017	Regulamentou o direito de preferência da Petrobras de atuar como operadora nos consórcios sob o regime de partilha de produção.

Fonte: Adaptado de Ajaj (2007), ANP (2018) e Queiroz (2018).  
Elaboração do autor (ETENE/BNB).

O regime regulador brasileiro pode ser considerado um regime misto, tendo em vista que vigoram dois modelos característicos: o modelo de concessão e o modelo de partilha da produção. As principais características de cada um dos modelos são descritas no Quadro 3.

## Quadro 3 – Regimes de exploração e produção de petróleo e gás natural que vigoram no Marco Regulatório Brasileiro

Tipos de Regimes	Principais Características
Concessão	No regime de concessão, a empresa, ou o consórcio, contratado pela União assume o risco exploratório. No caso brasileiro, as empresas são contratadas por meio de licitações públicas, com regras claras e processos transparentes. O risco de investir e encontrar – ou não – petróleo ou gás natural é da empresa concessionária, que tem a propriedade de todo o óleo e gás descobertos e produzidos na área concedida. Por esse modelo de contrato, a empresa concessionária paga participações governamentais (taxas), quais sejam: bônus de assinatura (na assinatura do contrato), pagamento pela ocupação ou retenção de área (no caso dos blocos terrestres), royalties e, em caso de campos de grande produção, a participação especial. Os contratos são assinados pela ANP em nome da União.
Partilha	Na partilha da produção, a União e a empresa contratada para explorar uma área dividem (partilham) o petróleo e o gás natural extraídos daquela área. É o regime mais comum nos países e/ou áreas detentoras de grandes reservas e com grande volume de produção. Do total de óleo produzido pela empresa contratada, ela desconta os custos da exploração, do desenvolvimento de um campo e da extração (custo em óleo). O volume de petróleo e/ou gás restante, depois do descontado os investimentos, é o excedente em óleo. Esse excedente é dividido entre União e contratada, que também paga royalties relativos à sua parcela da produção.  No regime de partilha, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) decide se licitações (em rodadas de partilha) serão realizadas ou se será contratada diretamente a Petrobras, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética. Na partilha, mesmo no caso de licitações, o CNPE oferece primeiramente à Petrobras a preferência de ser operadora dos blocos a serem contratados. Caso a Petrobras manifeste interesse em atuar na condição de operadora, o CNPE propõe à Presidência da República quais blocos deverão ser operados pela empresa, indicando sua participação mínima no consórcio, que não poderá ser inferior a 30%.  Nas licitações de partilha promovidas pela ANP, das empresas participantes será a vencedora aquela que oferecer ao Estado brasileiro a maior parcela de petróleo e gás natural (ou seja, a maior parcela do excedente em óleo). Os consórcios que explorarão o pré-sal serão compostos pela PPSA, representando a União, e pelas empresas vencedoras da licitação. Diferentemente da norma do regime de concessão, na partilha, os contratos serão assinados, em nome da União, pelo MME.

Fonte: ANP (2018).

Além dos contratos estabelecidos de acordo com os regimes supracitados, existe também um contrato de cessão onerosa estabelecido pela Lei nº 12.276/2010 (Quadro 2), o qual foi celebrado entre a União e a Petrobrás, por meio do qual a Companhia adquiriu o direito de exercer atividades de exploração e produção em áreas do Pré-Sal que não estão sob o modelo de concessão, limitadas ao volume máximo de 5 bilhões de barris de petróleo e gás natural. Nessas áreas, a Petrobras arca com todos os custos e assume os riscos de produção. Os

blocos originalmente concedidos para cessão onerosa foram os seguintes: Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Sul de Tupi, Sul de Guará, Entorno de Iara e Peroba. O contrato tem duração de 40 anos, prorrogável por mais 5 anos.

Desde o início da atuação da ANP como órgão regulador do setor de petróleo e gás foram realizadas 14 rodadas de licitações de concessões e 3 rodadas de partilha de produção, cujas principais informações são apresentadas, em ordem cronológica, no Quadro 4.

**Quadro 4 – Resumo das rodadas de concessão e partilha de produção ocorridas no Brasil, em ordem cronológica**

Rodada	Período de realização	Blocos ofertados	Resultado
1ª rodada de concessões	06/1999	27 (4 em terra, 23 no mar) blocos em 8 bacias sedimentares: Santos, Campos, Espírito Santo, Cumuruxatiba, Camamu-Almada, Potiguar, Foz do Amazonas e Paraná.	12 blocos concedidos para 11 companhias, resultando uma arrecadação de R\$ 321.656.637 em bônus de assinatura.
2ª rodada de concessões	06/2000	23 blocos (10 em terra, 13 no mar) distribuídos por 9 bacias sedimentares: Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Camamu-Almada, Pará-Maranhão, Recôncavo, Potiguar, Paraná e Amazonas.	21 blocos arrematados por 16 companhias. Foram arrecadados R\$ 468 milhões em Bônus de Assinatura.
3ª rodada de concessões	06/2001	53 blocos (10 em terra, 43 no mar), situados em 12 bacias sedimentares: Barreirinhas, Camamu-Almada, Campos, Ceará, Espírito-Santo, Jequitinhonha, Pará-Maranhão, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Santos e Sergipe-Alagoas.	4 blocos arrematados, totalizando 48.629 mil km <sup>2</sup> de área. O valor arrecadado em bônus de assinatura foi de quase R\$600 milhões.
4ª rodada de concessões	06/2002	54 blocos em 18 bacias sedimentares: Amazonas, Barreirinhas, Campos, Cumuruxatiba, Espírito Santo, Foz do Amazonas, Jequitinhonha, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pelotas, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Santos, São Francisco, São Luís, Sergipe-Alagoas e Solimões.	21 blocos arrematados por 14 empresas. O bônus de assinatura arrecadado foi de pouco mais de R\$ 92 milhões.
5ª rodada de concessões	08/2003	908 blocos em 9 bacias sedimentares: Foz do Amazonas, Barreirinhas, Potiguar, Recôncavo, Jequitinhonha, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas.	101 blocos foram arrematados por 6 empresas. O total de bônus de assinatura atingiu R\$ 27,45 milhões.
6ª rodada de concessão	08/2004	913 blocos (294 em terra, 619 no mar) em 13 bacias sedimentares: Pelotas, Santos, Campos, Espírito Santo, Jequitinhonha, Camamu-Almada, Sergipe-Alagoas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Santos, Foz do Amazonas, Recôncavo e Potiguar.	154 blocos concedidos (39.657 km <sup>2</sup> ) a 19 empresas. R\$ 665,2 milhões em bônus de assinatura.
7ª rodada de concessões	10/2005	1.134 blocos e 17 áreas com acumulações marginais em 14 bacias sedimentares: Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, São Francisco, Solimões, Barreirinhas, Camamu-Almada, Santos, Foz do Amazonas, Campos, Jequitinhonha, Pelotas e Pará-Maranhão.	251 blocos e 16 áreas com acumulações marginais foram arrematados por 41 empresas. O total de Bônus de Assinatura arrecadado foi de quase R\$ 1,09 bilhão.
8ª rodada de concessões		<b>CANCELADA</b>	
9ª rodada de concessões	11/2007	271 blocos distribuídos em 9 bacias sedimentares: Campos, Espírito Santo, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Santos, Recôncavo e Rio do Peixe.	117 blocos por 24 empresas operadoras. Outras 12 empresas participaram de consórcios vencedores. O valor agregado de bônus de assinatura alcançou R\$ 2,1 bilhões.
10ª rodada de concessões	12/2008	130 blocos em 8 setores de 7 bacias sedimentares: Amazonas, Parecis, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, São Francisco e Paraná.	54 blocos numa área total de 48 mil km <sup>2</sup> , arrematados por 17 empresas. R\$ 89,4 milhões em arrecadação de bônus de assinatura.
11ª rodada de concessões	05/2013	289 blocos localizados em 23 setores de 11 bacias sedimentares: Barreirinhas, Ceará, Espírito Santo, Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Parnaíba, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano.	Foram arrematados 142 blocos por 30 empresas, resultando em R\$ 2,48 bilhões em bônus de assinatura.
1ª rodada de partilha de produção	10/2013	Foi ofertado o bloco Libra, no pré-sal da bacia de Santos	Seis empresas com diferentes participações venceram a licitação: Petrobrás (10%), Shell Brasil (20%), Total (20%), CNPC International (10%) e CNOOC International (10%). Bônus de assinatura de R\$ 15 bilhões e percentual de excedente em óleo para a União de 41,65%.
12ª rodada de concessões	11/2013	240 blocos com risco exploratório, localizados em 13 setores de 7 bacias sedimentares: Acre-Madre de Deus, Paraná, Parecis, Parnaíba, Recôncavo, São Francisco e Sergipe-Alagoas.	72 blocos arrematados por 12 empresas. O bônus de assinatura ofertado foi de R\$ 165,2 milhões. Posteriormente a assinatura dos contratos referentes a 11 blocos da bacia do Paraná foi suspensa por liminar judicial.
13ª rodada de concessões	10/2015	266 blocos exploratórios (182 em terra, 84 marítimos), distribuídos em 10 bacias sedimentares: Amazonas, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Jacuípe, Camamu-Almada, Espírito Santo, Campos e Pelotas.	37 blocos arrematados por 17 empresas.
14ª rodada de concessões	09/2017	287 blocos nas bacias sedimentares marítimas de Sergipe-Alagoas, Espírito Santo, Campos, Santos e Pelotas e nas bacias terrestres do Parnaíba, Paraná, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Espírito Santo	37 blocos arrematados por 17 empresas. Bônus de assinatura de R\$ 3,84 bilhões
2ª rodada de partilha de produção	10/2017	Foram ofertados os blocos de Sul de Gato do Mato, Entorno de Sapinhoá e Norte de Carcará na bacia de Santos, e o bloco Sudoeste de Tartaruga Verde, na bacia de Campos.	Sete empresas tiveram ofertas vencedoras: Exxon Mobil, Petrogal Brasil, Petrobrás, Repsol Sinopec Brasil, Shell Brasil, Statoil Brasil Óleo e Gás e Total E&P do Brasil. Bônus de assinatura de R\$ 3,3 bilhões.
3ª rodada de partilha de produção	10/2017	Foram ofertados os blocos de Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio Oeste, na bacia de Santos, e o bloco Alto de Cabo Frio Central, na bacia de Campos.	Seis empresas tiveram ofertas vencedoras: BP Energy do Brasil, CNODC Brasil Petróleo e Gás, CNOOC Petroleum Brasil, Petrobrás, QPI Brasil Petróleo e Shell Brasil. Bônus de assinatura de R\$ 2,85 bilhões.

Fonte: Brasil-Rounds (2018). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Para o ano de 2018 está prevista a realização da 15ª rodada de concessões (março) e da 4ª rodada de partilha de produção (junho).

## 4 DESEMPENHO RECENTE

Como órgão regulador, a ANP tem coletado e divulgado informações sobre reservas e produção de petróleo e gás, considerando diferentes elos da cadeia, tanto em nível nacional, como em nível internacional, informações essas que são consolidadas no Anuário Estatístico da ANP, que foi a principal fonte de informações utilizada para a elaboração da presente seção.

## 4.1 Produção e Vendas

Com relação à produção de petróleo e gás no Brasil, os dados disponibilizados pela ANP, referentes ao período 2007-2017, mostram um crescimento contínuo da produção de gás no período. Já o petróleo apresentou uma inflexão no crescimento nos anos de 2011 e 2012, com retomada a partir de 2013. Essa inflexão pode ser associada diretamente à menor produção da Petrobrás, em função de ajustes internos ocorridos nesses anos, que incluíram a parada programada para a manutenção de plataformas e dificuldade de manutenção dos investimentos para aumento da produção.

**Tabela 1 – Evolução da produção de petróleo, gás natural liquefeito (LGN) e gás natural no Brasil no período 2007-2017<sup>(1)</sup> (em mil m3)**

Tipo de produto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Petróleo	101.437	105.452	113.180	119.233	122.177	119.941	117.446	130.835	141.446	146.067	139.264
LGN	4.913	5.028	4.566	4.802	5.078	5.108	5.237	5.322	5.194	5.629	5.859
Gás Natural	18.152	21.593	21.142	22.938	24.074	25.832	28.174	31.895	35.126	37.890	36.603
<b>Total</b>	<b>124.501</b>	<b>132.073</b>	<b>138.887</b>	<b>146.973</b>	<b>151.329</b>	<b>150.882</b>	<b>150.857</b>	<b>168.052</b>	<b>181.766</b>	<b>189.586</b>	<b>181.725</b>

Fonte: ANP (2017b). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Nota: Os dados de 2017 não incluem o mês de dezembro.

Considerando o período 2007-2016 como referência, tendo em vista que os dados de 2017 não incluem o total do ano, a produção de petróleo cresceu 44%, a de gás natural liquefeito cresceu 14,6% e a de gás natural apresentou incremento de 108,7%. Já a produção agregada dos três produtos apresentou crescimento de 52,3%, sendo que, nos períodos de queda na produção de petróleo (2011 e 2012), o gás natural teve um importante papel na relativa estabilidade do volume agregado de produção.

O Brasil produz derivados nas suas refinarias, utilizando tanto petróleo produzido nacionalmente, como petróleo

importado. Isso ocorre porque o parque de refino brasileiro é mais adequado para o refino de petróleo leve, que é melhor para a produção de gasolina, ao passo que a maior parte do petróleo produzido no Brasil, proveniente de águas profundas, é considerado pesado, mais adequado para a produção de asfalto. Assim sendo, em 2016, por exemplo, 87,4% do petróleo refinado no parque de refino nacional teve origem no próprio País, 7,8% teve origem importada e 4,8% foi derivado das chamadas “outras cargas”. A Tabela 2 apresenta o volume refinado de petróleo no Brasil, por refinaria, no período 2007-2017.

**Tabela 2 – Volume de petróleo refinado no Brasil, por refinaria: 2007-2017 (em mil m3)**

Refinaria	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
DAX OIL (BA)			7	27	62	91	72	48	51	50	74
LUBNOR (CE)	359	360	351	461	405	457	488	519	492	522	442
MANGUINHOS (RJ)				244	584	607	16	157	391	446	453
RECAP (SP)	2.415	2.627	2.420	2.118	2.492	3.100	3.102	3.160	2.353	3.152	2.919
REDUC (RJ)	12.222	12.948	12.143	12.876	12.621	13.226	14.143	13.813	11.657	11.341	10.435
REFAP (RS)	8.654	8.487	9.711	8.664	8.691	9.120	11.520	11.184	10.199	8.835	8.182
REGAP (MG)	7.762	8.543	8.343	8.548	7.737	8.560	8.681	9.207	8.857	8.729	8.202
REMAN (AM)	2.389	2.308	2.377	2.446	2.475	2.101	2.257	2.396	2.041	1.804	1.674
REPAR (PR)	9.834	10.786	10.960	9.953	11.284	11.602	11.321	11.864	11.519	9.858	9.438
REPLAN (SP)	20.527	19.172	20.084	18.700	22.011	22.994	24.740	24.008	22.897	19.538	18.960
REVAP (SP)	13.945	12.196	14.197	14.085	14.020	14.185	13.394	14.950	14.192	12.691	12.151
RIOGRANDENSE (RS)	769	456	795	821	877	934	911	777	570	810	846
RLAM (BA)	15.037	14.827	12.833	14.567	13.840	13.848	16.260	17.485	15.134	13.546	12.654
RNEST (PE)								203	3.677	4.980	4.376
RPBC (SP)	8.919	9.803	9.631	9.316	8.806	9.121	10.200	10.293	9.136	8.287	8.397
RPCC (RN)	561	564	807	1.900	1.989	2.121	2.163	2.199	1.968	1.943	1.923
UNIVEN (SP)	295	118	399	498	303	46	4				
<b>TOTAL</b>	<b>103.689</b>	<b>103.197</b>	<b>105.057</b>	<b>105.224</b>	<b>108.198</b>	<b>112.114</b>	<b>119.272</b>	<b>122.263</b>	<b>115.132</b>	<b>106.533</b>	<b>101.126</b>

Fonte: ANP (2017b). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Tendo-se como referência o ano de 2017, percebe-se que as refinarias nacionais processaram apenas o equivalente a 72,9% do petróleo produzido no País. Adicionalmente, considerando os dados do mesmo ano, percebe-se que as refinarias localizadas no Nordeste foram

responsáveis por 19,2% do volume refinado de petróleo no Brasil.

Outra informação importante diz respeito aos volumes de produção de derivados de petróleo por tipo de produto, conforme apresenta a Tabela 3.

**Tabela 3 – Produção de derivados do petróleo no Brasil, por produto: 2007-2017 (em mil m3)**

Produto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Asfalto	1.681	2.130	2.090	2.767	2.465	2.570	2.653	3.249	2.015	2.152	1.955
Coque	2.563	2.811	3.084	3.057	3.756	4.452	4.811	4.749	4.959	5.077	4.929
Gasolina	20.710	20.216	19.774	21.506	23.948	26.231	28.613	28.872	25.728	26.514	26.215
Gasolina de aviação	62	68	53	90	80	78	94	94	72	54	60
GLP	8.519	8.313	7.857	7.654	7.959	8.320	7.946	7.579	7.426	7.330	7.420
Lubrificante	645	756	594	603	603	608	689	682	640	617	594
Nafta	9.245	8.143	8.413	7.356	6.347	6.440	5.354	5.075	4.609	3.176	3.090
Óleo combustível	15.390	14.704	14.054	13.895	13.208	13.691	14.761	16.268	14.339	11.507	11.693
Óleo diesel	39.581	41.134	42.899	41.429	43.388	45.504	49.539	49.675	49.458	45.370	40.581
Outros energéticos	212	350	174	262	448	386	248	460	364	120	63
Outros não energéticos	2.284	2.308	2.585	2.932	3.372	3.192	3.055	3.162	2.685	2.668	2.623
Parafina	130	130	106	94	100	123	123	135	137	162	120
Querosene de aviação	4.103	3.873	4.381	4.665	5.395	5.423	5.554	6.079	5.657	5.789	6.169
Querosene iluminante	27	23	20	25	24	24	15	12	7	8	6
Solvente	581	479	459	505	402	286	449	379	354	331	326
<b>TOTAL</b>	<b>105.735</b>	<b>105.439</b>	<b>106.541</b>	<b>106.841</b>	<b>111.496</b>	<b>117.328</b>	<b>123.905</b>	<b>126.468</b>	<b>118.451</b>	<b>110.875</b>	<b>105.841</b>

Fonte: ANP (2017b). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Como se pode perceber, considerando os dados de 2017, o principal produto refinado no Brasil é o óleo diesel (38,3% do total refinado), seguido da gasolina (24,8%) e do óleo combustível (11,0%). Conforme supracitado, o petróleo produzido no Brasil é predominantemente do tipo pesado, menos propício à produção de gasolina.

Com relação às vendas de derivados, percebe-se que as quantidades vendidas superam as quantidades pro-

duzidas no Brasil, o que tem impacto na balança comercial. A Tabela 4 apresenta as vendas de derivados por grande região, na qual se percebe o grande peso da Região Sudeste (44,9% em 2017) no consumo de derivados no País. A Região Nordeste, por sua vez, foi responsável por 17,8% do consumo de derivados de petróleo em 2017. Embora com valores diferentes, essa participação na venda de derivados das regiões guarda certa proporção com a participação das mesmas no PIB brasileiro.

**Tabela 4 – Vendas, pelas distribuidoras, dos derivados combustíveis de petróleo por Grande Região: 2007-2017 (em mil m3)**

Região	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Centro-Oeste	8.673	9.384	9.322	10.281	11.279	12.602	13.547	14.209	13.401	12.991	12.127
Nordeste	13.965	15.290	15.254	17.406	19.219	21.627	23.586	26.262	24.629	22.984	21.460
Norte	7.960	8.294	8.947	10.093	9.891	10.682	10.854	11.349	10.872	10.222	9.571
Sudeste	41.750	42.815	42.051	46.368	50.585	53.299	54.874	56.197	52.190	51.352	47.334
Sul	16.071	16.899	16.758	18.729	20.361	21.628	22.716	23.571	22.863	23.308	21.938
<b>Total</b>	<b>88.419</b>	<b>92.682</b>	<b>92.332</b>	<b>102.878</b>	<b>111.335</b>	<b>119.838</b>	<b>125.577</b>	<b>131.589</b>	<b>123.954</b>	<b>120.856</b>	<b>112.430</b>

Fonte: ANP (2017b). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Chama atenção, também, a relação existente entre a evolução das vendas de derivados e o comportamento da economia, considerando o padrão consistente de crescimento apresentado no período 2007-2014 (47,8% de crescimento no período), seguido de queda nas vendas de 2015 a 2017.

No caso específico da Região Nordeste, a participa-

ção dos estados nas vendas também segue uma lógica de equivalência aos tamanhos das economias, embora de forma não proporcional. Em termos de vendas por tipos de produtos na Região, gasolina e óleo diesel se destacam, com quantidades vendidas praticamente iguais em 2017 (Tabela 5).

**Tabela 5 – Vendas, pelas distribuidoras, dos derivados combustíveis de petróleo por produto no Nordeste: 2007-2017 (em mil m3)**

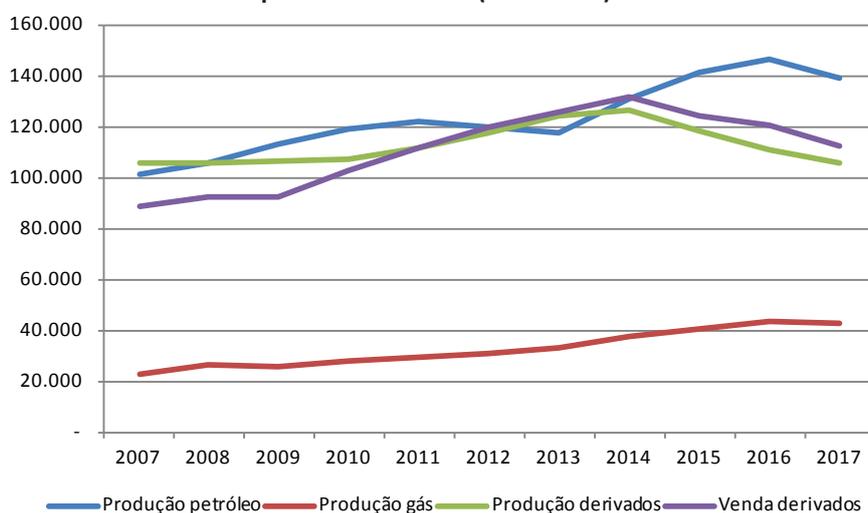
PRODUTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gasolina C	3.618	3.975	4.178	5.213	6.240	7.314	7.841	8.630	8.354	8.747	8.119
Gasolina de aviação	6	7	7	8	7	7	7	7	5	5	3
GLP	2.547	2.641	2.668	2.771	2.884	2.951	3.038	3.189	3.135	3.179	2.949
Óleo combustível	783	763	595	655	720	1.093	2.031	3.159	2.458	1.351	1.433
Óleo diesel	6.214	7.089	6.928	7.720	8.231	9.134	9.592	10.200	9.603	8.716	8.035
Querosene de aviação	790	809	873	1.037	1.135	1.127	1.075	1.075	1.073	987	920
Querosene iluminante	7	5	4	3	2	1	1	1	1	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>13.965</b>	<b>15.290</b>	<b>15.254</b>	<b>17.406</b>	<b>19.219</b>	<b>21.627</b>	<b>23.586</b>	<b>26.262</b>	<b>24.629</b>	<b>22.984</b>	<b>21.460</b>

Fonte: ANP (2017b). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Para se ter uma ideia de evolução dos diferentes indicadores de produção e vendas do setor de petróleo e gás no Brasil, apresenta-se, no Gráfico 3, a evolução da produ-

ção de petróleo e gás (LGN + gás natural), da produção de derivados e da venda de derivados.

**Gráfico 3 – Evolução da produção e vendas de produtos do setor de petróleo e gás no Brasil no período 2007-2017 (em mil m3)**



Fonte: ANP (2017b). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Além das análises efetuadas acerca do comportamento da produção e das vendas do setor de petróleo e gás, para se entender o comportamento da demanda total, é essencial a avaliação do comércio internacional de petróleo e gás.

As exportações de petróleo e derivados apresentaram comportamento instável no período 2007-2017, conforme pode ser observado nas tabelas 6 e 7. É importante ressaltar que, após o pico das exportações observado em 2011 (US\$ 8,05 bilhões), o setor vem enfrentando dificuldades devido aos menores níveis de atividade econômica, tanto internamente, como no mercado internacional, esse último ainda como reflexo da crise econômica mundial de 2008-2009.

**Tabela 6 – Exportações brasileiras de petróleo e derivados (m3): 2007-2017<sup>(1)</sup>**

Produtos	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Petróleo	24.454.189	25.137.510	30.503.055	36.645.240	35.080.281	31.881.351	22.095.645	30.112.417	42.753.341	46.322.086	54.459.928
Combustível aeronaves	1.938.987	1.939.442	2.012.270	2.334.495	2.596.147	2.781.281	2.763.513	3.040.302	2.958.157	2.693.308	2.549.655
Combustível para navios	4.430.997	4.522.252	4.163.548	4.242.195	3.814.295	3.442.241	3.201.879	3.235.843	3.867.562	3.342.963	2.973.838
Gasolina	3.698.128	2.590.779	2.513.182	761.541	309.305	122.273	332.257	348.066	609.532	721.694	319.983
Óleo combustível	5.403.886	5.159.706	4.319.566	4.940.522	5.328.874	7.278.984	5.926.580	5.349.392	4.590.835	3.270.038	3.626.512
Óleo diesel	1.046.090	652.309	1.221.302	669.521	597.259	321.218	363.589	390.531	81.284	476.421	400.728
Outros	1.129.789	1.121.882	932.029	834.627	876.384	950.276	1.485.070	1.545.960	1.374.791	1.333.428	1.419.664
<b>Total</b>	<b>42.102.066</b>	<b>41.123.881</b>	<b>45.664.953</b>	<b>50.428.140</b>	<b>48.602.545</b>	<b>46.777.623</b>	<b>36.168.533</b>	<b>44.022.511</b>	<b>56.235.503</b>	<b>58.159.938</b>	<b>65.750.307</b>

Fonte: ANP (2017b). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Nota (1): Não inclui dados de Dezembro/2017.

**Tabela 7 – Exportações brasileiras de petróleo e derivados (US\$ Mil FOB): 2007-2017<sup>(1)</sup>**

Produtos	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Petróleo	8.905.065	13.682.758	9.370.379	16.293.240	21.785.445	20.305.877	12.956.607	16.356.740	11.781.308	10.073.797	15.450.148
Derivados	7.682.495	9.873.149	5.998.267	7.055.421	9.479.890	10.827.045	9.941.619	9.306.168	5.022.099	3.536.611	4.309.735
<b>Total</b>	<b>16.587.563</b>	<b>23.555.908</b>	<b>15.368.648</b>	<b>23.348.663</b>	<b>31.265.337</b>	<b>31.132.924</b>	<b>22.898.228</b>	<b>25.662.910</b>	<b>16.803.410</b>	<b>13.610.410</b>	<b>19.759.885</b>

Fonte: ANP (2017b). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Nota (1): Não inclui dados de Dezembro/2017.

Percebe-se um ponto de inflexão importante em 2009, que está associado à crise econômica mundial daquele período. Posteriormente, novas mudanças de tendência ocorreram em 2013 e 2015/2016, sendo que o ano de 2017 parece representar uma retomada do crescimento das exportações brasileiras de petróleo e derivados. No caso dos derivados, destacam-se as exportações de óleo combustível, pelas características do petróleo brasileiro (pesado). Salienta-se, também, a maior amplitude das alterações percentuais em valores financeiros, em função da grande volatilidade dos preços do petróleo. Além disso, por conta da grande queda nos preços do petróleo ocorrida durante a crise de 2008/2009, entre esses dois anos, apesar de ter havido aumento das exportações brasileiras em volume, houve queda em valores financeiros. Fenômeno semelhante ocorreu entre 2014/2015 e 2015/2016.

No que diz respeito às importações, conforme os dados das tabelas 8 e 9, observa-se também certa instabilidade entre 2007 e 2017, embora com apenas dois momentos de mudança de trajetória, em 2009 e 2015. Uma característica marcante das importações brasileiras é que, no período analisado, a partir de 2010 o valor das importações de derivados ultrapassou o das importações de petróleo, sem perspectiva de mudanças nessa configuração no curto prazo, já que alguns dos principais projetos de aumento da capacidade de refino no Brasil, capitaneados pela Petrobrás (refinarias no Maranhão e no Ceará), foram cancelados. Assim sendo, o setor é mais um em que o Brasil exporta mais produtos de menor valor agregado (petróleo) e importa mais produtos de maior valor agregado (derivados).

**Tabela 8 – Importações brasileiras de petróleo e derivados (m3): 2007-2017<sup>(1)</sup>**

Produtos	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Petróleo	25.379.663	23.722.129	22.816.759	19.658.526	19.280.820	18.116.226	23.504.427	22.918.320	18.805.964	10.362.614	8.008.528
Coque	3.131.402	3.535.965	3.286.388	3.876.689	4.448.493	3.713.182	3.776.722	3.842.835	2.972.596	2.057.621	2.109.929
Gasolina	10.012	150	22	505.125	2.186.780	3.780.198	2.878.042	2.176.993	2.469.576	2.926.182	4.122.733
GLP	1.794.560	2.188.825	2.556.674	3.122.575	3.389.710	2.520.255	3.324.430	3.862.921	3.191.171	4.149.569	3.268.388
Nafta	4.176.748	3.593.727	4.119.592	6.714.020	7.129.601	6.098.343	7.008.309	6.846.834	7.003.993	8.667.164	9.573.310
Óleo diesel	5.099.406	5.829.309	3.515.042	9.006.996	9.332.789	7.970.204	10.283.044	11.275.109	6.940.100	7.918.324	11.698.630
Querosene de aviação	891.249	1.496.911	1.269.626	1.922.797	1.802.654	1.663.243	1.961.649	1.503.589	1.373.952	1.274.285	574.790
Outros	856.146	1.268.853	1.189.381	2.227.178	2.024.876	1.432.195	1.387.184	1.770.041	1.773.072	1.332.711	1.545.631
<b>Total</b>	<b>41.339.186</b>	<b>41.635.870</b>	<b>38.753.484</b>	<b>47.033.906</b>	<b>49.595.722</b>	<b>45.293.847</b>	<b>54.123.807</b>	<b>54.196.642</b>	<b>44.530.424</b>	<b>38.688.471</b>	<b>40.901.940</b>

Fonte: ANP (2017b). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Nota (1): Não inclui dados de Dezembro/2017.

**Tabela 9 – Importações brasileiras de petróleo e derivados (US\$ Mil FOB): 2007-2017<sup>(1)</sup>**

Classes CNAE	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Petróleo	11.974.015	16.572.555	9.205.488	10.096.539	14.151.806	13.448.477	16.463.303	15.873.935	7.380.844	2.898.856	2.695.555
Derivados	6.937.803	11.173.748	5.571.474	12.980.138	19.403.247	18.151.154	19.600.385	19.475.677	9.710.278	8.233.438	11.733.858
<b>Total</b>	<b>18.911.821</b>	<b>27.746.305</b>	<b>14.776.964</b>	<b>23.076.678</b>	<b>33.555.055</b>	<b>31.599.633</b>	<b>36.063.690</b>	<b>35.349.615</b>	<b>17.091.124</b>	<b>11.132.296</b>	<b>14.429.415</b>

Fonte: ANP (2017b). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

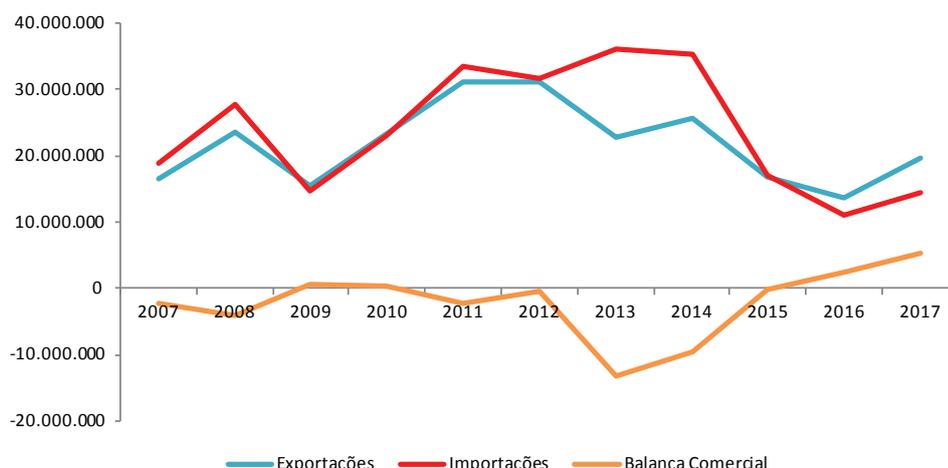
Nota (1): Não inclui dados de Dezembro/2017.

Entre os derivados importados destacam-se o Nafta e o óleo diesel que, juntos, foram responsáveis por aproximadamente 65% das importações brasileiras de derivados em 2017.

Os dados mostram que a balança comercial do setor de petróleo e gás brasileiro foi predominantemente deficitária no período analisado, embora tenha apresentado superávit nos últimos 2 anos (Gráfico 4). Entretanto, esse

superávit sofreu maior influência da grande queda das importações, o que, por sua vez, está relacionada com a retração econômica do País. Considerando-se a possibilidade de recuperação do nível de atividade econômica do Brasil nos próximos anos, bem como da predominância de derivados na pauta de importação, acredita-se que a tendência é que o cenário de déficit da balança comercial do setor volte a predominar.

**Gráfico 4 – Balança comercial do setor de petróleo e gás brasileiro no período 2007-2017 (US\$ milhões FOB)**



Fonte: ANP (2017b). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

**Tabela 10 – Principais países de destino das exportações brasileiras de petróleo (BEP): 2007 x 2011 x 2016**

Países	2007	%	2011	%	2016	%
China	15.295	9,9%	49.807	22,6%	108.198	37,1%
Uruguai	-	0,0%	497	0,2%	36.533	12,5%
Estados Unidos	54.414	35,4%	59.311	26,9%	34.426	11,8%
Chile	23.471	15,3%	21.244	9,6%	29.839	10,2%
Índia	-	0,0%	17.483	7,9%	21.244	7,3%
Espanha	1.339	0,9%	4.929	2,2%	16.411	5,6%
Santa Lúcia	15.955	10,4%	29.763	13,5%	9.986	3,4%
Bahamas	-	0,0%	322	0,1%	9.380	3,2%
Holanda	10.586	6,9%	6.554	3,0%	5.501	1,9%
Taiwan	-	0,0%	-	0,0%	3.807	1,3%
<b>Sub-total</b>	<b>121.060</b>	<b>78,7%</b>	<b>189.910</b>	<b>86,1%</b>	<b>275.325</b>	<b>94,5%</b>
<b>Outros</b>	<b>32.753</b>	<b>21,3%</b>	<b>30.739</b>	<b>13,9%</b>	<b>16.033</b>	<b>5,5%</b>
<b>Total</b>	<b>153.813</b>	<b>100,0%</b>	<b>220.649</b>	<b>100,0%</b>	<b>291.358</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: ANP (2017b). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Analisando-se os dados de 2016, percebe-se a que a China, assim como ocorre com outras commodities brasileiras, é um importante importador do petróleo nacional, tendo absorvido 37,1% das exportações. Entre os demais países que compõem o grupo dos dez maiores compradores, destaca-se a importância do Uruguai e do Chile, países vizinhos, da América do Sul. Comparando-se os dados de 2007 e 2016, observa-se um aumento importante da participação do Uruguai, da Índia e da Espanha, bem como a queda das importações do petróleo brasileiro pelos Estados Unidos, fato este certamente influenciado pelo *boom* de produção de *shale gas* (gás de xisto) naquele país nos últimos anos.

Por outro lado, no que diz respeito às importações,

Com relação aos principais parceiros do Brasil no comércio exterior de petróleo, as tabelas 10 e 11 apresentam, respectivamente, os dez principais países destinos das exportações e os dez principais países de origem das importações em diferentes anos. Nesse caso, optou-se por considerar o fluxo do comércio em barris equivalentes de petróleo (BEP).

**Tabela 11 – Principais países de origem das importações brasileiras de petróleo (BEP): 2007 x 2011 x 2016**

Países	2007	%	2011	%	2016	%
Arábia Saudita	22.531	14,1%	25.102	20,7%	22.983	35,3%
Nigéria	66.014	41,4%	67.328	55,5%	22.308	34,2%
Argélia	20.626	12,9%	1.950	1,6%	10.796	16,6%
Iraque	4.082	2,6%	9.071	7,5%	3.058	4,7%
Guiné Equatorial	2.462	1,5%	4.385	3,6%	2.075	3,2%
Estados Unidos	7.998	5,0%	2.054	1,7%	1.527	2,3%
Austrália	-	0,0%	4.661	3,8%	1.183	1,8%
Argentina	226	0,1%	583	0,5%	530	0,8%
Emirados Árabes Unidos	-	0,0%	-	0,0%	250	0,4%
Peru	-	0,0%	1.027	0,8%	246	0,4%
<b>Sub-total</b>	<b>123.939</b>	<b>77,6%</b>	<b>116.161</b>	<b>95,8%</b>	<b>64.957</b>	<b>99,7%</b>
<b>Outros</b>	<b>35.695</b>	<b>22,4%</b>	<b>5.112</b>	<b>4,2%</b>	<b>222</b>	<b>0,3%</b>
<b>Total</b>	<b>159.634</b>	<b>100,0%</b>	<b>121.273</b>	<b>100,0%</b>	<b>65.179</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: ANP (2017b). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

percebe-se, no ano de 2016, forte concentração das importações brasileiras em países do Oriente Médio e da África, por conta dos grandes volumes de produção e, no caso dos países africanos, da maior proximidade geográfica, além de questões relacionadas às características do petróleo. Destaca-se o grande crescimento das importações brasileiras de petróleo da Arábia Saudita, o que está relacionado ao forte incremento da produção naquele país, iniciado em 2014, com o objetivo de garantir estabilidade dos preços e de se posicionar como um competidor em busca de reconquistar suas parcelas de mercado, aumentando sua produção, mesmo em períodos de acumulação de estoques nos países consumidores e aumento de produção fora da OPEP.

## 4.2 Empregos e empresas

Ao longo dos anos de 2015 e 2016, dois fatores que ocorreram conjuntamente contribuíram de modo relevante para que o setor de petróleo e gás no Brasil entrasse em crise. O primeiro fator foi a forte queda observada nos preços do petróleo, iniciada ainda em 2014 e com reflexos que perduram até hoje, embora os preços tenham mostrado uma tendência de recuperação consistente a partir do 2º semestre de 2017. Essa queda foi consequência, principalmente, do aumento da produção acordada entre os membros da OPEP, com o principal objetivo de inibir

iniciativas de países como os Estados Unidos (*shale gas*) e o Brasil (pré-sal) de aumento da produção por meio de processos de exploração não convencionais. O segundo fator foi a crise vivenciada pela Petrobrás em função dos escândalos de corrupção deflagrados pela operação lava jato. Soma-se a esses dois fatores a crise econômica pela qual o Brasil tem passado, para a qual o cenário do setor tem certo grau de contribuição, especialmente nos estados que são os maiores produtores.

Evidentemente, esse cenário de crise teve reflexos nos empregos em toda a cadeia produtiva de petróleo e gás natural, o que pode ser percebido na Tabela 12.

**Tabela 12 – Evolução do emprego na indústria extrativa de petróleo e gás e atividades de apoio, no período 2007-2016: Brasil, Nordeste e UF**

Estado	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Alagoas	992	1.336	1.458	1.365	1.589	1.679	1.370	1.670	1.209	669
Amapá	0	33	0	0	0	0	0	0	0	0
Amazonas	907	1.129	1.189	1.410	2.394	1.876	1.733	1.561	1.073	950
Bahia	3.449	3.618	3.565	1.548	2.105	4.251	4.623	3.923	3.557	3.049
Ceará	2.490	3.211	3.834	1.994	2.053	2.129	1.322	1.779	1.925	933
Distrito Federal	74	81	84	0	0	0	5	25	4	5
Espírito Santo	18.065	26.146	28.686	17.613	20.267	23.388	24.881	24.865	21.403	16.781
Goiás	33	43	37	1	5	6	0	14	3	1
Maranhão	30	26	36	100	83	158	35	35	123	63
Mato Grosso	0	0	0	0	2	0	29	79	73	8
Mato Grosso do Sul	11	9	6	6	6	6	0	0	0	0
Minas Gerais	648	814	1.076	926	886	942	789	839	711	592
Pará	36	57	40	49	58	66	79	51	36	58
Paraíba	186	291	368	15	6	9	12	11	11	9
Paraná	395	394	413	1.102	0	0	0	0	0	1
Pernambuco	165	254	118	95	32	39	91	110	324	295
Piauí	76	59	84	44	48	47	13	15	18	17
Rio de Janeiro	14.828	16.089	17.041	17.773	18.096	19.920	20.070	19.701	18.989	16.986
Rio Grande do Norte	2.040	2.140	1.943	1.389	3.378	3.488	3.517	2.249	2.144	1.877
Rio Grande do Sul	13	43	22	26	29	681	36	150	40	28
Rondônia	0	0	2	0	0	9	0	0	0	0
Roraima	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Santa Catarina	299	259	255	248	182	250	320	198	180	226
São Paulo	143	331	331	2.038	64	106	630	750	1.545	1.814
Sergipe	5.408	6.499	6.675	3.949	4.159	4.344	3.293	3.800	3.668	3.223
Tocantins	0	0	0	30	30	0	1	1	1	1
<b>Região Nordeste</b>	<b>14.836</b>	<b>17.434</b>	<b>18.081</b>	<b>10.499</b>	<b>13.453</b>	<b>16.144</b>	<b>14.276</b>	<b>13.592</b>	<b>12.979</b>	<b>10.135</b>
<b>Brasil</b>	<b>50.288</b>	<b>62.862</b>	<b>67.263</b>	<b>51.721</b>	<b>55.472</b>	<b>63.394</b>	<b>62.850</b>	<b>61.826</b>	<b>57.037</b>	<b>47.586</b>

Fonte: MTE/RAIS. Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Percebe-se uma forte concentração do emprego nessa cadeia nos estados do Rio de Janeiro (35,7%) e Espírito Santo (35,3%), o primeiro pelo fato de estarem em seu território as grandes bacias produtoras em águas profundas atualmente em operação, enquanto o segundo tem forte presença de empresas de atividades de apoio. No Nordeste, Sergipe (6,8%), Bahia (6,4%) e Rio Grande do

Norte (3,9%), nessa ordem, têm presença importante nos empregos dessa cadeia. Todos esses estados apresentaram quedas seguidas no número de empregos entre 2014 e 2015 e entre 2015 e 2016. Por outro lado, o Estado de São Paulo, que possui áreas de exploração no pré-sal, foi o único estado com quantidade maior do que 1000 empregos no setor que apresentou crescimento no período

supracitado (2014-2016).

No que diz respeito às empresas, a oscilação observada guarda relação direta com aquela ocorrida nos empregos, entretanto, com menor intensidade, conforme pode ser observado na Tabela 13. Isso ocorre porque as empresas, mesmo em um cenário de crise, procuram manter

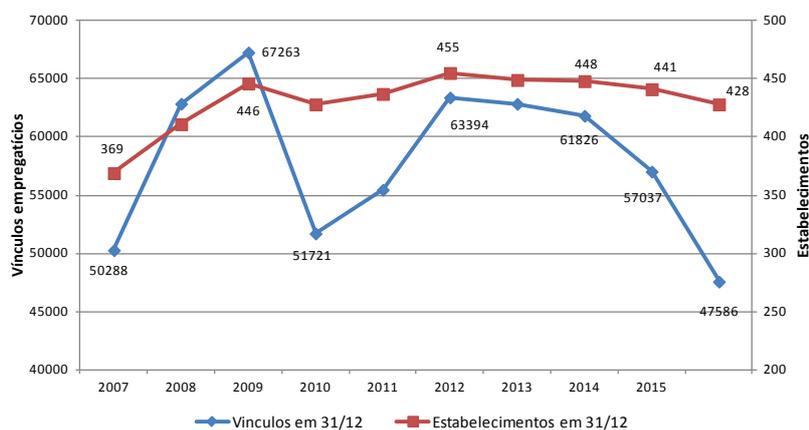
uma estrutura mínima possível de funcionamento, tendo em vista as especificidades do setor e da qualificação da mão de obra. O Gráfico 5 apresenta a evolução do comportamento dos empregos e das empresas do setor de petróleo e gás no Brasil, incluindo as atividades de apoio, no período de 2007 a 2016.

**Tabela 13 – Evolução do número de estabelecimentos atuando na indústria extrativa de petróleo e gás e atividades de apoio no período 2007-2016: Brasil, Nordeste e UF**

Estado	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Alagoas	7	8	9	6	6	5	6	7	7	7
Amapá	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Amazonas	9	8	10	10	18	17	15	12	11	11
Bahia	31	45	53	46	48	50	53	52	53	54
Ceará	7	8	8	5	4	6	5	3	4	3
Distrito Federal	2	2	3	0	0	0	2	1	1	2
Espírito Santo	23	24	29	31	32	27	26	26	27	26
Goiás	4	4	5	1	2	3	0	3	2	3
Maranhão	3	2	1	2	2	4	5	5	3	3
Mato Grosso	0	0	0	0	1	0	1	2	1	3
Mato Grosso do Sul	4	4	2	2	1	1	0	1	0	0
Minas Gerais	14	16	20	19	14	22	20	21	16	14
Pará	3	6	3	3	2	3	7	3	2	3
Paraíba	5	5	4	4	4	2	2	2	1	3
Paraná	6	4	6	4	2	3	1	1	1	2
Pernambuco	8	7	6	4	4	5	5	8	9	9
Piauí	1	1	0	0	1	1	1	1	2	3
Rio de Janeiro	144	154	175	181	195	202	203	209	210	199
Rio Grande do Norte	42	42	46	42	40	37	34	36	34	32
Rio Grande do Sul	4	8	3	3	4	5	2	2	3	4
Rondônia	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0
Roraima	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Santa Catarina	8	7	7	5	4	6	8	7	8	7
São Paulo	28	36	36	38	27	31	30	25	24	19
Sergipe	16	20	19	21	24	24	21	20	19	20
Tocantins	0	0	0	1	2	0	1	1	1	1
<b>Região Nordeste</b>	<b>120</b>	<b>138</b>	<b>146</b>	<b>130</b>	<b>133</b>	<b>134</b>	<b>132</b>	<b>134</b>	<b>132</b>	<b>134</b>
<b>Brasil</b>	<b>369</b>	<b>411</b>	<b>446</b>	<b>428</b>	<b>437</b>	<b>455</b>	<b>449</b>	<b>448</b>	<b>441</b>	<b>428</b>

Fonte: MTE/RAIS. Elaboração do autor (ETENE/BNB).

**Gráfico 5 – Desempenho recente do número de empregos e de estabelecimentos da indústria extrativa de petróleo e gás e atividades de apoio: 2007 a 2016**

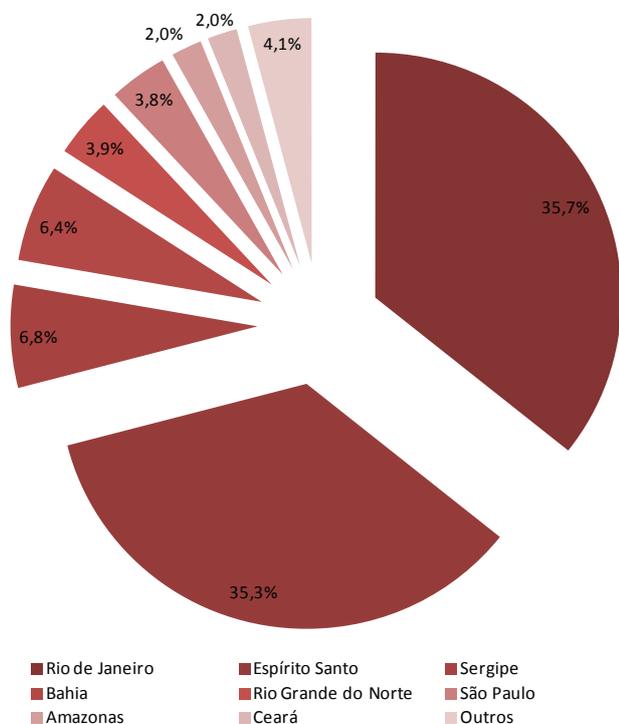


Fonte: MTE/RAIS (2017). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

A extração de petróleo e gás tem uma participação importante no total de empregos da indústria extrativa no Brasil, englobando 11,0% de todos os empregos formais ao final de 2016, apesar da redução observada no número de empregos durante os anos de 2015 e 2016. Na Região Nordeste, a importância da indústria do setor na indústria extrativa é ainda maior, tendo em vista que é responsável por 23,0% dos empregos formais da indústria extrativa da Região em 2016.

Como se trata de uma indústria em que a localização das áreas de exploração e produção coincide com as reservas, as atividades da cadeia de petróleo e gás natural brasileira, considerando-se o número de vínculos empregatícios como *Proxy*, são bastante concentradas nos estados do Sudeste (76% dos empregos em 2016), conforme pode ser visto no Gráfico 6. Conforme citado anteriormente, isso se deve notadamente aos estados do Espírito Santo e Rio de Janeiro, além de haver uma tendência de aumento da importância do Estado de São Paulo em função da produção no pré-sal. Na Região Nordeste, que concentra 21,3% dos empregos da cadeia (dados de dezembro/2016), Sergipe, Bahia e Rio Grande do Norte, nessa ordem, aparecem entre os cinco estados brasileiros com maior quantidade de empregos na cadeia.

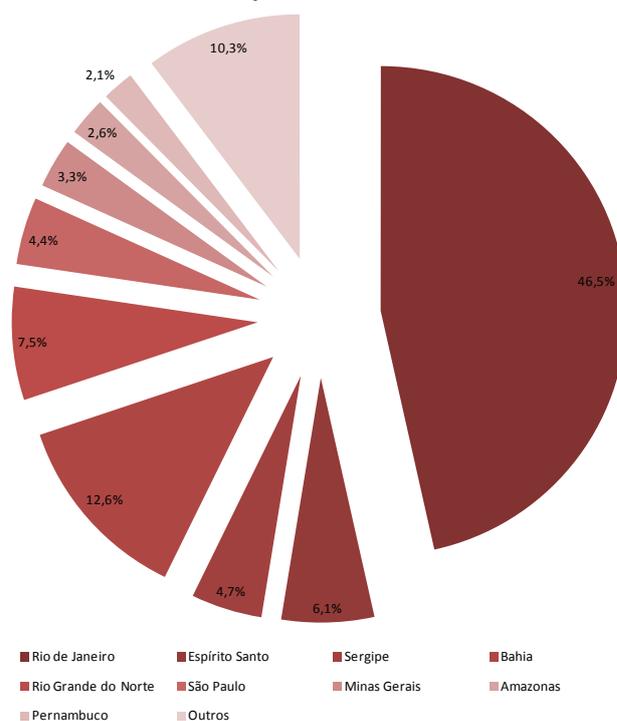
**Gráfico 6 – Distribuição geográfica (%) dos empregos na indústria extrativa de petróleo e gás e atividades de apoio em 2016**



Fonte: MTE/RAIS (2017). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

No caso do número de estabelecimentos, há diferenças importantes, conforme mostra o Gráfico 7, com concentração ainda maior de empresas no Rio de Janeiro e também maior importância relativa dos estados do Nordeste nessa variável (35,8% dos estabelecimentos em 2016).

**Gráfico 7 – Distribuição geográfica (%) das empresas da indústria extrativa de petróleo e gás e atividades de apoio em 2016**



Fonte: MTE/RAIS (2017). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Em termos de evolução das quantidades de empregos (Tabela 14), pode-se destacar a forte queda de 60% na representatividade do Ceará no número de empregos na cadeia, bem como o aumento da importância do Rio de Janeiro (de 29,5% para 35,7%) e de São Paulo (de 0,3% para 3,8%), o que deve se intensificar com a evolução da exploração nas áreas do pré-sal.

Todos os estados do Nordeste tiveram queda de representatividade no período analisado, por conta da maior dedicação da Petrobrás à exploração em águas profundas e no pré-sal, bem como ao menor interesse da empresa na exploração dos poços terrestre (*on shore*).

**Tabela 14 – Distribuição geográfica (%) dos empregos da indústria extrativa de petróleo e gás e atividades de apoio por UF: 2007 a 2016**

Estado	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Alagoas	2.0%	2.1%	2.2%	2.6%	2.9%	2.6%	2.2%	2.7%	2.1%	1.4%
Amapá	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Amazonas	1.8%	1.8%	1.8%	2.7%	4.3%	3.0%	2.8%	2.5%	1.9%	2.0%
Bahia	6.9%	5.8%	5.3%	3.0%	3.8%	6.7%	7.4%	6.3%	6.2%	6.4%
Ceará	5.0%	5.1%	5.7%	3.9%	3.7%	3.4%	2.1%	2.9%	3.4%	2.0%
Distrito Federal	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Espírito Santo	35.9%	41.6%	42.6%	34.1%	36.5%	36.9%	39.6%	40.2%	37.5%	35.3%
Goiás	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Maranhão	0.1%	0.0%	0.1%	0.2%	0.1%	0.2%	0.1%	0.1%	0.2%	0.1%
Mato Grosso	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%
Mato Grosso do Sul	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Minas Gerais	1.3%	1.3%	1.6%	1.8%	1.6%	1.5%	1.3%	1.4%	1.2%	1.2%
Pará	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Paraíba	0.4%	0.5%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Paraná	0.8%	0.6%	0.6%	2.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Pernambuco	0.3%	0.4%	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.2%	0.6%	0.6%
Piauí	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Rio de Janeiro	29.5%	25.6%	25.3%	34.4%	32.6%	31.4%	31.9%	31.9%	33.3%	35.7%
Rio Grande do Norte	4.1%	3.4%	2.9%	2.7%	6.1%	5.5%	5.6%	3.6%	3.8%	3.9%
Rio Grande do Sul	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	1.1%	0.1%	0.2%	0.1%	0.1%
Rondônia	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Roraima	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Santa Catarina	0.6%	0.4%	0.4%	0.5%	0.3%	0.4%	0.5%	0.3%	0.3%	0.5%
São Paulo	0.3%	0.5%	0.5%	3.9%	0.1%	0.2%	1.0%	1.2%	2.7%	3.8%
Sergipe	10.8%	10.3%	9.9%	7.6%	7.5%	6.9%	5.2%	6.1%	6.4%	6.8%
Tocantins	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
<b>Total</b>	<b>100.0%</b>									

Fonte: MTE/RAIS (2017). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

## 5 DISTRIBUIÇÃO REGIONAL DAS RESERVAS E DA PRODUÇÃO

Conforme supracitado, existe certa concentração das áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural

no Brasil, em função da localização das reservas e das suas características. As tabelas 15 e 16 mostram, respectivamente, as distribuições das reservas totais de petróleo e gás natural do Brasil, por unidade da Federação e localização (terra e mar).

**Tabela 15 – Reservas totais<sup>1</sup> de petróleo, por localização (terra e mar), segundo unidades da Federação (em milhões de barris): 2007-2016**

Estado	Localização	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Amazonas	Terra	156	164	201	211	192	169	167	90	62	50
Maranhão	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ceará	Terra	27	23	21	20	18	31	31	30	20	4
	Mar	74	78	83	112	93	66	80	62	25	45
Rio Grande do Norte	Terra	357	349	358	334	351	356	336	327	247	243
	Mar	170	198	188	186	198	192	187	177	129	119
Alagoas	Terra	20	16	14	15	21	15	16	14	12	8
	Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Sergipe	Terra	339	343	296	331	319	307	294	296	272	334
	Mar	133	137	134	127	117	126	105	99	78	47
Bahia	Terra	473	476	506	501	597	523	531	343	287	347
	Mar	120	143	117	140	128	127	124	96	91	91
Espírito Santo	Terra	85	85	84	80	77	76	69	70	52	56
	Mar	2.390	2.381	2.617	2.627	2.852	2.676	2.447	2.301	2.197	1.910
Rio de Janeiro	Mar	15.910	16.372	16.338	23.580	23.081	22.136	24.018	25.619	19.757	18.441
São Paulo	Mar	38	29	117	118	1.949	1.665	1.685	1.535	1.161	962
Paraná	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mar	54	27	36	38	40	43	42	0	0	0
Santa Catarina	Mar	32	33	46	46	48	48	48	48	0	0
<b>Subtotal</b>	<b>Terra</b>	<b>1.458</b>	<b>1.456</b>	<b>1.478</b>	<b>1.492</b>	<b>1.576</b>	<b>1.476</b>	<b>1.445</b>	<b>1.170</b>	<b>952</b>	<b>1.042</b>
	<b>Mar</b>	<b>18.922</b>	<b>19.398</b>	<b>19.676</b>	<b>26.975</b>	<b>28.506</b>	<b>27.080</b>	<b>28.736</b>	<b>29.937</b>	<b>23.439</b>	<b>21.615</b>
<b>Total</b>		<b>20.380</b>	<b>20.855</b>	<b>21.154</b>	<b>28.467</b>	<b>30.082</b>	<b>28.555</b>	<b>30.181</b>	<b>31.107</b>	<b>24.391</b>	<b>22.657</b>

Fonte: ANP (2017a).

Nota: (1) Reservas em 31/12 dos anos de referência.

**Tabela 16 – Reservas totais<sup>1</sup> de gás natural, por localização (terra e mar), segundo unidades da Federação (em milhões de m<sup>3</sup>): 2007-2016**

Estado	Localização	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Amazonas	Terra	90.518	90.453	93.908	94.456	95.743	89.237	86.963	74.486	51.225	38.686
Maranhão	Terra	0	0	0	0	0	29.705	8.652	8.406	17.677	20.412
Ceará	Terra	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0
	Mar	1.097	1.321	1.152	1.447	993	454	742	503	256	510
Rio Grande do Norte	Terra	2.439	2.172	2.365	2.189	2.277	3.275	2.549	2.210	2.109	2.241
	Mar	13.166	11.699	11.067	11.355	12.039	10.401	9.088	8.225	2.480	2.730
Alagoas	Terra	4.830	4.907	4.450	4.173	4.336	4.223	4.335	3.757	2.908	2.627
	Mar	1.061	944	1.084	1.085	981	762	656	583	502	456
Sergipe	Terra	923	1.306	1.343	1.484	1.913	1.756	1.814	1.730	1.565	1.629
	Mar	4.794	4.908	4.962	4.303	4.055	5.210	4.813	4.186	4.777	2.752
Bahia	Terra	16.238	14.850	15.149	13.379	12.511	12.056	11.553	9.452	10.324	9.833
	Mar	35.044	33.603	33.671	30.746	29.074	28.059	24.743	24.036	13.945	12.194
Espírito Santo	Terra	1.449	1.266	953	732	919	729	718	950	767	830
	Mar	68.179	71.851	89.581	87.034	77.694	103.075	91.557	90.663	78.964	84.660
Rio de Janeiro	Mar	272.839	290.028	277.353	504.642	551.842	531.125	507.841	555.350	490.572	397.438
São Paulo	Mar	67.088	55.984	60.441	62.946	107.109	94.268	79.255	75.227	67.839	59.837
Paraná	Terra	761	777	770	814	826	0	0	0	0	0
	Mar	1.610	538	904	1.261	1.290	1.308	1.298	0	0	0
Santa Catarina	Mar	2.437	2.600	2.364	2.677	2.929	2.928	2.928	0	0	0
<b>Subtotal</b>	<b>Terra</b>	<b>117.158</b>	<b>115.730</b>	<b>118.940</b>	<b>117.227</b>	<b>118.524</b>	<b>140.979</b>	<b>116.585</b>	<b>100.998</b>	<b>86.575</b>	<b>76.259</b>
	<b>Mar</b>	<b>467.315</b>	<b>473.477</b>	<b>482.578</b>	<b>707.496</b>	<b>788.007</b>	<b>777.589</b>	<b>722.921</b>	<b>758.773</b>	<b>659.334</b>	<b>560.576</b>
<b>Total</b>		<b>584.472</b>	<b>589.207</b>	<b>601.518</b>	<b>824.723</b>	<b>906.531</b>	<b>918.569</b>	<b>839.506</b>	<b>859.771</b>	<b>745.910</b>	<b>636.835</b>

Fonte: ANP (2017a).

Nota: (1) Reservas em 31/12 dos anos de referência.

Como se pode perceber, apenas doze estados brasileiros possuem reservas de petróleo e gás natural, com maior predominância de reservas marítimas e grande concentração nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, que no ano de 2016 possuíam 90,0% das reservas de petróleo e 75,8% das reservas de gás natural do Brasil. No Nordeste, Bahia, Sergipe e Rio Grande do Norte têm maior destaque nas reservas de petróleo, com os três estados em conjunto totalizando 5,2% das reservas do energético em 2016. Já no que diz respeito ao gás natural, o Estado

do Amazonas ganha relevância no Brasil (6,1% das reservas), enquanto o Maranhão (3,2% das reservas) tem maior destaque no Nordeste. Importante ressaltar que, no Nordeste, as reservas terrestres predominam em relação às reservas marítimas, tanto no caso do petróleo, como no caso do gás natural.

Logicamente, cenário semelhante é encontrado nos dados referentes à produção de petróleo e gás nos estados brasileiros (tabelas 17 e 18).

**Tabela 17 – Produção de petróleo, por localização (terra e mar, pré-sal e pós-sal), segundo unidades da Federação (em milhões de barris): 2007-2016**

Estado	Localização	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Amazonas	Terra	12.276	11.657	12.351	13.029	12.683	12.283	11.270	10.222	9.601	8,561
Maranhão	Terra	0	0	0	0	0	0	29	43	4	14
Ceará	Terra	668	699	761	674	567	457	413	446	533	567
	Mar	3.098	2.788	2.539	2.261	2.051	1.919	2.633	2.221	1.901	1,928
Rio Grande do Norte	Terra	19.676	19.208	18.295	17.868	18.595	18.966	19.116	18.347	18.247	18,176
	Mar	3.141	3.124	3.012	2.914	2.808	2.785	2.708	2.615	2.594	2,257
Alagoas	Terra	2.897	2.139	2.246	2.030	1.896	1.647	1.310	1.519	1.556	1,499
	Mar	126	109	96	85	108	81	131	115	97	55
Sergipe	Terra	12.889	12.371	12.583	12.020	11.745	11.547	10.627	10.133	9.171	8,187
	Mar	2.732	4.823	3.515	3.063	3.586	3.200	3.620	4.839	2.992	2,715
Bahia	Terra	15.525	15.156	14.642	15.550	15.776	15.712	15.777	15.632	14.190	12,994
	Mar	134	284	338	343	247	307	385	356	240	281
Espírito Santo	Terra	5.962	5.108	4.587	4.801	5.179	5.435	5.350	5.235	5.066	4,690
	Mar	36.197	37.132	31.371	75.232	110.688	107.666	108.034	128.739	136.581	139,490
Rio de Janeiro	Mar	520.921	547.347	605.212	594.803	568.556	561.481	532.036	563.232	596.924	614,713
São Paulo	Mar	396	302	333	5.278	13.984	10.921	25.274	59.235	89.968	102,605
Paraná	Mar	1.380	1.029	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Subtotal</b>	<b>Terra</b>	<b>69.893</b>	<b>66.337</b>	<b>65.464</b>	<b>65.973</b>	<b>66.441</b>	<b>66.046</b>	<b>63.893</b>	<b>61.577</b>	<b>58.368</b>	<b>54,688</b>
	<b>Mar</b>	<b>568.124</b>	<b>596.937</b>	<b>646.417</b>	<b>683.980</b>	<b>702.028</b>	<b>688.361</b>	<b>674.820</b>	<b>761.351</b>	<b>831.298</b>	<b>864,043</b>
<b>Subtotal</b>	<b>Pré-sal</b>	<b>0</b>	<b>2.558</b>	<b>6.756</b>	<b>16.317</b>	<b>44.394</b>	<b>62.488</b>	<b>110.538</b>	<b>179.820</b>	<b>280.055</b>	<b>372,746</b>
	<b>Pós-sal</b>	<b>638.017</b>	<b>660.716</b>	<b>705.125</b>	<b>733.636</b>	<b>724.075</b>	<b>691.919</b>	<b>628.175</b>	<b>643.108</b>	<b>609.612</b>	<b>545,985</b>
<b>Total</b>		<b>638.017</b>	<b>663.274</b>	<b>711.881</b>	<b>749.952</b>	<b>768.469</b>	<b>754.407</b>	<b>738.713</b>	<b>822.928</b>	<b>889.666</b>	<b>918.731</b>

Fonte: ANP (2017a).

Pode-se destacar nos dados da Tabela 17 o grande crescimento da produção no pré-sal, cujo primeiro contrato (cessão onerosa) foi assinado em 2010 e a primeira rodada de partilha foi concretizada em 2013 (ver Quadro 4). Também merece destaque a queda da produção de petróleo em áreas terrestres, consequência principalmente da desativação gradual de campos terrestres de petróleo e gás em algumas regiões (por exemplo, na bacia potiguar, nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará) e queda dos investimentos, tanto por parte da Petrobrás, como de outras empresas. Já no caso do gás natural, o cenário se repete em

relação ao pré-sal, mas a produção em áreas terrestres, apesar da desativação supracitada, tem crescido, especialmente por conta do aumento da exploração nas bacias do Amazonas, no Estado do Amazonas, e do Parnaíba, no Estado do Maranhão. Em termos de concentração da produção, Rio de Janeiro (66,9%), Espírito Santo (15,7%) e São Paulo (11,2%) detêm 93,8% da produção de petróleo, tendo este último estado uma importância crescente, devido à exploração e produção no pré-sal, conforme pode ser visto no Gráfico 8. O Nordeste foi responsável por 5,3% da produção brasileira de petróleo em 2016.

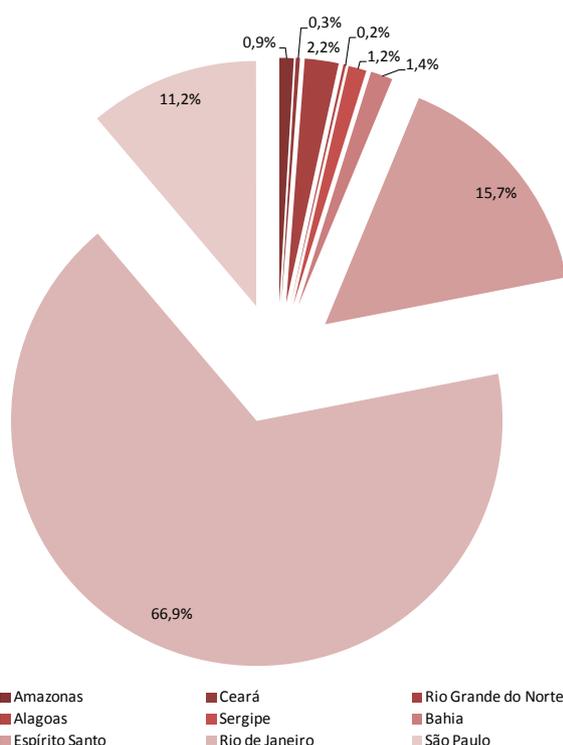
**Tabela 18 – Produção de gás natural, por localização (terra e mar, pré-sal e pós-sal), segundo unidades da Federação (em milhões m3): 2007-2016**

Estado	Localização	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Amazonas	Terra	3.546	3.733	3.780	3.858	4.161	4.188	4.150	4.704	5.060	5,106
Maranhão	Terra	0	0	0	0	0	0	1.420	1.968	1.565	1,926
Ceará	Terra	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
	Mar	77	66	56	42	31	27	33	32	27	37
Rio Grande do Norte	Terra	314	318	273	269	272	258	278	269	238	235
	Mar	765	610	488	419	362	305	268	221	188	154
Alagoas	Terra	765	686	618	564	463	508	499	460	358	356
	Mar	141	128	124	108	100	53	87	75	69	62
Sergipe	Terra	93	91	93	95	102	103	93	97	83	65
	Mar	454	767	864	1.007	999	927	964	961	781	884
Bahia	Terra	1.480	1.285	1.172	1.138	1.057	971	990	934	997	931
	Mar	1.166	2.080	1.881	2.261	1.500	2.246	2.183	2.163	2.044	1,793
Espírito Santo	Terra	84	160	109	99	92	94	82	74	86	80
	Mar	882	2.642	968	2.602	4.240	3.814	4.333	4.676	4.029	3,815
Rio de Janeiro	Mar	8.025	8.763	10.497	10.132	9.387	10.344	10.006	11.097	14.062	16,613
São Paulo	Mar	324	242	218	342	1.306	1.992	2.788	4.163	5.538	5,832
Paraná	Mar	34	22	0	0	0	0	0	0	0	0
Subtotal	Terra	6.283	6.273	6.045	6.024	6.148	6.123	7.512	8.508	8.389	8,700
	Mar	11.869	15.320	15.096	16.914	17.926	19.709	20.662	23.387	26.738	29,190
Subtotal	Pré-sal	0	118	267	649	1.388	2.078	3.710	6.251	10.614	14,459
	Pós-sal	18.152	21.475	20.875	22.290	22.686	23.754	24.464	25.644	24.512	23,432
<b>Total</b>		<b>18,152</b>	<b>21,593</b>	<b>21,142</b>	<b>22,938</b>	<b>24,074</b>	<b>25,832</b>	<b>28,174</b>	<b>31,895</b>	<b>35,126</b>	<b>37,890</b>

Fonte: ANP (2017a).

Nota: O valor total da produção inclui os volumes de reinjeção, queimas, perdas e consumo próprio.

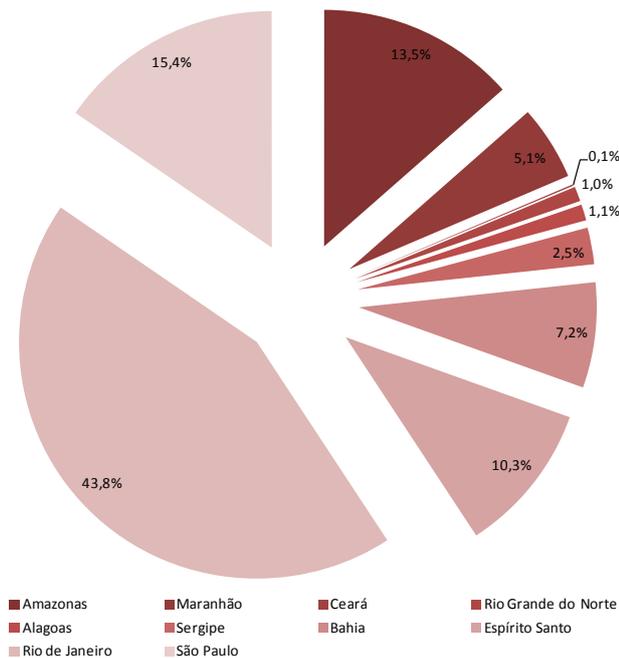
**Gráfico 8 – Distribuição da produção brasileira de petróleo por unidade de federação (%) em 2016**



No caso do gás natural, o cenário muda um pouco, por conta da presença entre os principais produtores de estados que a produção de petróleo não é significativa, como Amazonas e Maranhão, ao contrário da produção de gás natural em seus campos terrestres. Assim sendo, a concentração da produção nos estados do Rio de Janeiro (43,8%), São Paulo (15,4%) e Espírito Santo (10,3%) diminui para 69,5%, sendo que o Espírito Santo constitui apenas o quarto maior produtor no Brasil, enquanto que o Amazonas destaca-se como terceiro maior produtor. Já o Nordeste, especialmente por conta do Maranhão e da Bahia, foi responsável por 17,0% da produção brasileira de gás natural em 2016 (Gráfico 9).

Fonte: ANP (2017a). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

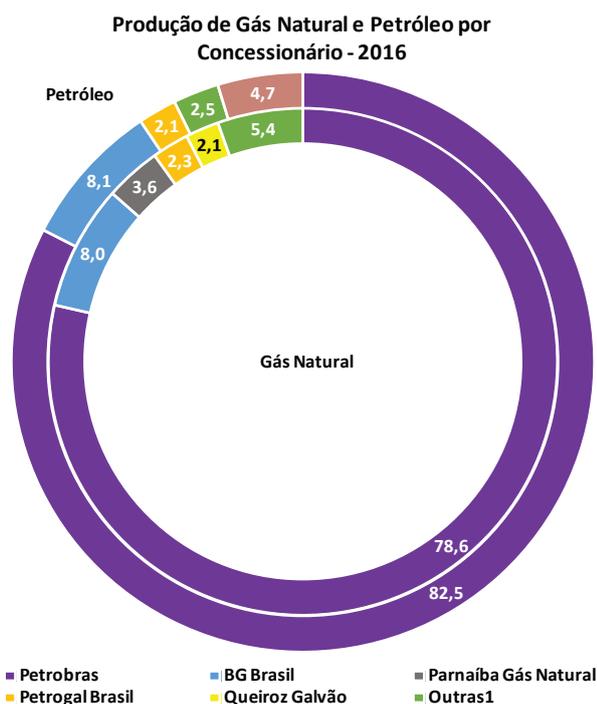
**Gráfico 9 – Distribuição da produção brasileira de gás natural por unidade de Federação (%) em 2016**



Fonte: ANP (2017a). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Como é de se esperar, a produção de petróleo e gás natural no Brasil é distribuída em uma pequena quantidade de empresas, com forte predomínio da Petrobrás, mesmo com a evolução da regulação do setor (Gráfico 10).

**Gráfico 10 – Distribuição da produção brasileira de petróleo e gás natural entre as principais concessionárias (%) em 2016**



Fonte: ANP (2017a). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Além da Petrobrás, que produziu 82,5% do petróleo explorado no Brasil e 78,6% do gás natural, empresas como BG Brasil, Petrogal Brasil e Repsol Sinopec têm atuação relevante na exploração tanto do petróleo, como do gás natural. Ressalta-se, também, a maior descentralização da produção de gás, na qual atuam empresas que operam exclusivamente nesse segmento.

## 6 PERSPECTIVAS

Ao longo dos últimos dez anos o setor de petróleo e gás natural, em nível mundial, vem apresentando certa volatilidade, em função, principalmente, dos preços do petróleo. Nesse período (2008-2017), houve dois períodos de forte queda do preço do petróleo, após esse energético ter apresentado picos históricos de preço em 2008. Esses períodos foram durante a crise financeira mundial, que causou forte queda dos preços do petróleo entre setembro/2008 e março/2009; e entre outubro/2014 e março/2016, em que a queda de preços se deu em função do aumento da produção acordada entre os membros da OPEP, com o principal objetivo de inibir iniciativas de países como os Estados Unidos (*shale gas*) e o Brasil (pré-sal) de aumento da produção por meio de processos de exploração não convencionais., conforme citado anteriormente. O Gráfico 11 apresenta a evolução dos preços do petróleo no período supracitado.

**Gráfico 11 – Evolução dos preços médios do petróleo Brent<sup>2</sup> (US\$): Jan/2008 a Dez/2017**



Fonte: Investing.com (2018). Elaboração do autor (ETENE/BNB).

Como se pode perceber no Gráfico 11, no período analisado, a maior cotação (US\$ 139,83) foi atingida em junho/2008, enquanto que o pico inferior da cotação (US\$ 37,28) ocorreu em dezembro/2015. Adicionalmente, percebe-se que os preços do petróleo apresentam uma tendência de alta mais consistente a partir de agosto/2017.

2 De acordo com IPEA (2005), a palavra Brent designa todo o petróleo extraído no Mar do Norte e comercializado na Bolsa de Londres. A cotação Brent é referência para os mercados europeu e asiático. Já o petróleo WTI é aquele vendido pelos intermediários do West Texas, negociado na Bolsa de Nova York e com a cotação sendo referência para o mercado norte-americano.

No contexto de crise da indústria petrolífera mundial ocorrida nos últimos anos, as empresas do setor engajaram-se numa drástica revisão de suas estratégias de exploração e produção, resultando na repriorização de projetos e foco na redução de custos (PEDROSA; CORRÊA, 2016). De acordo com Biscardini et al. (2017), empresas globais do setor de petróleo e gás cortaram cerca de 40% dos investimentos previstos entre 2014 e 2016, o que resultou, também, na perda de algo em torno de 400 mil empregos e no cancelamento ou adiamento de grandes projetos que não se mostravam lucrativos em função da conjuntura do setor. Por outro lado, a busca por ganhos de eficiência em função da crise contribuíram para que as empresas estejam preparadas para serem competitivas no novo cenário que se apresenta.

É importante salientar que, conforme Pedrosa e Corrêa (2016), independentemente das oscilações de preço que são comuns nos diferentes ciclos do petróleo, a produção mundial de petróleo em relação ao PIB Global vem declinando continuamente desde meados da década de 1970. A razão desse declínio de demanda relativa de petróleo pode ser atribuída a: (i) maior eficiência em processos industriais e meios de transporte; (ii) substituição do petróleo por outras fontes de geração de energia, notadamente o gás natural; e (iii) restrições ambientais ao uso do petróleo como fonte primária de energia em todo o mundo.

Em termos de perspectivas futuras para o setor, Biscardini et al. (2017) destacam que o recente comportamento de aumentos dos preços, que ocorreu por conta do rebalanceamento entre oferta e demanda, parcialmente acelerado pela decisão da OPEP de diminuir a produção, deve se manter. É possível que haja um crescimento agudo nos preços nos próximos 5 a 10 anos, principalmente pelo fato de que os recentes cortes de investimentos certamente dificultarão as empresas a atender à crescente demanda. Entretanto, o provável aumento contínuo dos preços deverá levar também a um aumento dos custos, já que as empresas prestadoras de serviço na cadeia do petróleo e gás (*Oil-field Services* – OFS) buscarão a reversão das concessões de preços que deram às contratantes quando o mercado entrou em colapso. Isso poderá aumentar em até 15% o custo da produção de um barril de petróleo, o que, por sua vez, permitiria que as operações das companhias de OFS voltassem para os níveis de equilíbrio.

Com relação ao gás natural, cuja utilização é predominantemente para a geração de energia elétrica, na indústria e no aquecimento predial, diferentemente do petróleo, que é mais utilizado nos transportes, Pedrosa e Corrêa (2016) destacam que os preços desse insumo não se correlacionam perfeitamente com os preços do petróleo, uma vez que o comércio de gás possui características regionais, enquanto o petróleo possui um alcance mais global. Por outro lado, o gás natural liquefeito (LGN) tem o comportamento dos preços mais aderente aos do petróleo, o que tem levado a uma expansão do número de plantas de liquefação de gás. Em campos que produzem exclusivamente gás, uma parte da corrente do poço se liquefaz ao atingir a superfície, agregando valor ao processo.

A propósito, Biscardini, Schmill e Del Maestro (2017) consideram a produção de LGN em pequena escala (*Small-scale LGN* – SSLGN) como uma possível nova “onda” no mercado de petróleo e gás, estando bem posicionada para atender à crescente demanda das indústrias de transporte naval e transporte rodoviário por combustíveis que são mais ambientalmente amigáveis, do que o petróleo e o diesel. O SSLNG também possui vantagens em abordar geração de energia fora da rede (*off-grid*) para necessidades industriais e residenciais em localidades remotas. Como o LNG possui uma queima mais limpa do que outros combustíveis fósseis, como petróleo e carvão, é provável que o SSLNG ganhe mais tração, já que o mercado e as pressões regulatórias para a transição para a energia de baixo carbono se intensificam. Da mesma forma que o “fracking” transformou o panorama energético dos EUA (exploração do *shale gas*), o SSLNG tem o potencial de transformar o papel do gás em uma série de localidades-chave e setores industriais.

Em linhas gerais, as empresas do setor de petróleo e gás deverão estar preparadas para, nos próximos anos, perseguirem novas tecnologias de perfuração e extração, bem como para aumentar o investimento em pesquisa voltada às energias limpas e à sustentabilidade. Biscardini et al. (2017) destacam uma série de modelos de negócios e respostas estratégicas emergentes para a atuação das empresas do setor até 2020:

- a) Os objetivos estratégicos corporativos se concentrarão cada vez mais na rentabilidade sustentável: Um novo foco na eficiência dos custos e rentabilidade exigirá uma mudança significativa na cultura e perspectivas corporativas e, em última instância, um realinhamento dos portfólios das empresas;
- b) As capacidades diferenciadas irão se tornar um fator-chave para o sucesso futuro: As incertezas atuais do setor tornam imperativo para as empresas de todos os tamanhos identificarem as capacidades que são críticas para o crescimento lucrativo e até a sobrevivência e alocar o capital, de acordo com essa identificação;
- c) Novos modelos de negócios e formas de parceria surgirão: A evolução do setor de petróleo e gás, de dominado por grandes empresas generalistas, a um que possui especialistas em atividades mais específicas do ambiente operacional, exigirá que as empresas estabeleçam novas maneiras de colaborar, alavancando os conjuntos de habilidades específicas de cada organização. O modelo de uma única empresa integrada descobrindo e desenvolvendo um campo de petróleo ou gás, e operando-o até o esgotamento, está sendo substituído por alianças e mudanças de propriedade projetadas para garantir que a empresa mais capaz de extrair valor gereencie o campo em estágios relevantes de seu ciclo de vida;
- d) À medida que os modelos de negócios evoluem, os portfólios serão revistos para coerência e resili-

ência: As empresas se concentrarão cada vez mais em ativos para formar seu portfólio de maneira econômica. Para as empresas do lado *upstream* da cadeia, as oportunidades de fusões e aquisições representam uma parte crítica da reavaliação do portfólio;

- e) As empresas vão explorar novas formas de implantação de tecnologia: As empresas terão de examinar o papel que as tecnologias digitais podem desempenhar na melhoria do seu desempenho. Novas aplicações certamente serão desenvolvidas para suportar funções de *back-office* e compartilhadas, onde as recompensas são modestas, mas a adoção de tecnologia também terá que ir além dessas implementações óbvias. Por exemplo, a robótica provavelmente se tornará mais comum na indústria, para lidar com tarefas complexas e repetitivas, como conectar tubos e substituir máquinas quebradas, o que, por sua vez, reduzirá os requisitos de mão de obra;
- f) Abordagens inovadoras para manter e recrutar talentos serão essenciais para o sucesso no longo prazo: O custo humano da reestruturação no setor de petróleo e gás tem sido enorme. O *downsizing*, que tem sido cíclico e áspero, privou a indústria de alguns de seus melhores talentos veteranos, ao mesmo tempo em que assustou os novos recrutas. No entanto, ainda existem oportunidades que as empresas de petróleo e gás não devem deixar passar. Do ponto de vista da gestão, agora é o momento de recrutar novos talentos de grupos de homens e mulheres altamente capazes, lançando uma rede em uma variedade de regiões globais.

No Brasil, alguns desses modelos e respostas estratégicas já vêm sendo adotados. A Petrobrás tem buscado se desfazer de ativos que não estão diretamente ligados às atividades de exploração e produção, de modo que possa ter uma atuação mais direcionada a essas etapas da cadeia. Adicionalmente, a empresa voltou a abrir concursos para seleção de profissionais, com processos seletivos abertos em 2017 e 2018, após quase dois anos sem concurso e com redução de quadro.

Em termos de perspectivas, assim como ocorre em nível mundial, a tendência é que, com a melhoria do quadro relativo aos preços do petróleo, haja retomada dos investimentos no setor. As mudanças na regulação do setor efetuadas em 2016 e 2017 (ver Quadro 2) também contribuirão para essa retomada. Uma prova disso foi o resultado dos leilões realizados em setembro/2017 e outubro/2017 (ver Quadro 4), em que houve a participação efetiva de grandes *players* globais do setor, que arremataram áreas, ou em parceria com a Petrobrás, ou de forma isolada.

No Nordeste também há uma expectativa de retomada dos investimentos, já que nas duas últimas rodadas de licitação foram ofertadas áreas localizadas na região (13ª rodada de concessões, em outubro/2015 e 14ª rodada de concessões, em setembro/2017), tendo sido arrematadas

áreas nas bacias de Alagoas, Barreirinhas, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo e Sergipe, com destaque para os investimentos mínimos previstos nas bacias Parnaíba (R\$ 173,8 milhões), Recôncavo (R\$ 51,4 milhões) e Sergipe (R\$ 87,5 milhões). Na 15ª rodada de concessões, prevista para ser realizada em março/2018, serão ofertadas áreas nas bacias marítimas do Ceará, Potiguar e Sergipe-Alagoas, bem como na bacia terrestre Parnaíba. A propósito, essa última tem se destacado nos investimentos para exploração de gás natural e, considerando-se o potencial de exploração do gás natural e também do LGN como combustíveis, é importante que sejam monitoradas com maior atenção as necessidades de investimento e financiamento das empresas que estão investindo na exploração e produção nessa bacia.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Anuário Estatístico 2017**. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/3819-anuario-estatistico-2017> Acesso em 12 Dez. 2017a.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Dados estatísticos**. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos> Acesso em 12 Dez. 2017b.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Exploração e produção de óleo e gás**. Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas> Acesso em 18 Jan. 2018.

AJAJ, C. **Monopólio do Petróleo e a Emenda Constitucional N. 9, de 1995**. 2007. 100 f. Dissertação (Mestrado em Direito Político e Econômico) – Curso de Pós-Graduação *Stricto Sensu* em Direito Político e Econômico, Universidade Presbiteriana Mackenzie, São Paulo.

AVATA. **The Oil & Gas Industry**. Disponível em <http://avata.com/oil-gas> Acesso em 11 Dez. 2017.

BISCARDINI, G.; MORRISON, R.; BRANSON, D.; DEL MAESTRO, A. **2017 Oil and Gas Trends: adjusting business models to a period of recovery**. Disponível em <https://www.strategyand.pwc.com/trend/2017-oil-and-gas-trends> Acesso em 16 Nov. 2017.

BISCARDINI, G.; SCHMILL, R.; DEL MAESTRO, A. **Small going big: Why small-scale LGN may be the next big wave**. Disponível em <https://www.strategyand.pwc.com/reports/small-going-big> Acesso em 16 Nov. 2017.

BRASIL-ROUNDS. **Licitações de Petróleo e Gás**. Disponível em <http://www.brasil-rounds.gov.br/index.asp> Acesso em 19 Jan. 2018.

BRITISH PETROLEUM. **BP Statistical Review of World Energy June 2017**. Disponível em <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-e>

[nergy-2017-full-report.pdf](#) Acesso em 12 Dez. 2017.

DEIMLING, M. J.; TRICHES, D. Uma avaliação da regulação e concessão do setor de petróleo no Brasil após a Lei 9.478/97. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental Santa Maria**, v. 19, n. 2, p. 805–829, 2015.

EMPRESA DE POLÍTICA ENERGÉTICA – EPE. **Boletim de Conjuntura da Indústria de Petróleo**, ano 1, n. 1, 2016.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA – IPEA. O que é? Petróleo Brent e WTI. **Desafios do Desenvolvimento**, ano 2, edição 16, 2005. Disponível em [http://desafios.ipea.gov.br/index.php?option=com\\_content&view=article&id=2083:catid=28&Itemid=23](http://desafios.ipea.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=2083:catid=28&Itemid=23) Acesso em 08 Fev. 2018.

INVESTING.COM. **Petróleo Brent futuros dados históricos**. Disponível em <https://br.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data> Acesso em 01 Fev. 2018.

KIMURA, R. M. **Indústria Brasileira de Petróleo: uma**

análise da cadeia de valor agregado. 104 f. Monografia (Bacharelado) – Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro/RJ, 2005.

MINISTÉRIO DO TRABALHO – MTE. **Relação anual de informações sociais**. Disponível em <http://bi.mte.gov.br/bgcaged/rais.php> Acesso em 21 Dez. 2017.

PEDROSA, O.; CORRÊA, A. A crise do petróleo e os desafios do pré-sal. **Boletim de Conjuntura do Setor Energético**, n. 2, p. 4-14, Fev. 2016.

PETROBRAS. Fatos e Dados. **Participação do setor de petróleo e gás chega a 13% do PIB brasileiro**. Disponível em <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/participacao-do-setor-de-petroleo-e-gas-chega-a-13-do-pib-brasileiro.htm> Acesso em 12 Dez. 2017.

QUEIROZ, H. **A Regulação da Indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis e seus atuais desafios**. Disponível em [http://www.ie.ufrj.br/images/pesquisa/pesquisa/textos\\_sem\\_peq/texto2808.pdf](http://www.ie.ufrj.br/images/pesquisa/pesquisa/textos_sem_peq/texto2808.pdf) Acesso em 15 Jan. 2018.

## ANÁLISES DISPONÍVEIS

- [Cajucultura nordestina continua em declínio](#)
- [Rochas ornamentais: novas perspectivas de investimento](#)
- [Textile industry \(english version\)](#)
- [Produção de Grãos: Feijão, Milho e Soja](#)
- [Turismo no Nordeste: Aspectos Gerais](#)
- [A adaptação do Nordeste ao cenário de modernização da cocoicultura](#)
- [Indústria petroquímica](#)
- [Infraestrutura de saneamento na região Nordeste](#)
- [Desempenho da apicultura nordestina em anos de estiagem](#)
- [Produção de grãos: grandes desafios do agricultor brasileiro](#)
- [Produtor de café no Brasil: mais agro e menos negócio](#)
- [Semiárido: Setores estratégicos e o déficit na produção de bens finais](#)
- [Retrato da Silvicultura na Área de Atuação do Banco do Nordeste](#)
- [Potencialidades da Energia Eólica no Nordeste](#)
- [Produção de algodão](#)
- [Indústria de bebidas alcóolicas](#)
- [Agroindústria sucroalcooleira](#)
- [Indústria da Construção Civil](#)
- [Indústria de Alimentos](#)
- [Logística de armazenagem: Produtos químicos](#)
- [A Indústria de vidros planos](#)
- [Indústria petroquímica](#)
- [Análise dos fluxos de comércio no semiárido](#)
- [Indústria de autopeças](#)
- [Produção nordestina de açúcar e álcool](#)
- [Agroindústria da carne no Nordeste](#)
- [Energia solar no Nordeste](#)
- [Carcinicultura no Nordeste: velhos desafios para a geração de emprego e renda](#)
- [Matriz de Insumo-Produto do Nordeste: demanda final doméstica](#)

## PRÓXIMAS ANÁLISES

- Shopping Center
- Saúde pública e privada
- Economia criativa: artesanato
- Cerâmica vermelha
- Grãos
- Energia eólica
- Energia solar
- Citricultura
- Agroindústria de alimentos
- Floricultura
- Agrindústria da carne
- Olericultura no Nordeste