

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
FACULDADE DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**

RÔMULO DOS SANTOS

**O CRESCIMENTO ECONÔMICO INDUZIDO PELA INDÚSTRIA PETROLÍFERA
NO BRASIL: LIÇÕES A SEREM APRENDIDAS A PARTIR DO MODELO
NORUEGUÊS**

Porto Alegre

2016

RÔMULO DOS SANTOS

**O CRESCIMENTO ECONÔMICO INDUZIDO PELA INDÚSTRIA PETROLÍFERA
NO BRASIL: LIÇÕES A SEREM APRENDIDAS A PARTIR DO MODELO
NORUEGUÊS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Faculdade de Ciências Econômicas da UFRGS como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Economia, com ênfase em Economia do Desenvolvimento.

Orientador: Prof. Dr. Ronaldo Herrlein Júnior.

Porto Alegre

2016

CIP - Catalogação na Publicação

Santos, Rômulo dos

O crescimento econômico induzido pela indústria petrolífera no Brasil: lições a serem aprendidas a partir do modelo norueguês / Rômulo dos Santos. -- 2016.

100 f.

Orientador: Ronaldo Herrlein Júnior.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Faculdade de Ciências Econômicas, Programa de Pós-Graduação em Economia, Porto Alegre, BR-RS, 2016.

1. Cadeia produtiva. 2. Crescimento econômico. 3. Política industrial. 4. Petróleo. 5. Pré-sal. I. Herrlein Júnior, Ronaldo, orient. II. Título.

Elaborada pelo Sistema de Geração Automática de Ficha Catalográfica da UFRGS com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

RÔMULO DOS SANTOS

**O CRESCIMENTO ECONÔMICO INDUZIDO PELA INDÚSTRIA PETROLÍFERA
NO BRASIL: LIÇÕES A SEREM APRENDIDAS A PARTIR DO MODELO
NORUEGUÊS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Faculdade de Ciências Econômicas da UFRGS como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Economia, com ênfase em Economia do Desenvolvimento.

Aprovada em: Porto Alegre, 30 de setembro de 2016.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Ronaldo Herrlein Júnior – Orientador
UFRGS

Prof. Dr. Flávio Benevett Fligenspan
UFRGS

Prof. Dr. Octavio Augusto Camargo Conceição
UFRGS

Prof. Dr. Ricardo Dathein
UFRGS

AGRADECIMENTOS

Embora a redação desta dissertação tenha sido um trabalho, sobretudo individual existiram, ao longo desses meses, pessoas e Instituições responsáveis por diminuir a dificuldade inerente a esta tarefa, seja através de suporte técnico, emocional ou mesmo servindo como fonte de inspiração. Dentro deste contexto agradeço em primeiro lugar aos meus pais, Celso e Ilaine, pelos seus enormes sacrifícios no intuito de garantir a melhor oportunidade de educação possível aos seus três filhos. Também foram eles que, através de seus ensinamentos, ajudaram a estabelecer os meus mais nobres valores e padrões morais. Agradeço também os meus mestres, figuras extremamente importantes na minha formação acadêmica e cidadã. À UFRGS e ao PPGE – em especial ao pessoal da Secretaria – pelo suporte técnico necessário. Sou grato também a minha amada esposa Franciele pelo carinho, compreensão e apoio despendidos por ela nos últimos dois anos, suporte sem o qual seria praticamente impossível concluir o curso de mestrado. Finalmente, e não menos importante, a minha recém-nascida filhinha Mariana, que serviu de derradeira inspiração para a conclusão deste trabalho. Serão as novas gerações de brasileiros, como a Mariana, que poderão desfrutar de um país mais justo, seguro e desenvolvido quando as riquezas oriundas da exploração do Pré-sal forem utilizadas no sentido de melhorar a qualidade de vida das pessoas.

RESUMO

As descobertas de petróleo do Pré-sal vão garantir ao Brasil os recursos que, se bem administrados, poderão auxiliar o país a superar as barreiras impostas pelo subdesenvolvimento econômico. Utilizando a experiência norueguesa de administração do setor petrolífero como modelo, esta dissertação apresenta proposições acerca das diretrizes básicas a serem seguidas por uma política brasileira do petróleo cujo intuito seja induzir o crescimento econômico do país. Nesse sentido, são apresentados os principais pontos da política norueguesa – principalmente aqueles que dizem respeito ao desenvolvimento da cadeia produtiva local – os quais podem ser replicados para o caso brasileiro além de outras sugestões coletadas em bibliografia específica. Também são apresentados os projetos e programas do Governo Federal que configuram uma política industrial já em andamento. Por fim, conclui-se pela necessidade de se ampliar essas iniciativas já incipientes bem como de criação de formas mais eficientes de apropriação pela sociedade brasileira das receitas oriundas da exploração do Pré-sal.

Palavras-chave: Cadeia produtiva. Crescimento econômico. Política industrial. Petróleo. Pré-sal.

ABSTRACT

Brazil pre-salt discoveries will ensure the resources that, if well managed, can help the country to overcome the barriers imposed by economic underdevelopment. Using the Norwegian management experience in the oil industry as a model, this work aims to present what are the basic guidelines to be followed by a Brazilian oil policy in order to induce economic growth. In this sense, will be presented the main points of Norwegian policies (especially those that concern the development of local supply chain) which can be replicated for Brazil and other suggestions collected in specific literature as well. Projects and other government programs showing an industrial policy already in progress will also be presented. Finally, it concludes by the need to expand those already incipient initiatives and the creation of more efficient forms of appropriation, by the Brazilian society, of revenues from the oil exploitation and production.

Keywords: Economic growth. Industrial policy. Petroleum. Pre-salt. Supply chain.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Investimentos e custos de exploração na plataforma continental norueguesa: 1970-2015.	49
Gráfico 2 - Preço do barril de óleo cru (Brent) x produção de petróleo na Noruega.	56
Gráfico 3 - Evolução anual das reservas das principais companhias petrolíferas de capital aberto (em milhões de barris de óleo equivalente - boe).	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Indicadores Econômicos da Noruega (em %).	19
Tabela 2 - Participação norueguesa e estrangeira nas rodadas de licitações.	46
Tabela 3 - Indicadores macroeconômicos do setor petrolífero norueguês em 2013	59
Tabela 4 - Indicadores financeiros selecionados, dos anos de 2013/2014, de algumas grandes companhias petrolíferas de capital aberto.	79
Tabela 5 - Produção diária média de petróleo e gás natural nos anos de 2014/2015 das maiores companhias petrolíferas de capital aberto do mundo.	80
Tabela 6 - Reservas de petróleo comprovadas por companhia petrolífera (em milhões de barris).....	80

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AFF	Administrative Research Fond at the Norwegian School of Economics and Business Administration
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ANTAQ	Agência Nacional de Transportes Aquaviários
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
boe	Barris de óleo equivalente
boed	Barris de óleo equivalente por dia
bpd	Barris de petróleo por dia
CEO	Chief Executive Officer
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
COMPERJ	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro
CT-Petro	Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor de Petróleo
EBITDA	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization
EBN	Empresa Brasileira de Navegação
E&P	Exploração e Produção
EEA	European Economic Area
FGCN	Fundo de Garantia à Construção Naval
FIDC	Fundos de Investimentos em Direitos Creditórios
FMM	Fundo de Marinha Mercante
IEDI	Instituto de Estudos para o Desenvolvimento Industrial
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
KonKraft	Konkurranskraft
m ³	Metros cúbicos
MPE	Ministry of Petroleum and Energy
NC	Norwegian Contractors
NCE	Norwegian Centers of Expertise
NHO	Confederation of Norwegian Enterprise
NOK	Norwegian Kroner
NORSOK	Norsksokkels

NPC	Norwegian Petroleum Consultants
NPD	Norwegian Petroleum Directorate
NYSE	New York Stock Exchange
OECD	Organisation for European Economic Cooperation
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PD&I	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
P&G	Petróleo e Gás Natural
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PPSA	Pré-sal Petróleo S.A.
PRH-ANP	Programa de Recursos Humanos da ANP
PROMINP	Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural
PROREFAM	Programa de Renovação e Ampliação da Frota de Apoio Marítimo
REB	Registro Especial Brasileiro
RENEST	Refinaria do Nordeste
ROV	Remotely Operated Vehicle
SDFI	State's Direct Financial Interest

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
2	A HISTÓRIA DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA NORUEGUESA	18
2.1	Uma breve história econômica da Noruega.....	18
2.2	As raízes do modelo norueguês e a evolução da política de concessões	21
2.3	Os primeiros anos de exploração petrolífera na Noruega.	25
2.3.1	O conteúdo local antes da fase protecionista.	28
2.3.2	A criação da Statoil.....	31
2.3.3	As diretrizes da Política do Petróleo Norueguesa.....	34
2.4	A fase protecionista.....	36
2.4.1	A evolução dos fornecedores noruegueses a partir de um ambiente protecionista.	42
2.5	O fim da era protecionista.	43
2.5.1	Um novo contexto político-econômico nacional e internacional.	45
2.5.2	O apoio à indústria nacional na era da globalização.....	51
2.6	Resultados alcançados pela política de fomento à indústria norueguesa de Petróleo e Gás.....	54
3	POLÍTICAS PÚBLICAS SETORIAIS E O MODELO NORUEGUÊS DE EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA	58
3.1	Instituições para o desenvolvimento da indústria petrolífera	60
3.2	Políticas públicas para o desenvolvimento do setor petrolífero	61
3.2.1	Políticas de estruturação física.....	61
3.2.2	Políticas de desenvolvimento da cadeia de valor	62
3.2.3	Políticas para transferência de conhecimento e tecnologia	64
3.2.4	Políticas de incentivo a Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	66
3.2.5	Políticas de desenvolvimento da força de trabalho.....	70
3.3	O desenvolvimento da cadeia produtiva através da formação de <i>clusters</i> regionais	71
4	DIRETRIZES BÁSICAS A SEREM PERSEGUIDAS PELA POLÍTICA BRASILEIRA DO PETRÓLEO	75
4.1	O Fundo Social e o regime de partilha.....	75
4.2	A questão da Petrobras	77
4.3	O fomento à cadeia produtiva no Brasil	82

4.3.1	Investimentos na área de Refino, Transportes e Distribuição a partir de políticas empresariais.....	85
4.3.2	Políticas empresariais para a área de Exploração e Produção	87
4.3.3	Políticas de fomento à P&D no Brasil	88
4.4	Recomendações para a Política Brasileira do Petróleo.....	90
5	CONCLUSÃO	93
	REFERÊNCIAS.....	96

1 INTRODUÇÃO

A partir da descoberta do petróleo e do gás natural submersos no litoral brasileiro, em um tipo de formação geológica conhecida como província do Pré-sal¹, surgiu de maneira intensa o debate sobre qual seria a melhor forma de administrar e potencializar as riquezas provenientes desta nova fonte de exploração. Em um primeiro momento a questão centrou-se em discutir somente a forma de divisão, entre os entes federados, dos *royalties* e de outras receitas diretas originárias da exploração do petróleo e também em como e aonde seriam aplicados estes novos recursos (educação, saúde, etc.). Contudo, muito além dessa discussão, centrada na questão da aplicação e distribuição destas receitas tributárias, faz-se necessária outra – igualmente importante – que leve em consideração o papel indutor, para o restante da economia nacional, do desenvolvimento da cadeia produtiva relacionada ao setor de exploração do petróleo e do gás natural.

Dentro deste contexto, a opção pelo renascimento da indústria naval brasileira aparece como uma das alternativas para potencializar o crescimento da atividade industrial doméstica. Sendo este um ramo tradicionalmente parceiro da lavra do petróleo em águas profundas, seria natural que também fosse o primeiro a receber os incentivos estatais. Assim, a partir de 2003, o Estado brasileiro elaborou uma série de instrumentos legais os quais caracterizam uma política de incentivo direta a este setor, cujo interesse primordial seria transformar novamente a indústria naval brasileira em uma das maiores do mundo, capaz de atender sozinha a enorme demanda de encomendas ensejada pela descoberta do Pré-sal. Contudo, o incentivo ao renascimento da construção naval brasileira parece não ser suficiente para impedir o surgimento dos problemas econômicos derivados da especialização produtiva.

Apesar de alguns países terem alcançado sucesso na exploração dos seus recursos naturais, existe a preocupação de que a intensificação da extração petrolífera no Brasil possa precipitar o problema conhecido na literatura econômica como a “maldição dos recursos naturais”². De acordo com esta teoria, existe algum tipo de “maldição” irreversível que aflige todos os países detentores de grandes recursos naturais. Não obstante, também serve de argumento para aqueles que condenam qualquer tipo de incentivo à exploração petrolífera no

¹ A província petrolífera do Pré-sal possui cerca de 800 km de extensão e 200 km de largura, em uma área total de 149.000 km², abrangendo os litorais dos estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina (SOUZA, 2010, p. 4).

² Veríssimo e Xavier (2014) argumentam que “o súbito aumento da renda decorrente da exploração daqueles recursos (derivado de um aumento dos preços destes produtos ou da descoberta de novas fontes) cria uma falsa ideia de segurança e enfraquece a necessidade percebida de investimento e promoção de estratégias de crescimento” (VERÍSSIMO; XAVIER, 2014, p. 269).

Brasil. Um segundo problema, também derivado da especialização produtiva, diz respeito ao efeito sobre o câmbio ensejado pela massiva entrada de divisas estrangeiras – provocada pelo crescimento súbito das exportações de recursos naturais. A vantagem comparativa na produção de bens primários, ao aumentar a venda externa destes bens e em consequência a entrada de divisas estrangeiras, mantém a taxa de câmbio real sobrevalorizada, o que provoca, com o passar do tempo, a transferência de capitais da indústria para o setor produtor de *commodities*. A consequência nefasta deste processo é a desindustrialização, ou, em outros termos, a “doença holandesa”³.

Embora seja verdade que algumas nações possuidoras de grandes reservas petrolíferas possam enfrentar problemas de ordem política e econômica – associados ou não a conflitos militares – o exemplo de alguns países, como o caso da Noruega, mostra que é possível impulsionar o crescimento econômico através da exploração desta riqueza. A possibilidade de se criar uma ampla política industrial que englobe toda a cadeia produtiva do setor petrolífero – e não apenas a indústria naval – surge como opção viável para induzir o crescimento econômico do país e minimizar o problema da “maldição dos recursos naturais”. Dessa forma, a experiência norueguesa – em fomentar toda a cadeia de valor em torno da extração de petróleo – pode ser utilizada pelo Brasil como exemplo de política industrial bem-sucedida.

No intuito de minimizar o impacto negativo que a descoberta de petróleo pode causar à economia, o Brasil deve extrair tais recursos em velocidade compatível à capacidade de investimento das empresas petrolíferas nacionais, em particular, da Petrobras. Por um lado, a pressa em extrair tais recursos impede o desenvolvimento das leis e instituições necessárias à apropriação máxima pelo Estado da renda do petróleo. Por outro lado, deixar em poder de empresas estrangeiras a maior parte da cadeia produtiva impede o crescimento de fornecedores domésticos capazes de minimizar o problema da “doença holandesa”, ou seja, o país deve resistir à tentação de especializar a sua economia somente na extração do petróleo.

De fato, essa foi exatamente a base da política do petróleo norueguesa, o que torna o país um exemplo a ser seguido pelas demais nações possuidoras de generosas reservas petrolíferas, entre as quais se destaca o Brasil. A experiência norueguesa pode ser dividida em quatro eixos principais: a ênfase no conteúdo local da produção; a sustentabilidade da

³ O problema da desindustrialização que, de acordo com Bresser-Pereira (2009), agravou-se com a abertura comercial e financeira abrupta do início da década de 1990, também pode ser potencializado caso haja uma massiva entrada de divisas estrangeiras como resultado do aumento expressivo das exportações de petróleo. Se não houver a efetiva esterilização desses novos capitais, haverá valorização do câmbio e diminuição da competitividade do produto manufaturado brasileiro em comparação aos seus similares estrangeiros. A criação do Fundo Social (BRASIL, 2010) também tem o objetivo de evitar a valorização do câmbio doméstico e, conseqüentemente, proteger a competitividade da indústria nacional.

produção; a distribuição igualitária dos recursos e; o estabelecimento de um fundo financeiro destinado às futuras gerações.

A política de conteúdo local ajudou a Noruega a desenvolver uma eficiente indústria petrolífera⁴, capaz de sobrepujar todos os desafios inerentes à exploração de petróleo em águas profundas, em um ambiente dominado por poderosas empresas multinacionais. Já a criação de um fundo, cujo objetivo é reservar parte do excedente para o desenvolvimento futuro da nação, torna a experiência norueguesa inédita, pois garante que uma grande parte da renda do petróleo se destine à sociedade e não apenas às multinacionais petrolíferas estrangeiras. Também tem a função de minimizar o impacto sobre o câmbio doméstico provocado pela entrada de divisas oriundas da exportação do petróleo (previne contra a “doença holandesa”).

O sucesso do modelo norueguês não pode ser atribuído somente à criação e ao desenvolvimento de uma petrolífera estatal, a Statoil. Embora a importância de se internalizar a produção de petróleo seja indiscutível, a indústria fornecedora se mostra mais importante tanto em relação à demanda por mão de obra (aumento do emprego) quanto em relação à criação de riqueza. A Statoil, dessa forma, através da sua política de alocação de contratos de fornecimento de bens e serviços, acabou induzindo o desenvolvimento dos fornecedores locais da cadeia produtiva. A pressão exercida pela empresa estatal foi no mínimo tão importante para a organização e o crescimento doméstico do setor quanto à legislação e outros mecanismos institucionais de proteção à indústria petrolífera nacional.

Assim, tanto a criação de uma petrolífera estatal quanto o estímulo aos fornecedores locais fizeram parte de uma estratégia governamental maior cujo principal objetivo era manter em poder do Estado norueguês a maior parcela possível da renda do petróleo. Embora houvesse a possibilidade de maximizar essa renda via tributação de companhias estrangeiras,

⁴ Mesmo que tanto fornecedores como operadores sejam classificados genericamente como indústria petrolífera, é preciso destacar algumas nuances que diferenciam tais empresas, para que seja possível compreender o mecanismo de transferência de renda entre elas. As empresas operadoras, vulgarmente chamadas de petrolíferas, têm como objetivo principal a apropriação da renda econômica oriunda da exploração de um recurso natural. O termo renda é aqui empregado no mesmo sentido em que foi originalmente cunhado pelos economistas clássicos. A renda do petróleo é uma receita extra, geralmente muito grande e bem acima dos custos médios, enquanto o lucro realizado pelas empresas fornecedoras é semelhante aquele obtido pelos capitalistas comuns em um ambiente competitivo. As petrolíferas podem garantir que seus fornecedores realizem apenas o lucro normal da atividade econômica através de uma política de contrato que induza a concorrência entre licitantes. Além disso, os grandes blocos de exploração geralmente são concedidos a apenas um pequeno número de grandes empresas operadoras, de modo que a estrutura monopsônica resultante favorece estas companhias em relação aos fornecedores de pequeno e médio porte. Contudo, em períodos de grande expansão da atividade, eventuais gargalos na oferta podem surgir de modo que aumenta o poder de barganha dos fornecedores. Assim, essas empresas podem se apropriar de parte dos lucros extraordinários que de outra maneira seriam monopolizados apenas pelas grandes companhias petrolíferas (operadoras).

essa possibilidade foi abandonada pelas autoridades norueguesas uma vez que estas perceberam que a falta do conhecimento tecnológico poderia significar a dependência em relação às empresas multinacionais.

Antes da descoberta dos seus maiores campos petrolíferos, a Noruega pretendia criar as melhores condições para o investimento estrangeiro no setor. A situação se inverteria no período entre 1970-80, quando o principal objetivo passou a ser a internalização da cadeia produtiva do setor petrolífero. Já início dos anos 1990 marcou uma mudança nos rumos da política petrolífera do país. Tanto as companhias petrolíferas como os fornecedores domésticos passaram a empreender esforços no sentido de internacionalizar as suas atividades. Também as barreiras protecionistas formais foram gradualmente abandonadas.

A política do petróleo norueguesa tinha como objetivo, desde o início, permitir que a indústria nacional dominasse todos os elos da cadeia produtiva, inclusive aqueles providos de maior densidade tecnológica. Obviamente, logo no início da exploração da plataforma continental norueguesa, as empresas nacionais precisaram se engajar no fornecimento de bens e serviços de menor valor agregado. Contudo, em apenas duas décadas de exploração, a indústria nacional já havia, inclusive, dominado os ramos mais avançados da cadeia produtiva do petróleo. Na década de 2000 a produção estava claramente especializada. A construção de grandes instalações havia sido deslocada para os países do leste asiático, enquanto a produção doméstica se concentrava na venda – tanto externa quanto interna – de tecnologia e mão de obra especializada. Assim, a exploração das vantagens comparativas aconteceu somente após o país dominar a tecnologia relevante em todos os elos da cadeia produtiva.

Certamente algumas das decisões tomadas pelas autoridades da Noruega no início da década de 1970 podem não fazer sentido hoje para as autoridades brasileiras. No entanto, o pioneirismo do país no desenvolvimento de tecnologias para a exploração *offshore* deve revelar algumas lições gerais que podem ser seguidas pela nação sul-americana. A experiência norueguesa também apresenta todo um arcabouço institucional (formado pela sociedade civil, forças políticas e setores da indústria) mobilizado no sentido de mudar o curso de desenvolvimento do país. É muito provável que o sucesso da indústria petrolífera norueguesa não aconteceria sem a correlação de forças em prol do desenvolvimento observada entre os diversos setores da sociedade.

Ainda que o contexto brasileiro no momento da descoberta do Pré-sal seja distinto daquele enfrentado pela Noruega no final da década de 1960, no sentido de que já existe no país uma empresa nacional com competências tecnológicas suficientes para extrair petróleo a partir de águas profundas, os demais integrantes da cadeia de valor desta indústria se

encontram em estágio de desenvolvimento semelhante ao dos seus congêneres noruegueses. Dessa forma, o investimento inicial na indústria petrolífera, assim como no caso norueguês, dependerá em parte do aporte financeiro de companhias petrolíferas e fornecedores internacionais, além de uma ampla política de financiamento via bancos públicos nacionais.

O objetivo geral desta dissertação é, portanto, demonstrar a importância para o desenvolvimento do Brasil de uma nova política industrial centrada no setor petrolífero como indutor do crescimento econômico, utilizando como base a experiência norueguesa.

Os objetivos específicos são, a seguir, elencados:

- a) apresentar a formação histórica do modelo norueguês de exploração do petróleo;
- b) analisar as generalidades e nuances do modelo institucional norueguês para a indústria do petróleo, com ênfase nas políticas públicas executadas, verificando as possibilidades de replicação conforme a realidade brasileira;
- c) demonstrar empiricamente a importância, nos últimos anos, da cadeia produtiva do setor petrolífero para o crescimento do investimento e dos empregos no Brasil e;
- d) apontar a relevância da criação de uma política industrial própria para o setor, que priorize a utilização de conteúdo local, cujo intuito seja o fortalecimento de toda a cadeia produtiva envolvida no processo de extração do óleo cru.

No intuito de se atingir os objetivos acima propostos, essa dissertação está estruturada em três capítulos, além desta primeira seção, de caráter introdutório, e da última, a guisa de conclusão, conforme seguem:

- a) o capítulo dois está organizado de maneira a apresentar o contexto histórico a partir do qual se inicia a exploração petrolífera na Noruega. Portanto, discorre sobre a formação histórica da política de petróleo do país escandinavo no intuito de demonstrar como uma indústria de base natural (hidrelétrica) pôde servir de substrato para a estratégia norueguesa de gestão dos recursos petrolíferos. Também descreve a evolução histórica da indústria petrolífera no país, além de apontar quais foram as diretrizes básicas que nortearam a política norueguesa do petróleo;
- b) o capítulo três descreve quais foram as principais políticas públicas executadas pelo Governo norueguês com o objetivo de incentivar o desenvolvimento de uma indústria local de Petróleo e Gás (P&G). Também serve de substrato para as recomendações que serão propostas para o Brasil no capítulo seguinte;

- c) finalmente, o capítulo quatro apresenta as recomendações necessárias à replicação do modelo norueguês para o Brasil. As principais diretrizes para a formulação de uma política brasileira do petróleo, que concorra para o desenvolvimento econômico, são então apresentadas. Por último, este capítulo também procura demonstrar a importância – tanto atual quanto futura – do fomento à cadeia produtiva do setor petrolífero (e seus impactos sobre a geração de emprego e renda) bem como o seu potencial efeito multiplicador sobre os demais setores da economia.

2 A HISTÓRIA DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA NORUEGUESA

O exemplo bem-sucedido da política norueguesa do petróleo evidencia como o crescimento deste setor pode influenciar positivamente todo o restante da economia. Este capítulo tem como objetivo apresentar a história da exploração petrolífera na Noruega, mostrando os desafios enfrentados e os resultados alcançados através da política de incentivo à indústria de petróleo e gás (P&G) e, em especial, de fomento à cadeia produtiva.

2.1 Uma breve história econômica da Noruega

A economia da Noruega, no início do século XX, era baseada na exploração de recursos naturais, principalmente celulose e pescado⁵. As primeiras indústrias instaladas no país tinham então o objetivo de beneficiar e adicionar maior valor agregado a esta produção. Ryggvik (2010, p. 15) defende a tese de que foi o potencial hidrelétrico do país o principal responsável pelo nascimento de sua indústria pesada. A instalação de usinas hidrelétricas induziu o investimento, primeiramente, na produção de equipamentos elétricos. A consequente criação de excedente nesse setor foi logo transferida, através de inversões, para outros segmentos industriais, como o de eletroquímicos e metais⁶. Assim, no primeiro quartel do século XX, estes produtos já estariam inclusos na pauta de exportações norueguesa. Entretanto, era a indústria de beneficiamento de produtos primários – principalmente de pescado – o setor mais próspero em termos de comércio exterior. Mesmo assim, é preciso destacar a forte alta, em termos de valor, dos bens manufaturados exportados. Em 1910, apenas 21% do valor das exportações correspondiam a produtos manufaturados. Em 1937, essa proporção chegaria a 47%⁷.

Conforme relato de Carvalho, M. (2011), a economia norueguesa vinha apresentando acelerado crescimento econômico, sobretudo em razão das medidas de salvaguarda à indústria local adotadas pelo Estado como, por exemplo, o estabelecimento de cotas e tarifas sobre

⁵ Para Basberg (2002, p. 4) a industrialização norueguesa obedeceu certas etapas bem definidas: Primeiro o desenvolvimento da indústria têxtil e mecânica (manutenção de equipamentos importados) no início da década de 1840, em seguida o processamento de madeira entre 1870 e 1880 enquanto as indústrias metalúrgica e química surgiram na virada do século.

⁶ A produção de fertilizantes e a indústria metalúrgica (no caso da Noruega o beneficiamento do alumínio) são intensivas no uso de eletricidade. Daí a íntima correlação entre a produção hidrelétrica e o desenvolvimento destas novas indústrias (BASBERG, 2002, p. 4).

⁷ Os dados de exportação da economia norueguesa (na primeira metade do século XX) foram obtidos a partir de um *draft* publicado no sítio das Nações Unidas (UN, 2016a).

importação e o abandono do padrão ouro entre os anos de 1931 e 1932⁸. A desvalorização consequente da moeda aumentou a competitividade internacional dos produtos noruegueses bem como criou subsídios para a intensificação de um modelo de industrialização substitutiva de importações. A autora destaca, contudo, que o cenário econômico viria a se deteriorar após o início da segunda guerra mundial e a posterior ocupação alemã. O conflito interrompeu a pequena fase de prosperidade experimentada pela nação no início do século XX. Em meados de 1945, o esforço de guerra havia levado a economia norueguesa à exaustão e ao caos.

O Partido Trabalhista, que se manteve no poder após o fim da Segunda Grande Guerra, estabeleceu um governo cuja prioridade era a reconstrução do país e de sua economia, através do planejamento e de intensa participação do setor público. Embora reticente em aceitar a ajuda financeira americana proposta ao final da guerra, o governo norueguês acabou, enfim, cedendo. Os recursos provenientes do Plano Marshall foram fundamentais para a recuperação econômica subsequente. Entre 1948 e 1952, a Noruega recebeu mais de US\$ 400 milhões, montante que, em termos per capita, garantiria o país entre os maiores beneficiários do Plano (CARVALHO, M., 2011, p. 102-103).

Os anos entre 1950 e 1973 foram de intensa prosperidade para a economia norueguesa. De acordo com dados levantados por Carvalho, M. (2011, p. 103), o PIB per capita cresceu neste período a uma taxa de 3,3% ao ano, associado ainda a baixas taxas de inflação e desemprego. Ao final dos anos 1960, quando o mundo desenvolvido já começava a experimentar os primeiros sinais da crise do modelo fordista (que seria deflagrada com a alta repentina nos preços do petróleo em 1973), a Noruega descobriu, no campo de Ekofisk, a primeira de muitas de suas jazidas de óleo localizadas no Mar do Norte. Os recursos provenientes da exploração do petróleo permitiram então que o Estado implementasse uma política fiscal contra cíclica durante o período de “estagflação” dos anos 1970.

Tabela 1 - Indicadores Econômicos da Noruega (em %)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978
Taxa de crescimento do PIB	4,2	5,3	5,5	6,8	3,6	3,5
Taxa de Desemprego	0,8	0,7	1,2	1,1	0,9	1,3
Taxa de inflação	7,5	9,5	11,7	9,1	9,1	8,1
Aumento salarial		14,2	22,0	8,3	10,8	7,9

Fonte: Noreng (2016, p. 220).

⁸ Segundo estimativas de Kugler e Straumann (2009, p.16).

Ryggvik (2010), por outro lado, enfatiza as consequências para a economia do uso indiscriminado de políticas de proteção à indústria. Essa política, caracterizada pelo uso intenso de instrumentos de política industrial como subsídios e isenções fiscais, segundo o autor, resultou em perda de competitividade do produto norueguês em relação ao estrangeiro⁹. A constante alta do preço do barril de petróleo no mercado mundial de 1973 a 1985 provocou um aumento dos custos de trabalho no setor petrolífero, que logo se espalhou para o restante da economia¹⁰. Para Ryggvik (2010) a crescente taxa de desindustrialização enfrentada pelo país foi consequência direta desta política protecionista.

Noreng (2016) argumenta que, além das pressões sobre os custos oriundas do mercado de trabalho, a política de câmbio e a recessão internacional também afetavam negativamente a indústria norueguesa. Na década de 1970, a moeda nacional (a coroa norueguesa ou NOK¹¹) estava atrelada ao marco alemão¹². Por causa das diferenças estruturais entre as economias da Noruega e da Alemanha, o Kroner acabou valorizando em comparação às moedas dos seus principais parceiros comerciais. Assim, as importações tornaram-se mais atrativas ao mesmo tempo em que a indústria nacional tornava-se menos competitiva tanto no mercado interno quanto externo. Do ponto de vista da recessão internacional, a pauta de exportações norueguesas – dominada por materiais básicos e produtos semiacabados – mantinha a economia sensível às flutuações da demanda mundial por *commodities*. Havia então um sério problema estrutural a ser enfrentado pela economia da norueguesa caso a crise internacional se mantivesse por um longo período de tempo.

Para Noreng (2016, p. 224, tradução nossa¹³), a política anticíclica norueguesa, embora tenha protegido à economia nacional durante os anos recessivos, criou distorções internas que acabaram agravando o problema da desindustrialização. Nas palavras do autor:

A política anticíclica, em grande medida, protegeu a indústria norueguesa contra uma situação de deterioração econômica internacional. No entanto, ao mesmo tempo

⁹ Entre os anos de 1974-75, o salário médio da indústria norueguesa cresceu 14% em comparação aos seus principais competidores estrangeiros (NORENG, 2016, p. 223).

¹⁰ A manipulação aritmética dos dados da Tabela 1 mostra um aumento nominal dos salários (entre 1974-78) de 80%, enquanto os preços subiram 57% (no mesmo período). Em termos reais, os ganhos salariais chegaram a 16%.

¹¹ O código da moeda Kroner (ou coroa norueguesa) é NOK. O símbolo dessa mesma moeda é Kr.

¹² Atrelada através de um sistema de taxas de câmbio de flutuação restrita (em relação ao dólar) conhecido como *Snake in the Tunnel*. Para mais informações, ver Delivorias (2015).

¹³ Do original em inglês: “The anticyclical policy to a large extent sheltered Norwegian industry from a deteriorating international situation. But in this way it also distorted the normal market incentives that guard the behavior of industrial firms, allowing them to avoid adjusting to new market realities. It also created a distorted labor market [...] In the long run this policy has hurt productivity, which has been stagnant since 1974. In fact, Norwegian industry has lost market shares at home and abroad, with imports soaring and traditional exports suffering.”.

distorceu os mecanismos de incentivos de mercado os quais preservam o comportamento normal das firmas industriais, permitindo que as empresas não adotassem os ajustes necessários a uma nova realidade de mercado. Isto também criou um mercado de trabalho distorcido [...]. No longo prazo esta política comprometeu a produtividade, a qual continua estagnada desde 1974. De fato, a indústria norueguesa perdeu mercado tanto doméstico como externo, com as importações crescendo e as exportações tradicionais definhando.

Ryggvik (2010) enfatiza uma espécie de pacto social criado partir de então, cujo objetivo maior seria evitar que a riqueza petrolífera se tornasse uma maldição para a sociedade e para a economia do país. As lideranças políticas em conjunto com a sociedade civil promoveram intensos debates com o intuito de formular uma política eficiente – tanto do ponto de vista social quanto econômico – para a administração desta nova riqueza. Por um lado, havia a preocupação de que a quantidade expressiva de divisas estrangeiras geradas pela exportação de petróleo valorizasse demais a moeda norueguesa estimulando as importações em detrimento da produção industrial doméstica. Por outro lado, havia a preocupação de que esses recursos fossem utilizados de maneira eficiente e equitativa também do ponto de vista intergeracional. Larsen (2011, p. 33, tradução nossa¹⁴) acrescenta que a Noruega criou a partir de então mecanismos para regular “[...] o quanto gastar, como gastar e de que maneira as receitas provenientes da extração do petróleo”. Destaca-se dentre esses a criação, em 1986, do The Government Pension Fund¹⁵, cujo objetivo era garantir que parte dessa riqueza também pudesse ser utilizada em benefício das gerações futuras. Também tem a função de estabilizar a economia¹⁶, protegendo-a das oscilações do preço do petróleo e amortecendo o impacto da entrada de divisas estrangeiras sobre a taxa de câmbio (NORWAY, 2014).

2.2 As raízes do modelo norueguês e a evolução da política de concessões

Para entender o sucesso do modelo norueguês de exploração e administração de suas reservas de petróleo, é preciso destacar que este teve como inspiração a própria experiência do país na exploração de outro recurso natural: a energia hidrelétrica. Ryggvik (2010, p. 15) destaca que o país, no início do século XX, não possuía os recursos financeiros nem tampouco a tecnologia necessária para dar início a construção de usinas. Também era preciso

¹⁴ Do original em inglês “[...] instituted rules for how much to spend of its natural and financial wealth, when, and in what ways.”.

¹⁵ Segundo dados de Norway (2014), o valor total do fundo norueguês no final de 2013 era de 5,2 trilhões de coroas norueguesas (US\$ 623,78 bilhões ao câmbio de 18/03/2016).

¹⁶ Também pode ser utilizado para cobrir eventuais déficits orçamentários não relacionados ao setor petrolífero, até um limite de 4% (perspectiva de rendimento anual) do valor do fundo (AFONSO; GOBETTI, 2008, p. 253).

resolver o impasse sobre a quem pertenceria os frutos dessa nova fonte de exploração. A nova lei de quedas d'água estabeleceu, sob protesto dos donos de terras às margens dos rios, que a energia e, por conseguinte, o valor arrecadado com a venda desta, pertenceria ao Estado¹⁷. Já os recursos e a tecnologia necessários para construção das hidrelétricas foram obtidos via investimento direto estrangeiro. Os direitos de exploração sobre as quedas d'água bem como todo o capital investido retornariam para o Estado após 60 anos¹⁸ de concessão, sem nenhuma compensação aos investidores privados. Esse prazo mostrou-se tempo suficiente para que o país adquirisse o *know-how* requerido e depois pudesse administrar por conta própria esse recurso.

Analisando o histórico norueguês na exploração de seus recursos hídricos, Ryggvik (2010, p. 15) aponta vantagem para a Noruega em relação a outras nações petrolíferas, tendo em vista que o país já possuía a experiência de quase meio século de concessões no setor de energia elétrica quando o petróleo foi descoberto no Mar do Norte. No entanto, se do ponto de vista burocrático-legal o país possuía *expertise* suficiente, do ponto de vista tecnológico ainda faltava um longo caminho a ser percorrido. Foi por essa razão que, segundo o autor, na primeira rodada de concessões (1965) todos os blocos foram arrematados por consórcios formados majoritariamente por grandes petrolíferas multinacionais. Além da baixa participação relativa do capital nacional¹⁹ no empreendimento, o Estado exigiu menos

¹⁷ A Lei nº 12 de junho de 1906 (vulgarmente conhecida como “*The Panic Act*”) foi muito mais restritiva em relação à propriedade privada de quedas d'água do que a atual legislação. Tonne (1983, p. 724-726) argumenta que as circunstâncias políticas (recente independência em relação à Suécia) forçaram os legisladores a não permitir, sob hipótese alguma, a propriedade privada de qualquer curso d'água com potencial hidrelétrico. Isto porque o capital internacional já possuía grande parte destes recursos e poderia comprar da iniciativa privada nacional o restante, o que deixaria o país à mercê de interesses estrangeiros. Contudo, em 1917, as Leis de nº 16 e 17 revogaram a legislação anterior sobre o assunto. A Lei nº 16, também conhecida como “*Concession Act*”, regulamentava a aquisição de cachoeiras, minas e outras propriedades Reais. Já a Lei nº 17 regulamentava os cursos d'água (*Water Regulations Act*). Enquanto o objetivo imediato do *Panic Act* era afastar o controle estrangeiro sobre as quedas d'água, as Leis nº 16 e 17 procuravam garantir o controle público e o melhor uso econômico possível dos recursos naturais. De acordo com a legislação, nenhum ente privado poderia adquirir o usufruto ou o título de propriedade de qualquer queda d'água com potencial energético superior 1000 NHP (*natural horsepower*) sem o “consentimento do Rei” ou, em outras palavras, sem uma concessão pública. O Rei, amparado por autorização do Parlamento, podia emitir uma concessão tanto para agentes privados nacionais quanto internacionais, desde que respeitadas algumas regras gerais previstas na legislação e outras específicas estabelecidas pelo Estado em cada caso individual. Ficou estabelecido também que as concessões seriam de no máximo 60 anos. Após este período, tanto as quedas d'água como toda a capacidade física instalada (plantas, barragens, linhas de transmissão, etc.) se tornariam propriedade estatal livres de qualquer custo de transmissão de posse. A maioria das concessões venceu entre as décadas de 1980 e 1990. Após o fim da concessão, foi permitido às empresas privadas arrendarem as instalações no intuito de continuar operando (TONNE, 1983, p. 724-726).

¹⁸ Atualmente, a legislação que regulamenta o uso de quedas d'água e águas subterrâneas (Lei nº 82 do ano de 2000) admite que os contratos de arrendamento das usinas hidrelétricas (cuja propriedade foi revertida ao Estado) assinados a partir de 2008 podem ter duração máxima de 15 anos (GLACHANT *et al.*, 2014).

¹⁹ Para ter uma ideia da ínfima participação do capital nacional nessa primeira rodada de concessões, apenas 6,7% do óleo extraído do campo de Ekofisk pertencia a uma empresa norueguesa, a Hydro, que fazia parte do

*royalties*²⁰ do que o esperado pelas companhias estrangeiras e também ofereceu redução de impostos e outras deduções fiscais. Ryggvik (2010, p. 20) aponta duas justificativas para o montante de benefícios oferecidos: em primeiro lugar, não havia empresas na Noruega tecnologicamente capazes de assumirem tal empreitada. Em segundo lugar, havia a concorrência dos blocos britânicos que, mais ou menos na mesma época, estariam sendo também negociados.

A situação mudaria radicalmente a partir das próximas rodadas de negociação²¹. Havia muita expectativa de que novas e maiores reservas de óleo fossem encontradas mais ao norte do campo de Ekofisk. As empresas estrangeiras que já operavam no local ambicionavam estender ainda mais a sua área de exploração. Entretanto, internamente a sociedade civil e parte da classe política começavam a questionar se o regime de concessão escolhido era o que mais se adequava as necessidades do país²². E, a cada nova eleição, a crítica angariava mais votos e mais adeptos, o que acabou provocando uma mudança profunda na política adotada pelos próximos governos em relação ao setor (RYGGVIK, 2010, p. 21).

A primeira tentativa de nacionalizar a produção de petróleo foi articulada pelo então Ministro da Indústria, Finn Lied, em 1971. O objetivo era fortalecer a empresa Hydro, tendo o Estado como seu principal acionista. A ideia repousava no desejo de desenvolver um instrumento que proporcionasse à nação maior governança e controle sobre a exploração de petróleo. Entretanto, a Hydro não demonstrava ser o instrumento ideal para atingir este objetivo, tendo em vista que já era uma empresa estabelecida e com seus próprios interesses estratégicos. Dessa forma, a ideia de criar uma nova empresa com capital 100% estatal começava a amadurecer. Em junho de 1972, o Parlamento autorizava a criação da petrolífera estatal – a Statoil (RYGGVIK, 2010, p. 25-26).

Além de a Statoil estar autorizada a operar na prospecção do óleo e gás, também estaria engajada no ramo de logística e transporte de petróleo e seus derivados, através de uma

consórcio Petronord. Entretanto, dada à imensidão do campo, essa fatia representou o extraordinário volume de 700 milhões m³ de óleo (RYGGVIK, 2010, p. 20).

²⁰ A Noruega exigiu 10% a título de *royalty* contra os 12,5% que eram esperados pelos consórcios (RYGGVIK, 2010, p. 17).

²¹ Em 1973, depois que o verdadeiro tamanho do campo de Ekofisk foi conhecido, o Governo propôs ao Parlamento um novo projeto de lei que majorava os *royalties*, impostos e taxas sobre a exploração de petróleo (RYGGVIK 2010, p. 51).

²² No processo de extração de petróleo, quanto maior for o tamanho da reserva disponível no campo a ser explorado, menores são os custos em relação à renda obtida. Na medida em que maiores jazidas forem sendo descobertas, o sistema de apropriação de renda pelo Estado deve ser modificado, para que se possa obter a maior receita possível. A Noruega optou pelos dois caminhos disponíveis: para aumentar a parcela da renda dos campos que já haviam sido concedidos à iniciativa privada, optou pela majoração de taxas. Para o caso dos blocos que ainda não haviam sido concedidos, optou pelo aumento da participação do Estado na operação dos novos campos (RYGGVIK, 2010, p. 14).

de suas subsidiárias. Nas próximas rodadas de concessões, embora os consórcios vencedores fossem autorizados também a operar oleodutos e transporte marítimo, em cada um dos contratos foi adicionado uma cláusula que permitia a empresa estatal participar em cerca de 10% de todas as operações logísticas (depois de dois anos de exploração do campo) o que, segundo análise de Ryggvik (2010, p. 44-45) significou uma renda extra em poder do Estado.

Em 1973, a reboque da descoberta pelos ingleses do campo de Brent próximo à fronteira do setor britânico com o norueguês, as petrolíferas Esso e Shell tentaram induzir o governo a abrir nova rodada de concessões. Entretanto, o ministro da indústria Finn Lied e o diretor da Statoil Arve Johnsen tinham ciência de que os campos situados mais ao norte de Ekofisk possuíam um potencial de reservas ainda maior. A ideia destes últimos era então garantir à empresa estatal a maior fatia possível sobre os direitos de exploração destes novos blocos. Porém, burocratas e políticos estavam receosos de que garantir uma fatia muito grande a Statoil poderia afugentar os investidores estrangeiros do setor norueguês, bem como poderia atrasar demais a prospecção do óleo e, conseqüentemente, a realização dos lucros. Ficou então definido que a Statoil seria responsável pela operação de 50% deste bloco, sendo o restante dividido por outras grandes multinacionais estrangeiras. Um ano depois, já em um contexto de disparada nos preços do barril de petróleo, foi descoberto um campo gigantesco nesse bloco, batizado de Statfjord, de tamanho equivalente ao de Ekofisk (RYGGVIK, 2010, p. 30-31).

Em 1978, após a quarta rodada de concessões, o campo de Gullfaks já era operado totalmente por um consórcio 100% norueguês, utilizando os serviços da companhia Esso apenas como um “assistente tecnológico”. Neste momento, o país já havia modificado consideravelmente a sua política de concessões. Como resultado, 58% das licenças de produção já pertenciam a companhias genuinamente norueguesas. Metade do campo gigantesco de Statfjord pertencia a Statoil, sendo que em 1986, por força de contrato, a empresa estatal passaria a ter 100% do controle operacional (RYGGVIK, 2010, p. 41-42; SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 90).

Foram modificados os critérios para a obtenção de licenças, com o intuito de permitir que empresas menores também pudessem participar das rodadas de concessões. Como resultado em 2009 existiam 1405 licenças de produção e 437 operadores. A Statoil era a empresa com o maior número de licenças (219) e autorizações de operação (162). As firmas menores também se tornaram mais ativas na exploração. Em 2009, elas eram responsáveis por cerca de 50% de toda a exploração na plataforma continental norueguesa (SASSON; BLOMGREN 2011, p. 17).

Com o objetivo de tornar a empresa competitiva também no âmbito internacional, em 2007 foi autorizada a fusão entre a Statoil e a empresa Hydro, a qual formou a companhia StatoilHydro ASA. Para Ryggvik (2010, p. 26), o poder de barganha do Estado aumentou consideravelmente após a efetiva operacionalização da companhia estatal, tornando as ameaças das petrolíferas estrangeiras de abandonar a exploração das reservas norueguesas não mais críveis. Seja pela apropriação direta (através da produção das estatais) ou indireta (via impostos), a Noruega assegurava ao Estado cerca de 80% de toda a renda oriunda da lavra (RYGGVIK, 2010, p. 51).

2.3 Os primeiros anos de exploração petrolífera na Noruega

Ryggvik (2010) apresenta um relato histórico sobre a ascensão da indústria petrolífera na Noruega. Conforme narrativa do autor, em outubro de 1962, executivos da ConocoPhillips visitaram a Noruega com o objetivo de tentar garantir o monopólio sobre a extração no setor norueguês ou, pelo menos, uma posição estratégica. Contudo, até então não havia pesquisas geológicas suficientes para embasar qualquer tentativa de perfuração na plataforma continental norueguesa. O conhecimento sísmológico da região estava restrito às pesquisas realizadas pela Exxon e a Shell nas costas holandesa, dinamarquesa e alemã. As autoridades norueguesas agiram com cautela naquele momento, evitando qualquer tipo de promessa aos representantes da ConocoPhillips. Destacaram seus melhores técnicos no intuito de entender melhor quais seriam os reais direitos da Noruega sobre as áreas com potencial de exploração no Mar do Norte, antes de aceitar qualquer proposta formulada pelas petrolíferas estrangeiras (RYGGVIK, 2010, p. 9).

Em 1963 a Noruega declararia, através de Decreto Real²³, a propriedade do Estado sobre qualquer óleo que fosse eventualmente descoberto na plataforma continental do país (TONNE, 1983). Era preciso, contudo, entrar em acordo com os países vizinhos com a intenção de se estabelecerem as fronteiras marítimas entre os setores. Em 1964 foram costurados acordos com a Grã-Bretanha e Dinamarca os quais estabeleceram em definitivo as dimensões do setor norueguês (UN, 2016b; UN, 2016c). Assim, em 1965, através de decreto, o Governo fixaria as regras para o regime de concessões de campos petrolíferos, no qual

²³ Decreto Real de 31 de maio de 1963, o qual proclama a soberania do Estado norueguês sobre qualquer óleo contido abaixo do leito do mar, mesmo que afastado da costa (além do limite estabelecido como mar territorial). No entanto, continuava sendo respeitado o princípio da equidistância (TONNE, 1983, p. 34).

estabeleceu uma taxa de 10% sobre a produção de petróleo (*royalties*) (RYGGVIK, 2014, p. 13).

Com o intuito de atrair companhias estrangeiras, em junho do mesmo ano, o Parlamento aprovou uma redução de impostos especial para as petrolíferas. Em 17 de agosto sairia a primeira e maior rodada de concessões da história da indústria de petróleo do país. Durante os primeiros anos o objetivo foi atrair companhias estrangeiras, pois, segundo análise de Ryggvik (2014), havia consenso entre a classe política da Noruega de que o país estava competindo com os demais detentores de reservas no Mar do Norte pelo investimento estrangeiro. Embora entre *royalties* e tributos a Noruega fosse arrecadar algo entre 50 e 60% da renda do petróleo, esse percentual estava abaixo, por exemplo, do recolhido pela Inglaterra (RYGGVIK, 2014, p. 13-14).

Dada a enorme área ofertada na primeira rodada de concessões (42 mil km²)²⁴ e o gigantesco tamanho dos blocos, o resultado foi uma participação muito pequena das companhias norueguesas. Dos 81 blocos licitados²⁵ apenas 22 apresentaram participação de empresas nacionais, todos com participação minoritária (SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 16). Quando comparada à primeira rodada britânica, os blocos deste último foram bem menores e em maior quantidade (346) enquanto a participação de empresas domésticas foi muito mais significativa (283) (RYGGVIK, 2014, p. 14).

Para Ryggvik (2014, p. 14-15), o resultado da primeira rodada de concessões desagradou as empresas nacionais, em especial os tradicionais armadores da região portuária e a Norsk Hydro, que era o maior grupo industrial norueguês na época²⁶. O Governo norueguês resistiu à pressão dos grupos empresariais domésticos e incentivou a participação do capital estrangeiro em um primeiro momento. O argumento em favor desta iniciativa, segundo Ryggvik (2010, p. 19) era o grande risco que a perfuração no Mar do Norte representava enquanto não houvesse certeza absoluta de que ali havia reservas de petróleo suficientes para justificar um nível de produção em escala industrial²⁷. Além disso, as empresas nacionais ainda não possuíam nem a tecnologia e nem o capital necessário para capitanear tamanha empreitada. Os benefícios fiscais concedidos aos grupos estrangeiros eram considerados fundamentais para incentivar tais empresas a encontrar petróleo. Contudo, persistia a dúvida

²⁴ Conforme estimativa de Ryggvik (2014, p. 14).

²⁵ Ao total, 78 licenças de operação foram expedidas na primavera de 1965, para nove grupos de firmas, sendo que as empresas de origem francesa e americana foram as principais beneficiadas (NORENG, 2016, p. 52).

²⁶ Fundada em 1905, originalmente capitaneou a produção de energia elétrica no país para depois também desenvolver a indústria química pesada. Embora a maior parte do capital da empresa estivesse em poder de residentes estrangeiros, 40% ainda pertenciam ao Estado norueguês. Também a alta administração era formada por cidadãos do país (RYGGVIK, 2014, p. 14-15).

²⁷ Tal fato se tornaria evidente apenas após a descoberta de Ekofisk, no final de 1969 (NORENG, 2016).

se esses benefícios não eram exagerados e mesmo se o argumento da concorrência com a Grã-Bretanha pelo capital estrangeiro era válido para justificar tais incentivos.

Para Ryggvik (2010) a análise retrospectiva demonstra que, por obra do acaso, a estratégia inicial do Governo norueguês se demonstrou correta. Isto porque a baixa participação das empresas nacionais na primeira rodada eximiu os grupos domésticos de arcar com os altos custos de exploração em campos que, relativamente às descobertas seguintes, apresentaram rendimentos bem abaixo do esperado (algo praticamente impossível de se prever). Com exceção ao gigantesco campo de Ekofisk (perfurado pela companhia norte-americana ConocoPhillips), com reservas em torno de 700 milhões de metros cúbicos de óleo equivalente²⁸, os demais apresentaram resultados, em termos de descoberta, abaixo da expectativa. Mesmo assim, a pequena participação da Hydro (6,7%) em Ekofisk garantiu lucros extraordinários dado o enorme tamanho do campo (RYGGVIK, 2010, p. 20).

Se, por um lado, o campo de Ekofisk contribuiu com renda significativa para o Estado, apesar das alíquotas de *royalties* serem mais baixas do que aquelas empregadas por outros países e mesmo com a política de desoneração fiscal implementada antes da rodada de concessão, por outro lado, Ryggvik (2014) pondera que a fraca participação estatal impediu que o Estado coordenasse o desenvolvimento industrial daquele campo.

Felizmente, para a Noruega, as maiores reservas de petróleo estão nos campos mais ao norte²⁹ da primeira área licitada. Muito provavelmente se a primeira rodada de concessões tivesse englobado esses campos a política de petróleo norueguesa não se sustentaria como exemplo a ser seguido por outros países. Mesmo assim o sucesso da política de concessões não pode ser considerado resultado de mera casualidade. A experiência do país na concessão de energia hidrelétrica serviu como exemplo para a adoção da política de reversão da propriedade dos campos petrolíferos após os primeiros anos de exploração. As licenças de exploração foram concedidas por seis anos sendo que, na metade desse tempo, as empresas eram obrigadas a se desfazer de um quarto dos seus blocos (RYGGVIK, 2014, p. 17).

Outro ponto importante foi a exigência do governo norueguês que petrolíferas como a Exxon e a Shell instalassem suas refinarias dentro do país. Todavia, as condições impostas pela Noruega estavam à altura do potencial de produção vislumbrado no setor norueguês, uma

²⁸ Unidade de medida utilizada para somar volumes de óleo, gás e condensado.

²⁹ Segundo levantamento de Simmons (2011), em termos de produção diária, os maiores campos produtores de petróleo da Noruega são, em ordem decrescente: Ekofisk (310 mil bp/d), Troll (260 mil bp/d), Snorre (240 mil bp/d), Draugen (215 mil bp/d), Oseberg (205 mil bp/d), Gullfaks (185 mil bp/d) e Statfjord (175 mil bp/d). Dentre todos esses campos, Ekofisk é aquele posicionado mais ao sul (entre os paralelos 56° e 57° Norte).

vez que a perfuração em outras posições do Mar do Norte corroborava as expectativas mais otimistas sobre o volume de reservas a ser descoberto.

2.3.1 O conteúdo local antes da fase protecionista

Embora não haja estatísticas oficiais sobre a participação das empresas norueguesas nesta primeira fase de perfuração, a economia do país, no fim da década de 1960, experimentava uma situação muito próxima ao pleno emprego. Dentro deste contexto, os estaleiros domésticos trabalhavam muito para vencer as encomendas tanto de pequenos navios mercantes quanto de grandes petroleiros. Como as atividades de perfuração não foram de grande magnitude nesse primeiro momento (embora a rodada de concessões tenha sido a maior de todos os tempos) não houve estímulo relevante para a indústria doméstica (RYGGVIK, 2014, p. 18).

De acordo com narrativa de Ryggvik (2014, p. 20), a primeira empresa norueguesa a garantir um contrato no setor foi uma especializada em fornecimento de refeições. O serviço de transportes aéreos também foi contratado junto à uma firma norueguesa. Naquela época não existiam empresas globais para o fornecimento de tais serviços, fato que corroborava a opção das operadoras estrangeiras pela contratação de empresas cuja localização fosse a mais próxima possível das bases. No âmbito da indústria naval, a construção de plataformas e navios por estaleiros da Noruega acelerou devido à dificuldade logística de rebocar embarcações fabricadas em outras regiões até o Mar do Norte. Em pouco tempo, uma plataforma toda construída em Oslo, a Ocean Viking, alcançaria um enorme reservatório de petróleo dois anos após ter deixado o estaleiro. No entanto, foi somente após a descoberta do real potencial do campo de Ekofisk que os investimentos no setor norueguês decolaram. Algumas empresas do setor naval começaram a produzir plataformas de perfuração semissubmersíveis mesmo antes da generalização de incentivos estatais à indústria de P&G.

Comparada a outras nações com o mesmo potencial petrolífero, a Noruega se destacava por possuir competências e também uma indústria que rapidamente poderia ser adequada às necessidades da exploração de petróleo. Em 1960, o país ostentava 10,6% da frota mundial de embarcações marítimas (RYGGVIK, 2014, p. 18). Além da frota, possuía marinheiros, trabalhadores, engenheiros e estaleiros extremamente qualificados os quais poderiam assumir papel preponderante na construção naval petrolífera. De fato, estaleiros nacionais se tornariam, nas décadas seguintes, os principais atores do mercado *offshore* norueguês. Estas empresas estavam voltadas ao mercado marítimo internacional. Entretanto,

alguns armadores já demonstravam o desejo de entrar no ramo petrolífero. No final da década de 1960, a Aker, de Oslo, já havia internamente desenvolvido um conceito novo de sonda semissubmersível (Aker H3). Em 1974, já haviam sido encomendadas 25 destas sondas (inclusive para exportação) (NBCC, 2016).

Com o passar dos anos as empresas nacionais passariam a dominar o mercado de sondas não apenas na costa norueguesa, mas também na britânica, mesmo sob a concorrência de fornecedores globais. Para Ryggvik (2014, p. 39), a *expertise* adquirida com os anos de experiência em condições climáticas hostis no Mar do Norte corresponde apenas a uma parte da explicação para esse sucesso tão repentino. A outra parte, segundo o autor, está relacionada ao complexo mecanismo de financiamento que sustentava a indústria naval norueguesa: havia crédito para a construção de sondas mesmo antes dos contratos de fornecimento serem firmados entre as empresas armadoras norueguesas e as companhias operadoras.

Ainda que a construção e as encomendas de sondas do tipo H3 estivessem no seu auge, a tecnologia para descobrir e prospectar petróleo em águas profundas era propriedade de petrolíferas internacionais. Da mesma forma, todo o equipamento de perfuração era fabricado e instalado por especialistas estrangeiros. As próprias plataformas – em boa parte construídas na Noruega – eram operadas por firmas internacionais. Segundo análise de Ryggvik (2014, p. 40), os noruegueses aproveitaram essa oportunidade para aprender as competências necessárias à atividade de perfuração (da produção até a operação de sondas semissubmersíveis).

Enquanto uma ampla rede de financiamento dava margem para o crescimento da indústria naval norueguesa no setor petrolífero, a *expertise* acumulada pelo setor elétrico fornecia as competências necessárias de engenharia e construção. Desde os anos 1950 os projetos de grandes usinas hidrelétricas haviam fornecido às empreiteiras norueguesas as competências relacionadas a construção de grandes barragens de concreto. Assim, quando o *staff* da ConocoPhillips foi convencido de que a melhor opção para o armazenamento *offshore* da sua produção inicial de Ekofisk era em tanques de concreto, a indústria de construção norueguesa estava pronta para atender a esta demanda. (RYGGVIK, 2014, p. 41-42). Nesse caso, a escolha pelo concreto em detrimento do aço aconteceu por uma análise técnica de custo benefício, uma vez que ainda não havia uma política de incentivo ao uso de conteúdo local plenamente estabelecida. O *know how* adquirido através da construção deste tanque possibilitou o desenvolvimento de uma nova tecnologia³⁰ que utilizaria o concreto na

³⁰ Técnica desenvolvida a partir de parceria entre a Aker e a segunda maior construtora do país, a Hoyer Ellefsen, denominada Norwegian Contractors (NC) (RYGGVIK, 2014, p. 42).

fabricação das pernas das plataformas. Antes mesmo de o tanque entrar em operação no campo de Ekofisk, a Mobil já havia encomendado a construção de uma estrutura de concreto para uma plataforma a ser posicionada no setor britânico³¹. Ou seja, antes de firmar qualquer contrato no setor norueguês, uma tecnologia toda desenvolvida dentro das fronteiras do país já estava sendo exportada (RYGGVIK, 2014, p. 42; SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 74). Embora a construção das pernas de concreto impulsionasse o uso doméstico de recursos, havia a crítica de que essa tecnologia não seria essencial para o setor petrolífero. Assim, as petrolíferas estrangeiras não se importariam em delegar essa atividade às empresas nacionais.

O conteúdo local utilizado no desenvolvimento do primeiro grande campo petrolífero do país, Ekofisk, foi considerado baixo (20%) (BNDES, 2009, p. 225). A empresa operadora do campo (ConocoPhillips) tinha ciência de que, em um futuro próximo, estar associada a fornecedores noruegueses poderia representar um poderoso ativo³², mesmo que em um primeiro momento não houvesse pressão política expressa nesse sentido. Contudo, esse desejo esbarrava também na falta de capacidade das indústrias locais de oferecerem produtos e serviços na velocidade demandada pela petrolífera norte-americana, cujo maior objetivo era iniciar rapidamente a produção. Para Ryggvik (2014, p. 45), a política de conteúdo local, na fase de desenvolvimento do campo de Ekofisk, claramente foi posta de lado em favor da produção. O próprio projeto de construção foi executado diretamente pela sede da multinacional, nos EUA, e por um escritório em Londres. As construções das partes mais avançadas das plataformas ficaram a cargo de outra grande empresa de engenharia norte-americana, Brown & Root.

O campo de Frigg, arrematado pela francesa Elf na segunda rodada de concessões, é outro exemplo apresentado por Ryggvik (2014) que também demonstra a pressa do Governo norueguês em iniciar rapidamente a produção. Nesse caso o projeto foi comandado diretamente da França enquanto os serviços de engenharia foram contratados de outra empresa norte-americana. O conteúdo local utilizado em Frigg, cerca de 28%, também foi considerado abaixo das expectativas (BNDES, 2009, p. 225). Novamente, a maior parte da

³¹ Após alguns anos exportando plataformas para o setor britânico, uma orientação estatal mais protecionista impediu a continuação destas exportações, sendo que a NC passou a trabalhar apenas internamente para o mercado norueguês. De qualquer forma, o uso do concreto na produção das estruturas funcionou como uma proteção natural para as empresas norueguesas, inclusive para aquelas que produziam o convés e outros módulos maiores e mais avançados. Isto porque, dado que as grandes estruturas de concreto já eram construídas dentro do país, era mais racional do ponto de vista econômico que as demais partes integrantes das plataformas também fossem produzidas na Noruega ou, no mínimo, que a montagem das partes fosse feita no mesmo local (RYGGVIK, 2014, p. 42).

³² No sentido que representaria uma vantagem para a empresa nas próximas rodadas de concessões (SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 90).

produção norueguesa estava concentrada nas pernas de concreto das plataformas. Contudo, quando os dois campos entraram em plena produção, entre 1976-77, a política de conteúdo local já havia sido modificada consideravelmente (RYGGVIK, 2014, p. 46).

2.3.2 A criação da Statoil

A exploração da plataforma norueguesa, iniciada em meados de 1966, logo confirmou a presença de petróleo. Em 1967 uma perfuração da Exxon no campo de Balder encontrou óleo cujo volume mais tarde seria estimado em 69,7 milhões de m³ de óleo equivalente. Um ano mais tarde a ConocoPhillips anunciou a descoberta de óleo no campo de Cod (2,9 milhões de m³ de petróleo). Contudo, ambas as descobertas não eram grandes a ponto de garantir a exploração comercial do setor norueguês. Foi apenas ao final de 1969, com a descoberta do gigantesco campo de Ekofisk (534 milhões de m³ de petróleo), que a história da exploração petrolífera na costa da Noruega mudaria dramaticamente (RYGGVIK, 2014, p. 24; NORENG, 2016 p. 53).

Em 1971 os britânicos descobririam petróleo no campo de Brent, em uma região mais ao norte do setor norueguês. Como Ekofisk e os demais campos concedidos na primeira rodada de concessões estavam localizados ao sul da área norueguesa, cresceu a expectativa de que novos e maiores campos pudessem ser descobertos na região mais ao norte. Logo, havia espaço para lançar uma política de conteúdo local associada a exploração dessas novas áreas muito mais efetiva do que aquela traçada na primeira rodada de concessões. A criação de uma empresa petrolífera estatal parecia ser a alternativa mais adequada naquele momento para proteger o interesse do Estado sobre a exploração dessas novas reservas³³. No entanto, os desafios tecnológicos a serem enfrentados pelos engenheiros noruegueses para a exploração do petróleo no Mar do Norte eram imensos e provavelmente não poderiam ser superados sem o *know how* das petrolíferas multinacionais (RYGGVIK, 2014, p. 24).

Mesmo neste contexto adverso, para Ryggvik (2014, p. 24) foi a perspectiva de descobertas de volumes superiores de petróleo na área ainda não concedida do setor norueguês que aumentou o poder de barganha do Governo de Oslo. Quando Finn Lied assumiu o Ministério da Indústria, em 1971, com o seu vice-ministro Arve Johnsen, ambos influenciados por um importante industrial do pós-guerra, Jens Hauge, a expectativa era de que houvesse uma mudança profunda na política de petróleo do país. Arve Johnsen, assim

³³ Segundo estimativas de Cullen (2012) cerca de 90% das reservas mundiais de petróleo são controladas por companhias petrolíferas estatais.

como Lied e Hauge, representavam a ala do Partido Trabalhista fiel ao desenvolvimento da indústria norueguesa. De acordo com relato de Ryggvik (2014, p. 25), o jovem vice-ministro era muito mais “duro e intransigente” do que seu antecessor nas negociações com as multinacionais petrolíferas, o que resultaria em ganhos para a Noruega nas próximas mesas de negociação.

Lied não acreditava ser estritamente necessária a criação de uma companhia petrolífera 100% estatal para defender os interesses da Noruega. Por isso, em 1971, autorizou uma operação no mercado aberto cujo objetivo era garantir ao Estado o controle acionário da Norsk Hydro com o intuito de torná-la a mais importante companhia nacional de petróleo (NORENG, 2016, p. 53). Porém, Ryggvik (2014) acrescenta que o próprio Lied tinha dúvidas se apenas a transferência do capital desta companhia para o setor público seria suficiente para modificar o viés privado adquirido pela Hydro ao longo de anos operando como sociedade anônima (RYGGVIK 2014, p. 26).

Por essa razão procurou convencer o Parlamento de que seria fundamental a criação de uma empresa operadora integralmente estatal para atuar na plataforma norueguesa, com o objetivo de defender o interesse nacional. Em 1972 o Parlamento aprovaria a criação da Statoil que seria comandada nos próximos anos por este trio, mesmo com a saída do Partido Trabalhista do poder (NORENG, 2016, p. 53). Embora Lied e Hauge não fossem favoráveis a propriedade estatal dos meios de produção, acreditavam ser a renda do petróleo um caso a parte que demandava um maior controle público, o qual só poderia ser implementado através de políticas executadas por uma empresa totalmente identificada com os interesses nacionais (RYGGVIK, 2014, p. 26-27).

A criação da Statoil tinha como principais objetivos garantir que a maior parte da renda do petróleo permanecesse dentro do país e também impulsionar o desenvolvimento da indústria nacional vinculada ao setor petrolífero (RYGGVIK, 2014, p. 27; BJORNSTAD, 2009, p. 42). Essas diretrizes norteariam as ações da empresa até o final da carreira de Johnsen como CEO da Statoil em 1988. Ryggvik (2010) lista alguns outros objetivos paralelos como o controle do ritmo da exploração, responsabilidade ambiental, respeito à legislação trabalhista, etc.

Demorou mais de uma década para que a Statoil se transformasse em uma empresa operacionalmente qualificada. Na década de 1970, todos os grandes projetos de desenvolvimento de campos pertenciam as grandes petrolíferas multinacionais. Contudo, a participação em *joint ventures* com alguns desses grupos garantiu a influência da empresa

tanto sobre a política de petróleo quanto sobre o desenvolvimento doméstico da cadeia produtiva do setor petrolífero (RYGGVIK, 2014, p. 33).

Arve Johnsen também procurou garantir o controle nacional sobre os dutos marítimos, através da criação de uma empresa controlada pela Statoil dedicada a isso. Para Ryggvik (2010, p. 29-30) o controle da malha de dutos é estratégico, no sentido de que maximiza apropriação da renda do petróleo pelo Estado. Se o controle dessa atividade fosse repassado às companhias estrangeiras, que já controlavam a operação do campo de Ekofisk, estas poderiam utilizar os dutos para se apropriar de parte da renda econômica proveniente da exploração de campos mais ao norte do setor norueguês³⁴. Embora o protesto das companhias estrangeiras, essas se viram obrigadas a acatar a decisão do Governo norueguês sob pena de perder as concessões já adquiridas.

Contudo, a batalha que viria a seguir, ou seja, assegurar à Statoil o controle operacional sobre a totalidade do bloco fronteiro ao campo de Brent (Statfjord), mostrava-se muito mais difícil de ser ganha. Dado o argumento de que uma cota muito elevada para a Statoil poderia afastar as petrolíferas estrangeiras bem como atrasar demais o desenvolvimento dos novos campos (e, portanto, a extração de recursos), o resultado após uma intensa fase de negociação foi que a Statoil recebeu 50% do controle acionário do consórcio que exploraria o bloco que mais tarde provou conter o gigantesco campo de Statfjord (650 milhões de metros cúbicos de petróleo) (RYGGVIK, 2014, p. 35).

Para Ryggvik (2014), tanto a alta repentina do preço do barril de petróleo (causada pelo primeiro Choque do Petróleo em 1973) quanto a generosa cota da Statoil sobre esse bloco foram fundamentais para o desenvolvimento dos fornecedores nacionais. A encomendada de três plataformas, a serem construídas dentro do território norueguês, é um bom exemplo de como os negócios para os fornecedores nacionais foram impulsionados a partir da entrada da Statoil no mercado. Da mesma forma melhorou o poder de barganha do Estado junto às companhias estrangeiras. O fato destas empresas terem aceitado a revogação das leis que concediam benefícios fiscais na década de 1960 indica mudança positiva de postura do Governo nas negociações. A proposta apresentada englobava a criação de dois novos impostos, um especial³⁵ e o outro destinado a onerar as operações terrestres, cujas alíquotas foram fixadas, respectivamente, em 25% e 50,8%, e também a majoração dos

³⁴ A transferência do petróleo para a costa utiliza sempre a malha de dutos já existente. Neste caso específico, não faria sentido construir uma nova rede de dutos – paralela àquela já existente em Ekofisk – que interligasse diretamente os campos do norte sem utilizar parte da malha já construída no sul para este fim.

³⁵ Segundo BNDES (2009, p. 222), foi introduzido um imposto especial de 25% incidente sobre o lucro líquido deduzido de 10% das despesas de investimento ao longo de 15 anos.

royalties, que poderiam agora alcançar 16%. O projeto previa também maior liberdade ao Estado para definir os preços base para o cálculo dos tributos. Embora as empresas tivessem ampla margem para a dedução fiscal dos custos, na prática a nova proposta significava um aumento considerável da carga tributária, o que garantiria a Noruega cerca de 80%³⁶ de toda a renda proveniente da exploração petrolífera. Mesmo sob protesto das petrolíferas multinacionais, a Noruega conseguiu aprovar esse novo regime tributário, tendo em vista que, naquele momento, a Statoil já estava pronta para assumir a operação dos campos concedidos àquelas empresas que eventualmente decidissem abandonar o setor norueguês (RYGGVIK, 2014, p. 36-37; BNDES, 2009, p. 222).

2.3.3 As diretrizes da Política do Petróleo Norueguesa

Uma característica importante da política norueguesa do petróleo foi a grande quantidade de material técnico produzido tanto no âmbito científico (com o objetivo de superar desafios tecnológicos) quanto político e social (sendo os mais proeminentes aqueles que estabeleciam as diretrizes de como e quando gastar a renda proveniente da exploração petrolífera). O debate político no Parlamento desses documentos conferiu à política do petróleo amplo respaldo democrático. Neste contexto, os “*White Papers*”³⁷ produzidos ao longo dos anos 1970 e 1980 são os documentos mais importantes. O White Paper No. 76 foi o responsável por definir os dez mandamentos principais da política do petróleo, cujo principal objetivo seria assegurar que os recursos naturais fossem explorados de maneira a beneficiar toda a sociedade (NORWAY, 2011, p. 8, tradução nossa³⁸; RYGGVIK 2010, p. 32-33). Assim:

³⁶ Estudo de Cagnin e Cintra (2016, p. 14), calcula que o Estado norueguês se apropria de 71 a 80% do total da receita proveniente da produção de petróleo, através da cobrança de impostos e *royalties*. Esse cálculo desconsidera o valor pago a título de dividendos pela Statoil ao Estado.

³⁷ Relatórios do Executivo ao Parlamento os quais mostram o panorama atual e os desafios futuros a serem enfrentados pela exploração de petróleo na Noruega.

³⁸ Do original em inglês: “1. That national supervision and control of all activity on the Norwegian Continental Shelf must be ensured; 2. That the petroleum discoveries must be exploited in a manner designed to ensure maximum independence for Norway in terms of reliance on others for supply of crude oil; 3. That new business activity must be developed, based on petroleum; 4. That the development of an oil industry must take place with necessary consideration for existing commercial activity, as well as protection of nature and the environment; 5. That flaring of exploitable gas on the Norwegian Continental Shelf must only be allowed in limited test periods; 6. That petroleum from the Norwegian Continental Shelf must, as a main rule, be landed in Norway, with the exception of special cases in which socio-political considerations warrant a different solution; 7. That the State involves itself at all reasonable levels, contributes to coordinating Norwegian interests within the Norwegian petroleum industry, and to developing an integrated Norwegian oil community with both national and international objectives; 8. That a state-owned oil company be established to safeguard the State’s commercial interests, and to pursue expedient cooperation with domestic and foreign oil stakeholders; 9. That an activity plan must be adopted for the area north of the 62nd parallel which

1. Todas as atividades na costa norueguesa devem ser controladas pelo Estado, através de mecanismos eficientes de governança; 2. A Noruega deve alcançar a autossuficiência na produção de petróleo; 3. A cadeia produtiva deve ser desenvolvida dentro das fronteiras do país, respeitando os negócios já existentes; 4. Esse desenvolvimento deve respeitar tanto as atividades já existentes quanto ser ambientalmente sustentável; 5. Toda a produção de gás deve ser aproveitável, no sentido que as queimas em *flare*³⁹ só devem ser autorizadas para testes em curtos períodos de tempo; 6. Dentro das possibilidades técnicas e logísticas, as reservas de petróleo devem ser transferidas para instalações em terra dentro do território norueguês; 7. O Estado deve defender o interesse da Noruega junto à indústria petrolífera bem como colaborar para o desenvolvimento de uma cadeia produtiva integrada, com objetivos tanto nacionais quanto internacionais; 8. Uma empresa petrolífera estatal deve ser criada com o intuito de proteger os interesses comerciais do país; 9. Para as áreas mais ao norte do setor norueguês (além do paralelo 62N), um padrão específico de exploração, mais adequado as particularidades regionais, deve ser estabelecido; 10. As rendas de petróleo significarão novas obrigações no âmbito da política externa norueguesa.

O primeiro mandamento pode ser considerado aquele que, de certa maneira, mais influenciou a política de petróleo da Noruega. Governança e controle nacionais foram diretrizes obsessivamente buscadas pelas autoridades locais, fato comprovado pela criação, em 1972, do Conselho de Administração do Petróleo (em inglês NPD – Norwegian Petroleum Directorate) e da Statoil. O próprio Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (NORWAY, 2011, p. 5, tradução nossa⁴⁰), considera que:

O desenvolvimento da excelência norueguesa no âmbito do setor petrolífero, tanto no contexto administrativo quanto comercial, foi meta secundária que induziu a criação da NPD e da Statoil. Estas duas organizações associadas ao desenvolvimento das empresas Hydro e Saga Petroleum contribuíram significativamente para a construção de um ambiente industrial favorável em torno da indústria petrolífera.

Ryggvik (2010, p. 33-34) tece comentários pertinentes sobre pontos específicos dos dez mandamentos. Para o autor, a busca pela autossuficiência em petróleo está correlacionada aos déficits comerciais enfrentados pela economia norueguesa antes da descoberta do campo de Ekofisk. Naquele momento, a importação de produtos derivados de petróleo representava uma grande parcela da pauta de importações do país⁴¹.

satisfies the unique socio-political factors associated with that part of the country and; 10. That Norwegian petroleum discoveries could present new tasks to Norway's foreign policy.”

³⁹ Sistema de segurança que consiste na queima do excesso de hidrocarbonetos extraídos no processo através de uma chama piloto.

⁴⁰ Do original em inglês: “The development of Norwegian petroleum expertise, both in a management and a commercial context, were important secondary goals which led to the establishment of the Norwegian Petroleum Directorate (NPD) and Statoil. Together with the development of Norsk Hydro and Saga Petroleum, this made a significant contribution to building a Norwegian industrial environment around the petroleum industry.”

⁴¹ Segundo dados da OECD (1960), a importação de combustíveis representou cerca de 10% do total das compras externas efetuadas pela Noruega nos anos de 1959 e 1960. Segundo esta mesma fonte de dados, o

Já a orientação para reduzir as queimas de gás em *flare* somente ao mínimo necessário, embora hoje represente uma preocupação ambiental⁴², naquela época tinha mais uma conotação social. O receio era de que as empresas multinacionais concentrassem seus esforços na comercialização dos recursos mais valiosos, desperdiçando aqueles outros considerados menos rentáveis, o que diminuiria a apropriação de renda do petróleo por parte do Estado.

Por fim, Ryggvik (2010) associa a intenção de criar uma indústria nacional em torno do setor petrolífero ao desejo do Estado em manter dentro do país a maior parte da riqueza gerada por este setor. A absorção da tecnologia necessária para operacionalizar a cadeia produtiva significava a independência do país em relação às poderosas empresas multinacionais o que, em última instância, permitia maior grau de liberdade na negociação de novos contratos de concessão além de garantir a governança e o controle nacionais preconizados pelo primeiro mandamento.

Em 1974 um novo documento, o White Paper No. 25, estava permeado com preocupações relativas aos perigos relacionados a uma economia exclusivamente baseada no petróleo. A distribuição igualitária da renda do petróleo no sentido de evitar problemas sociais futuros também era meta proposta pelo documento. Em um sentido mais amplo, a melhoria do bem-estar, meio ambiente e distribuição de renda, em uma perspectiva de longo prazo, deveriam ser prioridades a serem perseguidas pela política do petróleo. Da mesma forma, esses objetivos precisavam ser atingidos sem a exaustão rápida e descontrolada dos recursos. Essa meta só poderia ser alcançada através de um ritmo moderado de exploração, a qual por sua vez, só seria atingida via pleno controle estatal sobre todos os aspectos relativos à política do petróleo. (RYGGVIK, 2010, p. 34-35).

2.4 A fase protecionista

No início dos anos 1970, a crise do petróleo não provocou consequências tão fortes para a Noruega quanto para os demais países europeus em razão do início da operação dos novos campos petrolíferos na plataforma continental daquele país. Pelo contrário, os salários e a rede de proteção social continuaram a se expandir. Entretanto, a economia não estava completamente imune aos efeitos da crise. O setor de construção naval, por exemplo, ao

déficit em transações correntes foi crescente entre o final da década de 1950 e o início da década de 1960: NOK 562 milhões em 1959; NOK 790 milhões em 1960 e; NOK 1,275 bilhões em 1961.

⁴² Não havia estudos correlacionando o aquecimento global às emissões antrópicas de gás carbônico.

sofrer os impactos da redução de demanda, ensejou os primeiros esforços estatais no sentido de induzir uma política de conteúdo local específica para a nova e promissora indústria do petróleo (RYGGVIK, 2014, p. 49-50).

A preocupação dos industriais noruegueses de que a participação da indústria local na exploração do petróleo poderia ser tímida induziu a redação do parágrafo 54 do decreto Real de dezembro de 1972⁴³, o qual garantia que se as empresas nacionais fossem capazes de concorrer em qualidade, preços e prazo de entrega, estas deveriam ser as escolhidas em detrimento das estrangeiras. Também havia a obrigatoriedade das empresas operadoras dos campos em submeter ao Ministério do Petróleo e Energia suas listas de compras de bens e serviços (BNDES, 2009, p. 218; POMPERMAYER, 2011, p. 22; SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 72).

Mesmo havendo a crítica dos organismos internacionais de comércio, os quais acusavam este parágrafo de constituir prática protecionista, seria esta a única maneira de forçar as operadoras a contratar mercadorias e serviços nacionais. Os empresários noruegueses⁴⁴ argumentavam que as firmas operadoras tenderiam a escolher fornecedores estrangeiros mesmo que os nacionais fossem capazes de competir em preço e qualidade, uma vez que os primeiros já eram parceiros destas empresas em outras regiões do planeta. Havia o consenso de que garantir contratos para indústria nacional era a forma mais eficiente de permitir que os fornecedores domésticos pudessem também adquirir competência semelhante à dos seus similares estrangeiros (RYGGVIK, 2014, p 50-51; NORENG, 2016, p. 237).

Aumentar a participação da indústria local no setor petrolífero se tornou um dos principais objetivos da política nacional do petróleo. Os mecanismos legais, com o intuito de beneficiar os fornecedores noruegueses, seriam largamente utilizados para alcançar tal meta. A própria redação do parágrafo 54 do decreto-lei do dia 8 de dezembro de 1972 seria alterada no sentido de modificar a interpretação corrente de que as empresas nacionais só seriam escolhidas caso os três critérios de competitividade fossem atingidos em conjunto. Embora a

⁴³ Esse decreto regulamenta a Lei nº 12 de 21 de junho de 1963 (BNDES, 2009, p. 218).

⁴⁴ O parágrafo 54 não era unanimidade entre todos os industriais noruegueses. O setor naval temia que uma atitude protecionista por parte da Noruega poderia provocar uma reação semelhante dos seus principais parceiros comerciais, em especial da Grã-Bretanha, a qual havia aberto suas fronteiras para a importação de sondas de perfuração semissubmersíveis fabricadas por armadores noruegueses. Essa posição seria revista após a crise de 1974, que também atingiu o setor naval norueguês. Movimentos protecionistas por parte da Grã-Bretanha, que dificultaram as exportações de sondas norueguesas, abriram caminho para o triunfo dos setores nacionais favoráveis a aplicação plena do parágrafo 54. A partir de então, tanto a Noruega como a Grã-Bretanha implementaram políticas de salvaguarda em favor de empresas locais na exploração dos setores sob os seus respectivos domínios no Mar do Norte. Como resultado, a participação britânica no setor norueguês e a participação norueguesa no setor britânico foram reduzidas (RYGGVIK, 2014, p. 51).

nova redação possa, em um primeiro momento, parecer menos protecionista que a antiga, são as regulamentações associadas a esta que conferem um caráter mais favorável a participação das empresas domésticas nas atividades executadas no setor petrolífero (RYGGVIK, 2014, p. 53).

Dentre as principais medidas elencadas na legislação complementar, constam: as licitações deveriam ser encaminhadas com uma maioria de fornecedores locais; especificações técnicas, prazos e condições de entrega não poderiam ser formulados de maneira a excluir a participação de fornecedores domésticos; um dos critérios considerados para a escolha entre licitantes deveria ser o volume de empresas norueguesas subcontratadas; a obrigação do licitante de informar o percentual de participação local no contrato final e; as operadoras tinham a obrigação de produzir dentro da Noruega pelo menos 50% da pesquisa e desenvolvimento (P&D). Percebe-se desde o princípio um grande interesse em não apenas aumentar a proporção de conteúdo local utilizado no setor petrolífero, mas também de internalizar o desenvolvimento tecnológico (TORDO *et al.*, 2013, p. 135-136; SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 90).

Quando da entrada em vigor da Lei do Petróleo, em 1985, um novo parágrafo (8º) dispunha que todas as companhias que participassem de concessões na plataforma continental norueguesa deveriam apresentar um plano de participação para fornecedores domésticos. A redação desse parágrafo corroborava a percepção dos agentes públicos de que a maneira mais eficaz de garantir maior participação local seria via legislação e regulamentação, as quais deveriam incluir incentivos à contratação da indústria nacional na fase de concessão de novos campos (RYGGVIK, 2014, p. 54).

No entanto, Ryggvik (2014) argumenta que a principal ferramenta utilizada para promover a indústria local continuava sendo a distribuição de concessões. Não foi por acaso que a terceira rodada de concessões, em 1978, foi aquela que mais contemplou operadoras norueguesas⁴⁵. Esse fato contribuiu de maneira decisiva também para uma maior participação de empresas nacionais no fornecimento de produtos e serviços para o setor petrolífero. Para Ryggvik (2014, p. 55), as companhias estrangeiras, mesmo que com participações minoritárias nos novos blocos concedidos, perceberam que aumentar o envolvimento dos fornecedores noruegueses nos antigos campos cuja operação estava sob sua responsabilidade garantiria benefícios em rodadas futuras. O White Paper publicado no ano seguinte (1979) oficializaria essa política além de demonstrar uma intenção mais ambiciosa do Governo:

⁴⁵ A terceira rodada aqui considera também a concessão dos campos de Ula (19B) e Gullfaks, totalizando 25 blocos. A participação de empresas nacionais como operadoras foi cerca de 60% (ver tabela 2).

desenvolver tecnologia dentro do país. A partir da quarta rodada, uma nova condição passou a ser exigida das empresas candidatas a operar os campos na plataforma continental norueguesa: arcar com pelo menos metade dos custos relativos a pesquisa, desenvolvimento e treinamento de pessoal (RYGGVIK, 2014, p. 55-56; TORDO *et al.*, 2013, p. 135-136; SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 90).

A partir da quinta rodada de concessões criou-se um consenso entre os políticos noruegueses de que apenas companhias norueguesas deveriam ser escolhidas como operadoras dos blocos situados mais ao norte. Contribuíam para tal raciocínio o fato destas áreas estarem mais próximas das tradicionais indústrias de pesca norueguesas (o que deveria ensejar rígido controle ambiental) e também a quantidade de acidentes graves que ocorreram nos setores alocados às petrolíferas estrangeiras (RYGGVIK, 2014, p. 92). A alocação de campos em favor de petrolíferas nacionais foi muito superior entre as rodadas 5 e 10, sendo que a participação destas como operadoras foi sempre superior a 50%⁴⁶.

Ryggvik (2014, p. 56) argumenta que, neste contexto, a Statoil se mostraria essencial para o atingimento das metas governamentais de uso do conteúdo local. Embora a legislação e a regulamentação tenham conferido aos funcionários do Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (MPE) considerável poder sobre a política do petróleo, a Statoil logo se tornaria a grande responsável pela aceitação ou não de contratos propostos por fornecedores noruegueses. Isto porque a petrolífera estatal possuía o conhecimento prático necessário para garantir que somente as melhores escolhas, tanto em termos tecnológicos quanto financeiros, fossem consumadas. Foi nesse sentido a observação de Tordo *et al.* (2013, p. 145, tradução nossa⁴⁷), para os quais “[...] a dominância da Statoil no mercado local garantiu a empresa uma posição privilegiada para desenvolver fornecedores e tecnologia.”. Assim, se a Statoil não desse o aval, seria muito difícil que um fornecedor conseguisse convencer do contrário tanto a classe política quanto os tecnocratas do MPE (RYGGVIK, 2014, p. 57, TORDO *et al.*, 2013, p. 135).

No desenvolvimento dos enormes campos de Statfjord e Gullfaks, a participação da Statoil (44 e 70% respectivamente) se mostraria determinante para o sucesso das empresas norueguesas. Em Statfjord, embora a Mobil fosse inicialmente a empresa operadora, os direitos sobre a produção da Statoil garantiam a influência necessária para que os interesses dos fornecedores locais fossem defendidos. Isso porque, em um regime de concessão, os

⁴⁶ Não foram consideradas, para fins de cálculo, as licenças de produção e as licitações de apenas um bloco. Para mais informações, consultar tabela 2.

⁴⁷ Do original em inglês: “[...] Statoil’s dominance in the local market afforded the company a unique position to develop suppliers and encourage innovation.”.

interesses das firmas concessionárias podem divergir. Assim, nos momentos de divergência entre a Mobil e as demais firmas concessionárias, a Statoil votava com a primeira garantindo-lhe maioria. Em troca, a Mobil se mostrava receptiva às demandas da Statoil no sentido de garantir às empresas norueguesas contratos importantes. A garantia contratual de que a Mobil repassaria o conhecimento e a tecnologia necessária para que a Statoil assumisse a operação plena do campo alguns anos mais tarde (1987) também funcionaria para promover a indústria nacional (RYGGVIK, 2014, p. 58; CULLEN, 2012, p. 4; BNDES, 2009, p. 380; SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 90).

A noção de que a participação da petrolífera estatal – inclusive como operadora – era essencial para o aumento dos contratos firmados por fornecedores noruegueses veio da experiência de Arve Johnsen nos campos pioneiros de Ekofisk e Frigg. A participação minoritária do Estado nesses campos refletia uma influência igualmente limitada sobre as decisões a serem tomadas. Observou-se que nas áreas centrais de exploração a participação da indústria norueguesa era pequena, principalmente porque os parâmetros técnicos para escolha de fornecedores ali eram muito mais rígidos. Foi a partir dessa experiência que Johnsen passou a defender ferozmente a maior participação possível da Statoil nas próximas rodadas de concessões. Somente dessa maneira é que uma indústria de engenharia tecnologicamente de ponta poderia ser desenvolvida dentro do país (RYGGVIK, 2014, p. 58).

Para Ryggvik (2014) ainda pairavam dúvidas sobre a efetividade da ação governamental no sentido de alavancar a participação da indústria norueguesa no empreendimento petrolífero. Em 1976, após atrasos sucessivos e estouros orçamentários escandalosos os quais ensejaram críticas públicas tanto do Governo quanto da Statoil, a Mobil decidiu dispensar a empresa britânica Matthew Hall Engineering da responsabilidade de construir a plataforma “Statfjord A” e contratar a empresa Brow & Root, também de nacionalidade britânica. A construção final ficaria a cargo da subsidiária holandesa do grupo, a Brow & Root DV, cuja principal especialidade era a contratação de mão de obra de baixo custo para a realização de serviços pesados e de baixa qualificação. Contudo, ainda havia a percepção entre os executivos da Statoil e os representantes do Governo que mesmo a mudança de comando no projeto não contornou o problema de gestão ineficiente e baixa produtividade. Em 1977, quando a primeira plataforma de Statfjord finalmente fora rebocada para o mar (Statfjord A), ainda inacabada, havia a sensação de que a participação da indústria norueguesa seria menor do que a inicialmente prevista. Finalmente, em 1978, a Mobil cederia o contrato da Brow & Root DV para a *joint venture* formada pela Brown e a norueguesa Aker. (RYGGVIK, 2014, p. 59-60; NORENG, 2016, p. 112).

Se por um lado o aumento expressivo da participação norueguesa em Statfjord (cerca de 57% do total contra 20% em Ekofisk) era um indicador positivo de envolvimento local, por outro lado significava também a assunção da maior parte do risco do empreendimento. Como o Estado e a Statoil contribuía com 50% do capital nacional investido no projeto, o resultado foi um déficit recorde no orçamento de 1977, dado que as deduções fiscais concedidas na primeira rodada impediram que as receitas obtidas nos primeiros campos pudessem compensar este prejuízo. Do ponto de vista externo, o déficit⁴⁸ – que alcançava 20 bilhões de coroas norueguesas ou aproximadamente a metade do PIB do país – apresentava o maior valor dos últimos dez anos da série histórica. Além dos problemas econômicos, acidentes de trabalho, ambientais e greves corroboravam as teses mais pessimistas sobre o futuro da exploração de petróleo na Noruega (RYGGVIK, 2014, p. 61, NORENG, 2016, p. 69).

A percepção, conforme relato de Ryggvik (2014, p. 62), era de paralisia nos grandes projetos previstos bem como de toda a estrutura industrial que deveria ser criada ao redor do setor petrolífero. A crise na indústria naval associada à elevada participação das empresas estrangeiras alavancou a pressão sobre o Governo no intuito de promover incentivos a uma participação maciça do conteúdo local no empreendimento. Para reverter esse quadro, seria preciso criar uma empresa de engenharia nacional de grande porte capaz de fazer frente ao forte crescimento da demanda do setor petrolífero esperado para os próximos anos e impulsionar de vez o uso de recurso local. Embora já existissem duas empresas norueguesas de engenharia de grande porte (Aker e Kvaerner) havia o receio de que se alguma delas arrematasse o contrato de construção de grandes plataformas poderia contestar a posição hegemônica da própria Statoil. Assim, lançando mão do mesmo argumento que havia sido utilizado alguns anos antes para a criação da Statoil, ou seja, de que a lógica privada que influenciava as decisões estratégicas da Norsk Hydro poderia ser contrária ao interesse público, o Governo autorizou a fundação da empresa de engenharia Norwegian Petroleum Consultants (NPC) em 1977. Tanto a Aker quanto a Kvaerner (gigante nacional do setor de engenharia) foram obrigadas a fazer parte do grupo proprietário da NPC e também ceder parte da sua competência em engenharia (RYGGVIK, 2014, p. 62-63).

A Mobil, ainda receosa em firmar um grande contrato de construção com uma empresa inexperiente, aceitou fazê-lo em “Statfjord B” sob a condição de que a NPC trabalharia em parceria com a Brown & Root. Já em “Statfjord C”, o contrato foi exclusivo da

⁴⁸ O déficit comercial da Noruega em 1977 e 1978, excetuando-se os EUA, chegou a ser o maior entre os países da OCDE (NORENG, 2016, p. 69).

NPC. Vale ressaltar que o intervalo de tempo, entre as instalações de “Statfjord B” e “C”, sendo a última projetada completamente pela NPC, foi menos de um ano, o que demonstra a rápida capacidade de aprendizado da indústria norueguesa. “Statfjord B” entrou em operação em 1982, enquanto a “C” em 1985 (RYGGVIK, 2014, p. 66).

Em termos de conteúdo local, a estratégia de fomentar a indústria doméstica obteve o êxito esperado: enquanto em 1975 menos de 30% dos projetos de desenvolvimento de campo estavam sob a responsabilidade de empresas norueguesas, esse percentual saltaria para quase 60% em 1983.

2.4.1 A evolução dos fornecedores noruegueses a partir de um ambiente protecionista

Após a profunda crise enfrentada pela indústria naval no final dos anos 1970, as empresas pertencentes a este setor precisavam ser reestruturadas. Muitos armadores cuja tradição remontava ao século XIX foram forçados a encerrar suas atividades no início da década de 1980. Assim houve uma realocação geográfica dos estaleiros sobreviventes os quais passaram a se concentrar na costa oeste do país. Também houve readequação das atividades: estaleiros de médio porte se especializaram no fornecimento de embarcações de apoio *offshore*, ao passo que grandes empresas, como a Aker e a Kvaerner, na produção de grandes plataformas de produção.

Em 1981 começavam as atividades de desenvolvimento do campo de Gullfaks sendo que tanto os contratos de engenharia quanto de construção ficariam sob a responsabilidade da Aker. A plataforma Gullfaks, que entrou em operação em 1987, foi o projeto com maior participação local da história da indústria petrolífera norueguesa, conforme indicador de horas de trabalho executadas dentro do país (80% das horas de trabalho realizadas dentro da Noruega) (RYGGVIK, 2014, p. 67-68).

A partir de então, tanto a Aker quanto a Kvaerner apresentariam um impressionante crescimento. Ambas organizaram suas estruturas baseadas em um grande estaleiro principal (que produzia o convés) e outros menores, responsáveis por produzir os demais módulos. A capacidade de engenharia das empresas também aumentou consideravelmente. Conforme bem exemplifica Ryggvik (2014, p. 69), em 1974 a Kvaerner contava com 750 engenheiros entre seus 6558 empregados (11% da força de trabalho). Em 1988, a empresa empregava 2210 profissionais de engenharia de um total de 9744 funcionários (23% do quadro funcional). Oslo, sede tanto da Aker quanto da Kvaerner, com o encerramento das atividades de construção tornava-se assim o *cluster* de engenharia e tecnologia avançada da Noruega.

A NPC, por seu turno, perderia sua posição de dominância já no início da década de 1980. Em 1981, a Aker e a Kvaerner estavam liberadas de todas as suas obrigações contratuais com a NPC, e as três já concorriam parcialmente. A gradual obsolescência do uso do concreto na construção de plataformas precipitou o fim da NPC, que foi adquirida pela Aker no início da década de 1990.

O aumento da participação norueguesa nas atividades da plataforma continental correlaciona-se diretamente com o crescimento destas duas empresas. De acordo com dados apresentados por Ryggvik (2014, p. 64), de 28% de participação local em 1975 esse indicador⁴⁹ saltaria para 62% em 1978 (com o desenvolvimento do campo de Statfjord). A experiência adquirida pela indústria norueguesa em Statfjord seria de fundamental importância no desenvolvimento do campo de Gullfaks (RYGGVIK, 2014, p. 69).

A característica mais importante deste aumento considerável de conteúdo local no desenvolvimento dos novos campos petrolíferos diz respeito ao crescimento da participação norueguesa nos setores de mais alta tecnologia, tanto de superfície quanto submarina. Na área da perfuração, serviços sísmicos locais contavam com modernas tecnologias computacionais de mapeamento do solo marinho. O conteúdo local aumentou não apenas nos setores mais básicos, mas também gradualmente em todas as etapas da cadeia produtiva. Contudo, a política protecionista ocultava a real competitividade da indústria norueguesa⁵⁰ (RYGGVIK, 2014, p. 70).

2.5 O fim da era protecionista

No início dos anos de 1980 nem mesmo o Governo do Partido Conservador modificou o viés protecionista das políticas públicas direcionadas ao setor petrolífero, ainda que o

⁴⁹ No entanto o autor não indica qual foi o critério adotado para mensurar a participação de conteúdo local durante as fases de desenvolvimento dos campos mencionados.

⁵⁰ No que tange a competitividade, o lado negativo dos altos vencimentos dos empregados e também do elevado retorno do capital investido pelos fornecedores da cadeia produtiva do petróleo é que o custo para os operadores cresce. Assim, a indústria do petróleo norueguesa sustenta um dos maiores custos em comparação a outros setores congêneres no mundo. Os custos elevados impactam diretamente sobre a cadeia produtiva, produzindo resultados negativos: Em primeiro lugar, os estaleiros nacionais perdem competitividade em relação aos estrangeiros na construção de instalações *offshore* (por isso a produção naval está gradualmente migrando para a Ásia). Por conta disso, muitas empresas passaram a oferecer somente serviços de manutenção ou a importar mão de obra externa. Em segundo lugar, setores intensivos em mão de obra como o de perfuração e sondagem de poços e serviços subaquáticos vêm enfrentando um ambiente concorrencial cada vez mais acirrado devido ao emparelhamento tecnológico dos concorrentes asiáticos de baixo custo. Finalmente, o aumento dos custos na indústria fornecedora está afetando a lucratividade do desenvolvimento de campos de petróleo, uma vez que implica, necessariamente, em maiores custos para os operadores. De 1997 até 2009, os custos operacionais por cada milhão de óleo equivalente extraído saltaram de 84 milhões de coroas norueguesas para 186 milhões, ou seja, 122% de crescimento (SASSON; BLOMGREN, p. 34-35).

ambiente econômico europeu – particularmente no âmbito dos países pertencentes à OCDE – estivesse dominado por ideais neoliberais. A pressão para que as empresas estrangeiras adotassem as mesmas regras trabalhistas aplicadas à indústria nacional e também para que mantivessem altos índices de contratações locais continuou pelo menos até o final da década. Foi somente com o retorno dos sociais democratas ao poder que a situação começaria a se reverter. Contudo, os fatos geradores de tal mudança não possuíam relação alguma com a nova ideologia do Governo. Fatores externos, como a entrada em vigor do Mercado Comum Europeu e o fato da burocracia estatal considerar a indústria local suficientemente madura para enfrentar a concorrência dos competidores estrangeiros, contribuíram de maneira decisiva para essa mudança de estratégia (RYGGVIK, 2010, p. 88).

A principal barreira à entrada de fornecedores estrangeiros na plataforma continental norueguesa era o poder da Statoil em distribuir contratos conforme os interesses da indústria local. Assim, na medida em que a estatal controlava diretamente a alocação de grandes contratos com fornecedores, comprava também apoio político, o que garantiria a empresa poder semelhante ao do próprio Estado. Dessa forma, Ryggvik (2014, p. 99) argumenta que a abertura comercial passaria necessariamente pelo enfraquecimento da Statoil. Foi com esse objetivo que o Governo manobrou no sentido de fornecer a Hydro o contrato de operação do campo de Oseberg (RYGGVIK, 2014, p. 99).

As verdadeiras restrições ao poderio da Statoil viriam, no entanto, a partir das decisões tomadas no Parlamento, em 1984, com o objetivo de diminuir o percentual de participação da estatal sobre os novos campos a serem desenvolvidos (desde 1972 era garantida à Statoil posição majoritária sobre todas as alocações). A decisão política foi motivada pelo fato de que a companhia já era responsável por um orçamento tão poderoso quanto o do próprio Estado, podendo agir como um verdadeiro Ministério de finanças. Assim foram tomadas posições generosas da empresa em diversos campos petrolíferos. A definição mais importante, contudo, diz respeito à divisão de responsabilidades, que retirou da empresa o controle sobre o Interesse Financeiro Direto do Estado⁵¹ (*State's Direct Financial Interest – SDFI*) mantendo ainda sob seu jugo apenas as atividades de gestão operacional. Conforme relato de Pinto Junior (2016), p. 82, “[...] os direitos de concessão de E&P em poder da Statoil foram convertidos em direitos financeiros e distribuídos em 80% para SDFI e 20% para a Statoil”.

⁵¹ “ *Holding* estatal que detém o portfólio de participações do governo norueguês em diversos campos produtivos de petróleo, gás, dutos e instalações *onshore*” (BNDES, 2009, p. 372). O SDFI é parcela do lucro oriundo da extração petrolífera apropriada diretamente pelo Estado, ou seja, que não são receitas tributárias e nem tampouco representam o pagamento de dividendos por parte da companhia estatal (Statoil). Em 2008, representou cerca de 35% do total da renda do petróleo (AFONSO; GOBETTI, 2008, p. 252).

Essa manobra visava impedir a participação majoritária da Statoil sobre todos os consórcios mantendo ainda o percentual mínimo de 50% de participação estatal na exploração dos campos petrolíferos, garantidos agora pelo SDFI⁵² (BNDES, 2009, p. 376; PINTO JUNIOR, 2016, p. 82).

2.5.1 Um novo contexto político-econômico nacional e internacional

O cenário de euforia, que impulsionou os investimentos no setor petrolífero a partir do início dos anos 1970, se modificaria radicalmente ao longo da década de 1980. Quando as novas tecnologias sísmicas utilizadas na busca por petróleo indicaram que os maiores campos já estavam descobertos, diminuiu proporcionalmente a disposição das petrolíferas estrangeiras em investir na plataforma continental norueguesa. O principal fato que ensejou a reversão de expectativas das petrolíferas multinacionais também foi o grande responsável pela mudança radical nos rumos da política do petróleo norueguesa: a queda no preço internacional do barril de petróleo⁵³. Com o Brent⁵⁴ sendo negociado a menos de US\$ 15, o saldo de transações correntes, em 1986, apresentou, segundo estimativa de Norgaard (1998, p. 17) forte déficit (mais de NOK 20 bilhões). Agitações trabalhistas (motivadas por reivindicação salarial) associadas a essa queda repentina no preço do barril do petróleo motivaram a parada da produção por cerca de três semanas (RYGGVIK, 2014, p. 93-94; NORGAARD, 1998, p.17).

A queda dos preços encorajou as companhias estrangeiras a exigirem condições mais vantajosas de exploração. Quando estas empresas ameaçaram abandonar a exploração no setor norueguês, o Governo considerou esta ameaça realmente crível. Em um contexto de novas descobertas cada vez mais difíceis, tanto o suporte tecnológico quanto a capacidade de

⁵² O SDFI representou, na prática, maior apropriação das rendas do petróleo por parte do Estado. No ano 2000, por exemplo, o SDFI já gerenciava três vezes mais reservas de petróleo do que a própria Statoil. Em 2008 a Petoro, estatal criada para gerenciar o SDFI, contribuiu com cerca de US\$25,83 bilhões em receitas de petróleo para a Noruega, contra US\$ 2,74 da companhia Statoil. No entanto, vale ressaltar que a Petoro e o próprio Estado continuam dependentes do poder tecnológico da Statoil (RIGGGVIK, 2014, p. 99).

⁵³ Depois da cotação do barril de petróleo tipo Brent (ver próxima nota) ter atingido o máximo valor em 1980 (US\$ 36,83), o preço recuou continuamente até alcançar a cotação mínima da década em 1986 (US\$ 14,43) (BRITISH PETROLEUM STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY, 2015). Para mais informações sobre o comportamento histórico dos preços do barril de petróleo tipo Brent no mercado mundial, ver gráfico 2.

⁵⁴ Petróleo Brent foi assim batizado por ter origem no campo de Brent, no Reino Unido. Atualmente, a nomenclatura designa qualquer petróleo que seja extraído do Mar do Norte. O petróleo tipo Brent é comercializado na Bolsa de Londres e seu preço é referência tanto para o mercado europeu como para o asiático (IPEA, 2005).

compartilhar risco⁵⁵ induziram o Estado norueguês a aceitar novos termos para a participação das empresas estrangeiras. Assim, naquele mesmo ano o Governo aprovaria significativas desonerações para as empresas não norueguesas (RYGGVIK, 2014, p. 95).

As próximas rodadas de concessões demonstraram que o Governo ainda desejava manter a parceria com estas multinacionais. Na décima primeira rodada, as petrolíferas internacionais arremataram, como operadoras, 38% dos 22 blocos concedidos. A participação total estrangeira nessa fase foi de 41%. Na rodada seguinte, embora o capital nacional ainda mantivesse mais de 50% da propriedade, as firmas multinacionais atuavam como operadoras em 10 dos 16 novos blocos alocados (NPD, 1990, p. 14, SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 90).

Tabela 2 - Participação norueguesa e estrangeira nas rodadas de licitações

Rodada	Ano	Número de blocos concedidos	Participação norueguesa (%)	Participação estrangeira (%)	Operadores noruegueses (%)	Operadores estrangeiros (%)
1	1965	78	9	91	0	100
2	1969-71	14	15	85	0	100
Statfjord	1973	2	52	48	0	100
3	1974-78	22	58	42	63	37
Ula (19B)	1977	2	50	50	0	100
Gullfaks	1978	1	100	0	100	0
4	1979	8	58	42	68	32
5	1980-82	12	66	34	92	8
6	1981	9	64	34	50	50
LP* 079	1982	1	100	0	100	0
7	1982	5	60	40	80	20
LP 085	1983	3	100	0	100	0
8	1984	17	60	40	60	40
9	1985	13	43	57	62	38
LP 112	1985	1	67	33	0	100
10A	1985	9	64	36	67	33
10B	1986	9	65	36	56	44
LP 129	1986	1	67	33	100	0
11	1987	22	59	41	62	38
12A	1988	16	58	43	38	63

⁵⁵ As áreas mais ao sul do paralelo 62°N, para o qual especialistas estimavam de 5 a 15 bilhões de barris de óleo, foram as primeiras em que o Governo investiu capital de risco estatal na exploração (NORENOG, 1980, p. 69).

Rodada	Ano	Número de blocos concedidos	Participação norueguesa (%)	Participação estrangeira (%)	Operadores noruegueses (%)	Operadores estrangeiros (%)
12B	1989	13	64	36	67	33

Fonte: NPD (1990, p. 14).

Nota: * LP = Licença de Produção.

Apesar de o Governo sinalizar para uma profunda alteração no equilíbrio de forças entre o capital nacional e internacional atuantes na plataforma continental norueguesa, o que estava ocorrendo era, sob o ponto de vista de Ryggvik (2014), exatamente o contrário. Em 1986 a Statoil começava a produzir petróleo no campo de Gullfaks. No ano seguinte a licença da Mobil para operar no campo Statfjord seria revogada em favor da petrolífera estatal, enquanto em 1988, começaria a segunda fase da produção no campo de Gullfaks, também sob responsabilidade da mesma empresa. No mesmo ano a Hydro iniciava a produção em Oseberg. Outra petrolífera nacional, a Saga, começava a operar no campo de Snorre. Assim, se antes das duas últimas rodadas de concessões (11^a e 12^a) as empresas estrangeiras ainda lideravam como as maiores empregadoras no setor norueguês, a partir de então as companhias nacionais assumiriam tal posto com ampla vantagem. Já os números da tabela 2 sugerem certa estabilidade no percentual de participação estrangeira e norueguesa nos blocos de exploração concedidos durante a década de 1980. A partir da criação da Statoil (1972) a participação de empresas norueguesas em consórcios esteve sempre acima dos 50%, excetuando-se na rodada de número 9 em que este percentual esteve um pouco abaixo (43%). Já a participação de operadores noruegueses esteve abaixo dos 50% em três oportunidades: No campo de Ula e na licença de operação número 112, em que não houve operador nacional, os números de blocos concedidos foi irrisório (3 no total). Já na rodada 12 A, na qual o percentual de petrolíferas norueguesas operadoras foi de 38%, esse resultado se explica pela divisão da rodada em duas (A e B). Somando-se as duas, o percentual se eleva para 52%. Sob esse ponto de vista, a maior participação das firmas internacionais nessas últimas rodadas representou mais uma correção de rota do que uma profunda alteração na política de concessões. Vale ressaltar que os blocos mais promissores estavam ainda sob a tutela do capital nacional (NPD, 1990, p. 14; RYGGVIK, 2014, p. 95-96).

A baixa consistente do preço internacional do barril de petróleo durante a década de 1980 bem como a crise financeira que assolava a economia mundial na mesma época suscitaram novos debates políticos no país em relação à adequação do nível de investimentos na plataforma continental norueguesa à nova demanda por combustíveis, uma vez que o total

de inversões impactava diretamente sobre o nível de atividade e emprego entre as empresas fornecedoras nacionais. Conforme argumento de Ryggvik (2014, p. 96), o tripé “[...] equilíbrio entre capital de risco, propriedade estatal e tributação de maneira a garantir maior parcela possível de renda à Noruega [...]” que até então sustentava a política do petróleo no que dizia respeito às atividades de exploração não se aplicava completamente em relação ao restante da cadeia produtiva. Para estes últimos, importava mais a tecnologia, o desenvolvimento de negócios e dos locais de trabalho e, principalmente, a oferta de emprego. Estes setores também eram muito mais sensíveis às flutuações da atividade econômica tanto internamente quanto externamente ao setor petrolífero. Por conta disto, o Governo hesitava em restringir o investimento em exploração mesmo que o preço do petróleo em queda significasse menor apropriação de rendas para o Estado.

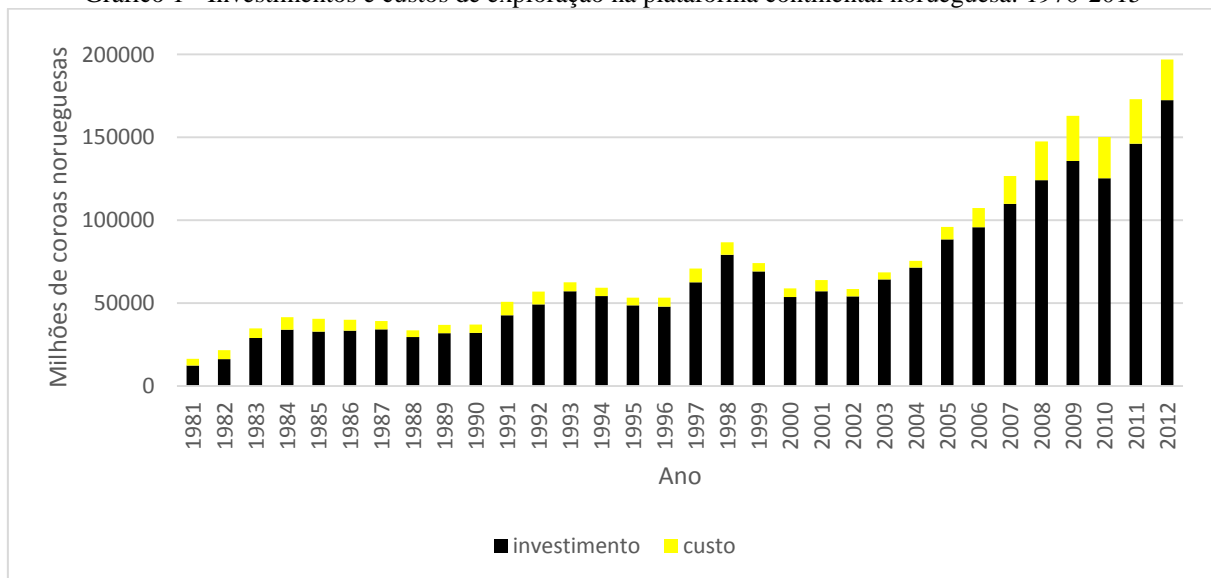
Assim, enquanto na década de 1980 houve desemprego em massa na maioria das nações desenvolvidas⁵⁶, a Noruega conseguia reverter esta tendência negativa através do amplo investimento na indústria petrolífera. Os momentos mais críticos para o nível de emprego no país seriam experimentados durante a década de 1980 (com o colapso da indústria naval) e no início dos anos 1990. E mesmo nesses momentos críticos o nível de emprego não foi tão ameaçado quanto em outros países desenvolvidos, principalmente em função dos pesados investimentos na exploração petrolífera (RYGGVIK 2014, p. 95-96).

A alta volatilidade dos preços para o barril tipo Brent no mercado mundial colocou em evidência a questão de como deveria ser regulado o ritmo de extração do petróleo na Noruega. Em 1983, sem nenhum debate político, a estratégia escolhida para regular o ritmo de extração foi a de limitar o investimento, o que impactaria diretamente na produção futura. Em 1988 o Parlamento aprovou uma resolução que limitava as inversões no setor em NOK 25 bilhões com o objetivo de evitar oscilações bruscas na indústria, meta que, conforme observado no gráfico 1, jamais foi alcançada. Também havia a intenção de se manter a política do petróleo subordinada aos interesses de longo prazo da nação em detrimento dos interesses de curto prazo dos fornecedores. Contudo, naquele mesmo ano, uma crise no setor imobiliário doméstico implodiu qualquer tentativa de se limitar o investimento na indústria petrolífera. Em meados de 1988, o Parlamento autorizou a empresa Saga a iniciar o desenvolvimento no campo de Snorre, sob o argumento de que tal empreendimento criaria novos postos de trabalho para os fornecedores locais da indústria petrolífera e, conseqüentemente, amenizaria

⁵⁶ Média da taxa de desemprego (entre parênteses) para países selecionados da OCDE durante o período 1980-89: Alemanha (5,9%); Bélgica (10,8%); Espanha (17,5%); Finlândia (4,9%); França (9,0%); Holanda (9,7%); Itália (9,5%); Noruega (2,8%); Reino Unido (10,0%) e; Suécia (2,4%) (RODRIGUES, 2009, p. 190).

o crescimento do desemprego como um todo na economia. Foi estabelecido que 90% do investimento de US\$ 3,57 bilhões seriam entregues aos fornecedores noruegueses. Em 1989, a queda na cotação do barril do petróleo no mercado internacional inviabilizou a expansão das inversões no setor. No entanto, a primeira Guerra do Golfo e o aumento substancial e repentino dos preços do Brent⁵⁷ avalizaram o crescimento do nível das inversões entre 1990 e 1993 (53 bilhões de coroas norueguesas), conforme pode ser observado no gráfico 1. Convém destacar, também de acordo com a figura abaixo, a influência do aumento dos custos de extração sobre o nível de investimentos. (NORWAY, 2011, p. 22-23; RYGGVIK 2010, p. 89-90; RYGGVIK, 2014, p. 97-98).

Gráfico 1 - Investimentos e custos de exploração na plataforma continental norueguesa: 1970-2015



Fonte: Elaboração do autor a partir de Norway (2014).

A saída para crise adotada pelo Governo foi aumentar a dependência da economia em relação ao petróleo, embora autores como Ryggvik (2010, p. 90-91, tradução nossa⁵⁸) considere ele próprio a causa principal da instabilidade econômica norueguesa:

⁵⁷ Para mais informações sobre o comportamento histórico dos preços do barril de petróleo tipo Brent no mercado mundial, ver gráfico 2.

⁵⁸ Do original em inglês: “The crisis had clear elements of “Dutch disease”. Profitability was low in branches of industry other than oil. The large quantities of oil rent which flowed over Norwegian society in the 1980’s contributed instead to an inflated property market. The fall in the price of oil after 1986 burst the bubble. The big banks were bankrupt, and would not have survived if the state had not taken them over. The answer to the crisis was to remove all possible restrictions on the growth of the oil industry [...] The level of activity was now nearly twice as high as it had been before. This implied oil companies, contractors and workers who would be hard hit if the pace of exploitation was not maintained at least at the same level. Thus a spiral had been created, which pointed upwards but was unsustainable in the long term.”.

A crise tinha claras características de doença holandesa. A lucratividade estava baixa em todas as indústrias, excetuando-se a petrolífera. A entrada em massa da renda do petróleo na economia norueguesa durante a década de 1980 contribuiu para inflacionar o mercado imobiliário. A queda no preço do petróleo em 1986 estourou a bolha. Os grandes bancos quebraram e só continuaram vivos graças à ajuda estatal. A resposta para a crise foi remover qualquer barreira para o crescimento da indústria petrolífera [...] O nível de atividade está agora duas vezes maior do que era antes. Como resultado, as petrolíferas, os fornecedores e os trabalhadores tornaram-se dependentes da exploração em um ritmo elevado. Assim uma espiral positiva foi criada, mas que no longo prazo é insustentável.

Ao mesmo tempo, a indústria nacional precisava se adaptar rapidamente a uma nova realidade em que as medidas de salvaguarda aos fornecedores locais eram gradualmente extintas. Do ponto de vista político, a extinção das barreiras comerciais na Noruega, a exemplo do que aconteceu em outros países protecionistas, foi um processo cujo epicentro estava localizado fora das suas fronteiras, ou seja, sem nenhuma correlação com um aumento de competitividade da indústria local a qual pudesse demonstrar que a proteção já não era mais necessária. No caso específico da Noruega, Ryggvik (2014, p. 89) e Sasson e Blomgren (2011, p. 72) apontam a entrada do país no Mercado Comum Europeu, a qual tinha como condição básica a supressão das barreiras protecionistas adotadas em favor da indústria local, como a principal causa externa. A partir de então houve uma sistemática modificação da política do petróleo, cujo principal objetivo seria a redução de barreiras à entrada da concorrência internacional no setor petrolífero, conforme pode ser observado através das seguintes medidas adotadas pelo Governo: as empresas estrangeiras já não precisariam mais ter filiais norueguesas bastando apenas que tais firmas fossem registradas na Zona Econômica Europeia (European Economic Area – EEA); os trabalhadores europeus de qualquer cidadania (pertencentes à EEA) poderiam trabalhar na plataforma continental norueguesa em condição de igualdade em comparação à mão de obra local; foram abolidas as cláusulas que obrigavam as companhias estrangeiras a demonstrar – durante o processo de licitação de novos blocos – intenção de contratar fornecedores noruegueses e; modificações na legislação foram estabelecidas, como a supressão do parágrafo 54 da lei do petróleo de 1985 e a nova redação do Decreto Real de 1972 (RYGGVIK, 2014, p. 99-100).

Os trabalhadores do setor petrolífero temiam que as entradas da mão de obra e de empresas estrangeiras pudessem minar os direitos adquiridos pela categoria nos últimos anos assim como causar o enfraquecimento das relações trabalhistas na Noruega. Dessa forma, deflagraram uma greve cuja principal reivindicação era a manutenção dos direitos adquiridos. Os industriais noruegueses, sob liderança da NHO⁵⁹, defendiam a total adesão do país à União

⁵⁹ Confederation of Norwegian Enterprise (NHO).

Europeia, por entenderem que os benefícios oriundos da filiação seriam maiores do que os prejuízos causados pelo fim do protecionismo. O próprio CEO da Statoil na ocasião, Harald Norvik, defendia posição favorável a total adesão do país à UE no referendo de 1994, pois entendia que haveria mais vantagens para a empresa em caso de maior liberdade de comercialização de seus produtos no mercado europeu. Contudo, os cidadãos noruegueses optaram, naquele momento, por permanecerem fora da União Europeia (RYGGVIK, 2014, p. 102).

2.5.2 O apoio à indústria nacional na era da globalização

A queda das barreiras protecionistas não significou que o Estado deixou de proteger a indústria local. Houve apenas uma mudança na forma em que o apoio era concedido às empresas domésticas. Ryggvik (2014, p. 105) considera fundamental a influência institucionalista⁶⁰ sobre o novo tipo de promoção da indústria nacional adotado pelo Governo. Embora a ideologia dominante, tanto na academia quanto nos governos, no início da década de 1980 fosse a neoliberal⁶¹, para o autor foi essa nova doutrina econômica que conquistou a preferência dos homens de negócio noruegueses. De maneira sucinta, argumenta que tais economistas defendem que o contexto institucional era preponderante sobre as demais causas responsáveis pelo crescimento econômico.

A indústria petrolífera norueguesa elegeu o investimento em P&D e educação como fundamentais para a melhoria do grau de competitividade das empresas domésticas. Sinalizavam também, em consonância com o entendimento de acadêmicos noruegueses, que o instrumento mais eficaz para uma política industrial de sucesso era o desenvolvimento das competências locais. O desenvolvimento da cadeia produtiva na forma de polos regionais também é apontado como importante fonte de competitividade de uma indústria. O conceito de *clusters* industriais se tornaria termo obrigatório na maioria dos relatórios e estudos técnicos tanto do setor público quanto privado.

⁶⁰ Segundo Ryggvik (2014, p. 105), o economista americano Michael Eugene Porter foi o mais influente tanto entre empresários quanto políticos noruegueses durante o início dos anos 1990.

⁶¹ De acordo com definição de Moraes (2001, p. 3) neoliberalismo é “um conjunto de políticas adotadas pelos governos neoconservadores, sobretudo a partir da segunda metade dos anos 70, e propagadas pelo mundo a partir das organizações multilaterais criadas pelo acordo de Bretton Woods (1945), isto é, o Banco Mundial e o Fundo Monetário Internacional (FMI)”. A ascensão política de Margaret Thatcher no Reino Unido e de Ronald Reagan nos EUA (em 1979 e 1981, respectivamente) marcaram o início das reformas neoliberais nas economias capitalistas desenvolvidas. Segundo o mesmo autor, o neoliberalismo pressupõe a livre circulação de capitais e mercadorias.

Contudo, Ryggvik (2014, p. 108, 113) argumenta que, no mundo real, muitas vezes as interações entre as empresas dentro de um mesmo *cluster* não eram tão harmoniosas quanto a teoria indicava. No caso particular do setor de P&G, havia conflitos e tensões que, associados à baixa no preço internacional do barril de petróleo e à maturidade dos maiores campos, acabavam criando novos desafios que a indústria petrolífera precisava superar. Paralelamente, a inserção internacional das empresas norueguesas deixava estas muito mais expostas à concorrência estrangeira em outras regiões *offshore*, em especial na Grã-Bretanha.

Foi com base na própria experiência britânica que, segundo Ryggvik (2014, p. 109), os noruegueses buscaram a solução para os seus próprios problemas. A maior empresa do setor britânico, a BP, enfrentava dificuldades relativas à queda de rentabilidade. Os executivos da companhia estavam cientes de que a produção dos maiores campos estava em vias de diminuir. Sendo assim, a única forma de restabelecer a lucratividade seria com uma drástica redução de custos. O projeto CRINE – Cost Reduction for the New Era – tinha exatamente este objetivo. Influenciado pela doutrina institucionalista (Porter), considerava toda a cadeia produtiva do setor britânico como um único *cluster*. Assim, para reduzir custos, buscava tornar o contrato entre fornecedores e operadores o mais eficiente possível. Para alcançar tal objetivo, trabalhava em duas frentes. Em primeiro lugar, tornava-se essencial eliminar qualquer forma de trabalho duplicado entre atividades a montante e a jusante da cadeia produtiva. Em segundo lugar, a aplicação de padrões de qualidade comuns para toda a indústria evitaria checagens desnecessárias bem como facilitaria a substituição e montagens de componentes tecnológicos.

Portanto, Ryggvik (2014) argumenta que as empresas norueguesas, caso desejassem manter contratos no setor britânico, deveriam rapidamente se adequar aos padrões CRINE. A resposta do Ministério de Petróleo e Energia da Noruega foi então imediata. Em 1993, o Governo lançou um programa de redução de custos no setor similar ao britânico, chamado de NORSOK. O objetivo do programa era reduzir cerca de 50% dos custos em um intervalo de apenas cinco anos. Em BNDES (2009, p. 218) pondera-se que a NORSOK também:

[...] marcou uma importante mudança de rumo na política pública do Estado norueguês, que deixou de lado sua postura até então ativa e intervencionista, passando a ter uma atuação de orquestrador e facilitador. Além disso, a soma de evidências sobre os riscos para o setor de P&G convenceu os políticos da Noruega de que não havia caminho possível para o setor senão o do aumento da competitividade e de internacionalização das empresas norueguesas.

Ryggvik (2014 p. 110) acredita que, embora tanto o CRINE quanto a NORSOK não estivessem em desacordo com a legislação da UE⁶² em termos de concorrência, uma vez que não discriminavam as empresas por nacionalidade, o fato destes dois projetos utilizarem normas que deveriam seguir a regulamentação de cada país acabava criando uma vantagem técnica relevante para os fornecedores locais, tendo em vista que era praticamente impossível os padrões da Noruega e da Grã-Bretanha se igualarem. Para defender seu ponto de vista, o autor cita como exemplo a legislação norueguesa de segurança, a qual, segundo ele, era muito mais rígida do que a britânica. Em 1997 foi criada a INTOSOK⁶³, organização financiada pelo Governo e pela iniciativa privada cujo principal objetivo era promover a internacionalização do setor petrolífero norueguês.

O resultado direto destas duas iniciativas foi a gradual internacionalização da Statoil e da cadeia local de suprimentos. Os fornecedores do setor petrolífero, antes receosos sobre o impacto negativo da queda das barreiras protecionistas, a partir de então seriam os grandes entusiastas da abertura comercial. O novo contexto internacional, marcado pelo aumento do comércio exterior e do investimento direto estrangeiro ampliava as oportunidades de negócios dos fornecedores em escala mundial. Para Ryggvik (2014, p. 104), o colapso da União Soviética acelerou este processo, uma vez que as ex-repúblicas socialistas bem como os países sob a área de influência da futura Federação Russa necessitavam do aporte financeiro de empresas internacionais (tanto operadoras quanto fornecedoras) para continuar desenvolvendo tanto antigos como novos campos petrolíferos.

Ryggvik (2010, p. 102-103 e; 2014, p. 104) e BNDES (2009, p. 219) citam também a contribuição decisiva da aliança⁶⁴ firmada em 1990 entre Statoil e a BP como responsável pela internacionalização da estatal norueguesa. A BP, embora com muita *expertise* e tecnologia, carecia de capital e boa reputação – resultado de anos sendo utilizada como instrumento do imperialismo britânico. A Statoil, por sua vez, tinha abundância de capital – resultado da sua posição privilegiada no setor norueguês – e boa reputação (como empresa estatal). Além dessa parceria, a empresa aumentou a sua participação mundial através de fusões e aquisições. O resultado dessa nova estratégia foi a afirmação da companhia norueguesa como empresa global. Na esteira da Statoil⁶⁵, os fornecedores noruegueses

⁶² União Europeia.

⁶³ Para maiores informações sobre a INTOSOK, ver seção 3.2.2: Políticas de desenvolvimento da cadeia de valor.

⁶⁴ Principalmente para operação na Nigéria, Angola e em ex-repúblicas da antiga União Soviética.

⁶⁵ Segundo relatório do BNDES (2009, p. 219) a partir de 1999 a “[...] Statoil buscou oportunidades no exterior, como na compra da operadora iraniana Aran, em 1995, e, mais recentemente, nas investidas realizadas na

acabaram sendo levados junto com a petroleira, uma vez que as redes de competências criadas dentro do território norueguês entre a operadora e a cadeia local de suprimentos, naquele momento, eram bastante robustas.

2.6 Resultados alcançados pela política de fomento à indústria norueguesa de Petróleo e Gás

Ryggvik (2014, p. 116) considera como característica particular da indústria de petróleo *offshore* o fato das instalações visíveis – nesse caso aquelas que flutuam sobre o mar – embora representem uma boa parte do investimento não evidenciam a totalidade das aquisições de bens de capital feitas por uma companhia petrolífera. Assim, para estipular o custo total de um projeto – e poder calcular a participação do conteúdo local nele – o autor argumenta que é preciso considerar também os equipamentos submersos e a tecnologia necessária para construí-los.

Durante a década de 1990 o investimento em equipamentos que seriam operados embaixo d'água, bem como em serviços (pesquisas geológicas e levantamentos sísmicos) a serem desenvolvidos no mesmo local já ultrapassavam os seus congêneres flutuantes. Ryggvik (2014, p. 116) ilustra este fato através de um único indicador calculado para o ano de 2012, segundo o qual a construção de plataformas e instalações representou menos de 20% do total de compras de bens de produção para qualquer petrolífera analisada com projetos *offshore* em curso.

O autor classificou as compras de uma companhia operadora em 11 segmentos distintos:

[...] 1. Manutenção; 2. Serviços operacionais e profissionais; 3. Engenharia; 4. Compras, construção e instalação; 5. Serviços de poços; 6. Equipamentos de perfuração de poços e serviços relacionados; 7. Serviços de sondas e perfuração; 8. Equipamentos e processos acima da linha d'água; 9. Equipamentos submarinos e instalações relacionadas; 10. Transporte e logística e; 11. Serviços sísmicos, geológicos e geofísicos. (RYGGVIK, 2014, p. 116-117).

Para Ryggvik (2014), a rápida adaptação de empresas como a Aker e a Kvaerner, que logo dominariam o mercado de construção e as competências de engenharia, bem como o desenvolvimento repentino da produção interna de sondas semissubmersíveis fizeram com que as empresas locais se tornassem as principais fornecedoras, no decorrer da década de

Venezuela, levando a StatoilHydro a estar presente hoje em 27 países, sendo operadora ou sócia em 10 deles. Também a Aker Kvaerner expandiu-se internacionalmente, já contando com operações em 30 países. ”

1970, dos segmentos 3, 4 e partes do 7 e 10. Entre 1990 e 2000 as empresas nacionais já dominavam todas as atividades listadas no setor norueguês, inclusive, como *player* mundial em uma quantidade considerável daqueles segmentos.

Segundo o mesmo autor, a explicação para o sucesso dos *clusters* locais não pode ser dissociada da ação estatal. A despeito da competência em muitos daqueles setores ter surgido muito antes da descoberta de petróleo no Mar do Norte, para Ryggvik (2014) sem a combinação de iniciativas privadas com uma elevada dose de protecionismo a indústria norueguesa muito provavelmente sucumbiria à concorrência estrangeira oriunda de mercados, como o Golfo do México e Grã-Bretanha, que naquele momento já estavam firmemente estabelecidos.

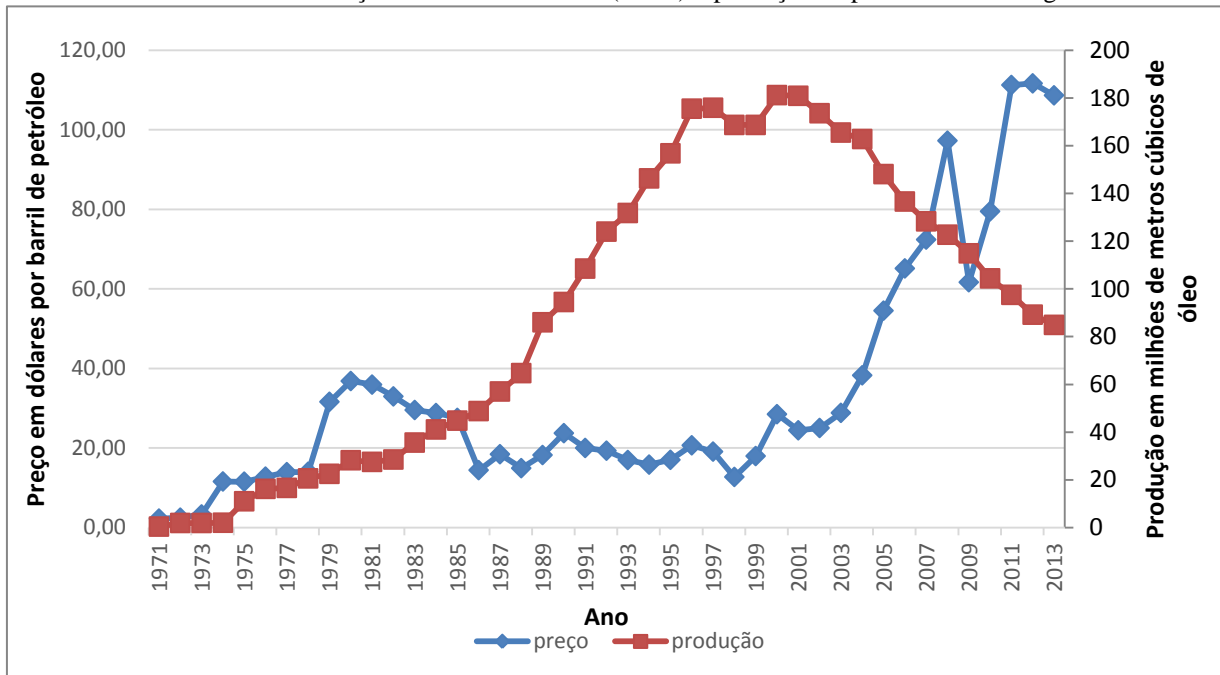
Mesmo após a redução das barreiras protecionistas o crescimento da cadeia produtiva entre os anos de 1990 e 2012 foi pelo menos tão vigoroso quanto aquele experimentado entre os anos de 1970 e 1980. Os investimentos relacionados ao setor petrolífero saltaram de US\$ 5,2 bilhões em 1990 para US\$ 22,1 bilhões em 2009. Analisando os números relacionados apenas ao volume de negócio dos fornecedores – que incluiu exportações e também as compras internas entre eles mesmos – em 2000 esse valor era de US\$ 16,88 bilhões, enquanto em 2011 havia saltado para US\$ 58,62 bilhões (RYGGVIK, 2014, p. 118-119).

Vale ressaltar que esta impressionante taxa de crescimento nas inversões foi atingida em um contexto de queda acentuada na produção de petróleo norueguesa. O ano de 2001 foi o pico da produção com 3,4 milhões de barris por dia – o que garantiu ao país a posição de 6º maior produtor mundial – ao passo que em 2011 a extração de petróleo estava abaixo dos 2 milhões de barris por dia. Em parte o aumento do investimento pode ser explicado também pelo crescimento da produção de gás natural, a qual foi a responsável pelo incremento da produção total (petróleo mais condensado e gás natural) até alcançar seu pico em 2004 (4,55 milhões de barris de petróleo equivalente dia). Contudo, a partir de 2004, a produção total combinada também passou a declinar (NORWAY, 2011, p. 20-21).

Dessa maneira, Ryggvik (2014) busca uma explicação melhor para o crescimento dos investimentos – em um contexto de queda da produção – no preço do barril do petróleo. Conforme pode ser observado no gráfico 2, a média de preços, entre 1997 e 2003, foi de US\$ 22 o barril, enquanto entre 2005 e 2011 o preço médio havia sido deslocado para um patamar bem mais elevado, entre US\$ 54 e US\$ 112. Em contrapartida, a produção a partir de 2001 vem caindo continuamente mesmo com a evolução ininterrupta dos preços observada até a crise financeira de 2009. Custos em elevação (observados no gráfico 1) associados diretamente à queda de produção também contribuíram para o crescimento da cadeia de

fornecedores. Paralelamente, o Governo fomentou a descoberta de novas jazidas. Todos estes fatores juntos contribuíram para a elevação do investimento mesmo em um contexto de retração da produção.

Gráfico 2 - Preço do barril de óleo cru (Brent) x produção de petróleo na Noruega



Fonte: Elaborado pelo autor a partir de dados de Norway (2014) e British Petroleum (2015).

Ryggvik (2014, p. 121) destaca que, para manter o alto nível de investimento em áreas já maduras, em 2003 a NPD lançou um novo regulamento o qual tornaria bem menos criteriosa a escolha das firmas operadoras naqueles blocos. Também foi permitido a partir de então que algumas empresas vendessem as suas participações nos blocos já concedidos. O número de firmas elegíveis como operadoras também foi aumentado. Contudo, a mais importante iniciativa governamental com o intuito de estimular novamente a perfuração destas áreas foi, em 2004, uma reforma no regime tributário, que passaria a conceder 78% de dedução fiscal para investimentos em exploração. Em 2010, o fisco norueguês restituiu em impostos, para um grupo de 40 empresas, o montante de US\$ 1,7 bilhão. Como resultado dessa nova política, o investimento em perfuração cresceu de US\$ 3,5 bilhões para US\$ 4,5 bilhões, criando novas oportunidades para os fornecedores locais.

A internacionalização também foi consequência da política de incentivo à cadeia de valor doméstica. A partir dos anos 2000, parte considerável do volume de negócios dos fornecedores locais advinha de suas atividades internacionais. De acordo com dados do Norway (2014, p. 56) no ano de 2012, de um volume total de negócios de NOK 461 bilhões,

cerca de NOK 186 bilhões eram receitas oriundas de atividades internacionais dos fornecedores nacionais, ou seja, 40% do total. Desde 2006, as receitas das empresas norueguesas derivadas de suas operações estrangeiras cresceram, em média, 11% ao ano. Os serviços de perfuração e drenagem são aqueles que mais obtiveram receitas externas, seguido pelos segmentos de *topside*⁶⁶ e equipamentos de processo. As atividades submarinas de equipamentos e instalações complementam esta lista. Os maiores parceiros comerciais do setor petrolífero norueguês são a Coreia do Sul⁶⁷, Reino Unido, Brasil e Cingapura. Segundo levantamento de Sasson e Blomgren (2011, p. 37), as principais regiões a receberem investimentos de fornecedores da indústria petrolífera da Noruega são (em ordem decrescente de fatia de mercado): Norte da África e Mediterrâneo (28%); Reino Unido e Mar do Norte (24%); Sudeste Asiático, Índia e Austrália (17%); África Ocidental (12%); Brasil e Venezuela (12%); China (11%); EUA e Canada (8%); Rússia, Azerbaijão e Cazaquistão (8%) e; Oriente Médio (2%).

Enquanto os fornecedores apresentavam uma rápida internacionalização, para a Statoil apenas 20% de sua produção era realizada no estrangeiro até metade da década de 2000. Após a aliança da empresa com a BP, muitos acreditavam que a estatal serviria de motor para a internacionalização das demais empresas da cadeia produtiva. Entretanto, os resultados acima descritos demonstram que o rápido sucesso de internacionalização das firmas nacionais foi mais em virtude das redes construídas pelos fornecedores noruegueses com empresas estrangeiras do que por algum tipo de influência da Statoil.

Os fornecedores noruegueses logo se tornariam o segundo maior negócio de exportação – principalmente de serviços avançados – estando atrás apenas da venda de óleo cru. A cadeia produtiva do petróleo ultrapassava, assim, setores tradicionais de exportações norueguesas, como o de alumínio e pescado, criando um fato inédito para a economia local: pela primeira vez na história do comércio exterior da Noruega, a pauta de exportações do país não era liderada apenas pela produção de *commodities* (RYGGVIK, 2014, p. 123).

⁶⁶ Construção marítima acima da superfície (*Topside*): Segundo definição de Sasson e Blomgren (2011, p. 19) consiste nas atividades de construção de navios petroleiros e de transporte de hidrocarbonetos em geral, instalações flutuantes *offshore* e também de manutenção e modificação tanto de plantas *offshore* quanto *onshore*.

⁶⁷ Embora a Coreia do Sul não seja considerada uma província petrolífera *offshore*, é o mercado internacional que mais gerou receitas para as empresas norueguesas. Isto se deve ao fato de que boa parte dos serviços de construção naval (plataformas, navios, equipamentos de perfuração, etc.) são encomendados pelas operadoras norueguesas junto aos estaleiros sul-coreanos.

3 POLÍTICAS PÚBLICAS SETORIAIS E O MODELO NORUEGUÊS DE EXPLORAÇÃO PETROLÍFERA

A partir da descoberta da viabilidade comercial das reservas petrolíferas localizadas no Mar do Norte, pertencentes ao Estado norueguês, o Governo planejou e executou uma série de políticas públicas cujo principal objetivo era garantir a maior apropriação possível, pelo país, da renda do petróleo. Para tanto, criou-se um consenso entre a sociedade civil e a classe política local de que tal propósito só poderia ser plenamente atingido através do desenvolvimento regional de toda a cadeia produtiva relacionada ao setor de Petróleo e Gás (P&G).

Tal estratégia de desenvolvimento obteve êxito acima das expectativas iniciais em um curto intervalo de tempo (em torno de duas décadas). Os números apresentados na tabela 3 corroboram a importância do setor petrolífero para a sociedade e para a economia do país, tendo em vista que: a indústria de P&G responde hoje por cerca de 1/3 do Produto Interno Bruto⁶⁸ (PIB), das receitas estatais e do investimento total, além de ser o responsável por cerca de 50% do total de exportações; a quantidade de recursos atualmente disponíveis no The Government Pension Fund⁶⁹, que fora criado justamente para otimizar o uso no tempo das receitas provenientes da extração petrolífera, é suficiente para financiar no médio prazo a manutenção do padrão de vida do povo norueguês; ajudou a desenvolver grandes empresas nacionais, como a StatoilHydro e a Aker Kvaerner, as quais hoje fazem parte de um seleto grupo de multinacionais do setor, sendo responsáveis pela geração de divisas e receitas para o Estado⁷⁰; tornou as instituições e centros de pesquisa da Noruega referências mundiais na indústria de P&G e; criou internamente uma estrutura industrial repleta de pequenos e médios fornecedores (mais de 500 empresas), os quais são diretamente responsáveis pela geração de empregos e renda para o país (BNDES, 2009, p. 214).

⁶⁸ A geração de valor criada em 2008 por toda a cadeia produtiva da indústria petrolífera no país (excluindo ganhos de capital de subsidiárias estrangeiras) foi de NOK 756 bilhões. Sendo o PIB da Noruega naquele ano de 2,26 trilhões de coroas norueguesas, isso significa que cerca de 1/3 de toda a riqueza gerada no país foi criada pela cadeia produtiva da indústria de P&G. Os NOK 756 bilhões podem ser divididos entre fornecedores (NOK 134 bilhões), *State's Direct Financial Interest- SDFI* (NOK 160 bilhões), e renda dos operadores (NOK 462 bilhões). Geração de valor é aqui definida como os recursos econômicos criados por uma organização para os seus empregados (na forma de salários), acionistas (na forma de lucros) e governos (na forma de impostos e taxas). No caso da cadeia produtiva da indústria do petróleo, os fornecedores geram valor ao aplicar seu capital exclusivamente na produção de bens e serviços, enquanto as firmas operadoras criam valor na exploração de um recurso natural (SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 35-36). No que tange as receitas, em 2009 70% tiveram origem na atividade operacional (1,421 bilhões de coroas norueguesas sendo que deste total 588 bilhões são gerados apenas pela Statoil) ao passo que 388 bilhões de coroas norueguesas são geradas pelos fornecedores do setor (SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 20)

⁶⁹ Para informações sobre o atual valor reservado no fundo soberano norueguês, consultar nota 15.

⁷⁰ Em 2012, dos 401,4 bilhões de coroas norueguesas arrecadados pelo Estado originados da exploração petrolífera, 14,1 bilhões foram de dividendos distribuídos pela StatoilHydro (NORWAY, 2014, p. 12).

Em termos de competências tecnológicas, o sucesso alcançado pelas firmas norueguesas também é indiscutível. Estudo liderado em 2003 pela AFF (Administrative Research Fond at the Norwegian School of Economics and Business Administration) citado por Sasson e Blomgren (2011, p. 30) comparou, em termos de competências tecnológicas, três centros mundiais de referência na exploração de petróleo: Houston (EUA), Noruega e Grã-Bretanha. Em relação as competências tecnológicas dos operadores da indústria de petróleo, a Noruega ficou em segundo lugar atrás de Houston, ao passo que quando comparados os fornecedores, o país escandinavo alcançou a primeira posição. De acordo com o mesmo estudo, a indústria norueguesa é ativa em todos os setores da cadeia produtiva do petróleo e, em cada um deles, cobre um bom número de atividades técnicas (serviços de engenharia, manufatura, suprimento de máquinas e equipamentos, operações marítimas, etc.).

Tabela 3 - Indicadores macroeconômicos do setor petrolífero norueguês em 2013

Participação do setor petrolífero	Em percentual (%):
No Produto Interno Bruto	21,5
Nas Receitas Estatais	29,1
No Investimento Total	30,7
Nas Exportações	48,9

Fonte: Norway (2014, p. 12).

Sob o ponto de vista do emprego, dados de Sasson e Blomgren (2011, p. 18) demonstram a importância da indústria de P&G (particularmente da cadeia produtiva) para a Noruega: No ano de 2009, existiam no país 2500 empresas relacionadas ao setor petrolífero (entre operadoras e fornecedoras). Dos 136 mil empregados pelo setor, 22 mil estavam locados nas empresas operadoras enquanto o restante (114 mil) compunham a força de trabalho dos fornecedores.

O sucesso do modelo norueguês de exploração petrolífera não fora obra de mero acaso. Ele foi resultado da interação eficiente entre instituições, legislação e políticas públicas. Este capítulo tem como objetivo, portanto, demonstrar como funciona o modelo norueguês de exploração do petróleo bem como apresentar quais foram as principais políticas públicas que concorreram para a bem-sucedida experiência daquele país. A partir do estudo aprofundado deste modelo será possível extrair elementos da experiência norueguesa que podem servir de base para uma política nacional de fomento à indústria de P&G no Brasil.

3.1 Instituições para o desenvolvimento da indústria petrolífera

Desde o princípio, o setor petrolífero norueguês foi fortemente influenciado pelo Estado. Até o final dos anos 1990 o Governo ainda alocava as operadoras em cada campo de maneira a melhor satisfizer os interesses nacionais. Embora hoje a interferência estatal sobre a indústria de P&G seja consideravelmente menor, manteve-se ainda uma estrutura institucional formada por órgãos políticos, reguladores e comerciais (BNDES, 2009, p. 220).

Thurber *et al.* (2011, p. 1) neste mesmo sentido observam que a principal característica do modelo norueguês, responsável por torna-lo referência para outros países exportadores de *commodities*, é justamente esta separação, dentro da administração governamental, de política, regulação e funções comerciais na exploração de hidrocarbonetos.

O mais importante dos órgãos políticos é o Storting (ou Parlamento). É o Parlamento que discute e edita a legislação que aponta quais devem ser as diretrizes gerais a serem observadas pela indústria petrolífera⁷¹. O principal órgão de Governo, subordinado ao Gabinete do Primeiro Ministro, é o Ministério de Petróleo e Energia (MPE). Segundo definição de BNDES (2009, p. 221) o MPE é “responsável pela gestão dos recursos do setor de P&G na Noruega, em consonância com as leis vigentes e as determinações do Parlamento e do Governo”.

Subordinados ao MPE estão o The Norwegian Petroleum Directorate, a Petoro AS, a Gassco AS e a StatoilHydro ASA. O NPD é o agente regulador do setor petrolífero. Para BNDES (2009, p. 221), “A entidade tem uma visão completa dos recursos identificados e potenciais e gerencia as informações setoriais com o intuito de garantir transparência para todos os agentes do mercado”.

Entre os principais órgãos comerciais, também subordinados ao Ministério de Petróleo e Energia, estão as empresas estatais norueguesas. A Petoro AS é a companhia estatal responsável por administrar o SDFI⁷². São responsabilidades da Petoro AS, conforme definição do MPE:

1. Proteger o interesse estatal sobre as participações diretas, em qualquer parceria na qual o Estado esteja envolvido.

⁷¹ A constituição norueguesa aponta o Rei como o Chefe do Poder Executivo. Ao Rei cabe indicar o Primeiro-Ministro (geralmente pertencente ao partido com maior representação no Parlamento), que será, após ter sua escolha sido ratificada pelo Parlamento, o chefe de Governo. O Rei também é o responsável por promulgar os Decretos Reais, os quais servem para regular ou suplementar as Leis editadas pelo Poder Legislativo (BNDES, 2009, p. 202).

⁷² Em substituição à Statoil a partir da abertura do capital da mesma em 2001 (NORWAY, 2014, p. 30).

2. Monitorar o mercado para o petróleo produzido, cuja propriedade seja do SDFI, de acordo com as premissas comerciais da Statoil.
3. A Gestão financeira, incluindo a prestação de contas, para o SDFI (NORWAY, 2011, p. 14-15, tradução nossa⁷³).

A Gassco AS também é uma entidade paraestatal, cuja principal atribuição é operar o sistema de transporte de gás natural da Noruega. A StatoilHydro ASA é companhia de capital misto (estatal e privado) cuja atribuição é a exploração, desenvolvimento e produção em campos petrolíferos. Opera também como empresa integrada de energia (NORWAY, 2014, p. 31; BNDES, 2009, p. 221).

3.2 Políticas públicas para o desenvolvimento do setor petrolífero

O desenvolvimento setor petrolífero norueguês foi incentivado por meio de diversas ações governamentais. BNDES (2009, p. 221) classifica em 4 os tipos de políticas públicas que impactam diretamente no setor petrolífero norueguês:

- a) políticas de estruturação física e institucional;
- b) políticas de desenvolvimento da cadeia de valor;
- c) políticas de transferência de conhecimento e;
- d) políticas de desenvolvimento humano.

Esta seção, no entanto, além de manter a classificação original (apenas com alterações pontuais de nomenclatura), inclui a transferência de tecnologia no subitem 3 e também uma nova subcategoria: políticas de incentivo à pesquisa e desenvolvimento (P&D).

3.2.1 Políticas de estruturação física

Dado que o papel relevante da estrutura institucional do modelo petrolífero norueguês já foi apresentado na seção anterior, neste momento a discussão estará centrada nas políticas de estruturação física encabeçadas pelo Governo norueguês. A Noruega, antes do início da exploração petrolífera, já era uma nação tradicionalmente de origem marítima. Assim, havia toda uma infraestrutura voltada à satisfação das necessidades da indústria naval. Para o

⁷³ Do original em inglês: “1. Safeguarding the State’s direct participating interest in those partnerships where the State participates at any given time. 2. Monitoring Statoil’s marketing of the petroleum produced from the State’s direct participating interests, in line with Statoil’s marketing instructions. 3. Financial management, including keeping accounts, for the State’s direct financial interests.”.

Governo, a questão principal era designar qual a região da costa do país era a mais adequada para sediar o desenvolvimento da indústria de P&G.

Stavanger (costa oeste da Noruega) foi a escolhida pelo Governo, a partir da instalação da matriz da Statoil (em 1972) no local, para sediar o primeiro *cluster* petrolífero do país. A ideia subjacente à escolha de uma cidade como base da indústria de P&G era otimizar os custos, uma vez que o local já contava com a estrutura herdada dos tradicionais estaleiros instalados na região. Também os esforços no sentido de qualificar a mão de obra foram centralizados nesta área. É dessa forma que a concentração de empresas em uma região acaba contribuindo para a elevação da competitividade das mesmas. BNDES (2009, p. 223-224) cita os principais fatores para a escolha de Stavanger como o principal polo da indústria petrolífera do país, dentre eles:

[...] 1. A base relevante de empresas já instaladas na região; 2. A proximidade em relação aos campos de petróleo; 3. A infraestrutura oferecida pelo governo local, que disponibilizaria espaços para escritórios, instalações industriais, hotéis, aeroporto e escolas; 4. A existência de uma refinaria e de uma indústria relevante de fornecimento, particularmente de estaleiros.

No final da década de 1970, após a cidade concentrar mais de 50% de toda mão de obra empregada no setor de P&G, o Governo lançou mão de uma política de desenvolvimento voltada a outras regiões do país. Além de incentivar as empresas a sediar suas atividades em outras cidades, também estabeleceu limites para a expansão de novos negócios em Stavanger. Segundo BNDES (2009, p. 224) houve a partir de então um ciclo de “desenvolvimento relevante de negócios relacionados ao petróleo em cidades como Bergen, Florø, Kristiansund, Trondheim e Harstad”.

3.2.2 Políticas de desenvolvimento da cadeia de valor

A Noruega já possuía empresas com competências similares às aquelas exigidas pela indústria petrolífera, particularmente na indústria naval e de mineração. Entretanto, havia muitas competências adicionais que precisavam ser desenvolvidas se o objetivo fosse internalizar todas as etapas da cadeia produtiva relacionada à indústria de P&G.

Enquanto a propriedade nacional era essencial para o lado operacional da cadeia produtiva, do ponto de vista dos fornecedores, a prioridade era agregar valor dentro do país, independentemente da nacionalidade. De acordo com Sasson e Blomgren (2011, p. 90,

tradução nossa⁷⁴), “O conteúdo local era calculado como a quantidade de valor adicionado na Noruega em termos de força de trabalho e capital”. A nacionalidade⁷⁵ das empresas não era levada muito em consideração, pois o que realmente importava era o aumento interno da demanda por trabalho. Assim, o Estado criou diversos mecanismos institucionais no sentido de impulsionar o surgimento de fornecedores locais. O primeiro deles foi a Lei de Concessões, a qual disciplinava os termos e condições das parcerias entre as empresas privadas e o Estado, bem como os casos em que benefícios fiscais poderiam ser admitidos. Entretanto, a Lei de Concessões também determinava a obrigação da contratação, por parte das companhias operadoras multinacionais, de fornecedores noruegueses. Ainda no âmbito das legislações editadas, destaca-se o Decreto Real de 1972 a qual garantia preferência a contratação de empresas nacionais (SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 71).

Embora a Noruega nunca tenha estabelecido requisitos mínimos de conteúdo local, foi decidido que as operadoras atuantes na plataforma continental eram obrigadas a enviar ao MPE uma lista completa contendo todas as empresas participantes do processo de aquisição de bens e serviços. Caso não houvesse empresas nacionais listadas, o MPE poderia inseri-las. Após o processo concluído, o MPE ainda possuía a prerrogativa de alterar o resultado da concorrência em favor das empresas domésticas – artifício muito pouco utilizado (BNDES, 2009, p. 225, SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 71).

No sentido de incentivar a internacionalização dos fornecedores noruegueses, o Governo concorreu para a fundação da INTOSOK. Fundada em 1997, essa organização tinha como principal objetivo subsidiar a entrada dos fornecedores locais no mercado internacional. BNDES (2009, p. 219) define o INTSOK como “[...] instituto voltado à promoção internacional das empresas norueguesas atuando no setor [...]”. Ryggvik (2014, p. 111) acrescenta que o financiamento deste projeto seria custeado em parte pelo Estado e em parte pela iniciativa privada. A partir desta iniciativa foram criadas várias subcomissões, com o intuito de formar redes de competências através da interação e cooperação entre as diversas empresas integrantes da cadeia de valor do setor petrolífero.

Algumas empresas especializadas em tecnologia surgiram a partir das diversas parcerias (incentivadas pelo Estado) firmadas entre fornecedores locais e multinacionais petrolíferas. Outras empresas, apesar de surgirem de forma mais ou menos autônoma, isto é,

⁷⁴ Do original em inglês: “Norwegian content was calculated as value added in Norway in both manpower and monetary values.”

⁷⁵ Em 2008, mais de 50% das receitas dos fornecedores eram apropriadas por empresas estrangeiras, enquanto apenas 18% eram controladas pelo Estado. Firms nacionais, por seu turno, controlavam 28% das receitas (SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 91).

por conta de uma demanda não atendida por fornecedores internacionais, conseguiram conquistar relevante fatia do mercado interno somente após iniciativas governamentais. Esse é o caso específico da indústria de mergulho. A fundação, em 1976, do Instituto Subaquático Norueguês (NUI) – mais tarde Centro Norueguês de Tecnologia Subaquática (NUTEC) – veio no sentido de incentivar o desenvolvimento específico deste elo da cadeia produtiva. Os principais proprietários do instituto são a organização de classificação de risco Det Norske Veritas e o Conselho Norueguês Real para Pesquisa Científica e Industrial. O objetivo do NUI/NUTEC era assumir contratos de pesquisa tanto estatais quanto da iniciativa privada. Em 1985, as três principais companhias petrolíferas norueguesas – Statoil, Hydro e Saga – assumiram como coproprietárias da instituição. Dada a crescente limitação às atividades de mergulho executadas diretamente por seres humanos o Parlamento exigiu que os maiores contratos do NUTEC se relacionassem a pesquisa de mergulho automatizado e construção em grandes profundidades. Embora os danos à saúde de muitos mergulhadores não tenham sido evitados no longo prazo, a importância do NUTEC foi fundamental para o fortalecimento das empresas norueguesas relacionadas ao setor subaquático (RYGGVIK, 2014, p. 131-132). Este é precisamente o caso das empresas Seaway e Subsea 7. Inicialmente engajadas nas atividades de mergulho, a partir dos incentivos estatais e das limitações impostas a este tipo de serviço por parte do Parlamento, as empresas se especializaram no desenvolvimento e operação de unidades autônomas de mergulho (ROV's). Depois de diversas operações de compras e fusões com outras empresas, a Seaway adquiriu o controle acionário da Subsea 7 passando a se chamar Acergy (RYGGVIK, 2014, p. 146).

3.2.3 Políticas para transferência de conhecimento e tecnologia

Ainda que não houvesse legislação específica sobre transferência de tecnologia, o Governo norueguês utilizava o processo de concessão para forçar as companhias multinacionais a compartilhar conhecimento. BNDES (2009, p. 226) cita o caso em que a Shell, no início da década de 1970, “foi solicitada a abrir sua universidade corporativa aos noruegueses da Statoil, NPD e Hydro”.

Em 1979, o Governo estabeleceu critérios para a cooperação tecnológica entre operadores estrangeiros, instituições de pesquisas e firmas norueguesas. Em princípio, pelo menos 50% da P&D necessária para desenvolver um campo na plataforma continental norueguesa deveria ser realizada por instituições nacionais. Esse requerimento foi em seguida substituído pelos “acordos de boa vontade” (*Goodwill Agreements*), os quais exigiam que o

máximo possível de inovação fosse desenvolvido dentro da Noruega. Esses acordos são apontados como os principais responsáveis pelo crescimento da P&D no setor. Os “acordos de boa vontade” tinham como objetivo absorver capital e tecnologia das grandes petrolíferas estrangeiras. Para tanto o Governo oferecia benefícios, em futuras rodadas de concessões, para aquelas operadoras multinacionais que contratassem instituições norueguesas dedicadas à pesquisa e o desenvolvimento de novas tecnologias (SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 71; BNDES, 2009, p. 225).

As companhias estrangeiras eram classificadas conforme a sua contribuição para a formação de competências domésticas. Assim, aquelas que cooperassem apenas com investimento financeiro não eram tão bem avaliadas quanto aquelas que contribuíssem também com a transferência de *know how* e tecnologia. Os acordos de boa vontade faziam parte de um pacote maior de incentivos, conhecido como “acordos tecnológicos”. Tais acordos obrigavam as empresas estrangeiras, como condição de elegibilidade nas rodadas de concessões, a financiarem a atividade de pesquisa e desenvolvimento tecnológico no setor petrolífero norueguês. Segundo o Norway (2011 p. 140, tradução nossa⁷⁶) “O objetivo destes acordos era estimular a indústria norueguesa e aumentar a *expertise* nacional”.

Contudo, havia severas críticas internas quanto a real eficácia de tais acordos para a transferência de tecnologia. Logo no início da exploração do setor norueguês, dado que a competência tecnológica local era praticamente inexistente, havia a necessidade de forçar a transferência de tecnologia das firmas estrangeiras via acordos tecnológicos. Com o passar dos anos, a *expertise* nacional aumentou de tal maneira que as firmas internacionais passaram a investir naquelas áreas em que a competência norueguesa era maior, tendo então o efeito de transferência de tecnologia o resultado oposto ao pretendido. O fato das companhias globais também poderem deduzir dos impostos devidos o montante investido em P&D corroborava a tese de que os acordos eram mais prejudiciais do que benéficos aos interesses nacionais. Por um lado, dado que as principais instituições de pesquisa se tornaram dependentes do financiamento estrangeiro, seria muito complicado para elas perderem, subitamente, tais recursos. Por outro lado, se esses recursos fossem realocados para dentro do orçamento estatal, a pesquisa no setor petrolífero teria que competir com todos os demais ramos. Dessa forma, o MPE optou por manter versões atualizadas dos acordos tecnológicos ao invés de extinguir por completo essa forma de financiamento (NORWAY, 2011, p. 140).

⁷⁶ Do original em inglês: “The objective of the agreements was to stimulate Norwegian industry and increase Norwegian expertise.”

A principal alteração dizia respeito ao encerramento do vínculo entre investimento em pesquisa e benefícios em futuras rodadas de concessões. Todas as empresas precisariam agora também apresentar pareceres sobre seus investimentos em P&D, inclusive as nacionais Statoil, Hydro e Saga. Na prática, o ônus do desenvolvimento tecnológico a partir de então deveria ser dividido entre Estado, capital nacional e estrangeiro. Os acordos tecnológicos foram abolidos com a entrada da Noruega na EEA. Este novo arranjo institucional representava um novo tipo de protecionismo, o qual não discriminava o capital estrangeiro, desde que esse estivesse firmemente estabelecido no território nacional (RYGGVIK, 2014, p. 112-113).

3.2.4 Políticas de incentivo a Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

A maioria das inovações nasceu da necessidade de superar as dificuldades que surgiam no desenvolvimento dos grandes campos petrolíferos na plataforma continental norueguesa. Um instrumento de fomento à inovação foi a possibilidade da dedução dos gastos em P&D dos custos de aquisição das licenças de operação. Muitos dos projetos para o incremento da tecnologia do setor foram estabelecidos em parceria entre fornecedores e operadores, além da participação das instituições de pesquisa oficiais.

Até meados da década de 1990 o Estado era a principal fonte de recursos para o financiamento das pesquisas relacionadas à indústria de P&G, seja através de incentivos fiscais – os gastos em P&D poderiam ser deduzidos do cálculo para pagamento de impostos – ou ainda via investimento direto, o que tornava o setor público o grande investidor nacional em tecnologia, cobrindo cerca de 80% de todos os custos. No entanto, a partir do final da década a iniciativa privada aumentou significativamente a sua participação nos gastos em P&D, passando a responder por cerca de 60% deste tipo de investimento (BNDES, 2009, p. 227).

BNDES (2009) aponta os 5 principais programas de pesquisa financiados pelo Governo: RUTH, FORCE, Offshore 2010, DEMO 2000 e Petromarks. O programa RUTH (*Reservoir Utilization through advanced Technological Help*), iniciado em 1991, consistiu na integração de esforços do Conselho de Pesquisas da Noruega, NPD, institutos públicos de pesquisa e diversas companhias petrolíferas. A contribuição mais importante do programa foi o desenvolvimento da tecnologia de injeção de gás e de água e gás combinados em poços de

petróleo no intuito de melhorar as taxas de recuperação de óleo. A taxa de recuperação saltou de 34 para 41% durante o período de duração do programa⁷⁷.

Já o programa FORCE (*Forum for Reservoir Characterization, Reservoir Engineering and Exploration Technology Co-operation*), iniciado em 1995, é um fórum criado com o objetivo de aproximar operadores e fornecedores do setor de P&G das instituições de ensino e pesquisa norueguesas. A cooperação é estimulada via reuniões, comitês e seminários. Nestes eventos as empresas operadoras apresentam um problema relacionado à produção petrolífera no Mar do Norte enquanto as instituições acadêmicas e de pesquisa, associadas aos fornecedores, buscam soluções tecnológicas para a resolução dos mesmos.

Os programas Offshore 2010 e DEMO 2000, por sua vez, foram postos em prática mais recentemente (início dos anos 2000). O objetivo destes dois programas é buscar a maior participação dos pequenos e médios fornecedores na pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias. O Offshore 2010 é direcionado mais à pesquisa de tecnologia para a exploração em águas profundas, ao passo que o DEMO 2000 tem como objetivo a produção de inovações direcionadas principalmente aos novos mercados.

O Petromarks foi fundado em 2004 a partir de uma parceria firmada entre o governo da Noruega e a iniciativa privada. O programa financia a pesquisa e também tem como objetivo reforçar a posição competitiva da indústria de P&G norueguesa no exterior. De acordo com BNDES (2009, p. 227), as principais linhas de pesquisa financiadas pelo programa estão relacionadas a “[...] tecnologia de gás, transporte e processamento submarino, tecnologia de produção em águas profundas, redução de custos de perfuração e temas de saúde, segurança e meio ambiente”.

O Governo norueguês financia tanto os programas de inovação tecnológica quanto a pesquisa e desenvolvimento dentro das próprias empresas através de quatro mecanismos distintos: 1. “Acordos Contábeis” no sistema tributário para as firmas operadoras do setor petrolífero. É possível deduzir gastos em P&D do total pago ao Estado sob a rubrica de taxa especial de petróleo. Como o incentivo à P&D e à inovação, os Acordos Contábeis especificam que todos os gastos com pesquisa que sejam relevantes para as áreas de exploração, desenvolvimento de campos ou produção na plataforma continental norueguesa

⁷⁷ A taxa de recuperação relaciona-se a quantidade de petróleo que pode ser extraída de cada campo. Tendo em vista que, sem pressão suficiente, nem todo o óleo presente no poço poderá ser extraído foram desenvolvidos métodos para otimizar a retirada de petróleo dos reservatórios. Entre as principais técnicas de recuperação, destaca-se a injeção de água (e uma mistura de gás e água) para compensar a despressurização dos reservatórios de óleo. Esse método foi utilizado, originalmente, para o campo de Ekofisk em 1986. Estima-se que foi essa inovação a grande responsável por esse crescimento da taxa de recuperação. Essas inovações renderam, em termos absolutos, um aumento de NOK 144 bilhões no valor presente líquido das reservas nacionais de petróleo (SASSON; BLOMGREN, p. 75).

poderão ser descontados do valor das licenças de produção o que, de fato, reduz em 50% o custo do investimento em inovação; 2. A política SkatteFUNN garante que as firmas norueguesas (de acordo com certos pré-requisitos⁷⁸) podem deduzir dos impostos até 20% dos gastos em P&D, até um limite de NOK 11 milhões por ano. Em 2009, esta política contribuiu com NOK 170 milhões para o desenvolvimento de novas tecnologias no setor petrolífero; 3. Financiamento de Inovações através do “Inovation Norway” e SIVA. Esses dois programas, junto com o Conselho de Pesquisa da Noruega, estão financiando o desenvolvimento de *clusters* regionais de petróleo e gás e; 4. Financiamento de Pesquisa através do Conselho de Pesquisa da Noruega. Este conselho é o responsável pelo financiamento de pesquisas relacionadas aos dois programas (PETROMAKS e o DEMO 2000) descritos anteriormente. Os recursos totais disponíveis para estes dois programas em 2010 foi 239 milhões de coroas norueguesas. Também é responsável por financiar, junto com as empresas do setor, cursos de doutorado na área de petróleo e gás natural (SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 72-73).

Ryggvik (2014, p. 112) enfatiza a importância estratégica da Inovation Norway. Formada a partir da fusão de quatro outras organizações, tinha como objetivo, além de apoiar as firmas em âmbito regional, também ajudar as empresas locais a se estabelecerem internacionalmente. Não havia discriminação quanto a nacionalidade da empresa, desde que estivesse estabelecida na Noruega. Assim, tanto firmas locais quanto estrangeiras tinham acesso a fontes de financiamento subsidiadas para seus projetos relacionados à P&D. Embora a Inovation Norway fizesse parte de uma política industrial ampla (tal qual a SkatteFUNN), dado o protagonismo da indústria petrolífera para a economia nacional esta seria amplamente beneficiada por tal organização.

Várias instituições surgiram na Noruega com o objetivo de apoiar a indústria petrolífera nacional, tanto no sentido de formar mão de obra qualificada para o setor quanto para melhorar a capacidade de inovação. O Governo atuou incentivando a criação de instituições de ensino e até mesmo de empresas, destacando-se no primeiro caso a Universidade de Stavanger (UiS) enquanto no segundo a Norwegian Petroleum Consultants (NPC).

Na fase de desenvolvimento do campo de Staffjord o Governo norueguês desejava que uma forte empresa nacional assumisse o projeto de engenharia das principais plataformas.

⁷⁸ O SkatteFUNN é um esquema de concessão de benefícios fiscais cujo objetivo é incentivar as empresas a investir em P&D. O projeto em P&D é considerado elegível para receber recursos do programa de acordo com certos pré-requisitos: a meta do projeto é desenvolver um produto, serviço ou processo produtivo novo ou melhorado; o projeto segue um planejamento com objetivo claro e escopo definido; os resultados do projeto beneficiarão a companhia e; o projeto deve ser claramente distinguível das atividades operacionais normais da companhia (SKATTEFUNN, 2016).

Contudo, considerava tanto a Aker quanto a Kvaerner – as maiores empresas de engenharia do país e candidatas naturais para assumir a empreitada – suficientemente grandes para serem incentivadas. Assim, no intuito de estimular a concorrência local no setor patrocinou a criação da NPC. A NPC foi formada pela associação de 10 empresas nacionais de engenharia, dentre elas a Aker e a Kvaerner. A ideia por trás da criação da NPC era estimular a concorrência, garantindo que nenhum fornecedor, mesmo que de base local, adquirisse controle monopolista do mercado⁷⁹ (BNDES, 2009, p. 229).

O Governo norueguês teve participação ativa no rápido processo de desenvolvimento da Universidade de Stavanger (UiS). Atuou financiando o Centro de Pesquisa (RF) da UiS e em inúmeros projetos científicos relacionados à indústria de P&G. A interação com empresas privadas também foi essencial para a rápida ascensão da Universidade como centro de referência em tecnologia. Destaca-se parceria firmada entre a UiS e a petrolífera americana ConocoPhillips. No início dos anos 1970 o Governo exigiu que a ConocoPhillips – então operadora do campo de Ekofisk – determinasse a qualidade do óleo de cada poço de Ekofisk. Como a empresa não tinha estrutura suficiente para atender a demanda governamental, financiou a montagem de um moderno laboratório dentro do Centro de Pesquisa da UiS. BNDES (2009, p. 229) considera essa parceria fundamental, pois “o conhecimento desenvolvido com os estudos realizados para a ConocoPhillips não só foi apresentado em conferências internacionais, servindo como referência para o RF e a UiS, como também foi responsável por criar laços corporativos entre o RF e a ConocoPhillips, que mantêm uma parceria até hoje”.

A UiS mantém forte relação com todos os membros da cadeia produtiva do setor petrolífero, e não apenas com as empresas operadoras. A indústria influenciava tanto no desenvolvimento da grade curricular quanto no fornecimento de docentes. Contudo, esta influência hoje parece ter arrefecido, em função do amadurecimento da UiS como universidade (atualmente ela também se dedica a outras áreas do conhecimento).

O desenvolvimento tecnológico também foi incentivado via criação de órgãos de normalização técnica. Uma redução significativa dos custos também pode ser alcançada através da padronização de procedimentos, materiais e produtos. Se as empresas forem forçadas a utilizar os mesmos padrões de construção, produção e montagem, então seria mais fácil substituir um fornecedor por outro. A concorrência resultante desse processo reduziria os custos e também contribuiria para o avanço tecnológico da indústria de P&G.

⁷⁹ Isto porque, caso a Kvaerner ou a Aker arrematassem todos os principais contratos, poderiam extrair lucros extraordinários, ou seja, parcela da renda do petróleo que de outra forma seria incorporada pelo Estado.

A reestruturação da NORSOK (antes responsável pela padronização do setor petrolífero) nos anos 2000 deu origem a duas novas organizações: A Standard Norge e a KonKraft. A Standard Norge é um órgão de normalização técnica específica para o setor petrolífero, contribuindo como base para o desenvolvimento tecnológico. Esta é composta por um conselho de especialistas em cada área relevante, os quais deliberam sobre a necessidade de criação de novas normas. O desenvolvimento das redes de competências construídas no âmbito da NORSOK por sua vez foi transferido para uma nova organização, a KonKraft. Esta última é formada pelas federações de indústrias relevantes para o setor petrolífero, inclusive com a participação efetiva dos sindicatos de classe (RYGGVIK, 2014, p. 111-112).

3.2.5 Políticas de desenvolvimento da força de trabalho

Para uma indústria tornar-se competitiva ao longo do tempo, ela precisa atrair os melhores profissionais disponíveis no mercado, antes mesmo de investir em novas tecnologias. Assim, a competitividade de uma indústria dentro de um determinado mercado está atrelada diretamente ao seu investimento em especialização da força de trabalho. Os polos industriais geralmente são especialistas em transformar a educação formal genérica em formas mais adequadas e úteis à realidade do *cluster*. Os polos só podem incrementar a sua produtividade caso existam instituições de ensino na região que forneçam pelo menos a base de conhecimento necessária. Contudo, o acirramento da concorrência exige que este conhecimento esteja em constante desenvolvimento.

Investimentos em educação, em princípio, são feitos pelas escolas e universidades em determinada região sem a participação efetiva das empresas. São estes investimentos que formam a base da mão de obra disponível para as indústrias. Por outro lado, se uma indústria pretende se estabelecer por um período longo de tempo, ela precisa atrair o que há de melhor em matéria de força de trabalho, através de programas educacionais os quais irão prover o próprio *cluster* da base de conhecimento necessária ao seu desenvolvimento futuro. Geralmente é o sistema de educação pública que preenche essa lacuna quando surge um *cluster* potencial em determinada região.

Especificamente para o setor petrolífero, o tipo de capacitação educacional que é capaz de aumentar a produtividade do *cluster* como um todo é aquela relativa ao conhecimento relacionado às ciências naturais, geologia e engenharia, preferencialmente com especialização em petróleo e gás. Quando a exploração de petróleo teve início na Noruega, não havia mão de obra suficientemente qualificada no país para suprir a demanda da indústria

por profissionais da área. Assim, as vagas de trabalho mais qualificadas eram preenchidas por mão de obra importada (americanos e franceses) enquanto apenas os serviços braçais ficavam a cargo dos trabalhadores noruegueses. O Governo, a partir de 1978, informou as petrolíferas estrangeiras que o uso de mão de obra nacional seria um dos critérios para a concessão de novas licenças na plataforma continental norueguesa. Apesar desses esforços, a mão de obra importada pela Noruega se manteve estável na faixa de 20% do total (SASSON; BLOMGREN, p. 49-50).

Segundo BNDES (2009, p. 229) o Governo, no intuito de:

[...] acelerar o desenvolvimento dos recursos humanos no setor de P&G” atuou tanto na criação de políticas para “ facilitar a interação e a troca de informações entre os funcionários de empresas privadas nacionais e estrangeiras, por meio de instituições específicas” quanto para “estimular ativamente a capacitação de mão-de-obra especializada, por meio de instituições de ensino.

A fundação da Universidade de Stavanger em 1969, também pode ser considerada como consequência de uma política governamental ativa cujo principal objetivo era especializar a mão de obra direcionada ao setor petrolífero. Desde o início das suas atividades, a UiS estava focada na formação de mão de obra qualificada para satisfazer a demanda da indústria petrolífera. No início da década de 1970 patrocinou a formação de um comitê de especialistas cujo principal objetivo seria a criação do curso de Tecnologia do Petróleo, sendo a primeira universidade do país a oferecer graduação na área de P&G. Atualmente é o centro de ensino que mais forma profissionais pós-graduados na área de petróleo.

3.3 O desenvolvimento da cadeia produtiva através da formação de *clusters* regionais

De acordo com Sasson e Blomgren (2011, p. 98), existem quatro mecanismos através dos quais as firmas pertencentes aos *clusters* industriais podem aumentar a sua produtividade e inovação⁸⁰:

- a) pela proximidade com os clientes demandantes (que induz as inovações);
- b) através da liderança em tecnologia e competição interna;

⁸⁰ Afonso (2012, p. 47) destaca 5 condições diferentes para o aumento da produtividade dos *clusters*. São elas:

- a) acesso à insumos e pessoal qualificado;
- b) acesso à informação;
- c) complementaridades;
- d) acesso à instituições e bens públicos e;
- e) incentivos e avaliação de desempenho.

- c) pelas externalidades de conhecimento (na forma de mobilidade de capitais e trabalho além da integração entre as firmas) e;
- d) custos de transação reduzidos devido ao estabelecimento de relações de longo prazo entre as empresas.

Dessa forma, o dinamismo é uma função da integração competitiva e cooperativa, da intensidade da mobilidade de capital e trabalho dentro da própria indústria (que é uma *proxi* da externalidade do conhecimento) e do grau de sobreposição entre as empresas do setor.

A indústria de P&G da Noruega, como destacado anteriormente, evoluiu de um estado de não existência no início dos anos de 1960 para uma indústria internacionalmente competitiva – e de forte base local – em praticamente todos os elos da cadeia produtiva em apenas três décadas de desenvolvimento. O setor enfrenta a forte competição internacional, tendo em vista que em apenas 10% dos casos a fonte de concorrência das firmas norueguesas é local, principalmente para os fornecedores de base tecnológica. A intensidade da competição tem sido responsabilizada pela rápida evolução das firmas desse setor. Empresas que operam no mesmo polo, ou seja, integradas pela competição, constantemente tem, para permanecer no topo e atrair novos clientes, incentivos para inovar e buscar soluções tecnológicas superiores aos seus concorrentes. Assim, 56% das firmas do setor petrolífero norueguês estão organizadas na forma de *clusters*, de forma que a distância entre elas não é superior a uma hora de viagem (SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 99)

Sasson e Blomgren (2011, p. 99) ponderam que as inovações acontecem menos em ambientes isolados na medida em que a P&D está cada vez mais interconectada e globalizada. Nesse mesmo sentido, Sawhney e Nambisan (2011, p. 3) afirmam que “[...] o conhecimento é um recurso finito e dinâmico, gerado e potencializado pelas atividades de colaboração [...]”. Este fato leva os autores a concluírem que “a inovação não floresce em um ambiente fechado”. Portanto, a integração inovativa inter-firmas e além das fronteiras nacionais permite maiores retornos em termos de conhecimento, acesso a recursos complementares e a transferência da governança do trabalho e do processo de inovação. A proximidade dos clientes também facilita a inovação, uma vez que estes podem ser fontes de novas ideias, processos e produtos. O nível de sofisticação dos clientes também induz a uma maior inovação. Assim sendo, quanto mais sofisticados são os clientes, maiores são os incentivos das firmas para inovar e atender a demanda de seus consumidores (SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 99; SAWHNEY; NAMBISAN, 2011, p.3).

As companhias operadoras divergem do padrão observado nas demais indústrias do setor pelo fato destas empresas serem, por definição, os principais clientes do restante da cadeia produtiva. Portanto, as operadoras, sendo as firmas mais tecnológicas e sofisticadas da cadeia produtiva, tem papel fundamental no desenvolvimento de novas ideias, processos e produtos para todas as outras empresas do setor. Como líderes dessa indústria, as operadoras identificam oportunidades futuras para liderança competitiva e então demandam soluções inovativas para os seus fornecedores (SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 101).

Os clientes das operadoras são os usuários finais ou distribuidores de produtos já padronizados sendo, portanto, pouco importantes na função de demandar inovações. Para os fornecedores, os seus clientes locais são a principal fonte de inovação. Este fato indica a importância dos clientes mais sofisticados, particularmente aqueles serviços e produtos dependentes de engenharia.

A integração colaborativa com instituições de pesquisa também pode ser considerada como importante indutor de inovações na indústria de P&G. As empresas operadoras são aquelas que mais financiam e se beneficiam da colaboração com instituições de pesquisa, pois para permanecerem competitivas elas precisam continuar tecnologicamente avançadas. Vale ressaltar como bem destaca Sasson e Blomgren (2011, p. 103) que os institutos de P&D não são apenas locais para pesquisa, mas também devem suprir a indústria com laboratórios avançados e plantas de teste.

Nesse sentido, esses mesmos autores destacam o incentivo estatal à criação de *clusters* regionais de inovação, conhecidos como Centro Norueguês de *Expertise* (CNE). Três instituições públicas que promovem o desenvolvimento industrial na Noruega (The Research Council of Norway, The Industrial Development Corporation of Norway – SIVA⁸¹ – e a Innovation Norway) criaram este programa cujo objetivo é desenvolver polos regionais de inovação tecnológica. Atualmente, existem 12 *clusters* regionais designados como CNE's, enquanto outros 17 estão ingressando no programa para no futuro se tornarem centros de referência. Destes 12 CNE's, dois são específicos para a indústria do petróleo enquanto três dos 17 são voltados exclusivamente para as atividades do setor. A importância dos CNE's pode ser observada analisando a evolução da participação da região sul da Noruega enquanto polo da indústria petrolífera. Enquanto, no início da década de 1990, a participação desta região era irrelevante, hoje abriga 50 firmas relacionadas a atividade de perfuração de poços.

⁸¹ SIVA é corporação governamental cujo objetivo é desenvolver regionalmente fortes *clusters* industriais através do investimento estatal em infraestrutura, centros de inovação e a criação de redes de conhecimento (SIVA, 2016).

Em 2005, essas firmas participaram de um projeto de fortalecimento do *cluster* regional e em 2009 a região foi reconhecida como um CNE. De 2000 a 2007, as vendas combinadas das empresas aumentaram sete vezes, sendo que 85% destas (em 2007) foram efetuadas para o exterior, tornando esse *cluster*, em um intervalo menor do que duas décadas, um dos mais internacionalizados da Noruega (SASSON; BLOMGREN, 2011, p. 104-105).

4 DIRETRIZES BÁSICAS A SEREM PERSEGUIDAS PELA POLÍTICA BRASILEIRA DO PETRÓLEO

A partir da experiência norueguesa, quais seriam as lições aprendidas bem como os aspectos mais importantes, da política nacional de petróleo, que deveriam ser utilizados como diretrizes para a consecução de um modelo brasileiro de crescimento impulsionado pela indústria petrolífera? A política nacional deve obedecer a algumas diretrizes básicas, que serão mais bem desenvolvidas ao longo deste derradeiro capítulo.

Primeiramente, as próximas seções irão destacar os elementos institucionais que já configuram um embrião de política do petróleo, que aos poucos vai sendo implantada pelo Estado brasileiro. Será dada ênfase especial a situação financeira e de composição acionária da Petrobras. Em seguida serão apresentadas as políticas atuais de incentivo ao desenvolvimento da cadeia produtiva nacional. Por último serão elencadas recomendações de políticas que possam aprimorar o modelo brasileiro, utilizando como base o exemplo histórico norueguês.

4.1 O Fundo Social e o regime de partilha

Assegurar que a maior fatia da renda proveniente da exploração petrolífera seja apropriada pelo Estado deve ser o objetivo principal da política brasileira do petróleo. Também é preciso garantir que esta renda, via investimento social, seja melhor distribuída entre os diversos segmentos da sociedade brasileira. A criação do Fundo Social⁸² para administrar o excedente de divisas oriundas das receitas geradas a partir da exploração do petróleo pode ser considerada, dessa forma, fundamental. Assim, a economia será protegida contra uma excessiva valorização do câmbio e de oscilações bruscas nos preços desta *commodity*. Também é uma forma de garantir uma melhor distribuição intergeracional dos recursos.

O atual marco regulatório brasileiro prevê que as receitas do Fundo Social serão provenientes das participações governamentais diretas da União sobre a produção dos contratos sob regime de partilha (incluindo o Pré-sal), tais como: *royalties* (22%) e bônus de

⁸² Segundo a lei 12351 de 2010, o Fundo Social foi constituído com intuito de gerar recursos para o financiamento de projetos e programas na área de combate à pobreza e desenvolvimento regional e social, e que promovam a educação, o esporte, a saúde, a previdência, a cultura, a ciência e tecnologia e a sustentabilidade ambiental. Também tem o objetivo de esterilizar quaisquer efeitos inflacionários decorrentes do excesso de recursos previstos com a exploração do Pré-sal e constituir poupança pública de longo prazo (BRASIL, 2010b).

assinatura (BRASIL, 2010b). Segundo dados do Plano Estratégico da Petrobras (PETROBRAS, 2014a), a média anual da produção brasileira entre 2020 e 2030 será de 5,2 milhões de barris de petróleo por dia (bpd)⁸³, sendo que deste montante, cerca de 3,2 milhões de bpd serão extraídos da província do Pré-sal. Segundo estimativa de Pochmann (2010), no regime de partilha o Estado apropria US\$ 45 de cada barril vendido a US\$ 76. Dado que a União tem direito a 22% deste montante (US\$ 9,90), o valor total⁸⁴ estimado arrecadado para o Fundo Social nesse período será então de US\$ 110,88 bilhões⁸⁵.

Garantir um regime jurídico adequado – ou seja, aquele que assegure maior fatia da renda ao Estado – de E&P (exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural) neste contexto é fundamental. Do ponto de vista da maximização dos recursos (vide a estimativa de Pochmann apresentada acima) o regime de partilha da produção parece ser o mais adequado.

Uma segunda vantagem deste modelo é a possibilidade de um maior controle sobre a produção, venda e estocagem do petróleo. Na partilha de produção, o Governo concede uma área de exploração para uma petrolífera, que será subordinada a uma comissão operacional conjunta (OLIVEIRA, 2010, p. 4). Essa comissão, por sua vez, será nomeada pelo Poder Público em conjunto com a operadora. Está previsto no marco regulatório brasileiro (lei 12.304 de 2010⁸⁶) que caberá a nova empresa estatal criada (Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA) gerenciar os contratos (como representante do Governo) ao passo que a Petrobras será, obrigatoriamente, a empresa operadora⁸⁷ em todos os blocos de exploração concedidos⁸⁸. Assim, o Estado garantirá hegemonia numérica dentro da comissão e, portanto, o controle efetivo sobre todas

⁸³ Dado que a Petrobras já revisou suas metas de produção para o período 2015-19, provavelmente irá revisar também as expectativas de produção futura (a partir de 2020). O cenário atual do mercado internacional de petróleo também indica uma possível redução no preço médio desse insumo para os próximos anos. Assim, espera-se uma redução no montante arrecadado pelo Fundo Social.

⁸⁴ Para obter o valor líquido destinado ao Fundo Social, deve-se deduzir deste a parcela dos *royalties* destinados aos órgãos específicos do Governo Federal (BRASIL, 2010b).

⁸⁵ O valor estimado refere-se apenas as receitas provenientes dos *royalties* auferidos com a comercialização do óleo extraído do Pré-sal. Ao valor total devem ser somados mais 15% dos *royalties* referentes aos contratos firmados, sob regime de concessão, na exploração do petróleo em terra e também a parcela referente ao bônus de assinatura (BRASIL, 2010b).

⁸⁶ Previsto em Brasil (2010a).

⁸⁷ Assegurar que a maior parcela dos contratos de concessão seja arrematada por consórcios liderados pelo operador estatal é o objetivo estratégico primordial desta política. Na qualidade de executante da tarefa, o operador irá escolher seus fornecedores e contratados. Sendo o primeiro de propriedade estatal, o poder de decisão do Governo e o de fazer implementar suas políticas – inclusive a priorização de fornecedores nacionais – será maior, pois este não será orientado única e exclusivamente por uma racionalidade microeconômica de maximização dos lucros.

⁸⁸ Segundo a Lei 12.351 de 2010, além de ser a operadora única nos contratos de partilha, a Petrobras terá no mínimo 30% de participação no consórcio de empresas autorizadas a operar em cada bloco de exploração (BRASIL, 2010b).

as etapas de E&P, algo imprescindível dada a própria natureza do modelo de partilha. Se ao Estado não for disponibilizado amplo acesso à planilha de custos e informações financeiras das companhias – algo facilitado pela sua forte presença na comissão – com o objetivo de auditar contas, haverá margem a toda sorte de fraudes (superfaturar custos, por exemplo). Isso porque, nesse regime, a União é a proprietária do produto da lavra⁸⁹, ao passo que ao ente privado contratado e ao operador cabem ser ressarcidos pelo custo da operação em óleo e também parte dos lucros auferidos na venda (excedente em óleo) (BULHÕES, 2013, p. 64). A Petrobras como operadora única do Pré-sal também poderá favorecer as demais empresas nacionais pertencentes a cadeia produtiva do petróleo, uma vez que terá o poder de priorizar as firmas domésticas na sua política comercial de alocação de contratos com fornecedores.

4.2 A questão da Petrobras

Embora a operação dos blocos seja garantida por lei à Petrobras⁹⁰, é preciso destacar a precária situação, do ponto de vista do Estado, da estrutura acionária da Companhia. Mesmo depois da capitalização da empresa ocorrida em 2010, a União manteve apenas 28,7% do capital total da petrolífera, embora mantenha o controle acionário da empresa, ainda que por uma margem estreita – 50,3% das ações ordinárias. Os investidores estrangeiros, por seu turno, controlam 28% do capital votante e 36,6% do capital social. Investidores nacionais possuem 17,4% do capital total (PETROBRAS, 2014c). Esses números revelam uma situação que prejudica a maximização das receitas do petróleo por parte do Estado. Isso significa que na distribuição de dividendos sobre o lucro, cerca de 54% fica nas mãos de agentes privados, sendo que, deste percentual, mais da metade podem ser remetidos ao exterior. Mais grave ainda é o fato da União garantir o controle acionário por uma margem muito estreita, o que pode vir a prejudicar a política do petróleo caso haja uma mudança repentina nos rumos do Governo (para uma orientação mais neoliberal, por exemplo). Assim, um objetivo conexo ao papel de destaque atribuído pelo marco regulatório à Petrobras seria aumentar o capital social da companhia em poder da União⁹¹.

⁸⁹ No caso da legislação brasileira, a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) pode contratar a Petrobras (sem licitação) para que esta comercialize o saldo em óleo/gás de propriedade estatal.

⁹⁰ O PLS 131, de autoria do Senador José Serra (PSDB-SP), propõe alterações na Lei 12351 de 2010. A principal delas tem como objetivo flexibilizar a obrigatoriedade da Petrobras como operadora exclusiva dos campos do Pré-sal. Dada a atual conjuntura política do país, este projeto deverá ser transformado em lei, o que poderá prejudicar fortemente uma política estatal de fomento à cadeia produtiva.

⁹¹ A título de comparação, apesar de também promover um processo parcial de privatização no início da década de 2000 de sua estatal petrolífera, o Estado norueguês, de acordo com dados de Statoil (2014), ainda manteve 67% do capital social daquela empresa.

A operação Lava Jato da Polícia Federal também expôs a fragilidade da companhia em termos de governança e controle. Contudo, embora seja notória a gravidade das denúncias, é preciso salientar que, em termos financeiros, os resultados da estatal continuam sendo promissores, se comparados aos de outras empresas do mesmo setor. Bomfim *et al.* (2013, p. 126), a partir de uma análise fatorial cujo objetivo seria avaliar e comparar o desempenho organizacional entre 55 petrolíferas de capital aberto com ações negociadas na New York Stock Exchange (NYSE), concluiu, com base em indicadores econômico-financeiros⁹², que a Petrobras seria a nona melhor colocada. Um segundo estudo, utilizando a técnica econométrica da Análise Envoltória de Dados aplicada a indicadores econômico-financeiros semelhantes ao do estudo anterior⁹³, classificou a Petrobras como o quinto melhor desempenho entre 61 companhias petrolíferas listadas na NYSE (MACEDO, 2012).

Todavia, para satisfazer a sua enorme necessidade por capital – compatível com o ambicioso plano de investimento da empresa – a Petrobras nos últimos anos tem buscado cada vez mais recursos junto às instituições financeiras. Como resultado, os indicadores de endividamento (razão dívida líquida⁹⁴ sobre EBITDA⁹⁵ e grau de alavancagem⁹⁶) aumentaram consideravelmente. Em comparação com as maiores petroleiras de capital aberto do mundo, o grau de alavancagem da Petrobras em 2014 (47,6%) era cerca de duas vezes maior do que o mesmo indicador para a segunda pior colocada nesse quesito (a francesa Total S.A., com 23,6%). Já em relação à razão entre endividamento líquido e EBITDA, a Petrobras apresenta um resultado quatro vezes inferior (4,25) ao da segunda pior colocada, a British Petroleum - BP (1,06).

A tabela 4 mostra a evolução de alguns indicadores financeiros das principais petroleiras de capital aberto. A partir destes dados é possível observar o alto nível de endividamento da estatal brasileira em comparação aos demais *players* no segmento de

⁹² Variáveis analisadas pelo estudo: liquidez corrente, liquidez geral, grau de endividamento, composição do endividamento, imobilização do patrimônio líquido, giro do ativo, margem líquida, margem operacional, rentabilidade do ativo, rentabilidade do patrimônio líquido, tempo restante de reservas petrolíferas e fluxo de caixa futuro de reservas petrolíferas por barril de óleo equivalente. Os dados foram obtidos das demonstrações contábeis das companhias no ano de 2009 (BOMFIM *et al.*, 2013).

⁹³ Dados fornecidos pelas demonstrações contábeis das empresas no período de 2009 a 2011 (MACEDO, 2012).

⁹⁴ Para as empresas Petrobras, BP e Shell, os resultados de endividamento líquido foram coletados diretamente de suas demonstrações financeiras. Para as companhias ExxonMobil e Chevron, a dívida líquida foi calculada através da seguinte fórmula: dívida líquida = dívida total - caixa + equivalentes de caixa.

⁹⁵ Sigla em inglês para *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*. Indicador disponível somente na demonstração financeira da Petrobras. Para as demais empresas, indicador foi calculado a partir dos respectivos demonstrativos de resultados do período de 2014.

⁹⁶ Calculado através da seguinte fórmula: alavancagem líquida = endividamento líquido / (endividamento líquido + patrimônio líquido).

petróleo. Porém, a pequena redução anual do EBITDA da Petrobras indica que a empresa não está perdendo produtividade e eficiência em relação aos seus principais concorrentes.

Tabela 4 - Indicadores financeiros selecionados, dos anos de 2013/2014, de algumas grandes companhias petrolíferas de capital aberto

Indicadores Financeiros	Dívida líquida		Patr. Líquido		EBITDA		Dívida /EBITDA		Alavancagem	
	(US\$ bilhões)		(US\$ bilhões)		(US\$ bilhões)				(%)	
	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014
Petrobras	94,8	106,2	149,1	117,0	29,4	25,0	3,22	4,25	38,9	47,6
Chevron	4,2	15,0	150,4	156,2	49,9	47,9	0,08	0,31	2,7	8,8
Exxon	18,1	24,5	180,5	181,1	74,0	68,1	0,24	0,36	9,1	11,9
BP	25,2	22,7	130,4	112,6	45,3	21,3	0,56	1,06	16,2	16,7
Shell	34,9	23,9	181,2	172,8	56,7	54,6	0,61	0,44	16,1	12,2
Total S.A.	23,6	28,8	103,4	93,5	42,1	34,4	0,56	0,84	18,6	23,6

Fonte: Elaboração do autor conforme Petrobras (2016), Chevron Corporation (2016), ExxonMobil Corporation (2016), BP (2016), Royal Dutch Shell (2016) e Total S.A. (2016).

Nesse sentido, a Petrobras lançou um novo plano de negócios, cujo maior objetivo é diminuir o grau de alavancagem da companhia e também a relação entre dívida líquida e EBITDA. Para tanto, a estatal iniciou um plano de venda de ativos e redução nos investimentos esperados para os próximos anos. Até 2018, a empresa pretende desinvestir US\$ 57,7 bilhões (mantendo como prioridade os projetos de aumento de produção de petróleo com ênfase no Pré-sal). No que tange a diminuição dos investimentos, o novo plano prevê um corte de 38% nas inversões previstas até 2019. Como resultado, a capacidade de produção esperada para 2020 também irá diminuir, de 4,2 para 2,8 milhões de bpd (PETROBRAS, 2016).

A partir dessas ações, a companhia espera reduzir a alavancagem líquida até um patamar de 35%, enquanto a razão endividamento líquido sobre EBITDA deve ficar abaixo de 2,5 (PETROBRAS, 2016). Não é possível prever com precisão qual o impacto da diminuição no ritmo dos investimentos da estatal sobre a economia do Brasil. No entanto, estima-se que a redução na atividade da Petrobras irá contribuir decisivamente para a diminuição dos empregos e da renda, agravando a recessão econômica já esperada para o ano de 2016.

Do ponto de vista operacional os resultados da Petrobras nos últimos anos elevaram a companhia ao mesmo patamar das maiores petrolíferas de capital aberto do mundo, conforme é possível observar através dos dados descritos na tabela 5. No que tange a extração de hidrocarbonetos líquidos (petróleo mais condensado), a Petrobras produziu no último ano cerca de 2,2 milhões de bpd, o que representa uma taxa de crescimento de 3,6% em relação a

2014. Neste indicador, a empresa permanece atrás apenas da petroleira americana ExxonMobil, que produziu no mesmo período 2,3 milhões de bpd. A produção de gás natural, embora seja menor em comparação as demais *majors* do setor, foi a que apresentou maior crescimento no último ano (7,5%). Em termos de produção agregada (gás natural e hidrocarbonetos líquidos), a produção total em 2015 foi de aproximadamente 2,8 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed) – crescimento de 4,3% em relação a 2014 – o que mantém a companhia na terceira posição no ranking, muito próxima de alcançar a petrolífera britânica Shell.

Tabela 5 - Produção diária média de petróleo e gás natural nos anos de 2014/2015 das maiores companhias petrolíferas de capital aberto do mundo

Produção	Petróleo e LGN (milhões de bpd)			Gás Natural (milhões de pés cúbicos dia ⁹⁷)			Produção total (milhões de boed)		
	2014	2015	Δ (%)	2014	2015	Δ (%)	2014	2015	Δ (%)
Petrobras	2.150	2.227	3,6	3.120	3.353	7,5	2.670	2.786	4,3
Chevron	1.709	1.744	2,1	5.167	5.269	2,0	2.571	2.622	2,0
Exxon	2.111	2.345	11,1	11.145	10.515	(5,7)	3.969	4.097	3,2
BP	1.106	1.232	11,4	6.016	5.951	(1,1)	2.108	2.224	5,5
Shell	1.484	1.509	1,7	9.259	8.380	(9,5)	3.027	2.906	(4,0)
Total S.A.	1.034	1.237	19,6	6.063	6.054	(0,2)	2.045	2.246	9,8

Fonte: Elaboração do autor conforme Petrobras (2016), Chevron Corporation (2016), ExxonMobil Corporation (2016), BP (2016), Royal Dutch Shell (2016) e Total S.A. (2016).

Tabela 6 - Reservas de petróleo comprovadas por companhia petrolífera (em milhões de barris)

Ano	2011	2012	2013	2014
Petrobras	10.783	10.937	10.956	11.045
Chevron	6.455	6.481	6.345	6.249
Exxon	12.228	12.816	13.239	13.713
BP	10.565	10.051	10.069	9.817
Shell	6.048	6.196	6.621	6.130
Total S.A.	5.784	5.686	5.413	5.303

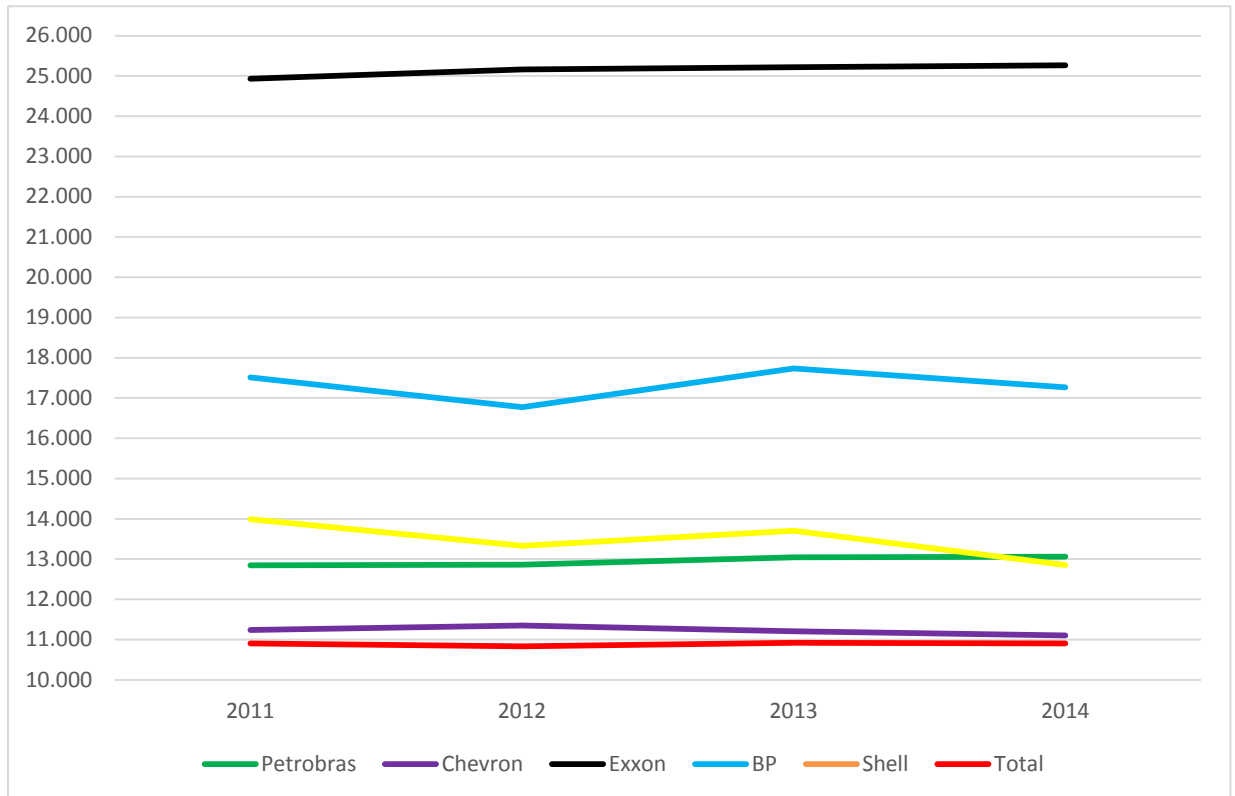
Fonte: Elaboração do autor conforme Petrobras (2016), Chevron Corporation (2016), ExxonMobil Corporation (2016), BP (2016), Royal Dutch Shell (2016) e Total S.A. (2016).

Embora as demonstrações contábeis da Petrobras evidenciem um elevado grau de endividamento da companhia (quando comparada aos *players* mundiais do setor petrolífero), os resultados operacionais e o volume de reservas comprovadas demonstram a solidez técnica e comercial da empresa. Analisando os resultados da tabela 6, pode-se observar que a

⁹⁷ Um barril de óleo equivalente é igual a 6000 pés cúbicos de gás natural.

Petrobras apresenta crescimento anual contínuo no volume de reservas de petróleo comprovadas. Em 2014, o volume total de reservas de petróleo comprovadas da estatal brasileira (11.045 milhões de barris de petróleo) só era inferior ao da ExxonMobil (13.713 milhões de barris de petróleo).

Gráfico 3 - Evolução anual das reservas das principais companhias petrolíferas de capital aberto (em milhões de barris de óleo equivalente - boe)



Fonte: Elaboração do autor conforme Petrobras (2016), Chevron Corporation (2016), ExxonMobil Corporation (2016), BP (2016), Royal Dutch Shell (2016) e Total S.A. (2016).

No que tange ao valor total das reservas disponíveis para cada companhia, ou seja, a soma dos volumes de hidrocarbonetos líquidos (petróleo mais condensado) e gás natural, a Petrobras é a terceira maior companhia. No entanto, quando consideramos o crescimento anual médio do volume total de reservas comprovadas, a Petrobras aparece na primeira posição, com 0,41%. Com exceção da Exxon, segunda colocada nesse quesito com crescimento anual médio na ordem de 0,33%, todas as demais apresentaram decréscimo anual no volume total de reservas comprovadas. Logo, o volume anual médio de novas

descobertas de petróleo e gás natural da Petrobras são os maiores entre as grandes petroleiras de capital aberto, o que garantirá a sustentabilidade de longo prazo da produção da estatal⁹⁸.

Assim, conclui-se que a Petrobras enfrenta uma crise de confiança, a qual pode ou não ter impacto sobre os resultados financeiros da companhia. No entanto, as repercussões sobre a cadeia produtiva (paralisação das obras de engenharia e redução na demanda por insumos) podem ser catastróficas. A dificuldade que se vislumbra nesse cenário para a estatal é o esgotamento das fontes de financiamento – tanto para inversões quanto para capital de giro – o que poderia inviabilizar o plano de investimentos e, em um cenário mais sombrio, a própria continuidade operacional da empresa. A mesma dificuldade pode se materializar para as grandes empresas empreiteiras nacionais, que correm sério risco de desnacionalização. Elas estão fragilizadas pelas denúncias de corrupção ativa e formação de cartel, mas também pelo método arrivista e salvacionista de investigação que caracteriza a “Operação Lava Jato”, pelo qual não se aceitariam os acordos de leniência necessários à preservação das empresas. No caso da Petrobras, o risco não está atrelado a um alto grau de endividamento ou desempenho operacional ruim (como demonstram os dados anteriormente citados), mas sim, na falta de fontes adequadas de financiamento – no mercado de ações e bancário. Neste contexto, em que o risco de inadimplência da empresa é baixo, os bancos públicos estatais aparecem como alternativa para empréstimos, mas é difícil presumir que os créditos alcancem também as grandes empresas nacionais que operam na cadeia produtiva do petróleo, na dimensão necessária à continuidade da expansão setorial promotora do desenvolvimento.

4.3 O fomento à cadeia produtiva no Brasil

A cadeia produtiva do setor petrolífero pode ser classificada em cinco grupos, a saber: Exploração e Produção (E&P), Refino, Petroquímica, Transporte, Armazenamento e Distribuição. Associados a estes segmentos estão os fornecedores de bens e serviços, como a indústria metalúrgica, de equipamentos elétricos, metal mecânica, química, eletrônica, instrumentação, automação industrial, etc., além de serviços relacionados a construção civil, engenharia, tecnologia da informação, transportes, análises físico-químicas, operações submarinas dentre outros (MACHADO, 2012, p. 6, 9).

Os fornecedores associados à indústria de P&G, conforme pôde ser verificado no capítulo três, geram mais empregos do que as próprias petrolíferas⁹⁹. Muitos desses

⁹⁸ As estatísticas de crescimento anual médio das reservas foram calculadas a partir dos dados disponíveis nos Balanços Patrimoniais das seis petroleiras analisadas

fornecedores, como por exemplo, os de serviços, não são prestadores exclusivos deste setor. Como resultado, o poder multiplicador, em termos de emprego e renda, dessa indústria pode ser difundido entre os mais variados ramos da economia. O Estado pode incentivar o desenvolvimento da cadeia produtiva através de mecanismos legais ou indiretamente via políticas empresariais, executadas pela operadora estatal.

O Governo Federal vem, nos últimos anos, lançando mão de diversos instrumentos de política industrial para incentivar o desenvolvimento de toda a cadeia de valor relacionada ao setor petrolífero. Dado que a indústria naval é tradicionalmente parceira da exploração e produção de petróleo *offshore*, seria natural que também fosse o primeiro segmento a receber os incentivos estatais. Além da demanda assegurada pela Petrobras e pela Transpetro, que será melhor detalhada na próxima seção, também podem ser destacadas as seguintes iniciativas como promotoras da construção naval brasileira:

- a) para as operações de frete, apoio em operações portuárias e marítimas, navegação do interior (fluvial, lacustre, etc.) e transporte de cabotagem, a lei 9.432/1997 e a resolução 495/2005 da Agência Nacional de Transporte Aquaviário (ANTAQ) garantem à preferência por embarcações de bandeira nacional nas contratações desses serviços;
- b) para as embarcações registradas no REB (Registro Especial Brasileiro), foram concedidos benefícios fiscais similares aqueles previstos para bens de exportação enquanto as mesmas estiverem em fase de construção ou reforma além de acesso à combustível de baixo preço (subsidiado);
- c) cláusula obrigatória de conteúdo local mínimo prevista pelas resoluções 36, 37, 38 e 39/2007 da Agência Nacional do Petróleo (ANP) em todos os contratos de exploração e produção de petróleo e gás, o que impulsionou a contratação de estaleiros brasileiros;
- d) o lançamento do Programa Navega Brasil que, através da reedição da medida provisória 1969/67, autorizou o uso do Fundo da Marinha Mercante (FMM) para o financiamento de até 90% da produção da indústria naval bem como aumentou o prazo máximo de vigência dos contratos de empréstimo de 15 para 20 anos;
- e) incentivo às empresas que aplicam mais de 65% de conteúdo local na sua produção na forma de taxa de juros subsidiada nos contratos de empréstimo que

⁹⁹ Cerca de 80% dos trabalhadores da indústria de P&G norueguesa são empregados pelas empresas fornecedoras. Para mais informações, ver preâmbulo do capítulo 3.

utilizem como fonte de financiamento o FMM, conforme previsto na resolução 3828/2009 do Conselho Monetário Nacional;

- f) para garantir as operações de crédito bem como o risco de performance dos estaleiros nacionais, a lei 11786/2008 instituiu o Fundo de Garantia à Construção Naval (FGCN)¹⁰⁰;
- g) com o intuito de estimular a indústria de navieças, a lei 11774/2008 bem como o decreto 6704/2008 isentaram da cobrança de IPI, PIS e COFINS a produção de equipamentos destinados a indústria naval nacional;
- h) no ano de 2003 foi criado o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (PROMINP) cujos principais objetivos são a qualificação profissional e o desenvolvimento tecnológico nacional, ambos voltados exclusivamente para o setor de petróleo e gás e seus correlatos (DAS DORES, 2011, p. 284-285).

No que concerne às políticas empresariais, além dos programas de ampliação e renovação de frota, que serão detalhados mais adiante, a Petrobras, em conjunto com o PROMINP¹⁰¹ (Programa de Mobilização da Indústria Nacional do Petróleo e Gás Natural) e instituições financeiras disponibilizam dois mecanismos de financiamento para as empresas que fazem parte da cadeia de suprimento de bens e serviços da companhia. O Progredir (para financiamento de contratos e antecipação de faturas) e o FDIC¹⁰² (Fundos de Investimento em Direitos Creditórios), que consiste em uma fonte de financiamento alternativa ao mercado bancário tradicional, na qual o fornecedor da Petrobras pode captar os recursos necessários para investimento ou capital de giro no mercado de capitais através da antecipação de seus recebíveis. A iniciativa da empresa teve como ponto de partida as cláusulas de conteúdo local impostas pela ANP aos novos contratos de concessão (PETROBRAS, 2014b).

¹⁰⁰ A taxa diária de aluguel devida pela contratante do serviço é paga somente depois que a embarcação está disponível para uso. Sendo assim alguns armadores, sabendo das necessidades crescentes do mercado, começam a construir as embarcações mesmo antes destas serem encomendadas. O FGCN cobre os riscos inerentes a esta operação.

¹⁰¹ O objetivo deste programa é maximizar a participação dos fornecedores nacionais de bens e serviços nos projetos relacionados à indústria do petróleo no Brasil.

¹⁰² FDIC são fundos estruturados no mercado de capitais. Funcionam como uma espécie de financiamento antes da execução do contrato. Os recursos desse fundo são obtidos através da compra, por parte de investidores – por exemplo, fundos de pensões – de cotas de participação. Atualmente, esse fundo conta com R\$ 52 bilhões, sendo que apenas R\$ 511 milhões já foram repassados à fornecedores da Petrobras (PETROBRAS, 2014b).

4.3.1 Investimentos na área de Refino, Transportes e Distribuição a partir de políticas empresariais

Os efeitos à montante e à jusante da cadeia podem ser potencializados através da ampliação do parque petroquímico e de refino nacional, dado que este é um elo que utiliza alta tecnologia e também é dependente dos mais variados tipos de fornecedores. Embora a renda obtida com as atividades de beneficiamento do óleo seja inferior à realizada na extração, a baixa capacidade de refino pode representar um gargalo à própria produção doméstica de petróleo. Uma segunda justificativa econômica para a ampliação do parque diz respeito ao Balanço de Pagamentos, tendo em vista que o Brasil ainda é um importador líquido de derivados¹⁰³.

Em 2014, segundo dados da ANP (2015, p. 131), enquanto o *quantum* de importação líquida de petróleo foi negativo¹⁰⁴ (19,7 milhões de m³), o de derivados foi positivo (47,6 milhões de m³), indicando que existe um déficit na produção destes últimos. Nesse sentido, a Petrobras prevê, em seu planejamento estratégico, a ampliação do parque de refino no Brasil. A Refinaria Abreu Lima (RENEST), em Pernambuco, já está parcialmente em operação, devendo alcançar capacidade plena¹⁰⁵ de processamento (115 mil bpd) nos próximos anos. Já o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) deve iniciar suas atividades de refino em 2016, adicionando mais 165 mil bpd à capacidade diária de beneficiamento de petróleo. A previsão é que todos esses projetos estejam em plena atividade até 2020, o que aumentaria a capacidade atual de refino de 2,3 milhões de bpd para 2,6 milhões de bpd. Segundo o plano estratégico da Petrobras, entre 2020 e 2030, a demanda média por derivados de petróleo no Brasil será de 3,4 milhões de bpd (PETROBRAS, 2014a). Os investimentos totais na área de Abastecimento da Petrobras devem alcançar US\$ 12,8 bilhões até 2019 (PETROBRAS, 2016).

O Governo lançou nos últimos anos medidas de política industrial específicas para o transporte marítimo de petróleo e derivados, tais como, a criação de um fundo garantidor à indústria, incentivos fiscais, concessão de créditos a taxa de juros subsidiada (via Fundo da Marinha Mercante), etc., cujo objetivo seria fortalecer este elo da cadeia produtiva e ampliar a

¹⁰³ Segundo dados apresentados por ANP (2015, p. 129), o déficit na produção de derivados de petróleo em 2014 foi de US\$ 10,2 bilhões. Deste total, gasolina e diesel responderam por US\$ 1,4 bilhões e US\$ 8,2 bilhões, respectivamente.

¹⁰⁴ Mesmo o Brasil exportando mais petróleo do que importando, existe ainda um déficit na produção de petróleo. Em 2014, a produção média de petróleo no país foi de 2,3 milhões de barris por dia, ao passo que o consumo foi cerca de 3,2 milhões de bpd (ANP, 2016, p. 30, 33).

¹⁰⁵ A ANP autorizou a RENESEST a iniciar as suas operações em dezembro de 2014. A refinaria está autorizada a processar uma carga de 70 mil bpd (ANP, 2015, p. 96).

participação do conteúdo local¹⁰⁶. A Petrobras, por seu turno, lançou dois programas para fomentar a construção de embarcações.

O Programa de Renovação e Ampliação da Frota de Apoio Marítimo (PROREFAM) visa substituir embarcações estrangeiras de apoio à atividade *offshore* já existentes bem como suprir a demanda crescente destas por similares nacionais. Entre embarcações já entregues e novas encomendas, a Petrobras investiu mais de R\$ 17 bilhões, no período que compreende 2000 a 2018. O segundo programa em destaque é o Programa Empresa Brasileira de Navegação (EBN), cujo foco é construir uma frota nacional específica para os serviços de transporte e cabotagem de óleo cru e derivados. O montante já realizado e previsto de investimento neste programa ultrapassa R\$12 bilhões. Embora nem todos os estaleiros contratados sejam brasileiros, uma cláusula de conteúdo local foi inserida nos contratos, obrigando a empresa contratada a alocar no mínimo 50% de equipamentos nacionais na construção destas embarcações (CAMPOS NETO, 2014, p. 119-120).

A Transpetro¹⁰⁷, no início dos anos 2000, contratava como parte da sua frota mercante embarcações de bandeira estrangeira. Dada a nova política de reestruturação da indústria naval brasileira, era natural que o Governo, através de seu principal acionista, a Petrobras, decidisse pela substituição dos navios estrangeiros por nacionais. Também a perspectiva de aumento das operações de transporte de combustíveis ensejada pela descoberta do Pré-sal criou a necessidade de aumentar e modernizar a frota da empresa (CARVALHO, A., 2011, p. 5-6). Nesse sentido a Transpetro criou o Programa de Modernização e Expansão da Frota (PROMEF), que tem o intuito de aumentar a participação da empresa no transporte de petróleo e derivados da Petrobras. O objetivo é atingir 100% do transporte de cabotagem e 50% do transporte marítimo de longo alcance, sendo que o grau de nacionalização destas embarcações deve ser no mínimo 70%. O montante de investimentos já contratados e programados é de R\$11 bilhões. A diferença entre o PROMEF da Transpetro e os outros dois programas da Petrobras, EBN e PROREFAM, é que, enquanto nos dois últimos as embarcações são contratadas em regime de aluguel, fazendo parte, portanto, do custo operacional da Petrobras, no primeiro os navios farão parte do ativo da Transpetro (CAMPOS NETO, 2014, p. 120-121).

¹⁰⁶ Desde a criação do PROMINP, houve aumento do conteúdo local do setor de Exploração e Produção de 49% em 2003 para 65% em 2012.

¹⁰⁷ Subsidiária de logística e transporte da Petrobras, é a maior armadora de granéis líquidos da América Latina e também a líder em transporte e logística de hidrocarbonetos no Brasil, possuindo, no ano de 2003, cerca de 70% da frota mercante nacional (CARVALHO, A., 2011, p. 5).

Outro ponto que deve ser valorizado pela política nacional do petróleo diz respeito à questão de transferência e estocagem do petróleo e derivados. Dado que os campos de exploração ficam geralmente longe do mercado consumidor, o controle sobre a logística e transporte dos hidrocarbonetos é estrategicamente importante. Se o operador estatal mantiver o controle deste mercado, podemos garantir que até uma parte da renda gerada pela exploração privada das jazidas de petróleo seja apropriada pelo Estado. No entanto, será preciso ampliar a produção dos polos navais nacionais e também dominar a tecnologia de construção e operação de dutos em águas ultra profundas (oleodutos e gasodutos). Certamente haverá a necessidade de fortes incentivos dirigidos a este elo da cadeia, tendo em vista que a construção de uma malha de dutos depende diretamente do nível de investimentos das petrolíferas e as inversões destas últimas estão sujeitas à flutuação internacional dos preços do petróleo.

4.3.2 Políticas empresariais para a área de Exploração e Produção

A indústria nacional naval, *offshore* e de navieças, tendo como clientes principais os segmentos de exploração e distribuição, já sente o impacto das novas descobertas no Pré-sal e pode ser usada como um exemplo bem-sucedido da importância de se fomentar a cadeia produtiva. Somente no caso da indústria naval, sabemos que a cadeia de suprimento necessária à consecução de suas atividades conta com mais de mil empresas de diversos setores da economia com os mais variados graus de tecnologia (CARVALHO, A., 2011, p. 21).

Dada a perspectiva de produção nos blocos do Pré-sal, estão sendo encomendados navios-sonda e plataformas para prospecção, perfuração e produção de poços de petróleo. Estima-se que sejam necessárias 33 sondas para fazer frente à demanda de E&P entre 2016 e 2020. Destas, 29 já foram contratadas de estaleiros nacionais¹⁰⁸, em um investimento na ordem de R\$ 54 bilhões. Com relação às plataformas marítimas, o plano de construção destas prevê a necessidade de que 22 estejam prontas para operar entre 2012 e 2018, em um investimento que perfaz R\$ 53,9 bilhões. Estas 22 plataformas irão produzir, sozinhas, cerca de 3,5 milhões de barris por dia. A título de comparação, em 2013, a produção diária de todo o Sistema Petrobras era de 2 milhões de bpd. Além destas plataformas já encomendadas existe

¹⁰⁸ O conteúdo local utilizado na construção destas sondas varia entre 55 e 65% (CAMPOS NETO, 2014).

a previsão, de acordo com o plano de negócios da companhia¹⁰⁹, de que serão necessárias mais 15 plataformas para entrar em operação a partir de 2020, significando investimentos adicionais na ordem de R\$ 36,75 bilhões. Contando também as previsões sobre o campo de Libra, onde especialistas preveem que serão demandadas 13 estruturas para operar a partir de 2020, podem ser investidos mais R\$ 31,85 bilhões. Ou seja, além dos R\$ 53,9 bilhões já programados, a estimativa no médio prazo (até 2020) é de inversões adicionais na ordem de R\$ 68,6 bilhões¹¹⁰. O Fundo da Marinha Mercante e a linha de crédito do BNDES específica para a cadeia de petróleo e gás – BNDES P&G – são as principais fontes de financiamento destes projetos (CAMPOS NETO, 2014, p.130).

Do ponto de vista do emprego, os efeitos positivos do Pré-sal sobre o mercado de trabalho já são evidentes, principalmente na construção marítima. Em 1979, até então o auge da indústria naval brasileira, eram empregados 39.155 trabalhadores. Em 2000, o ponto máximo da crise no setor, esse número havia caído para pouco mais de 1,9 mil empregos. Contudo, a partir da nova estratégia de recuperação do E&P da Petrobras, houve um aumento expressivo nos postos de trabalho: em 2006, já eram 19 mil empregados sendo que, um ano depois (2007), já havia 40 mil empregos em carteira. Em 2012, 62 mil trabalhadores estavam empregados no setor e, em março de 2013, a indústria naval já era diretamente responsável pela manutenção 71 mil postos de trabalho (CAMPOS NETO, 2014, p. 134).

4.3.3 Políticas de fomento à P&D no Brasil

Fato importante também é que muitos destes fornecedores utilizam tecnologia tão avançada quanto às próprias petrolíferas. Dessa maneira, existe a possibilidade de ganhos significativos do ponto de vista do *catch up* tecnológico. É preciso então garantir requisitos mínimos de conteúdo nacional também para os bens de capital (inclusive para equipamentos de tecnologia mais sofisticada) e insumos fornecidos ao setor. Dessa forma, além de impulsionar a indústria doméstica, também será garantida maior independência do ponto de vista do *know-how* tecnológico.

¹⁰⁹ Dados os desdobramentos da Operação Lava Jato da Polícia Federal bem como a queda da demanda mundial por petróleo causada pela crise internacional e pela perspectiva da autossuficiência energética dos EUA (reservas não convencionais), o plano de negócios da empresa foi revisto, sendo que investimentos anteriormente previstos foram reduzidos ou postergados.

¹¹⁰ O novo plano de negócios e gestão da Petrobras reduziu em 37%, em relação ao montante originalmente previsto pelo planejamento estratégico, a provisão para novos investimentos. A Petrobras agora prevê investimentos na ordem de US\$ 108,6 bilhões na área de E&P, entre 2015 e 2019 (PETROBRAS, 2016).

Uma das atribuições da ANP, prevista na Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo) é estimular a pesquisa e o desenvolvimento de novas tecnologia no setor de P&G. Nesse sentido a ANP, a partir de 1998, exigiu que nos novos contratos de concessão e cessão onerosa fossem incluídas cláusulas de investimento em pesquisa, desenvolvimento e inovação. De acordo com resolução da ANP, as empresas petrolíferas contratadas para explorar e desenvolver novos campos produtivos devem aplicar de 0,1 a 1% da receita bruta de produção em atividades caracterizadas como sendo de P&D e inovação. De 2005 a 2014 o montante total arrecadado correspondente apenas aos contratos de concessão foi de R\$ 8,9 bilhões (ANP, 2015, p. 92).

A cadeia de valor em expansão exige um número crescente de profissionais com as mais variadas habilidades. Torna-se então crucial o investimento em instituições de ensino profissionalizante e superior específicos para áreas como engenharia, geologia, automação de processos, química, física, etc., para fazer frente à crescente demanda por mão de obra qualificada. Além da formação de profissionais, a criação de institutos públicos de pesquisa e desenvolvimento será crucial para manter o setor independente da tecnologia estrangeira. Nesse sentido, o PROMINP, através do Plano Nacional de Qualificação Profissional¹¹¹, já preparou cerca de 90 mil pessoas para a indústria relacionada ao setor de petróleo e gás, em 185 categorias profissionais distintas, sendo investidos mais de R\$ 288 milhões¹¹² (BARAT *et al.*, 2014, p. 56).

A Lei do Petróleo também exige que a ANP estabeleça critérios para a promoção do desenvolvimento econômico. Em 1999 a agência criou um programa de incentivo a qualificação e formação de mão de obra especializada para o setor petrolífero. Segundo ANP (2015, p. 92):

Essa iniciativa, denominada Programa de Recursos Humanos da ANP (PRH-ANP), consiste na concessão de bolsas de estudo de graduação, mestrado e doutorado para instituições de ensino superior por meio de edital público. Também são concedidas bolsas de coordenador e pesquisador-visitante, que atuam no gerenciamento dos PRH's nas universidades. Os recursos para financiamento do programa são oriundos de duas fontes: o Fundo Setorial CT-Petro (Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor de Petróleo) e a Clausula de Investimentos em PD&I da ANP.

¹¹¹ O processo de seleção dos candidatos é via concurso público e ainda, para os alunos desempregados, é oferecida uma bolsa auxílio que varia de R\$ 300 a R\$ 900, dependendo do nível do curso. Estes fatos conferem um caráter social e democrático ao programa (BARAT *et al.*, 2014, p. 56).

¹¹² Existe a expectativa de um aumento nos investimentos em educação no Brasil (até 2030), na ordem de R\$ 112,25 bilhões, após a aprovação da Lei 12.858 de 2013, que destina 75% dos *royalties* da exploração do petróleo para a educação (BRASIL, 2014).

Em um futuro próximo, se as empresas fomentadas por esses programas se tornarem referências tecnológicas em seus respectivos segmentos, estarão aptas a se tornarem fornecedores globais, o que poderia representar mais uma fonte de geração de divisas para o país.

4.4 Recomendações para a Política Brasileira do Petróleo

Manter a extração de petróleo a um ritmo adequado, visando à sustentabilidade da produção no longo prazo¹¹³, evitando assim uma concentração demasiada de capitais no setor – o que poderia marginalizar outros segmentos produtivos – e também garantir o desenvolvimento de uma robusta cadeia de valor nacional, associada à indústria de P&G, devem ser premissas fundamentais a serem respeitadas pela política do petróleo. Para tanto é preciso garantir que o operador execute as políticas e as diretrizes propostas pelo Ministério de Minas e Energia, em consonância com as normas e regulamentações editadas pela ANP, principalmente aquelas que dizem respeito à utilização de conteúdo nacional. É por esse motivo que devem ser garantidos a uma empresa estatal – nesse caso a Petrobras – a operação da maior parte possível dos campos de petróleo. A abertura de novas áreas de exploração também deve estar adequada à capacidade de investimento da estatal, já muito fragilizada em função do elevado nível de endividamento da companhia. Assim, a captação de novo capital com o intuito de financiar os investimentos da Petrobras em E&P é um desafio a ser enfrentado pelo Governo brasileiro.

As atividades conexas ao desenvolvimento dos campos do Pré-sal vão ensejar um crescimento considerável da demanda por produtos e serviços fornecidos por empresas nacionais. Consequentemente, podem haver aumentos consideráveis nos custos do setor, provocado por gargalos no lado da oferta por trabalho, mercadorias e serviços. Na medida em que a política de conteúdo local brasileira vem recebendo pressão no sentido de ser relaxada¹¹⁴, o país precisa estar preparado para o aumento da competição estrangeira de baixo custo. Esta será mais evidente em setores intensivos em mão de obra (manutenção e construção), o que irá diminuir os empregos de baixa qualificação no Brasil em favor de outros países em desenvolvimento. Assim a política do petróleo precisa fortalecer os mecanismos existentes de proteção à indústria nacional, tais como aumentar o acesso,

¹¹³ Inclusive do ponto de vista ambiental.

¹¹⁴ A operação Lava Jato está reduzindo a capacidade operacional das grandes empreiteiras nacionais. Assim, algumas lideranças políticas já defendem uma profunda alteração na política de conteúdo local, no sentido de se permitir maior participação estrangeira no fornecimento de produtos e serviço ao setor petrolífero.

principalmente de pequenas e médias empresas, aos produtos e serviços oferecidos por instituições financeiras, através dos bancos públicos (via carteira de crédito específica com taxas de juros e prazos especiais).

A partir da ótica do desenvolvimento industrial, será preciso promover esta indústria como excelente oportunidade de emprego para os jovens, no intuito de aumentar o interesse dos estudantes pelos cursos de engenharia e demais especializações relacionadas ao setor petrolífero. As empresas têm o desafio de promover a indústria petrolífera como uma carreira promissora e de longo prazo, mesmo com a incerteza inerente em relação ao futuro deste setor¹¹⁵. Ao setor público caberá promover o aumento das vagas nos cursos relacionados ao petróleo e gás (principalmente nas áreas de engenharias e ciências naturais) em instituições públicas bem como fomentar a criação de novas vagas em instituições privadas.

Se mesmo os incentivos governamentais à educação técnica e superior não forem suficientes para aumentar o número de profissionais disponíveis no mercado em ritmo adequado ao desenvolvimento da indústria petrolífera, para suprir esta carência, o Estado pode considerar a criação de programas para a atração de imigrantes altamente qualificados e repatriação dos brasileiros que saíram do Brasil para estudar no exterior e não retornaram. Atualmente, o país atrai apenas imigrantes com baixo nível de qualificação.

Do ponto de vista da P&D e inovação, é preciso encontrar o exato equilíbrio entre tecnologias para exploração e tecnologias exploradoras, pois a extração de petróleo em águas cada vez mais profundas cria imensos desafios para novas tecnologias de exploração. A redução na produtividade dos poços também implica na criação de novos processos mais agressivos ao meio ambiente. Assim, é preciso manter o foco na exploração sem, contudo, descuidar da questão ambiental.

Será crucial então aumentar os investimentos em P&D e também a colaboração entre empresas e os institutos nacionais de pesquisa. A necessidade de redução de custos e aumento na taxa de retorno da exploração implica que as firmas brasileiras precisam investir pesado em P&D e também aumentar a sua integração com centros referenciais de pesquisa. O Estado, por sua vez, deve oferecer incentivos fiscais às firmas que investirem na criação de novas tecnologias. A Noruega serve de exemplo também nesse ponto, pois o sistema tributário daquele país oferece para o setor petrolífero a possibilidade de ressarcimento de até 78% dos impostos pagos por operadores em projetos de investimento em P&D e exploração. Logo será necessário também criar fundos para o financiamento destes programas de pesquisa, tanto em

¹¹⁵ Restrições ambientais no sentido de diminuir o uso de combustíveis fósseis bem como a perspectiva de esgotamento das reservas de petróleo podem afugentar jovens profissionais.

âmbito empresarial quanto no âmbito de instituições de pesquisa, relacionados ao setor petrolífero.

Os campos petrolíferos na costa brasileira podem servir de laboratório para o desenvolvimento de novas tecnologias que podem ser aplicadas tanto como soluções aos desafios enfrentados pela exploração petrolífera no Brasil quanto em outras províncias *offshore*. São estes desafios, impostos pelo desenvolvimento de novos campos, que induzem a inovação nesse setor. No entanto, a possibilidade de aberturas de novas áreas de exploração na costa brasileira pode exigir a criação de padrões ambientais mais rigorosos. Portanto o Governo precisa garantir as condições necessárias para que possam ser criadas tais tecnologias (como incentivos específicos à P&D ambiental).

A questão ambiental também deve ser uma prioridade para a política nacional do petróleo. Logo, a indústria precisa explorar novas soluções tecnológicas com o objetivo de prevenir a ocorrência de acidentes e desastres ambientais. Também precisa investir constantemente em pesquisa que objetive a redução dos descartes e das emissões de substâncias nocivas ao meio ambiente, estando dessa maneira sempre à frente das demandas tanto da legislação ambiental quanto das organizações civis.

No intuito de diminuir a dependência da indústria petrolífera do financiamento público – que pode ser causada pela própria política de fomento à indústria nacional – devem ser criadas oportunidades de investimento para acionistas brasileiros. Uma alternativa seria a formação de fundos de investimento específicos para a indústria petrolífera, os quais seriam usados como fonte de financiamento para as próprias empresas do setor. A perspectiva de retornos positivos nos próximos anos cria um ambiente de investimento promissor para futuros investidores nacionais.

As recomendações aqui propostas têm como principal objetivo maximizar a geração de valor dentro do território nacional. Tal objetivo só será plenamente atingido caso haja um efetivo incentivo para a construção interna de tecnologia, competência e capital. As propostas acima elencadas, associadas às políticas que já estão em andamento, podem fornecer os subsídios necessários ao desenvolvimento local da indústria de P&G.

5 CONCLUSÃO

A extração e posterior comercialização do petróleo oriundo da camada de Pré-sal ensejará a entrada massiva de recursos financeiros nos cofres públicos, tanto na forma de *royalties* quanto de tributos. Contudo, a experiência histórica norueguesa demonstrou que é possível maximizar a apropriação estatal das rendas do petróleo através de uma política ampla de fomento ao desenvolvimento dos fornecedores locais associados à cadeia produtiva da indústria de P&G.

Do ponto de vista macroeconômico, o incentivo à produção local de bens e serviços relacionados ao setor petrolífero, além de significar recurso extra para o Estado (via impostos), contribui decisivamente para o crescimento do nível de emprego e da renda nacional. A entrada em operação de uma indústria competitiva de P&G no Brasil também pode reverter o processo de desindustrialização em marcha no país, bem como representar futuramente uma nova fonte de divisas caso as empresas brasileiras consigam tornar-se competitivas em escala global.

Além de políticas públicas, fontes de financiamento e instituições adequadas ao desenvolvimento industrial, será necessário também manter a Petrobras como a principal empresa operadora do Pré-sal. Em primeiro lugar por que são as operadoras, dentre as empresas consorciadas para a exploração de qualquer campo, quem têm a atribuição de alocar os contratos de fornecimento. Em segundo lugar porque as cláusulas de conteúdo local podem se tornar inócuas caso a operadora não atue em consonância com os objetivos propostos pelas políticas públicas, tendo em vista que as estatísticas de participação nacional em empreendimentos podem ser manipuladas. Por exemplo, atividades cuja execução demandariam bens e serviços de menor valor agregado poderiam ser utilizadas para satisfazer a meta de conteúdo nacional em algum projeto ao passo que a tecnologia de ponta necessária continuaria sendo importada em pacotes fechados, sem transferência alguma de conhecimento. Partindo do pressuposto que sem a transferência e o desenvolvimento interno de tecnologias o aumento da produtividade é praticamente impossível, a meta de crescimento econômico, através do incentivo à indústria petrolífera, estaria seriamente ameaçada.

No entanto, a possibilidade de angariar, através da exploração comercial do Pré-sal, os fundos necessários ao financiamento dos investimentos sociais indispensáveis à redução das desigualdades foi a grande inspiração para este projeto. Isto porque em um contexto econômico e social de pobreza e distribuição de renda insuficiente, associado a um ambiente político desfavorável à representação das classes mais pobres na arena política, a apropriação

pelo Estado da riqueza potencial oriunda da exploração do petróleo surge como alternativa viável de financiamento daqueles investimentos, principalmente porque as opções de forçar a poupança da classe trabalhadora ou aumentar a carga tributária sobre o estrato mais rico da sociedade se mostram alternativas politicamente inviáveis.

Esse trabalho procurou, portanto, utilizando como exemplo a experiência norueguesa, demonstrar que existe uma alternativa viável. Com esse propósito, o capítulo dois descreveu o ambiente histórico no qual se desenvolveu a exploração petrolífera na Noruega. A nação escandinava, ao contrário do Brasil, não dominava a tecnologia nem tampouco dispunha de empresas nacionais competentes para iniciar a produção de petróleo em alto mar. No entanto, possuía uma indústria naval tradicionalmente estabelecida na costa do país e também contava com uma rede de proteção social já muito bem desenvolvida. Com os incentivos adequados, além de mecanismos institucionais voltados ao objetivo de internalizar a maior parte dos lucros, a Noruega conseguiu, em um curto intervalo de tempo, adquirir as competências necessárias não somente para capitanear internamente a produção de petróleo em águas profundas, mas também para desenvolver toda uma indústria correlata ao setor de P&G. São esses mecanismos, instrumentalizados a partir de políticas públicas adequadas, que são descritos no capítulo três. Como resultados destas ações específicas, a indústria de P&G se tornou a maior contribuinte para o desenvolvimento econômico do país. O petróleo é hoje o responsável por cerca de 1/3 das receitas estatais, além de prover o maior fundo soberano do mundo com os recursos necessários ao financiamento da manutenção e ampliação de uma ampla rede de proteção social.

Entretanto, existe a dificuldade teórica de transplantar uma experiência bem-sucedida de um país ao outro, dado que as bases institucionais de cada um, capazes de promover o desenvolvimento, são distintas. Ciente da complexidade inerente à tarefa de transportar o modelo institucional da Noruega para o Brasil, o capítulo quatro enfatizou as políticas públicas viáveis – muitas já em curso – bem como apresentou o regime legal vigente no país para o Pré-sal. No que tange as políticas públicas, foram apresentados os diversos mecanismos normativos editados no sentido de incentivar a retomada da indústria naval brasileira, destacando-se entre estes a cláusula de conteúdo local mínimo imposta pela ANP e também as novas linhas de crédito disponibilizadas pelo BNDES específicas para o setor, as quais utilizam recursos principalmente do Fundo da Marinha Mercante. A criação do Fundo Social e a escolha pelo regime de Partilha da Produção também são descritos nesse capítulo como ferramentas fundamentais para maximizar a apropriação estatal dos recursos. Por fim algumas recomendações adicionais são propostas com o objetivo de melhorar as políticas

públicas já em andamento. Destaca-se nesse item a orientação no sentido de manter a exploração em ritmo adequado à capacidade de investimento da Petrobras e de desenvolvimento da cadeia produtiva doméstica. Sobre este último ponto foram feitas algumas considerações a respeito da possibilidade de relaxamento da política de conteúdo local – motivada por setores conservadores da política brasileira – bem como eventuais alternativas cujo objetivo seja proteger a indústria doméstica da concorrência estrangeira. Por fim, foi enfatizado a importância, para o futuro desenvolvimento da cadeia de valor, de incentivos voltados tanto à qualificação profissional quanto ao desenvolvimento interno de tecnologia.

Os desafios a serem superados pelo Brasil no intuito de criar as condições necessárias ao desenvolvimento de uma política do petróleo, que contemple o objetivo de internalizar a maior parte dos recursos oriundos da atividade de exploração petrolífera, são imensos. Certamente, tanto forças locais quanto internacionais contrárias à esta política convergirão com a finalidade de barrar tal iniciativa. A importância do petróleo como instrumento de ação geopolítica mundial agrava ainda mais este quadro.

Por essa razão torna-se imperativo a manutenção das instituições já criadas para este fim – como o marco regulatório e a política de conteúdo local – além da concepção de novas políticas públicas cujo objetivo seja o mesmo. E a conscientização da sociedade civil sobre as possibilidades, em termos de desenvolvimento, que a exploração petrolífera pode trazer ao país – e é nesse ponto que a divulgação da experiência histórica norueguesa torna-se pertinente – será de fundamental importância na direção de influenciar a classe política brasileira a defender este mesmo propósito. É neste sentido que as recomendações descritas neste e em outros trabalhos de mesmo gênero tornam-se relevantes.

REFERÊNCIAS

AFONSO, R. A. **Preposição de um método de planejamento e gestão estratégicas de clusters**. 2012. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2012.

AFONSO, J. R. R.; GOBETTI, S. W. Rendas do petróleo no Brasil: alguns aspectos fiscais e federativos. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 30, p. 231-269, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural 2015**. Rio de Janeiro, 2015.

BARAT, J. et al. Visão econômica da implantação da indústria naval no Brasil: aprendendo com os erros do passado. In: CAMPOS NETO, C. A. S.; POMPERMAYER, F.M. (Org.). **Ressurgimento da indústria naval no Brasil (2000-2013)**. Brasília: IPEA, 2014. p. 31-68.

BASBERG, B. L. **Patenting and early industrialization in Norway, 1860-1914**. Was there a linkage? Bergen: Norwegian School of Economics and Business Administration, 2002. (Discussion paper, 19).

BJORNSTAD, S. **Shipshaped: Kongsberg industry and innovations in deepwater technology, 1975-2007**. 2009. Thesis (PhD) - Department of Innovation and Economic Organisation, Bi Norwegian School Of Management, Oslo, 2009. Disponível em: <<https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/94336>>. Acesso em: 30 out. 2014.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES. **Estudos das alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil**. Rio de Janeiro, 2009.

BRASIL. **Lei nº 12.304 de 02 de agosto de 2010**. Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências. Brasília, DF, 2010a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm>. Acesso em: 31 out. 2014.

_____. **Lei nº 12.351 de 22 de dezembro 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 estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Brasília, DF, 2010b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>. Acesso em: 15 out. 2014.

_____. Senado Federal. Royalties vão permitir maiores investimentos em saúde e educação. **Notícias**, Brasília, DF, 29 jan. 2014. Disponível em: <<http://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2014/01/29/royalties-vao-permitir-maiores-investimentos-em-saude-e-educacao/tablet>>. Acesso em: 10 out. 2014.

BRESSER-PEREIRA, L. C. A doença holandesa. In: _____. **Globalização e competição: por que alguns países emergentes têm sucesso e outros não.** Rio de Janeiro: Elsevier, 2009. Cap. 5, p. 141-171.

BRITISH PETROLEUM – BP. **Investors: results and reports.** [London], 2016. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/investors/results-and-reporting.html>>. Acesso em: 15 mar. 2016.

BOMFIM, P. R. C. M. et al. indicadores financeiros e operacionais para a avaliação de desempenho de empresas do setor de petróleo e gás. **Contabilidade, Gestão e Governança**, Brasília, DF, v. 16, n. 1, p. 112-131, 2013.

CAGNIN, R. F.; CINTRA, M. A. M. Experiências internacionais na gestão de recursos provenientes da exploração do petróleo. **Estudos sobre o Pré Sal**, IEDI, São Paulo, p. 3-60, 2008. Disponível em: <<http://www.apn.org.br/apn/images/stories/documentos/estudos-sobre-o-presal.pdf>>. Acesso em: 15 mar. 2016.

CAMPOS NETO, C. A. S. Investimentos e financiamentos na indústria naval brasileira 2000-2013. In: _____.; POMPERMAYER, F. M. (Org.). **Ressurgimento da indústria naval no Brasil (2000-2013).** Brasília: IPEA, 2014.

CARVALHO, A. B. **Polo naval do Rio Grande: desafio à estruturação técnico-produtiva do território.** 2011. Dissertação (Mestrado em Geografia) – Instituto de Ciências Humanas e da Informação, Universidade Federal do Rio Grande, Rio Grande, 2011.

CARVALHO, M. S. F. A. O modelo de desenvolvimento econômico dos países escandinavos – o caso da Noruega da década de 30 a meados dos anos 80. **Aurora**, [S.l.], ano 5, n. 9, p. 95-120, 2011.

CHEVRON CORPORATION. **Investors: financial information.** San Ramon, 2016. Disponível em: <<http://www.chevron.com/investors/financial-information>>. Acesso em: 15 mar. 2016.

CULLEN, R. **The good oil.** State roles in the Norwegian petroleum sector. Lincoln: Department of Accounting, Economics and Finance, Lincoln University, 2012.

DELIVORIAS, A. **A history of European monetary integration.** Brussels: European Parliamentary Research Service, European Union, 2015.

EXXONMOBIL CORPORATION. **Investors: publications.** [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://ir.exxonmobil.com/phoenix.zhtml?c=115024&p=irol-publanding>>. Acesso em: 15 mar. 2016.

GLACHANT, J. M. et al. **Regimes for granting rights to use hydropower in Europe.** San Domenico di Fiesole: European University Institute, 2014.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA – IPEA. O Que é? Petróleo Brent e WTI. **Desafios do desenvolvimento**, ano 2, n. 16, 2005. Disponível em: <<http://www.ipea.gov.br/desafios/index.php?>>. Acesso em: 5 abr. 2016.

KUGLER, P.; STRAUMANN, T. **Core, periphery, and the collapse of the interwar gold standard.** Geneva: European Historical Economics Society, Sept. 2009.

LARSEN, E. R. The Norwegian economy 1900-2000: from rags to riches. A brief history of economic policymaking in Norway. **Economic Survey**, [S.l.], n.4, p. 22-37, 2001.

MACEDO, M. A. S. et al. Desempenho econômico-financeiro das companhias petrolíferas com base na Análise Envoltória de Dados (DEA). In: CONGRESSO BRASILEIRO DE CUSTOS, 19., 2012, Bento Gonçalves. **Anais...** São Leopoldo, 2012.

MACHADO, E. L. **Economia de baixo carbono**: avaliação de impacto de restrições e perspectivas tecnológicas. São Paulo: Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, set. 2012.

MORAES, R. C. **Neoliberalismo**: de onde vem, para onde vai? São Paulo: SENAC, 2001.

NORENG, O. **The oil industry and government strategy in the North Sea**. New York: Routledge, 2016.

NORGAARD, E. **The Norwegian balance of payments**: source and methods. Oslo: Statistics Norway, 1998. (Report n. 23).

NORWAY. **The management of the government pension fund in 2013**. Oslo, 2014. Disponível em: <<http://www.regjeringen.no>>. Acesso em: 2 nov. 2014.

_____. Ministry of Petroleum and Energy. **An industry for the future**: Norway's petroleum activities. Oslo, 2011. (Report to the Storting, White Paper, 28, 2010-2011).

_____. Ministry of Petroleum and Energy. **Facts 2014**: the Norwegian petroleum sector. Oslo, 2014.

NORWEGIAN BRAZILIAN CHAMBER OF COMMERCE – NBCC. **The Norwegian experience**. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <<http://www.nbcc.com.br/news/view/35/lang:en-gb>>. Acesso em: 10 abr. 2016.

NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE – NPD. **Annual report 1990**. Oslo, 1991.

OLIVEIRA, D. A. **Pré-sal**: o novo marco regulatório das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Aula Magna proferida na Master Business in Petroleum - MBP/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2010.

ORGANISATION FOR EUROPEAN ECONOMIC COOPERATION – OECD. **Norway**. Paris: OECD, 1960.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS. **Plano Estratégico Petrobras 2030**. Rio de Janeiro, fev. 2014a. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: 5 out. 2014.

_____. **Programa PROGREDIR e FIDC**. Rio de Janeiro, 2014b. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: 5 out. 2014.

_____. **Canal do investidor**. Rio de Janeiro, 2014c. Disponível em: <<http://investidorpetrobras.com.br/>>. Acesso em: 5 out. 2014.

_____. **Plano de Negócios e Gestão 2015 – 2019**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: 15 mar. 2016.

PINTO JUNIOR, H. Q. O novo marco da indústria do petróleo e a estrutura de arrecadação dos royalties. **Estudos sobre o Pré Sal**, IEDI, São Paulo, p. 61-103, 2008. Disponível em: <<http://www.apn.org.br/apn/images/stories/documentos/estudos-sobre-o-presal.pdf>>. Acesso em: 15 mar. 2016.

POCHMANN, M. **Fundos sociais**: para promover o desenvolvimento do Brasil. IPEA apresenta propostas para o Pré-sal. [Brasília, DF], 2010. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/sites/000/2/pdf/100512Marcio_IPEA_.pdf>. Acesso em: 2 out. 2014.

POMPERMAYER, F. M. **Modelo norueguês de desenvolvimento da cadeia de fornecedores da indústria do petróleo e sua aplicabilidade ao Brasil**. Brasília, DF: IPEA, 2011.

RODRIGUES, L. M. **O destino do sindicalismo**. Rio de Janeiro: Centro Edelstein de Pesquisas Sociais, 2009.

ROYAL DUTCH SHELL. **Investors**: financial reporting. The Hague, 2016. Disponível em: <<http://www.shell.com/investors/financial-reporting.html>>. Acesso em: 15 mar. 2016.

RYGGVIK, H. **Construindo uma indústria nacional de petróleo offshore**: a experiência norueguesa. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014.

_____. **The Norwegian oil experience**: a toolbox for managing resources? Oslo: Centre for Technology Innovation and Culture, University of Oslo, 2010.

SASSON, A.; BLOMGREN, A. **Knowledge based oil and gas industry**. Oslo: BI, 2011. (Report n. 4).

SAWHNEY, M.; NAMBIAN, S. **Cérebro global**. São Paulo: Évora, 2011.

SIMMONS, M. R. **The world's giant oilfields**. [S.l.], 2011. Disponível em: <<http://energyskeptic.com/wp-content/uploads/2011/07/Simmons-Giant-Oil-Fields.pdf>>. Acesso em: 13 mar. 2016.

SKATTEFUNN. **Application process**. Lysaker, 2016. Disponível em: <http://www.skattefunn.no/prognett-skattefunn/Application_Process/1247149010708?lang=en#Criteria>. Acesso em: 4 maio 2016.

SOUZA, F. J. R. **Os critérios de distribuição da renda petrolífera**: situação atual e proposta pelo PL 5.938/2009. Brasília, DF: Consultoria Legislativa, Câmara dos Deputados, abr. 2010.

THE INDUSTRIAL DEVELOPMENT CORPORATION OF NORWAY – SIVA. **About us**. [S.l.], 2016. Disponível em: <<https://siva.no/om-oss/?lang=en>>. Acesso em: 19 maio 2016.

THURBER, M.C. et al. Exporting the “Norwegian Model”: the effect of administrative design on oil sector performance. **Energy Policy**, Surrey, v. 39, n. 9, p. 5366-5378, 2011.

TONNE, T. Energy policy: a Norwegian perspective. **Northwestern Journal of International Law & Business**, Chicago, v. 5, p. 722-742, 1983.

TORDO, S. et al. **Local content policies in the oil and gas sector**. Washington, DC: World Bank, 2013.

TOTAL S.A. **Investors**: presentations. Paris, 2016. Disponível em: <<http://www.total.com/en/investors/institutional-investors/presentations>>. Acesso em: 15 mar. 2016.

UNITED NATIONS – UN. **UN Trade Statistics**. [S.l.], 2016a. Disponível em: <<http://www.unstats.un.org/unsd/trade/data/tables.asp#historical>>. Acesso em: 10 mar. 2016.

UNITED NATIONS – UN. **Treaty series**. [S.l.], 2016b. Disponível em: <<https://treaties.un.org/doc/Publication/UNTS/Volume%20551/volume-551-I-8043-English.pdf>>. Acesso em: 2 mar. 2016.

UNITED NATIONS – UN. **Treaty series**. [S.l.], 2016c. Disponível em: <<http://www.un.org/depts/los/LEGISLATIONANDTREATIES/PDFFILES/TREATIES/DNK-NOR1965CS.PDF>>. Acesso em: 2 mar. 2016.

VERÍSSIMO, M. P.; XAVIER, C. L. Tipos de commodities, taxa de câmbio e crescimento econômico: evidências da maldição dos recursos naturais para o Brasil. **Revista de Economia Contemporânea**, Rio de Janeiro, v. 18, n. 2, p. 267-295, 2014.