



## **A POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL E AS DECISÕES DE INVESTIMENTO NO BRASIL**

Diana Consuelo Martínez Prieto

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-graduação em Ciências Econômicas do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Economia da Indústria e da Tecnologia.

Orientador  
Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Rio de Janeiro  
Abril 2014

## FICHA CATALOGRÁFICA

M385 Martínez Prieto, Diana Consuelo.

A política de conteúdo local e as decisões de investimento no Brasil / Diana Consuelo Martínez Prieto. – 2014.

118 f. ; 31 cm.

Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia, 2014.

Bibliografia: f. 113-118.

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor.

## **DEDICATÓRIA**

*Dedico esta dissertação a minha mãe, a qual tem me acompanhado com carinho e apoio incondicional durante toda minha vida.*

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente ao meu orientador, o professor Edmar Fagundes de Almeida, por toda a disponibilidade e atenção não somente durante o desenvolvimento deste trabalho, pelas valiosas discussões e inspiração, mas também, pelo acompanhamento ao longo de minha trajetória no Programa de Mestrado em Economia da Indústria e da Tecnologia, e por acreditar em meu potencial desde o nosso primeiro contato. Àqueles que aceitaram meu convite à Banca, aos professores João Bosco Mesquita Machado e Luciano Dias Losekann, os quais sempre se mostraram solícitos e ajudaram com seus comentários no desenvolvimento de minha pesquisa.

À Felipe Dias e ao Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), pelo financiamento e apoio na divulgação de minha pesquisa, e pelo patrocínio de cursos e eventos no país e no exterior, pela contribuição ao meu aprendizado sobre o tema e por compartilhar experiências com colegas do país e de outras latitudes.

Aos professores do Instituto de Economia da UFRJ, em especial o professor Fabio Freitas, por seu apoio desde o momento em que mostrei interesse para entrar ao mestrado, e por sua ajuda no desenvolvimento e finalização satisfatória dos meus estudos. Aos colegas da turma e aos funcionários do Instituto de Economia e do IBP, em especial à Camila Soares, Elizabeth Yparraguirre, Joseanne Oliveira, Laísia Rachter, Melissa Fernandes e Patrícia Oliveira pela amabilidade e ajuda no desenvolvimento satisfatório de meus estudos de pós-graduação desde minha chegada ao país.

À minha mãe, irmão e namorado pelo amor, carinho, compreensão, por alegrarem meus dias e por terem colaborado nos momentos em que precisei de total silêncio para me concentrar na dissertação. Um agradecimento especial à Lausanne Correia, quem me acompanhou durante a maior parte de meus estudos.

Um agradecimento especial ao professor Per Heum, Diretor no Centro de Pesquisa Aplicada da NHH-Group (NFI) no Bergen, por seu atendimento a minhas mensagens e orientações sobre o tema de conteúdo local e desenvolvimento industrial na Noruega.

## RESUMO

### A POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL E AS DECISÕES DE INVESTIMENTO NO BRASIL

Diana Consuelo Martinez Prieto

Orientador

Prof.: Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Resumo da Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-graduação em Ciências Econômicas do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Economia da Indústria e da Tecnologia.

O Brasil, além de ser um dos quinze maiores países produtores de petróleo do mundo, apresenta importantes avanços regulatórios na política de conteúdo local (PCL). Nesta direção, o objetivo principal desta dissertação é analisar e quantificar os impactos da política de conteúdo local na avaliação econômica dos projetos, conforme o sistema de concessão, sobre os diferentes riscos envolvidos. O trabalho utiliza a teoria de Lessard & Lucea (2009), para mostrar que a PCL tem diferentes riscos envolvidos, entre eles os institucionais e competitivos como as multas por descumprimento de contratos, os sobrecustos pela compra de equipamentos e serviços locais, e os atrasos no cronograma dos projetos. Em seguida, esta dissertação compara o caso bem sucedido da Noruega com a situação do Brasil, para mostrar que o processo de negociação previa de conteúdo local com as operadoras e os incentivos regulatórios e fiscais do governo diminuem os riscos envolvidos na política, assim como os compromissos de conteúdo local muito antes da compra se realizar efetivamente e a incerteza no conhecimento do mercado de equipamentos e serviços locais e o tipo exato de bens e serviços a ser requeridos no bloco potencializam diferentes riscos, entre eles os institucionais e competitivos. Por fim, com informações do Grupo de Economia da Energia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GEE/UFRJ) e de economistas e tributaristas das principais empresas associadas ao Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), foi elaborado um Estudo de Viabilidade Técnico – Econômica para um projeto com reservas de petróleo de 500 MMBbl em águas profundas, calibrando diferentes cenários com um modelo de fluxo de caixa descontado e posteriormente foi elaborado um modelo de Monte Carlo para quantificar o impacto dos riscos por descumprimento, sobrecustos e atrasos, para uma operadora privada não integrada verticalmente e focada no setor de upstream, que desenvolve projetos *offshore* no Brasil, de acordo com o marco regulatório dos contratos de concessão. Os resultados dos modelos mostram que a política de conteúdo local no Brasil gera uma alta probabilidade de que os projetos de E&P de petróleo apresentem um retorno menor ao investimento inicial e um valor presente líquido negativo, devido os riscos envolvidos.

**Palavras-Chave:** Conteúdo Local, Investimentos, Petróleo.

## **ABSTRACT**

### **THE LOCAL CONTENT POLICY AND THE INVESTMENT DECISIONS IN BRAZIL**

Diana Consuelo Martinez Prieto

Advisor

Prof.: Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Resumo da Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-graduação em Ciências Econômicas do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Economia da Indústria e da Tecnologia.

Brazil is not only one of the fifteen largest petroleum producer countries in the world, it is also one of the pioneers in regulatory advances of Local Content Policy (LCP). Given this, the purpose of this dissertation is to analyze and quantify the impacts of the LCP in the economic performance of investment projects in the oil industry and the different risks around this, according to the concession system. This work uses the propositions by Lessard & Lucea (2009) in order to show that a LCP has different risks involved, including institutional and competitive risks such as the fines for non-compliance of the contracts, cost overruns in the purchase of local equipment and services, and the lags in project implementation. First, the case is contextualized with a comparison between the successful Norwegian case with the current situation in Brazil in terms of regulations and impacts on the oil industry. The former negotiated process of local content with the operators and the regulatory and fiscal incentives of government conveyed low risks. However, the legal requirements of local content – demanded long time before any purchase is made by investors – and imperfect information about local equipment and services – such as the exact type of goods that are going to be needed in the field – add up to the potential risks. Finally, with information from the Energy Economics Group of the Federal University of Rio de Janeiro (GEE/UFRJ) and economists and tax experts of the principal companies linked to Brazilian Petroleum, Gas and Biofuels Institute (IBP), a Technical and Economic Feasibility Assessment was performed for one of the operators with petroleum reserves of 500 MMBbl in deep water. The study involved the calibration of different scenarios with a discount cash flow model and subsequently a Monte Carlo model to quantify the economic impacts of non-compliance, cost overruns and lags in implementation. The results indicate that the LCP in Brazil generates a high probability of returns for the exploration and production projects lower than the initial investments as well as a negative liquidity present value.

**Key Words:** Local Content, Investments, Petroleum.

## ACRÔNIMOS

ANP	Agencia Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.
APEX-BRASIL	Agência Brasileira de Promoção de Exportações e Investimentos
CL	Conteúdo Local.
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
E&P	Exploração, Desenvolvimento e Produção.
EVTE	Estudo de Viabilidade Técnico – Econômica
FNI	<i>Fridtjof Nansens Institutt</i>
GEE/UFRJ	Grupo de Economia da Energia / Universidade Federal do Rio de Janeiro.
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.
MME	Ministério de Minas e Energia
NCS	<i>Norwegian Continental Shelf</i>
MPE	<i>Norwegian Ministry of Petroleum and Energy.</i>
NPD	<i>Norwegian Petroleum Directorate.</i>
ONIP	Organização Nacional da Indústria do Petróleo.
PCL	Política de Conteúdo Local.
PEM	Programa Exploratório Mínimo
PROMINP	Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural.
SDFI	<i>State's Direct Financial Interest</i>
RSE	Responsabilidade Social Empresarial
SGP	Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis
SPE	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético



## SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	1
AGRADECIMENTOS .....	1
ACRÔNIMOS .....	1
1. INTRODUÇÃO .....	13
2. POLÍTICAS DE CONTEÚDO LOCAL E SUA APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO.....	18
2.1 Políticas de conteúdo local: uma visão conceitual.....	18
2.2 Políticas de conteúdo local na indústria do petróleo: experiência internacional .....	22
2.3 A política de conteúdo local e seus possíveis impactos sobre os investimentos nos projetos petrolíferos.....	25
2.3.1 Características técnico - econômicas nos projetos de E&P de petróleo e as decisões de investimento.....	25
2.3.2 O conceito de risco e sua taxonomia nos projetos .....	30
2.3.3 Os riscos envolvidos na política de conteúdo local e seus determinantes .....	33
2.3.4 Os impactos dos riscos sobre as decisões de investimento das operadoras .....	34
2.4 Conclusão .....	36
3 A POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL NA NORUEGA.....	38
3.1 Contextualização.....	38
3.2 A política de conteúdo local no setor de E&P de petróleo .....	40
3.2.1 Estrutura institucional .....	40
3.2.2 Marco Jurídico de E&P de petróleo.....	42
3.2.3 Evolução do arcabouço institucional do CL na Noruega.....	44
3.3 A atual Política de Conteúdo Local na Noruega.....	49
3.4 Características das empresas fornecedoras norueguesas .....	51
3.5 Conclusão .....	58
4 A POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL NO BRASIL.....	61
4.1 Contextualização.....	61
4.2 A política de conteúdo local no setor de E&P .....	63
4.2.1 Estrutura institucional .....	63
4.2.2 Marco Jurídico da E&P de petróleo.....	65
4.2.3 A Política de Conteúdo Local .....	66
a) Evolução do arcabouço institucional do CL no Brasil.....	66

b)	A atual Política de Conteúdo Local no Brasil.....	70
4.3	Os riscos na implementação da política de conteúdo local.....	78
4.4	Conclusão: avaliação da política de conteúdo local e os riscos.....	81
5	<b>AVALIAÇÃO ECONÔMICA DOS IMPACTOS DA POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL SOBRE AS DECISÕES DE INVESTIMENTO NO BRASIL .....</b>	<b>84</b>
5.1	Metodologia.....	84
5.1.1	Estrutura de Custos Operacionais e de Capital .....	86
5.1.2	Estrutura de Custos por Cumprimento de Clausulas Contratuais e Regime Fiscal .....	88
a)	Participações Governamentais .....	88
b)	Regime Fiscal .....	89
c)	Conteúdo Local.....	90
5.2	Cenários dos riscos associados à política de conteúdo local .....	91
	Análise Determinística.....	92
5.2.1	Cenário de referência: sem sobrecustos, penalidades ou atrasos na programação. ....	92
5.2.2	Análise de sensibilidade com sobrecustos de 30% no projeto, pela compra de equipamentos e serviços internamente. ....	93
5.2.3	Descumprimento de 30% do compromisso de CL .....	93
5.2.4	Análise de sensibilidade no caso de atraso de um ano na programação .....	94
5.2.5	Análise de sensibilidade no caso de sobrecusto de 30%, descumprimento de 30% do CL e um ano de atraso na entrada em produção .....	94
	Análise de Risco com o Método de Monte Carlo.....	96
5.2.6	Análise de risco no cenário de referência .....	98
5.2.7	Simulação do modelo no caso de descumprimento de Conteúdo Local, sobrecustos e atrasos no projeto.....	100
5.2	Conclusão .....	104
5.	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>106</b>
5.1	Estratégias para avançar na política de conteúdo local no Brasil .....	108
6	<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>113</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Principais países produtores de petróleo com iniciativas de Conteúdo Local .....	23
Figura 2 - Encadeamentos Chenery - Watanabe do setor de Petróleo e Gás .....	24
Figura 3 - Esquema teórico da apropriação da renda petrolífera .....	27
Figura 4 – Produção de petróleo na Noruega (1971-2012).....	39
Figura 5 – Organização Estatal Norueguesa diretamente vinculada à promoção do Conteúdo Local no setor de E&P de petróleo .....	42
Figura 6 – Principais Acontecimentos Relacionados com o Conteúdo Local na Noruega.....	48
Figura 7 – As empresas fornecedoras na cadeia de valor da Noruega.....	52
Figura 8 – Total de rendas de fornecedores noruegueses, Noruega VS Internacional (bilhões de US\$ dos 2011).....	57
Figura 9 – Produção de petróleo no Brasil (1965-2012).....	62
Figura 10 – Organização do Estado no Brasil, diretamente vinculado à promoção do Conteúdo Local no setor de E&P de petróleo. ....	63
Figura 11 – Principais acontecimentos relacionados com o Conteúdo Local no Brasil .....	70
Figura 12 - Processo de implementação da PCL .....	71
Figura 13 - Conteúdo Local Médio no Brasil (2000-2013) .....	79
Figura 14 – Comparação de Custos Finais (base 100).....	81
Figura 15 - Curva de Produção (mil barris/dia) associada à reserva de 500MMBbl.....	86
Figura 16 - Estrutura do <i>Capex</i> para um projeto com reserva de 500MMBbl.....	88
Figura 17 – Impacto da Multa por Descumprimento de Conteúdo Local, segundo o percentual de descumprimento .....	90
Figura 18 – Fluxo de caixa do projeto com reserva de 500MMBbl (US\$ MM) .....	93
Figura 19 – Resultados da TIR para cada um dos cenários .....	95
Figura 20 - Probabilidade da TIR no cenário de referencia .....	98
Figura 21 – Probabilidade da VPL no cenário de referencia .....	100
Figura 22 – Probabilidade da TIR no caso de descumprimento de CL, sobrecustos e atrasos na programação.....	101
Figura 23 – Probabilidade do VPL no caso de descumprimento de CL, sobrecustos e atrasos na programação.....	103

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Algumas definições de “Conteúdo Local” nos países.....	22
Tabela 2 – Legislação norueguesa vigente em matéria de E&P de petróleo .....	43
Tabela 3 – Top 20 das empresas fornecedoras norueguesas de E&P de petróleo com respeito às vendas internacionais .....	53
Tabela 4 – Participação de fornecedores noruegueses de petróleo e gás no mercado estrangeiro (2009).....	54
Tabela 5 – Vendas das empresas fornecedoras norueguesas no exterior.....	55
Tabela 6 – Legislação brasileira vigente em matéria de E&P de petróleo.....	66
Tabela 7 - Itens e subitens com exigências mínimas de conteúdo local na décima rodada de licitações no Brasil .....	72
Tabela 8 - Variáveis envolvidas no modelo de Fluxo de Caixa para um projeto com reserva de 500MMBbl.....	85
Tabela 9 - Estrutura do <i>Capex</i> para um projeto com reserva de 500MMBbl .....	87
Tabela 10- Características e alíquota efetiva por categoria tributaria, para os itens da <i>Capex</i> para um modelo com reservas de 500MMBbl.....	89
Tabela 11- Cenários com preço de robustez e o preço máximo, para um modelo com reservas de 500MMBbl.....	95
Tabela 12 - Custo equivalente.....	96
Tabela 13 – Variáveis que influenciam a TIR e o VPL, para um modelo com reservas de 500MMBbl.....	97
Tabela 14 – Histograma dos valores estimados para a TIR no cenário de referencia .....	99
Tabela 15– Intervalo de Confiança para a TIR do cenário de referencia.....	99
Tabela 16 – Intervalo de Confiança para o VPL do cenário de referencia .....	100
Tabela 17 - Histograma dos valores estimados para a TIR no cenário de descumprimento de CL, sobrecustos e atrasos na programação.....	101
Tabela 18 – Intervalo de Confiança para a TIR no cenário de descumprimento de CL, sobrecustos e atrasos na programação.....	102
Tabela 19 - Histograma dos valores estimados para a VPL no cenário de descumprimento de conteúdo local, sobrecustos e atrasos na programação. ....	103
Tabela 20 – Intervalo de Confiança do VPL no cenário de descumprimento de CL, sobrecustos e atrasos na programação .....	104

## 1. INTRODUÇÃO

Durante os últimos quarenta anos, no Brasil aconteceram mudanças estruturais no setor de equipamentos e serviços para exploração e produção de petróleo (E&P). No início dos anos 1970, o setor de equipamentos e serviços era formado por um grande número de empresas fornecedoras especializadas em diferentes segmentos da cadeia petrolífera. Algumas décadas depois, essas empresas desenvolveram serviços para campos em águas profundas, que exigiram tecnologia mais sofisticada e mão de obra qualificada. Neste mesmo período, o setor de equipamentos e serviços passou por um processo de fusões e aquisições com a formação de grandes empresas fornecedoras integradas capazes de atuar em toda a cadeia de E&P.

O grande aumento de intensidade tecnológica no setor de E&P fez com que a oferta de equipamentos e serviços para a E&P *offshore* em águas profundas tendesse a seguir uma lógica global. Neste contexto, na ausência de políticas para a promoção de conteúdo local, as operadoras tendem a optar pela compra dos equipamentos e serviços no mercado global. A conjugação desses fatores tem colocado como central a questão do Conteúdo Local (CL). O CL é um conceito vinculado à participação de operadoras com infraestrutura no país (entre elas as do setor de petróleo) por meio da contratação de equipamentos e serviços de origem nacional, assim como a participação de mão de obra local, entre outros.

Os países do Mar do Norte como a Noruega, têm experiências bem-sucedidas no desenvolvimento de seu conteúdo local no setor de E&P de petróleo. A partir dessas experiências, nos últimos quarenta anos, diferentes operadoras têm tido aproximações positivas para o desenvolvimento do CL, mantendo um evidente interesse de investir no negócio da E&P de petróleo nos países que buscam promover o CL (Klueh et al, 2007). O aumento do CL significa o incremento do valor agregado da cadeia, através do fortalecimento de encadeamentos para trás e/ou para frente, diretos e/ou indiretos sobre a economia nacional, ao invés de importações, segundo o conceito definido pelo governo<sup>1</sup> (Tordo et al, 2011).

---

<sup>1</sup> O termo “conteúdo nacional” é um sinônimo de “conteúdo local” (Heum, 2008).

Não obstante, além dos custos envolvidos na aquisição de tecnologia de ponta, as incertezas externas e internas fazem com que o negócio de E&P de petróleo apresente diferentes riscos no nível supranacional, no nível do Estado e no nível interno das operadoras. No nível supranacional, existem os riscos globais de mercado. No âmbito das operadoras, existem os riscos operacionais e os competitivos, enquanto no nível do Estado estão o risco institucional e o risco país. (Lessard & Lucea, 2009).

A ocorrência destes riscos pode desestimular a atratividade de um projeto focado em E&P de petróleo, ao resultar altamente onerosos para as operadoras. Mesmo quando as operadoras são tomadoras de riscos e estão dispostas a prover recursos técnico-econômicos para assumir um insucesso, elas avaliaram o *trade-off* entre o cumprimento de cada um de seus objetivos no negócio e seu impacto econômico frente a cada um dos riscos envolvidos, exercendo controles ou abandonando o projeto.

O Brasil, além de ser um dos quinze maiores países produtores de petróleo do mundo, apresenta importantes avanços regulatórios na política de conteúdo local (PCL). O CL do país tem sido bastante elevado e o governo tem trabalhado sistematicamente para fortalecer a capacidade industrial local. Nos Editais de licitações para a outorga dos contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo, o percentual do conteúdo local global faz parte do critério de apuração das ofertas das rodadas de licitação, juntamente com o Bônus de Assinatura e o Programa Exploratório Mínimo (PEM). O CL tem um peso no cálculo da nota final da operadora concorrente (que varia de acordo com a rodada) que atribui um percentual à fase de exploração e outro para a fase de desenvolvimento da produção.

Neste contexto, a complexidade do estudo das decisões de investimento das operadoras conduz à elaboração de cenários que representam futuros possíveis. Estes cenários são elaborados a partir das características técnicas e econômicas da fase de E&P em que é tomada a decisão e do marco regulatório em que estão envolvidas as operadoras. (Bret-Rouzaut & Favennec, 2011; Glomsrød & Linhold, 2004; Tolmasquim & Queiroz, 2011). Nesta direção, o propósito desta dissertação é analisar a política de conteúdo local no Brasil e seu impacto na

avaliação econômica dos projetos em operadoras focadas no setor de E&P de petróleo<sup>2</sup>, que desenvolvem projetos em águas profundas no país, conforme o sistema de concessão.

Existem várias maneiras de promover o conteúdo local. Algumas delas impactam diretamente os projetos de E&P, outras podem trazer riscos diretos para sua avaliação. Do ponto de vista da análise do impacto econômico para as operadoras no Brasil, é importante ver como a PCL promove barreiras ou trazem compromissos que podem representar riscos. Por esta razão é relevante: 1) entender quais são as diferentes formas ou estratégias de promoção de conteúdo local no mundo; 2) definir um caso que possa ser contraposto ao Brasil. Neste trabalho foi escolhido o caso da Noruega justamente porque conseguiu promover o CL sem trazer grandes riscos para os investimentos e para as operadoras; 3) por fim, analisar a estratégia brasileira de promoção de CL e os impactos da política para os projetos e investimentos das operadoras, incluindo a análise sobre a decisão de investimento de uma operadora que tem como propósito único a maximização de seu excedente econômico extraordinário (Johnston, 2004), o qual é medido em termos de assegurar uma taxa interna de retorno mínima, maximizar o valor presente líquido do investimento, e recuperar o investimento o quanto antes possível (Bain & Company, 2009; Bret-Rouzaut & Favennec, 2011; FNI, 2013).

A resposta a esta análise, mais do que fazer uma comparação histórica de experiências entre países, busca extrair algumas práticas para avançar na política de conteúdo local no Brasil, mantendo a atratividade dos investimentos no negócio de petróleo. As experiências das PCLs variam não só em termos de conceito, instrumentos, forma de implementação, e transversalidade na cadeia (Tordo et al, 2013), mas também, nos períodos de implementação. No caso da Noruega, a PCL adquiriu maior relevância na década dos 1970 e 1980, enquanto no Brasil o CL teve maior atenção na década dos 2000.

A questão de CL pode ser vista desde diferentes ângulos: do governo, das empresas fornecedoras e das operadoras, sendo este último o foco desta dissertação. Na última década, houve a produção de grande quantidade de relatórios e documentos acerca da promoção do conteúdo local desde a perspectiva do governo e das empresas fornecedoras. Porém, uma

---

<sup>2</sup> Não se realiza a análise para companhias integradas verticalmente.

compreensão desde o ângulo das operadoras é quase inexistente na literatura e nos documentos de divulgação pública sobre o tema. Neste trabalho é definida uma análise a partir do ângulo das operadoras de E&P de petróleo, com o propósito de entender quais são as melhores práticas para se promover o conteúdo local sem criar grandes riscos para os investimentos, buscando um maior equilíbrio entre a promoção do conteúdo local e a promoção dos investimentos.

Para isso, no primeiro capítulo será analisada conceitualmente a política de conteúdo local no setor de petróleo. Nesse capítulo serão apresentados os conceitos - chave para entender a PCL, a experiência internacional em seu desenvolvimento no setor de petróleo, e os possíveis impactos da política desde a abordagem dos riscos e os condicionantes do cumprimento desses riscos. No capítulo dois, será discutida a experiência bem-sucedida da Noruega. Nele será contextualizado o setor de petróleo e o marco jurídico relacionado com a PCL no país nórdico. Posteriormente, será analisada a política de conteúdo local no setor de E&P, assim como os riscos e incentivos envolvidos. Ao final, serão extraídas as principais lições e boas práticas no país norueguês.

No capítulo três será abordada a experiência do Brasil com a política de CL, com foco no impacto dos sobrecustos, multas e atrasos sobre as decisões de investimento. Para isso, será contextualizada a PCL no país, analisando a evolução, o marco regulatório e suas características. Em seguida, serão discutidos os riscos envolvidos, e logo, o grau do impacto dos sobrecustos, multas e atrasos sobre a atratividade dos investimentos, a partir de um Estudo de Viabilidade Técnico – Econômica (EVTE) no qual foram elaborados diferentes cenários com um modelo de fluxo de caixa descontado para um projeto hipotético de E&P com produção de 500 MMBbl de petróleo.

Para desenvolver este trabalho realizou-se uma seleção analítica de documentos e estatísticas governamentais, incluindo literatura acadêmica, legislação, relatórios e diferentes documentos da literatura acadêmica internacional sobre o tema, e de instituições envolvidas nos países de estudo, assim como relatórios de firmas consultoras.



A elaboração do modelo de fluxo de caixa e do modelo de Monte Carlo contou com informações sobre um projeto hipotético de E&P, seu regime fiscal e marco regulatório, resultado de sucessivas rodadas de entrevistas com economistas e tributaristas das principais operadoras de petróleo no segmento de E&P do país. Especificamente, formou-se um grupo de trabalho no qual, através de reuniões periódicas, foram discutidas e validadas todas as hipóteses utilizadas no modelo. O grupo de trabalho contou com a participação de membros do Grupo de Economia da Energia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GEE/UFRJ) e de economistas e tributaristas das principais empresas associadas ao Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP).

## **2. POLÍTICAS DE CONTEÚDO LOCAL E SUA APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO**

O conceito de conteúdo local tem múltiplas dimensões, que são desenvolvidas em diferentes latitudes, e, com base nisso, os governos implementam diferentes instrumentos para promover o desenvolvimento socioeconômico nacional. A dimensão do conceito a ser desenvolvida e as características do negócio de E&P de petróleo determinam os riscos envolvidos e seu impacto econômico na avaliação dos projetos, afetando as decisões de investimento no negócio. Nesta seção serão apresentadas essas diferentes dimensões do conceito de CL e a experiência internacional da política na indústria de E&P de petróleo, para em seguida analisar seus impactos econômicos na avaliação dos projetos, a partir das características técnico-econômicas do setor, e o enfoque nos riscos, para, por fim, analisar o impacto desses riscos sobre as decisões de investimento das operadoras.

### **2.1 Políticas de conteúdo local: uma visão conceitual**

O conceito de conteúdo local tem múltiplas dimensões, começando pela definição de “local”. A empresa fornecedora na qual o insumo é comprado pode estar localizada dentro do país e ser de proprietários nacionais; localizada dentro do país e ser de proprietários estrangeiros (parcial ou totalmente); ou com proprietários nacionais localizados no estrangeiro. O “local” pode ser qualquer localização dentro do país ou focar-se na zona na qual está localizada a planta de produção de petróleo. Esta distinção é relevante na medida em que determinará o potencial impacto econômico sobre as operadoras, a economia e as diretrizes do monitoramento do cumprimento do CL por parte do governo.

Além do conceito “local” em termos da propriedade e/ou localização das empresas fornecedoras, o CL pode ser definido em termos da produção e/ou valor agregado de equipamentos no processo de produção (em insumos, bens intermediários, produtos finais, tecnologia e capital<sup>3</sup>) (Wells & Hawkins, 2008). Esta interpretação está estreitamente vinculada com o conceito de encadeamentos diretos e indiretos ao longo da cadeia de valor da indústria de

---

<sup>3</sup> Caso na Trinidad e Tobago.

petróleo, a partir da metodologia das matrizes insumo-produto (Tordo, S. et. al., 2011). Ainda que tal análise não faça a medição direta de CL, esta metodologia está estreitamente vinculada às possíveis medições de CL.

Nesta direção, Hirschman (1985) afirma que existem três tipos de encadeamentos: (a) para trás, relacionados com a demanda de empresas fornecedoras por parte das operadoras; (b) para frente, relacionados com a produção de empresas fornecedoras para outras empresas fornecedoras; e (c) encadeamentos financeiros relacionados com o pagamento de impostos das empresas fornecedoras ao governo. Tordo, S. et. al. (2011; 2013) discute o conceito de encadeamentos diretos e indiretos para o caso da indústria de petróleo. Segundo eles, os encadeamentos diretos referem-se à venda direta de bens da indústria parapetrolífera às operadoras. Os encadeamentos indiretos referem-se ao fornecimento de insumos, bens intermediários ou finais para a indústria parapetrolífera. Na discussão, os autores afirmam que a política de conteúdo local (PCL) no setor de petróleo está mais frequentemente relacionada com encadeamentos diretos.

Outra vertente importante do conteúdo local refere-se à contratação de mão de obra<sup>4</sup>. A política de CL pode aumentar o percentual de emprego local no setor ou fornecer treinamento para a mão de obra local em habilidades apropriadas para o setor. Estes programas incluem o desenvolvimento de habilidades que são comuns a todos os setores, assim como a criação e suporte do desenvolvimento de *clusters* em outras indústrias que estão naturalmente relacionadas com o setor de petróleo (ex. indústria do aço).

Por fim, o conteúdo local pode referir-se à provisão pela operadora de infraestrutura que não faz parte do objeto social da companhia, mas buscam o benefício da população local (colégios, facilidades medicas, entre outros)<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> Caso de Trinidad e Tobago, África do Sul e Angola. Na África do Sul existe um programa de incentivos para o emprego de pessoas de raça negra e um mandato de mínimo de CL para todos os setores econômicos, mas não uma legislação formal específica para o setor de petróleo e gás. Em Angola, existe uma lei específica que estabelece metas conteúdo local de mão-de-obra angolana. Este programa é conhecido como Angolanização do emprego no setor petrolífero.

<sup>5</sup> Por exemplo, no caso da Venezuela.

O conceito “Conteúdo Local” abordado nesta dissertação é definido como a produção de petróleo e geração de valor agregado da operadora, a partir da aquisição de equipamentos (insumos, bens finais e intermediários), elaborados por empresas fornecedoras em qualquer localização dentro do país<sup>6</sup>.

Os objetivos e princípios das PCLs são sublinhados na legislação primária/secundária e/ou os planos econômicos, assim como os contratos de concessão e as licenças de operação. Estas formas de implementação da política de conteúdo local variam em suas ferramentas, incluindo os sistemas de outorga de direitos, impostos, tarifas, incentivos, penalidades e regras de contratação, entre outros<sup>7</sup>.

Na literatura acadêmica o conceito de conteúdo local na indústria de petróleo é relativamente novo, tendo chamado a atenção da academia em anos recentes (Kazzazi & Nouri, 2012); por conseguinte, existe um número limitado de trabalhos acadêmicos sobre o tema. Durante os últimos anos, vários relatórios e artigos têm concentrando-se em PCLs em diversos países, tais como na Noruega, os países do Mar Cáspio, Nigéria, Brasil, entre outros; não obstante, desde fins dos anos cinquenta, iniciou-se a análise do conteúdo local a partir da metodologia de encadeamentos, e no início dos anos oitenta, iniciaram-se os primeiros modelos de CL para diferentes indústrias.

A metodologia para a medição dos encadeamentos para trás foi formalizada por Chenery & Watanabe (1958), baseado nas matrizes insumo-produto. Eles concentram-se nos encadeamentos diretos sobre os equipamentos intermediários de um setor, os insumos utilizados na fabricação desses bens, e assim sucessivamente. A literatura acadêmica sobre o conceito de conteúdo local inicia-se com Grossman (1981), que foi o pioneiro nos modelos formais de proteção ao conteúdo local num país (Kazzazi & Nouri, 2012). Este autor define o CL como um esquema que requer que um percentual dado de um insumo/bem intermediário/valor agregado

---

<sup>6</sup>Não se faz a distinção da propriedade em termos de capital nacional/estrangeira, nem é analisado o CL como a contratação de mão de obra, tendo em vista que a produção de petróleo é altamente intensiva em capital e conduz a um baixo conteúdo de trabalho direto (Tordo, S., et. al., 2013).

<sup>7</sup>Em Tordo, S., et. al. (2013) se descreve os princípios das políticas dos Governos para fortalecer o desenvolvimento da indústria de fornecedores, assim como uma classificação das PCLs por forma de implementação e transversalidade na cadeia.

local seja incorporado num bem final específico. Os resultados do modelo mostram que a PCL incrementa a produção no setor de insumos, aumentando o bem-estar. No entanto, devido ao alto preço dos bens locais, o preço do bem final vai aumentar, e como resultado, a quantidade vendida vai cair assim como o bem-estar nacional. O efeito líquido depende da sensibilidade da produção dos insumos frente a mudanças em seu preço, e quão sensível é a produção do bem final a mudanças no preço dos insumos locais. Também afirma que o descumprimento das regulações da política impõe o cumprimento pela operadora de uma alta penalidade, a qual, por sua vez, gera um custo maior relacionado com a compra de equipamentos nacionais.

Os trabalhos posteriores construídos sobre o modelo de Grossman foram ajustados para considerar comércio estratégico (Brander & Spencer, 1985, e outros). Os modelos consideram vários conjuntos de concorrência oligopolista, equilibrando os ganhos das rendas para as empresas fornecedoras locais contra a perda causada para as operadoras por altos preços do bem final. Os modelos terminam sugerindo que a PCL falha. Krishna & Itoh (1988) analisaram os efeitos da proteção ao conteúdo local em mercados de oligopólio. Os autores concluem que ainda quando exista livre comércio, a proteção ao conteúdo local traz ganhos menores para as empresas fornecedoras locais. O esquema de proteção ao conteúdo local têm diferentes efeitos segundo a estrutura de mercado do bem analisado. No caso de mercados de oligopólio, os efeitos da proteção variam por três fatores: (i) o conceito “conteúdo local” como bens finais de fornecedores, ou como valor agregado desses bens na cadeia de valor; (ii) o valor da elasticidade de substituição entre os bens; e (iii) se o bens fornecidos localmente são bens substitutos ou bens complementários para a demanda.

Posteriormente, Veloso (2006) as sinala que o problema destes modelos é a hipótese que os custos dos equipamentos das empresas fornecedoras locais são maiores que os dos equipamentos importados, e as ineficiências surgem só no caso de cenários em que haja poder de mercado. Nos 2013, Hufbauer & Schott concluem que existem diferentes alternativas, as quais não trazem as desvantagens da PCL. Algumas destas alternativas são: (i) Garantir Responsabilidade Social Corporativa; (ii) Promover um contexto favorável para as companhias, no qual seja estimulados os investimentos no longo prazo (ex. diminuindo impostos e burocracia); (iii) melhorando a logística no país; e (iv) o investimento em infraestrutura.

## 2.2 Políticas de conteúdo local na indústria do petróleo: experiência internacional

Independentemente das múltiplas dimensões do conceito de conteúdo local, a promoção de políticas de CL tornou-se um esforço global dos governos nos países produtores de petróleo nas últimas décadas (FNI, 2013). No Reino Unido e na Noruega, por exemplo, desde inícios da década dos 70's foi formalizada a PCL na legislação, com cláusulas nos contratos de concessão e diferentes incentivos para a indústria fornecedora local. A Malásia, desde essa mesma década, tem buscado o desenvolvimento da indústria local através de requerimentos nos contratos de concessão de blocos, incluindo um mínimo de participação de empresas locais no empreendimento e o compromisso de adquirir todos os equipamentos localmente ou comprá-los de um fornecedor que compre no mercado secundário.

Na África, por exemplo, desde inícios dos 2000, a Nigéria define nos contratos a obrigatoriedade da compra de equipamentos e serviços locais disponíveis em iguais condições em termos de qualidade e disponibilidade em relação aos importados. A preferência pelo produto local é garantida desde que seu preço não supere em 10% os preços dos equipamentos e serviços importados (Nordås H. K., et. al., 2003; Government of Western Australia, 2011). Na Tabela 1 é apresentada a abordagem que algumas instituições e países dão ao conceito de conteúdo local relevantes para este trabalho.

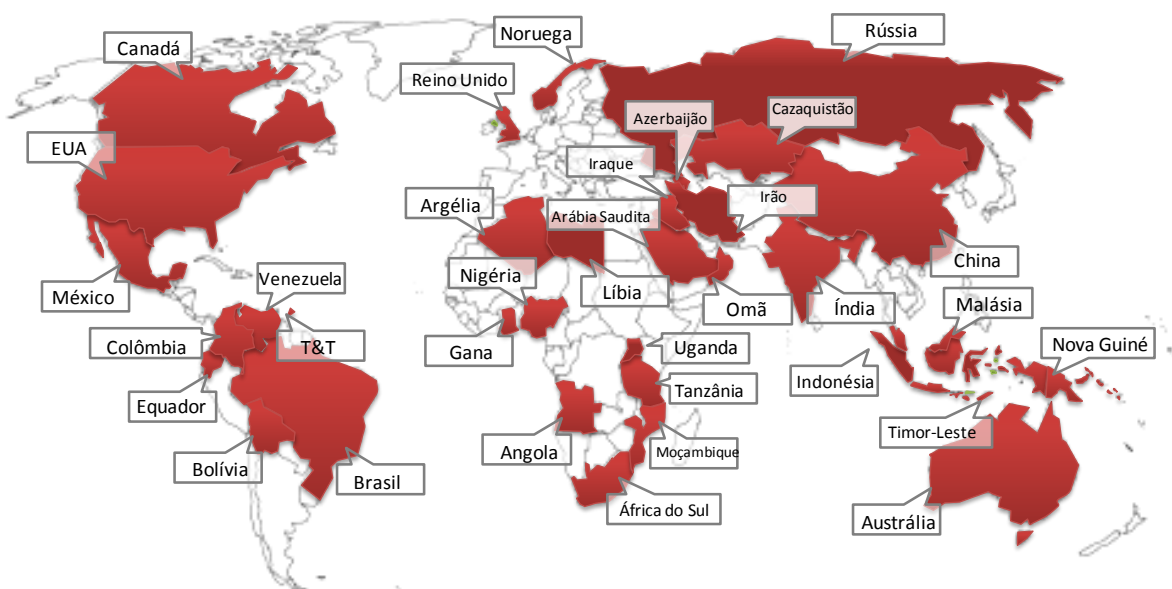
**Tabela 1 – Algumas definições de “Conteúdo Local” nos países**

<b>Fonte</b>	<b>Definição</b>
Banco de Desenvolvimento da África: qualificação para preferências locais na aquisição de equipamentos.	Ao menos 20 % do preço na saída da fábrica deve ser valor agregado local.
Banco Mundial: qualificação de preferências locais na aquisição de equipamentos.	Ao menos 30 % do preço na saída da fábrica (antes de impostos), incluindo trabalho e insumos locais.
Índia: preferências na compra de equipamentos.	Insumos e bens fabricados a partir de matérias-primas locais.
Estados Unidos: requerimentos de CL para equipamentos no “Buy America” Act (1933)	Insumos e bens semi-processados e produzidos nos EUA; bens manufaturados com 50 % de CL.

Fonte: Extraído de Wells & Hawkins (2008).

A Figura 1 abaixo apresenta a lista dos países identificados com iniciativas de conteúdo local no setor de petróleo, colocando em evidência o esforço dos países produtores para fortalecer o desenvolvimento nacional.

**Figura 1 - Principais países produtores de petróleo com iniciativas de Conteúdo Local**



Fonte: Elaboração própria com base em Government of Western Australia (2013), Heum & Mwakali et al (2011), Nordås et al (2003), Olsen (2010), e Tordo et al (2011).

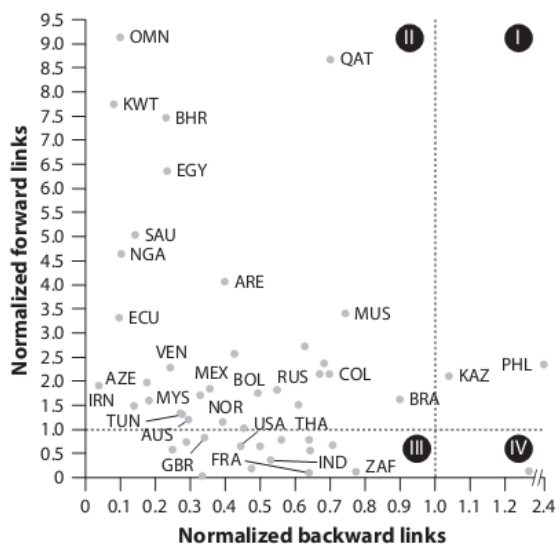
Tordo et al (2011) propõem uma categorização dos países produtores de petróleo e gás, com base na relevância dos encadeamentos diretos para trás e para frente (Figura 2), a partir de medições propostas por Chenery e Watanabe (1958)<sup>8</sup>, para 48 países produtores. Mesmo considerando-se que uma comparação entre países é inexata, o exercício ajuda a fornecer uma imagem geral das condições. Em muitos países o setor de petróleo aumenta pouco os encadeamentos para trás com relação a outros setores.

Os países são agrupados em quatro categorias: (I) nos quais o petróleo é um sector-chave na economia, ao ter encadeamentos para trás (NBL) e para frente (NFL) maiores à unidade; (II) onde se apresentam fortes encadeamentos para frente e débeis encadeamentos para trás:  $NBL < 1$  e  $NFL > 1$ ; (III) países com débeis encadeamentos: ambos NBL e NFL são menores a unidade; e

<sup>8</sup> O índice de Chenery e Watanabe é comumente usado para a medição das PCL por encadeamentos diretos entre setores-chave da economia, a partir das matrizes insumo-produto. Para saber mais sobre o índice, ver Chenery, H., and T. Watanabe (1958). *International Comparisons of the Structure of Production*. *Econometrica* 46: 73–84.

(IV) países que apresentam fortes encadeamentos para trás e débeis encadeamentos para frente:  
 $NBL > 1$  e  $NFL < 1$ .

**Figura 2 - Encadeamentos Chenery - Watanabe do setor de Petróleo e Gás**



Fonte: Tordo et al (2013) com base em dados do Banco Mundial.

Os resultados da medição para o setor de petróleo nos países produtores têm uma alta relevância para o tema do conteúdo local. Observa-se que o encadeamento para frente é substancialmente maior com relação à média em 33 dos 48 países avaliados. O CL do Brasil tende a ter maiores impactos econômicos positivos com os encadeamentos para frente (1,6) e o terceiro maior encadeamento para trás (0,9). O baixo valor dos encadeamentos para trás pode parcialmente explicar por que os Governos estão interessados em políticas que poderiam incrementar o CL na indústria parapetrolífera. Com esses resultados os Governos podem concluir que o escopo para aumentar os bens produzidos por fornecedores locais e incrementado sistematicamente se uma política bem-sucedida puder ser elaborada de tal forma a incrementar encadeamentos para trás e o conteúdo local para o setor.

Por fim, o aparente baixo valor dos encadeamentos para trás pode ser devido a diferentes fatores. Afirma-se que as operadoras experimentam um alto valor agregado relativo à produção bruta em função da alta renda; por conseguinte, a parcela dos insumos dentro do setor tenderá ser relativamente baixa com relação à produção. Outra razão pode ser que a produção de petróleo



tende a ser altamente intensiva em capital, conduzindo a uma pequena participação dos insumos que são fornecidos localmente, tendo em vista a baixa capacidade para oferecer grandes quantidades de bens de capital especializados dos países/regiões produtoras.

Também, um dos fatores pode ser atribuído ao desequilíbrio no mercado de equipamentos e serviços para o setor de petróleo quando é descoberta uma jazida: (i) Alguns equipamentos têm diferentes economias de escala na produção, o que faz com que pequenos fornecedores locais inicialmente não possam competir com seus pares de escala internacional (só com o passar do tempo e políticas de fomento da produção, as empresas fornecedoras locais serão capazes de produzir com baixos custos e concorrer); (ii) em alguns países as perspectivas de novas descobertas, após a primeira jazida e o desenvolvimento inicial, podem ser pequenas. Desta forma, os requerimentos de equipamentos estão concentrados nuns poucos anos pico da produção. Nesse caso, o objetivo de incrementar o conteúdo local pode ser uma política míope, pois despreza o caráter cíclico da produção de petróleo. e (iii) As descobertas de grandes reservas acarretam investimentos de elevado volume de recursos e de forma concentrada no tempo; e em contrapartida, muitos setores da economia são desenvolvidos lentamente e com pequenos incrementos. Por tanto, os setores da oferta de equipamentos para o setor de petróleo tendem a ter dificuldades de acompanhar o ritmo da demanda, resultando em baixos níveis de CL.

## **2.3 A política de conteúdo local e seus possíveis impactos sobre os investimentos nos projetos petrolíferos**

### **2.3.1 Características técnico - econômicas nos projetos de E&P de petróleo e as decisões de investimento**

Conceitualmente, nos projetos de petróleo, o excedente econômico pode ser “normal” e “extraordinário” sendo o primeiro aquele excedente que é suficiente para remunerar o capital próprio empregado na atividade de E&P, considerando inclusive os riscos da atividade. O excedente “extraordinário” é aquele no qual a diferença entre a receita bruta e o somatório dos custos e a remuneração do capital é maior que zero, ou seja, aquele excedente que supera o excedente “normal” (Johnston, 1994).

A receita bruta obtida do negócio de E&P de petróleo pode ser decomposta no excedente econômico e os custos recuperáveis. O excedente econômico pode ser apropriado pelo governo ou repartido entre o governo e a operadora, segundo a proporção definida no tipo de arranjo contratual correspondente ao país. A parcela do excedente econômico que é apropriada pelo governo (*government take*) diz respeito a um percentual da renda petrolífera que é capturada por meio dos diferentes instrumentos de seu sistema fiscal, enquanto a parcela que é apropriada pela operadora (*contractor's take*) corresponde à remuneração do capital<sup>9</sup> e ao percentual da renda petrolífera não apropriada pelo governo.

No arranjo dos contratos de concessão<sup>10</sup>, o *contractor's take* é obtido com a titularidade do petróleo em troca da realização de compromissos exploratórios mínimos e do pagamento ao governo de tributos, royalties e outras participações governamentais. A transferência da titularidade é entendida como a contrapartida dos custos de E&P e dos riscos incorridos pela operadora ao longo da concessão. Por vezes, outras obrigações são exigidas, como o cumprimento de um percentual de conteúdo local nas atividades de cada uma das fases. Na Figura 3 é apresentado o esquema teórico da apropriação da renda petrolífera no sistema de concessão pura.

---

<sup>9</sup> A remuneração do capital deve compensar o custo de oportunidade do capital empregado na atividade de E&P (custo financeiro básico ou “livre de risco” do capital mais um componente de risco para seu investimento no setor). Tal parcela é a relativa à atratividade mínima do negócio. Ou seja, é essa parcela (mínima) que motiva a empresa a investir na exploração, e no caso de sucesso, na organização do processo produtivo da indústria de petróleo, aceitando os riscos do negócio de E&P.

<sup>10</sup> Arranjo contratual correspondente a um modelo regulatório não exclusivo do Monopólio da União, sem participação estatal (Tolmasquim & Queiroz, 2011). O modelo de concessão corresponde a aquele no qual o titular dos direitos sobre os hidrocarbonetos, via de regra o Estado – podendo ser representado por uma agência estatal ou empresa pública – concede a uma ou mais companhias nacionais ou estrangeiras o direito exclusivo de explorar e produzir hidrocarbonetos, por sua conta e risco, tornando-se proprietárias do óleo produzidos e podendo deles dispor livremente, observando, contudo, as regras do contrato e os mecanismos de taxaçaõ aplicáveis (Bain & Company, 2009).

**Figura 3 - Esquema teórico da apropriação da renda petrolífera no sistema de concessão pura**

Receita Bruta	Excedente Econômico	Renda Petrolífera	Tributos e Participações Governamentais	<i>Government take</i>
		Remuneração do capital (Taxa de desconto)	Excedente extraordinário	<i>Contractor's take</i>
	Custos	Custos de abandono	Custos Recuperáveis	Custos Recuperáveis
		Custos de Produção		
		Custos de Desenvolvimento		
		Custos de Exploração		
			Excedente normal	

Fonte: Elaboração própria com base em Tolmasquim & Queiroz (2011).

Os “custos recuperáveis” são os custos incorridos no processo produtivo (custos de exploração, desenvolvimento, produção e abandono). Em comparação com os outros setores da cadeia de petróleo, o setor de E&P é mais intensivo em capital, justamente por ser uma indústria alicerçada na exploração e produção ininterrupta de um recurso exaurível num meio de altos riscos.

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção apresentam custos de capital (Capex) e custos operacionais (Opex). No que concerne o Capex na fase de exploração, estão envolvidos os custos de levantamento sísmico, interpretação geofísica e geológica, perfuração de exploração e testes de poços. Nas fases de desenvolvimento e produção, o Capex inclui os custos de perfuração dos poços de produção e a construção de instalações de superfície - tais como a rede recoletora, plataforma, unidade de separação e tratamento, tanques de armazenagem, unidades de bombeamento, e unidades de medição. Os custos relacionados com tributos, participações governamentais e pagamento de multas, também fazem parte do Capex. Com relação ao Opex, estão incluídos os custos com segurança operacional, administrativos,

financeiros (pagamento de *leasing*), custos com serviços e afretamentos necessários à operacionalização da produção. Das fases de E&P, os custos do Capex nas fases do desenvolvimento e da produção são os de maior representatividade nos custos recuperáveis (Bret-Rouzaut & Favennec, 2011).

As avaliações econômicas dos projetos de E&P de petróleo incluem variáveis operacionais, financeiras e fiscais. Entre as variáveis operacionais está a curva de produção, o Capex, e o Opex para cada uma das fases, enquanto as variáveis financeiras incluem o preço do petróleo no mercado internacional, taxa de juros, o *leasing* e a taxa de desconto. Por fim, entre as variáveis fiscais estão os tributos, as participações governamentais e a depreciação (Bain & Company, 2009). A relevância desses elementos nas decisões de investimento pode variar, dependendo do contexto do projeto.

Através da construção de Estudos de Viabilidade Técnico – Econômica (EVTEs), as operadoras realizam diferentes avaliações econômicas para maximizar o excedente extraordinário, assegurando uma taxa interna de retorno mínima e recuperando o investimento o quanto antes possível, buscando a minimização dos riscos envolvidos. Esses critérios de avaliação permitem quantificar o valor criado (ou destruído) a partir dos vários resultados das decisões de E&P, admitindo-se que as consequências de uma decisão sejam perfeitamente conhecidas para, posteriormente, realizar os cálculos probabilísticos.

A avaliação determinística é principalmente uma questão de comparação dos fluxos de caixa recebidos e desembolsados. A técnica pela qual é feita é conhecida como *fluxo de caixa descontado*. Ela envolve a aplicação de coeficientes aos fluxos de caixa que ocorrem em diferentes anos para que possam ser comparados. A avaliação probabilística é uma análise estocástica das variáveis que influenciam fatores não conhecidos no modelo de fluxo de caixa. Entre os modelos de simulação das variáveis aleatórias é usualmente empregado o Método de Monte Carlo. O método de Monte Carlo é uma técnica de simulação de números aleatórios e distribuição estocástica de probabilidade, o qual permite estimar a probabilidade de ocorrência dos resultados do fluxo de caixa em cenários de incerteza e diferentes riscos envolvidos.

Com relação aos critérios da EVTEs nos projetos de E&P de petróleo, ou seja, os fatores não conhecidos, as operadoras buscam maximizar o valor presente líquido (VPL) de seus investimentos, assim como assegurar uma taxa interna de retorno (TIR) acima da taxa de desconto e gerar um mínimo de excedente extraordinário. Outra variável econômica importante que as operadoras observam quando avaliam a atratividade de um projeto é o período de recuperação dos investimentos ou *payback* (Bain & Company, 2009), objetivando que seja o menor possível<sup>11</sup>.

Os fluxos de caixa são definidos quando o projeto ainda não foi implantado: somente aqueles fluxos futuros relativos à decisão que está sendo tomada devem ser considerados. Embora os fluxos de caixa estimados possam definir-se em valores nominais (correntes) e valores reais (moeda constante), na prática as operadoras geralmente preferem que sejam feitos em valores nominais, garantindo, assim, que as unidades monetárias usadas nas avaliações econômicas e contábeis e nos documentos fiscais sejam as mesmas.

Os fluxos de caixa consideram o montante investido inicialmente no projeto e a taxa de desconto. O montante investido se subdivide em capital próprio (patrimônio líquido) e capital de terceiros (empréstimos)<sup>12</sup>. A taxa de desconto é geralmente definida como o custo de oportunidade do capital. É bastante comum que as operadoras usem diferentes taxas de desconto para variados setores e, às vezes, para diversas zonas geográficas. Deixando de lado as considerações estratégicas, essas diferenças estão relacionadas com a necessidade de considerar o risco envolvido no projeto.

A partir da análise determinística com o fluxo de caixa descontado, é feita a análise probabilística de decisões com risco com modelos de simulação. O Método de Monte Carlo é um modelo de simulação para análises quantitativas, baseada num modelo matemático. Nas simulações, os valores das variáveis de decisão são *inputs* e o método avalia uma função objetivo para um determinado conjunto o faixa de valores. Em diferentes situações, este método é empregado para avaliar cenários nos quais o comportamento de um ou mais fatores não é

---

<sup>11</sup> O método de cálculo e exemplos para o setor de óleo e gás pode consultar-se em Bret-Rouzaut & Favennec (2011).

<sup>12</sup> É importante não confundir com o custo de investimento ou Capex.

conhecido com certeza, ou seja, a simulação é realizada para análises de decisão com risco. Nesses casos, os fatores não conhecidos são as variáveis aleatórias e seu comportamento é definido por uma distribuição de probabilidade (Glasserman, 2004).

É importante sinalar que o método de Monte Carlo deve ser estatisticamente independente dos outros valores, assumindo valores que são observações aleatórias de uma distribuição de probabilidade (Glasserman, 2004). O método baseia-se na repetição de ‘x’ cenários aleatórios. O erro envolvido nos resultados é corrigido pela quantidade de simulações e cenários: o aumento na quantidade de simulações e cenários aleatórios faz que o valor real do fator não conhecido convirja de uma função de distribuição empírica a uma distribuição normal<sup>13</sup>.

### 2.3.2 O conceito de risco e sua taxonomia nos projetos

Nas diferentes fases dos projetos, ocorrem riscos de diferentes níveis e categorias. Para Kumar (2011), existem riscos de ordem política, financeira, técnica e operacional que acontecem nas diferentes fases dos projetos. Para North (1990), o conceito de risco é a transformação da incerteza na possibilidade de que a ocorrência, seus impactos resultantes e suas interações dinâmicas aconteçam de forma diferente à prevista. Os riscos são multidimensionais e, portanto, precisam ser separados para a clara compreensão de seus determinantes. No entanto, uma vez que os impactos dependem de como eles se combinam e interagem, o reducionismo deve ser evitado.

Na literatura acadêmica, Miller & Lessard (2001) distinguem duas categorias para a abordagem dos riscos: (i) a abordagem teórica, na qual se assume que os riscos são exógenos e parcialmente endógenos, e que os projetos são apostas nas quais as companhias tentam identificar opções e probabilidades; (ii) a abordagem gerencial, na qual o foco está relacionado com o processo de definição de um projeto, de suas turbulências e a conformação de condutores, analisando os projetos como sistemas complexos adaptativos que enfrentam riscos endógenos

---

<sup>13</sup> Teorema do Limite Central.

assim como surpresas exógenas que nem sempre podem antecipar-se. Sendo consequente com a análise determinística (seção 2.3.1), o presente trabalho desenvolve a abordagem gerencial.

Uma forma para analisar o entorno de uma operadora de E&P de petróleo em termos dos riscos enfrentados é através do uso de taxonomias e sistemas de classificação. Para diferentes níveis, Lessard & Lucea (2009) definem cinco categorias dos riscos, em função de sua natureza: (a) no nível das companhias individuais existem os riscos operacionais e os competitivos; (b) no nível do Estado se apresenta o risco institucional e o risco país; e (c) no nível supranacional, existem os riscos globais de mercado.

O risco operacional está relacionado com as atividades fundamentais e recorrentes da companhia. Inclui aqueles riscos associados aos processos de operação, desastres naturais e políticas de segurança que afetam os processos, sistemas, pessoas e a cadeia de valor de um negócio (Ernst & Young, 2013). Miller & Lessard (2001), afirmam que este tipo de riscos está relacionado com a construção e com o desenvolvimento dos processos e das operações. Os projetos enfrentam riscos técnicos que mostram as dificuldades de engenharia e de inovação, alguns dos quais são inerentes ao desenho e tecnologia empregada. Os riscos relacionados com a construção se referem às dificuldades que as companhias potencialmente enfrentam na construção da infraestrutura de um projeto, enquanto os riscos do desenvolvimento das operações se referem à possibilidade de o fluxo de caixa no futuro não ser materializado, pela falta de otimização do excedente econômico e a minimização dos custos.

O risco competitivo está vinculado a atividades de competidores diretos e outros atores operando na indústria. Inclui a gestão dos riscos da cadeia dos fornecedores, as questões de concorrência na entrada do mercado, discriminação de preços, assim como mudanças na oferta de insumos e na demanda final para as companhias (Lessard & Lucea, 2009). Esses tipos de riscos podem estar relacionados com o mercado de fornecimento dos equipamentos e serviços para a companhia e com a demanda. O fornecimento de equipamentos e serviços para o desenvolvimento do projeto requerem uma gestão prévia dos riscos, através de cláusulas nos contratos, entre outros. A capacidade de estimação do comportamento da demanda é muito

relativa, já que conjuntos específicos de consumidores frequentemente têm múltiplas opções, o que cria altos níveis de riscos.

Uma análise qualitativamente diferente, relacionada com o Estado, se refere aos riscos institucionais e ao risco país. Segundo Kumar (2011), estes correspondem a restrições relacionadas com regulações políticas e legislativas, problemas relacionados com o cumprimento de condições contratuais, o “clima” econômico, social, as percepções dos atores envolvidos e os objetivos das companhias. Estas são incertezas que acontecem nas diferentes fases dos projetos, mas são mais relevantes nas fases de licitação e desenvolvimento do projeto.

Os riscos institucionais são as mudanças inesperadas nas regulamentações legais, normativas ou sociais de como a forma pode operar (Lessard & Lucea, 2009). Nos projetos, esses tipos de riscos incluem o descumprimento de regulações, o desconhecimento de questões ambientais, os possíveis atrasos na obtenção de aprovações por parte do governo e as mudanças inesperadas nas condições/falta de efetividade na gestão dos contratos (Kumar, 2011).

O risco país está relacionado com ocorrências em nível político e macroeconômico, que potencializam riscos na operação das firmas em diferentes países. Inclui os riscos envolvidos na estabilidade político-econômica de um governo, tais como problemas de inflação, tarifas antidumping, terrorismo e agitação civil (Lessard & Lucea, 2009).

Por fim, os riscos no mercado global estão associados a mudanças nos preços globais, disponibilidade mundial de capitais e mercadorias básicas. Incluem problemas associados à volatilidade do mercado mundial do bem final que seja envolvido com o projeto, a taxa de cambio, taxa de juros e o prêmio do risco, entre outros (Ernst & Young, 2013; Kumar, 2011).

Reconhecer os riscos envolvidos nos projetos é uma questão importante na tomada de decisões de investimento nas companhias. Tseng (2005) discute os trabalhos de Vander Weide & Obel (1979), Giaccotto (1984) e Chiu & Park (1998), relacionados com a análise dos riscos a partir do fluxo de caixa. Obel & Vander Weide (1979) consideram fluxos de caixa com cenários de incerteza, na presença de uma função de utilidade não linear e restrições de recursos não



lineares. Giaccotto (1984) realiza uma análise de risco na elaboração de orçamentos de capital com os fluxos de caixa correlacionados. Por fim, Chiu e Park (1998) resolve um modelo de orçamento de capital com os fluxos de caixa representados por *fuzzy numbers*, os quais consideram os riscos e as incertezas envolvidas.

### 2.3.3 Os riscos envolvidos na política de conteúdo local e seus determinantes

A política de conteúdo local envolve riscos institucionais e competitivos, devido à potencial ocorrência no caso do descumprimento de seu marco regulatório, assim como os atrasos e sobrecustos no projeto a causa das empresas fornecedoras locais de equipamentos e serviços. Nos projetos de E&P de petróleo, instrumentos como o estabelecimento de níveis mínimos de conteúdo local a serem atingidos na adesão ao Edital e nos contratos de concessão para a aquisição de equipamentos e serviços, podem potencializar diferentes riscos. Também são considerados como riscos a definição de níveis mínimos de conteúdo local pela agência reguladora. Por fim, estes riscos incluem o descumprimento dessas regulações, os possíveis atrasos e sobrecustos pela obtenção de equipamentos e serviços nacionais para o desenvolvimento das operações, e os câmbios inesperados nas condições/falta de efetividade na gestão dos contratos (Kumar, 2011).

Os determinantes dos riscos são de ordem diferente. Um fator que pode potencializar estes riscos são os impostos. Um exemplo seriam os impostos sobre direitos de importação e aduanas que podem ser definidos por um governo para afetar a importação de equipamentos específicos como forma de apoio às PCLs destinadas a proteger os fornecedores locais não competitivos (Tordo et al, 2013).

Entre os determinantes estão as vantagens na adjudicação de contratos com base em altas ponderações para a contratação de fornecedores locais, e a existência de bases economicamente vantajosas para a adjudicação dos contratos, ou seja, a aplicação de ponderações ou coeficientes que premiam a proposta de uma operadora concorrente no conteúdo local, junto com outros critérios técnicos (saúde, seguridade, meio ambiente e qualidade da gestão), geram riscos se o prêmio é outorgado sobre a base dos níveis mais altos de fornecimento local e a operadora

descumpre. Alguns países como o Brasil, Cazaquistão e Indonésia, impõem penalidades por descumprimento das PCLs. Estas vão de multas das licitações de blocos até mesmo a retirada das autorizações e licenças (Tordo et al, 2013).

O cumprimento da legislação derivada da PCL pode incrementar ainda mais o risco percebido pelas operadoras, afetando a tomada de decisões, o planejamento dos negócios e suas estratégias de investimento (E&Y, 2013). O cumprimento da legislação potencializa o desenvolvimento de uma indústria parapetrolífera 'extrativa' das oportunidades oferecidas na regulamentação (formada por um grande conjunto de pequenas empresas fornecedoras locais de curta-vida, pouco eficientes e de alto custo para as operadoras e para o governo), atrasos nas atividades das operadoras, sobrecustos e o incremento de isenções (Heum, 2012 e 2008; Heum & Kasande et al, 2011). Isso pode ocorrer devido às cláusulas mandatórias de consórcios com empresas fornecedoras locais sem garantia de competitividade (em suas condições de preço, qualidade e entrega) e procedimentos com alto conteúdo burocrático.

Por fim, outra forma em que o cumprimento da política potencializa os riscos são: a redução dos critérios de qualificação das empresas fornecedoras locais; a mínima participação de fornecedores locais nos contratos adjudicados a fornecedores estrangeiros, no caso em que o preço não seja competitivo; também, as restrições no acesso a mercados específicos; discriminação do governo na escolha e outorga de direitos às operadoras, assim como regulações.

#### 2.3.4 Os impactos dos riscos sobre as decisões de investimento das operadoras

Kumar (2011) afirma que os fatores políticos e legislativos têm um papel significativo no desenvolvimento dos projetos. O cumprimento de regulações é percebido como crítico ao influenciar a estrutura de custos dos projetos. Um dos fatores que determinam a estimação dos custos num projeto de engenharia são as condições contratuais inesperadas / imprevistas, as condições latentes, variações nos contratos, políticas/ legislação.

No caso dos impostos no setor de petróleo, por exemplo, os tributos baseados na receita são capazes de introduzir mais distorções do que o imposto sobre a renda do recurso. A razão disso decorre do fato de que tais impostos podem alterar a ordem de lucratividade dos potenciais projetos, assim como tornar negativo um VPL esperado que, de outra forma, seria positivo. Embora esta característica distorciva dos impostos sobre a receita seja válida para os investimentos em quaisquer setores, ela é mais sensível no setor extrativo, diante das peculiaridades do risco inerente a essa atividade (Slaibe, 2009).

No caso da política de conteúdo local, os potenciais riscos podem gerar sobrecustos. Tseng (2005) discute que as decisões tomadas em todas as fases dos projetos envolvem os diferentes riscos, em função das diferentes incertezas envolvidas. Isto conduz a que cada projeto inerentemente esteja sujeito a impactos econômicos em termos dos sobrecustos envolvidos.

Como os investimentos se desenvolvem num contexto de incerteza, estes podem não corresponder necessariamente aos custos requeridos, o qual faz com que cada projeto inerentemente esteja sujeito a um risco de sobrecusto. A Associação para a Gestão de Projetos do Reino Unido define o sobrecusto de um projeto como "o montante pelo qual um contratante excede ou espera exceder os custos estimados, e/ou as limitações finais (o teto) de um contrato". Um estudo de pesquisa que analisa 3.500 projetos em todo o mundo em diferentes indústrias mostra que os sobrecustos em média estão entre 40% e 200% do custo inicial do projeto (Laufer, 1997). Como os custos do projeto são incertos e o investimento pode não necessariamente corresponder com os custos requeridos, cada projeto está exposto a um risco de sobrecusto.

No esquema da renda petrolífera, o pagamento de multas se incluiria no Capex, sendo um custo não – recuperável; os sobrecustos se incluiriam no Capex e Opex, incluindo os causados por atrasos nos projetos.

## 2.4 Conclusão

Conceitualmente, a expressão “conteúdo local” tem diferentes interpretações na literatura acadêmica e na legislação governamental dos países produtores de petróleo. Uma das possíveis definições pode ser a produção de petróleo e geração de valor agregado da operadora, a partir da aquisição de equipamentos (insumos, bens finais e intermediários), elaborados por empresas fornecedores em qualquer localização dentro do país. Esta definição é levada em conta na legislação da Noruega (a experiência mais bem sucedida da PCL no setor de petróleo) e no Brasil (um dos países que faz as maiores apostas na PCL).

Se por um lado um dos objetivos do governo é aumentar o conteúdo local, por outro, entre os principais propósitos das operadoras está a maximização de seu excedente econômico extraordinário e a minimização de seus diferentes riscos, para o qual realizam Estudos de Viabilidade Técnico – Econômica (EVTEs). No esquema de apropriação da renda petrolífera, a maximização do excedente econômico extraordinário faz parte do *contractor's take*. Com a construção de fluxos de caixa descontados para diferentes cenários, as operadoras de E&P de petróleo realizam diferentes avaliações econômicas para maximizar este excedente, entre as quais esta a quantificação do valor presente líquido e o cálculo da taxa de retorno. Esta análise, do tipo determinística, permite às operadoras quantificarem o valor criado (ou destruído) pelos vários resultados da decisão objeto de estudo. Assim, as operadoras têm uma forma de maximizar o VPL, assegurar uma TIR mínima, e recuperar o investimento quanto antes possível.

Por outro lado, as operadoras buscam minimizar os riscos, ou seja, a transformação da incerteza na possibilidade da ocorrência de eventos, com seus impactos resultantes e suas interações dinâmicas de forma diferente à prevista. Para a análise econômica, as operadoras realizam cálculos probabilísticos das variáveis que influenciam fatores não conhecidos no modelo de fluxo de caixa, com modelos de simulação. Para a construção destes modelos, a técnica usualmente empregada é o método de Monte Carlo, a qual permite estimar a probabilidade de ocorrência dos resultados do fluxo de caixa em cenários de incerteza e diferentes riscos envolvidos.

As operadoras estão conscientes de que os riscos são de diferente nível e tipo. Uma forma de classificação da literatura acadêmica é a proposta por Lessard & Lucea (2009): no nível das companhias individuais, apresentam-se os riscos operacionais e os competitivos, enquanto no nível do Estado acontecem riscos institucionais e o denominado “risco país”; por fim, no nível supranacional, se potencializa o risco global de mercado.

A política de conteúdo local envolve diferentes riscos, entre eles os institucionais e os competitivos, associados a mudanças regulatórias inesperadas com o consequente potencial descumprimento do marco regulatório governamental e as vinculadas a atrasos e sobrecustos no projeto causados pelas empresas fornecedoras locais de equipamentos e serviços. Entre seus determinantes estão as vantagens na adjudicação de contratos às operadoras com base em altas participações para a contratação de empresas fornecedoras locais, e as cláusulas mandatórias de consórcios com fornecedores locais sem garantia de competitividade (em suas condições de preço, qualidade e entrega), e procedimentos com alto conteúdo burocrático.

Os riscos envolvidos na política de conteúdo local conduzem ao possível pagamento de multas pelo descumprimento de seu marco regulatório, ou sobrecustos e atrasos pela compra de equipamentos às empresas fornecedoras locais. No esquema da renda petrolífera para o sistema de concessão, o montante correspondente à multa incrementa os custos recuperáveis, especificamente o Capex, podendo-se chegar a um montante em que se abandone o projeto, enquanto que os sobrecustos pela compra de equipamentos locais e aqueles causados por atrasos no projeto, podem ser incluídos no Opex e no Capex.

### 3 A POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL NA NORUEGA

#### 3.1 Contextualização

Na Noruega, o arcabouço regulatório de E&P de petróleo se desenvolveu a partir do sistema de concessão por meio de Licenças. A primeira licença foi outorgada em 1965, e a primeira descoberta foi em 1969 (*Ekofisk*). As atividades de E&P de petróleo têm sido desenvolvidas nas áreas *offshore* no *Norwegian Continental Shelf* (NCS), o qual está constituído pelo Mar do Norte, o Mar Norueguês e o Mar de Barents. Inicialmente, o país já tinha uma indústria parapetrolífera desenvolvida, mas as empresas fornecedoras locais estavam focadas nos setores de hidroeletricidade e na construção de embarcações; então, o país não possuía operadoras nem empresas fornecedoras locais com as competências e capacidades necessárias para realizar as atividades de E&P de petróleo. O governo adotou um modelo em que inicialmente o fornecimento de equipamentos e serviços para as operadoras fosse realizado por empresas estrangeiras (Heum, 2008).

A descoberta de grandes campos como *Ekofisk* e *Statfjord* no Mar do Norte (1969 e 1974) e os altos investimentos no final da década de setenta e na oitenta resultaram no interesse das operadoras nacionais e do governo na participação da indústria parapetrolífera local<sup>14</sup>. Em 1972 a *Norsk Hydro* e a *Statoil ASA* foram criadas. Estas operadoras cumpriram o papel de instrumento comercial para o desenvolvimento das empresas fornecedoras locais, bem como para o desenvolvimento de competências e capacidades industriais para operar, ou seja, o “desenvolvimento de conteúdo local”<sup>15</sup> (Statoil, 2012; Heum, 2008). Hoje, cerca de 1.300 empresas fornecedoras nacionais estão ativas no país e no exterior (Rystad Energy, 2012).

---

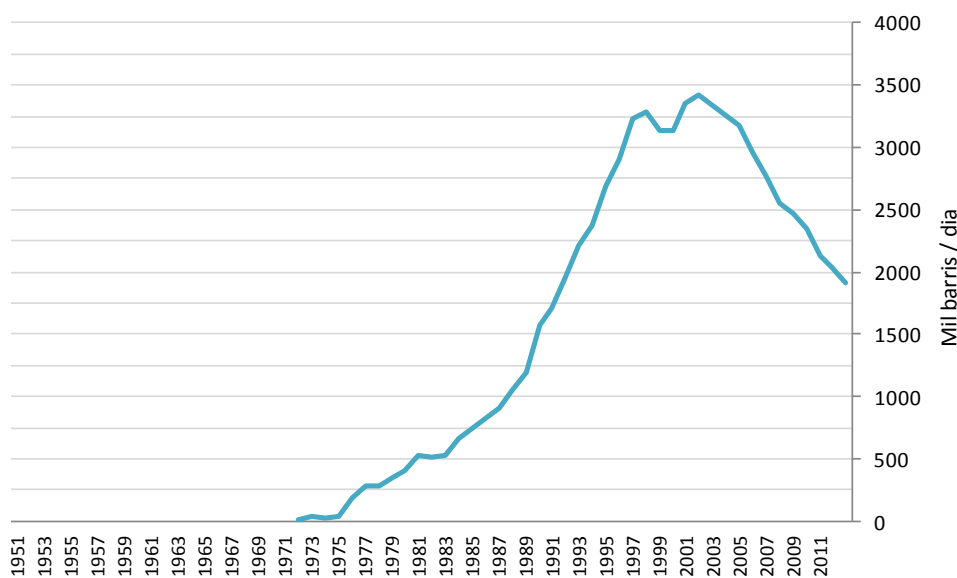
<sup>14</sup> A década de setenta e inícios dos anos oitenta se caracterizaram pela contínua exploração no Mar do Norte, encontrando-se os grandes campos Statfjord (1974), Oseberg (1978), Gullfaks (1979) e Troll (1983), alguns dos quais estão atualmente entre os dez maiores campos produtores da NCS (NMPE & NPD, 2013). De acordo com cálculos de *Norwegian Petroleum Directorate*, entre os dez maiores campos em setembro de 2012 estão: Troll (1th, 22.8 Mm<sup>3</sup>), Oseberg (6th, 4.5 Mm<sup>3</sup>) e Ekofisk (7th, 4.44 Mm<sup>3</sup>).

<sup>15</sup> A empresa estatal teria um papel privilegiado na execução das atividades de E&P, garantindo o desenvolvimento de capacitação nacional específica à indústria do petróleo e a coordenação do esforço de criação de uma cadeia produtiva norueguesa de fornecedores de bens e serviços para a indústria petrolífera (Tomalsquim & Queiroz, 2011).

No ano de 2012, as atividades de petróleo e gás no país incluindo serviços, representaram 17,6 % do PIB<sup>16</sup>, mais de 23% do valor agregado total, 30% das rendas do Estado, 29% do total dos investimentos e 52% do total das exportações do país (Norway Statistics, 2012; MPE, 2012). Atualmente, 76 campos permanecem em produção na Plataforma Continental Noruega, os quais produzem aproximadamente 1,9 MBPD (2012).

No ano de 2011, a Noruega foi o sétimo maior exportador e o décimo quarto produtor de petróleo cru do mundo. Ainda assim, a produção de petróleo na Noruega tem se reduzido. A partir do ano 2000, a produção de petróleo caiu a uma taxa média de 5,7% por ano: em 2000, a produção foi de 3.346 mil barris/dia; mais de uma década depois, se reduziu a 1.916 mil barris/dia (2012). Não obstante, esta produção de petróleo tem sido compensada com um incremento na produção de gás, chegando a ser em 2011 o terceiro maior exportador e o sexto produtor de gás natural do mundo (MPE & NPD, 2013).

**Figura 4 – Produção de petróleo na Noruega (1971-2012)**



Fonte: Elaboração própria com base em BP (2013).

<sup>16</sup> Seguido da manufatura (15,8 %), da construção (8,1 %) e do comércio atacado/varejo de reparação de veículos motorizados (7,7 %)

## 3.2 A política de conteúdo local no setor de E&P de petróleo

### 3.2.1 Estrutura institucional

O Reino da Noruega é uma monarquia constitucional unitária com um sistema parlamentar de governo, onde o Rei é o chefe do Estado e o Primeiro-Ministro é o chefe do governo. O *Storting* (Parlamento Norueguês) define a estrutura institucional, elabora, emenda e derroga a legislação relacionada com as atividades de petróleo; discute e autoriza os planos e diretrizes para a exploração e desenvolvimento dos blocos de maior tamanho; supervisiona o governo e a administração pública; determina e aprova o orçamento fiscal anual e as receitas tributárias e não tributárias.

O governo responde ao *Storting*. Para levar a cabo suas políticas, o governo é assistido pelos Ministérios, *Directorates* e autoridades supervisoras. A política petroleira de E&P é exercida diretamente no poder executivo, através do MPE, sendo apoiado por outros Ministérios, *Directorates* e autoridades de supervisão.

O Ministério de Petróleo e da Energia (MPE) administra os recursos do setor petrolífero, sendo o responsável pela: (i) formulação da PCL; (ii) a concessão de licenças e fiscalização do cumprimento dos planos de E&P, e dos diretrizes do *Storting* e do governo. Dois departamentos são responsáveis pela PCL: o Departamento de Petróleo e Gás e o Departamento do Clima, da Indústria e da Tecnologia. O Departamento de Petróleo e Gás tem como objetivo a implementação e o monitoramento das políticas de E&P na NCS, além de realizar as análises econômicas, incluindo avaliações e estimações das atividades petrolíferas para o *National Budget* e o *State Budget*. Já o Departamento do Clima, da Indústria e da Tecnologia tem como funções o fortalecimento da inovação, a promoção do desenvolvimento da competência e a internacionalização da indústria parapetrolífera, fortalecendo a cooperação entre os diferentes atores envolvidos.

A *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD) (1972) reporta ao MPE. É a agência reguladora das atividades de petróleo no país, responsável por estipular as normas, realizar o



monitoramento das atividades de E&P e as auditorias para a medição e a cobrança de tributos. A NPD também monitora as operadoras estatais (Statoil ASA e Petoro AS) e as operadoras privadas.

As empresas Statoil ASA e Petoro AS<sup>17</sup> também têm um papel relevante para o desenvolvimento do conteúdo local. A Statoil ASA (1972) é a operadora estatal norueguesa, inicialmente usada como instrumento para a implementação da PCL e como forma de reduzir a influência das operadoras internacionais na NCS (Heum, 2008), enquanto que Petoro AS (2001) foi criada para substituir a Statoil no gerenciamento da *State's Direct Financial Interest* (SDFI)<sup>18</sup>.

O Ministério das Finanças e o Ministério do Comércio e da Indústria apoiam as atividades realizadas pelo MPE e o NPD. O Ministério das Finanças tem como função garantir que as diferentes entidades estatais realizem a cobrança de receitas tributárias e não tributárias, através da *Petroleum Tax Office* e do *Directorate of Customs and Excise*, respectivamente. Por fim, o Ministério do Comércio e da Indústria desenha instrumentos para estimular e fortalecer a indústria parapetrolífera, através do desenvolvimento de negócios vinculados à pesquisa, inovação, reorganização e internacionalização; o apoio às políticas do MPE, gerando as condições para criar maior valor agregado na economia norueguesa.

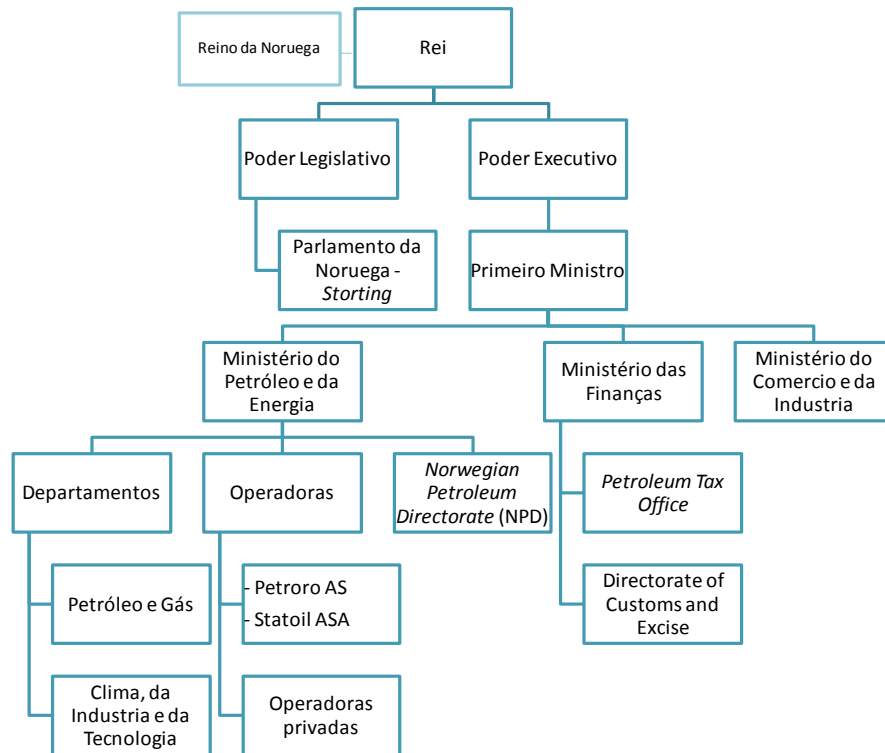
Na Figura 5 se resume a organização estatal das atividades de E&P no país, diretamente vinculadas com o conteúdo local.

---

<sup>17</sup> O Ministério tem uma participação acionária de 100 % da empresa Petoro AS, e o 67 % da empresa petroleira Statoil ASA (Statoil, 2013).

<sup>18</sup> Com a abertura da EEA nos 1994, e por tanto, a abertura de capital da Statoil, o Storting considerou que haveria conflito de interesses para que a empresa continuasse gerenciando a SDFI. Por conseguinte, ainda em 2001, o Parlamento instituiu a Petoro, uma empresa pública (100% estatal) (IEA 2005, MPE NPD FACTS 2007) (Tomalsquim & Queiroz). Tal divisão de ativos e de papéis significava também a separação entre as funções empresarial-operacional (empresa de petróleo, Statoil) e patrimonial-financeira (participação nos direitos do empreendimento, SDFI) do Estado norueguês. A Petoro AS não é uma operadora de blocos nem proprietária do direito das licenças.

**Figura 5 – Organização Estatal Norueguesa diretamente vinculada à promoção do Conteúdo Local no setor de E&P de petróleo**



Fonte: Elaboração própria, a partir de MPE & NPD (2013).

### 3.2.2 Marco Jurídico de E&P de petróleo

O marco jurídico norueguês para as atividades de E&P de petróleo é regido pelo sistema de concessão, com a modalidade de licenças na outorga de direitos às operadoras. A licença é uma modalidade contratual na qual os detalhes das disposições estão na lei do petróleo e demais regulamentos do país produtor, suprimindo as disposições mais simplificadas do contrato firmado entre as partes. Nesta modalidade, o governo tem ampla ingerência sobre os mecanismos decisórios, prazos, especificação dos programas mínimos e outras obrigações das operadoras (Bain & Company, 2009), e as operadoras são recompensadas com os direitos exclusivos para a E&P de petróleo. O período de exploração é limitado a 3 anos, sem concessão de direitos exclusivos para perfuração exploratória e o período de produção a 30 anos, podendo estender-se caso a produção aconteça.

As principais leis que governam as atividades petrolíferas *offshore* são o *Petroleum Act* (Lei No. 72 de 1996) e o *Petroleum Taxation Act* (Lei No. 35 de 1975). O *Petroleum Act* estabelece que o governo tem a propriedade dos depósitos de petróleo no subsolo do mar (§1-1)<sup>19</sup>, assim como a gestão, incluindo o fortalecimento do comércio e desenvolvimento da indústria parapetrolífera Norueguesa (§1-2); o *Petroleum Taxation Act* está relacionado com o regime tributário para a E&P dos depósitos no subsolo do mar e atividades laborais relacionadas. A seguir é apresentado um resumo da legislação vigente mais relevante para as atividades de E&P no país:

**Tabela 2 – Legislação norueguesa vigente em matéria de E&P de petróleo**

<b>Tipo de norma</b>	<b>Data</b>	<b>Tema</b>
Constituição do Reino da Noruega	1814 (última emenda 2012)	Inalienabilidade do Reino, o qual inclui a NCS.
Act No. 72 ( <i>Petroleum Act</i> )	1996 (última emenda Junho 2011)	Lei principal que regula as atividades de petróleo. Disposições gerais sobre as licenças no sistema de concessões para E&P, regras para as avaliações de impacto pela abertura de novas áreas, taxas de produção e de área, abandono de campos, informação e documentação relevante.
Act No. 35 ( <i>Petroleum Taxation Act</i> )	1975 (última emenda Junho 2005)	Regula a tributação da E&P de depósitos de petróleo <i>offshore</i> .
Decreto Real Ato No. 12	1963 (última emenda Junho 2008)	Relacionado com a pesquisa científica para a E&P de petróleo no mar e seu subsolo.
Regulação do NPD acerca da medição de petróleo para propósitos fiscais e para o cálculo de taxas de CO <sub>2</sub>	2001	Requerimentos relacionados com o controle e sistema de controle, medição e sistema de medição, calibração e verificação, operação do sistema de medição, documentação, autoridades e penalidades.

Fonte: elaboração própria.

Na modalidade de licenças norueguesa, a outorga de direitos de E&P ocorre via dois mecanismos: processo administrativo e rodadas de licitação. O processo administrativo se aplica no caso de áreas adjacentes às já concedidas, para sua outorga à operadora da área circunvizinha. Na ausência de interesse, recorre-se à rodada de licitação (Tolmasquim & Queiroz, 2011).

<sup>19</sup> Desde a Constituição (1814) é ressaltado o caráter de Reino inalienável (§1): “§ 1 [Integrity of the Kingdom] The Kingdom of Norway is a free, independent, indivisible and inalienable Realm. Its form of government is a limited and hereditary monarchy.” (Stortinget, 2012)

Também, a licitação acontece para avaliar os critérios de aproveitamento técnico - econômico do potencial campo oferecido na rodada.

Existem duas diferentes rodadas de licitação. Em áreas de fronteira, onde a exploração é importante, são denominadas *numbered rounds*; atualmente o governo está trabalhando na rodada no. 22. Nas áreas maduras, onde a geologia é bem conhecida, o governo usa anualmente as *Awards in Predefined Areas Rounds (APA Rounds)*. Nas áreas maduras não é necessário usar a exploração, pois se assume que a geologia é bem conhecida. Nessas áreas é importante encontrar e produzir os recursos antes que seja fechada a infraestrutura existente.

### 3.2.3 Evolução do arcabouço institucional do CL na Noruega

A Noruega é um caso paradigmático de sucesso com a política de conteúdo local. Isto porque, enquanto mantinha um ambiente de negócios atrativo ao investimento das operadoras, inseriu a outorga de licenças de E&P de petróleo com os objetivos de maximizar a criação de valor agregado na indústria parapetrolífera nacional, que fosse globalmente competitiva, ainda que historicamente o governo nunca tenha definido requerimentos de conteúdo local mínimo nos contratos de concessão.

No começo, os fornecedores estrangeiros dominaram todas as áreas. A nova tecnologia e as melhores soluções desenvolvidas foram importadas; elas não foram necessariamente adaptadas às condições na NCS, razão pela qual houve a possibilidade de melhorias, aproveitadas pelas empresas fornecedoras norueguesas. As empresas fornecedoras locais estavam focadas nos setores de hidroeletricidade e na construção de embarcações, donde iniciou-se um processo de transformação produtiva no setor de petróleo e o desenvolvimento do conteúdo local no país, que visava sobretudo diminuir os riscos de atrasos e sobrecustos envolvidos na compra de equipamentos locais.

Desde 1972 foi adotado o conceito de CL como a preferência por equipamentos e serviços locais e, a partir de 1979, como a transferência de conhecimento para melhorar as atividades de pesquisa e desenvolvimento (IQPC, 2006). A inclusão do fornecimento de equipamentos e

serviços noruegueses foi introduzida nos 1972, com a criação da Statoil ASA, tendo o objetivo de assegurar parte da cadeia de valor para fornecedores locais e o desenvolvimento de tecnologia adequada. A transferência de conhecimento foi realizada com o fornecimento de cooperação para o desenvolvimento de pesquisa e tecnologia, com o objetivo de preencher a lacuna de competências das empresas fornecedoras locais na área de E&P de petróleo, mediante a cooperação entre institutos de pesquisa noruegueses e as operadoras internacionais de petróleo, através de financiamento, pessoal e competência.

O CL no país foi um processo negociado previamente com as operadoras, já sabendo o que elas conseguiriam ou não, de forma que elas possam ter um maior controle sobre o que vai assumir. Desde 1965, a primeira Lei do Petróleo definiu que o governo deveria escolher as operadoras que maximizariam o valor agregado nacional com a contratação de empresas fornecedoras locais. Na apresentação da proposta, a operadora apresenta um plano de exploração do bloco que deve se adaptar à estrutura de negócios das empresas fornecedoras norueguesas quando é tecnicamente factível e pode ser justificado financeiramente, entrega ao MPE uma lista das empresas fornecedoras locais para escolher os equipamentos que sejam competitivos em preço, qualidade, prazo e serviço, e entrega um plano de trabalho das atividades, incluindo as que estabeleçam como podem aumentar o conteúdo local de forma competitiva. O processo negociado permitiu o desenvolvimento do CL no país evitando riscos por descumprimento.

Com as informações das empresas fornecedoras locais, o Ministério tinha o propósito de assegurar que empresas qualificadas fossem incluídas nas listas no momento da avaliação das propostas. A política do Ministério foi transparente e previsível em matéria de contratação de fornecedores locais. A transferência de tecnologia consistiu em acordos com as operadoras privadas estrangeiras, para fazer a pesquisa e o desenvolvimento na Noruega, e ter cooperação de pesquisa com Universidades e Institutos de Pesquisa na Noruega. Assim, as operadoras passaram a priorizar empresas fornecedoras locais visando aumentar a outorga das licenças para E&P (Nordås, Vatne & Heum, 2003).

É importante destacar que quando foram outorgadas as primeiras licenças, em 1965, a Noruega não possuía muito poder de negociação com as operadoras. Contudo, no início dos anos

1970, as grandes operadoras foram excluídas de muitas regiões petrolíferas no mundo, o preço do petróleo subiu, e a Noruega converteu-se numa região promissora, motivo pelo qual o governo norueguês aumentou significativamente seu poder de negociação, ao longo dos anos setenta e oitenta, para aumentar o CL no país, diminuindo os riscos de sobrecustos e atrasos pela compra de equipamentos locais. Nesse cenário, o procedimento de concessões foi usado como um instrumento para assegurar que as operadoras internacionais se comprometessem a desenvolver conteúdo local e transferir tecnologia (Nordås, Vatne & Heum, 2003). A magnitude da descoberta do campo de Ekofisk, ao reforçar a percepção do potencial petrolífero do país, gerou um amplo debate político sobre a necessidade de se incrementar a participação das empresas fornecedoras locais, a *expertise* e o controle sobre operações comerciais da indústria parapetrolífera no país (Tolmasquim & Queiroz, 2011).

Através de políticas públicas ativas e grandes esforços em nome de empresas nacionais especializadas em outros setores da economia, rapidamente foram construídas as capacidades e os meios para desenvolver equipamentos e serviços destinados à E&P de petróleo, tais como a sismologia, a perfuração, a construção de embarcações, plataformas de perfuração e de produção, e o desenvolvimento de pesquisa e treinamento. Assim, por usar a NCS como um laboratório para o desenvolvimento tecnológico, a indústria parapetrolífera norueguesa foi criada (MPE, 2013b).

Adicionalmente, o governo outorgou incentivos regulatórios e fiscais às operadoras frente ao contexto econômico da indústria de petróleo, procurando, sempre que necessário, a maximização de CL e a minimização dos riscos de sobrecustos envolvidos, sem modificar, contudo, as linhas gerais do sistema regulatório de E&P. A Noruega não recorre a mecanismos de leilão por bônus de assinatura ou *royalties*. A redução na base do imposto para a extração de petróleo e gás e o não pagamento de taxas nem *royalties* compensa o maior custo de contratação de fornecimento local. Assim, historicamente o sistema tributário da Noruega foi desenhado com vistas a captar rendas sem destruir os incentivos das companhias petrolíferas (Nordås, Vatne & Heum, 2003).

O arranjo fiscal da Noruega se adaptou às circunstâncias internacionais. Tolmasquim & Queiroz (2011) apresentam algumas dessas mudanças: a) entre 1974 e 1975, depois do primeiro

choque do petróleo, as operadoras estavam obtendo lucros extraordinários pelo aumento dos preços; frente a isto, o *Storting* instituiu a participação especial (*special tax*), uma alíquota de 25% sobre a receita líquida do imposto de renda da pessoa jurídica (IRPJ), cuja alíquota já era de 50,8%. b) após o segundo choque do petróleo (1979-1980), o *Storting* aumentou a alíquota da participação especial para 35%; c) em 1987, depois do contrachoque do petróleo (1986), o governo diminuiu a alíquota para 30% e tornou nula a alíquota de *royalties* para novos campos; d) em 1992, no âmbito da Área Econômica Europeia, a alíquota do IRPJ caiu de 50,8% para 25% e a alíquota da participação especial subiu para 50%; d) por fim, em 2006, o governo isentou de *royalties* todos os campos, em função da necessidade de atração dos investimentos e das baixas perspectivas geológicas.

O arranjo fiscal foi feito para atrair investimentos das operadoras nas atividades de E&P frente ao contexto econômico, desenvolvendo o CL e minimizando diferentes riscos, entre eles os de sobrecustos pela compra de equipamentos nacionais. Por isso, em muitos momentos de crise econômica internacional o governo teve uma estrutura fiscal mais flexível, reduziu as alíquotas de *royalties*, e, em outros momentos, aproveitando circunstâncias internacionais e nacionais favoráveis (potenciais geológicos em novas fronteiras exploratórias), a Noruega instituiu ou aumentou tributos e participações governamentais. Estes aspectos reforçam o argumento que revela a importância do uso do arranjo fiscal e do poder de barganha na Noruega para minimizar riscos de descumprimento de conteúdo local.

Desde o início, um dos princípios básicos perseguido pelo Estado norueguês foi a busca pela maior participação possível da indústria parapetrolífera local com apropriação de *Government Take*, dependendo do impacto sobre o ambiente de negócios para as operadoras e, por conseguinte, do montante de lucros dos projetos nos médio e longo prazo. O governo norueguês sempre se pautou por esta lógica.

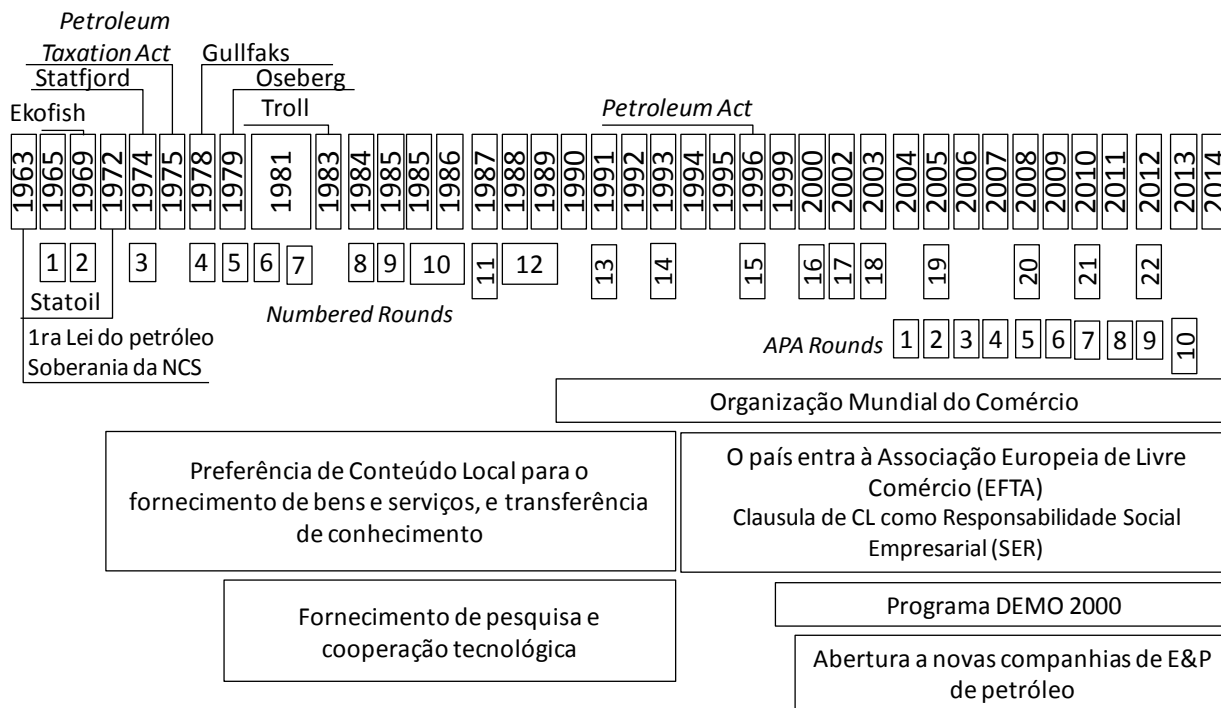
A partir dos anos 1990, a intervenção direta do governo sobre as empresas fornecedoras locais foi reduzida em função dos acordos internacionais, incluindo sua participação na Associação Europeia de Livre Comércio (EFTA, 1994) e daqueles realizados na Organização Mundial de Comércio – que exigiu leis de defesa da concorrência mais rígidas e a adoção do

princípio de “*national treatment*” (onde as empresas fornecedoras estrangeiras tem o mesmo tratamento que as nacionais)<sup>20</sup>. Atualmente, as operadoras escolhem os fornecedores locais considerando um requerimento contratual de Governança Corporativa nos contratos, e porque as fornecedoras nacionais são mundialmente competitivas no preço, na qualidade e na entrega.

Em 1999 foi criado o programa DEMO 2000. Esse programa tem como objetivo reduzir os custos e o riscos para a indústria no apoio a projetos piloto e demonstrações. Também, o programa funciona como um espaço de parceria entre as operadoras e os fornecedores noruegueses. As operadoras são beneficiadas através do abatimento fiscal das despesas relacionadas com as licenças de produção (MPE & NPD, 2013).

Na Figura seguinte são resumidos os principais fatos associados ao desenvolvimento da PCL na Noruega.

**Figura 6 – Principais Acontecimentos Relacionados com o Conteúdo Local na Noruega**



Fonte: elaboração própria.

<sup>20</sup> O governo norueguês, em função de sua participação na Área Econômica Europeia (EEA), harmonizou seu marco regulatório com a Diretiva da Comunidade Europeia de tratamento não discriminatório (Diretiva da Comunidade Europeia No. 22 de 1994).



### 3.3 A atual Política de Conteúdo Local na Noruega

Conforme analisado, a ambição pelo desenvolvimento da indústria parapetrolífera norueguesa foi formulada explicitamente ao longo do tempo: “*Over the last 10-15 years it has become increasingly clear that the ambition should be develop domestic industrial competence that will contribute to national welfare even when the extraction of oil and gas no longer will induce growth in the economy.*” (Heum, 2008). Isto significa que, ainda que a atividade de petróleo e gás estrasse numa etapa de estagnação ou declínio, as operadoras deviam gerar valor agregado que beneficiasse a sociedade como um todo.

Para isso, o governo não apenas definiu que as empresas fornecedoras deveriam ter nacionalidade norueguesa; de fato, focou-se no desenvolvimento das áreas de E&P onde o país tinha uma competência industrial relevante, organizada e de alto padrão internacional, como a indústria naval (incluindo manufaturas de barcos e construção de estaleiros), a produção de metal e a indústria mineral. Ademais, o governo buscou minimizar os riscos de descumprimento da política, assim como os sobrecustos e atrasos nos projetos pela compra de equipamentos e serviços nacionais. Entre as principais medidas atualmente adotadas pelo governo estão:

- a) Na apresentação das propostas, as operadoras realizam planos de exploração do bloco que se adaptam à estrutura de negócios das empresas fornecedoras locais quando é tecnicamente factível e possa ser justificado financeiramente. Em termos da legislação, as operadoras entregam ao MPE uma lista das empresas fornecedoras no plano de exploração do bloco (a qual tem firmas norueguesas e estrangeiras), para escolher os equipamentos e serviços que sejam competitivos em preço, qualidade e prazo. Como mencionado anteriormente, esta lista permite ao Ministério assegurar que as empresas fornecedoras norueguesas qualificadas sejam incluídas nas listas no momento da avaliação das propostas com os planos.
- b) Todas as licenças têm uma cláusula de conteúdo local, como um requerimento de Responsabilidade Social Empresarial (RSE). O Artigo 11.1 do *Agreement Concerning*

*Petroleum Activities*<sup>21</sup> aponta: “*Requirements for corporate governance. The management committee shall ensure that processes are established for integrated corporate governance in order to achieve the highest possible added value and implement the requirements relating to health, safety and the environment (...). The corporate governance shall be adapted to the phase and level of activity of the operations.*” (MPE, 2013a).

- c) As operadoras entregam um plano de trabalho das atividades, incluindo as que estabeleçam como podem aumentar o conteúdo local de forma competitiva. O Artigo 12.6 indica: “*12.6 Project management. (...) The Operator shall submit the current control estimate and control plan to the management committee together with an analysis of opportunities for added value/cost reductions and potential risks, which may influence the planned target achievements (...)*” (MPE, 2013a).
- d) A Noruega tem um regime fiscal baseado no contexto econômico. Em muitos momentos de crise econômica internacional o governo teve uma estrutura fiscal mais flexível, reduziu as alíquotas de *royalties*, e, em outros momentos, aproveitando circunstâncias internacionais e nacionais favoráveis (potenciais geológicos em novas fronteiras exploratórias), o país instituiu ou aumentou tributos e participações governamentais.
- e) O governo incentivou às operadoras a transferirem tecnologias às suas parceiras norueguesas. Ademais, foram aperfeiçoando os modelos de licenças, o que permitiu às operadoras norueguesas construir uma capacidade industrial numa área importante para a participação das empresas fornecedoras locais.
- f) A operadora estatal (Statoil) e posteriormente as demais operadoras adotaram a prática de informar à indústria parapetrolífera local sobre os planos e soluções para o desenvolvimento futuro dos campos petrolíferos, o que permitiu a eles se prepararem para os desafios futuros com um período de tempo maior que de suas semelhantes estrangeiras.

---

<sup>21</sup> Modelo de licença norueguês para o desenvolvimento de atividades de E&P *offshore*.

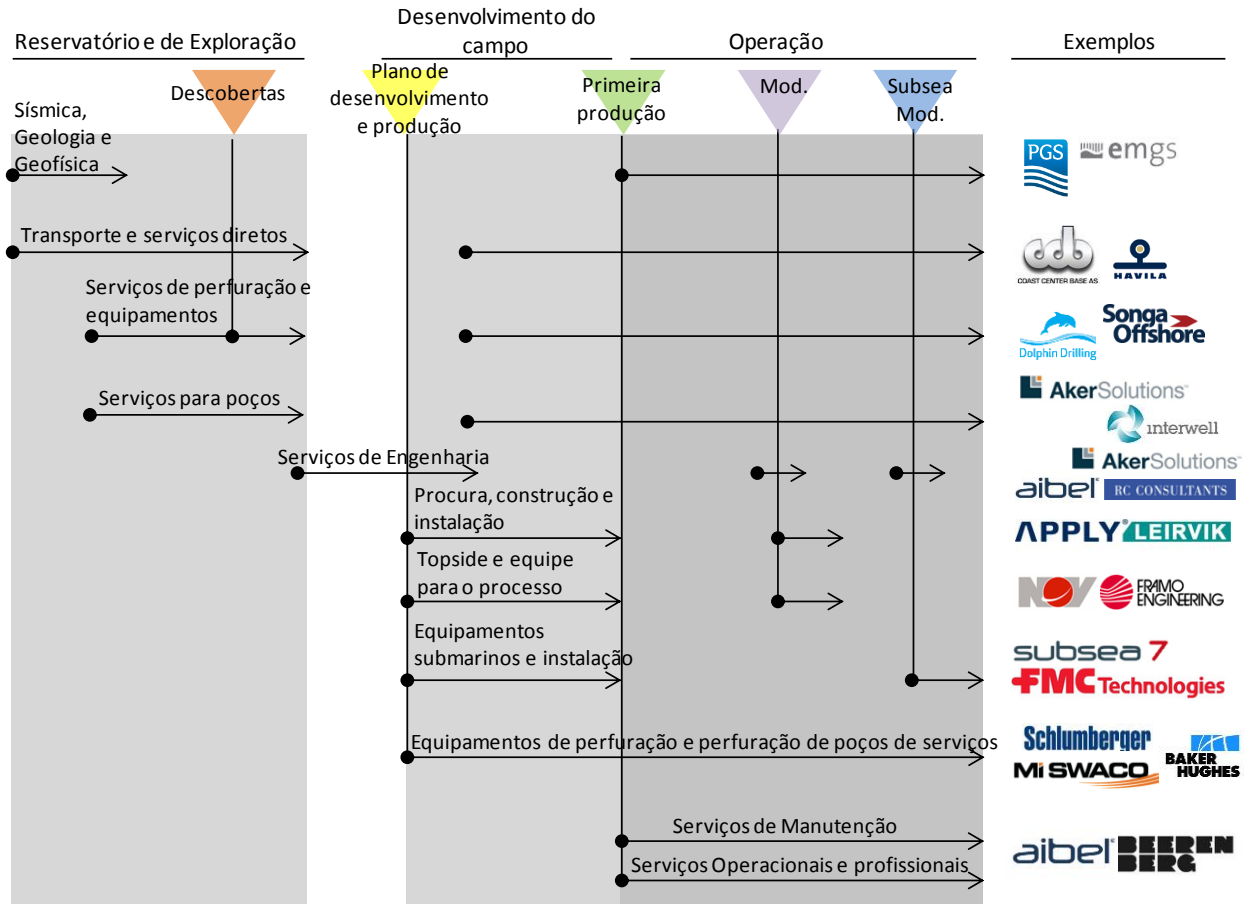
- g) Como parte do plano de conteúdo local nos contratos, o governo fomentou as operadoras a participarem de projetos de pesquisa e desenvolvimento com universidades norueguesas e centros de pesquisa. Realizaram programas educacionais e pesquisa relacionada com atividades marítimas, indústrias de processos intensivos em energia, metais e materiais, e em geologia. Isso significou que o conhecimento norueguês em petróleo *offshore* foi ampliado e aprofundado: foi ampliado no sentido de que as universidades foram incluídas - não só negócios -, e foi aprofundada no sentido que incluiu pesquisa científica - não só desenvolvimento de projetos -.

### **3.4 Características das empresas fornecedoras norueguesas**

A base industrial Norueguesa de petróleo está dividida entre as operadoras e a indústria parapetrolífera. As operadoras são aquelas que detêm as licenças de produção ou são os operadores dos campos petrolíferos. Existem no setor 179 operadoras, sendo Conoco Phillips e Shell a maiores companhias privadas. A indústria parapetrolífera são aquelas empresas que fornecem equipamentos e serviços gerais e específicos para a indústria de petróleo. Hoje, 1.254 empresas fornecedoras nacionais estão ativas no país e no exterior (Rystad Energy, 2012).

Entender a posição das empresas fornecedoras norueguesas na cadeia de valor da E&P de petróleo ajuda a compreender qual o tipo de empresa que opera em diferentes países e mercados. Na fase de exploração, encontram-se empresas de sísmica, geologia e geofísica, de serviços para perfuração e poços. Em adição, empresas de logística de transporte devem dar suporte às atividades acima mencionadas. Rystad Energy (2012) entrevistou 800 empresas fornecedoras norueguesas ativas. Na Figura 7 se apresenta a posição das principais fornecedoras locais da Noruega na cadeia de valor de E&P de petróleo.

**Figura 7 – As empresas fornecedoras na cadeia de valor da Noruega**



Fonte: Elaboração própria com base em Rystad Energy (2012).

Em produções de petróleo de pequena escala, encontram-se empresas fornecedoras principalmente no segmento de exploração, enquanto que em produções de maior volume, encontrou-se empresas fornecedoras altamente intensivas em capital (instalação de plataformas, *topsides* e equipamentos de *subsea*), e muitas empresas de serviços de engenharia para desenho e desenvolvimento.

Aproximadamente 300 empresas fornecedoras operam também fora do país. Analisando as 20 maiores empresas fornecedoras norueguesas com respeito às vendas internacionais, existem três que são relevantes no cenário mundial: Aker Solutions, National Oilwell Varco e Seadrill, com rendas acima de US\$ 7.5 bilhões em 2011, valor que corresponde a 30% do total da renda do setor. As grandes empresas estão focadas em poucos produtos para segmentos e países

específicos. Para os pequenos fornecedores, existe uma menor diferença entre eles, mas há grande variedade em geográficas e dos segmentos. A seguir se apresenta as 20 principais empresas fornecedoras norueguesas no setor de E&P de petróleo. É importante resaltar que as vendas de estas empresas representam o 74% do total das vendas do setor.

**Tabela 3 – Top 20 das empresas fornecedoras norueguesas de E&P de petróleo com respeito às vendas internacionais**

<b>Serviços offshore</b>		<b>Equipamentos para navios</b>		<b>Estaleiros</b>	
1	AGR	1	BW Offshore	1	Kvaerner
2	Aker Solutions	2	CGG – Veritas	2	STX Europe
3	DNV	3	DOF		
4	FMC Technologies	4	Farstad Shipping		
5	Frank Mohn	5	Fred Olsen Energy		
6	Kongsberg Gruppen	6	Odfjell Drilling		
7	National Oilwell Varco	7	Seadrill		
8	Petroleum Geoservices	8	Solstad		
9	Rolls Royce Marine	9	Songa Offshore		

Fonte: Elaboração própria com base em Rystad Energy (2012)

Analisando as categorias das 20 fornecedoras norueguesas, a maioria corresponde a empresas de equipamentos de perfuração e navios (incluindo FPSO) (BW Offshore, CGG - Veritas, DOF, Farstad Shipping, Fred Olsen Energy, Odfjell Drilling, Seadrill, Solstad and Songa Offshore). Dois estaleiros também estão na lista (Kvaerner e STX Europe). As nove empresas restantes correspondem a fornecedores de serviços (AGR, Aker Solutions, DNV, FMC, Frank Mohn, Kongsberg Gruppen, National Oilwell Varco, PGS). Apenas cinco das 20 grandes empresas de serviços norueguesas tem uma companhia estrangeira controladora (CGG - Veritas, FMC, National Oilwell Varco, Rolls - Royce Marine e STX Europe).

Em 2009, a participação das empresas fornecedoras norueguesas na NCS foi de US\$ 79 bilhões, e nesse ano representou o 46% do total das exportações no país. Rendas por exportações adicionais foram atingidas pelas negociações no exterior da indústria parapetrolífera norueguesa. Os fornecedores noruegueses trasladaram a experiência obtida na NCS a importantes atividades

do setor de petróleo no exterior, o que permitiu que a indústria parapetrolífera passasse a contar com bases de operação no mercado estrangeiro (Tabela 4).

**Tabela 4 – Participação de fornecedores noruegueses de petróleo e gás no mercado estrangeiro (2009)<sup>22</sup>**

	<b>Tamanho do Mercado (Bilhões de US\$)</b>	<b>Participação no Mercado das Empresas Fornecedoras Norueguesas (%)</b>
Norte de África e Mediterrâneo	1.2	28
Reino Unido e o Mar do Norte (além da NCS)	7.8	24
Sudeste Asiático, Índia e Austrália.	31.9	17
África Ocidental	17.5	12
Brasil, Venezuela e México.	13.7	12
China	5.0	11
Estados Unidos e Canadá	23.0	8
Rússia, Azerbaijão e Cazaquistão.	8.0	8
Médio Oriente	17.8	2

Fonte: Fojse et. al. (2010)

A participação das empresas fornecedoras locais do setor de petróleo e gás foi de 8 % nos 2009. As vendas totais no exterior foram estimadas por US\$ 20 bilhões. Fojse et. al. (2010) classifica as vendas estrangeiras em exportações tradicionais (70 % do total das vendas no exterior) e vendas através de subsidiárias (os 30 % restantes). Com base nessas estimativas, o autor conclui que as exportações dos fornecedores noruegueses representam 15% das exportações totais, excluindo vendas de petróleo e gás<sup>23</sup>.

A Tabela seguinte expõe os resultados de uma pesquisa realizada por Sasson & Blomgren (2011) entre 350 empresas fornecedoras norueguesas, os quais estão alinhados com os resultados de Fojse et al (2010). Conclui-se que a participação das vendas no exterior é maior no setor de Geologia & Sísmica, Brocas & Perfuração e *Subsea*, em *lowest* e *topside*, indicando que este último da indústria local.

<sup>22</sup> O autor afirma que as medições de vendas no exterior estão carregadas de dificuldades metodológicas. A renda resultante do fornecimento de bens e serviços da indústria parapetrolífera norueguesa no exterior está registrada nas estatísticas como renda por exportações. Não obstante, as rendas por operações das subsidiárias norueguesas no exterior não estão contabilizadas como parte das operações no estrangeiro. Por conseguinte, e considerando o incremento anual das vendas por subsidiárias, tem conduzido a uma subestimação do tamanho das operações da Noruega no exterior.

<sup>23</sup> Os autores afirmam que não foi possível obter informação que permitisse separar as vendas por exportações e as que fossem por subsidiárias.

**Tabela 5 – Vendas das empresas fornecedoras norueguesas no exterior por setor e atividade (2010)**

	Serviços baseados em Engenharia	Manufatura	Fornecimento de equipamentos	Manutenção de Infraestrutura	Manutenção de Plataformas e Operações Marítimas	Instalações de apoio	Total
Geologia & Sísmica	38%				42%		<b>39%</b>
Brocas e Perfuração	32%	43%			84%		<b>39%</b>
Topside	21%	26%	6%	26%			<b>22%</b>
Subsea	50%	39%		25%	30%		<b>38%</b>
Operações de suporte	32%	39%	17%	42%	66%	19%	<b>33%</b>
<b>Total</b>	<b>32%</b>	<b>36%</b>	<b>16%</b>	<b>30%</b>	<b>62%</b>	<b>19%</b>	<b>32%</b>

Fonte: Sasson & Blomgren (2011)

O percentual de participação das vendas no exterior é mais alto nas atividades de manutenção de plataformas e operações marítimas (62%), seguido da manufatura (36%), que é explicada pelo fornecimento de brocas e equipamentos para perfuração e as operações de suporte. Os serviços baseados em engenharia tem uma representatividade de 35%, sendo a maior participação dos serviços associados com *subsea* (50%) e engenharia relacionada com *topside* (21%). A participação relativamente pequena das vendas no exterior de serviços baseados em engenharia revela que muitas dessas atividades acontecem no mercado doméstico. O mesmo acontece com as operações de suporte (19%) e o fornecimento de equipamentos (16%). Essas atividades, as quais são feitas *in situ*, podem enfrentar dificuldades, quando se planeja internacionalizá-las. Elas podem ser forçadas a encerrar suas atividades quando as operações da NCS vão diminuindo.

As empresas fornecedoras de serviços norueguesas tiveram um volume de negócios de US\$ 25.4 bilhões em 2011. A Coreia do Sul, o Brasil e o Reino Unido têm sido seus maiores mercados. Os equipamentos de perfuração são os bens mais importantes da indústria parapetrolífera local. Soluções e tecnologia adaptada às águas da Noruega permitiram acessar aos mercados internacionais mais relevantes. Essas empresas fornecedoras estão focadas na produção *offshore* para grandes profundidades, o desenvolvimento de campos e a atividade de exploração (produtos para poços, FPSOs e várias embarcações de serviços). Em consequência, o

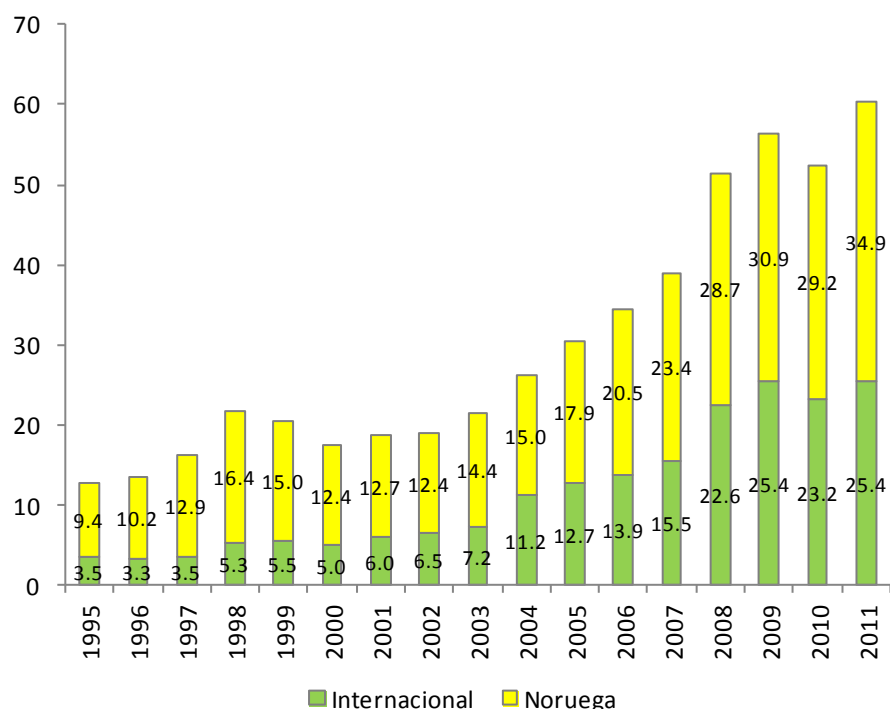
mercado de estaleiros que constroem essas unidades e seus fornecedores de equipamentos tem se desenvolvido positivamente. Também se encontra grandes fornecedores de equipamentos marítimos e *offshore* como National Oilwell Varco, Aker Solutions (equipamentos de perfuração e *subsea*), FMC (equipamentos *subsea*), Kongsberg e Rolls Royce Marine (equipamento de marina).

Em 2011 foram três os países onde as empresas fornecedoras norueguesas tiveram vendas acima de US\$3,3 bilhões: Coreia do Sul, Brasil e o Reino Unido. A Coreia do Sul está liderando com a renda de estaleiros que alcançam US\$ 3.8 bilhões (em que a perfuração corresponde a 80%), e ao redor de 170 empresas norueguesas estão em Sigapura e correspondente a 80%, desses são fornecedores *offshore*. O Brasil é o maior demandante para os fornecedores noruegueses com foco nos serviços de perfuração *offshore*, equipamento *subsea* e instalações para diferentes tipos de embarcações; em 2009, aproximadamente de 70 empresas fornecedoras norueguesas estavam representadas no Brasil. Cerca de 50 delas são fornecedores de equipamentos para águas profundas (Fojse et al, 2010). O Reino Unido representa o terceiro mercado e o segundo mais grande mercado *offshore* para os fornecedores noruegueses. Devido a sua proximidade e similaridade ao NCS, atuam em diversos segmentos e possuem grande número de empresas fornecedoras ativas.

Na Figura 9 são apresentadas as vendas de fornecedores internacionais e da Noruega separadamente. O crescimento internacional na década passada tem sido significativo. Com um incremento de US\$ 30 bilhões em 2000 para US\$152 em 2009, um crescimento anual a uma taxa de mais de 20%, mais de 5 vezes o volume de negócios em 9 anos. No mesmo período, o mercado norueguês cresceu de US\$ 12.4 bilhões a US\$ 30.9 bilhões, com um crescimento anual de 12%.



**Figura 8 – Total de rendas de fornecedores noruegueses, Noruega VS Internacional  
(bilhões de US\$ dos 2011)**



Fonte: Elaboração própria com base em Rystad Energy (2012)

Nos últimos três anos, o efeito da crise financeira colocou em evidência o sucesso das empresas fornecedoras norueguesas no mercado internacional. O declínio do total das rendas internacionais entre 2009 e 2010 foi de 8,6% contra 5,4% no mercado norueguês, e crescimento de 2010 a 2011 de 11,5% contra 19,4% para o mercado da Noruega. Isso sugere que as empresas fornecedoras locais da NCS rapidamente superaram a crise financeira, enquanto a experiência do mercado global de E&P teve queda mais drástica e lenta recuperação. Apesar das turbulências financeiras e do débil desenvolvimento econômico internacional, as fornecedoras de serviços norueguesas ainda apresentam o incremento de suas vendas internacionais em nível recorde em 2009.

Depois de um crescimento sustentado nos anos 2000, a renda total das empresas fornecedoras norueguesas caiu pela primeira vez em dez anos nos 2010. As rendas reduziram-se 6,8%, de US\$ 56.3 bilhões em 2009 a US\$ 52.4 bilhões em 2010. Entre o 2000 e 2009 houve um crescimento

anual de 15%, passando de US\$ 17.4 bilhões a US\$ 56.3 bilhões em 2009. A queda em 2010 foi o resultado da crise financeira: a maioria das empresas fornecedoras suspenderam seus projetos, foram reduzidas as modificações dos projetos e cortado os custos operacionais.

A indústria parapetrolífera norueguesa se internacionaliza através de vários canais: exportações e a criação de subsidiárias (ou escritórios no exterior). Fojse e outros (2010) realizaram uma entrevista com aproximadamente 300 empresas fornecedoras norueguesas. 68% das vendas no exterior vêm de exportações diretas da Noruega, enquanto 32% das receitas veem de subsidiárias. As empresas fornecedoras locais *offshore* têm poucos (ou pequenos) investimentos no Brasil, mas as exportações são significativas (Fojse et al, 2010). A maturidade dos mercados explica parte da falta de investimento, com o pequeno nível também é surpreendente, considerando que várias das regiões consideradas são mercados emergentes importantes.

Desde 2000 tem acontecido um forte incremento no nível de investimentos na NCS. O setor de petróleo é responsável por aproximadamente um quarto do total de investimentos na Noruega. O crescimento dos investimentos pode ser atribuído ao alto nível de atividade. Os investimentos estão vinculados às modificações e manutenção dos campos e desenvolvimento da operação.

### **3.5 Conclusão**

Desde as décadas de 1970 e 1980, os altos investimentos na E&P de petróleo *offshore* na NCS resultaram no interesse das operadoras e do governo na participação e desenvolvimento das empresas fornecedoras locais. No começo, os fornecedores estrangeiros dominavam todas as áreas de E&P de petróleo, e as empresas fornecedoras locais desenvolvidas estavam focadas no setor de hidroeletricidade e o fornecimento de embarcações. A transformação produtiva das empresas fornecedoras para o setor de petróleo, o processo de negociação de conteúdo local entre as operadoras e o governo, e os ajustes regulatórios e fiscais ao contexto econômico incentivaram as operadoras a desenvolverem o conteúdo local, minimizando os riscos em seus

projetos pelo descumprimento da PCL, bem como os possíveis sobrecustos e atrasos pela compra de equipamentos e serviços locais.

O Conteúdo Local nos projetos de exploração e produção de petróleo na Noruega foi um processo negociado previamente entre o governo as operadoras, já sabendo o que elas conseguiriam ou não, de forma que elas puderam ter um maior controle sobre o que iriam assumir. Na apresentação das propostas, as operadoras realizaram planos de exploração do bloco que se adaptavam à estrutura de negócios das empresas fornecedoras norueguesas quando era tecnicamente factível e podia ser justificado financeiramente. Posteriormente, as operadoras entregaram ao MPE uma lista das empresas fornecedoras locais para a escolha dos equipamentos e serviços que pudessem ser competitivos em termos de preço, qualidade, prazo e serviço. Por fim, as operadoras entregaram um plano de trabalho das atividades, incluindo condições de como se iria aumentar o conteúdo local de forma competitiva. O processo negociado permitiu o desenvolvimento do CL no país evitando riscos institucionais por o descumprimento da política (ver capítulo 1).

Além disso, os grandes incentivos regulatórios e fiscais do governo norueguês às novas circunstâncias e condições do entorno econômico da indústria de petróleo, buscaram desenvolver o CL minimizando riscos competitivos, como os sobrecustos pela compra de equipamentos nacionais. A redução na base do imposto para a extração de petróleo e gás e o não pagamento de taxas nem de *royalties* compensava os sobrecustos pela compra de bens às empresas fornecedoras locais. O arranjo fiscal foi feito para atrair investimentos das operadoras nas atividades de E&P frente às vicissitudes econômicas e simultaneamente desenvolver o conteúdo local no país.

Estes aspectos reforçaram o argumento que revela a importância do uso do poder de barganha e do arranjo fiscal na Noruega para minimizar riscos envolvidos na política de conteúdo local para as operadoras que investiam no país. As operadoras continuaram investindo nos projetos de E&P mantendo a atratividade do negócio de petróleo. As empresas fornecedoras norueguesas conseguiram inserir-se competitivamente no mercado mundial do setor de petróleo ainda quando nos anos noventas o governo norueguês adotou o princípio de “*national*

*treatment*” com a participação na EFTA e diferentes acordos na OMC, e a crise financeira do fim da primeira década dos anos 2000. Ainda quando se apresentaram estes fatos, as rendas das empresas fornecedoras norueguesas no país e no exterior cresceram, em comparação com empresas fornecedoras estrangeiras.

O processo negociado de CL e os ajustes fiscais ajudaram no desenvolvimento de empresas fornecedoras norueguesas competitivas em condições de preço, prazo e entrega no mercado internacional. Na Noruega, a maioria das empresas fornecedoras nos setores de E&P são altamente intensivas em tecnologia (instalação de plataformas, *topsides* e equipamentos de *subsea*), e capital humano (serviços de engenharia para desenho e desenvolvimento dos campos). Mais de 35% das empresas fornecedoras norueguesas operam fora do país e três são relevantes no cenário mundial (Aker Solutions, National Oilwell Varco e Seadrill). As empresas fornecedoras exportam e/ou têm subsidiárias na Coreia do Sul, no Brasil e o Reino Unido, grandes mercados para o fornecimento de equipamentos e serviços às operadoras de petróleo no mundo. É importante dizer que a internacionalização das empresas fornecedoras é fundamental para sua própria sobrevivência porque no futuro os investimentos das operadoras podem reduzir quando acabar o recurso.

## 4 A POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL NO BRASIL

Na próxima década, o Brasil será uma das maiores economias petrolíferas do mundo. Com a produção atual de 2 milhões de barris ao dia (MBbl/d), o país se encontra no décimo quinto lugar em termos de reservas provadas no mundo; contudo, com a descoberta da área do Pre-Sál em 2007, estima-se que a produção diária incremente cerca de 5 MBbl/d em 2020, colocando o Brasil no grupo das cinco maiores economias petrolíferas no mundo (IMF, 2012). Adicionalmente, espera-se um investimento de US\$270 bilhões em desenvolvimento de projetos nas áreas de petróleo e gás nos próximos dez anos (sendo US\$236,5 até 2016), com um consumo projetado em equipamentos e serviços da indústria parapetrolífera de US\$400 bilhões (Paduan, 2012; Millard, 2012).

A viabilidade destes investimentos depende não apenas da disponibilidade de recursos hidrocarboníferos, mas também do regime jurídico regulatório do país. No caso do setor petrolífero brasileiro, entre os elementos mais relevantes deste regime, que impactam sobremaneira a viabilidade dos investimentos são a multa por descumprimento ao Conteúdo Local, os sobrecustos e os atrasos nos projetos pela compra de equipamentos e serviços locais. O objetivo deste capítulo e do seguinte é avaliar os impactos econômicos potenciais pelo compromisso do conteúdo local sobre a dinâmica dos investimentos no Brasil.

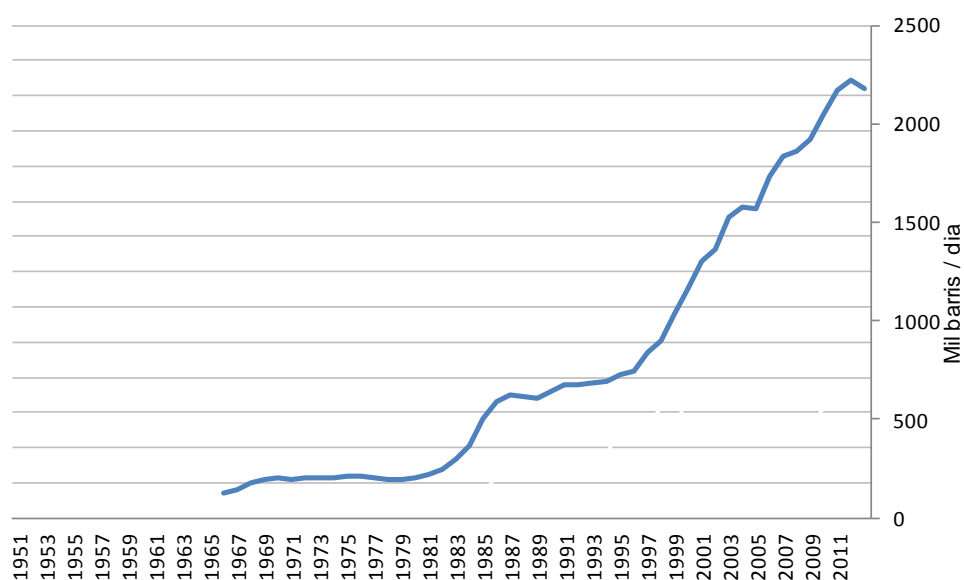
### 4.1 Contextualização

No país, para a outorga do direito de E&P de petróleo coexistem três sistemas regulatórios: cessão onerosa, partilha de produção e concessão. As atividades de E&P de petróleo se desenvolvem *onshore* e *offshore*. A primeira descoberta *onshore* foi no ano 1939 (Lobato), enquanto que o primeiro campo *offshore* foi descoberto no ano 1968 (Guaricema). No caso dos campos no mar, mesmo tendo havido um grande esforço para que os equipamentos fossem fabricados por fornecedores nacionais desde os anos 1950, o Governo optou por contratar

inicialmente fornecedores estrangeiros<sup>24</sup>. É importante ressaltar que desde a década de 1930 existiram diferentes associações de fornecedores no país, como a Associação Brasileira da Indústria de Maquinas e Equipamentos (ABIMAQ, 1937) e a Associação Brasileira da Indústria de Tubos e Acessórios de Metal (ABITAM, 1957).

Na Figura 10 se apresenta a evolução da produção do petróleo no país.

**Figura 9 – Produção de petróleo no Brasil (1965-2012)**



Fonte: Elaboração própria, com base na BP (2013).

---

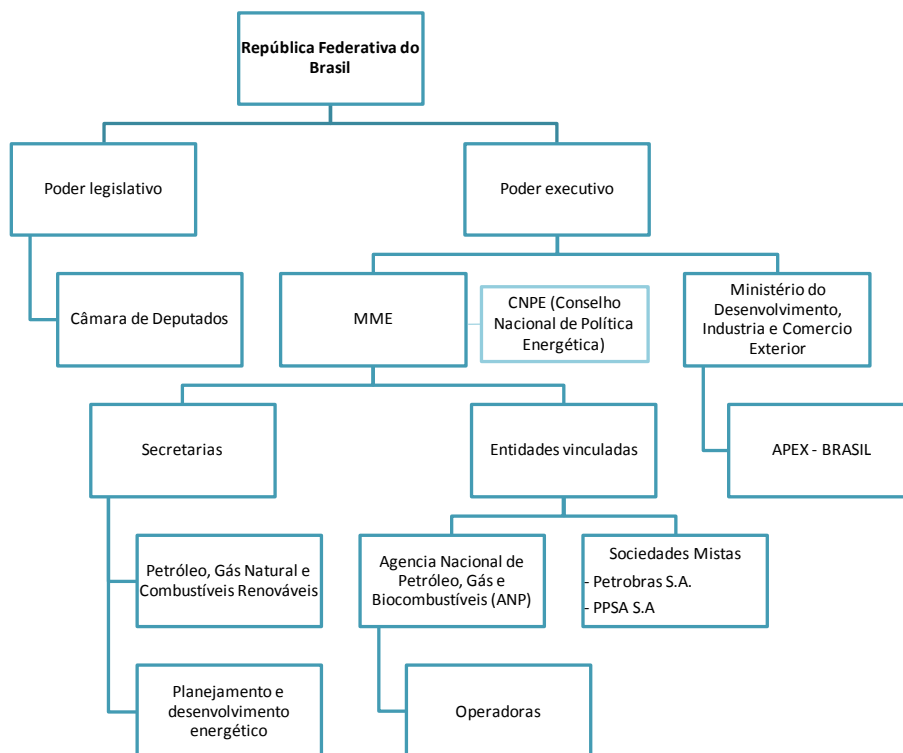
<sup>24</sup> Em meados dos anos cinquenta, no Governo de Juscelino Kubitschek permitiu o uso de fornecedores estrangeiros devido à sua decisão de manter a Instrução nº 113 da Superintendência da Moeda e do Crédito (Sumoc) que concedia a estas empresas a isenção de taxas de importação de máquinas e equipamentos, mesmo se houvesse materiais similares de fabricação nacional.

## 4.2 A política de conteúdo local no setor de E&P

### 4.2.1 Estrutura institucional

De forma similar à Noruega, a política petrolífera de E&P é exercida diretamente no poder executivo através do MME, sendo apoiado por outros ministérios, agências e autoridades de supervisão e regulação. Na Figura 11 é apresentada a organização estatal das atividades de E&P no país, diretamente vinculadas ao conteúdo local.

**Figura 10 – Organização do Estado no Brasil, diretamente vinculado à promoção do Conteúdo Local no setor de E&P de petróleo.**



Fonte: Elaboração própria.

O Ministério de Minas e Energia (MME) assessora o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), e diretamente vinculadas às Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis (SGP) e à Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

(SPE). O propósito do CNPE é induzir o incremento dos índices mínimos de CL de equipamentos e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão.

A SGP tem diferentes atribuições; algumas delas são: a) promover e propor revisões, atualizar, corrigir, monitorar e avaliar os modelos de funcionamento e desempenho dos setores de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis; b) promover e coordenar programas de incentivo e ações visando à atração de investimentos e negócios para os setores de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis; c) propor diretrizes para realização de licitações de blocos para E&P; e d) propor políticas públicas voltadas para a maior participação da indústria nacional de equipamentos e serviços no setor de petróleo (MME, 2013a). Já a SPE é responsável por realizar ações de longo prazo para a implementação da política de petróleo, assegurar a integração setorial no âmbito do ministério, e estruturar a política nacional de planejamento energético (MME, 2013b).

Entre as entidades vinculadas do Ministério estão a ANP e as operadoras estatais Petrobras e PPSA. A ANP é o órgão regulador da indústria de petróleo no Brasil, tendo como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria; para isso, entre outras atribuições, implementa a política energética nacional de petróleo. Ademais, fiscaliza diretamente, ou mediante convênios, e aplica as sanções administrativas e pecuniárias previstas na Lei, regulamento ou contrato (Presidência da República, 1997).

Por fim, vinculada à PCL está a Agência Brasileira de Promoção de Exportações e Investimentos (Apex-Brasil). No caso da política, esta entidade tem como propósito promover no exterior os setores de equipamentos dos fornecedores locais, assim como atrair investimentos estrangeiros para a indústria de petróleo (Apex-Brasil, 2013).



#### 4.2.2 Marco Jurídico da E&P de petróleo

No Brasil, o marco jurídico para as atividades de E&P de petróleo é regido pelos sistemas de cessão onerosa, partilha de produção e o sistema de concessão, este último tendo a modalidade de contrato de concessão. Esta modalidade é o instrumento pelo qual as operadoras adquirem o direito exclusivo de explorar e produzir petróleo por sua conta e risco; em comparação com a Licença, o Contrato de Concessão é um instrumento mais detalhado e robusto, contendo a maior parte dos direitos e obrigações das partes, apesar de sua sujeição a normas exógenas ao Estado hospedeiro (Bain & Company, 2009).

No sistema de concessão no Brasil, a contratação acontece por licitação. O governo tem a titularidade do petróleo no subsolo, mas a propriedade do produto é da operadora vencedora, depois do pagamento das participações governamentais. Os riscos de descumprimento da PCL e os sobrecustos nos investimentos são em sua totalidade assumidos pelas operadoras vencedoras da licitação; no final do período do contrato, a propriedade das instalações passa ao governo. Os contratos têm uma vigência de 34 anos, incluindo as fases de E&P. A fase de exploração pode durar de 3 a 7 anos, enquanto a fase de desenvolvimento da produção pode chegar até 27 anos. Uma vez determinadas as possibilidades de comercializar as reservas encontradas no poço, a operadora entrega à ANP a declaração de comercialidade e apresenta o plano de desenvolvimento para sua aprovação. Podem-se desenvolver várias áreas com o mesmo contrato de concessão.

As principais regulamentações que governam as atividades petroleiras *offshore* vinculadas com a PCL são a Lei do Petróleo (Lei No. 9.478 de 1997) e as diferentes Resoluções da ANP (Res. No. 36 a 39 de 2007, e 19 de 2013). A Lei do Petróleo dispõe que devem ser estabelecidas políticas nacionais e medidas específicas destinadas a induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de equipamentos e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção. As Resoluções da ANP estão relacionadas com o processo de certificação de conteúdo local por parte das empresas acreditadas, assim como o credenciamento e auditoria destas empresas por parte da ANP. A seguir é apresentado um resumo da legislação vigente mais relevante, relacionada com a PCL no país:

**Tabela 6 – Legislação brasileira vigente em matéria de E&P de petróleo**

<b>Tipo de norma</b>	<b>Data</b>	<b>Tema</b>
Constituição da República Federativa do Brasil	1988	Constitui Monopólio da União a lavra das jazidas de petróleo (§ 177).
Lei 9.478 (Lei do Petróleo)	1997	Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, a titularidade e o monopólio do petróleo, e acerca das atividades relacionadas com a E&P (normas gerais e específicas para as atividades em curso, do Edital e julgamento da licitação, do contrato de concessão e das participações governamentais). Institui o CNPE e a ANP.
Resolução ANP No. 19	2013	Define critérios e procedimentos para execução das atividades de Certificação de Conteúdo Local
Resoluções ANP No. 37 e 38	2007	Dispõe sobre o credenciamento de entidades para a Certificação de Conteúdo Local. Define os critérios e procedimentos de auditoria nas empresas certificadoras.
Resolução ANP No. 39	2007	Regulamenta os relatórios de investimentos locais em exploração e desenvolvimento.

Fonte: elaboração própria.

Na modalidade dos contratos de concessão no Brasil, a outorga de direitos de E&P de petróleo é competitiva, com o mecanismo de rodadas de licitação. Nas rodadas de licitação, as áreas são oferecidas em forma de leilões, cujos critérios são estabelecidos pelo governo (Tolmasquim, & Queiroz, 2011); entre os critérios estão as participações governamentais, o plano de trabalho, e o percentual do CL oferecido. Desde 1998 começaram a se desenvolver as rodadas de licitações para a outorga de áreas em bacias de fronteira tecnológica e do conhecimento, assim como de áreas com grande potencial de descoberta, e a partir da sexta rodada (2004) foram incluídas áreas exploratórias em bacias maduras.

#### 4.2.3 A Política de Conteúdo Local

##### *a) Evolução do arcabouço institucional do CL no Brasil*

As iniciativas de promoção ao CL no setor de petróleo no Brasil remontam-se a 1986 com o Programa de Inovação Tecnológica e Desenvolvimento Avançado em Águas Profundas e Ultraprofundas (PROCAP). Antes da década de 1980, os equipamentos e serviços que foram

utilizadas na indústria de petróleo nacional provinham majoritariamente do estrangeiro. A estratégia da Petrobras em obter expertise na E&P de petróleo *offshore* e o objetivo de desenvolver áreas em bacias de fronteira tecnológica e do conhecimento, com profundidades entre 600m e 1000m como o Marlim (1985), levou à necessidade da operadora desenvolver a tecnologia necessária, em parceria com empresas fornecedoras locais, alocando recursos em centros de pesquisa e universidades (Petrobras, 2004).

Neste cenário nasceu o PROCAP 1000 (1986-1992), posteriormente o PROCAP 2000 (1993-1999), 3000 (2000 - 2011), e o PROCAP Visão Futuro (2012 até hoje). Atualmente o programa dá prioridade ao CL nos projetos para promover o desenvolvimento da competência tecnológica e da engenharia brasileira sempre em bases competitivas (Coopetróleo, 2004; Petrobrás, 2013).

A Emenda Constitucional No. 9 (1995), que flexibilizou o monopólio estatal, e a Lei No. 9.478 (1997), pela qual é criada a ANP e as rodadas de licitação, abriu o mercado para a participação das operadoras privadas por meio de contratos de concessão nas rodadas de licitação. Esses contratos contêm uma cláusula de recomendação de conteúdo local se o custo, qualidade e prazo estiverem em condições equivalentes às das empresas fornecedoras estrangeiras. Na rodada zero (1998) não se contemplou uma cláusula de Conteúdo Local.

Entre 1999 e 2002, nas rodadas 1 a 4, foi incluída nos contratos uma cláusula onde a operadora de E&P declarava livremente no processo licitatório um valor percentual dos bens e serviços a serem adquiridos de empresas fornecedoras locais. Esse valor, junto com o bônus de assinatura e a quantidade de unidades de trabalho para o Programa Exploratório Mínimo (PEM), determinava a pontuação na oferta para aquisição dos blocos. A partir da Rodada 3 (2005) é definida explicitamente a multa por descumprimento de CL.

A partir da quinta rodada (2003), a ANP estabeleceu uma cláusula de CL com percentagens mínimas diferenciadas para as etapas de exploração, desenvolvimento e produção, segundo localização dos blocos ofertados (terra, águas rasas - até 100m - e águas profundas). No mesmo ano, o governo instituiu o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e

Gás Natural (PROMINP), coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e Petrobras, cujo objetivo é promover a auto-suficiência da cadeia de petróleo e a ampliação de CL nas rodadas de licitação. Com o diagnóstico dos recursos críticos necessários à implementação de projetos associados ao conhecimento da capacidade de atendimento da indústria nacional, o Prominp identifica as lacunas e gargalos relacionados à infraestrutura industrial, ao fornecimento de equipamentos e serviços, entre outros (Petrobras, 2013). Com esse conhecimento, o Prominp tem conduzido um conjunto de ações, traduzidas em projetos e iniciativas que formam uma carteira organizada por comitê setorial: exploração e produção, abastecimento, gás, energia e transporte dutoviário, transporte marítimo e, para os projetos comuns a todos os setores, a indústria de petróleo e gás natural.

Na sétima rodada de licitações (2005), foram estabelecidas mudanças significativas na PCL. A ANP definiu, além de uma percentagem mínima e máxima segundo a localização do bloco, uma lista detalhada de itens nas fases de exploração e desenvolvimento da produção com conteúdo local mínimo. Foi estabelecida também a Cartilha de Conteúdo Local, que apresentou uma nova metodologia para o cálculo do CL. Ademais, com o objetivo de melhorar o processo de fiscalização do cumprimento, a ANP introduziu um Sistema de Certificação por empresas habilitadas. O sistema de certificação define a metodologia para realizar uma certificação e as regras para o credenciamento e auditoria de entidades certificadoras. Estas entidades passaram a ser responsáveis pela medição do nível de conteúdo com o poder de emitir certificados aceitos pela ANP para efeito de comprovação<sup>25</sup>.

A exigência de certificação de Conteúdo Local constante nos contratos de concessão se iniciou a partir da sétima rodada, mas a regulamentação do processo de certificação aconteceu no ano 2007, por meio das Resoluções 36, 37, 38 e 39, as quais constituem o Sistema de Certificação de Conteúdo Local. A Resolução 36 foi revisada e substituída no ano 2013, com a Resolução ANP 19. Entre outros, a Resolução 19 outorga a possibilidade de certificação de CL

---

<sup>25</sup>Até a sexta rodada (2004), o monitoramento das companhias petrolíferas, por parte da ANP, da evolução do efetivo fornecimento de bens e serviços pelos fornecedores locais, foi por meio da declaração de origem do próprio fornecedor dos bens e serviços locais adquiridos pela companhia petrolífera.

em bens sob o regime do Repetro<sup>26</sup>, desde que os mesmos tenham sido fabricados no Brasil, a possibilidade de certificação de CL por famílias de produtos (previamente adotado pela ANP), e a possibilidade de certificação de CL das atividades de manutenção de Sistemas estrangeiros como as unidades estacionárias de produção, as sondas marítimas e embarcações de apoio marítimo, e as sondas terrestres, desde que realizadas em estaleiros brasileiros com incorporação de equipamentos e serviços locais.

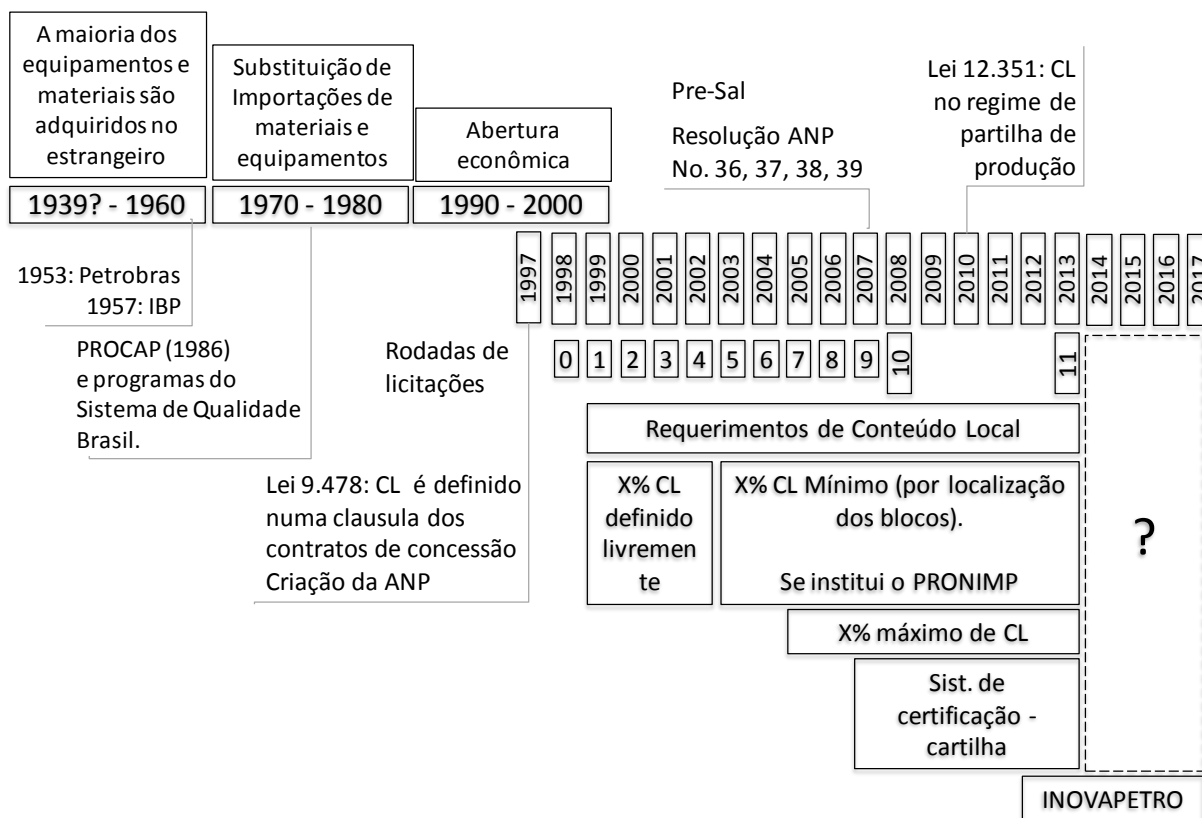
Por fim, no ano 2010, numa iniciativa conjunta da FINEP e do BNDES, com o apoio técnico da Petrobras, criou-se o programa Inova Petro. O programa tem como objetivo fomentar projetos que contemplem pesquisa, desenvolvimento, engenharia, absorção tecnológica, produção e comercialização de produtos, processos e/ou serviços inovadores, principalmente para empresas fornecedoras brasileiras e/ou grupos econômicos brasileiros com Receita Operacional Bruta (ROB) superior a R\$ 16 milhões, individualmente ou em associação, que tenham interesse de empreender atividades de produção e comercialização dos equipamentos ou serviços decorrentes das tecnologias relacionadas aos temas indicados anteriormente (Finep, 2014).

Na Figura abaixo se apresentam os principais fatos associados ao desenvolvimento da PCL no Brasil.

---

<sup>26</sup>Repetro é um regime aduaneiro especial, que permite a importação de equipamentos específicos, para serem utilizados diretamente nas atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural, sem a incidência dos tributos federais – II, IPI, PIS e COFINS, além do adicional de frete para renovação da marinha mercante – AFRMM.

**Figura 11 – Principais acontecimentos relacionados com o Conteúdo Local no Brasil**



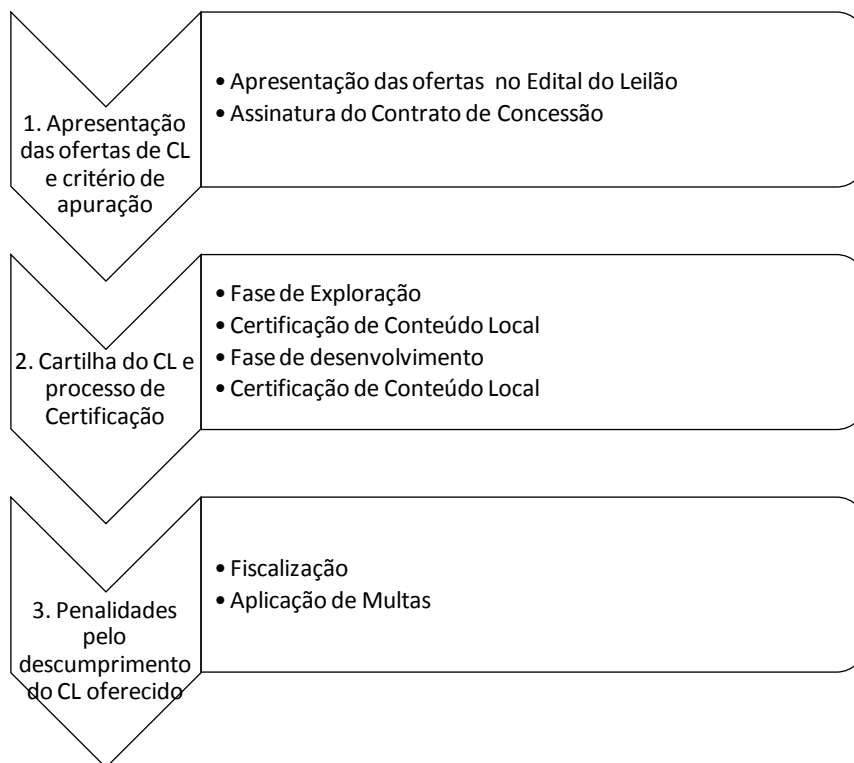
Fonte: elaboração própria.

Nota: \* Procap 2000 (1993-1999); \*\* Se desconhece a data de fim do Procap Visão Futuro.

*b) A atual Política de Conteúdo Local no Brasil*

O atual processo de implementação da PCL no setor de E&P de petróleo no Brasil pode ser dividido em três etapas: a primeira, que compreende o cumprimento dos requisitos para a apresentação da oferta segundo o que estabelece o Edital do Leilão e, no caso de resultar vencedora, a assinatura do contrato de concessão; a segunda, a qual inclui o desenvolvimento das fases de exploração e produção com seus respectivos processo de aferição com a certificação de CL; e uma terceira etapa na qual, no caso de descumprimento, a ANP entra no processo de aplicação das multas correspondentes. A Figura 13 ilustra este processo.

**Figura 12 - Processo de implementação da PCL**



Fonte: Elaboração própria

As ofertas de percentual do conteúdo local global são feitas de forma individual para cada área oferecida nas rodadas de licitação. Esse percentual e o peso dos itens e subitens são calculados pela operadora, com base no custo total do empreendimento e o percentual mínimo definido no Edital. A seguir se apresenta a tabela de itens e subitens com exigências mínimas de CL:

**Tabela 7 - Itens e subitens com exigências mínimas de conteúdo local na décima rodada de licitações no Brasil**

TERRA			SETOR:		BLOCO:	
Sistemas	CL sistema (%)		Subsistemas	Item	CL mínimo item (%)	
	Mínimo	Máximo				
Exploração	70	80	Geologia e Geofísica	Interpretação e Processamento	40	
				Aquisição	20	
			Perfuração, Avaliação e Completação	Afretamento Sonda	90	
				Perfuração + Completação (obs 1)	30	
				Sistemas Auxiliares (obs 2)	55	
Apoio Operacional	Apoio Logístico (Marítimo/Aéreo/Base)	90				
Desenvolvimento	77	85	Perfuração, Avaliação e Completação	Afretamento Sonda	90	
				Perfuração + Completação (obs 1)	50	
				Sistemas Auxiliares (obs 2)	55	
				Apoio Logístico	90	
				Árvore de Natal	90	
			Sistema de Coleta da Produção	Sistemas de Bombeio	80	
				Manifolds	90	
				Dutos de Escoamento da Produção	95	
				Engenharia Básica	95	
				Engenharia de Detalhamento	95	
			Planta de Processo	Gerenciamento, Construção e Montagem	95	
				Engenharia Básica	95	
				Engenharia de Detalhamento	95	
				Gerenciamento de Serviço	95	
				Material (obs 3)	75	
	Construção & Montagem	95				

Fonte: ANP (2013).

A operadora deve preencher uma tabela de acordo com Anexo do Edital e, no momento da licitação, entregá-la juntamente com as ofertas do Bônus de Assinatura e o PEM. No critério de apuração, a nota do CL é calculada sobre o maior percentual ofertado pelos concorrentes, em cada uma das Fases. A nota final da oferta apresentada pela operadora para a apuração será calculada através da soma das notas. O CL tem um peso no cálculo da nota final da operadora concorrente (que varia de acordo com a rodada), atribuindo um percentual à Fase de Exploração e outro para a Fase de Desenvolvimento da Produção.

Da primeira à quarta rodada licitações de blocos no Brasil o peso foi de 50% na fase de exploração e 70% na fase de desenvolvimento, para ofertas de conteúdo local acima de 50% e 70%, respectivamente; na quinta e sexta rodadas, no caso de blocos *offshore*, o peso foi de 15% para a fase de exploração e 25% para a fase de desenvolvimento; por fim, a partir da sétima rodada, o conteúdo local tem o peso de 20% no cálculo da nota final, sendo 5% para a fase de exploração e 15% para a fase de desenvolvimento da produção. Na Décima Primeira Rodada



(ANP, 2013), para um máximo de 100 pontos, a nota final a ser atribuída à operadora vencedora foi composta por quatro parcelas, calculadas como se segue:

$$\text{Nota 1} = 40 \left( \frac{\text{Bônus ofertado em reais}}{\text{Maior bônus ofertado em reais}} \right)$$

$$\text{Nota 2} = 5 \left( \frac{\% \text{ CL ofertado na fase de exploração}}{\text{Maior \% CL ofertado na fase de exploração}} \right)$$

$$\text{Nota 3} = 15 \left( \frac{\% \text{ CL ofertado na fase de desenvolvimento}}{\text{Maior \% CL ofertado na fase de desenvolvimento}} \right)$$

$$\text{Nota 4} = 40 \left( \frac{\text{PEM ofertado em Unidades de Trabalho}}{\text{Maior PEM ofertado em Unidades de Trabalho}} \right)$$

$$\text{Nota Final} = \text{Nota 1} + \text{Nota 2} + \text{Nota 3} + \text{Nota 4}$$

a. Cartilha do Conteúdo Local e processo de certificação

A Resolução de Diretoria No. 654 (2007) da ANP introduziu uma cláusula no contrato de concessão estabelecendo os critérios para a comprovação do compromisso da aquisição local de equipamentos e serviços por parte das operadoras. A Resolução da ANP No. 19 de 2013 atualizou o conjunto de critérios e procedimentos para a execução das atividades de Certificação, entre os quais estão a Cartilha de Conteúdo Local<sup>27</sup>. Esta cartilha contém as definições, métodos e critérios para o cálculo do CL de equipamentos, sistemas e serviços relacionados ao setor de petróleo.

A Cartilha de Conteúdo Local define a comprovação do nível de CL a partir de uma metodologia baseada em custos e informação fiscal de empresas fornecedoras, sub-fornecedoras e prestadoras de serviços. Ela estabelece o processo de definição de CL para bens, bens de uso temporário e serviços, os quais estão agrupados e calculados de forma individual, em

---

<sup>27</sup> Fazem parte dessa Resolução a Regulamento de Certificação de Conteúdo Local, o Certificado de Conteúdo Local, o Relatório Trimestral de Certificação e a Cartilha de Conteúdo Local.

subsistemas, sistemas e conjuntos de sistemas. O CL para bens, é definido a partir da seguinte fórmula:

$$\text{ConteudoLocaldeBens} = \left[ 1 - \frac{\text{Valor dos componentes importados} - (\text{IPI} + \text{ICMS})}{\text{Precodevenda} - (\text{IPI} + \text{ICMS})} \right]^{28}$$

Onde,

Valor dos componentes importados (em BRL), o qual inclui:

- Valor CIF<sup>29</sup>, acrescido do respectivo Imposto de Importação, dos componentes importados diretamente pela fabricante e pela compradora, e incorporados ao bem.
- Valor dos componentes importados por terceiros e adquiridos no mercado interno pela fabricante ou comprador, e o valor da parcela importada dos componentes adquiridos no mercado interno pela fabricante ou comprador.
- IPI: Imposto sobre Produtos Industrializados.
- ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.
- Preço de Venda: preço de venda do bem efetivamente praticado; nos casos em que os bens não forem comercializados pelo próprio fabricante, deve-se considerar o preço de venda para o respectivo distribuidor ou empresa que venha a comercializá-los, ainda que o mesmo tenha sido contratado junto à empresa localizada no exterior.

A Cartilha informa que no caso existam os valores das parcelas nacionais de fornecimentos realizados por fabricantes nacionais, poderão ser deduzidos do custo de importações, tomando-se por base o valor faturado pelo fornecedor nacional do bem exportado ou incorporado ao fornecimento estrangeiro. Por outro lado, é possível solicitar o recálculo de CL mínimo quando os preços praticados para os equipamentos importados se encontrem em

---

<sup>28</sup> No caso de cotação do bem no mercado internacional é considerado o valor FOB dos componentes importados diretamente pela fabricante, compradora e terceiros, inclusive matéria-prima convertidos para uma mesma moeda, utilizando as taxas de câmbio vigentes na data de emissão da Nota Fiscal de venda do bem, assim como o valor da parcela importada dos componentes adquiridos no mercado interno pela fabricante, excluindo-se IPI e ICMS.

<sup>29</sup> *Cost, Insurance and Freight*: custo, seguro e frete.

desequilíbrio econômico com respeito aos praticados no mercado internacional; nesses casos, são ponderados os valores dos preços dos equipamentos importados de forma a garantir a apuração do CL baseada em um preço de referência.

No caso de bens para uso temporário, o valor do CL é equivalente à medição do CL de bens mencionado anteriormente, desde que a empresa realizadora da atividade seja inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ); se o bem usado é de procedência externa, o valor de conteúdo local será zero e o valor do contrato será considerado como parcela importada. O valor da parcela nacional a ser atribuída para essas atividades será:

Valordaparcelanacional

$$= \text{Conteúdo local do bem temporário} * \text{Valor do contrato de utilização do bem}$$

Para o cálculo agregado de bens definidos como subsistemas, sistemas e conjuntos de sistemas é usada a mesma fórmula para o cálculo dos bens (em BRL), mas com os seguintes componentes:

- Valor dos componentes importados: valor da parcela importada considerando-se os valores de todos os contratos de fornecimento e prestação de serviços que, juntos, compõem o subsistema (sistema, conjunto final):
- No caso de importação direta, valor CIF, acrescido do respectivo Imposto de Importação das matérias-primas importadas; dos materiais importados; dos componentes importados e incorporados a cada equipamento integrante do bem; dos equipamentos ou subsistemas completos importados diretamente e incorporados ao subsistema (sistema, sistemas completos), inclusive software.
- No caso de compra no mercado interno, valor excluindo-se IPI e ICMS das matérias-primas importadas; dos materiais importados; dos componentes importados e incorporados a cada equipamento integrante do bem (do sistema, do conjunto de sistemas); dos equipamentos ou subsistemas completos importados e incorporados ao subsistema (sistemas), inclusive software.

- Valor da parcela importada dos equipamentos adquiridos no mercado nacional, excluindo-se IPI e ICMS, seguindo a metodologia adotada para cálculo do conteúdo local de bens;
- Valor dos serviços atrelados à produção do subsistema (sistema, conjunto de sistemas), inclusive software, pagos em moeda estrangeira;
- Valor da parcela importada dos serviços atrelados à produção do subsistema (sistemas, conjuntos de sistemas), inclusive software, pagos em Reais, excluindo-se ISS.
- Preço venda: preço total do subsistema, entregue e em condições de funcionamento, ainda que não tenha sido objeto de compra única (pacote *turn-key* / EPC), somando-se, portanto, os valores de todos os contratos de fornecimento e prestação de serviços que, juntos compõem o subsistema (sistema, conjunto final), excluindo-se o valor dos sobressalentes, IPI e ICMS, ainda que o mesmo tenha sido contratado junto à empresa localizada no exterior.

A partir de 2007, o processo do cumprimento de Conteúdo Local requer que as operadoras e as empresas fornecedoras certifiquem seus produtos e serviços com empresas credenciadas pela ANP (Res. 37, 2007), segundo o procedimento para a obtenção da certificação de conteúdo local descrito na Resolução ANP No. 19 (2013).

O processo tem três etapas. A primeira tem início com assinatura de um contrato entre a Certificadora e a contratante, para que, no prazo de máximos trinta dias, a primeira informe à ANP os dados das atividades relacionadas com o bem, o bem de uso temporal, o serviço, o subsistema, o sistema e o conjunto de sistemas, que são objeto da certificação. Depois desta etapa, a ANP entrega à Certificadora um código de identificação da empresa. Na segunda etapa, realiza-se a avaliação para a obtenção da certificação mesma. Esta etapa inclui a coleta de dados - incluindo documentação, processos produtivos, componentes próprios, sub-contratados e importados-, sobre a procedência dos elementos fornecidos, e o cálculo do CL segundo a metodologia estabelecida na Cartilha. Nesta etapa, se o fornecimento tiver faturamentos parciais e periódicos, o Certificado pode ser emitido de forma global ao final do fornecimento.

Após a conclusão dos trabalhos de apuração, a Certificadora emite o “Certificado de Conteúdo Local”, que é válido por um período de quatro anos, com o percentual e Conteúdo Local na fabricação do bem de caráter temporário, subsistema, sistema ou prestação de serviços<sup>30</sup>. A documentação que compõe o trabalho de certificação é arquivada, e as Certificadoras mantêm um registro permanente de todos os certificados emitidos. Em caso de transferência de bem de uso temporal, serviço, subsistema, sistema ou conjunto de sistemas, o certificado é cedido e o índice de CL é transferido e apurado no montante utilizado pelo outro concessionário.

Note-se que o processo de certificação é de alto custo e complexidade para as empresas fornecedoras locais.

#### b. Fiscalização e Penalidades pelo não cumprimento de conteúdo local oferecido

Para garantir o cumprimento da cláusula de CL, trimestralmente, a ANP acompanha os contratos e documentos fiscais dos investimentos realizados pelas operadoras. A agência faz a fiscalização do conteúdo local na conclusão da fase de exploração e da fase de desenvolvimento da produção e quando o bloco é devolvido e se encerra o contrato de concessão.

Os Editais de licitação de blocos petrolíferos esclarecem que, no caso de descumprimento da operadora participante da rodada em qualquer das obrigações estabelecidas, a ANP pode aplicar as seguintes penalidades: advertência, multa, e suspensão temporária do direito de participar de futuras licitações para obtenção de novas concessões. A penalidade de suspensão pode ser aplicada sem prejuízo das demais penalidades, por prazo mínimo de seis meses e máximo de cinco anos, podendo ser estendida a empresas fornecedoras afiliadas à operadora infratora e prorrogada, caso persista a irregularidade (ANP, 2013).

---

<sup>30</sup> Esses certificados têm validade de quatro anos, caso a variação do índice de conteúdo local se mantenha dentro do limite de 10% a maior ou menor.

A partir do Edital da Décima Rodada, foi estabelecida uma cláusula que define o cálculo da multa por descumprimento para a outorga dos contratos de concessão no país. O critério é o seguinte:

- i. Se o percentual de Conteúdo Local descumprido (NR%) for inferior a 65% do valor oferecido, a multa (M%) é de 60% sobre o valor do CL descumprido. Ou seja,

$$\text{Se } 0 < \text{NR}(\%) < 65\% \Rightarrow \text{M}(\%) = 60\%$$

- ii. Se o percentual de Conteúdo Local descumprido (NR%) for igual ou superior a 65% do valor oferecido, a multa será crescente, partindo de 60% e atingindo 100% do valor do CL oferecido, caso o percentual descumprido seja de 100%. Ou seja,

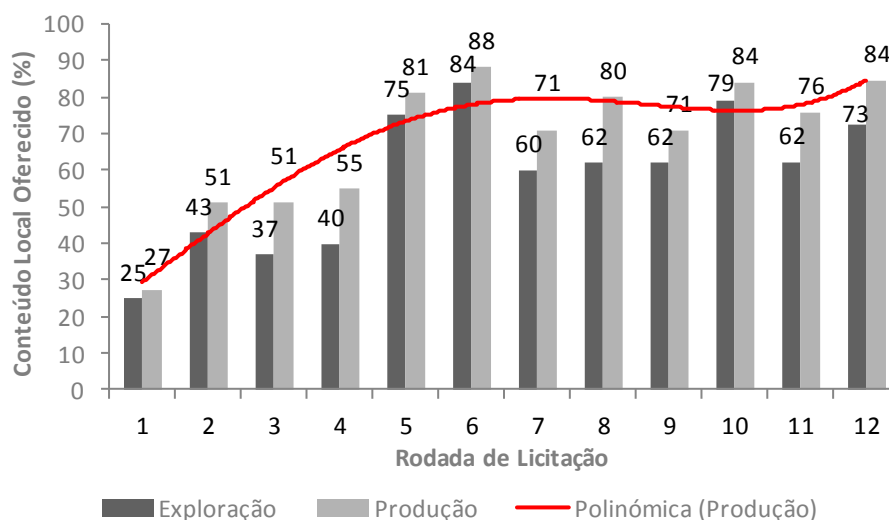
$$\text{Se } \text{NR}(\%) > 65\% \Rightarrow \text{M}(\%) = 1,143 \text{ NR}(\%) - 14,285\%$$

#### **4.3 Os riscos na implementação da política de conteúdo local**

A política de conteúdo local no Brasil gera riscos importantes para os projetos em função do descumprimento do percentual oferecido, o pagamento de sobrecustos e atrasos na programação pela compra de equipamentos e serviços locais. É importante frisar que nas rodadas de licitação, as operadoras se comprometem com um percentual global de CL muito antes da compra se realizar efetivamente, e, no caso de vencer o leilão, ponderam o percentual para cada um dos itens e subitens no investimento previsto para a respectiva atividade (exploração ou desenvolvimento), com base no custo total do empreendimento. A incerteza no conhecimento do mercado de equipamentos e serviços locais e, portanto, o volume dos investimentos, e o tipo exato de bens e serviços a ser requeridos no bloco potencializam diferentes riscos, entre eles os institucionais e competitivos, a causa do descumprimento do conteúdo local exigido, o pagamento de uma multa, os sobrecustos pela compra dos bens e os atrasos no projeto (Lessard & Lucea, 2009).

Na Figura 14 se apresenta o percentual de conteúdo local médio para cada uma das rodadas de licitações de blocos no Brasil. O compromisso de CL na fase de desenvolvimento da produção pode acontecer entre três e sete anos após o comprometimento ser assumido. Observa-se que as operadoras adquiriram compromissos muito altos a partir das rodadas 5 e 6 (2003 - 2004), e desta forma, assumiram um alto risco de descumprimento do CL oferecido (Bain & Company, 2009).

**Figura 13 - Conteúdo Local Médio no Brasil (2000-2013)**



Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2012).

No caso em que o mercado de equipamentos e serviços apresentar preços superiores aos praticados nos mercados internacionais, se torna mais provável o descumprimento do CL, assim como atrasos no projeto e sobrecustos pela compra de equipamentos nacionais. Quando se tem sobrecusto nos equipamentos e serviços nacionais, a política de conteúdo local cria mais riscos econômicos para as operadoras, porque ou a operadora compra os bens no exterior e incorre no descumprimento do CL, ou compra no país, mas incorre em sobrecustos e atrasos no projeto. Assim, os sobrecustos e os atrasos nos projetos são riscos adicionais das operadoras comprometidas com metas elevadas de conteúdo local.

Entre as causas dos altos preços no país estão a ausência de empresas nacionais habilitadas para o fornecimento de determinados grupos de equipamentos e sua limitada atuação

exportadora, os altos custos dos insumos, a baixa produtividade do processo de produção (incluindo o desenvolvimento tecnológico), e a elevada carga tributária (Oxford Analytica & Petrobras, 2010)<sup>31</sup>.

Com relação à ausência de empresas fornecedoras locais habilitadas, a ONIP (2011) analisou uma lista de fornecedores (111 nacionais, 286 estrangeiras) para o projeto de uma determinada plataforma construída no Brasil. Os resultados mostraram que só em 4% das empresas fornecedoras havia predomínio de empresas nacionais e 2% das compras poderiam ser supridas apenas por empresas nacionais. Segundo o mesmo estudo, 76 % das empresas fornecedoras de pequeno e médio porte não exportam; e, das 24 % das firmas exportadoras, apenas 10 % da produção é enviada para o exterior.

Para o Economista Maurício Canêdo Pinheiro (Câmara dos Deputados, 2012a), as empresas não conseguem exportar porque só têm competitividade para fornecer a aqueles que estão instalados no Brasil por conta da PCL. A baixa produtividade do processo de produção é evidenciada porque os países desenvolvidos têm um processo de produção contínuo em função do conjunto das diferentes demandas, enquanto a indústria fornecedora do Brasil responde a demandas esporádicas geradas por encomendas de operadores locais, e, portanto, a escala e produtividade menores geram desvantagens competitivas nos custos dos equipamentos, o que, por sua vez, incrementa os preços praticados no mercado local. Estas duas situações contribuem para preços elevados, aumentando a possibilidade de descumprimento do CL oferecido, além da desvantagem competitiva do país na indústria parapetrolífera no cenário mundial (IMF, 2012). Segundo a ONIP (2011), no Brasil os equipamentos e serviços para o setor de petróleo apresentam um custo, em média, 55% superior aos equipamentos e serviços estrangeiros equivalentes, além de não ofertar a maioria dos equipamentos mais elaborados.

As principais causas dos sobrecustos no Brasil são: a falta de economias de escala na produção de equipamentos, e a falta de desenvolvimento de tecnologias para o Pré-Sal e o denominado “Custo Brasil”. Segundo Ernst & Young (2011) e Fishman (2007), falta o

---

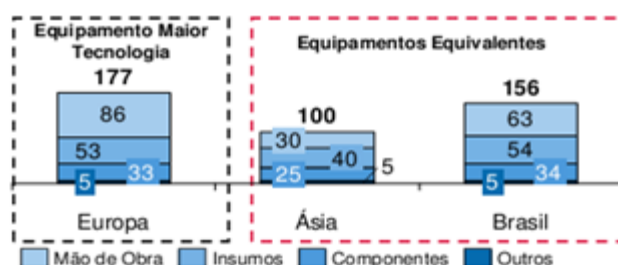
<sup>31</sup> Aqui, como aponta Grossman (1981), o efeito do alto preço dos bens locais depende da sensibilidade da produção do bem final por mudanças no preço dos insumos locais (ver seção 2.1).



desenvolvimento de economias de escala na produção das empresas fornecedoras. Além disso, as empresas fornecedoras locais não conseguem desenvolver a tecnologia necessária para acompanhar os desafios da E&P de petróleo no Pré-Sal. O anterior vai acompanhado do denominado “Custo Brasil”: a elevada tributação, mão-de-obra qualificada, e custo de capital (ONIP, 2011).

Um exemplo extensamente citado são as chapas de aço, que são usadas na fabricação de embarcações e inúmeros equipamentos do setor: segundo estudos da Petrobras e Pronimp (Paduan, 2012; Câmara dos Deputados, 2012a e 2012b), o aço brasileiro custa, em média, 30 % mais que o importado de China e Coreia. Além disto, o país não produz aços especiais, que são mais resistentes à corrosão. Este tipo de aço é necessário para o atendimento da demanda futura do Pré-Sal, de mais de 3,9 milhões de toneladas.

**Figura 14 – Comparação de Custos Finais (base 100)**



Fonte: ONIP (2011)

#### 4.4 Conclusão: avaliação da política de conteúdo local e os riscos

A política para a promoção de CL iniciou-se com o Programa PROCAP 1000 da Petrobrás (1986) frente aos desafios da produção de petróleo *offshore*, somada a exigência de Conteúdo Local nos contratos, que decorre da aprovação da Lei do Petróleo (1997) e a Primeira Rodada no país (1999). A partir do início das rodadas a implementação da PCL no país evoluiu: foi definida a multa no caso de descumprimento (Rodada 3, 2001), percentuais mínimas de CL, além da instituição do Pronimp (Rodada 5, 2005). Mais tarde foi definido um percentual máximo e foi implementada uma Cartilha e um processo de Certificação para a medição (Rodada 7,

2007). Em 2010 criou-se o programa Inova Petro para o financiamento de projetos de pesquisa e desenvolvimento por parte de fornecedores nacionais. Recentemente, foi outorgada a possibilidade de certificação de Conteúdo Local em bens sob o regime do Repetro, desde que os mesmos tenham sido fabricados no Brasil, bem como a possibilidade de certificação de Conteúdo Local das atividades de manutenção de Sistemas estrangeiros, com a Resolução 19 de 2013 da ANP.

Atualmente a ANP é a instituição reguladora e fiscalizadora do Conteúdo Local no país, impondo as penalidades previstas na Lei e nos contratos com as operadoras. A regulamentação é definida em detalhe nos Editais e Contratos das Rodadas. A outorga dos contratos é competitiva, com o mecanismo de rodadas de licitação. Entre os critérios de escolha das operadoras está o percentual de conteúdo local oferecido.

No critério de apuração das ofertas para a outorga do direito de E&P de petróleo, o compromisso de um percentual de CL durante toda a vigência do contrato tem um peso de 20% na nota final das operadoras concorrentes. Este percentual é calculado pela operadora, com base no custo total do empreendimento e o percentual mínimo definido no Edital.

Durante as Fases de Exploração e Desenvolvimento são realizados os processos para a obtenção da certificação de CL, com uma vigência de quatro anos. No caso de descumprir até 65% do CL oferecido, a operadora deve pagar uma multa de 60% sobre o valor do CL descumprido, e no caso de descumprir um percentual maior, o valor da multa é crescente, partindo de 60% e atingindo 100% do valor do CL oferecido. A isto, soma-se que o processo de certificação de CL e a fiscalização é muito custosa e burocratizada para as operadoras.

O potencial descumprimento do percentual oferecido pelas operadoras nas ofertas gera altos riscos econômicos para os projetos petrolíferos. A incerteza no conhecimento do volume dos investimentos em 34 anos e o tipo exato de equipamentos e serviços a serem utilizadas no bloco potencializam riscos de descumprimento do conteúdo local com o pagamento de uma multa, ou potencializam os sobrecustos e atrasos nos projetos. Considerando os elevados percentuais de compromisso de CL desde o início das rodadas e que grande parte da efetivação

desse compromisso acontece entre 3 e 7 anos depois da aquisição do bloco, existem riscos importantes de descumprimento. Conforme Lessard & Lucea (2009), potencializam-se diferentes riscos, entre eles os institucionais e competitivos.

Os sobrecustos e os atrasos trazem riscos importantes para os projetos de exploração e produção de petróleo. O alto preço dos equipamentos e serviços locais em comparação com os semelhantes produzidos no estrangeiro, a falta de economias de escala na produção e a falta de tecnologia desenvolvida, a elevada carga tributária, e as poucas empresas fornecedoras locais com capacidade para competir em prazo, qualidade e preço com as semelhantes estrangeiras, aumentam a possibilidade de descumprimento do conteúdo local por parte das operadoras.

No caso do Brasil a operadora se compromete com um percentual de CL que ela tem certeza se poderá cumprir, assumindo grandes riscos de pagar a multa no médio-prazo. Além de não ter controle sobre esses riscos, as operadoras são forçadas a cumprir o requerimento de CL. As operadoras precisam ter um espaço de negociação com o governo para cada uma das fases, tendo estimativas mais próximas do mercado de equipamentos e serviços oferecidos por fornecedores locais. Assim, a exigência de CL pode causar um impacto negativo importante sobre a atratividade dos investimentos em E&P de petróleo.

## **5 AVALIAÇÃO ECONÔMICA DOS IMPACTOS DA POLÍTICA DE CONTEÚDO LOCAL SOBRE AS DECISÕES DE INVESTIMENTO NO BRASIL**

Este capítulo pretende quantificar o impacto de diferentes cenários de riscos por multas, sobrecustos e atrasos sobre a rentabilidade da exploração e produção das jazidas. A seguir se desenvolve o EVTE para um projeto de E&P de petróleo de uma operadora vencedora das rodadas de licitação de blocos *offshore* no Brasil, no qual acontecem riscos por descumprimento de CL, sobrecustos pela compra de equipamentos e serviços locais, e atrasos na programação. Para o estudo foi feita uma análise determinística com um modelo de fluxo de caixa descontado e estocástica com o modelo de Monte Carlo, com o objetivo de conhecer a viabilidade do projeto em termos da TIR, a VPL e o *payback* em cenários de riscos.

Na primeira seção será apresentada a metodologia dos modelos e a estrutura do fluxo de caixa descontado, para em seguida serem apresentados os resultados dos cenários determinísticos. Posteriormente são apresentadas as características do modelo de Monte Carlo para o projeto e os resultados da avaliação em cenários de riscos. No final, serão apresentadas as conclusões.

### **5.1 Metodologia**

Para quantificar o impacto das multas pelo descumprimento do Conteúdo Local global, sobrecustos pela compra de equipamentos e serviços nacionais e os atrasos no projeto nas Fases de Exploração e Produção de petróleo, foi utilizado um modelo determinístico e posteriormente um modelo estocástico tipo Monte Carlo, considerando um projeto com reservas de petróleo por 500 MMBbl em águas profundas para uma operadora privada não integrada verticalmente e

focada no setor de *upstream*<sup>32</sup>, que desenvolve projetos *offshore* no Brasil, de acordo com o marco regulatório dos contratos de concessão<sup>33</sup>.

As informações acerca de custos de capital (*Capex*), custos de operação (*Opex*), participações governamentais e regime fiscal foram extraídas de diversas rodadas de entrevistas com economistas e tributaristas das principais operadoras de petróleo no segmento de E&P do país. Formou-se um grupo de trabalho no qual, através de reuniões periódicas, foram discutidas e validadas todas as hipóteses utilizadas no modelo. O grupo de trabalho contou com a participação de membros do Grupo de Economia da Energia, da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GEE/UFRJ), e de economistas e tributaristas das principais operadoras associadas ao Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Na Tabela 8 apresentam-se as variáveis envolvidas e suas principais características.

**Tabela 8 - Variáveis envolvidas no modelo de Fluxo de Caixa para um projeto com reserva de 500MMBbl**

Variável	Descrição
Preço do petróleo (US\$/Bbl)	Valor definido em termos constantes. Para o valor mínimo é considerado o preço de robustez de US\$75 / Bbl <sup>34</sup> , e o valor máximo de US\$105 / Bbl.
Taxa de desconto (%)	10%.
Taxa de depreciação (%)	10%. Método UOP ( <i>Units of Production</i> ), para supor que quanto maior o volume produzido, mais rapidamente ocorre a depreciação dos ativos <sup>35</sup>
Taxa de juros leasing (%)	10%.

<sup>32</sup> Apesar de ser conhecido que as companhias petrolíferas perseguem o maior retorno possível, é complexo compreender a estrutura de incentivos dos investimentos em suas dimensões mais realistas. A modelagem das decisões de investimento implica representações simplificadas de um processo de decisão complexo. Contudo, existem características básicas do comportamento que são essenciais para a modelagem. Por isto, é útil focar-se num dos tipos em que é comum classificar as empresas petrolíferas. Para conhecer mais acerca da classificação ver Glomsrød, S., e Lindholt, L. (2004).

<sup>33</sup> A hipótese é que o nível total de investimentos é determinado por seu fluxo de caixa depois do pagamento dos impostos. Não é considerado um contínuo financiamento externo, como por exemplo, por conceito de rendimentos das ações da companhia na Bolsa de Valores.

<sup>34</sup> O “preço de robustez” é o preço mínimo para o barril do tipo Brent para que os projetos de investimento tornem-se viáveis, incluindo os do pré-sal. A indústria, para a sua própria segurança, utiliza este preço para a avaliação dos investimentos, que é mais baixo que o do mercado.

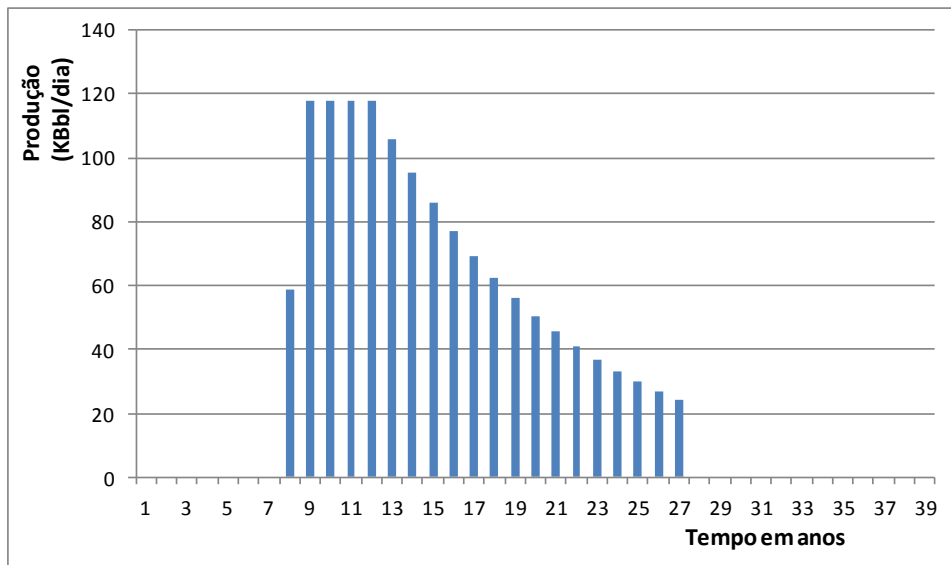
<sup>35</sup> O modelo permite que a depreciação seja feita utilizando o método de *Units of Production* (UOP) assim como o método *Straight Line* (SL)

Sobrecustos pela aquisição de bens e serviços nacionais	30% e 50%
Conteúdo Local	Fase de Exploração: 37% Fase de Desenvolvimento: 55%. <sup>36</sup>
Atrasos da programação na Fase de Desenvolvimento da Produção	1 Ano.

Fonte: Elaboração própria.

No modelo de fluxo de caixa foi considerado um período de exploração e avaliação de cinco anos. A introdução dos sistemas de produção (perfuração de poços de desenvolvimento, *subsea* e FPSO) se dá a partir do sétimo ano do projeto e a produção a partir do décimo segundo ano, com duração de vinte anos, e ocorrerá concomitante aos gastos operacionais. O projeto terá uma duração de 27 anos.

**Figura 15 - Curva de Produção (mil barris/dia) associada à reserva de 500MMBbl**



Fonte: Elaboração própria.

### 5.1.1 Estrutura de Custos Operacionais e de Capital

No modelo de fluxo de caixa, o Opex tem 43 % de representatividade, e engloba: a) custos diretos que abrangem o *downhole* (serviços de poço) e a manutenção de superfície, os novos trabalhos (excluindo o *Capex*), a fiscalização, a logística, a segurança e a gestão de local;

<sup>36</sup> Exigência média de Conteúdo Local nos contratos de E&P no Brasil.

b) custos de transporte, relacionados às tubulações de transmissão e os terminais; e c) custos indiretos que incluem assistência técnica, equipe operacional e equipe da matriz.

Além disso, incorporam-se gastos financeiros como o pagamento de *leasing*. No modelo, considerou-se que a aquisição tanto da FPSO como do *Subsea* se dá por meio de *leasing*. A evolução dos custos do *leasing* também pode ser calculada em uma planilha separada que alimenta o fluxo de caixa.

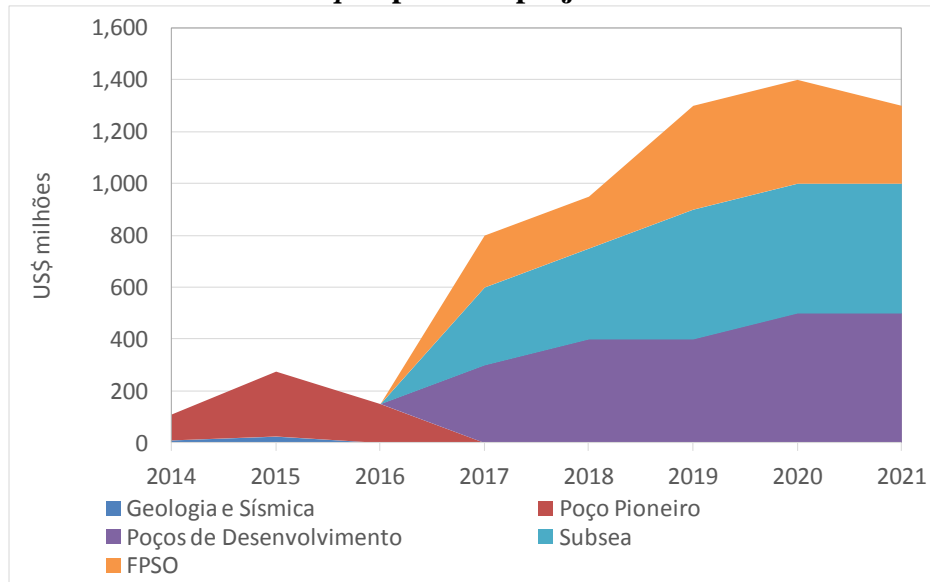
A Tabela 9 é um resumo da estrutura do Capex nas Fases de Exploração e Desenvolvimento. Dos 62 % dos custos, apenas 5 % corresponde a exploração; ainda que sua representatividade seja baixa no Capex, eles incorrem antes da descoberta do petróleo, e podem ter um impacto direto sobre as contas da operadora. A recuperação destes custos está ligada à probabilidade do sucesso do programa de exploração.

**Tabela 9 - Estrutura do Capex para um projeto com reserva de 500MMBbl**

<b>Tipo de Custo</b>	<b>Descrição</b>	<b>Participação (%)</b>
<b>Exploração</b>		<b>5 %</b>
Poço Pioneiro	Perfuração do poço de exploração nas áreas previamente determinadas pelas pesquisas geofísicas e geológicas. Inclui-se o custo dos materiais e do aluguel da sonda de perfuração.	4,7 %
Geologia e Sísmica	Aquisição, processamento e interpretação de dados geológicos.	0,3 %
<b>Desenvolvimento</b>		<b>57 %</b>
Poços de Desenvolvimento	Perfuração de uma rede maior de poços para avaliar a extensão da jazida e conseqüentemente sua viabilidade comercial. Incorpora custos de materiais, serviços e aluguel das sondas de perfuração, cimentação e preparação do poço para posterior produção.	20 %
<i>Subsea</i>	Aquisição de bens para a instalação do sistema de produção. Entre eles estão à árvore de natal, <i>risers</i> de perfuração e exploração, BOP (válvulas de segurança do poço), entre outros. Estes equipamentos estão sujeitos à isenção fiscal do Repetro.	20,4 %
FPSO	Aquisição e funcionamento da Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência, ou, em inglês - FPSO ( <i>Floating, Production, Storage and Offloading</i> )	16,6 %
<b>Total</b>		<b>62 %</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Figura 16 - Estrutura do Capex para um projeto com reserva de 500MMBbl**



Fonte: Elaboração própria.

O 57% dos custos de capital são incorridos na fase de desenvolvimento, a qual inclui a perfuração de poços de desenvolvimento, os custos das instalações de produção e os demais sistemas requeridos para o transporte do óleo. A perfuração nesta fase geralmente é o item de maior representatividade (20.4%), basicamente pela contratação de sonda de perfuração (contrato de perfuração, mobilização/desmobilização da sonda de perfuração) e a compra do material de consumo (cabeça de poço, tubulação, brocas de perfuração, lama e produtos de cimento, acessórios, energia, entre outros) (Bret-Rouzaut & Favennec, 2011). Para o desenvolvimento da produção, alojando eletricidade e todas as instalações de segurança, é considerada numa plataforma flutuante (FPSO).

### 5.1.2 Estrutura de Custos por Cumprimento de Clausulas Contratuais e Regime Fiscal

#### a) *Participações Governamentais*

Como destacado no capítulo 1 o *government take* aplicáveis aos projetos de E&P são o bônus de assinatura, os royalties, a participação especial e a taxa de retenção e ocupação de área, além do imposto de renda e os correspondentes o Opex e Capex. No modelo, o bônus de assinatura é arbitrado em \$0,5/Bbl de reservas e considerou-se seu pagamento no primeiro ano



do projeto. Os Royalties são de 10% do valor bruto da produção, considerando o risco geológico médio<sup>37</sup>. A participação especial é calculada com uma alíquota progressiva de que varia entre 0% e 40%, considerando que o projeto é desenvolvido em águas profundas.

*b) Regime Fiscal*

No modelo foi considerado o Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de Bens Destinados à Exploração e à Produção de Petróleo e de Gás Natural, ou REPETRO, estabelecendo-se como premissa que a parcela de gastos suscetíveis ao enquadramento no REPETRO é aquela associada a 95% dos gastos com a Plataforma Flutuante (FPSO) e a 75% dos gastos com *Subsea*<sup>38</sup>, com uma alíquota efetiva de 3,09% (Almeida & Coimbra, 2012). Como premissa, os custos do leasing recaem sobre a parcela “repetrável” de cada um dos itens. Na Tabela 10 são descritas as características das categorias tributárias consideradas no modelo e sua alíquota efetiva.

**Tabela 10- Características e alíquota efetiva por categoria tributária, para os itens da Capex para um modelo com reservas de 500MMBbl**

<b>Categoria Tributária</b>	<b>Tributos considerados</b>	<b>Alíquota efetiva</b>
Bens Repetro	Isenção de IPI, PIS e COFINS	3.09%
Bens Não Repetro Nacional	IPI, ICMS, PIS e COFINS	59.98%
Bens Não Repetro Internacional	IPI, ICMS, PIS, COFINS e II	73.98%
Serviço Nacional	IPI, PIS e COFINS	16.08%
Serviço Internacional	ISS, CIDE, PIS, COFINS e IR	45.50%
Afretamento Nacional	PIS e COFINS	10.19%
Afretamento Internacional	Isenção de IPI, PIS e COFINS	0.00%
Aluguel Nacional	PIS e COFINS	10.19%
Aluguel Internacional	IR	17.65%

Fonte: Elaboração própria com base em Almeida & Coimbra (2012).

No modelo foi considerado o Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de Bens Destinados à Exploração e à Produção de Petróleo e de Gás Natural, ou REPETRO,

<sup>37</sup> Ver Art.12, Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. Os Royalties são de 10% do valor bruto da produção, podendo a ANP reduzi-los, a seu critério, para até 5%, considerando os riscos geológicos presentes, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes (tais como produções em áreas remotas, de gás não-associado e de óleo pesado).

<sup>38</sup> Ver Anexo único da Portaria RFB No. 844 9 de maio de 2008.

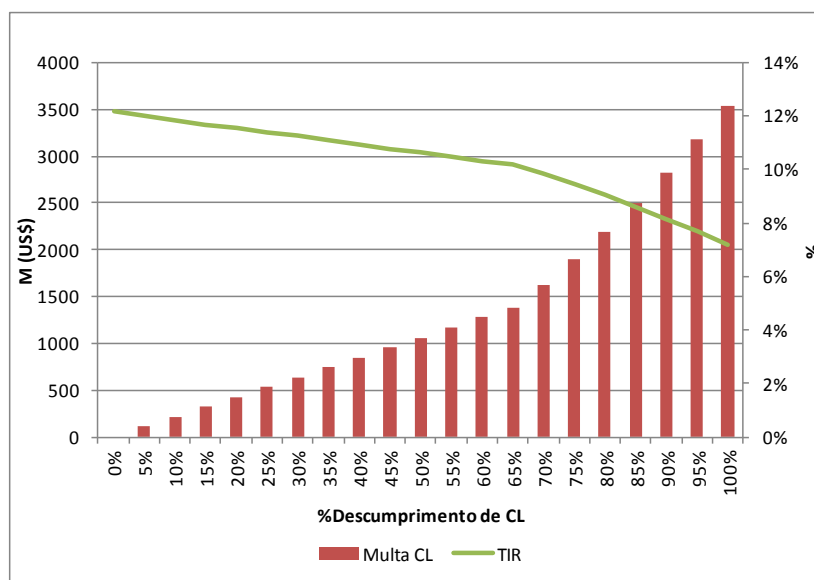
estabelecendo-se como premissa que a parcela de gastos suscetíveis ao enquadramento no REPETRO é aquela associada a 95% dos gastos com a Plataforma Flutuante (FPSO) e a 75% dos gastos com *Subsea*<sup>39</sup>, com uma alíquota efetiva de 3,09% (Almeida & Coimbra, 2012). Como premissa, os custos do *leasing* recaem sobre a parcela “repetrável” de cada um dos itens. Na Tabela 2 são descritas as características das categorias tributárias consideradas no modelo e sua alíquota efetiva.

c) *Conteúdo Local*

O cálculo da multa por descumprimento foi baseada no modelo de contrato da Décima Primeira Rodada para a outorga de blocos na modalidade de concessão no país, apresentada anteriormente.

A Figura 18 apresenta as estimativas do impacto da multa sobre um investimento por US\$3.850 MM, com diferentes níveis de descumprimento para um CL exigido de 37% na fase de exploração e 55% na fase de desenvolvimento da produção.

**Figura 17 – Impacto da Multa por Descumprimento de Conteúdo Local, segundo o percentual de descumprimento**



Fonte: Elaboração própria.

<sup>39</sup> Ver Anexo único da Portaria RFB No. 844 9 de maio de 2008.

Para um preço do barril de US\$75 /MBbl, o valor da multa pode atingir até 92% do valor do investimento no caso de não cumprir o 100% do CL exigido. Inicialmente, o valor dos investimentos sem conteúdo local gera um retorno de 12.15%; no caso que a taxa de desconto seja de 10% e lucro de 1%, o projeto resulta inviável a partir do descumprimento de 35% nas duas fases.

## **5.2 Cenários dos riscos associados à política de conteúdo local**

São três os riscos de projetos de exploração e produção de petróleo associados ao requisito de conteúdo local. Em primeiro lugar, a exigência de conteúdo local pode provocar sobrecustos ao projeto. Equipamentos e serviços locais podem não ser competitivos em relação aos equipamentos e serviços importados. Isso pode decorrer tanto das características da cadeia de custos (custo dos insumos, impostos, menor escala produtiva ..) e do exercício de poder de mercado, já que a política de conteúdo local implica em menor exposição à competição de fornecedores locais.

Outro impacto negativo da PCL ocorre quando a capacidade instalada de fornecedores locais não é suficiente para atender a demanda das operadoras. Assim, as empresas não conseguem cumprir os cronogramas previstos. Potenciais atrasos na entrada em produção de sistemas de projetos de petróleo são extremamente impactantes em sua atratividade, já que os investimentos são elevados e as receitas demoram a ocorrer. Esse problema é particularmente sensível quando o custo de capital é elevado, como ocorre no Brasil.

O último risco corresponde ao não cumprimento dos compromissos de CL e o, consequente, pagamento de multas. A metodologia vigente impõe multas severas ao não cumprimento dos comprometimentos assumidos de conteúdo local.

Foi utilizado o modelo determinístico e posteriormente um modelo estocástico tipo Monte Carlo para quantificar o impacto desses riscos na rentabilidade de projetos de E&P a partir da comparação de cinco cenários:

- Situação de referência: sem sobrecustos, sem atrasos na programação e sem penalidades.

- Sobrecusto de 30% na aquisição de equipamentos e serviços locais
- Descumprimento de 30% do conteúdo local assumido, 37% na fase de exploração e 55% na fase de desenvolvimento da produção
- Um ano de atraso na entrada em produção
- Sobrecusto de 30%, descumprimento de 30% do CL e um ano de atraso na entrada em produção.

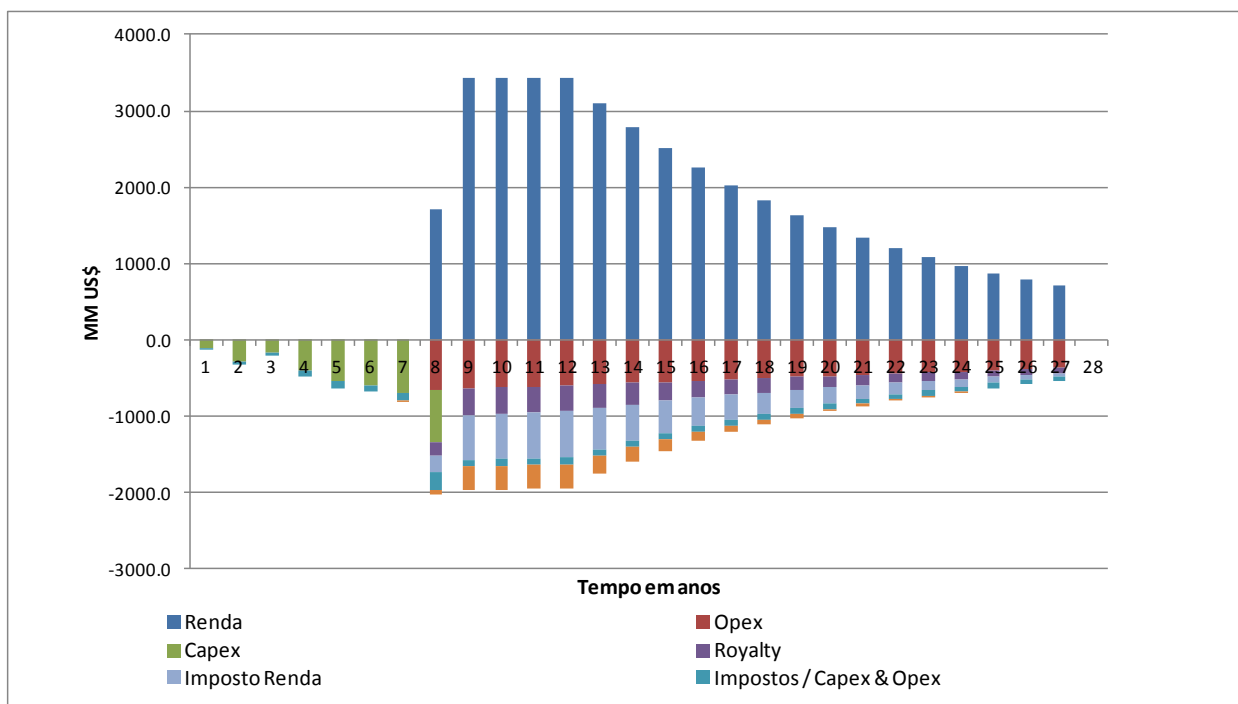
### Análise Determinística

#### 5.2.1 Cenário de referência: sem sobrecustos, penalidades ou atrasos na programação.

O preço do barril condiciona a atratividade econômica do investimento. Com um preço entre US\$75/bl e US\$105/bl, o projeto gera lucros, sem descontar no tempo os resultados, entre US\$10 milhões e US\$49 milhões, retornos entre 15,7% e 22,4%, e um VPL entre US\$1.5 milhões e US\$3.9 milhões. O *payback* está entre 25 e 36 meses.

Na Figura 19, se apresentam os resultados do fluxo de caixa para o projeto com o preço de robustez (US\$ 75/bl). Neste cenário, o projeto gera uma renda de US\$37.5 milhões e custos por US\$27.4 milhões, e, por conseguinte, um lucro líquido de US\$10 milhões.

**Figura 18 – Fluxo de caixa do projeto com reserva de 500MMBbl (US\$ MM)**



Fonte: Elaboração própria.

### 5.2.2 Análise de sensibilidade com sobrecustos de 30% no projeto, pela compra de equipamentos e serviços internamente.

No cenário de sobrecusto de 30%, a TIR está entre 11,5% e 18%, a VPL gera uma perda de US\$455 milhões no caso do preço de robustez e um valor de US\$2.8 milhões com o preço máximo, e o *payback* do projeto está entre 8 e 12 meses, período maior que no caso em que não existem sobrecustos.

### 5.2.3 Descumprimento de 30% do compromisso de CL

Nesta simulação se analisa o impacto da multa pelo descumprimento de 30% do conteúdo local nas fases de E&P, para percentuais exigidos de 37% na fase de exploração e 55% na fase de desenvolvimento da produção. Para um tamanho de reservas de 500 MMBbl, com o preço de robustez se obtém um lucro líquido muito parecido ao obtido no cenário inicial, o retorno é 1% inferior e o valor presente líquido é 11% menor com relação ao cenário inicial (US\$1.5 milhões vs US\$1.6 milhões). O *payback* é de 41 meses, ou seja, 5 meses maior quando comparado com o

cenário inicial. Com o preço de US\$105 / MBbl, o lucro líquido cai em 8,4%, a VPL em 4% e o *payback* aumenta em 1 mês.

#### 5.2.4 Análise de sensibilidade no caso de atraso de um ano na programação

No caso de atraso num ano na fase de desenvolvimento, gera-se um incremento de 14% dos custos totais do projeto. Com o preço de robustez, o retorno é de 14 %, o valor presente líquido se reduz num 37% e o *payback* é de 53 meses (17 meses menos que o cenário de referencia). Com o preço máximo do barril, ainda quando os custos totais aumentam em 15%, o lucro líquido se reduz em 28% e o VPL em 22,5 %. Neste caso, o *payback* é 15 meses menos em comparação com o cenário inicial (40 meses).

#### 5.2.5 Análise de sensibilidade no caso de sobrecusto de 30%, descumprimento de 30% do CL e um ano de atraso na entrada em produção

No cenário de sobrecusto de 30% pela compra de equipamentos e serviços locais, descumprimento de 30% de conteúdo local e um ano de atraso no início da fase de produção, apresenta-se o pior cenário para a operadora. No caso do preço de robustez, o retorno é menor em 5,81% e a VPL diminui em US\$ 1.519 milhões, em comparação com o cenário de referencia; com o preço máximo, a TIR é menor em 6 % e a VPL em US\$ 1.846 milhões. O *payback* esta entre 24 e 30 meses mais que no caso de referencia.

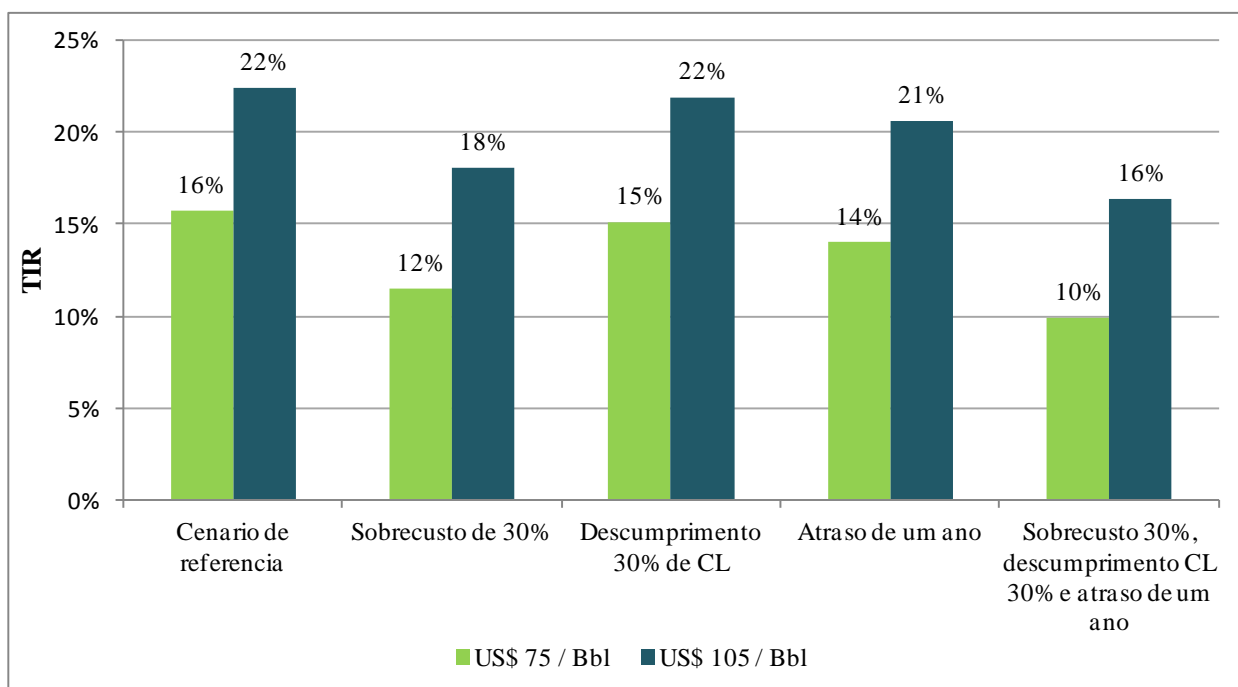
O resumo dos resultados dos cinco cenários são apresentados na Tabela 11 e a Figura 20, para um cenário com retorno mínimo e o cenário com o preço máximo do barril.

**Tabela 11- Cenários com preço de robustez e o preço máximo, para um modelo com reservas de 500MMBbl**

	Investimentos sem impactos econômicos adicionais	Sobrecusto de 30%	Descumprimento 30% de conteúdo local exigido em 37% na fase de exploração e 55% na fase de desenvolvimento da produção	Atraso de um ano na fase de desenvolvimento	Sobrecusto de 30%, descumprimento de 30% e atraso de um ano na fase de desenvolvimento
US\$ 75 / Bbl					
TIR	15,73 %	11,5%	15,12%	14,01 %	9,92 %
VPL	US\$1.498 MM	US\$454,62MM	US\$1.336,32 MM	US\$ 949,7 MM	- US\$ 21,6 MM
US\$ 105 / Bbl					
TIR	22,38 %	18,08%	21,89 %	20,58 %	16,37 %
VPL	US\$3.884MM	US\$2.840,49 MM	US\$ 3.722,19 MM	US\$ 3.009 MM	US\$ 2.038,1 MM

Fonte: Elaboração própria.

**Figura 19 – Resultados da TIR para cada um dos cenários**



Fonte: Elaboração própria.

Por fim, uma forma alternativa para analisar os cenários foi calculado o preço do barril de petróleo mínimo necessário para garantir que o projeto seja lucrativo ou, em outras palavras, foi definido o custo equivalente da produção. Os resultados foram:

**Tabela 12 - Custo equivalente**

<b>Cenário</b>	<b>Custo Equivalente (US\$/Bbl)</b>
Situação de referência: sem sobrecustos, sem atrasos na programação e sem penalidades.	56,2
Sobrecusto de 30% na compra de equipamentos e serviços locais	69,3
Descumprimento de 30% do conteúdo local assumido de 37% na fase de exploração e 55% na fase de desenvolvimento da produção	58,3
Um ano de atraso na entrada em produção	61,2
Sobrecusto de 30%, descumprimento de 30% e atraso de um ano na produção	75,3

Fonte: elaboração própria.

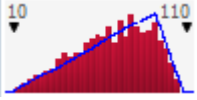
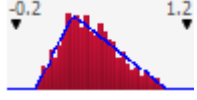
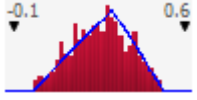
#### Análise de Risco com o Método de Monte Carlo

Para a elaboração do modelo estocástico foi utilizado o software @Risk. Este é um *software* para a análise de cenários de negócio impactados por risco. Este *software* tem a característica de utilizar conjuntamente o *software* Excel, o qual permite que sejam construídos os cenários dos riscos envolvidos pelo descumprimento do percentual de conteúdo local oferecido pela operadora, os sobrecustos pela compra de equipamentos e serviços locais, e os atrasos na programação, com o fluxo de caixa do projeto que foi analisado deterministicamente. Este *software* também permite incluir de forma explícita a incerteza presente nas estimativas, por meio da função de distribuição de probabilidade para as variáveis que influenciam o comportamento dos fatores não conhecidos.

No modelo, os fatores não conhecidos são a TIR e a VPL do projeto; na Tabela 13 são apresentadas as variáveis que influenciam o comportamento da TIR e da VPL.



**Tabela 13 – Variáveis que influenciam a TIR e o VPL, para um modelo com reservas de 500MMBbl**

Variável exógena	Faixa de Variação	Valor mais provável	Função de distribuição
Preço do petróleo	US\$ 75 / Bbl – US\$105 / Bbl	US\$ 90/ Bbl	
Conteúdo Local não realizado	0% - 100%	30%	
Sobrecusto	0% - 50%	30%	

Fonte: elaboração própria.

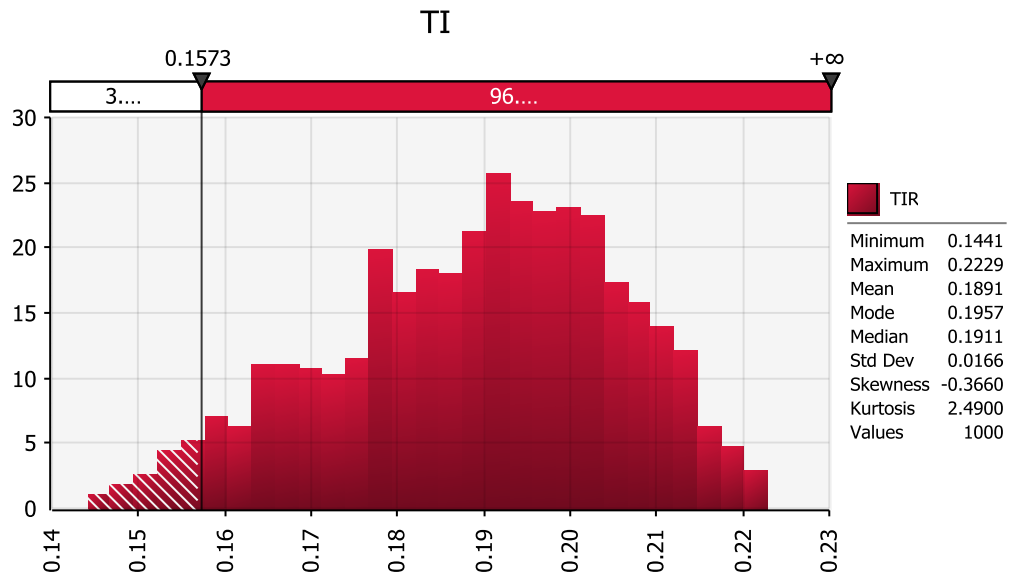
Para a modelagem das variáveis exógenas foram escolhidas funções de distribuição triangulares. Esta função de distribuição é particularmente útil quando não se dispõe de séries temporais das variáveis, mas se busca modelar uma função de distribuição contínua que possa ter diferentes valores aleatórios dentro de uma faixa de variação, tendo as informações acerca de seu valor mínimo, valor máximo e valor mais provável.

A continuação apresentam-se os resultados da TIR e VPL para um projeto com um tamanho de reserva de 500 MMBbl. O intuito é analisar os riscos do investimento no setor de E&P de petróleo para as operadoras em função do cumprimento e descumprimento das exigências de conteúdo local. Para isso, foram feitas 100 simulações para os valores da TIR e do VPL, com 1.000 iterações cada uma, para dois cenários: o cenário de referência e o cenário no qual acontecem simultaneamente o descumprimento de CL, sobrecustos pela compra de equipamentos locais e atraso de um ano na fase de produção. Para cada iteração, os 28 anos de duração do projeto apresentavam valores aleatórios gerados pelo software @Risk, como se apresenta a continuação.

### 5.2.6 Análise de risco no cenário de referência

O retorno médio estimado para o projeto é de 18.9 % e o valor do desvio padrão é de 0.16%. Comparando com os resultados determinísticos, a probabilidade de que o projeto gere um retorno inferior à taxa de desconto é zero, e a probabilidade de um retorno menor do que o cenário de referencia com o preço de robustez de 3,9%. Na Figura 21 se apresentam os resultados da simulação, com as principais estatísticas descritivas.

**Figura 20 - Probabilidade da TIR no cenário de referencia**



Fonte: elaboração própria.

Na função de distribuição, observa-se que existe uma maior concentração dos valores estimados para a TIR do projeto à esquerda da media, e apresenta um reduzido grau de concentração de valores próximos aos valores centrais da variável. Para uma análise mais detalhada da probabilidade da ocorrência dos resultados, a Tabela 14 apresenta uma análise gráfica dos resultados dos valores estimados para a TIR. Observa-se que nove valores estimados são menores do que 15,1%, 153 observações são maiores a 18,6% e menores a 19,3%, e 52 são maiores que 21,4%.

**Tabela 14 – Histograma dos valores estimados para a TIR no cenário de referencia**

TIR	Frequência	Frequência Cumulativa
14.4 % - 15.1 %	9	0.9%
15.1 % - 15.8 %	32	4.1%
15.8 % - 16.5%	55	9.6%
16.5% - 17.2%	72	16.8%
17.2% - 17.9%	95	26.3%
17.9% - 18.6%	121	38.4%
18.6% - 19.3%	153	53.7%
19.3% - 20.0%	164	70.1%
20.0 % - 20.7%	145	84.6%
20.7% - 21.4%	102	94.8%
Mais de 21.4%	52	100.0%

Fonte: elaboração própria.

A confiabilidade da simulação pode ser avaliada por meio da estimação dos intervalos de confiança. Os resultados da Tabela 15 mostram que há 95% de confiança de que o verdadeiro valor do retorno do projeto ficará entre 18.8% e 19%, com um desvio padrão de  $\pm 1,96$  sobre a media estimada. O valor médio da TIR encontrado para o projeto de E&P de petróleo é de 18.91%. Daqui, pode-se concluir que o projeto com um tamanho de reserva de 500 MMBbl no cenário de referencia não acarreta riscos para a operadora.

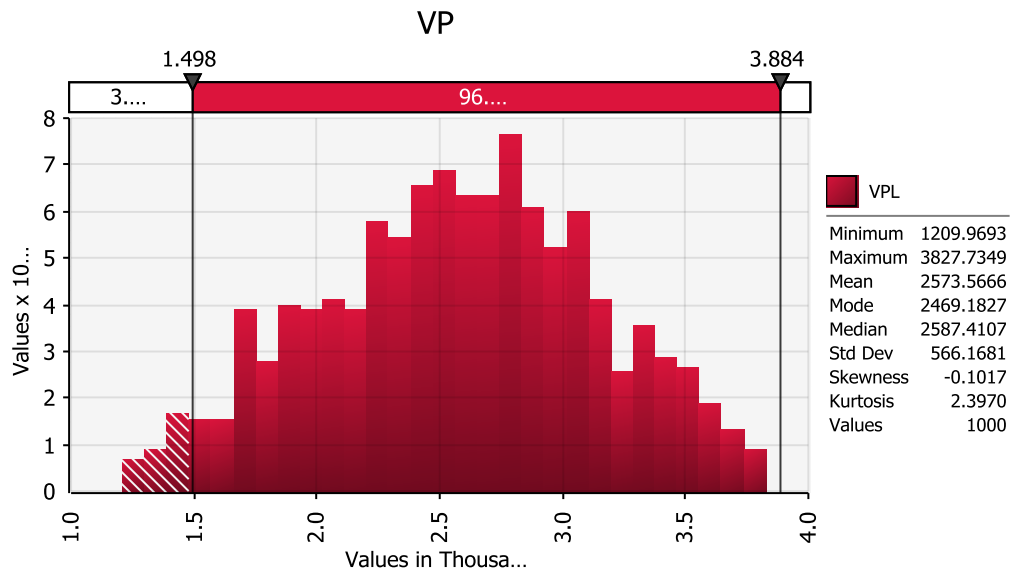
**Tabela 15– Intervalo de Confiança para a TIR do cenário de referencia**

Nível de Confiança: 95%	
Limite Inferior	18.807%
Limite Superior	19.013%

Fonte: elaboração própria.

Os resultados do VPL na Figura 22 e na Tabela 16 para o cenário de referência mostram que o valor médio da VPL é de US\$ 2.573 milhões, e a probabilidade que o valor seja menor ao cenário determinístico com o preço de robustez é de 3.1%. De forma similar à TIR, a função de distribuição apresenta assimetria negativa e um reduzido grau de concentração de valores próximos aos valores centrais do valor médio da VPL. Com um nível de confiança de 95%, pode-se dizer que o verdadeiro valor presente líquido ficará entre US\$ 2.538 milhões e US\$2.609 milhões.

**Figura 21 – Probabilidade da VPL no cenário de referencia**



Fonte: elaboração própria.

**Tabela 16 – Intervalo de Confiança para o VPL do cenário de referencia**

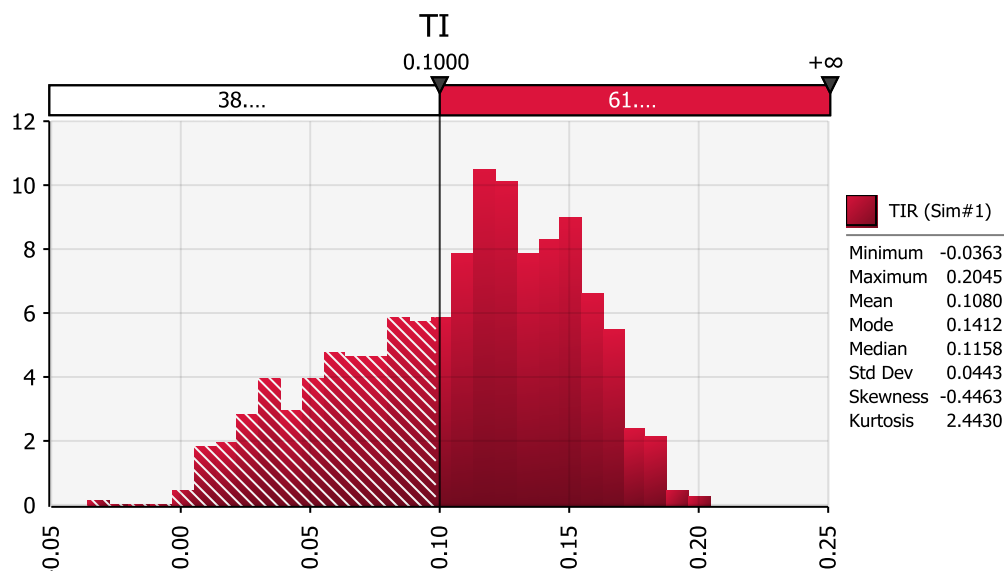
Nível de Confiança: 95%	
Limite Inferior	2538.48
Limite Superior	2608.66

Fonte: elaboração própria.

### 5.2.7 Simulação do modelo no caso de descumprimento de Conteúdo Local, sobrecustos e atrasos no projeto.

Considerando que a taxa de desconto é de 10%, a média da TIR com o cenário de descumprimento é de 10,8%. Comparando com o retorno da situação de referencia, no caso de descumprimento da exigência de conteúdo local, existe uma probabilidade de 38,6% de que o projeto gere um retorno menor à taxa de desconto, de 58,8% de gerar um retorno inferior ao esperado com o preço de robustez, e de 92,2% com o preço máximo do barril.

**Figura 22 – Probabilidade da TIR no caso de descumprimento de CL, sobrecustos e atrasos na programação**



Fonte: elaboração própria.

Para uma análise mais detalhada da probabilidade da ocorrência dos resultados, as Tabela 17 e 18 apresentam uma análise dos resultados dos valores estimados para a TIR. 367 valores estimados são menores a 10%, 145 observações são maiores a 9,6% e menores a 11,6%, e 121 são maiores que 16,3% (modelo determinístico).

**Tabela 17 - Histograma dos valores estimados para a TIR no cenário de descumprimento de CL, sobrecustos e atrasos na programação**

TIR	Frequência	Frequência Cumulativa
-3.6% a -1.6%	1	0.1%
-1.6% a 1.6%	18	1.9%
1.6% a 3.6%	49	6.8%
3.6% a 5.6%	60	12.8%
5.6% a 7.6%	90	21.8%
7.6% a 9.6%	116	33.4%
9.6% a 11.6%	145	47.9%
11.6% a 13.6%	188	66.7%
13.6% a 15.6%	161	82.8%
15.6% a 17.6%	111	93.9%
17.6% a 19.6%	50	98.9%
Mais de 19.6%	11	100.0%

Fonte: elaboração própria.

**Tabela 18 – Intervalo de Confiança para a TIR no cenário de descumprimento de CL, sobrecustos e atrasos na programação**

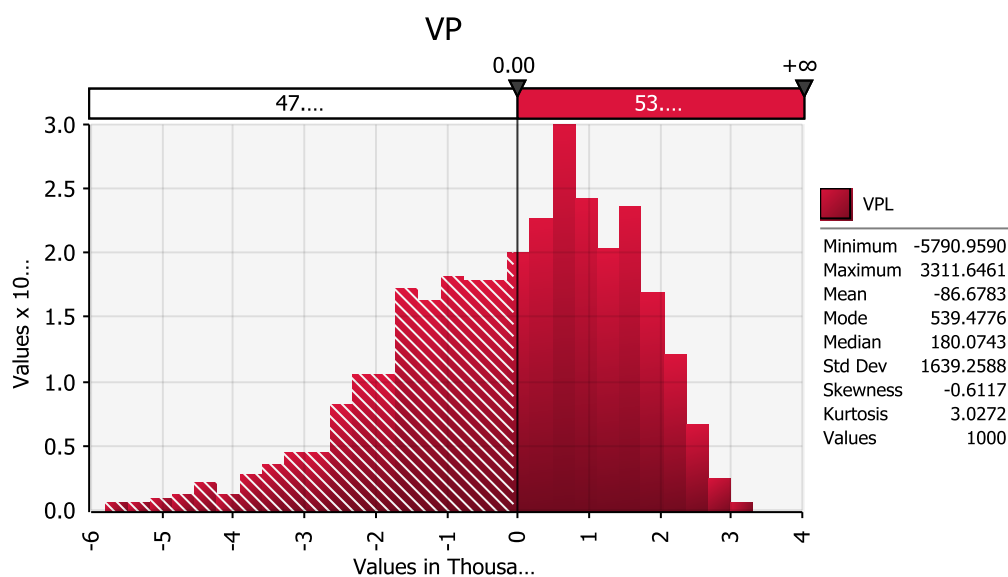
<b>Nível de Confiança: 95%</b>	
Limite Inferior	10.5%
Limite Superior	11.1%

Fonte: elaboração própria.

Os resultados da Tabela 18 mostram que há 95% de confiança de que o verdadeiro valor do retorno do projeto ficará entre 10,5% e 11,1%, com um desvio padrão de +/- 1,96 sobre a média estimada. O valor médio da TIR encontrado para o projeto de E&P de petróleo é de 10.8%. Conhecendo que a taxa de desconto do projeto é 10% e a probabilidade de acontecer o risco de 38.6%, pode-se concluir que o projeto com um cenário de descumprimento de CL, sobrecustos e atrasos na programação acarreta altos riscos para a operadora.

Na Figura 22 e as Tabelas 19 e 20 apresentam os resultados da VPL para o cenário de descumprimento de CL, sobrecustos e atrasos na programação. Os resultados mostram que o valor médio da VPL é negativo, com um valor de US\$ 86.6 milhões, e a probabilidade que o valor seja menor a zero é de 47%. Com um nível de confiança de 95%, pode-se dizer que o verdadeiro valor presente líquido ficará entre - US\$ 188.3 milhões e US\$14 milhões. Por tanto, pode-se afirmar que o descumprimento de conteúdo local, e os sobrecustos e atrasos envolvidos geram um alto risco de perda para os projetos.

**Figura 23 – Probabilidade do VPL no caso de descumprimento de CL, sobrecustos e atrasos na programação.**



Fonte: elaboração própria.

**Tabela 19 - Histograma dos valores estimados para a VPL no cenário de descumprimento de conteúdo local, sobrecustos e atrasos na programação.**

	Frequência	Frequência Cumulativa
-US\$5.700 a -US\$4.900	5	0.5%
-US\$4.900 a -US\$4.100	13	1.8%
-US\$4.100 a -US\$3.300	20	3.8%
-US\$3.300 a -US\$2.600	32	7.0%
-US\$2.600 a -US\$1.800	79	14.9%
-US\$1.800 a -US\$1.000	118	26.7%
-US\$1.000 a -US\$200	144	41.1%
-US\$200 aUS\$600	199	61.0%
US\$600 a US\$1.400	189	79.9%
US\$1.400 a US\$2.200	155	95.4%
US\$2.200 a US\$3.000	44	99.8%
Mais de US\$3.000	2	100.0%

Fonte: elaboração própria.

**Tabela 20 – Intervalo de Confiança do VPL no cenário de descumprimento de CL, sobrecustos e atrasos na programação**

Nível de Confiança: 95%	
Limite Inferior	-188.3
Limite Superior	14.9

Fonte: elaboração própria.

## 5.2 Conclusão

Existem diferentes fatores que afetam a atratividade dos investimentos em E&P *offshore* de petróleo no Brasil. Variáveis como o preço do petróleo, o regime fiscal e as participações governamentais podem afetar as decisões de investimento de uma operadora privada focada na E&P. Neste capítulo, a análise é centrada nos riscos impostos a projetos de E&P em função de políticas de conteúdo local. Os riscos são de três tipos: sobrecustos, atrasos e penalidades. Nas simulações realizadas com o modelo de fluxo de caixa para um projeto em águas profundas, com tamanho de reservas de 500 MMBbl, a política de conteúdo local constitui um alto risco para as operadoras:

a) Sem multas por descumprimento de CL, sobrecustos pela compra de equipamentos e serviços nacionais nem atrasos no projeto, o valor criado pelo investimento ou VPL está entre US\$1.498 MM a US\$3.884 MM, para um preço do barril entre US\$75/MBbl e US\$105 / MBbl. A rentabilidade do projeto esta entre o 15,73% e 22,38%, para a mesma faixa de preços.

b) No caso de multa por descumprimento de conteúdo local, sobrecustos e atrasos no projeto, gera-se um retorno de menor em 5.8% que no caso de referencia. A VPL do cenário de descumprimento da exigência torna-se negativa (US\$1.498 M em comparação a - US\$21.6 M).

c) Em todos os cenários é viável o projeto com preços do barril de petróleo menores ao preço de robustez, a exceção do cenário de multa, sobrecustos e atrasos. Neste caso, o preço mínimo para obter um valor de VPL positivo é de US\$75.3 / MBbl.



d) No caso de descumprimento da exigência de CL, sobrecustos e atrasos no projeto existe 38.6% de probabilidade que o projeto gere um retorno menor ao investimento inicial e 47% de probabilidade de que o VPL esperado seja menor a zero. Por tanto, pode-se concluir que o projeto com um cenário de descumprimento de CL, sobrecustos e atrasos na programação acarreta altos riscos para a operadora.

As penalidades relativas ao descumprimento do conteúdo local, os sobrecustos pela compra de equipamentos e serviços nacionais, e os atrasos nos projetos estão na atual agenda de discussão dos diferentes atores envolvidos. Pelo fato das operadoras terem assumido metas elevadas de CL na ocasião das rodadas de licitação, existe um risco importante de não-cumprimento dos compromissos assumidos. Dessa forma, é fundamental uma discussão sobre como mitigar impactos econômicos da política de conteúdo local.

Em diferentes latitudes, a discussão dos governos e organismos multilaterais está relacionada com o desenvolvimento de diferentes incentivos, ao invés de penalidades, para a atração de investimentos e desenvolvimento de uma indústria parapetrolífera local, competitiva internacionalmente. No caso específico do Brasil, que tem ambições de um alto nível de conteúdo local, é fundamental buscar lições de experiências de promoção de CL, inclusive experiências mais antigas e melhor sucedidas, como o caso da Noruega.

## 5. CONCLUSÃO

O propósito deste trabalho foi analisar a política de conteúdo local no Brasil e seu impacto na avaliação econômica dos projetos de E&P de petróleo, desde o ângulo das operadoras. O CL em países como Brasil e Noruega é definido como a produção de petróleo e geração de valor agregado a partir da compra de equipamentos e serviços necessários para a E&P, elaborados por empresas fornecedoras diretamente vinculadas ao setor, que produzem em qualquer localização dentro do país. Nos países produtores de petróleo, as operadoras têm entre seus objetivos a maximização do excedente econômico e a minimização dos riscos econômicos envolvidos.

O caso bem sucedido da PCL no setor de petróleo a nível mundial foi o da Noruega. O processo negociado e os incentivos institucionais, regulatórios e fiscais outorgados às operadoras frente ao contexto econômico, e o fato de ter, desde o início, empresas fornecedoras locais desenvolvidas nos setores de hidroeletricidade e construção de embarcações, ajudaram à transformação produtiva e o desenvolvimento da indústria parapetrolífera local, diminuindo os riscos de descumprimento, sobrecustos e atrasos para as operadoras no desenvolvimento do CL. Um dos principais fatores para o sucesso da PCL na Noruega é que foi um processo negociado previamente com as operadoras, já sabendo o que elas conseguiriam ou não, de forma que elas possam ter um maior controle sobre o que vai assumir. Na apresentação das propostas, as operadoras realizam planos de exploração do bloco que se adaptam à estrutura de negócios das empresas fornecedoras norueguesas quando é tecnicamente factível e pode ser justificado financeiramente, entregam ao MPE uma lista das empresas fornecedoras locais para escolher os bens que sejam competitivos em preço, qualidade e prazo, e entregam um plano de trabalho das atividades, incluindo as que estabeleçam como podem aumentar o conteúdo local de forma competitiva.

O uso do poder de barganha e arranjo fiscal na Noruega permitiu o desenvolvimento de CL minimizando os riscos envolvidos nos projetos. As operadoras continuaram investindo nos projetos de E&P mantendo a atratividade do negócio de petróleo. As empresas fornecedoras norueguesas conseguiram inserir-se competitivamente no mercado mundial do setor de petróleo

ainda quando nos noventa o governo norueguês adotou o princípio de “*national treatment*” com a participação na EFTA e diferentes acordos na OMC, e nos 2009 aconteceu uma crise financeira. Ainda quando se apresentaram estes fatos, as rendas das empresas fornecedoras norueguesas no país e no exterior cresceram, em comparação com empresas fornecedoras estrangeiras.

No Brasil, mesmo tendo as primeiras descobertas nos fins dos 1940s, as iniciativas de promoção ao CL no setor de petróleo começaram em meados da década de oitenta, e sua exigência desde 1997 com a aprovação da Lei do Petróleo. As empresas fornecedoras locais não estavam preparadas inicialmente para a transformação produtiva à indústria do petróleo, mas desde essa data têm existido diferentes programas governamentais de apoio ao desenvolvimento das empresas fornecedoras do setor de petróleo, que fossem competitivas em termos de preço, qualidade e entrega.

A PCL no Brasil não tem válvulas de escape como a negociação com o governo, tal qual é o caso da Noruega. As operadoras são forçadas a cumprir o requerimento de CL porque assumem um comprometimento muito detalhado de compras locais no contrato de concessão. No critério de apuração das ofertas, as operadoras se comprometem com um percentual de CL no qual não têm certeza se vão poder cumprir, assumindo um risco grande de, no médio prazo, pagar a multa, incorrer em sobrecustos ou atrasos no projeto. Soma-se a isto o fato do processo da certificação de CL e a fiscalização ser muito custoso e burocratizado para as operadoras. Para diferentes autores, existem diferentes riscos envolvidos na PCL, entre os quais estão os riscos institucionais por descumprimento da regulação e os riscos competitivos causados pelos sobrecustos e atrasos no projeto (Lessard & Lucea, 2009).

Para a análise do impacto da PCL na avaliação econômica dos projetos desde o ângulo das operadoras focadas na E&P de petróleo *offshore* no Brasil foi desenvolvido um modelo determinístico (fluxo de caixa descontado) e um modelo estocástico (Monte Carlo) que simulam os impactos dos riscos por sobrecustos, multas e atrasos por descumprimento do percentual do conteúdo local global para um projeto hipotético com tamanho de reservas de 500 MMBbl. O modelo considera os principais aspectos envolvidos no cálculo do CL global, assim como as

variáveis - chave que avaliam a rentabilidade dos projetos, permitindo a análise das inter-relações entre os impactos no projeto com o VPL, TIR e *payback*.

e) Existem diferentes fatores que afetam a atratividade dos investimentos em E&P *offshore* de petróleo no Brasil. Variáveis como o preço do petróleo, o regime fiscal e as participações governamentais podem afetar as decisões de investimento de uma operadora privada focada na E&P. No fluxo de caixa e posteriormente no modelo de Monte Carlo, a análise ou-se centrada nos riscos impostos a projetos de E&P em função de políticas de conteúdo local. No caso de descumprimento da exigência de CL, sobrecustos e atrasos no projeto existe 38.6% de probabilidade que o projeto gere um retorno menor ao investimento inicial e 47% de probabilidade de que o VPL esperado seja menor a zero. Por tanto, pode-se concluir que o projeto com um cenário de descumprimento de CL, sobrecustos e atrasos na programação acarreta altos riscos para a operadora que atua no Brasil.

As penalidades relativas ao descumprimento do conteúdo local estão na atual agenda de discussão dos diferentes atores envolvidos. Em vários países, a discussão dos governos e organismos multilaterais está relacionada com o desenvolvimento de diferentes incentivos, ao invés de penalidades, para a atração de investimentos e desenvolvimento de uma indústria parapetrolífera local, competitiva internacionalmente. No caso específico do Brasil, que tem ambições de um alto nível de conteúdo local, é fundamental buscar lições de experiências de promoção de CL, inclusive experiências mais antigas e melhor sucedidas, como o caso da Noruega. A seguir são apresentadas as melhores práticas e estratégias governamentais para avançar na política de conteúdo local no Brasil, a partir da experiência norueguesa, para manter a atratividade dos investimentos e minimizar os riscos econômicos envolvidos nos projetos de E&P de petróleo das operadoras.

### **5.1 Estratégias para avançar na política de conteúdo local no Brasil**

Não existe uma resposta simples sobre como uma política para fomentar o desenvolvimento da indústria parapetrolífera local pode ser bem sucedida mantendo a atratividade dos investimentos e diminuindo os riscos econômicos envolvidos nos projetos de

petróleo. É necessário que as empresas fornecedoras e o governo operem de forma a não diminuir a atratividade dos investimentos no negócio de petróleo. A história melhor sucedida é a da Noruega, na qual as empresas fornecedoras tem desenvolvido capacidade industrial, fornecendo à indústria de petróleo no nível global; a experiência do país é, contudo, impossível de replicar (Heum, 2008)<sup>40</sup>. Não obstante, a experiência da Noruega permite extrair lições para o caso do Brasil. A seguir são apresentados alguns dos avanços necessários mais relevantes na política nacional de promoção ao conteúdo local, equilibrando a relação riscos econômicos – recompensa para as operadoras:

- Com relação ao processo de negociação, os compromissos de conteúdo local deveriam ser assumidos em dois momentos: (i) nas rodadas de licitação, com compromissos de Conteúdo Local na fase de exploração, e (ii) no Plano de Desenvolvimento da Produção, com compromissos de Conteúdo Local na fase de desenvolvimento e produção. O processo negociado previamente com as operadoras, já sabendo o que elas conseguiriam ou não, permite a elas ter um maior controle sobre o que vão assumir. No processo, o governo e as operadoras deveriam discutir os planos de desenvolvimento dos campos, ou uma versão ampliada deste tipo de plano, incluindo as estratégias relacionadas com o desenvolvimento das operações, para chegar a um consenso sobre qual a melhor forma de considerar a eficiência de custos e a participação das empresas com atividades de valor agregado local.

Na apresentação das propostas, as operadoras podem realizar um plano de E&P do bloco que se adapte à estrutura de negócios das empresas fornecedoras locais quando for tecnicamente factível e puder ser justificado financeiramente, e entregar ao governo uma lista das empresas fornecedoras locais para escolher os equipamentos que sejam competitivos em preço, qualidade e prazo. As operadoras deveriam informar-se acerca das empresas acima de determinado tamanho que estão na lista de fornecedores para os contratos, e a agência do governo deve ter a autoridade para exigir que as empresas locais industrialmente qualificadas sejam incluídas na lista de fornecedores das operadoras. Por fim, as operadoras devem

---

<sup>40</sup> A capacidade industrial foi amplamente desenvolvida em áreas nas quais foi rápida e fácil a transformação e aplicação à indústria de petróleo, e a qual em adição poderia entrar a sua vez quando houve uma janela de oportunidades para novos entrantes.

apresentar sua sugestão de fornecedores à agência antes que o contrato seja executado. O papel da agência deve ser assegurar que as ofertas locais tenham sido consideradas, o que refletiria uma concorrência justa.

- A agência governamental levará em consideração o desempenho das operadoras em matéria de desenvolvimento das empresas fornecedoras locais como um fator de recompensa na adjudicação de novos contratos às operadoras, ou no caso de renovação das antigas licenças.

De forma similar às experiências de outros países, tais como Noruega, pode-se estabelecer que as operadoras com alto percentual ou que superem as metas de conteúdo local sejam favorecidas nas rodadas de licitações subsequentes. Ainda, podem-se definir diferentes incentivos às empresas fornecedoras locais que atinjam os níveis de competitividade esperados pelo governo, tais como descontos na participação especial de E&P (ONIP, 2011).

- Adaptar as decisões fiscais e regulatórias ao contexto econômico do país, procurando minimizar os riscos envolvidos e mantendo as linhas gerais do sistema regulatório de E&P. Uma possibilidade é através da mudança do percentual das alíquotas das participações governamentais e dos impostos, compensando o maior custo de contratação de fornecimento local. Um exemplo é o sistema tributário da Noruega, o qual é estruturado compreendendo que é importante captar rendas sem destruir os incentivos das operadoras.
- São necessários a permanência e o melhoramento dos centros de excelência tecnológica nos polos produtivos, com programas de inovação liderados pelos operadores de E&P competitivos internacionalmente<sup>41</sup> e coordenados entre os centros de pesquisa e institutos associados, nos quais seja realizada pesquisa industrial aplicada para o desenvolvimento de equipamentos fornecidos pela indústria fornecedora local (Ernst & Young, 2011).

Do mesmo modo, deve-se atrair investimento e tecnologia de empresas que atuem em nível global, no caso da dinâmica do mercado internacional concentrar o nível de oferta de forma a

---

<sup>41</sup> Com acesso a capital, com possibilidade de recrutamento de especialistas estrangeiros e de compra de empresas estrangeiras.

inviabilizar o desenvolvimento dos participantes locais, e gerar efeitos positivos sobre a cadeia (ONIP, 2011). Para isso, é necessário promover a adoção de processos de produção e equipamentos de ponta desenvolvidas em outros países, assim como desenvolver junto aos Comitês Brasileiros de Normalização Técnica a participação de empresas de pequeno e médio porte no processo de desenvolvimento de normas técnicas internacionais.

- Outro ponto importante é a simplificação e rediscussão das regras de conteúdo local, incluindo maior transparência e reduzindo custos e burocracia. É necessário simplificar o processo de certificação do conteúdo local, incluindo a elaboração da planilha onde é validado o real conteúdo local das atividades, e discutir com as empresas a possibilidade de negociação sobre compromissos contratuais assumidos, quando é comprovado que a indústria parapetrolífera nacional não tem condições de atender de forma competitiva a demanda das operadoras. Ainda, requer-se melhorar o nível de coordenação da política de conteúdo local: atualmente, uma grande quantidade de agentes públicos e privados atuam na concepção e implementação de ações relacionadas ao conteúdo local, sem necessariamente uma coordenação adequada.
- Precisa-se fomentar a participação majoritária da indústria parapetrolífera nacional, apoiando aquisições de equipamentos e serviços locais e incentivando aquisições que permitam acesso a mercados relevantes no cenário mundial. Do mesmo modo, deve-se desenvolver segmentos da cadeia com pouca presença local, tais como serviços de perfuração e operação de sondas, sísmica, engenharia básica, brocas e sistemas de turbo geradores (Oxford Analytica & Petrobras, 2010). Além disso, requer-se o incentivo da contratação local dos equipamentos definidos como prioritários para o desenvolvimento e de maior impacto na cadeia.

A política de conteúdo local pode incluir incentivos à exportação com foco não só em equipamentos, mas também em empresas e tecnologias, assim como incrementar a participação da cadeia local em projetos das operadoras no exterior, e financiar as empresas fornecedoras que vendam produtos certificados para projetos no exterior. A participação das vendas totais da Noruega fornecem informações iniciais acerca de quais setores da indústria

parapetrolífera no Brasil podem ampliar suas atividades e internacionalizar suas atividades (manufatura baseada na engenharia, operações marítimas, brocas, etc.).

Para tornar os fornecedores locais competitivos, são necessárias reformas de fundo, como a garantia da isonomia tributária, com desoneração e incentivos fiscais, que permitam às empresas fornecedoras locais as mesmas condições de isenção das empresas estrangeiras para o fornecimento de equipamentos e serviços (Câmara dos Deputados, 2012), e gerando medidas compensatórias / fundo para compensação tributária com recursos federais. Da mesma forma, reduzir a carga impositiva nos bens energéticos como objetivo de reduzir custos dos equipamentos e serviços locais.

Estas estratégias e melhores práticas devem desenvolver-se tendo em consideração que podem induzir outros tipos de riscos, tais como o desenvolvimento de uma indústria parapetrolífera 'extrativa' das oportunidades oferecidas na regulamentação (ou seja, uma indústria formada por um grande conjunto de pequenas empresas locais de curta-vida, pouco eficientes e de alto custo para as companhias petrolíferas) e o incremento de isenções, derivadas de procedimentos com alto conteúdo burocrático. Além disso, o setor fornecedor local pode consumir a riqueza investida pela indústria petrolífera ao invés de gerar valor agregado a ela, criar um ambiente de negócios que seja mais atrativo aos fornecedores menos eficientes e de alto custo, e atrasos de caráter burocrático assim como a apresentação de isenções. (Heum, P. 2008 e 2012; Heum, P. & Kasande, R. et. al. 2011). Não obstante, estes são temas de pesquisa para futuros trabalhos na área de conteúdo local.



## 6 REFERENCIAS

Almeida, E., Coimbra, V. 2012. Modelagem Econômica e Fiscal de Projetos Petrolíferos: Impacto do REPETRO sobre a Rentabilidade de Projetos. Texto para Discussão 001. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) / Grupo de Economia da Energia, Instituto de Economia, UFRJ.

ANP. 2013a. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2013. Brasil.

\_\_\_\_\_. 2013b. Edital de licitações para a outorga dos contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural – Décima primeira rodada de licitações. Brasil.

\_\_\_\_\_. 2012. Brazil's Regulatory Framework: Challenges of a rapidly expanding petroleum industry. Magda Chambriard. Brasil.

Apex-Brasil. 2013. Setores de atuação: máquinas e equipamentos. Disponível em: <http://www.apexbrasil.com.br/portal/>. Acesso em: 04 dez. 2013.

Bain & Company. 2009. Regimes jurídico-regulatórios e Contratuais de E&P de petróleo e gás natural (Relatórios I-2 e I-8). Brasil.

BP. 2013. BP Statistical Review of World Energy June 2013.

Brander, J., & Spencer, B. 1985. Export Subsidies and International Market Share Rivalry. *Journal of International Economics* 18, pp. 83–100.

Bret-Rouzaut N., Favennec J. (coord.) 2011. Petróleo e Gás: como produzir e a que custo. Editado por Center for Economics and Management (IFP-School); coordenação da edição brasileira Edmilson Moutinho dos Santos. 2da ed. rev. e ampl. Rio de Janeiro: Synergia.

Câmara dos Deputados. 2012a. Desafios da indústria brasileira frente à competitividade internacional. Brasil.

\_\_\_\_\_. 2012b. Discurso Deputado Luiz Couto, Sessão: 229.2.54.O, 28/8/2012. Disponível em: <[www.camara.gov.br](http://www.camara.gov.br)>. Último Acesso em Fevereiro de 2013. Brasil.

Chiu, C.Y. & Chan P. 1998. Capital Budgeting Decisions with Fuzzy Projects. *Engineering Economists* 43, pp. 125–150.

Ernst & Young. 2013. Turn risks and opportunities into results: Exploring the top 10 risks and opportunities for global organizations (Global report). Reino Unido.

Ernst & Young Terco, Fundação Getulio Vargas. 2011. Brasil sustentável: perspectivas dos mercados do petróleo, etanol e gás. Brasil.

Finep. 2014. Inova Petro. Em: [http://www.finep.gov.br/pagina.asp?pag=programas\\_inovapetro](http://www.finep.gov.br/pagina.asp?pag=programas_inovapetro). Data de consulta: 10/01/2014.

Fishman, A. 2007. Petroleum in Brazil: Petrobras, Petro-Sal, Legislative Changes & the Role of Foreign Investment. EUA.

FNI. 2013. Governance challenges to Chinese oil companies: From global geopolitics to local content and stakeholder consultation: apresentação Beijing New Century Academy on Transnational Corporations -Workshop at Kempinski Hotel, Beijing, 10 January 2013

Fojse, S., Jaobsen, E., Espelien, A. 2010. Internasjonalisering av norske offshoreleverandører (Internationalisation of Norwegian offshore suppliers) (em noruegues). Menon, publicação No. 9 de 2010. Noruega.

Giacotto, C. 1984. A Simplified Approach to Risk Analysis in Capital Budgeting with Serially Correlated Cash Flows. *Engineering Economists* 29, pp. 273–286.

Glasserman, P. 2004. Monte Carlo Methods in Financial Engineering. Springer.

Glomsrød S. & Linhold L. 2004. The Petroleum Business Environment: A Reader's Digest. Statistics Norway, Research Department. Noruega.

Government of Western Australia. 2011. Local Content Report. Australia.

Grossman, G. M. 1981. The theory of domestic content protection and content preference. *Quarterly Journal of Economics* 96, 583–603.

Heum, P. 2012. Como avaliar a bondade da política industrial (em Noruego). Noruega.

\_\_\_\_\_. 2008. Local Content Development – experiences from oil and gas activities in Norway. Institute for Research in Economics and Business Administration. Noruega.

Heum, P. & Kasande, R. et. al. 2011. Policy and Regulatory Framework to Enhance Local Content: Yardsticks and Best Practice. Noruega.

Heum P. & Mwakali J. A. et. al. 2011. Enhancing National Participation in the Oil and Gas Industry in Uganda. SNF-Report No 13/11, SNF project No 1286: “Local Content in Uganda”. Institute for Research in Economics and Business Administration. Noruega.

Hirschman, A. 1958. *The Strategy of Economic Development*. New Haven, CT: Yale University Press.

Hufbauer, G. & Schott, J. 2013. *Local Content Requirements: a global problem*. Peterson Institute for International Economics, Washington, DC.

INTERNATIONAL MONETARY FUND (IMF). 2012. Brazil: 2012 Article IV Consultation—Staff Report; Public Information Notice on the Executive Board Discussion; and Statement by the Executive Director for Brazil. *Informações estatísticas da Indústria*. <http://200.189.102.61/SIEE/>

IQPC. 2006. Norwegian Petroleum “Local Content” and the Relevance to Iran. *Global Local Content Summit for Oil and Gas 2006: Build long-term measurable strategies for sustainable growth*. October 26 – 27. Último Acesso em Janeiro de 2014. Brasil.

Johnston, D. 1994. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Penn Well Books. EUA.

Kazzazi, A. & Nouri, B. 2012. A conceptual model for local content development in petroleum industry. *Management Science Letters* 2, pp. 2165–2174.

Klueh, U., Gonzalo, P., Alonso, S., & Walter, Z. 2007. *Inter-sectoral Linkages and Local Content in Extractive Industries and Beyond: The Case of São Tomé and Príncipe*. Working Paper. Fondo Monetário Internacional. EUA.

Krishna, K. & Itoh, M. 1988. Content Protection and Oligopolistic Interactions. *The Review of Economic Studies*, Vol. 55, No. 1 (Jan), pp. 107-125.

Kumar, D. H., 2011. Understanding stakeholders’ perspective of cost estimation in project management. *International Journal of Project Management* 29, pp. 622 – 636.

Laufer, A. 1997. *Simultaneous Management*. American Management Association EUA.

Lessard, D. & Lucea, R. 2009. Embracing risk as a core competence: The case of CEMEX. *Journal of International Management* 15, pp 296 – 305.

Millard, P. 2012. Petrobras Output Target at Risk as Brazil Favors Local Business. Em: *Businessweek*, Marco 13 de 2012. Disponível em: <http://www.businessweek.com/news/2012-03->

13/petrobras-output-target-at-risk-as-brazil-favors-local-business. Último acceso: janeiro de 2013.

Miller, R. & Lessard, D. 2001. Understanding and managing risk in large engineering projects. *International Journal of Project Management* 19, pp 437 – 443.

MME. 2013a. A Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/spg/menu/Institucional/a\\_spg.html](http://www.mme.gov.br/spg/menu/Institucional/a_spg.html). Acesso em: 04 dez. 2013.

\_\_\_\_\_. 2013b. A Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/spe/menu/institucional/a\\_spe.html](http://www.mme.gov.br/spe/menu/institucional/a_spe.html). Acesso em: 04 dez. 2013.

MPE & NPD. 2013. Facts 2013 The Norwegian Petroleum Sector. Noruega.

Nordås H. K., Vatne E. & Heum P. 2003. The upstream petroleum industry and local industry development: a comparative study. SNF Report No. 08/03, SNF project No 4245: “Private Sector Development in the Nigerian Upstream Industry”. Institute for Research in Economics and Business Administration. Noruega.

North, Douglas C. 1990. *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*. EUA.

Norway Statistics. 2012. *Statistical Yearbook of Norway 2012*. Noruega.

MPE. 2013a. Agreement Concerning Petroleum Activities. Noruega.

\_\_\_\_\_. 2013b. The Norwegian Model: Evolution, Performance and Benefits. Speech Minister of Petroleum and Energy, Mr Ola Borten Moe at "The Norwegian Experience in the Oil and Gas Sector" Seminar in Mexico, 8 May 2013

\_\_\_\_\_. 2012. Perspectives on Norwegian oil and gás. Speech by Minister of Petroleum and Energy Mr. Ola Borten Moe at Oslo Energy Forum, Holmenkollen Park Hotel, February 10. 2012. Noruega.

\_\_\_\_\_. 2010. The Brazilian market Seen from a Norwegian Perspective. Breakfast Network Meeting, Rio de Janeiro. Key note by Minister of Petroleum and Energy, Mr Terje Riis Johansen at the Breakfast Network Meeting at Rio Oil and Gas 2010, Rio de Janeiro.

NPD. 2011. An industry for the future – Norway’s petroleum activities. White paper. Noruega.

Obel B. & Vander Weide J. 1979. On the Decentralized Capital Budgeting Problem under Uncertainty. *Management Science* 25, pp. 873–883.

Olsen, W. 2010. Local content workshop: Developing a Highly Successful National Content Strategy. Apresentação do CWC School of Energy, para a Ganha Summit Oil & Gas, 22-24 Marco, Accra.

ONIP. 2011. Oportunidades e Desafios da Agenda de Competitividade para Construção de uma Política Industrial na Área de Petróleo: Propostas para um Novo Ciclo de Desenvolvimento Industrial: Apresentação. Brasil.

Oxford Analytica & Petrobras. 2010. The impact of Pre-Salt: a long-term perspective. Reino Unido.

Paduan, R. O maior desafio do país. Revista Exáme. Edição 1019: Pré-Sal e a nova economia brasileira. 27/06/2012.

Petrobras. 2013. Tecnologia para ir além. Em:  
<http://relacionamento.petrobras.com.br/otc2013/Tecnologia>. Data de consulta: 10/01/2014.

\_\_\_\_\_. 2012. Plano de Negócios da Petrobrás 2012-2016 Road Show: Apresentação. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br>. Acesso em: 10/01/2013.

\_\_\_\_\_. 2004. Criado o Procap, para produção no mar: Sylvia Maria Couto dos Anjos. Em:  
<http://memoria.petrobras.com.br/depoentes/sylvia-maria-couto-dos-anjos/criado-o-procap-para-producao-no-mar#.UwFcIIU1-BA>. Data de consulta: 10/01/2014.

Presidência da República. Lei Nº 12.351, de 22 de Dezembro de 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.

\_\_\_\_\_.Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998: Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências.

\_\_\_\_\_. Lei Nº 9.478, de 6 de Agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

\_\_\_\_\_. 1988. Constituição da República Federativa do Brasil. Brasil.

PRONIMP. 2010. *6th Global Local Content Summit London – UK - September 2010*: Apresentação. Brasil.

- Rystad Energy. 2012. Internasjonal omsetning fra norske oljeserviceselskaper (International revenues from the Norwegian oil service companies) (em Noruego). Noruega.
- Sasson, A. & Blomgren, A. 2011. Knowledge Based Oil and Gas Industry. Research Report 3. BI Norwegian Business School, Department of Strategy and Logistics. Noruega.
- Slaibe P., F. 2009. Regime Fiscal, Investimento em Petróleo e Opções Reais. *Economia Aplicada*, v.13, n.2, 2009, pp. 207 -230.
- Statistisk Sentralbyr (Statistics Norway). 2013. Output by kind of main activity at basic values. Current prices. NOK million (2007-2012). Noruega.
- Statoil AS. 2012. Annual Report. Noruega.
- Stortinget. 2012. Constituição do Reino da Noruega (1814) [com emendas]. Noruega.
- Tolmasquim, M., Queiroz, H. 2011. Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo. Synergia Editora. Brasil.
- Tordo, S., Warner, M., Manzano, O. & Anouti, Y. 2013. Local Content Policies on the Oil and Gas Sector. The World Bank. EUA.
- Tordo, S., Tracy, B & Arfaa, N. 2011. National Oil Companies and Value Creation. Volumes I e II. The World Bank. EUA.
- Tordo, S., Johnston, D. 2009. Petroleum Exploration and Production Rights: Allocation Strategies and Design Issues. World Bank Working Paper 179/09. World Bank. EUA.
- Tseng Chung-Li, Lin Kate Y., Sundararajan Satheesh K. 2005. Managing Cost Overrun Risk in Project Funding Allocation. *Annals of Operations Research* 135, pp. 127 – 153.
- Veloso, M. 2006. Understanding Local Content Decisions: Economic Analysis and an Application to the Automotive Industry. *Journal of Regional Science*, Vol. 46, No. 4, pp 747–772.
- Wells J. & Hawkins J. 2008. Increasing local content in the procurement of infrastructure projects in low income countries (Briefing note). ICE (Institution of Civil Engineers). Reino Unido.