

# Políticas públicas na indústria petrolífera: experiências internacionais e o caso brasileiro

Oswaldo Guerra\*

Doutor em Ciências Econômicas pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp); mestre em Economia pela Universidade Federal da Bahia (UFBA). Professor associado da Faculdade de Economia da UFBA.

## Resumo

O modelo regulatório vigente na indústria brasileira de petróleo e gás estabelece cláusulas de conteúdo local que são articuladas com outros instrumentos de política pública com o intuito de fomentar o desenvolvimento de fornecedores locais de bens e serviços, a geração de novos empregos, o treinamento e a qualificação dos trabalhadores, assim como o aumento do nível tecnológico do país. A principal conclusão que se chega neste artigo é que essa estratégia guarda correspondência com o que se observa internacionalmente e que, na quase totalidade dos casos, essas políticas públicas são usadas como uma forma de evitar a "maldição dos recursos naturais".

**Palavras-chave:** Políticas públicas. Indústria de petróleo e gás. Maldição dos recursos naturais.

## Abstract

*The current regulatory model in Brazilian oil and gas industry provides local content clauses that are articulated with other public policy instruments in order to foster the development of local suppliers of goods and services, generating new jobs, training and qualification workers, as well as increasing the technological level of the country. The main conclusion is reached in this article is that this strategy keeps correspondence with what is observed internationally and that, in almost all cases, these public policies are used as a way to avoid the "curse of natural resources".*

**Keywords:** Public policies. Oil and gas industry. Curse of natural resources.

## INTRODUÇÃO

O modelo regulatório vigente na indústria brasileira de petróleo e gás estabelece que as empresas vencedoras das rodadas de licitação para a concessão de direitos de exploração e produção (E&P) devem assegurar preferência à contratação de fornecedores locais sempre que as ofertas destes apresentem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores internacionais. A cláusula de conteúdo local visa fomentar a cadeia de fornecedores de bens e serviços para a indústria petrolífera brasileira, a chamada indústria parapetrolífera, e a capacitação técnica dos trabalhadores nacionais.

Uma das motivações para o uso desse e de outros instrumentos de políticas públicas na indústria petrolífera é o reconhecimento, registrado na literatura econômica, de que reservas de recursos naturais não têm a capacidade de tornar, automaticamente, os países que as detêm prósperos. Alguns países ricos em recursos naturais não conseguiram tirar proveito disso e acabaram por apresentar, ao longo de sua história, baixas taxas de crescimento econômico. Essa situação, denominada maldição dos recursos naturais, decorreria, muitas vezes, do grande volume de divisas obtido com a exportação de recursos naturais e a consequente apreciação excessiva da moeda local. Essa apreciação facilitaria importações, que, por sua vez, desestimulariam outros investimentos industriais, provocando desindustrialização, aumento do desemprego e queda nos lucros como proporção da renda nacional.

Os adeptos do livre mercado criticam tais instrumentos, especialmente a cláusula de conteúdo local, por considerá-los protecionistas. Eles distorceriam os sinais emitidos pelo mercado, gerando, em consequência, uma má alocação de recursos. Os liberais costumam defender que o papel do governo é estabelecer regras claras e deixar as empresas caminharem por conta própria. Essa visão reflete uma tradição que remete a Adam Smith (1723-1790) e continua presente nos manuais de economia. Ela

também faz parte da retórica governamental de alguns países, particularmente os de tradição anglo-americana.

Já os neomercantilistas, que enxergam a aliança entre governo e empresas como crucial para o bom desempenho econômico e a harmonia social, defendem o uso dessas medidas. Nesta ótica, a dicotomia entre Estado e empresas é falsa e a mão visível do Estado, materializada em políticas industriais e comerciais, é bem vista. Essa abordagem reflete uma tradição ainda mais antiga, que se origina nas práticas mercantilistas dos séculos XVI e XVII. Os mercantilistas acreditavam no papel econômico ativo do Estado para promover exportações, desencorajar importações de produtos acabados e estabelecer monopólios comerciais que enriquecessem tanto as empresas como os reinos<sup>1</sup>.

Isto não significa dizer que as práticas mercantilistas devam ser idealizadas. Alguns possíveis efeitos nocivos são fáceis de visualizar: os governos podem dar tratamento preferencial a empresas ineficientes, garantindo não o crescimento econômico, mas sim rendas para grupos privilegiados; o protecionismo, mesmo que inicialmente bem-sucedido, pode gerar acomodação empresarial e uma competitividade espúria, baseada em produtos com baixa qualidade e preços altos; a busca obsessiva por superávits no balanço comercial costuma desencadear conflitos com os parceiros comerciais; e a efetividade das políticas mercantilistas depende, em parte, da ausência de políticas similares em outros países (GROSSMAN, 1981; PORTER, 1993; KRUGMAN; OBSTELD, 2001).

Esses possíveis efeitos nocivos podem ter contribuído para que, em determinadas épocas, Adam Smith e seus seguidores vencessem a batalha intelectual. Todavia, na realidade dos mais distintos países, as evidências mostram histórias bem distantes do mundo guiado pela mão invisível idealizado pelos liberais. Na cadeia produtiva da indústria de petróleo

<sup>1</sup> Para maiores detalhes a respeito das visões liberais e protecionistas, consulte-se Rodrik (2011).

e gás, foco deste artigo, práticas protecionistas, a exemplo de cláusulas de conteúdo local, articuladas com outros instrumentos de políticas públicas, são encontráveis mesmo em países que, retoricamente, defendem ideias liberais, constituindo-se, assim, em um claro exemplo de desvio dos princípios idealizados.

Isto posto, o objetivo deste artigo é duplo: examinar as políticas públicas utilizadas na indústria petrolífera brasileira e avaliar se o uso dessas políticas guarda correspondência com o que se observa internacionalmente. Para atingi-lo, além desta introdução, o artigo conta com mais quatro seções. Na próxima, é feita uma apresentação da maldição dos recursos naturais e a motivação que ela provoca para o uso de políticas públicas na indústria petrolífera. Na seção três, as características básicas existentes nos modelos regulatórios de países selecionados e a presença de cláusulas de conteúdo local nesses modelos, bem como de outros instrumentos de políticas públicas usados para fomentar a indústria parapetrolífera, são expostas. Na seção quatro, o foco volta-se para o Brasil, e o mesmo procedimento metodológico adotado na seção anterior é seguido. Por fim, na seção cinco, as principais conclusões são apresentadas.

#### GESTÃO DE RESERVAS PETROLÍFERAS: MALDIÇÃO DE RECURSOS NATURAIS OU PROSPERIDADE?

A literatura econômica reconhece que reservas de recursos naturais não têm a capacidade de resolver, automaticamente, os problemas decorrentes da falta de recursos financeiros e, assim, tornar os países que as detêm prósperos. A experiência internacional indica que alguns países ricos em recursos naturais não conseguiram tirar proveito deles e acabaram por apresentar, ao longo de sua história, taxas de crescimento econômico inferiores às de

países similares, embora desprovidos dos mesmos recursos naturais. Essa situação passou a ser denominada de maldição dos recursos naturais<sup>2</sup>.

#### Apesar dos vários exemplos históricos, a maldição dos recursos naturais é muitas vezes associada, exclusivamente, com o caso da "doença holandesa"

Apesar dos vários exemplos históricos, a maldição dos recursos naturais é muitas vezes associada, exclusivamente, com o caso da "doença holandesa". As descobertas de gás natural no Mar do Norte, no final dos anos 1950, e o grande volume de divisas obtido, nas décadas de 1960 e 1970, com sua exportação teriam provocado os seguintes efeitos sobre a economia holandesa: apreciação excessiva da moeda, facilitando importações que desestimulariam outros setores industriais e provocaram estagnação na produção; aumento do desemprego; e queda nos lucros como proporção da renda nacional.

Essa não é, todavia, a única forma de o desempenho econômico ser afetado negativamente pela maldição dos recursos naturais. Em alguns países, não só a economia, mas também a política interna e a diplomacia foram corroídas e reduziram-se à disputa da renda do petróleo entre elites e lideranças políticas, enquanto crescia a desigualdade, a violência política e o autoritarismo. Além disso, diante do elevado fluxo de recursos, pode haver descuido com a gestão econômica e redução de incentivos para poupança e investimentos de um modo geral e, em particular, em capital humano, em função de rendas que não advêm de salário e sim de transferências e gastos sociais.

Mas existem também casos de sucesso na gestão de reservas petrolíferas, sendo que o mais citado é o da Noruega. A sociedade norueguesa teria aprendido duas importantes lições com a experiência de outros países: a exploração de recursos naturais com forte demanda externa, quando deixada apenas aos cuidados do mercado, tende a produzir uma valorização cambial que, no curto prazo, diminui

<sup>2</sup> Ver a respeito Furtado (2008) e Xavier (2011).

a competitividade de outros setores da economia e, a médio e longo prazo, reduz o bem-estar social; e a proteção bem escolhida, temporária e com contrapartidas pode criar vantagens competitivas definitivas (LARSEN, 2006).

O que essas experiências mostram é que a ocorrência ou não da maldição depende da maneira como as reservas naturais são geridas<sup>3</sup>. Essa gestão envolve muitas deci-

sões, tais como: modelos de contratos para exploração e produção; destinação dos recursos que cabem ao Estado; e repartição dos resultados entre empresas, Estado e unidades da Federação. Todas elas estão subordinadas a uma decisão estratégica inicial: o tempo de exploração das reservas, o ritmo no qual a sociedade pretende transformar em dinheiro suas reservas de petróleo e o destino da produção.

Os interesses do país e de seus habitantes podem não coincidir com os do mercado. Afinal, o mercado não tem compromissos sociais. Muitas vezes, a mão visível do Estado, ao adotar políticas públicas que podem contemplar medidas protecionistas, remete as ideias liberais para o plano da retórica. Nesse contexto, o mais desejável pode ser produzir não tanto quanto dizem as possibilidades técnicas e a viabilidade econômica no curto prazo, mas sim o adequado às necessidades de desenvolvimento em longo prazo. No caso da indústria petrolífera, a superação da dependência dos combustíveis fósseis ainda é um sonho, por desejável que seja. As alternativas ainda são limitadas (como os biocombustíveis) ou perigosas (como a energia nuclear). Apostar que o petróleo terá um substituto perfeito no médio prazo e tratar de extrair imediatamente tanto petróleo quanto puder ser vendido não é sensato – embora seja preciso continuar a investir nas alternativas e não custe torcer por novidades substanciais.

Longe de ser trivial, o problema do tempo de exploração das reservas minerais é muito debatido

na literatura especializada. Uma importante referência é o trabalho de Hotelling (1931). Ele demonstra que a velocidade ideal de exploração das reservas depende do valor que a sociedade atribui ao futuro.

Se o futuro for considerado valioso, o ritmo de exploração deverá ser mais lento. Se o futuro tiver relativamente pouco valor, a exploração deverá ser mais rápida.

Como bem aponta Ghirardi (2008), a resposta de Hotelling deixa, todavia, outras perguntas sem resposta. A qual valor e a qual sociedade ele se refere? O valor para as sociedades detentoras das reservas pode ser distinto daquele atribuído por sociedades produtoras e/ou grandes consumidoras de combustível. O problema do ritmo de extração de reservas vai muito além da literatura técnica especializada. Ele é essencialmente político, porque trata de interesses coletivos conflitantes. Não há segredo nisso: esse conflito costuma ser explicitado em vários pronunciamentos durante os mais diversos eventos internacionais da indústria do petróleo. A disputa se dá entre os dois campos em que se divide hoje o negócio petrolífero: a OCDE e as empresas internacionais; e a OPEP com as empresas estatais. Cada grupo propõe que o outro desenvolva primeiro suas reservas e, respaldados por argumentos técnicos e políticos, se alternam num bilionário jogo de empurra.

Sendo assim, a definição do modelo regulatório tem grande importância para os países detentores de reservas de hidrocarbonetos, pois, entre outros aspectos, ele dispõe sobre o ritmo e as condições de exploração, produção e comercialização do petróleo, a forma de acesso à renda petrolífera, e pode permitir delinear uma ampla política industrial e social. Como se verá a seguir, não existe um modelo único, e a escolha por um deles exige, por parte das diversas sociedades, debates de modo a conciliar interesses muitas vezes conflitantes.

## MODELOS REGULATÓRIOS<sup>4</sup>

### Características básicas

Um modelo regulatório de E&P de hidrocarbonetos estabelece a maneira como o Estado disciplina as atividades da indústria de petróleo e gás, apropria-se da renda petrolífera e se relaciona com os diversos agentes que compõem essa indústria. A seguir, é feita uma breve apresentação das características básicas presentes nos quatro principais modelos existentes no mundo.

#### a. Concessão

O Estado ou a autoridade competente concede direitos exclusivos de E&P de uma área contratada a uma companhia petrolífera (CP), de capital nacional ou internacional. As CPs possuem exclusividade no exercício das atividades, obrigando-se, contudo, por sua conta e risco, a realizar todos os investimentos necessários para tal. Em contrapartida, elas ganham a propriedade do petróleo e do gás natural efetivamente produzido e podem dispor livremente dessa produção. Alguns países, diante do caráter estratégico desses produtos, instituem cláusulas de prioridade ao abastecimento do mercado interno. Nesse modelo, o Estado não participa diretamente das atividades de E&P<sup>5</sup> e, portanto, não recebe pela venda dos produtos. Sua receita petrolífera origina-se do pagamento de tributos e participações governamentais (geralmente *royalties*) feito pelas concessionárias. Cabe ainda ao Estado ou órgão competente acompanhar e fiscalizar as operações desenvolvidas pelas concessionárias. Esse modelo, largamente utilizado entre os anos

1930 e 1970, foi decisivo para garantir o forte crescimento da indústria petrolífera mundial e se caracterizava, àquela época, pela grande extensão das áreas de concessão, soberania limitada para o Estado outorgante da concessão e controle quase total por parte das CPs da programação e do modo pelo qual as reservas de hidrocarbonetos eram desenvolvidas e produzidas<sup>6</sup>. A concessão é o modelo principal no Brasil, EAU, EUA, Noruega e Rússia.

#### b. Partilha de produção

O Estado permanece com o direito às reservas petrolíferas, mesmo depois de retiradas do subsolo por uma empresa nacional ou internacional, que conduz as atividades de E&P na área contratada por sua própria conta e risco. Caso encontre reservas comercializáveis, a empresa recupera os custos e os investimentos exigidos nas fases de exploração, desenvolvimento e produção a partir do "petróleo de custo" (*cost oil*), que, em geral, representa uma parcela fixa da produção. O petróleo remanescente é chamado de "petróleo de lucro" (*profit oil*), sendo dividido, a depender da fórmula estabelecida no contrato, entre o Estado e a contratante. No modelo de partilha, o Estado participa diretamente das atividades de E&P, usualmente através de uma empresa de petróleo controlada por ele, podendo atuar como operador ou mero parceiro investidor em áreas operadas por uma empresa privada. Ainda que possa existir, não é comum nesse modelo de contrato o pagamento de *royalties* ao Estado antes da divisão da produção do petróleo de custo e de lucro, bem como a cobrança de demais impostos sobre o petróleo de lucro. A partilha é adotada como modelo principal em Angola, Arábia Saudita, Indonésia e Nigéria.

<sup>3</sup> O capítulo, a partir desse ponto, baseia-se em Ghirardi (2008).

<sup>4</sup> Este capítulo apoia-se fundamentalmente no trabalho da Bain & Company e Tozzini Freire Advogados (2009). Outras referências utilizadas foram Lima (2011), Xavier (2011), Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos (2008) e Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2007).

<sup>5</sup> Em alguns países, todavia, o envolvimento do Estado nas atividades de E&P se dá de forma direta, através do controle total ou de participação acionária majoritária em companhias nacionais de petróleo.

<sup>6</sup> Ver a esse respeito Alveal (2003) Al-Attar e Alomair (2005).

## c. Contrato de serviços

O modelo de contrato de serviços é adotado, tradicionalmente, em países nos quais as atividades de E&P são de responsabilidade de uma petrolífera estatal. As companhias petrolíferas privadas têm pouco ou nenhum acesso às reservas de hidrocarbonetos. As companhias petrolíferas que aceitam prestar serviços a uma petrolífera estatal não correm qualquer risco (serviço sem risco) nas atividades de E&P, e o pagamento costuma ser feito em espécie, sendo, portanto, independente da descoberta de reservas. Empresas petrolíferas que desejam ter acesso às reservas de determinado país para posterior comercialização do hidrocarboneto produzido não costumam se interessar por contratos de serviço sem risco. Existem, todavia, empresas privadas de petróleo que aceitam firmar esse tipo de contrato com a petrolífera estatal do país proprietário de reservas, como ocorre no México e Irã. Nesse caso, os objetivos perseguidos podem ser: adquirir conhecimento tecnológico e geológico; operar em países com grandes reservas de petróleo; e estabelecer relacionamento com a estatal e o governo local. Convém destacar que existem também contratos de serviços com cláusula de risco. Atualmente em desuso, eles foram utilizados por petrolíferas estatais no Brasil (entre 1953 e 1997), México (anos 1950), Irã e Iraque (anos 1960). Nesse caso, as empresas privadas de petróleo são contratadas para realizar atividades de exploração, por sua própria conta e risco, com o objetivo de encontrar reservas comercializáveis. Se nada for encontrado, elas nada recebem. Em caso de êxito, e uma vez iniciada a produção, a operação costuma ser transferida para a petrolífera estatal, que, em contrapartida, remunera a empresa contratada com uma parcela da produção ou dá um desconto no preço de compra do hidrocarboneto. Ou seja, nessa

modalidade de contrato, as prestadoras de serviços detêm acesso, ainda que limitado, às reservas dos países produtores.

## d. Joint venture

Esse último modelo, pouco usado na indústria mundial de petróleo, costuma ser encontrado em países nos quais existe uma petrolífera estatal que detém o direito originário de realizar atividades de E&P. Ele se efetiva através da constituição de uma sociedade de propósito específico (SPE) entre a estatal e uma petrolífera privada. Atualmente, ele só é adotado na Venezuela, ainda que exista a previsão legal para o mesmo modelo em Angola. Entre as décadas de 1970 e 1990, ele foi utilizado na Nigéria.

Em suma, a propriedade do hidrocarboneto, a remuneração do Estado, o papel das companhias petrolíferas, o papel do Estado e os riscos são os principais diferenciadores entre os quatro modelos regulatórios acima expostos.

**Conteúdo local**

Assim como podem ser identificados elementos diferenciadores entre modelos regulatórios, existem também aspectos que dizem respeito à relação entre Estado e CPs que independem do modelo regulatório, tais como escolha e contratação das CPs; propriedade das instalações usadas pelas CPs nas atividades de E&P; dispositivos de revisão contratual; controles sobre a produção e a comercialização; acordos de unitização; e conteúdo local, item de interesse deste artigo.

Alguns países detentores de reservas naturais impõem às CPs, em seus respectivos modelos regulatórios, o cumprimento de cláusulas visando estimular a cadeia local de suprimento para a indústria petrolífera, a geração de novos empregos, o treinamento e a qualificação da mão de obra local, assim como o aumento do nível tecnológico do país. Tais imposições costumam contemplar a aquisição de materiais, equipamentos, maquinaria e bens

de consumo de produção nacional, a contratação de prestadores de serviços locais, a transferência de tecnologia e a restrição ao uso de mão de obra estrangeira.

Os países a serem a seguir examinados foram selecionados pela Bain & Company e Tozzini Freire Advogados (2009) pelo critério de tamanho das reservas e volume de

produção e por se constituírem em casos especiais. Os escolhidos pelo primeiro critério foram Arábia Saudita, Emirados Árabes, EUA, Nigéria, Rússia e Venezuela. Irã, Iraque e Kuwait, que poderiam ser incluídos por esse critério, não foram selecionados, pois adotam modelos similares aos países escolhidos na região. O mesmo ocorreu com a China e o Canadá. O primeiro pela dificuldade de se obterem dados confiáveis e o segundo pela similaridade com o caso norte-americano. Quanto aos casos especiais, Angola foi selecionada por ser considerada um exemplo recente de sucesso na adoção do modelo de partilha para áreas *offshore*, ainda que lá se usem também os modelos de concessão e serviços; a Indonésia, por possuir uma das indústrias petrolíferas mais antigas do mundo e ser pioneira no uso do modelo de partilha, tendo sido, portanto, referência para outros países que o utilizam; o México, por ser o segundo maior produtor da América Latina, ser grande fornecedor dos EUA, ter uma estatal (Pemex) que detém o monopólio das atividades de E&P e ser usuário do modelo de serviços; e a Noruega, por ser a segunda produtora de petróleo e gás da Europa, um dos países líderes em tecnologia de E&P *offshore* e ter seu modelo regulatório apoiado, unicamente, na concessão.

Em Angola, a Sonangol (estatal petrolífera do país) e as CPs devem adquirir materiais, equipamentos, maquinaria e bens de consumo de produção local, da mesma ou sensivelmente da mesma qualidade e que estejam disponíveis para venda e entrega em devido tempo, a preços não superiores a mais de 10% do custo dos importados, incluindo

os custos de transporte, seguro e encargos aduaneiros. Elas devem também contratar prestadores de serviços locais, desde que esses serviços sejam idênticos aos disponíveis no mercado internacional

e os seus preços, quando sujeitos aos mesmos encargos fiscais, não sejam superiores em mais de 10% aos preços praticados por fornecedores estrangeiros.

Na Arábia Saudita existem apenas regras para incentivar a contratação de sauditas por empresas privadas. Todo estabelecimento que empregue 20 pessoas ou mais é obrigado a aumentar a mão de obra saudita ao menos em 5% anualmente. Tal percentual deve ser ajustado à disponibilidade da mão de obra nacional.

Nos Emirados Árabes Unidos (EAU), as regras de conteúdo local são específicas de cada contrato de concessão. Em um contrato firmado em 1981 entre o governo de Abu Dhabi, responsável por mais de 90% da produção dos EAU, e algumas CPs estabeleceu-se que elas eram obrigadas a priorizar a contratação de nacionais e/ou outros cidadãos árabes e treiná-los, possibilitando, desta forma, a transferência de tecnologia e conhecimento por parte das CPs, ainda que não existisse qualquer percentual previamente estabelecido para a contratação e treinamento.

Não há qualquer exigência de conteúdo local nos EUA. Uma exceção é a possibilidade de o petróleo adquirido pelo governo federal – sob a forma de pagamento *in natura* de *royalties* ou participação dos lucros líquidos – ser vendido às refinarias de menor porte que não tenham acesso a tais suprimentos, a preços diferenciados. Trata-se de um incentivo à industrialização do petróleo.

Na Indonésia, as CPs devem priorizar o uso de mão de obra, bens e serviços locais, incluindo aqueles relativos a *design* e engenharia, sempre que os mencionados itens possuírem preço, prazo e qualidade iguais àqueles providos pelos fornecedores estrangeiros. Adicionalmente, os contratos de par-

tilha obrigam as CPs a treinarem os trabalhadores locais, inclusive para cargos de gerência e chefia, sendo que os gastos com treinamento podem ser incluídos como custos operacionais recuperáveis via *cost oil*.

No México, os prestadores de serviços contratados pela Pemex devem dar preferência à aquisição de bens e serviços de origem mexicana, desde que tais bens e serviços sejam competitivos em preço, qualidade, prazo de entrega e quaisquer outras condições relevantes, quando comparados àqueles oferecidos por fornecedores estrangeiros. Nos procedimentos de contratação de obras públicas e serviços relacionados elas, as contratantes deverão optar, em igualdade de condições, pelo emprego de recursos humanos do país. A lei mexicana estabelece, caso a caso, a porcentagem de conteúdo local aplicável. Os contratos de serviços aplicáveis no México preveem a obrigação de o prestador de serviços executar um programa de treinamento, com o intuito de garantir que os cidadãos mexicanos adquiram qualificação e experiência suficientes para a realização dos trabalhos que a indústria petrolífera necessita.

Na Nigéria, os mecanismos de incentivo são estabelecidos pela divisão de conteúdo daquele país, criada em 2005, juntamente com um sistema de qualificação conjunta que disponibiliza às CPs, no processo de contratação, um banco de dados de empreiteiros e fornecedores locais de bens e serviços para a indústria de petróleo, agilizando, assim, o processo de pré-qualificação. As políticas de conteúdo local também incluem contratação e capacitação de cidadãos nigerianos.

Os mecanismos de incentivo ao conteúdo local na Noruega sofreram alterações ao longo do tempo. Inicialmente, o Ministério do Petróleo e Energia garantia preferência de contratação aos fornecedores noruegueses de bens e serviços, desde que seus preços, qualidade e prazo de entrega fossem equi-

valentes aos dos concorrentes estrangeiros. Com o ingresso da Noruega no Espaço Econômico Europeu (EEA), em 1994, entrou em vigor o livre movimento de produtos e mercadorias, de serviços, de pessoas e trabalhadores e de capital. O acordo do EEA proíbe qualquer discriminação com base em nacionalidade e, desta maneira, tornou-se inválida a política de conteúdo local da Noruega. Ademais, com a assinatura do acordo do EEA, a Noruega se comprometeu a implementar a Diretiva UE 94/22/EC, que estabelece as condições para outorga e utilização de autorização para prospecção, exploração e produção de hidrocarbonetos e estipula princípios de não discriminação para acesso a essas atividades.

Na Rússia, no modelo de concessão, não há qualquer mecanismo de incentivo ao conteúdo local. No modelo de partilha, embora muitos termos sejam negociáveis, a lei exige que pelo menos 80% da mão de obra seja russa e que 70% do volume de custos com equipamentos, instalações, material de pesquisa geológica e qualquer tipo de tecnologia também seja de origem russa.

Na Venezuela, o Executivo tem poderes para favorecer o conteúdo local. A Bariven, um órgão da PDVSA responsável por todas as suas contratações, determina os percentuais de conteúdo local para cada bloco explorado e, para tal, possui um cadastro de empresas de capital nacional que devem ser contratadas.

#### Políticas públicas

Diversos países têm adotado políticas públicas voltadas para o desenvolvimento da indústria parapetrolífera. Em alguns deles, isto é feito para reforçar as cláusulas de conteúdo local presentes em seus modelos regulatórios. Em outros, isto ocorre para estimular segmentos específicos da cadeia, ainda que o país não se envolva com atividades de E&P.

#### Coreia do Sul

A Coreia do Sul não possui atividades de E&P, não tendo, portanto, um modelo regulatório que contemple ou não cláusulas de conteúdo local. Apesar disso, mediante o uso de instrumentos de políticas públicas, o país conseguiu dar uma forte competitividade à sua indústria naval, fazendo com

que muitas CPs e empresas epcistas<sup>7</sup> passassem a encomendar a construção de petroleiros e plataformas para exploração e produção de petróleo em seus estaleiros. Para tal, o governo coreano adotou os seguintes instrumentos para fomentar a sua indústria naval: o Marine Transportation Act, de 1963, que protegia a indústria local do transporte de cabotagem; e o Shipbuilding Promotion Act, de 1967, que apoiou a construção naval e regulamentou o transporte marítimo, de forma a direcionar a demanda por navios para os estaleiros nacionais, através da reserva de carga de propriedade governamental, estendida a cargas agrícolas e manufaturadas. Além disso, esse mesmo instrumento forneceu empréstimos a juros especiais e ajuda estatal para a obtenção de créditos do exterior – visando à expansão da capacidade produtiva e à exportação de embarcações, com os bancos estatais dando garantias e o próprio governo assumindo o risco do estaleiro –, concedeu isenções fiscais e subsídios e deu suporte à montagem de infraestrutura. Também criou a estatal Korea Shipbuilding Corporation em 1968 e, em 1973, o Kordi, um instituto com atuação voltada para pesquisas relacionadas a oceanos e para a formulação de projetos em parceria com faculdades de enge-

<sup>7</sup> Na fase de projeto e construção de sistemas de produção *offshore*, existe uma tendência, por parte das companhias de petróleo, de utilizar contratos de serviços do tipo EPC, nos quais um único responsável (*main contractor* ou empresa epcista) se encarrega do fornecimento de uma instalação, responsabilizando-se pelas atividades do projeto executivo, de suprimento de materiais e equipamentos e da construção e montagem. Para maiores detalhes consulte-se Teixeira e Guerra (2003).

nharia de portos e navios. E instituiu, em 1976, o Keihek Zoseon, programa que tornava obrigatória a construção de navios coreanos em estaleiros nacionais e incentivava o desenvolvimento local da indústria de máquinas e equipamentos para a construção naval.

Com os benefícios dos instrumentos acima listados, desenvolveu-se intensa atividade na indústria naval, com vários estaleiros sendo construídos: o da Hyundai HI em 1973; o da Halla em 1975; o da Samsung HI em 1979; e o da Daewoo HI em 1981. Com a entrada da Coreia do Sul na Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OCDE), e diante da já reconhecida força de sua indústria naval, o governo, em 1999, eliminou os subsídios e as barreiras regulatórias existentes e promoveu mudanças nos instrumentos de política voltados para este setor industrial, destacando-se: permissão para o estabelecimento de sucursais de empresas estrangeiras na Coreia; autorização para que companhias estrangeiras investissem em serviços auxiliares da indústria naval, como, por exemplo, os serviços de despachante e de logística; redução de 11 para três na quantidade de itens reservados para transporte exclusivo por parte da indústria local; e substituição do sistema de concessão de licença para operar no setor por um sistema de registro, simplificando, portanto, a autorização para operar no país.

#### Indonésia

A Indonésia, um dos países pioneiros na produção de petróleo, ao iniciar suas atividades petrolíferas, detinha uma forte posição em reservas, tendo se tornado membro da OPEP e um dos maiores exportadores globais. Em 1968, as três companhias estatais que atuavam no setor de petróleo e gás foram unidas, dando origem à Pertamina, atual estatal de petróleo do país. Naquele período se consolidou o uso dos contratos de partilha admi-

nistrados pela Pertamina. Eles foram considerados um sucesso, pois davam ao governo condições de exercer o controle sobre toda a produção e continham obrigações de transferência de tecnologia, contratação de mão de obra local e limites mínimos de conteúdo local, permitindo, assim, que se tirasse proveito do conhecimento tecnológico e da maior eficiência das CPs internacionais para explorar os campos de petróleo.

Essas exigências foram vistas como muito benéficas para a obtenção de conhecimento pela Pertamina, pois, como era responsável por gerir e supervisionar o trabalho de exploração das demais CPs, a empresa teve a oportunidade de aprender sobre o modo como aquelas companhias operavam. Todavia, análises posteriores apontam que esse aprendizado deu à Pertamina experiência gerencial e não operacional. Além disso, a transferência de tecnologia efetiva foi considerada limitada, e a flexibilização de exigência de conteúdo local, no caso de não existência de similar nacional, não ajudou a promover o surgimento e crescimento de fornecedores locais.

Com a crise asiática de 1997, que provocou uma forte queda no PIB da Indonésia, o baixo preço do petróleo à época e a percepção das CPs internacionais de que os termos usados nos contratos de partilha eram rígidos, essas empresas deixaram de realizar grandes investimentos em novas explorações, alegando aumento dos riscos. Diante dessa pressão, mudanças liberalizantes foram adotadas, destacando-se, em 2001, a nova Lei do Petróleo, que retirou o papel regulatório da Pertamina, transferindo-o para dois novos órgãos: o BP Migas, responsável pela supervisão do setor de *upstream*; e o BPH Migas, responsável pela supervisão do setor de *downstream*. Além dessas mudanças, várias outras foram adotadas para voltar a atrair as CPs internacionais, destacando-se os termos mais favoráveis na assinatura de contratos de par-

tilha, com uma maior parte do *profit oil* indo para as CPs, e a diminuição de barreiras à importação de equipamentos.

Ainda que os investimentos das CPs internacionais tenham voltado a crescer, a Indonésia não conseguiu retomar seu papel de destaque na indústria petrolífera. Pode-se dizer que pouco foi feito em termos de investimento em P&D, estando hoje o país com sua produção declinante, devido ao esgotamento dos tradicionais campos petrolíferos das bacias ocidentais, já extensivamente explorados. A Indonésia se desligou da OPEP por ter se tornado um importador líquido de petróleo.

#### México

O México, a exemplo da Indonésia, começou sua história petrolífera com forte posição em reservas, tornando-se um exportador global. A Constituição de 1917 estabeleceu as bases legais para a criação da estatal petrolífera Pemex, a expropriação dos ativos de todas as empresas petrolíferas em 1938 e a supressão de outorga para novas concessões em 1940. Antes disso, entre 1919 e 1926, o México deteve o posto de segundo maior produtor mundial de petróleo, atrás apenas dos Estados Unidos. Em 1921, chegou a ser responsável por 25,2% da produção mundial (BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 193).

A capacidade de investimento da Pemex viria a ser comprometida pela moratória internacional decretada pelo México em 1982. Impossibilitada de ter acesso a financiamentos externos, houve uma redução dos investimentos, atingindo principalmente a atividade exploratória, o que mais tarde impactaria a capacidade de produção do país. Para reforçar o caixa da empresa foram reduzidos os subsídios ao setor petrolífero e adotados preços internacionais para os produtos elaborados e comercializados pela Pemex no mercado interno.

Nos anos 1990, a queda no preço do petróleo impôs novas reformas no setor de petróleo e gás e um amplo programa de reorganização e redução de custos na Pemex. A empresa foi separada em quatro divisões especializadas, cada uma com seu próprio centro de custos e respondendo por seus próprios resultados. Junto com essa reestruturação, 94 mil postos de trabalho foram eliminados em 1993, o equivalente a 44% da força de trabalho da empresa. Com a reestruturação e maior eficiência operacional, a Pemex conseguiu obter recursos para investir na exploração e no desenvolvimento de novos campos. Em 1996, a produção alcançou 3,29 milhões de barris diários, o maior volume já produzido até então, e continuou aumentando a uma média de 2% ao ano até 2004, quando atingiu 3,85 milhões de barris diários. Grande parte desse investimento, e do consequente retorno, foi feito no campo de Cantarell, o segundo maior do mundo e responsável por metade da produção de petróleo do México. Atualmente, os esforços da Pemex estão concentrados no aumento das reservas de petróleo, já que nos últimos dez anos a relação reserva/produção caiu de quase 50 anos, em 1997, para 12 anos em 2007 (BAIN & COMPANY; TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 197).

Ou seja, o México, a partir dos anos 1980, conviveu com dificuldades gerenciais na sua estatal, oscilações na sua capacidade de produção, necessidade de aumentar as atividades de exploração e reservas e escassez de capitais. Para lidar com esses problemas, os seguintes instrumentos de políticas públicas foram adotados:

- Em 1992, o setor de petróleo e gás foi incluído no NAFTA, o setor petroquímico foi parcialmente privatizado, e as atividades de prestação de serviços para exploração, perfuração de poços e transporte marítimo de hidrocarbonetos, além de atividades não relacionadas ao setor petrolífero, foram desincorporadas da Pemex.
- Em 1995, parte do mercado *downstream* de gás natural foi aberto para a iniciativa privada, movimento que foi ampliado em 2005

com o início da utilização dos contratos de serviços múltiplos na produção de gás natural não associado. Tais iniciativas foram motivadas pela necessidade do governo de aumentar a produção de gás natural do país para suprir a demanda interna, que, no ano 2000, ultrapassou a produção e obrigou o México a importar gás natural dos EUA.

- Em 1997, ativos da Pemex na área de distribuição foram vendidos, mantendo-se, porém, o monopólio dela sobre a exploração, produção e venda primária de gás natural, além de todos os ativos necessários para a realização dessas atividades.
- A partir de 2006, 0,035% do valor dos hidrocarbonetos extraídos pela Pemex passaram a ser alocados no Instituto Mexicano do Petróleo, criado em 1965 e voltado para a pesquisa e desenvolvimento de tecnologia e conhecimento locais e para dar suporte ao processo de verticalização pelo qual passava a estatal à época. E foi constituído um fundo setorial com o objetivo de incentivar a pesquisa técnica e científica em exploração, produção e refinamento de hidrocarbonetos, desenvolver a produção de produtos petroquímicos básicos e formar recursos humanos especializados na indústria petrolífera nacional.
- Em janeiro de 2009, um fundo de 5 bilhões de pesos mexicanos, cerca de US\$ 350 milhões, à época, foi criado para financiar pequenos e médios fornecedores nacionais de bens e serviços para a indústria de petróleo e gás.

Enfim, o México, com exceção das iniciativas mais recentes, a exemplo da Indonésia, pouco realizou em termos de P&D e vive hoje uma situação de produção declinante, com falta de capacidade local para avançar em novas geologias.

#### Noruega

Um significativo marco na indústria norueguesa de petróleo foi o acordo para a divisão do Mar do

Norte, firmado, em 1965, entre a Noruega e o Reino Unido, permitindo que já no final daquela década importantes CPs internacionais operassem no país. Na década seguinte, diante da incerteza sobre quais seriam as implicações da descoberta de petróleo no Mar do Norte para a sociedade norueguesa, o governo adotou uma postura mais protecionista, que aumentou os custos operacionais das atividades de E&P no país por causa da pouca experiência das empresas locais. O desenvolvimento do campo de Ekofisk, por exemplo, que ocorreu na primeira metade dos anos 1970, teve em algumas áreas custos até 100% superiores aos projetados. O alto custo desse e de outros campos era mitigado pelo aumento do preço internacional do petróleo durante todo aquele período (BAIN & COMPANY; TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, 2009, p. 197).

Data daquela época a criação das instituições que dariam um arcabouço institucional ao setor petrolífero norueguês: o Ministério de Petróleo e Energia (MPE), responsável pela gestão dos recursos do setor, o Norwegian Petroleum Directorate (NPD), órgão regulador, e a Statoil, empresa estatal responsável pela operacionalização da atividade. Foi também definido um polo geográfico (Stavanger), próximo das reservas, que reuniria a infraestrutura relacionada ao petróleo, indústrias correlatas e massa crítica que favorecesse a assimilação de capacitações tecnológicas das CPs internacionais. E o Estado passou a exigir, nas concessões, preferência para empresas norueguesas nos processos de concorrência. Houve também a preocupação com a oferta de recursos humanos capacitados. Para isto foram criados o Norwegian Petroleum Consultants (NPC), um órgão voltado para assimilar e disseminar as melhores práticas internacionais no setor de petróleo, e a Universidade de Stavanger, voltada à capacitação de engenheiros, geólogos e geofísicos para a indústria de petróleo e gás.

### Em decorrência, o campo de Gullfaks foi o primeiro a ter como operadores e principais fornecedores somente empresas locais

A Statoil gradativamente transformou-se de uma simples operadora de E&P em uma empresa integrada de petróleo e gás, enquanto a Aker e a Kvaerner, empresas locais, firmavam-se como os principais fornecedores para os campos localizados no país. O setor de pesquisa, porém, continuava tímido e pouco acrescentava à indústria. Para superar essa fragilidade, o governo firmou os Goodwill Agreements, que, ao criar incentivos não só para o investimento local em P&D, mas também para o compartilhamento de conhecimento, preparou o terreno para a criação de vantagens competitivas autênticas, que seriam mais tarde essenciais para a internacionalização das empresas petrolíferas e parapetrolíferas.

Nos anos 1980, a entrada em operação de dois enormes campos (Statfjord e Gullfaks) fortaleceu a cadeia produtiva norueguesa, e as políticas de incentivo a P&D começaram a dar resultado. Em decorrência, o campo de Gullfaks foi o primeiro a ter como operadores e principais fornecedores somente empresas locais. Sacramentava-se, assim, a formação efetiva da competência local básica na cadeia produtiva do petróleo, mas não ainda em níveis competitivos internacionais.

Naquele período, as receitas do petróleo subiram significativamente, com o aumento dos preços, e os custos foram reduzidos, devido à maior experiência dos fornecedores locais e ao aumento da oferta de mão de obra qualificada, resultando em uma elevação da rentabilidade da Statoil. O retorno financeiro gerado pelas atividades de E&P levou à criação de um fundo – State's Direct Financial Interest (SDFI) – com a missão de capturar para o Estado parte desse retorno por meio de uma participação direta nas concessões. Ainda mais importante, em termos de política pública voltada para a criação de uma competitividade autêntica e sustentável, o Estado aumentou significativamente os investimentos em P&D.

O quadro mudou em 1986, com a queda de 75% no preço do barril de petróleo. Até meados da dé-

cada de 1990, o preço subiu relativamente pouco, fazendo com que o governo e a indústria petrolífera norueguesa entendessem que o país precisava ser ainda mais competitivo se quisesse ter sucesso no novo cenário, pois, apesar dos avanços alcançados, o tempo entre a descoberta e a produção dos campos noruegueses de então era o triplo do que as empresas britânicas estavam conseguindo no Golfo do México. Para completar o cenário de desafio, a falta de descobertas de novos campos com bom potencial entre 1986 e 1995 começou a gerar dúvidas sobre o potencial exploratório em território norueguês. Com isto, a expectativa na época, depois comprovada, era de uma inevitável queda na produção devido ao gradativo esgotamento dos campos produtivos.

Esses fatos evidenciaram os riscos para o setor petrolífero da Noruega e a necessidade de se aumentar a competitividade e a internacionalização das empresas norueguesas. A principal iniciativa nesse sentido foi a criação, em 1995, do programa Norsok, que uniu todos os principais atores do setor com o intuito de reduzir custos em 50% e procurou dar maior liberdade para que as empresas desenvolvessem soluções tecnológicas alternativas. O programa foi inspirado em uma iniciativa semelhante instituída no Reino Unido – o Cost Reductions In a New Era (CRINE). De certa forma, o Norsok marcou uma importante mudança de rumo na política pública do Estado norueguês, que diminuiu sua postura até então ativa e intervencionista, passando a ter uma atuação mais de orquestrador e facilitador.

Na segunda metade dos anos 1990, o ritmo de descobertas na Noruega não diminuiu, mas os campos eram menores, de mais difícil acesso e, normalmente, tinham mais gás natural do que petróleo. Apesar disso, o sucesso das novas tecnologias e processos implantados (como o *enhanced recovery*), que permitiram uma redução de custos em torno de 30%, consolidou o Mar da Noruega como importante

### O programa foi inspirado em uma iniciativa semelhante instituída no Reino Unido – o Cost Reductions In a New Era (CRINE)

área petrolífera. Do lado governamental, as autoridades continuaram investindo em pesquisa. Grandes programas, como o Demo 2000 e o Offshore 2010, foram lançados no final dos anos 1990. Do lado empresarial, os fornecedores da cadeia produtiva passaram por grandes programas de reorganização. Foi um período de intensa consolidação com vistas à internacionalização competitiva. Em 2001, a Aker e a Kvaerner fundiram-se, e a nova empresa tornou-se o maior fornecedor de serviços para a indústria de petróleo e gás da Noruega, ganhando também maior competitividade global. Naquele mesmo ano, o governo decidiu abrir parte do capital da Statoil, e, posteriormente, em 2007, essa empresa e a Hydro se uniram para formar a Statoilhydro. Além disso, se constituiu a Petoro AS, para administrar o SDFI e permitir que a Statoilhydro focasse no seu *core business* (atividades de E&P), pois, até então, ela também administrava o SDFI para o estado norueguês. Em linha com esses passos dados é fundado o Intsok, instituto voltado à promoção internacional das empresas norueguesas que atuam no setor, e o Toppledorforum, associação setorial voltada ao estudo de soluções de competitividade setorial.

Em suma, as políticas públicas norueguesas se apoiam em cinco pilares:

- Manutenção do setor petrolífero como um contribuinte relevante para o desenvolvimento da indústria nacional.
- Garantia da atratividade para investimentos privados nas bacias produtoras.
- Preservação do meio ambiente, mediante rigorosas políticas ambientais e de gestão dos recursos.
- Estímulos permanentes para o setor de petróleo e gás gerar benefícios sociais.
- Promoção constante da internacionalização da indústria de petróleo e gás norueguesa e seu uso para incentivar o desenvolvimento regional.

Reino Unido

A exploração em território britânico foi iniciada apenas após a descoberta de gás natural em Groningen, na Holanda, em 1965. O primeiro campo descoberto no lado britânico do Mar do Norte foi o de Arbroath em 1969. A partir da década de 1970, a indústria petrolífera britânica começou a se expandir, amparada, fundamentalmente, por estratégias empresariais privadas. Ainda assim, é possível identificar algumas ações de políticas públicas naquela década, a exemplo da criação da British National Oil Corporation (BNOC), uma companhia estatal, e do Offshore Supplies Office (OSO), responsável por gerir a política de conteúdo local e voltada para fortalecer a cadeia produtiva britânica de petróleo e gás, que se concentrou na cidade de Aberdeen, por conta, basicamente, da proximidade dos campos, dos esforços das autoridades locais e da fraca organização sindical na região. Houve também forte investimento em infraestrutura, com a construção de gasodutos e oleodutos, além de outras obras, como a modificação do porto de Aberdeen, para facilitar o acesso, e a expansão do aeroporto da região.

O papel do OSO deve ser destacado. Sua meta era aumentar o conteúdo local para um nível de 70%, garantindo oportunidade plena e justa às empresas britânicas. O OSO monitorava os pedidos das CPs e depois identificava e incentivava potenciais fornecedores locais a participar nas concorrências de fornecimento dos produtos e serviços solicitados. Além disso, a entidade servia como intermediária para a formação de consórcios de fornecedores e ainda ajudava em reestruturações organizacionais. Como consequência de sua atuação, a taxa de 70% de conteúdo local, fixada em 1974, foi superada em 1984. Não obstante o sucesso obtido no aumento do conteúdo local, alguns analistas criticam a atuação do OSO

em, pelo menos, dois aspectos. Primeiro, não havia distinção entre empresas locais e subsidiárias das estrangeiras. Na prática, isso fazia com que uma empresa de fora pudesse incorporar uma afiliada no Reino Unido, dar uma função irrelevante a ela, como gestão de estoques, e passar a considerar sua produção como conteúdo local. Segundo, não havia um direcionamento para que fossem

desenvolvidos experiência e *know-how* em áreas tecnológicas específicas. Dessa forma, o crescimento da parcela de produção doméstica era o único ponto avaliado, em detrimento de uma visão de desenvolvimento de mais longo prazo.

Em 1979, o governo britânico voltou para as mãos do Partido Conservador, que iniciou um amplo programa de redução do papel do Estado na economia. A BNOC e a British Gas foram privatizadas, e as iniciativas de políticas públicas que visavam à formação de uma cadeia produtiva local foram interrompidas. Por outro lado, a iniciativa privada acelerou os investimentos em instalações de treinamento de mão de obra e de programas de pesquisa em Aberdeen. Uma das poucas tentativas de atuação estatal para estimular P&D na indústria petrolífera do Reino Unido ocorreu em 1983, quando foi introduzido um novo elemento nas licitações de exploração. O programa era semelhante ao Goodwill Agreements da Noruega, pois dava preferência nas licitações àquelas operadoras que tivessem investido localmente em P&D. Devido ao atraso de cinco anos em relação à iniciativa da Noruega, à falta de um elemento de isenção fiscal para os gastos com P&D e à menor atratividade dos campos de petróleo do Reino Unido em relação aos da Noruega, o programa falhou.

No início da década de 1990, já se sabia que a produção dos campos do Mar do Norte estava perto de seu limite. O foco do Estado passou então a ser o suporte aos fornecedores de bens e

serviços para o desenvolvimento de exportações. Essa visão foi de certa forma reforçada pela extinção completa, em 1992, do OSO e das políticas de incentivo ao conteúdo local, devido à entrada do Reino Unido na União Europeia. O retorno do Partido Trabalhista ao poder em 1997 não resultou em qualquer mudança brusca no rumo das políticas públicas. O governo limitou-se a criar, em 1998, um programa (Pilot) com o objetivo de manter o setor de bens e serviços à indústria de petróleo e gás do Reino Unido entre os mais competitivos do mundo.

A produção de petróleo do Reino Unido chegou a seu pico histórico em 1999. A partir daí, o declínio foi irreversível. As grandes CPs diminuíram seus investimentos e produção, enquanto ocorria uma mudança de postura das autoridades. Itens como diversificação de atividades econômicas e promoção de exportações passaram a ser fortemente incentivados não apenas pelo governo central, mas principalmente pelos governos das regiões mais dependentes de petróleo.

Concluindo, pode-se dizer que o Reino Unido e a Noruega, em termos físicos, apresentam características relacionadas ao petróleo semelhantes: compartilham a mesma área geológica; contam com quase a mesma população ativa no mercado de trabalho; e sediam um número de empresas com perfil análogo. O Reino Unido, entretanto, iniciou suas atividades de E&P no Mar do Norte em um estágio de desenvolvimento setorial distinto, pois já abrigava no país empresas como a Shell e a British Petroleum, ambas altamente internacionalizadas e situadas entre os líderes setoriais globais. Apesar disso, o Reino Unido chegou a um resultado final, em termos de competitividade da sua cadeia produtiva de petróleo e gás, inferior ao alcançado pela Noruega.

Examinado o panorama internacional da indústria petrolífera, em termos de cláusulas de conteúdo local nos modelos regulatórios e presença de outros instrumentos de políticas públicas, a análise direciona-se a seguir para o Brasil.

## EXPERIÊNCIA BRASILEIRA

### Modelo regulatório e conteúdo local

A Lei 2004, de 1953, representou, por mais de 40 anos, o marco da legislação brasileira na indústria petrolífera. Ela instituiu o monopólio estatal da pesquisa, lavra, refino, transporte de petróleo e seus derivados. Para administrar essas atividades foi criada a Petrobras. No ano de 1995 foi editada a Emenda Constitucional nº 9 (EC 9/95), que autorizou a contratação de empresas privadas ou estatais para a realização das atividades de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo e gás natural. O monopólio da Petrobras foi mantido até o ano de 1997, quando a Lei 9.478 (Lei do Petróleo) foi promulgada, autorizando a atuação de outras empresas em todos os ramos da atividade petrolífera e instituindo o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), responsável pela proposição de políticas nacionais relacionadas à matéria, e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), órgão regulador da indústria, vinculado ao Ministério de Minas e Energia.

Com a aprovação da EC 9/95 e promulgação da Lei do Petróleo, empresas privadas passaram a firmar contratos de concessão para a realização de atividades *upstream* e *downstream*, exceção feita à distribuição local de gás canalizado, que, por força constitucional, permaneceu como monopólio das unidades federativas. Mecanismos de incentivo ao conteúdo local estão previstos nos contratos de concessão assinados pela ANP com as CPs vencedoras das licitações, nas fases de exploração e desenvolvimento da produção. As CPs devem assegurar preferência à contratação de fornecedores brasileiros sempre que as ofertas destes apresentem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores internacionais.

Da primeira à quarta rodada, o conteúdo local representava 15% do total da pontuação do licitante (3% relativos à exploração e 12% à produção), sem que



houvesse exigência de percentuais mínimos ou máximos. Na quinta e sexta rodadas de licitações, a cláusula de conteúdo local sofreu modificações, e a ANP passou a exigir percentuais mínimos e diferenciados para a aquisição de bens e serviços brasileiros, dependendo da localização dos blocos e da atividade. O conteúdo local passou a responder por 40% do total da pontuação do licitante (15% relativos à exploração e 25% à produção). A partir da sétima rodada foi introduzido o percentual máximo que as empresas podiam ofertar, variando de acordo com a localização do bloco. Essa modificação foi um reconhecimento da impossibilidade de a indústria nacional atender a 100% das necessidades das empresas petrolíferas e buscou também não estimular essas empresas a realizarem ofertas irreais de percentuais de conteúdo local. A pontuação do conteúdo local ofertado caiu para 20% (5% relativos à exploração e 15% à produção).

Em novembro de 2007, às vésperas da realização da 9ª Rodada de Licitação da ANP, o CNPE anunciou as primeiras avaliações sobre as reservas da maior província petrolífera da Petrobras, denominada Tupi, localizada na bacia de Santos. O anúncio deu início a uma série de declarações acerca da possível existência de reservas gigantescas em uma área de fronteira exploratória denominada camada de pré-sal. Tal denominação deve-se ao fato de que essas reservas encontram-se armazenadas abaixo de uma espessa camada de sal, a aproximadamente seis mil metros de profundidade. O bloco de pré-sal localiza-se a uma distância média de 170 quilômetros da costa brasileira, distribuindo-se ao longo de uma faixa de aproximadamente 800 quilômetros de extensão, entre o litoral dos estados do Espírito Santo e Santa Catarina.

Apenas as descobertas de Tupi já seriam suficientes para posicionar o Brasil como potencial exportador relevante de petróleo. A Petrobras indicou, porém, que a região de pré-sal poderia conter ainda muito mais petróleo. Estima-se que as reservas brasileiras recuperáveis possam atingir, pelo menos,

o patamar de 100 bilhões de barris de óleo equivalentes. Em virtude dessas novas e significativas descobertas, o CNPE decidiu retirar da 9ª Rodada de Licitação 41 dos 311 blocos que seriam ofertados, localizados na área de pré-sal, nas três principais bacias brasileiras: Espírito Santo, Campos e Santos. A justificativa apresentada pelo conselho foi a de que a magnitude das novas descobertas elevaria o Brasil a uma nova categoria no que tange à exploração e produção de hidrocarbonetos e que, considerando os interesses do país, seria necessária a realização de estudos abrangentes, objetivando avaliar a adequação do marco regulatório nacional atual à nova realidade antes que se tomassem novas decisões.

Suspenso o processo licitatório dessa área do pré-sal, iniciou-se uma série de discussões, na esfera governamental e na sociedade civil, sobre a necessidade da adoção de alternativas ao modelo regulatório baseado em concessões. Em julho de 2008 foi criada uma comissão interministerial para analisar as diversas possibilidades e sugerir as alterações necessárias no marco regulatório da atividade de exploração da região do pré-sal. O novo marco regulatório, que inclui o modelo de partilha para a área do pré-sal, até a conclusão deste artigo, ainda não tinha sido totalmente aprovado pelo Congresso brasileiro.

### Políticas públicas

A atual estrutura de suporte público ao desenvolvimento da cadeia produtiva da indústria petrolífera brasileira conta com o Ministério de Minas e Energia (MME), a Petrobras, a ANP, o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp).

O PAC, divulgado em 2007, visa acelerar o crescimento do país por meio, fundamentalmente, do aumento do investimento em infraestrutura. No caso específico do setor de petróleo e gás, as ações do PAC

se confundem em grande parte com o plano de investimentos da Petrobras, responsável por cerca de 96% dos investimentos anunciados.

Já o Prominp, criado em 2003, busca maximizar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas e sustentáveis, na implantação de projetos de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior. Ele tem a coordenação geral do MME e a coordenação executiva da Petrobras. Existem hoje no Brasil quatro programas direcionados para maximizar essa participação, todos eles gerados a partir de estudos do Prominp, além de uma legislação de desoneração fiscal mais abrangente instituída pelo Ministério da Fazenda, o Repetro.

O primeiro dos quatro programas mencionados tem como foco a regulamentação da obrigatoriedade e da certificação de conteúdo local, que, como visto, é incentivado pela ANP desde a 1ª Rodada de Licitação. Os resultados da política são visíveis, pois se constata um aumento gradual da porcentagem de conteúdo local, embora nas atividades de E&P este conteúdo se situe entre os mais baixos do setor de petróleo e gás como um todo. Apesar desses avanços visíveis, existem ainda alguns gargalos com relação às perspectivas futuras de incremento do conteúdo local, devido à falta de quantidade suficiente de empresas certificadoras do conteúdo local, à complexidade do processo de certificação e à saturação da capacidade de oferta de bens e serviços de petróleo e gás em geral no Brasil. Caso não ocorram grandes investimentos na ampliação do parque industrial brasileiro, não haverá espaço para aumento da demanda ocasionada pelas atividades de exploração e produção das reservas do pré-sal.

Diante desses gargalos, o Prominp, o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (Sebrae) e a Petrobras formularam dois programas: o de capacitação de fornecedores e o de inserção de pequenas e médias empresas. No primeiro, a meta

inicial era beneficiar 30 empresas em cada um de 11 estados brasileiros (AL, AM, BA, CE, ES, MG, PR, RJ, RS, RN e SE) onde foram implantados os projetos-piloto. O segundo, uma extensão do primeiro, entre 2004 e junho de 2008, qualificou 2,2 mil empresas de um total de 6,3 mil que passaram por seminários, capacitações e consultorias.

O quarto programa nascido no Prominp foi o de antecipação de recebíveis. Nele, os fornecedores de bens e serviços recebem uma antecipação das receitas do contrato de fornecimento com desconto ou um crédito bancário. Neste último, eles contraem um empréstimo e se comprometem a pagá-lo sob condições de juros e encargos, mais baixos que as tradicionais operações de crédito bancário, negociados com a instituição financeira. A operação adianta até 50% do valor do contrato, e o fornecedor pode optar por captar recursos de uma das duas formas descritas acima.

O Repetro, regime especial de tributação, visa reduzir a carga fiscal sobre os investimentos para pesquisa e lavra de campos de petróleo e gás natural, *onshore* e *offshore*. Ele suspende todos os tributos federais incidentes na importação, tais como imposto de importação; imposto sobre produtos industrializados; PIS-importação; e Cofins-importação, desde que o beneficiado seja um concessionário autorizado pela ANP para pesquisar e explorar petróleo e gás natural no Brasil ou um prestador de serviços contratado por uma concessionária para prestar serviços relativos a essa indústria no país e desde que o tratamento aduaneiro seja o de exportação ficta<sup>8</sup>, *drawback*<sup>9</sup> e admissão temporária<sup>10</sup>.

<sup>8</sup> A exportação ficta consiste na exportação, sem que tenha ocorrido a saída do território aduaneiro, e posterior concessão do regime especial de admissão temporária aos bens exportados.

<sup>9</sup> *Drawback* na modalidade de suspensão do pagamento dos tributos, de matérias-primas, produtos semielaborados ou acabados e partes ou peças, para a produção de bens a serem exportados.

<sup>10</sup> Admissão temporária quando se tratar de bens estrangeiros ou desnacionalizados que procedam diretamente do exterior e permaneçam no país por prazo determinado.

Como a missão do Repetro é reduzir o custo da oferta de bens e serviços, através da desoneração da importação de bens e serviços específicos para o setor, ele, de certa forma, pode ser visto como um desincentivo à atividade local. Cabe destacar, no entanto, que seu impacto em termos de interferência na localização de bens e serviços tem sido menor quando comparado aos incentivos ao conteúdo local constantes nos contratos de concessão.

Apesar de todos esses mecanismos e do real incremento da participação do conteúdo local no setor, ainda falta um maior envolvimento local na geração de conhecimento tecnológico voltado à competitividade global da cadeia produtiva como um todo. Existe um grande ônus sobre a Petrobras, que, mesmo depois da extinção do monopólio setorial, continua fortemente responsável pela geração desse conhecimento, através de seu centro de pesquisa e desenvolvimento (Cenpes) ou capitaneando programas como o Prominp. As tecnologias desenvolvidas no Cenpes fazem da Petrobras a empresa nacional que mais gera patentes no Brasil e no exterior.

Tendo em vista esse problema, foi criado, em 1999, o CT-Petro, fundo setorial voltado à atividade de petróleo e gás da Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), um órgão do governo. Abastecido pelos *royalties* na produção de petróleo (25% do valor dos *royalties* que exceder a 5% da produção de petróleo e gás natural), seu objetivo é estimular a inovação na cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural, a formação e qualificação de recursos humanos e o desenvolvimento de projetos em parcerias entre empresas e universidades, instituições de ensino superior ou centros de pesquisa do país, viabilizando, assim, o aumento da produção e da produtividade, a redução de custos e preços e a melhoria da qualidade dos produtos do setor.

Quanto aos programas de preparação de recursos humanos em quantidade e qualidade necessá-

rios ao crescimento do setor, além dos treinamentos e capacitações específicos conduzidos pela Petrobras, todos foram criados a partir do Prominp. Dentre eles destaca-se o Plano Nacional de Qualificação Profissional (PNQP), que visa capacitar gratuitamente milhares de profissionais em 175 categorias consideradas críticas para o setor de petróleo e gás, por conta de

restrições de oferta, complementado por ações de qualificação profissional voltadas para certas categorias consideradas emergenciais, como encadeadores industriais e projetistas 3D, assim como cursos de capacitação profissional em engenharia, promovidos pelo Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP). Merece também menção o Programa de Recursos Humanos (PRH) capitaneado pela ANP e implementado em 1999. O PRH é um programa que incentiva a formação de mão de obra especializada para a indústria do petróleo e do gás natural e tem como base a inclusão, no currículo de instituições de ensino, de disciplinas de especialização específicas para atender às necessidades da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis. Executado por essas instituições de ensino, o PRH-ANP é conduzido sob a orientação da ANP no que se refere a aspectos técnicos relacionados às tendências do setor regulado.

Apesar desses programas, a oferta de grande parte dos recursos humanos especializados e experimentados do setor, necessários para dotar as empresas, entidades governamentais e setoriais de capacidade operacional e estratégica, ainda depende majoritariamente do sistema Petrobras (ela própria e um conjunto de empresas por ela controladas ou a ela coligadas), o que, em última instância, pode prejudicar a capacidade desta última em usar estes talentos para incremento da sua própria competitividade global.

Em suma, as políticas públicas vigentes no Brasil têm sido instrumentos para gerar espaço para empresas e recursos humanos locais na ca-

deia produtiva de petróleo e gás, sendo que os desenvolvimentos estratégicos e tecnológicos mais robustos se deram a partir dos esforços da Petrobras. Continua ainda indefinida a capacidade do país de atender as novas demandas por conta do pré-sal, assim como a de desenvolver uma cadeia produtiva globalmente competitiva a partir das condições atuais.

## CONCLUSÕES

Diversos países têm adotado políticas públicas voltadas para o desenvolvimento da cadeia produtiva da indústria petrolífera. Na quase totalidade dos casos, elas são usadas como uma forma de evitar a maldição dos recursos naturais, ainda que seja possível identificar países usuários deste tipo de política que não desenvolvem em seu território atividades de E&P de petróleo e gás natural (Coreia do Sul).

Quatro conclusões podem ser extraídas da análise feita das experiências selecionadas. A primeira é a existência, em quase todos os modelos regulatórios, de cláusulas de conteúdo local. Elas visam fomentar a indústria parapetrolífera, a geração de novos empregos, o treinamento e a qualificação da mão de obra local, assim como o aumento do nível tecnológico do país. Geralmente, as empresas vencedoras das licitações devem assegurar preferência à contratação de fornecedores locais sempre que as ofertas destes apresentem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores internacionais. Tais imposições costumam contemplar a aquisição de materiais, equipamentos, maquinaria e bens de consumo de produção nacional, a contratação de prestadores de serviços locais, a transferência de tecnologia e a restrição ao uso de mão de obra estrangeira.

A segunda é que tais cláusulas costumam estar articuladas com outros instrumentos de políticas públicas, tais como: consolidação de um arcabouço institucional; implantação de infraestrutura física;

participação estatal em empresa(s) para acelerar a formação de massa crítica setorial; incentivo à concentração geográfica de empresas integrantes da cadeia; incentivo à exportação e à internacionalização; incentivo ou obrigatoriedade à transferência de conhecimento; incentivo ao investimento em programas de pesquisa e desenvolvimento voltados para tecnologias e processos específicos da cadeia; e incentivo ao estabelecimento de programas de formação e capacitação de recursos humanos de nível médio e superior.

A terceira é que os instrumentos adotados, a maneira escolhida para aplicá-los, sua profundidade e duração diferem entre os países. Os EUA é o mais liberal dos países analisados, pois não há cláusulas de conteúdo local em seu modelo regulatório. Não foram, tampouco, identificados instrumentos de política pública direcionados para sua indústria petrolífera. Em outro extremo pode-se colocar o Brasil, Coreia do Sul, Indonésia, México e Noruega, onde o papel das políticas públicas tem sido forte, e em um ponto intermediário o Reino Unido.

A quarta diz respeito aos resultados obtidos. Coreia do Sul e Noruega colocam-se como exemplos de sucesso, contando hoje com cadeias consolidadas, com empresas de destaque no cenário global, seja operacional ou tecnologicamente, bem como em termos de exportação de seus produtos. O Reino Unido, a despeito do relativo desenvolvimento de sua cadeia produtiva, não conseguiu alcançar o mesmo nível de competitividade que Coreia do Sul e Noruega. México e Indonésia apresentam um nível de sucesso semelhante entre eles, porém menos contundente que os três anteriormente mencionados. Apesar de contarem hoje com empresas do porte da Pemex e da Pertamina, não conseguiram se beneficiar da vantagem comparativa representada pela abundância de hidrocarbonetos em seu subsolo para evoluir rumo a uma competitiva cadeia produtiva, tendo o desenvolvimento setorial se concentrado no estabelecimento e crescimento de suas petrolíferas estatais. O Brasil, por sua vez, conta com uma empresa controlada majoritariamente

pelo governo brasileiro, que tem ações negociadas em bolsas de valores e é considerada uma das líderes em tecnologia de águas profundas. O desenvolvimento de sua cadeia produtiva encontra-se em um ponto intermediário entre os casos da Coreia do Sul e Noruega e México e Indonésia.

## REFERÊNCIAS

- AL-ATTAR, A.; ALOMAIR, O. Evaluation of upstream petroleum agreements and exploration and production costs. *OPEC Review*, [S.l.], v. 29, n. 4, p. 243-266 Dez. 2005.
- ALVEAL, C. *Evolução da indústria de petróleo: nascimento e desenvolvimento*. Rio de Janeiro: COPPEAD-IE/UFRJ, 2003.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GAS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Modelos de contratos para exploração e produção de petróleo e gás natural: uma análise crítica da experiência brasileira e de alguns países selecionados*. Brasília: ANP, 2007. (Nota técnica, 21). Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 23 jun. 2011.
- BAIN & COMPANY; TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Estudos de alternativas regulatórias institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil*. São Paulo: BAIN & COMPANY; TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, jun. 2009. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/RelConsol-1de6.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/RelConsol-1de6.pdf)>. Acesso em:
- DEPARTAMENTO INTERSINDICAL DE ESTATÍSTICA E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS. *As recentes descobertas de petróleo e gás natural e o marco regulatório da indústria de petróleo no Brasil*. São Paulo: DIEESE, 2008. (Nota técnica, 71). Disponível em: <<http://www.dieese.org.br>>. Acesso em: 23 jun. 2011.
- FURTADO, C. *Ensaio sobre a Venezuela: subdesenvolvimento com abundância de divisas*. Rio de Janeiro: Contraponto, 2008.
- GHIRARDI, A. O petróleo e o tempo. *Le Monde Diplomatique Brasil*. São Paulo: Le Monde Diplomatique Brasil, 2008. Disponível em: <<http://www.diplomatique.org.br/acervo.php?id=2698&PHPSESSID=e982d772e136b75d3fac6b3715d1e5c5>>. Acesso em: 20 jun. 2011.
- GROSSMAN, G. M. The theory of domestic content protection and content preference. *The Quarterly Journal of Economics*, Oxford, UK, v. 96, n. 4, p. 583-603, Nov. 1981.
- HOTELLING, H. The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy*, [S.l.], v. 39, n. 2, p. 137-175, Apr. 1931.
- KRUGMAN, P. R.; OBSTELD, M. *Economia internacional: teoria e política*. São Paulo: Makron Books, 2001.
- LARSEN, E. R. Escaping the resource curse and the dutch disease? When and why Norway caught up with and forged ahead its neighbors. *American Journal of Economics and Sociology*, [S.l.], v. 65, n. 3, 2006.
- LIMA, P. C. R. *Pré-sal novo marco legal e a capitalização da Petrobras*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.
- PORTER, M. E. *Vantagem competitiva das nações*. Rio de Janeiro: Campus, 1993.
- RODRIK, D. *The globalization paradox: democracy and the future of the world economy*. New York: W.W. Norton, 2011.
- TEIXEIRA, F.; GUERRA, O. A competitividade na cadeia de suprimento da indústria de petróleo no Brasil. *Revista de Economia Contemporânea*, Rio de Janeiro, v. 7, n. 1, p. 263-288, jul./dez. 2003.
- XAVIER, C. Políticas de conteúdo local para o setor petrolífero brasileiro: aumentando o impacto econômico dos recursos minerais. In: INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. *Poder de compra da Petrobras: impactos econômicos em seus fornecedores*. Brasília: IPEA; Petrobras, 2011.

Artigo recebido em 29 de março de 2012  
e aprovado em 25 de abril de 2012