



REGULAÇÃO DO MERCADO EÓLICO OFFSHORE NO BRASIL: LIÇÕES APRENDIDAS A PARTIR DA EXPERIÊNCIA DO REINO UNIDO E DINAMARCA

Andressa Santiso¹, Mario González², David Cassimiro³, Rafael Vascoceles⁴, Marllen Santos⁵

1, 2, 3, 4 e 5 Criação – Grupo de pesquisa em Inovação de Produtos e Processos para Energias Renováveis/ Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção/ UFRN

andressamsantiso@gmail.com; mario@ct.ufrn.br; davidcassi@yahoo.com.br; rafaelmonteirov@yahoo.com.br; marllenyalla@hotmail.com

RESUMO

A energia eólica é uma das fontes renováveis que mais cresce no mundo. Muito embora a tecnologia eólica offshore já exista desde os anos 1990, somente obteve destaque nos últimos 10 anos. O Litoral Brasileiro possui um grande potencial eólico, porém a regulação deste mercado ainda está sendo discutida. O tema regulatório é um grande desafio em diversos países e causam atrasos no desenvolvimento de um setor econômico. Este estudo tem por objetivo propor lições aprendidas que devem ser consideradas na implementação desta fonte de energia no Brasil, com base nas experiências do desenvolvimento do mercado eólico offshore de países com experiência nesta fonte energética: o Reino Unido e a Dinamarca. As principais lições aprendidas foram: i) o processo de concessão de área para projetos de usinas eólicas offshore deveriam ter duas entradas: a de portas abertas e a oferta de área mediante leilão; ii) o processo de concessão da área e a emissão de licenças deveria ser centralizado em um número mínimo de instituições; iii) o modelo de transmissão deve ser selecionado levando em consideração a quem os custos devem ser redirecionados; iv) a tarifa de feed in como subsídio e inserida no contrato de compra de energia proveniente de leilão.

Palavras chave: Energia eólica Offshore; Processo regulatório; Implementação de usinas eólicas offshore; Marco regulatório.

ABSTRACT

Wind energy is one of the fastest growing renewable sources in the world. Although offshore wind technology has existed since the 1990s, it has only been developed in the last 10 years. The Brazilian



coast has great wind potential; however, the regulation of this market is still being discussed. The regulatory issue is a major challenge in many countries and causes delays in the development of an economic sector. This study aims to propose lessons learned that should be considered in the implementation of this energy source in Brazil, based on effective offshore wind energy policies that have helped to accelerate the growth of their offshore wind energy sector in the United Kingdom and Denmark. The main lessons learned were: i) the process of granting area for projects of offshore wind farms should have two entrances: open-doors and the tender; ii) the process of granting the area and issuing licenses should be centralized in a minimum number of institutions; iii) the model of transmission must be selected taking into consideration to whom the costs must be redirected; iv) the feed-in tariff as a subsidy and included in the contract for the purchase of energy earned on the tender.

Palavras chave: Offshore Wind Energy; Regulatory process; Implementation of offshore wind farms; Regulatory framework.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com estudos prospectivos, realizados pelo IRENA (2018a), sobre fontes de geração de energia elétrica, em 2050 a participação das fontes renováveis na geração de energia elétrica será de 85%. A energia eólica é uma das indústrias renováveis que mais cresce no mundo e alcançou em 2017 a marca de 539 GW de capacidade instalada (GWEC, 2018).

O Brasil, que alcançou em 2018 a oitava posição no ranking mundial da capacidade instalada em energia eólica, possui usinas próximas a sua costa e possuem os maiores fatores de capacidade mundial, o que se infere a que no mar brasileiro o fator de capacidade deva ser ainda maior (GWEC, 2018). Além disso, o Litoral brasileiro possui um grande potencial a ser explorado devido a sua extensão, com cerca de 9.650 km de litoral e uma área de 3,6 milhões de km² na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) (SILVA 2015).

O processo regulatório para a concessão e licenciamento de usinas eólicas no mar é um grande desafio em diversos países e tem papel crucial para incentivo da indústria (THOPSEN, 2014). Para que ocorra o desenvolvimento da energia eólica *offshore* em um determinado país, é necessária a participação de diversos stakeholders, dentre eles o governo federal, órgãos regulamentadores, setor regulador de energia elétrica, dentre outros (FEO; LUDMIR, 2009; GWEC, 2014).



No Brasil a regulamentação da indústria de energia eólica no mar ainda está em estágios iniciais. Portanto, o estudo de regimes regulatórios dos países que implementaram usinas eólicas *offshore* podem ajudar a estruturar um marco regulatório para o setor no Brasil através das boas práticas desenvolvidas. Nesse sentido, foram selecionados dois países que possuem experiência no mercado eólico offshore: o Reino Unido e a Dinamarca.

A Dinamarca foi selecionada por ser o país em implementar a primeira usina eólica *offshore* no mundo, ter a participação de mais de 44% da eletricidade advinda da fonte eólica (GWEC, 2018), ter os principais fabricantes de turbinas localizados no país e, possuir centros de pesquisa que são referência mundial nesta temática. O Reino Unido por sua vez, é o país que detém da maior capacidade instalada de energia eólica *offshore* no mundo (GWEC, 2018). Também, similar ao Brasil, possui uma indústria de óleo e gás *offshore* desenvolvida e madura, sendo assim uma região importante e que deve ter sua regulamentação estudada. Perante a isto surge a questão da pesquisa: Quais lições o Brasil pode aprender com a experiência do Reino Unido e Dinamarca no desenvolvimento da energia eólica *offshore*?

Desta forma, neste estudo foram identificadas lições aprendidas pelo UK e a Dinamarca. O artigo está organizado em seis seções. A primeira seção foi a introdução. A segunda seção apresenta a fundamentação teórica. A terceira seção descreve o método da pesquisa. Na quarta seção são apresentados os estudos de caso. Na quinta seção os resultados. Na sexta seção as considerações finais, conclusões e recomendações.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O setor de energia no Brasil passou por significativo ciclo de expansão após a crise energética de 2001 que estimulou grandes investimentos que alavancaram a capacidade de fornecimento no sistema elétrico brasileiro. A energia eólica foi uma das energias que mais se desenvolveu, sendo responsável, entre os anos de 2012 a 2016 por mais de um quinto da expansão de capacidade da matriz elétrica brasileira (WWF, 2015; ARAÚJO; WILLCOX, 2018).

Em 2018, o Brasil ocupou o posto entre os nove países com capacidade instalada de geração eólica. Entretanto, para isso foi necessária uma política energética estruturada e articulada com diversos mecanismos de incentivo diretos, que se referem a políticas para desenvolvimento da indústria eólica local, e indiretos que, atuam no fomento da energia eólica em geral e,



consequentemente, promovem incentivos para a indústria local, que viabilizassem a expansão desse setor (ARAÚJO; WILLCOX, 2018).

Com relação ao mercado eólico offshore, em 2017, houve um acréscimo de 30% relativo a 2016, atingindo um recorde histórico de capacidade instalada. A rápida expansão deste mercado ocorre tanto em países tradicionais que utilizam energia eólica da Europa como Dinamarca, Inglaterra, Escócia, Alemanha, Holanda e países que iniciaram recentemente o investimento, como a EUA, Canadá, Índia, Austrália, Japão, Taiwan, China e Turquia (GWEC, 2018).

A adoção da energia eólica offshore está sendo impulsionada de forma diferente dependendo dos países e de vários fatores (ESTEBAN et al., 2010). Alguns deles compreendem a variabilidade do vento, a velocidade do vento, efeitos de turbulência, falta de espaço em terra, impacto sonoro e visual e custos de transmissão e distribuição (FOX, 2015; ESTEBAN et al., 2010). Além disso, os avanços na tecnologia da turbina eólica no mar permitem a redução do Levelized Cost of Energy (LCOE) das usinas (IRENA, 2018b).

Entretanto, os principais desafios da energia eólica offshore, especificamente em um país que inicia a sua adoção, são o custo da energia das primeiras usinas e o processo regulatório na concessão e licenciamentos (MUSIAL; BONNIE, 2010; ESTEBAN et al., 2010; GREEN; VASILAKOS, 2011).

Uma regulação efetiva e bem dimensionada tem importância vital na sociedade em geral. Um regime regulatório é responsável por promover o desenvolvimento de um setor, a competição e dar a segurança aos investidores (PROENÇA; COSTA; MONTAGNER, 2006; LEVY; SPILLER, 1994).

3 MÉTODO DA PESQUISA

Este artigo se caracteriza, com relação ao gênero de sua pesquisa como prática e exploratória com objetivo de aprimoramento de ideias (DEMO, 1985). É classificada como uma pesquisa aplicada visto que objetiva gerar conhecimentos novos e qualitativa caracterizando-se pela não utilização de representatividade numérica ou instrumental estatístico na análise dos dados (GERHARDT; SILVEIRA, 2009). Além disso, é também uma pesquisa bibliográfica visto que procura conhecer, explicar, analisar e discutir um tema com base em materiais já elaborados, como livros e artigos científicos. Ademais, este trabalho trata de um estudo de casos múltiplos através da análise do



processo de regulamentação do Reino Unido e da Dinamarca (YIN, 2001; VOSS et al., EISENARDT; GRAEBNER, 2007).

O Procedimento da pesquisa contemplou três fases: i) Fundamentação teórica sobre os temas desenvolvimento da indústria eólica no Brasil, regulamentação de um setor econômico e Energia eólica offshore; ii) condução do estudo de casos com os países do Reino Unido e Dinamarca e; iii) Análise e levantamento das lições aprendidas.

4 ESTUDOS DE CASOS

4.1 REINO UNIDO

O Reino Unido detém o maior número de usinas eólicas offshore e da maior capacidade instalada, correspondendo a 43% do total (TCE, 2017). Devido a suas metas ambiciosas, ao procedimento de consentimento relativamente mais simples e excelente potencial eólico offshore, este mercado tem sido impulsionado a cada ano (MANI; DHINGRA, 2013).

A primeira usina eólica offshore, a Blyth Harbour, foi instalada em 2000 e conta com duas turbinas experimentais e capacidade instalada de 4 MW. A usina serviu de teste para a oferta das áreas da primeira rodada de licitações (DELAY; JENNINGS, 2008).

Em 2001 foi lançado pelo Department of Trade and Industry (DTI) o Offshore wind capital grants scheme para incentivar o desenvolvimento de usinas eólicas de larga escala, e foi realizada a primeira rodada de aprovações para usinas offshore (FENG; TAVNER; LONG, 2010). A segunda rodada para aprovação de usinas offshore ocorreu em 2003 (MANI; DHINGRA, 2013).

Em 2008 foi lançado o Climate Change Act, estabelecendo uma meta de redução da emissão de carbono para 2050. Para conseguir atingir o proposto nas metas estabelecidas, o governo lançou em 2009 uma estratégia para o aumento em 15% da energia através de fontes renováveis. Foi então realizada a terceira rodada para usinas offshore (DB, 2011; HM GOVERNMENT, 2013).

4.1.1 INCENTIVOS

O governo do Reino Unido está comprometido a minimizar os custos para o consumidor, assim, os subsídios para as fontes de geração de baixo carbono devem estar dentro de uma Levy Control Framework (LFC). Os três componentes do LFC são o Renewables Obligation (RO), Feed-in-tariffs *scheme* (FITs) e os Contracts-for-Difference (CfDs) (NAO, 2013; UK GOVERNMENT, 2015).



O RO é atualmente o principal mecanismo de apoio para energia renovável do Reino Unido, impondo aos fornecedores de eletricidade a obrigação de que parte de seu fornecimento seja a partir de fontes renováveis elegíveis durante o período de 20 anos. O custo relacionado a essa política é repassado pelos fornecedores de energia para os clientes. As empresas fornecedoras de eletricidade fazem isso através da compra de um Renewable Obligation Certificate (ROC), que são administrados pela Ofgem (TOKE, 2011; OFGEM, 2012; NAO, 2013; GRIMWOOD; ARES, 2016).

Desde abril de 2010, foram introduzidas também as tarifas FIT para usinas de 5 MW ou menores, visando aumentar a micro geração. Através deste subsídio, os fornecedores de eletricidade pagam um preço fixo por MWh pela eletricidade que os geradores de energia renovável de pequeno porte geram, bem como um prêmio adicional pela eletricidade gerada a mais que exportem para a rede (GRIMWOOD; ARES, 2016).

O CfD foi introduzido em 2014 com o intuito de garantir o investimento necessário através do fornecimento de receitas estáveis de longo prazo para projetos eólicos offshore, garantindo maior segurança aos investidores. Este subsídio corresponde a um contrato financeiro de 15 anos, entre a empresa produtora de energia de baixos índices de carbono e uma agência de contraparte, no qual os pagamentos são feitos com base nos strike price (tarifa) especificados no contrato e um valor referência do mercado de eletricidade. O CfD está substituindo o RO. (DB, 2011; UK GOVERNMENT, 2015; OSW, 2015).

4.1.2 REGULAÇÃO DO MERCADO EÓLICO OFFSHORE DO UK

O Reino Unido possui um ambiente regulatório estável, muito embora a quantidade de projetos cancelados seja maior que os demais países. Isto se deve à falta de experiência com eólica offshore. O tempo médio para processamento dos projetos no país não ultrapassa 1 ano e meio, sendo uma média de 18 meses na Inglaterra e 15 meses na Escócia (OSW, 2015; SALVADOR; GIMENO; LARRUGA, 2018).

A coroa britânica (The Crown Estate - TCE) é proprietária de quase todo o leito marinho territorial, que abrange as águas territoriais, que vão a uma distância máxima de 12 milhas náuticas da costa. Além disso, a TCE também possui o direito de explorar o recurso eólico das águas da ZEE concedido pelo Energy Act 2004 que vão de 12 a 200 milhas náuticas. Dessa forma, a TCE possui o direito de conceder arrendamentos ou licenças, com exceção das atividades envolvendo o carvão, petróleo e gás (DTI, 2002; MANI; DHINGRA, 2013).



Primeiramente os desenvolvedores recebem um acordo para arrendamento do TCE sob determinada área. Em seguida, deve obter todos os consentimentos legais requeridos através do processo de consentimento que será descrito posteriormente. Com todos os consentimentos, o TCE garante o arrendamento para o desenvolvedor (TCE, 2016).

Os arrendamentos no Reino Unido têm sido ofertados pelo TCE através de rodadas de licitação, permitindo o planejamento de projetos para os próximos anos já que não havia conhecimento sobre este tipo de projeto. A primeira rodada foi considerada como rodada de demonstração, já que não havia um conhecimento prévio do processo de regulamentação da energia eólica offshore. Nesta rodada os desenvolvedores aplicaram seus projetos para a área de sua escolha dentro das águas territoriais e com algumas restrições, como o tamanho mínimo de 20 MW e com uma quantidade máxima de 30 turbinas dentro de uma área menor que 10 km² (DTI, 2002; DECC, 2011; THOPSEN, 2014).

Os critérios utilizados pelo Crown Estate nesta rodada para avaliação das propostas foram a capacidade financeira dos candidatos, a especialização em desenvolvimento offshore e, principalmente, a especialidade em turbinas eólicas. O desenvolvedor tinha três anos para obter todas as licenças e consentimentos para que pudesse então ter o contrato de locação assinado por 22 anos (DTI, 2002; DECC, 2011).

Na segunda rodada, realizada em dezembro de 2003, os desenvolvedores deviam aplicar o projeto para áreas ofertadas pela TCE. A TCE identificou previamente três áreas estratégicas em águas na ZEE através de uma Strategic Environmental Assessment (SEA) conduzida pelo Department of Energy and Climate Change (DECC). Os desenvolvedores precisavam obter o acordo de arrendamento conforme os procedimentos da Rodada 1, restringindo-se às zonas identificadas pelo TCE (SNYDER; KAISER, 2009; MANI; DHINGRA, 2013).

Já na terceira rodada conduzida em 2009, o TCE identificou nove áreas através de outra SEA. Nesta rodada foi aplicada uma nova legislação, com otimizações observadas na primeira e na segunda rodada para a redução de organizações envolvidas no processo, assegurando assim a rapidez, clareza e efetividade do processo (GIBSON; HOWSAM, 2010; BARCLAY, 2012; MANI; DHINGRA, 2013).

O governo do Reino Unido criou um órgão chamado Collaborative Offshore Wind farm Research Into the Environment (COWRIE) que seria responsável por estudar os impactos ambientais para



facilitar as autorizações e evitar atrasos. Também foi criado o Offshore Renewables Consents Unit (ORCU) como uma agência de apoio para ajudar os desenvolvedores a conseguir os consentimentos (MANI; DHINGRA, 2013).

O consentimento de áreas para projetos de usinas eólicas offshore no Reino Unido, na primeira e na segunda rodada, podia ser realizado através de duas vias legislativas principais e cabia aos desenvolvedores escolher qual o mais adequado, seja ele baseado na Seção 36 do Electricity Act de 1989 e seção 34 do Coast Protection Act de 1949, ou em um pedido sobre o Transport and Works Act (TWA) de 1992. Em ambos os casos, era necessária uma licença sobre a Seção 5 do Food and Environment Protection Act (FEPA) de 1985 (DTI, 2002).

Neste processo era necessário consentimentos separados que eram emitidos por diferentes órgãos, tornando o processo bem mais complexo e os atrasos mais frequentes. Os consentimentos das rodadas 1 e 2 foram garantidos, em sua maioria, através da seção 36, mas na rodada 3 foi realizada sob um novo processo (DEFRA, 2009; GIBSON; HOWSAM, 2010).

No novo processo, os órgãos e o processo de regulamentação variam de acordo com os países e o tamanho do parque. O Planning Act definido em 2008, reduziu o número de consentimentos requeridos na regulação previa para a Inglaterra e o País de Gales, e definiu a Infrastructure Planning Commission (IPC) como responsável pelo processo. No entanto, o Localism Act 2011 aboliu este órgão e transferiu sua autoridade para um órgão público não departamental, o Planning Inspectorate. Na Inglaterra e no País de Gales o Planning Inspectorate é o órgão responsável pelo gerenciamento e processamento do consentimento de usinas eólicas com mais de 100 MW instalados. Entretanto, os projetos acima de 100 MW são chamados de Nationally Significant Infrastructure Projects (NSIP) e requerem uma ordem de consentimento para o desenvolvimento emitida pelo Secretário do Estado de Energia e Mudança Climática do Reino Unido. Portanto, o Planning Inspectorate é responsável por realizar todo o processo e o envia para o DECC onde o Secretário do Estado tomará a decisão (LE LIEVRE; O'HAGAN, 2015; GIBSON; HOWSAM, 2010; ORFORD; HENDERSON, 2018; SALVADOR; GIMENO; LARRUGA, 2018; UK GOVERNMENT, 2018a).

Em 2009 o Marine and Coastal Access Act também reduziu o número de agências e consentimentos necessários estabelecendo a Marine Management Organization (MMO) como o corpo responsável por emitir as licenças para projetos com menos de 100 MW (WRIGHT, 2014; LE



LIEVRE; O'HAGAN, 2015). A partir de 2018, o MMO transferiu seu poder como agência reguladora no País de Gales para o Natural Resources Wales (NRW) (UK GOVERNMENT, 2018b).

Na Escócia de acordo com o Marine Act de 2010 e o Marine and Coastal Access Act de 2009, o governo escocês através da Marine Scotland Licensing Operations Team (MS-LOT), é responsável por emitir as licenças tanto nas águas territoriais até 12 milhas náuticas da costa quanto nas águas de 12 a 200 milhas náuticas. Esse Sistema One-Stop-Shop facilita o processamento simultâneo das licenças (SCOTTISH GOVERNMENT, 2012; WRIGHT, 2014; LE LIEVRE; O'HAGAN, 2015).

Para os estudos ambientais e condução do EIA é de responsabilidade do desenvolvedor, no entanto, pode ser requerido uma SEA que deve ser conduzida pelo DECC (UK GOVERNMENT, 2017).

Com relação a conexão à rede, esta continua sendo um desafio e foi a causa dos atrasos nas rodadas 1 e 2 devido a geração renovável não possuir tratamento especial e prioridade de acesso à rede, como em outros países da Europa. Por este motivo o governo do Reino Unido decidiu separar a geração, da transmissão. Assim, os desenvolvedores precisam aplicar o projeto separadamente para o TSO para obter o acordo da conexão à rede através de um processo de licitação. O operador na Inglaterra e no País de Gales é a “National Grid”, já na Escócia é o “Scottish and Southern Energy” ou o “Scottish Power” (TOKE, 2011; OFGEM, 2011).

Esse novo modelo, criado pela Ofgem em 2009, tinha como objetivo aliviar o investimento inicial dos desenvolvedores, distribuindo os custos de conexão da rede para um Offshore Transmission Owner (OFTO). Além disso afirmavam ser um modelo mais eficiente em termos de custos do que o modelo alternativo liderado pelos TSOs que é utilizado na Dinamarca e Alemanha. Porém, no modelo do OFTO, o desenvolvedor paga pela transmissão ao longo dos anos através de uma tarifa de transmissão, tornando o processo mais caro e mais demorado devido a necessidade de um processo de licitação. O processo de licenciamento pode ocorrer em vários estágios do processo de desenvolvimento da usina e vai determinar quais são as responsabilidades do operador. O procedimento mais comum e geralmente utilizado é a abordagem “Generator-Build” na qual o desenvolvedor constrói a rede de transmissão e o OFTO terá a propriedade dela e será responsável pela operação (DTI, 2007; OFGEM, 2011; OFGEM, 2014).



4.2 DINAMARCA

A Dinamarca é o país pioneiro na energia eólica no mundo. Esta fonte de energia corresponde a mais de 44% da demanda de eletricidade (GWEC, 2018), da sua matriz energética. O país possui a quarta maior quantidade de capacidade instalada de energia eólica offshore, atrás do Reino Unido, Alemanha e China (PWC, 2017; WINDEUROPE, 2018).

Devido ao incentivo as energias renováveis, a Dinamarca se tornou o primeiro país do mundo a transportar turbinas eólicas para o mar para o primeiro parque eólico offshore, Vindeby, em 1991 (DEA, 2006; DEA, 2015a; IRENA, 2013). Além disso, o incentivo ao desenvolvimento da cadeia produtiva para um novo setor tornou o país o principal exportador de equipamentos e serviços para usinas eólicas offshore do mundo (DEA, 2015a).

Em 1997, o estudo “The Offshore Wind Turbine Action Plan for Danish Waters” apontou a energia eólica offshore como uma interessante opção renovável que poderia atingir a competitividade e designou cinco áreas adequadas para a energia eólica offshore. Com base no Danish Action Plan on Offshore Wind, o governo dinamarquês solicitou que as empresas produtoras de energia que construíssem usinas de demonstração nessas áreas para investigar os aspectos técnicos, econômicos e ambientais (DEA, 2006; IRENA, 2013; MAST; VAN KUIK; ZAAIJER, 2018).

Em 2004, houve uma reestruturação do setor de fornecimento de energia, com a privatização das empresas de energia (distribuição, transmissão e produção) (MAEGAARD, 2009). A combinação desta medida com o novo subsídio (RPS) fez com que a inserção de novas capacidades de energia eólica diminuísse rapidamente, e o mercado de energia eólica estagnou até 2008, quando uma nova estrutura de apoio foi introduzida, o Energy Policy Agreement 2008 (IRENA, 2013).

Em 2007 a DEA realizou o primeiro Marine Spatial Plan com a publicação do relatório “Future Offshore Turbine Wind Locations - 2025” que examinou diversas possíveis localizações para exploração de energia eólica. No entanto, em 2011, foi emitido um novo relatório, devido a algumas mudanças das condições estruturais com o surgimento de novos interesses, como necessidade de novas pontes, oleodutos, portos, cotas de pesca (DEA, 2017).

4.2.1 INCENTIVOS

A partir do início da década de 1990, o apoio assumiu a forma de uma tarifa de feed-in (FIT) garantida por um período de tempo ou de um acréscimo ao preço de mercado. A tarifa garantia um



preço fixo de 0,3 DKK/kWh em 1993. Esse apoio foi oferecido como uma compensação para os proprietários de turbinas eólicas, já que a produção de eletricidade a partir de turbinas eólicas ainda não podiam competir financeiramente com a produção convencional em usinas de energia que usam carvão, gás natural ou petróleo (BOLINGER, 2001; DEA, 2015b).

Em 1999 o governo decidiu abandonar as FIT e substituí-las por um novo mecanismo, o Renewable Portfolio Standard (RPS). O RPS é um sistema que obriga os geradores de eletricidade a obter uma porção de sua energia total advinda de energias renováveis através de certificados verdes. A legislação deste incentivo só chegou a ser implantada em 2003 devido a complicações do sistema. Em 2004, quando o sistema de feed-in foi abandonado, o desenvolvimento de energia eólica estagnou (BOLINGER, 2001; MEYER, 2006; IRENA, 2013).

Entre 2009 e 2012 foi criada outra tarifa premium para o mercado eólico, de 0,25 DKK/kWh para as primeiras 22.000 horas de geração. Além disso o desenvolvedor recebia 0,023 DKK/kWh para cobrir os custos de balanceamento (GWEC, 2010).

4.2.2 REGULAÇÃO DO MERCADO EÓLICO OFFSHORE DA DINAMARCA

A DEA é a agência responsável pelo processo de permissão desde 2014, sendo a única agência na qual o desenvolvedor deve negociar para obter as aprovações e licenças necessárias, conhecido como um sistema “One Stop Shop” (DEA, 2015c; IRENA, 2018c). Entretanto, algumas outras autoridades possuem responsabilidades no processo regulatório. Uma agência com papel importante é a Energinet.dk, uma empresa estadual independente que é proprietária do sistema de transmissão de gás e energia dinamarquesa (DMA, 2015; ANKER; JORGENSEN, 2015).

O processo de consentimento da Dinamarca pode ser realizado de duas formas, por um procedimento de licitação ou por um procedimento de portas abertas (open-door). No procedimento por licitação, a DEA realiza uma competição aberta para assegurar a escolha do projeto que ofereça o melhor custo-benefício. Nele é oferecido uma determinada área que deve estar dentro do Renewable Energy Act, sendo tanto near-shore quanto na ZEE, bem como a capacidade de turbinas. Assim, os aplicadores devem submeter para a proposta um preço fixado que está disposto a receber pela eletricidade produzida e o que oferecer o melhor projeto com o menor custo é escolhido (DEA, 2015c; GONZÁLEZ; ARÁNTEGUI, 2015).



Nos casos de licitação, um EIA prévio é conduzido pela autoridade dinamarquesa Transmission System Operator (TSO). O TSO realiza tanto o EIA, quanto os estudos geofísicos e geotécnicos para que o tempo do processo de aprovação seja reduzido. Além disso, esta ação fornece segurança para o investimento dos desenvolvedores. Os resultados dos estudos feitos pelo TSO e os custos esperados são publicados com antecedência ao processo de licitação. Entretanto, o vencedor da licitação deve arcar com os custos desse estudo prévio e reembolsar o TSO (GONZÁLEZ; ARÁNTEGUI, 2015; DEA, 2015c).

Já no processo de portas abertas, o desenvolvedor é deve aplicar o projeto para uma determinada área de sua escolha, contanto que não seja uma das áreas do Renewable Energy Act. O EIA, os estudos geotécnicos e geofísicos são de responsabilidade do produtor e são enviados para a DEA no processo (ANKER; JORGENSEN, 2015; DEA, 2018c; DEA, 2015c)

A rede interna da usina que consiste nos cabos entre as turbinas até subestação é de responsabilidade do desenvolvedor. Já a rede que conecta a subestação da usina à subestação onshore é de responsabilidade do TSO que repassa os custos para os consumidores como parte da taxa Public Service Obligation (PSO). O TSO da Dinamarca é a Energinet.dk, uma empresa estatal. Na Dinamarca é oferecida prioridade de despacho na rede como uma segurança para os geradores de energias renováveis para que sempre possam vender e transmitir sua produção. Caso haja contingenciamento, que ocorre raramente, o TSO deve compensar a geração que foi reduzida ou perdida (DEA, 2012; DEA, 2015a; DEA, 2017; BRARD, 2017; EWEA, 2013).

5 ANÁLISE DOS CASOS E IDENTIFICAÇÃO DAS LIÇÕES APRENDIDAS

Com base nos estudos de caso foi possível ter uma percepção da forma como é realizado o processo de regulamentação nos países estudados, que são referência no mercado da energia eólica offshore. O Quadro 1 mostra uma sucinta comparação dos principais aspectos da regulamentação dos casos analisados.

Para a Dinamarca e Escócia existe a predominância de uma única instituição no processo de regulamentação, conhecida como “One-stop-shop”. Este modelo consiste em uma única agência que conduz o processo de concessão de área e licenciamento e, permite ao desenvolvedor uma maior facilidade no processo devido à redução de diferentes agências.



O Reino Unido, no âmbito da Inglaterra e País de Gales, teve seu processo otimizado a partir de 2008. No entanto, anteriormente era um processo burocrático que poderia seguir duas rotas para o processo e tinha diversas agências na emissão de licenças. Na nova regulamentação foram estabelecidas apenas duas agências que serão responsáveis pelo processo de regulamentação e irão variar de acordo com o tamanho da usina. Usinas maiores de 100 MW de capacidade têm seu processo regulado pelo Planning Inspectorate e decisão tomada pelo secretário do estado. Já as usinas de menor capacidade utilizam o MMO. A partir de 2018 os projetos menores de 100 MW do País de Gales não são mais regulados pelo MMO, mas sim pelo NRW. Com base nisso podemos inferir que o modelo da agência “One-stop-shop” é modelo mais adequado, proporcionando um processo mais rápido e simplificado.

Quadro 1 - Comparação entre os esquemas regulatórios dos casos estudados

	Reino Unido (antes do novo marco)	Reino Unido (após do novo marco)	Dinamarca
Identificação de áreas	Round 1 – produtor Round 2 – governo através do DECC	TCE através de uma Strategic Environmental Assessment (SEA)	Danish Action Plan Marine Spatial Plan
Modelo de comercialização	Rodadas de licitação (Round 1 e 2)	Rodadas de licitação (Round 3)	Portas abertas ou Licitação pela DEA
Incentivos	ROC	CfD FiT	FiT RPS
Agencia reguladora	TCE – Concessão de áreas Diversas agências reguladoras	TCE – Concessão de áreas Planning Inspectorate MMO NRW MS-LOT	DEA – One Stop Shop
EIA	Produtor	Produtor	Licitação – DEA Portas abertas - produtor
Conexão Grid	Produtor Sem prioridade na rede	Produtor – OFTO Sem prioridade na rede	TSO Prioridade de despacho na rede

Fonte: Elaboração própria (2019).

Com relação à concessão da área identifica-se que tanto o modelo de oferta de área por licitação, como de portas abertas foram utilizados pelo Reino Unido e pela Dinamarca. O Reino Unido, em sua primeira rodada, recebeu áreas de interesse dos produtores. Assim, há uma tendência de utilização do modelo de portas abertas no início do desenvolvimento deste mercado, já que a identificação e estudo de áreas por parte do governo, para a oferta de áreas, leva um determinado tempo.

Para a conexão à rede observa-se que há três modelos de transmissão, o modelo no qual o desenvolvedor é responsável pela conexão, o modelo no qual o TSO é responsável e o modelo no



qual o OFTO é o responsável. Na Dinamarca, os custos de construção e operação das linhas de transmissão são do operador do sistema (TSO) que repassam os custos para os consumidores através de taxas. No Reino Unido era utilizado o modelo no qual o desenvolvedor era responsável pelos custos da rede. No entanto, em 2009, o governo e a Ofgem resolveram mudar e implementar o modelo no qual o OFTO, uma terceira parte, é responsável pela grid. O objetivo dessa decisão era reduzir os custos de investimentos iniciais do desenvolvedor e por se mostrar um processo mais eficiente trazendo experiência técnica e capital. No entanto podemos observar que para realizar as operações de transmissão de energia, o OFTO cobra uma taxa ao desenvolvedor pela utilização da transmissão. Sendo assim os custos são repassados para o desenvolvedor que acaba por ter uma maior despesa a longo prazo.

Portanto, cada um dos modelos citados possui características diferentes principalmente quanto ao custo relacionado à transmissão. Para a Dinamarca o modelo do TSO foi adequado, já para o Reino Unido, o modelo mais adequado se tornou o modelo do OFTO, uma terceira parte. Ao selecionar o modelo mais adequado para o Brasil deve-se levar em conta à quem os custos devem ser repassados. Como o modelo do OFTO já foi implementado para a energia eólica onshore e não obteve sucesso, e o operador da transmissão (ONS) provavelmente não teria condições de atuar neste sentido, o modelo mais adequado seria o do desenvolvedor.

E, por fim, com relação a parte de incentivos podemos observar tarifas de feed-in que são oferecidas por um período de normalmente 20 anos para as usinas na Dinamarca. Esta tarifa foi alterada pelo RPS, porém foi uma medida que fez com que o mercado estagnasse nos anos de 2004 a 2008 e, portanto, não se torna uma boa prática. Já no Reino Unido, o RO é a principal medida de incentivo, mas está sendo substituída pelo CfD, no qual o desenvolvedor realiza um contrato com uma contraparte e os valores dependem do preço de mercado da energia. Neste sentido, podemos observar que a tarifa de feed-in é uma medida que é de grande importância e se torna uma boa prática. A introdução dos certificados de compra de energias renováveis teve sucesso no Reino Unido, porém não foi uma boa prática na Dinamarca. Assim, para o Brasil, a tarifa de feed-in inserida no contrato de compra de energia em leilão se torna o modelo mais adequado.



6 CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O amplo recurso eólico marítimo brasileiro pode ajudar na diversificação da matriz energética brasileira. No entanto, para o desenvolvimento da indústria eólica offshore no Brasil é necessário um marco regulatório que designe agências reguladoras, crie regulamentações e proponha incentivos para a atração de investidores. Assim, visto a importância da regulamentação, este artigo teve como objetivo dispor de lições aprendidas para o processo de regulamentação para o desenvolvimento do mercado eólico offshore a partir de experiência dos países do Reino Unido e Dinamarca.

Foram analisados os processos de regulamentação de ambos os países e levantados aspectos que podem ser considerados como lições aprendidas para a implementação deste mercado no Brasil. Em resposta à questão levantada na introdução, sobre “Quais lições o Brasil pode aprender com a experiência do Reino Unido e Dinamarca no desenvolvimento da energia eólica offshore?” no estudo foram identificadas os seguintes: i) o processo de concessão de área para projetos de usinas eólicas offshore deveriam ter duas entradas: a de portas abertas e a oferta de área mediante leilão; ii) o processo de concessão da área e a emissão de licenças deveria ser centralizado em um número mínimo de instituições; iii) o modelo de transmissão deve ser selecionado levando em consideração a quem os custos devem ser redirecionados; iv) a tarifa de feed in deveria ser o subsídio e deve estar inserida no contrato de compra de energia mediante leilão.

Este trabalho possui uma abordagem teórica prévia, uma vez que se trata de um tema complexo e que deve ser analisado detalhadamente. Recomenda-se para futuros temas de pesquisa a análise de outros países com experiência em energia eólica offshore, como Alemanha, e países iniciantes como comparar esse modelo com o de países, como Índia, Taiwan e os Estados Unidos da América.

REFERÊNCIAS

- ANKER, H. T.; JORGENSEN, M. L. **Mapping of the legal framework for siting of wind turbines - Denmark**, n. 239. Frederiksberg: University of Copenhagen, Department of Food and Resource Economics, IFRO Report, 2015.
- ARAÚJO, B. P. DE; WILLCOX, L. D. Reflexões críticas sobre a experiência brasileira de política industrial no setor eólico. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, n.47, p. 163-220, 2018. ISSN 1414-9230.
- BARCLAY, C. Wind Farm consents - offshore. **House of Commons Library**, [S.l.], p. 1-7, jul. 2012.



- BRARD, B. **The regulation of radial grid connection systems for offshore wind farms.** The Netherlands: Faculty of Technology, Policy and Management, Delft University of Technology, 2017.
- BOLINGER, M. **Community wind power ownership schemes in Europe and their relevance to the United States.** Berkeley: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, May. 2001. LBNL: 48357.
- DANISH ENERGY AGENCY (Dinamarca). **Danish Experiences from Offshore Wind Development.** Copenhagen K: DEA, 2015a. 36 p.
- _____. **Wind turbines in Denmark.** Copenhagen K: DEA, 2015b. 32 p.
- _____. **Energy Policy Toolkit on Physical Planning of Wind Power: experiences from Denmark.** Copenhagen K: DEA, 2015c. 42 p.
- _____. **Danish Offshore Wind: Key Environmental Issues – a Follow-up.** Copenhagen K: The Environmental Group: The Danish Energy Agency, The Danish Nature Agency, DONG Energy and Vattenfall, 2013. 104 p.
- _____. **New Danish energy agreement: 50% of electricity consumption from wind power in 2020.** Copenhagen K: DEA, 2012.
- _____. **Informações para desenvolvedores de projetos no esquema de portas abertas.** Copenhagen K: DEA, 2018. 16 p.
- DANISH MARITIME AUTHORITY (Dinamarca). **Summary Report on North Sea Regulations and Standards: Review of Maritime and Offshore Regulations and Standards for Offshore Wind.** Korsør: DMA, 2015. 40 p.
- DB CLIMATE CHANGE ADVISORS. **UK Offshore Wind: Opportunity, Costs & Financing.** Frankfurt am Main: Deutsche Bank Research, 2011. 59 p.
- DELAY, T.; JENNINGS, T. **Offshore wind power: big challenge, big opportunity: Maximising the environmental, economic and security benefits.** London: The Carbon Trust, 2008. 112 p.
- DEMO, P. **Introdução à Metodologia da Ciência.** 2 ed. São Paulo: Atlas, 1985. 120 p.
- DEPARTMENT FOR ENVIRONMENT, FOOD AND RURAL AFFAIRS (Reino Unido). **Our seas: a shared resource high level marine objective.** London: DEFRA, 2009.
- DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE (Reino Unido). **UK Renewable Energy Roadmap.** London: DEA, 2011. 107 p.
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY (Reino Unido). **Future Offshore: a strategic framework for the offshore wind industry.** London: DTI, 2002. 88 p.



- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY (Reino Unido). **Guidance Notes Offshore Wind Farm Consents Process**. London: DTI, 2004. 29 p.
- DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY (Reino Unido). **Resposta do Governo à Consulta Conjunta DTI / Ofgem sobre o Licenciamento da Transmissão de Electricidade Offshore**. London: DTI, 2007.
- EISENHARDT, K. M.; GRAEBNER, M. Theory building from cases: opportunities and challenges. **Academy of Management Journal**, v. 50, n. 1, p. 25-32, 2007.
- ESTEBAN, M. D.; DIEZ, J. J., LOPEZ, J. S.; NEGRO, V. Why offshore wind energy? **Renewable Energy**, [S.l.], v. 36, p. 444-450, 2010.
- EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **EWEA Position Paper on Priority Dispatch of Wind Power**: Paper from the EWEA Large-Scale Integration Working Group, p. 13, 2013.
- FEO, E.; LUDMIR, J. Challenges in the Development and Financing of Offshore Wind Energy. **Roger Williams University Law Review**. Bristol, v. 14, 2009. ISSN: 1090-3968.
- FOX, B. The Offshore Grid: The Future of America's Offshore Wind Energy Potential. **Ecology Law Quarterly**, Berkeley, v. 43, 2015.
- GERHARDT, T. E.; SILVEIRA, D. T. (Org.). **Métodos de pesquisa**. Porto Alegre: Ed. da UFRGS, 2009.
- GIBSON, E., HOWSAM, P. The legal framework for offshore wind-farms: a critical analysis of the consent process. **Energy Policy**, [S.l.], v. 38, p. 4692-4702, 2010.
- GIL, A. C. Como elaborar projetos de pesquisa. 4. ed. São Paulo: Atlas, 2007.
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (Bélgica). **Global Wind 2009 Report**. Bruxelas: GWEC, 2010.
- _____. **Annual Market Update 2017 Global Wind Report**. Bruxelas: GWEC, 2018.
- _____. **Offshore Wind Policy and Market Assessment: a global outlook**. Facilitating Offshore Wind in India Project. Bruxelas: GWEC, 2014. 76 p.
- GONZALEZ, J. S., ARANTEQUI, R. L. The regulatory framework for wind energy in EU Member States: part 1 of the study on the social and economic value of wind energy – WindValueEU. **JRC Scientific and Policy Reports**. Luxembourg: European Commission, Joint Research Centre, 2015. 64 p.
- GREEN, R.; VASILAKOS, N. The economics of offshore wind. **Energy Policy**, [S.l.], v. 39, n. 2, p. 496-502, 2011.



- GRIMWOOD, G. G., ARES, E. Energy: The Renewables Obligation. **House of Commons Library**, [S.l.], n. 05870, 2016.
- HM GOVERNMENT (Reino Unido). **Offshore Wind Industrial Strategy: business and government action**. London, 2013. 77 p.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (Emirados Árabes Unidos). **Global Energy Transformation: A roadmap to 2050**. Abu Dhabi: IRENA, 2018a. 76 p.
- _____. **Offshore innovation widens renewable energy options: Opportunities, challenges and the vital role of international co-operation to spur the global energy transformation**. 2018b. 18 p.
- _____. **Renewable Capacity Statistics 2018**. Abu Dhabi: IRENA, 2018c. 60 p.
- E LIEVRE, C., OHAGAN, A. M. Legal and Institutional Review of National Consenting Systems. **Ricore Project**, [S.l.], Deliverable 2.2, 2015. 53 p.
- LEVY, B.; SPILLER, B.T. The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation. **Journal of Law, Economics, and Organization**, [S.l.], v. 10, n. 2, p. 201-246, 1994.
- MANI, S., DHINGRA, T. Critique of offshore wind energy policies of the UK and Germany — What are the lessons for India. **Energy Policy**, [S.l.], v. 63, 2013. p. 900-909.
- MAEGAARD, P. **Danish Renewable Energy Policy**. Boon: World Council for Renewable Energy, 2017. 20 p.
- MAST, E. H. M., VAN KUIK, G. A. M., ZAAIJER, M.B. **Offshore wind energy policies and their effects: experiences in Denmark and the UK and prospects for the Netherlands**. Kluwerweg, The Netherlands, 2018.
- MEYER, N. I. Learnings from wind energy policy in EU, with focus on Denmark, Sweden and Spain. In: GIN WIND STREAM CONFERENCE, 2006, Cardiff. **Anais Eletrônicos...** Cardiff, United Kingdom, 2006.
- MUSIAL, W.; BONNIE, R. **Large-scale Offshore WindPower in the United States: Assessment of Opportunities and Barriers**. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2010. 240 p.
- NATIONAL AUDIT OFFICE (Reino Unido). Department of Energy & Climate Change. **The Levy Control Framework**. London: The Stationery Office, 2013. 44 p.
- OFGEM. **Renewables Obligation Annual Report 2010**. London: OFGEM, 2011. 72 p.
- _____. **Renewables Obligation Annual Report 2011**. London: OFGEM, 2012. 76 p.



- _____. **Rodada de Licitação 3**. London: OFGEM, 2014. Disponível em: <[emhttps://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/offshore-transmission/offshore-transmission-tenders/tender-round-3](https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/offshore-transmission/offshore-transmission-tenders/tender-round-3)>. Acesso em: 22 set. 2018.
- ORFORD, K. HENDERSON, E. **The Planning Series: 17- Consenting energy generation infrastructure**. Cardiff: National Assembly for Wales Research Service, 2018. 11 p.
- OSW. **UK Offshore Wind: Opportunities for trade and investment**, UK Trade & Investment, [S.l.: s.n.], 2015.
- PROENÇA, J. D.; COSTA, P. V. da; MONTAGNER, P. (Org.). **Desafios da regulação no Brasil**. Brasília: ENAP, 2006.
- PWC. **Unlocking Europe's offshore wind potential 2017**. Amsterdam: PwC, 2017. 42 p.
- SALVADOR, S., GIMENO, L., LARRUGA, J. S. Streamlining the consent process for the implementation of offshore wind farms in Spain, considering existing regulations in leading European countries. **Ocean and Coastal Management**, [S.l.], v. 157, p. 68-85, 2018.
- SILVA, A. R. **Energia eólica em alto mar: distribuição de recursos e complementaridade hídrica**. 2015. 57 f. Tese (Doutorado em Ciências Climáticas) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2015.
- SNYDER, B., KAISER, M.J. Offshore wind power in the US: regulatory issues and models for regulation. **Energy Policy**, [S.l.], v. 37, p. 4442–4453, 2009.
- THE CROWN ESTATE. **The Crown Estate's role in the development of Offshore Renewable Energy**. London: TCE, 2016. 2 p.
- _____. **Offshore wind operational report**. London: TCE, 2017. 11 p.
- THE SCOTTISH GOVERNMENT (Escócia). **Marine Scotland Licensing Consents Manual: Covering Marine Renewables and Offshore Wind Energy Development**. Southampton: ABP Marine Environmental Research, 2012. 167 p.
- THOPSEN, K. E. **Offshore Wind: a comprehensive guide to successful offshore wind farm installation**. 2. ed. Cambridge: Academic Press, 2014. 404 p.
- TOKE, D. T. The UK offshore wind power programme: A sea-change in UK energy policy?. **Energy Policy**, [S.l.], v. 39, 2011.
- UK GOVERNMENT (Reino Unido). Marine Management Organisation. **Guidance: Understand marine wildlife licences and report an incident**, 2018a. Disponível em: <<https://www.gov.uk/guidance/understand-marine-wildlife-licences-and-report-an-incident>>. Acesso em: 26 out. 2018.



_____. Ministry of Housing, Communities & Local Government. **Guidance:** Environmental Impact Assessment. Explains requirements of the Town and Country Planning (Environmental Impact Assessment) Regulations 2017, jul. 2017. Disponível em: <<https://www.gov.uk/guidance/environmental-impact-assessment>>. Acesso em: 27 out. 2018.

_____. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. **Management of the Levy Control Framework: Lessons Learned Report (2015)**. London, 2015. 9 p.

_____. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. **UK Energy Statistics, 2017 & Q4 2017**. Press Notice Department for Business, Energy & Industrial Strategy. London, 2018b. 16 p.

VOSS, C. Case research in operations management. **Researching operations management**. Routledge, 2010. p. 176-209.

WINDEUROPE. **Offshore Wind in Europe: Key trends and statistics 2017**. Bruxelas: WindEurope, 2018. 37 p.

WRIGHT, G. Regulating marine renewable energy development: a preliminary assessment of UK permitting processes. **Underwater Technology**, v. 32, n. 1, p. 39-50, 2014.

WWF. **Desafios e Oportunidades para a energia eólica no Brasil: recomendações para políticas públicas** Relatório Técnico. 1. ed. Brasília, 2015. 36 p.

YIN, R. K. **Estudo de Caso: Planejamento e Métodos**. 2. ed. Porto Alegre: Bookman, 2001.