



Análise de viabilidade econômico-financeira de um projeto eólico com simulação Monte Carlo e avaliação de risco

Analysis of economic and financial viability and risk evaluation of a wind project with Monte Carlo simulation

Carlos Alberto Anjoletto Macedo¹
Andrei Aparecido de Albuquerque¹
Herick Fernando Moraes¹

Resumo: O mundo está vivenciando uma profunda mudança climática, causada pela atividade predatória do homem, tendo em vista que as atividades econômicas foram exercidas sem preocupação com os impactos causados ao meio ambiente. Entretanto, na atualidade, percebe-se a necessidade de se expandir a economia atual sem comprometer os recursos necessários para a sobrevivência das futuras gerações. O uso intensivo de fontes alternativas de energia se configura uma contribuição a essa nova perspectiva de desenvolvimento. Em outra vertente, as principais técnicas de análise de viabilidade econômico-financeira são amplamente conhecidas, entretanto, a aplicação de técnicas que considerem o risco não é tão trivial. Assim, o presente trabalho aborda a seguinte questão: é possível analisar a viabilidade econômico-financeira de um potencial parque de geração de energia eólica em diferentes localidades do Brasil considerando o risco por meio das técnicas auxiliares de simulação de Monte Carlo e a distribuição Beta? Para responder tal questionamento, foram realizados testes considerando quatro diferentes localidades no Brasil, aplicando o método da Taxa Interna de Retorno (TIR) aliado às mencionadas técnicas auxiliares a fim de considerar o risco na análise de investimentos. Os resultados demonstraram a sensibilidade do projeto eólico à necessidade de financiamento para todas as regiões estudadas.

Palavras-chave: Energia eólica; Viabilidade econômico-financeira; Taxa Interna de Retorno.

Abstract: *The world is experiencing a deep climate change caused by the predatory activity of man, due to the long time economic activities practiced without concerns on the environmental impacts. However, nowadays there is the necessity to expand the current economy without compromising the necessary resources for the survival of the future generations. The intensive use of alternative energy configures a contribution to this new development path. In another perspective, the main technical analysis of economic and financial feasibility is widely known; however, the application of techniques that consider the risk is not so usual. Thus, this current work addresses whether it is possible to identify the economic feasibility of a potential wind power generation plant in different Brazilian locations considering the risk of applying Monte Carlo simulation and Beta distribution techniques. In order to answer this question tests were performed in four different locations in Brazil, utilizing the Internal Rate of Return (IRR) method with the mentioned techniques to consider the risk in investment analysis. The results showed the sensitivity of the wind project to the financing costs, regardless the region studied.*

Keywords: *Wind power; Economic and financial viability; Internal Rate of Return.*

1 Introdução

As mudanças climáticas entraram de vez para o debate político e econômico do século XXI. Ano após ano, catástrofes naturais são registradas ao redor do planeta e, normalmente, são atribuídas à atividade humana sobre a Terra. Segundo o *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), a maioria dos cientistas sugere que há correlação entre tais eventos

climáticos e o aquecimento global, cuja causa principal é o aumento da concentração de gases causadores do efeito-estufa na atmosfera, em especial o CO₂ oriundo da queima de combustíveis fósseis (Dincer, 2000; IPCC, 2001).

Nesse contexto, o foco voltado à sustentabilidade passou a ser valorizado. O mundo precisa se

¹ Universidade Federal de São Carlos – UFSCar, Rodovia Washington Luís, SP-310, Km 235, CEP 13565-905, São Carlos, SP, Brasil, e-mail: anjoletto.carlos@gmail.com; andrei@dep.ufscar.br; herickmoraes@dep.ufscar.br

Recebido em Set. 02, 2016 - Aceito em Fev. 07, 2017

Supporte financeiro: Nenhum.

desenvolver de modo a atender a suas necessidades atuais sem comprometer os recursos necessários para a sobrevivência das gerações futuras. Para tanto, o maior uso de fontes alternativas de energia seria uma boa solução, gerando grandes oportunidades de negócio em escala global (Dincer, 2000; Sims, 2004).

De acordo com o *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN21), as fontes renováveis mais utilizadas atualmente são: biomassa, geotérmica, marés dos oceanos, hidráulica, solar e eólica. Juntas, elas respondiam por 21,7% de toda a energia produzida no mundo em 2012. Em termos absolutos, os renováveis possuíam 1,470 GW de capacidade instalada, dos quais, 990 GW provinham de hidrelétricas. Nesse mesmo ano, a energia eólica apresentou o maior crescimento entre os renováveis, algo em torno de 39% de capacidade adicional, seguida pelas hidrelétricas e usinas solares, as quais expandiram 26% cada (REN21, 2013).

O Brasil, por sua vez, é um dos líderes globais na geração de energia renovável, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), cujos relatórios indicam que a participação dos renováveis na Matriz Energética Brasileira está entre as mais elevadas do mundo, atingindo a marca de 42,4% em 2012. Ao se observar somente a Matriz Elétrica Brasileira de 2012, esse percentual atinge incríveis 84,5%, dos quais, 76,9% provinham de fontes hidráulicas, 6,8% de biomassa e 0,9% de eólica (EPE, 2013a). Tais números refletem a antiga estratégia de se investir apenas no potencial hídrico do país.

Dutra & Szklo (2008) argumentam, no entanto, que, em 2002, o Brasil lançou o Programa de Incentivo a Fontes de Energia Alternativa (PROINFA) com o objetivo de diminuir essa dependência das hidrelétricas. Na verdade, o programa consolidava várias medidas de incentivo adotadas na década de 90, visando explorar os potenciais da biomassa, das pequenas centrais hidrelétricas e dos recursos eólicos do país. Para tanto, os autores explicam que foram definidas duas etapas: a primeira visava à adição de 3.300 MW de capacidade instalada, 1.100 MW para cada modalidade, exigindo que os projetos aprovados entrassem em operação em dezembro de 2006. Já na segunda etapa, determinou-se uma meta mais arrojada: até 2026, 10% de todo o consumo de energia no Brasil deveria ser proveniente de fontes alternativas de energia.

Além de diferentes metas, a segunda etapa alterou o modo de contratação dos projetos de energia (Dutra & Szklo, 2008). O governo federal optou por leilões que estimulassem a concorrência entre os três tipos de projeto ao invés de oferecer um valor fixo por kWh para cada um. De acordo com Dutra & Szklo (2008), esse modelo é interessante, pois permite maior controle sobre o custo marginal da energia elétrica no longo prazo, porém penaliza a energia eólica, que possui um custo por kWh mais elevado que os

demais. Assim, a solução seria promover leilões separados para projetos de biomassa (a qual possui o menor custo por kWh), algo que tem acontecido esporadicamente.

Atualmente, no Brasil, há uma perspectiva de investimento na geração de energia eólica. Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), a energia eólica possuía, em agosto de 2014, cerca de 4,5 GW de capacidade instalada país afora, distribuídos em 181 usinas. Somente em 2013, realizaram-se quatro leilões de energia, dos quais, três contemplaram a fonte eólica, resultando em 4,7 GW de energia contratada, boa parte na região Nordeste. Um recorde para o setor (ABEEólica, 2014).

Diante desse cenário, definiu-se a seguinte questão de pesquisa: **É possível analisar a viabilidade econômico-financeira de um potencial parque de geração de energia eólica em diferentes localidades do Brasil considerando o risco por meio das técnicas auxiliares de simulação de Monte Carlo e a distribuição Beta?** A fim de responder a essa questão, estabeleceu-se o seguinte objetivo para a pesquisa: **Desenvolver um estudo de viabilidade econômica de um potencial parque de geração de energia eólica em diferentes localidades do Brasil considerando o risco por meio das técnicas auxiliares de simulação de Monte Carlo e a distribuição Beta.**

Neste sentido, este trabalho pretende contribuir para a literatura ao definir as categorias de custos mais relevantes a serem estudadas e, finalmente, fornecer uma visão mais ampla no estudo da viabilidade econômica dos projetos eólicos no Brasil ao inserir técnicas de análise de risco aliadas.

O presente estudo abordará um projeto eólico (um caso) considerando sua implementação em quatro localidades alternativas. Segundo Dutra & Tolmasquim (2000), os projetos de geração eólica devem ser tratados como estudos de caso e, coincidentemente, a maioria dos trabalhos encontrados se caracteriza como tal. Alguns exemplos na América Latina são: Watts & Jara (2011), Melo (2012) e Salles (2004). A precisão das informações utilizadas nesse tipo de análise é maior, porém estas são mais limitadas.

Este trabalho está dividido em outras quatro seções, além desta introdução. Primeiramente, apresenta-se uma revisão bibliográfica acerca dos principais tópicos referentes ao tema da pesquisa. Em seguida, discute-se o método de pesquisa empregado neste trabalho. Por fim, os resultados obtidos são apresentados e discutidos à luz de todas as considerações feitas ao longo do texto e, finalmente, a última seção apresenta as principais conclusões e limitações da pesquisa, além de sugerir possíveis temas para estudos futuros.

2 Revisão bibliográfica

Ao longo das últimas décadas, as evidências da degradação do meio ambiente se tornaram mais aparentes, as quais, segundo Dincer (2000), são

resultado de uma combinação de fatores, tais como a revolução industrial, o acelerado crescimento populacional e a economia voltada exclusivamente para o consumo, entre outros. Na década de 70, buscava-se entender a relação entre poluentes convencionais, como SO_2 , NO_x e CO , e seus respectivos impactos ambientais (Dincer, 2000). Com o passar do tempo, as atenções se voltaram para os poluentes de impacto global, principalmente para aqueles relacionados ao aquecimento global, o qual é definido como sendo um aumento da temperatura atmosférica devido ao aumento da concentração de gases emitidos por atividades humanas, dos quais se destaca o CO_2 (Dincer, 2000; Sahin 2004).

Segundo Herbert et al. (2007), a energia é o ingrediente básico para o desenvolvimento socioeconômico de qualquer país. Por possuir esse caráter essencial ao desenvolvimento das nações e se utilizar de combustíveis fósseis, a geração de energia elétrica responde por mais de 33% de toda a emissão de CO_2 relacionada ao setor de energia no mundo (Ang et al., 2011). Por conta disso, tais autores afirmam que esse é um dos setores com maior potencial de redução da emissão de dióxido de carbono no mundo, desde que medidas apropriadas sejam tomadas, tais como o uso de fontes renováveis e o aumento da eficiência dos processos de produção de energia.

Sims (2004) acredita que a solução mais plausível seja, de fato, a substituição dos combustíveis fósseis por fontes de energia livres de carbono. Segundo este autor, muitas tecnologias já foram desenvolvidas nessa direção e possuem alto grau de maturidade, tais como as grandes hidrelétricas, os projetos que exploram a energia geotérmica e a energia nuclear. No entanto, todas elas ainda são alvo de preocupações socioambientais. As hidrelétricas, por exemplo, resultam em grandes áreas alagadas e a consequente remoção de famílias ribeirinhas. Os projetos geotérmicos levantam dúvidas sobre sua sustentabilidade a longo prazo, uma vez que, para ser viável, necessita que a taxa de extração de calor da terra seja maior que a de reposição. Já a tecnologia nuclear preocupa a sociedade por não possuir um tratamento adequado de seus resíduos, por ajudar a proliferar armas atômicas e por serem potenciais alvos de ataques terroristas (Sims, 2004).

Ainda assim, Herbert et al. (2007) acreditam que fontes renováveis de energia seriam a melhor solução para se diminuir a dependência da economia global dos combustíveis fósseis bem como erradicar as emissões de dióxido de carbono. Dentre as opções existentes, considera-se a energia eólica uma das melhores alternativas, pois é ambientalmente correta e possui um enorme potencial ainda inexplorado.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) classifica os aerogeradores (ou turbinas eólicas) como sendo dispositivos que convertem a energia cinética presente nas massas de

ar em energia elétrica (BNDES, 2009). Tecnicamente, as turbinas eólicas se apresentam em duas categorias, conforme a direção de seu eixo rotativo: **vertical**, o qual é montado perpendicularmente ao solo, ou **horizontal**, o qual é montado paralelamente ao solo (BNDES, 2009). As turbinas de eixo horizontal são mais apropriadas para a geração de energia elétrica, pois suas hélices ficam suspensas a muitos metros do solo, explorando ventos de maior velocidade. Além disso, o equipamento ocupa pouco espaço no solo, o qual pode ser utilizado para outros fins, como a agricultura, por exemplo. O contraponto desse modelo é o fato de ele precisar de um mecanismo que execute um constante reposicionamento do eixo rotativo em relação à direção do vento, algo que o deixa mais custoso (BNDES, 2009). Apesar de não poluírem a atmosfera e nem gerar resíduos radioativos, Leung & Yang (2012) afirmam que as turbinas eólicas não são totalmente inofensivas ao meio ambiente. Segundo eles, para se garantir uma sociedade verdadeiramente sustentável, é preciso compreender melhor seus impactos ambientais, tais como ruído e morte de aves.

2.1 Os custos das turbinas eólicas modernas

Segundo Blanco (2009), os principais fatores que governam os custos da geração de energia eólica são:

- a) **Custos de aquisição** – incluem as turbinas, fundação do terreno, construção de acessos e a conexão à rede elétrica. Essa categoria pode responder por até 80% do custo de um projeto ao longo de sua vida útil;
- b) **Custos de geração de energia** – incluem os custos de operação e manutenção (parcela mais significativa), o aluguel do terreno, seguro e taxas de administração. Esses custos são relativamente baixos, girando em torno de 20% de todo o investimento;
- c) **Energia produzida** – depende dos ventos locais, das especificações das turbinas e das características do terreno. O indicador que melhor define a capacidade de geração de eletricidade de um parque eólico é o seu *fator de capacidade*, o qual expressa, em porcentagem, o tempo que a fazenda eólica efetivamente produz energia durante o ano;
- d) **Custo de oportunidade e o tempo de vida útil** do empreendimento – ambos são reflexo do risco do projeto, do mercado interno de cada país e da rentabilidade de investimentos alternativos.

Blanco (2009) ressalta ainda que a diferença fundamental entre a geração de energia renovável (eólica, solar, hidrelétrica, etc.) e as demais fontes convencionais de energia (térmica, nuclear, etc.) reside no fato de os renováveis possuírem custo zero de combustível. Por exemplo, numa usina movida a gás natural, cerca de 40% a 60% dos custos se referem à aquisição de combustível e despesas com operação e manutenção (Blanco, 2009).

Por outro lado, Blanco (2009) afirma que os projetos eólicos requerem um alto capital inicial. Em geral, segundo a autora, o empreendedor precisa ter boa parte do montante a ser investido (aproximadamente 80%) antes de dar início às obras. Logo, acesso ao crédito e boas condições de financiamento são pré-requisitos para o desenvolvimento do setor. Entretanto, após o processo de instalação e considerando que os recursos eólicos tenham sido corretamente estimados, o custo de geração de energia passa a ser previsível, algo que reduz o risco global de uma companhia ou do portfólio de um país (Blanco, 2009).

2.2 O mercado de energia eólica

Segundo o *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN21), a demanda global por energia renovável manterá sua tendência de crescimento no curto prazo. A Figura 1, a seguir, ilustra o crescimento da capacidade global de energia eólica no período de 1996 a 2013.

Segundo o *Global World Energy Council* (GWEC), o mundo atingiu a expressiva marca de 318 GW de capacidade instalada em 2013, um aumento de 35 GW (12,5%) em relação a 2012, o que representou um forte crescimento diante do cenário econômico atual, porém abaixo do crescimento médio observado nos últimos 10 anos (21%). Essa redução pode ser explicada em parte pela desaceleração abrupta do mercado americano, o qual registrou um recorde

de expansão em 2012, mas não o manteve ao longo de 2013. Por outro lado, a China teve mais um bom ano, mantendo sua liderança no setor e sustentando grande parte do crescimento global (GWEC, 2014).

O GWEC comenta também que, ao final de 2013, somente 24 países possuíam mais de 1 GW de capacidade instalada – o Brasil está entre eles – enquanto que apenas seis tinham mais de 10 GW instalados. E que, em algum momento de 2014, a China ultrapassaria os 100 GW de capacidade instalada, tornando a Ásia o continente com maior capacidade de produção de energia eólica no mundo até o final de 2014, superando a Europa (GWEC, 2014).

Na onda do crescimento mundial, o mercado brasileiro de energia, de uma maneira geral, vem apresentando uma forte expansão nos últimos anos, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Dados do Balanço Energético Nacional de 2013 apontam que, em 2012, a demanda total de energia no país aumentou 11,3 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), anotando uma taxa de crescimento de 4,1% em relação a 2011. Dentre todos os setores demandantes de energia, o segmento de transportes, tanto de carga quanto de pessoas, foi o que mais cresceu (7,2%).

Dentro do setor elétrico, a energia eólica aparece como destaque, praticamente dobrando sua capacidade instalada entre 2011 e 2012 (EPE, 2013b). Dados mais recentes da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) indicam que o mês de dezembro de 2013 terminou com um acréscimo de 10 MW na capacidade instalada em relação ao mês anterior, fazendo com que a potência eólica instalada chegasse a 3,46 GW, distribuídos por 142 parques (ABEEólica, 2014). Segundo a ABEEólica, em agosto de 2014, esses números saltaram para cerca de 4,5 GW de capacidade instalada, distribuídos em 181 parques. A Figura 2, a seguir, ilustra a expectativa de crescimento do setor eólico brasileiro até 2018.

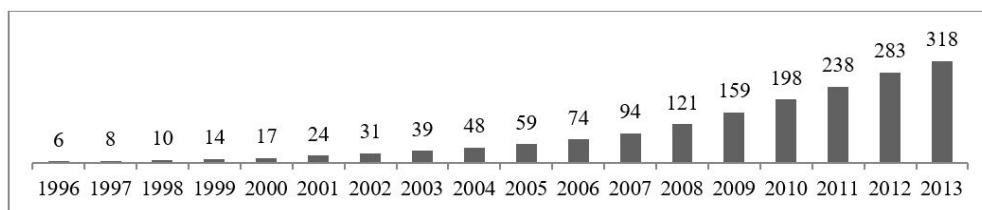


Figura 1. O crescimento da capacidade global de geração de energia eólica (GW). Fonte: Adaptado de GWEC (2014, p. 21).

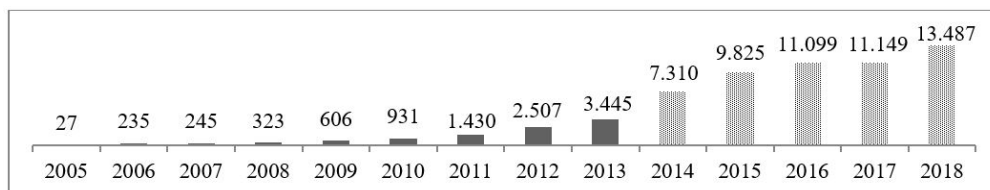


Figura 2. O desenvolvimento da energia eólica no Brasil (MW). Fonte: ABEEólica (2014, p. 4).

2.3 Especificidades da geração eólica e viabilidade econômica

A utilização de usinas hidrelétricas no Brasil depende do regime hidrológico, o qual está sujeito a flutuações sazonais significativas, fazendo com que, em alguns períodos, tal matriz seja complementada por fontes convencionais como a utilização de usinas termoeletricas. No entanto, a energia eólica pode ajudar na geração complementar à energia hidrelétrica.

Estudos como os de Silva et al. (2016) demonstram que os ventos *offshore* das regiões norte e nordeste do Brasil mostraram-se altamente complementares com os regimes hidrológicos das bacias do São Francisco, Atlântico Leste, Atlântico Sudeste, Paraná, Paraguai, Uruguai e Atlântico Sul; apesar de não correlacionados com as bacias do Sudeste.

A mesma complementaridade sazonal entre o potencial eólico e hidrelétrico brasileiro é encontrada em Jong et al. (2016), demonstrando que a energia eólica pode substituir toda a geração advinda de combustível fóssil em 2020.

De fato, estudos têm demonstrado que países da América do Sul apresentam relevante potencial de geração eólica. Garcia-Heller et al. (2016) observam, em seu estudo, que grande capacidade é encontrada na Argentina, seguida pelo Brasil, México e Chile. Especificamente, o estudo estima a curva de oferta de energia eólica em tais nações e cria um cenário para o ano de 2025, em que o potencial brasileiro será de 26 GWh/ano, considerando a instalação de turbinas de três pás.

Apesar de seu grande potencial em termos de geração e sustentabilidade, a energia eólica apresenta especificidades em termos dos efeitos que atributos-chave, como localização, área e forma de disposição de tais sistemas, de modo que a produção total pode variar amplamente segundo tais características (Ribeiro et al., 2016).

Tais especificidades justificam fortemente a utilização de técnicas de engenharia econômica para verificar a viabilidade da instalação de tais sistemas, tendo em vista que o potencial de geração em uma localidade específica pode não apresentar retorno maior que os custos de investimento, operação e capital.

Ademais, a maioria dos estudos recentes encontrados na literatura aborda apenas o potencial de geração das regiões norte e nordeste do Brasil, de modo que este trabalho também contribui no sentido de comparar a viabilidade da instalação de tais geradores na região Sudeste, bem como raramente realizam algum tipo de análise de investimentos após o cálculo do potencial de geração. De fato, utilizando alguns operadores de busca com palavras-chave relevantes para a área, poucos estudos não encontrados na base *Scopus*.

Dentre os estudos que abordam a questão da viabilidade econômico-financeira de projetos eólicos,

é possível encontrar Li et al. (2013), que realizam uma análise de risco de investimento de projetos eólicos na China por meio de um processo que estimou o VPL com o método de Monte Carlo e, depois, analisam o período de *payback* do investimento. Os resultados da simulação demonstraram elevado risco de investimento, e os autores apresentam sugestões para a mitigação ou redução de tais possíveis adversidades.

Albadi & El-Saadany (2007) realizam um estudo de viabilidade considerando seis cenários de velocidade de ventos para tipos distintos de turbinas eólicas. Contudo, o estudo apenas apresenta as estimativas de TIR, VPL e *payback*.

Segundo Vithayasrichareon & MacGill (2014) e Segura et al. (2007), um bom planejamento financeiro em conjunto com uma correta análise de dados maximizam a chance de um empreendimento ser bem-sucedido. Um bom exemplo de estudo financeiro feito em conjunto com uma avaliação de dados eólicos é o trabalho de Kim et al. (2013), no qual usam as análises feitas por Oh et al. (2012) para definir o melhor local para instalação de aerogeradores *offshore* (instalados em alto mar) na Coreia do Sul.

No Brasil, Dutra & Tolmasquim (2000) fizeram um levantamento das características pertinentes a esse tipo de projeto, fazendo uso de informações sobre diversos modelos de aerogeradores disponíveis no mercado naquela época, estimando, assim, os custos de instalação, operação e manutenção dos parques eólicos.

Além dessa, outras pesquisas foram elaboradas por acadêmicos brasileiros com o intuito de determinar a viabilidade dos empreendimentos eólicos brasileiros. Melo (2012) conduziu um estudo num parque eólico nordestino, aplicando diversas ferramentas de análise econômico-financeira – tais como Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR). Salles (2004), por sua vez, usou alguns métodos estocásticos para a geração de cenários, tais como a simulação de Monte Carlo, para depois analisar economicamente um parque eólico hipotético, o qual foi configurado de modo a espelhar da maneira mais fiel possível a situação de fluxo de caixa das empresas do setor.

Enfim, apesar da relevância que as análises de viabilidade possuem, relativamente poucos estudos sobre energia eólica foram publicados no Brasil. O presente trabalho visa, pois, contribuir para a diminuição desse *gap*.

3 Modelo de cálculo

Esta seção apresenta as ferramentas e fundamentos que foram utilizados para elaboração de uma análise econômico-financeira dos projetos eólicos brasileiros, constituindo como método aplicado a Taxa Interna de Retorno em condições de risco.

3.1 Taxa interna de retorno

Segundo Ross et al. (2003), a taxa interna de retorno (TIR) de um fluxo de caixa é a taxa de juros necessária para que o valor presente líquido seja nulo, sendo considerada uma taxa intrínseca ao projeto, pois depende apenas das entradas e saídas de caixa estimadas. Seu cálculo é feito da seguinte maneira:

$$\sum_{t=1}^n \left[\frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \right] - I_0 = 0 \tag{1}$$

em que: FC_t = fluxos previstos de entradas de caixa em cada período; TIR = taxa interna de retorno ou taxa de rentabilidade equivalente periódica; I₀ = montante do investimento no momento.

Como ilustrado nesta Equação 1, calcular a TIR não é um processo muito simples, demandando uma série de aproximações sucessivas (Ross et al., 2003). Por isso, este trabalho utilizou planilhas eletrônicas para calcular a TIR das localidades em estudo.

Segundo Melo (2012), uma vez obtida a TIR, ela deve ser comparada com a taxa de desconto (ou taxa mínima de atratividade - TMA) no instante em que a decisão sobre o investimento for tomada. Para aceitá-lo, a TIR deve ser maior que a TMA, indicando que a taxa de retorno do projeto é maior que seu custo de oportunidade (Melo, 2012).

3.2 Análise de investimentos em condições de risco

Segundo Melo (2012), o método do Valor Presente Líquido (VPL) e da TIR são métodos clássicos para avaliação de qualquer investimento, contudo eles possuem uma natureza determinística, considerando os fluxos de caixa fixos e conhecidos ao longo do período de vida útil do projeto em análise.

Assim, tendo em vista a complexidade do ambiente econômico e sua inerente incerteza, o presente trabalho faz uso de duas técnicas auxiliares a fim de considerar o risco na análise de investimentos. São elas a Simulação de Monte Carlo (SMC) e a distribuição Beta.

Para a SMC, foram consideradas a distribuição Normal e a distribuição de Valores Extremos à esquerda (Gumbel tipo I), esta última, tendo em vista sua forma, visa refletir uma situação pessimista, considerando-se a maior probabilidade de ocorrência de fluxos de caixa abaixo do valor médio esperado.

Dessa forma, os números randômicos foram gerados utilizando os fluxos determinísticos como o primeiro momento da distribuição, e a grandeza de 30% do mesmo valor, como segundo momento. As funções densidade de probabilidade (FDP) das distribuições utilizadas são apresentadas na Figura 3.

Além da SMC com as duas distribuições supracitadas, considera-se também a análise de risco por meio da distribuição beta, cujos momentos são descritos nas Equações 2 e 3, segundo Casarotto & Kopittke (1998).

$$\mu_t = \frac{a + 4m + b}{6} \tag{2}$$

$$\sigma_t^2 = \frac{b - a}{6} \tag{3}$$

em que: μ_t é a média da distribuição beta; σ_t^2 é a variância da distribuição beta; a = valor pessimista; b = otimista; m = valor mais provável.

Tendo em vista que a distribuição beta é truncada, os momentos relativos à média e variância são baseados em estimativas otimistas, pessimistas e mais prováveis para cada fluxo de caixa no tempo, de modo que não há a necessidade de postular a priori uma distribuição de probabilidade ou variância para os fluxos de caixa.

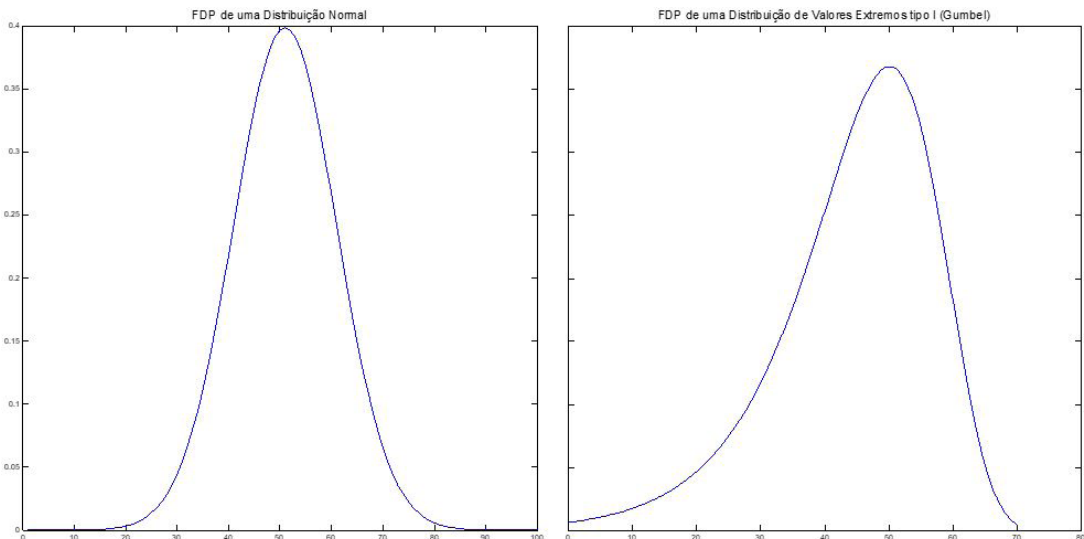


Figura 3. Função densidade de probabilidade (FDP) da distribuição Normal e de Valores Extremos. Fonte: Elaborado própria.

Salienta-se que, nessa análise, considerou-se o valor determinístico como sendo o mais provável (m), enquanto que o valor pessimista (a) representa 60% de " m " e o otimista, 30% acima de " m ".

3.3 Custo médio ponderado de capital

De acordo com Assaf (2002), os recursos de uma empresa podem ser oriundos de seus proprietários ou de seus credores, os quais exigem um certo nível de retorno a fim de disponibilizar capital para o negócio. A remuneração formalmente comprometida com o credor, expressa na forma de juros e outras despesas financeiras, define o custo de uma operação de empréstimo ou financiamento, ou seja, o custo do capital de terceiros alocado no projeto (Assaf, 2002). Da mesma forma, os acionistas ou proprietários de uma corporação esperam um determinado retorno sobre o investimento feito de modo a compensar os riscos da operação. Assim, o custo de capital próprio representa essa taxa de retorno exigida pelos donos do negócio (Assaf, 2002).

Segundo Melo (2012), o Custo Médio Ponderado de Capital da empresa, ou *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), seria justamente a ponderação entre esses dois tipos de custo e o ideal seria utilizá-lo como a taxa de desconto usada nos cálculos de VPL. Por conta disso, o WACC foi obtido conforme a Equação 4 (Miller, 2009):

$$WACC = w_i * k_i * (1 - T) + w_e * k_e \quad (4)$$

em que: w_i é a proporção de capital de terceiros dentro da estrutura de financiamento da empresa; w_e é a proporção de capital próprio dentro da estrutura de financiamento da empresa; k_i é o custo de capital de terceiros; k_e é o custo de capital próprio; T é a alíquota de Imposto de Renda.

Importante ressaltar que os custos de capital próprio são calculados, na maioria das vezes, segundo um método desenvolvido na década de 1960, o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), o qual relaciona quais tipos de risco influenciam o retorno esperado para um dado portfólio de investimento (Perold, 2004). Conforme Perold (2004) descreve em seu trabalho, o retorno mínimo esperado de um dado investimento pode ser expresso na Equação 5.

$$k_e = r_f + \beta * (r_M - r_f) \quad (5)$$

em que: k_e é a taxa de retorno mínima requerida pelos acionistas, o que pode ser entendido como o custo de capital próprio; r_f é a taxa de retorno de ativos livres de risco; r_M é a taxa de retorno média oferecida pelo mercado em sua totalidade; β é uma medida de risco sistemática do ativo.

O presente estudo buscou esses parâmetros nos sites Damodaran (2014) e Reuters (2014), os quais

compilam dados de diversos setores e empresas em diversos países do mundo. Infelizmente, não há dados em fontes públicas relativos ao Brasil e, por causa disso, serão usados dados dos EUA e da Europa, cujos mercados são mais bem desenvolvidos e estáveis.

A lógica do modelo CAPM também foi utilizada para formular a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de modo a computar um retorno mínimo exigido ajustado conforme o risco.

Assim, esse indicador foi apurado conforme apresentado na Equação 6. Que, ao efetuar os cálculos, obteve uma TMA de 13,12%.

$$TMA = r_f + \beta(r_M - r_f) \quad (6)$$

em que: r_f é a rentabilidade do Tesouro Direto em 23/9/2015 (taxa livre de risco); r_M é o custo efetivo total do cartão BNDES (retorno de mercado); β é o beta alavancado do setor elétrico brasileiro, igual a 0,72, como encontrado em Pinto & Parente (2010).

3.4 O cálculo do potencial energético

Segundo Masters (2004), o cálculo do potencial energético de uma dada região é dado pela Equação 7:

$$E = P_R * 8760 * CF \quad (7)$$

em que: P_R é a potência nominal do parque eólico (kW); E é a energia anual gerada (kWh/ano); 8760 é número de horas que há num ano (h/ano); CF é o fator de capacidade (percentual do tempo que o parque efetivamente produz energia ao longo do ano).

Finalmente, quando os dados eólicos analisados se caracterizaram como uma distribuição estatística de Rayleigh (Weibull com fator $k = 2$), o fator de capacidade (CF) pôde ser obtido a partir da seguinte Fórmula 8 (Masters, 2004).

$$CF = 0,087 * \bar{V} - \frac{P_R}{D^2} \quad (8)$$

em que: \bar{V} é a velocidade média dos ventos (m/s); P_R é a potência nominal do parque eólico (kW); D é o diâmetro do rotor das turbinas eólicas (m).

3.5 A definição da amostra de dados

A base de dados que norteou o presente estudo foi aquela disponibilizada na *internet* pelo Sistema de Organização de Dados Ambientais (SONDA), o qual é um projeto do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) voltado a implementar infraestrutura física e de recursos humanos em algumas cidades brasileiras com o objetivo de melhorar a base de dados sobre os recursos de energia solar e eólica no Brasil. Os municípios que possuem dados eólicos disponíveis *online* são: Brasília (DF), Ourinhos (SP), São Martinho da Serra (RS), Petrolina (PE), Triunfo (PE), Belo Jardim (PE), São João do Cariri (PB) e Ouro Preto d'Oeste (RO). Com o intuito de se

comparar as diferentes regiões do Brasil, analisaram-se os ventos de quatro unidades federativas distintas: Brasília (DF), Ourinhos (SP), São Martinho da Serra (RS) e Triunfo (PE).

Em geral, as estações de medição do SONDA coletam dados a 25 m e 50 m de altura, porém este trabalho só fez uso das informações referentes a 50 m relativos a um período de 12 meses consecutivos. Um ponto interessante é que esses dados, disponíveis em SONDA (2014), passaram por um processo de validação pelos próprios colaboradores do projeto a fim de garantir sua confiabilidade. Tomou-se o cuidado, portanto, de se selecionar apenas as bases cujos dados haviam sido classificados como “aprovados”.

3.6 O racional de cálculo

Para determinar se um empreendimento eólico era viável em uma cidade, analisou-se, primeiramente, a base de dados anemométricos daquele município a fim de se estimar a velocidade média anual dos ventos daquele local. Em seguida, utilizaram-se as Fórmulas 7 e 8 para se determinar a geração anual de energia esperada para essa localidade. Esse valor multiplicado pelo preço médio de venda do GWh de energia eólica por parte do governo federal resulta na receita esperada para o empreendedor.

A segunda parte do estudo focou estimar os custos da geração eólica no país. Para isso, analisaram-se os relatórios anuais de 2012 e 2013 da CPFL Renováveis, Renova Energia e EDP Renováveis, bem como os documentos emitidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ao final de cada leilão de energia eólica de 2013.

Por fim, adotou-se a premissa de que, no caso de necessidade de financiamento, os fundos para a implementação do projeto seriam oriundos do BNDES por meio da linha de crédito BNDES Finem, a qual é voltada para empreendimentos eólicos. Com tais dados, foi utilizado o método da TIR para avaliar a viabilidade econômica de um mesmo projeto eólico caso situado em cada uma das quatro cidades analisadas. Os resultados são apresentados nas seções subsequentes.

4 Introdução ao caso brasileiro

Esta seção apresenta aspectos da geração de energia eólica e os elementos utilizados no cálculo de viabilidade econômico-financeira de um parque eólico no Brasil. Salienta-se que a análise de investimentos foi realizada de forma a considerar o projeto eólico

de duas maneiras distintas. A primeira considera o projeto em sua menor unidade possível, isto é, sem considerar a necessidade de financiamento e, por conseguinte, serviços de dívida. Já a segunda, incorpora o financiamento e os serviços da dívida ao projeto, o que acarreta fluxos de caixa de menor magnitude.

4.1 O potencial energético

A fim de se estimar o potencial energético de uma dada localidade, calculou-se a velocidade média dos ventos do local em questão ao longo de um período de 12 meses, conforme discutido anteriormente. O resumo das análises se encontra na Tabela 1 a seguir.

Para se estimar o potencial energético de cada município, a velocidade média dos ventos deve seguir uma distribuição de probabilidade de Weibull com fator de forma k igual a 2. Como se observa na Figura 4 a seguir, essa condição é satisfeita para todas as localidades, exceto Triunfo (3). Por conta disso, não foi possível utilizar as Fórmulas 7 e 8 para essa localidade em específico. Para contornar essa situação, utilizou-se o trabalho de Lima & Bezerra (2010), no qual argumentam que a cidade nordestina possui fator de capacidade igual a 0,62, o que significa dizer que um parque eólico no município geraria energia por aproximadamente 5.462 horas no ano.

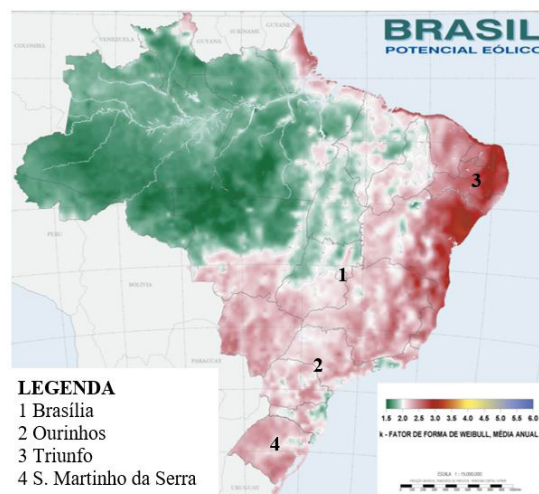


Figura 4. Média anual do fator de forma (k) de Weibull. Fonte: Adaptado de Ministério de Minas e Energia/MME (Brasil, 2001, p. 30).

Tabela 1. A característica dos ventos a 50 m de altura.

Característica	Brasília	Ourinhos	Triunfo	São Martinho da Serra
Velocidade Máxima (m/s)	22,95	14,73	28,70	83,90
Velocidade Mínima (m/s)	1,44	0,03	2,32	0,00
Velocidade Média (m/s)	6,95	3,61	13,65	3,42
Desvio Padrão (m/s)	2,91	1,66	4,51	2,84

Fonte: Elaborado a partir de dados disponíveis em SONDA (2014).

O resumo do potencial energético de cada cidade está expresso na Tabela 2 a seguir. Para os cálculos, consideraram-se as especificações técnicas do complexo eólico da Renova Energia no interior da Bahia, o qual é composto por 184 aerogeradores da General Electric (GE), modelo 1.6 XLE, cuja potência nominal é de 1,6 MW, suportados por torres de 80 metros de altura e dotados de rotores com 82,5 metros de diâmetro.

4.2 A estimativa do preço de venda

Uma vez estimado o potencial energético das localidades em estudo, é preciso saber quanto o empreendedor receberá por cada MWh de energia vendida. No Brasil, os produtores de energia renovável são remunerados com base nos contratos assinados com o governo federal durante os leilões de contratação de energia promovidos pelas entidades estatais. O Ministério de Minas e Energia (MME) classifica os leilões que contemplaram projetos eólicos em 2013 da seguinte maneira:

- a) **Leilão A-5** – visa contratar energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração e é realizado com 5 anos de antecedência do início do suprimento;
- b) **Leilão A-3** – visa contratar energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração e é realizado com 3 anos de antecedência do início do suprimento;

Tabela 2. O potencial energético de cada localidade.

Característica	Brasília	Ourinhos	Triunfo	São Martinho da Serra
Velocidade Média (m/s)	6,95	3,61	13,65	3,42
Fator de Capacidade (CF)	0,56	0,27	0,62	0,25
Potencial Energético (GWh/ano)	1.448	695	1.599	656

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3. Preço médio e energia eólica contratada em cada leilão de 2013.

Leilão	Energia Contratada (MW)	Preço Médio (R\$/MWh)
LER 2013	1.505	110,51
A-3 2013	868	126,00
2º A-5 2013	2.338	119,03
Média Ponderada	--	117,59

Fonte: Adaptado de ABBEólica (2014, p. 2).

Tabela 4. Estimativa do custo de aquisição por MW.

Leilão	Energia Contratada (MW)	Investimento Previsto
LER 2013	1.505	R\$ 5,5 bilhões
A-3 2013	868	R\$ 3,3 bilhões
TOTAL	2.373	R\$ 8,8 bilhões
Média	--	R\$ 3,7 milhões/MW

Fonte: Elaborado a partir de dados de EPE (2013c, d).

- c) **Leilão de Energia de Reserva (LER)** – objetiva elevar o patamar de segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Dessa forma, com base nos preços médios dos leilões realizados em 2013, definiu-se o preço médio por MWh como sendo a média ponderada dos valores acordados em cada leilão. Nesse caso, os pesos foram representados pelo montante de energia (MW) contratada em cada um deles. Assim, estabeleceu-se que o preço de venda estimado a ser utilizado nos cálculos de viabilidade econômica é de **R\$ 117,59/MWh**, conforme apresentado na Tabela 3 a seguir.

4.3 Os custos de aquisição

Com base nos documentos emitidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) ao final de cada leilão, definiu-se o custo médio de aquisição dos projetos eólicos no Brasil no ano de 2013, como ilustrado na Tabela 4. O segundo leilão A-5 de 2013 foi desconsiderado, porque ele contemplava outras fontes de energia além da eólica e, conseqüentemente, o valor do custo de aquisição previsto nesse leilão representava a soma de todas as categorias de geração de energia negociadas naquele pregão, sendo, portanto, incompatível com os objetivos deste trabalho, o qual foca apenas a energia eólica. Confirmando as evidências apresentadas em Blanco (2009) sobre os altos custos de aquisição e instalação dos equipamentos eólicos, a média de

investimento inicial por MW instalado no Brasil se mostrou próxima de **R\$ 3,7 milhões/MW**.

4.4 Os custos de geração de energia eólica

Uma vez estimados o potencial eólico de cada localidade, a previsão de receita e os custos de aquisição/instalação da infraestrutura eólica, resta determinar os custos de geração de energia de um parque eólico. Com esse objetivo, analisaram-se, então, os relatórios anuais divulgados por três grandes empresas do setor (CPFL Renováveis, Renova Energia e EDP Renováveis), nos quais se procuraram pelas seguintes categorias de custo:

- a) operação e manutenção;
- b) impostos;
- c) seguro;
- d) aluguel e arrendamentos;
- e) outros custos administrativos.

A Figura 5, a seguir, apresenta as conclusões daquilo que foi divulgado pelas empresas nos anos de 2012 e 2013. Depois, ao se ponderar os custos totais de geração de energia (R\$/MWh) em função da energia efetivamente gerada (GWh) por cada empresa em cada ano, concluiu-se que os custos de geração de energia eólica giram em torno de **R\$ 95,09/MWh**.

4.5 O custo ponderado médio de capital

Conforme discutido no tópico 3, o custo de capital de uma empresa define a taxa mínima de retorno do capital investido por uma empresa.

Por meio de análise dos relatórios anuais das três empresas, foram obtidas informações acerca da proporção de capital próprio e de terceiros utilizada por cada empresa e seus respectivos de terceiros. Os custos de capital próprio foram obtidos considerando uma alíquota de imposto de renda de 34%, partiu-se de um Beta Alavancado (β_L) de 0,98 para EDP Renováveis, conforme observado no site Reuters (2014). Em seguida, estimou-se um Beta Não Alavancado (β_U) para o setor de aproximadamente 0,56, conforme definições de

Assaf (2002). Na sequência, o β_U serviu de *input* para o cálculo do β_L das outras duas empresas. Com tais informações, foi possível apurar os respectivos custos de capital próprio das companhias conforme a Equação 5. Depois disso, foi apurado o custo médio ponderado de capital (WACC) das três empresas.

Finalmente, ponderando-se o WACC pela energia produzida (GWh) ao longo do ano de 2013 por cada companhia, determinou-se para este trabalho que o custo ponderado médio de capital de um empreendimento eólico no Brasil é de aproximadamente **8,24%**.

4.6 Condições de financiamento

Os recursos para financiar esse projeto viriam do BNDES, por meio da linha de crédito que atende a empreendimentos eólicos (BNDES Finem). Segundo suas regras, as taxas de juros cobradas variam entre 6% e 10,18% a.a., dependendo do perfil de risco apresentado pelo requerente. Além disso, a participação máxima do banco não pode ultrapassar 80% do valor dos itens financiáveis e o débito deve ser quitado em até 16 anos, quatro anos antes do fim de vigência dos contratos de fornecimento de energia para o governo, cuja validade é de 20 anos. Por fim, o período de carência do banco é de até seis meses após o início da operação comercial do parque eólico.

Em síntese, as premissas para os cálculos de TIR foram:

- a) não haverá variação na produção de energia ao longo dos anos;
- b) potência nominal do parque = 294 MW instalados;
- c) custo de aquisição = R\$ 3,7 milhões por MW instalado;
- d) custo de geração de energia = R\$ 95,09 por MWh produzido;
- e) redução do custo de geração de energia = 0,65% a.a.;
- f) preço de venda = R\$ 117,59 por MWh produzido;
- g) aumento do preço de venda = 9% a.a.;
- h) tempo para o parque entrar em operação = 24 meses;

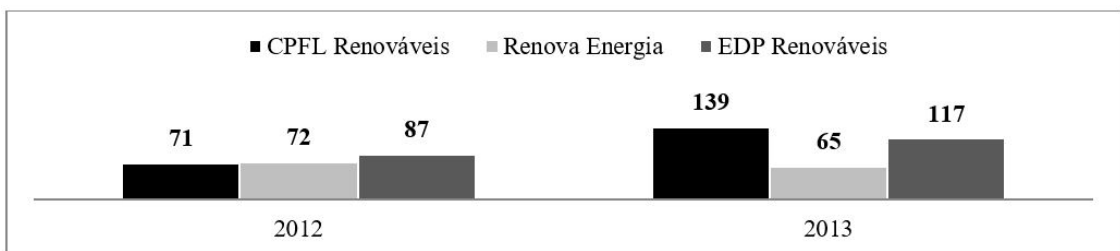


Figura 5. Custos totais de geração de energia (R\$/MWh). Fonte: Elaboração própria.

- i) tempo de carência do BNDES (somente cobrança de juros) = 24 meses;
- j) prazo de pagamento do financiamento = 16 anos;
- k) taxa de juros do financiamento = 10,18% a.a. (a mais conservadora possível);
- l) montante financiado pelo BNDES = 80% do custo total de aquisição;
- m) tempo de vida útil do projeto = 20 anos após a conclusão das obras;
- n) os efeitos do Imposto de Renda e da depreciação foram desconsiderados.

5 Resultados da aplicação dos métodos de análise de viabilidade econômico-financeira

Finalmente, calculou-se a viabilidade desse empreendimento caso fosse instalado em cada uma das quatro cidades, cujos dados anemométricos foram analisados na Seção 4.1. As premissas para todos os projetos foram as mesmas, sendo o potencial eólico de cada localidade a única variável possível.

Assim sendo, Triunfo (PE) foi a que apresentou o melhor resultado econômico, seguida de perto por Brasília (DF). Já as representantes de São Paulo e Rio Grande do Sul se mostraram inviáveis economicamente. A Tabela 5, a seguir, apresenta os valores de TIR de cada local.

De acordo com os resultados apresentados na Tabela 5, caso não haja a necessidade de financiamento bancário, todos os projetos são viáveis, mesmo em condições pessimistas, como demonstradas na SMC com distribuição de Valores Extremos.

A fim de quantificar o risco inerente a cada projeto, calculou-se a área da função densidade de probabilidade acumulada de cada caso apresentado, tendo em vista as distribuições utilizadas na análise, de modo a calcular a probabilidade de ocorrência de um VPL negativo.

Aqui, salienta-se que, no caso da análise realizada por meio da distribuição Beta, foi calculada a probabilidade com base em uma função densidade de probabilidade acumulada normal, tendo em vista que o somatório de distribuições Beta resulta em uma distribuição normal. Tais resultados são apresentados na Tabela 6.

Os resultados apresentados na Tabela 5 são corroborados de acordo com o risco inerente a cada projeto, tal qual apresentado na Tabela 6.

Já na necessidade de financiamento bancário, os resultados obtidos estão em perfeita consonância com o trabalho de Lima & Bezerra (2010), no qual também se constatou a viabilidade econômica da cidade de Triunfo. Além disso, o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro de 2001 (Brasil, 2001) mostra claramente que a região Nordeste é aquela que possui a melhor média de ventos ao longo do ano, evidenciando também os volumes de ventos no Distrito Federal, principalmente no segundo semestre do ano. É fácil de se observar também que as regiões de Ourinhos

Tabela 5. Resultados.

Cidade	Sem financiamento	Com financiamento
TIR - Resultados determinísticos		
Brasília (DF)	28,9%*	13,3%*
Triunfo (PE)	30,3%*	14,6%*
Ourinhos (SP)	20,3%*	4,3%
São Martinho da Serra (RS)	19,0%*	3,2%
TIR - Resultados Beta		
Brasília (DF)	28,9%*	13,2%*
Triunfo (PE)	30,2%*	14,5%*
Ourinhos (SP)	20,3%*	4,3%
São Martinho da Serra (RS)	19,0%*	3,2%
TIR - Simulação de Monte Carlo com distribuição Normal		
Brasília (DF)	29,0%*	13,4%*
Triunfo (PE)	28,9%*	13,3%*
Ourinhos (SP)	20,2%*	4,3%
São Martinho da Serra (RS)	18,9%*	3,2%
TIR - Simulação de Monte Carlo com distribuição de valores extremos		
Brasília (DF)	26,4%*	10,6%
Triunfo (PE)	27,7%*	12,0%
Ourinhos (SP)	18,3%*	1,8%
São Martinho da Serra (RS)	17,3%*	3,2%

* Indica TIR > TMA. Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6. Probabilidade de VPL <0.

Cidade	Sem financiamento	Com financiamento
	TIR - Resultados BETA	
Brasília (DF)	0,91%	49,2%
Triunfo (PE)	0,62%	36,9%
Ourinhos (SP)	12,94%	96,4%
São Martinho da Serra (RS)	17,54%	97,5%
TIR - Simulação de Monte Carlo com distribuição Normal		
Brasília (DF)	0,00%	0,00%
Triunfo (PE)	0,00%	0,00%
Ourinhos (SP)	0,00%	0,00%
São Martinho da Serra (RS)	0,00%	0,00%
TIR - Simulação de Monte Carlo com distribuição de valores extremos		
Brasília (DF)	37,40%	97,30%
Triunfo (PE)	40,30%	77,10%
Ourinhos (SP)	99,90%	99,90%
São Martinho da Serra (RS)	99,90%	99,90%

e São Martinho da Serra carecem de ventos fortes na maior parte do ano, fato que inviabiliza os projetos eólicos em seus municípios na ausência de recursos próprios.

Diante do exposto, pode-se afirmar que o Brasil possui regiões interessantes para investimentos em geração de energia eólica (Brasil, 2001). Apesar disso, o desembolso inicial (Blanco, 2009) e a escassez de dados anemométricos confiáveis e atualizados (Martins & Pereira, 2011) continuam a ser alguns dos entraves para o pleno desenvolvimento desse setor no país.

6 Conclusões

O Brasil possui regiões com grande potencial eólico, conforme ilustrado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro de 2001 (Brasil, 2001), as quais podem ser economicamente viáveis. É importante ressaltar que esse é o último estudo oficial do governo referente ao tema, sinalizando uma forte desatualização das fontes de dados do setor. Além disso, as cifras envolvidas nesses projetos são restritivas a pequenos empreendedores, podendo ser sustentadas somente por grandes *players* do setor, desde que financiados a baixo custo. Portanto, o desenvolvimento sustentável e a longo prazo da energia eólica no Brasil ainda depende de apoio governamental para ser possível, conforme já evidenciado por Dutra & Tolmasquim (2000).

Com relação à análise de investimentos desenvolvida, todas as regiões apresentaram viabilidade econômica quando analisados os fluxos de caixa sem a necessidade de realização de pagamentos relativos ao financiamento do investimento inicial. Em contrapartida, em um cenário de tomada de empréstimo, apenas Brasília (DF) e Triunfo (PE) conseguiram se mostrar viáveis economicamente, indicando que o emprego de recursos próprios é vital para empreendimentos que objetivam

aproveitar o potencial dos ventos para a geração de energia elétrica nas regiões Sul e Sudeste.

Tais resultados reforçam a vocação do Nordeste para a geração de energia eólica, mesmo em cenários pessimistas como os demonstrados na SMC com distribuição de valores extremos. Desse modo, espera-se que tais resultados possam subsidiar a tomada de decisão de gestores energéticos do Brasil, principalmente no que se refere à localização dos projetos e às políticas de disponibilização de capital.

Outro ponto relevante é o fato de terem sido escolhidas apenas quatro cidades para a realização deste estudo. Isso aconteceu devido à falta de dados sobre o comportamento dos ventos no país (Martins & Pereira, 2011). Para minimizar esse fato, foram escolhidas cidades de quatro diferentes regiões do Brasil, mostrando, assim, quão distintos podem ser os resultados de um estudo de viabilidade econômica num país de dimensões continentais, cuja diversidade de climas e vegetação influencia a circulação atmosférica, fator crucial para se estimar o potencial eólico de um dado local.

Outra limitação da pesquisa foi o fato de Triunfo não seguir uma distribuição de Weibull com fator $k = 2$. Segundo Brasil (2001), a cidade nordestina possui um fator k próximo de 3,5, ou seja, uma distribuição Normal de probabilidade. Essa questão impossibilitaria o uso das Equações 7 e 8 voltadas para o cálculo do potencial eólico da cidade. Para contornar esse problema, utilizaram-se os resultados do trabalho de Lima & Bezerra (2010), no qual também precisaram calcular os parâmetros necessários para a estimativa de geração de energia ao longo do ano.

Enfim, o presente trabalho abordou a energia eólica de uma maneira abrangente, tocando em pontos pouco discutidos na literatura científica brasileira, pelo que foi percebido no levantamento bibliográfico desta pesquisa. Pode-se dizer que a classificação e

a estimativa das principais categorias de custo na geração de energia representam a principal contribuição almejada por este estudo.

Com base nessas conclusões, trabalhos futuros poderiam (i) aplicar testes estatísticos aos dados anemométricos de Brasília (DF), Ourinhos (SP) e São Martinho da Serra (RS) a fim de comprovar se eles realmente seguem uma distribuição de Weibull com fator $k = 2$ ou mesmo testar se os ventos de Triunfo (PE) realmente não seguem tal distribuição; (ii) realizar estudos semelhantes para outras fontes de energia renovável, tais como a solar e as pequenas centrais hidrelétricas.

Referências

- Albadi, M. H., & El-Saadany, E. F. (2007). Wind power in Ontario: an economical valuation. In *Proceedings of the Electrical Power Conference* (pp. 496-501). Canada: IEEE.
- Ang, B. W., Zhou, P., & Tay, L. P. (2011). Potential for reducing global carbon emissions from electricity production: a benchmarking analysis. *Energy Policy*, 39(5), 2482-2489. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.02.013>.
- Assaf, A. (2002). *Estrutura e análise de balanços: um enfoque econômico-financeiro* (7. ed.). São Paulo: Atlas. 320 p.
- Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica. (2014). *Boletim mensal de dados do setor eólico*. São Paulo: ABEEólica. Recuperado em 1 de abril de 2014, de www.portalabeeolica.org.br
- Banco Nacional do Desenvolvimento – BNDES. (2009). *Um panorama da indústria de bens de capital relacionados à energia eólica*. Brasília: BNDES. Recuperado em 1 de maio de 2014, de www.bndes.gov.br
- Blanco, M. I. (2009). The economics of wind energy. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 13(6-7), 1372-1382. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.004>.
- Brasil. Ministério de Minas e Energia – MME. (2001). *Atlas do potencial eólico brasileiro*. Brasília: MME. Recuperado em 1 de junho de 2014, de www.cresesb.cepel.br
- Casarotto, N., Fo., & Kopittke, B. H. (1998). *Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica e tomada de decisão* (8. ed.). São Paulo: Atlas. 458 p.
- Damodaran. (2014). Recuperado em 2 de agosto de 2014, de www.damodaran.com
- Dincer, I. (2000). Renewable energy and sustainable development: a crucial review. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 4(4), 157-175. [http://dx.doi.org/10.1016/S1364-0321\(99\)00011-8](http://dx.doi.org/10.1016/S1364-0321(99)00011-8).
- Dutra, R. M., & Szklo, A. S. (2008). Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the New Brazilian electric power sector regulation. *Renewable Energy*, 33(1), 65-76. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2007.01.013>.
- Dutra, R. M., & Tolmasquim, M. T. (2000). Estudo de viabilidade econômica para projetos eólicos com base no novo contexto do setor elétrico. *Revista Brasileira de Energia*, 9(1), 135-158.
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE. (2013a). *Balanço energético nacional*. Brasília: EPE. Recuperado em 1 de maio de 2014, de www.ben.epe.gov.br
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE. (2013b). *Balanço energético nacional: relatório síntese*. Brasília: EPE. Recuperado em 1 de maio de 2014, de www.ben.epe.gov.br
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE. (2013c). *Informe à imprensa – Leilão de energia A-3/2013*. Brasília: EPE. Recuperado em 2 de agosto de 2014, de www.ben.epe.gov.br
- Empresa de Pesquisa Energética – EPE. (2013d). *Informe à imprensa: Leilão de energia de reserva 2013*. Brasília: EPE. Recuperado em 2 de agosto de 2014, de www.ben.epe.gov.br
- Garcia-Heller, V., Espinasa, R., & Paredes, S. (2016). Forecast study of the supply curve of solar and wind technologies in Argentina, Brazil, Chile and Mexico. *Renewable Energy*, 93, 168-179. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.02.065>.
- Global Wind Energy Council – GWEC. (2014). *2013 annual market update*. Recuperado em 1 de maio de 2014, de www.gwec.net
- Herbert, G. M. J., Iniyar, S., Sreevalsan, E., & Rajapandian, S. (2007). A review of wind energy technologies. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 11(11), 1117-1145. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2005.08.004>.
- Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC. (2001). *Third assessment report: climate change. Working Group I*. Switzerland: IPCC. Recuperado em 1 de maio de 2014, de www.ipcc.ch
- Jong, P., Kiperstok, A., Sánchez, A. S., Dargaville, R., & Torres, E. A. (2016). Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil. *Energy*, 100, 401-415. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.026>.
- Kim, J. Y., Oh, K.-Y., Kang, K.-S., & Lee, J.-S. (2013). Site selection of offshore wind farms around the Korean Peninsula through economic evaluation. *Renewable Energy*, 54, 189-195. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.08.026>.
- Leung, D. Y. C., & Yang, Y. (2012). Wind energy development and its environmental impact: a review. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 1031-1039. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.09.024>.
- Li, C.-B., Lu, G.-S., & Wu, S. (2013). The investment risk analysis of wind power project in China. *Renewable*

- Energy*, 50, 481-487. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.07.007>.
- Lima, L. A., & Bezerra, C. R., Fo. (2010). Wind energy assessment and wind farm simulation in Triunfo, PE, Brazil. *Renewable Energy*, 35(12), 2705-2713. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.04.019>.
- Martins, F. R., & Pereira, E. B. (2011). Enhancing information for solar and wind energy technology deployment in Brazil. *Energy Policy*, 39(7), 4378-4390. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.058>.
- Masters, G. M. (2004). *Renewable and eficiente power systems* (1. ed.). New Jersey: Wiley-IEEE. 680 p.
- Melo, M. S. M. (2012). *Energia eólica: aspectos técnicos e econômicos* (Dissertação de mestrado). Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa de Engenharia – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Miller, R. A. (2009). The weighted average cost of capital is not quite right. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 49(1), 128-138. <http://dx.doi.org/10.1016/j.qref.2006.11.001>.
- Oh, K. Y., Kim, J.-Y., Lee, J.-S., & Ryu, K.-W. (2012). Wind resource assessment around Korean Peninsula for feasibility study on 100 MW class offshore wind farm. *Renewable Energy*, 42, 217-226. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.08.012>.
- Perold, A. F. (2004). The capital asset pricing model. *The Journal of Economic Perspectives*, 18(3), 3-24. <http://dx.doi.org/10.1257/0895330042162340>.
- Pinto, R. C., & Parente, V. (2010). CAPM e regulação no segmento de distribuição do setor elétrico brasileiro. *Revista Brasileira de Energia*, 16(2), 23-33.
- Reuters. (2014). Recuperado em 2 de agosto de 2014, de www.reuters.com
- Ribeiro, A. E. D., Arouca, M. C., & Coelho, D. M. (2016). Electric energy generation from small-scale solar and wind power in Brazil: the influence of location, area and shape. *Renewable Energy*, 85, 554-563. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.071>.
- Ross, S. A., Westerfield, R. W., & Jaffe, J. (2003). *Corporate finance* (6. ed.). New York: McGraw-Hill. 961 p.
- Sahin, A. D. (2004). Progress and recent trends in wind energy. *Progress in Energy and Combustion Science*, 30(5), 501-543. <http://dx.doi.org/10.1016/j.pecs.2004.04.001>.
- Salles, A. C. N. (2004). *Metodologia de análise de risco para avaliação financeira de projetos de geração eólica* (Dissertação de mestrado). Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa de Engenharia – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- Segura, I., Pereznavarro, A., Sanchez, C., Ibanez, F., Paya, J., & Bernal, E. (2007). Technical requirements for economical viability of electricity generation in stabilized wind parks. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(16), 3811-3819. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.06.009>.
- Silva, A. R., Pimenta, F. M., Assireu, A. T., & Spyrides, M. H. C. (2016). Complementarity of Brazil's hydro and offshore wind power. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 56, 413-427. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.045>.
- Sims, R. E. H. (2004). Renewable energy: a response to climate change. *Solar Energy*, 76(1-3), 9-17. [http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X\(03\)00101-4](http://dx.doi.org/10.1016/S0038-092X(03)00101-4).
- Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais – SONDA. (2014). São José dos Campos: INPE. Recuperado em 1 de julho de 2014, de <http://sonda.cest.inpe.br>
- Vithayasrichareon, P., & MacGill, I. F. (2014). Incorporating short-term operational plant constraints into assessments of future electricity generation portfolios. *Applied Energy*, 128, 144-155. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.052>.
- Watts, D., & Jara, D. (2011). Statistical analysis of wind energy in Chile. *Renewable Energy*, 36(5), 1603-1613. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.10.005>.