

Energia eólica: Análise de viabilidade sob incerteza no mercado de eletricidade brasileiro

Giancarlo Aquila (Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI) giancarlo.aquila@yahoo.com
Edson de Oliveira Pamplona (Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI) pamplona@unifei.edu.br
Paulo Rotela Junior (Universidade Federal da Paraíba - UFPB) paulo.rotela@gmail.com
Luiz Célio Souza Rocha (Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI) luizrochamg@hotmail.com
Anderson Rodrigo de Queiroz (North Carolina State University) arqueiroz@ncsu.edu

Resumo:

No setor de energia elétrica brasileiro, o produtor está exposto ao chamado mercado de curto prazo. E o presente estudo propõe uma análise de investimento capaz de abranger, de forma robusta, as incertezas do produtor de energia eólica diante das circunstâncias do mercado de curto prazo. Para alcançar o objetivo proposto, a técnica de simulação permite a modelagem de um fluxo de caixa, que considere tanto as incertezas envolvidas nas variáveis relacionadas às premissas financeiras do projeto, quanto nas variáveis referentes às incertezas de geração de energia e a exposição do produtor no mercado de curto prazo no Brasil. Para tal finalidade, nesse artigo é apresentada uma nova abordagem de análise de investimento que permite identificar os principais parâmetros de incerteza e analisar a viabilidade e os riscos associados a esse tipo de empreendimento, considerando as especificidades do mercado de energia elétrica brasileiro.

Palavras chave: Energia Eólica, Geração de Energia Estocástica, Mercado de Energia.

Wind energy: Feasibility analysis under uncertainty in the Brazilian electricity market

Abstract

Since electricity producers in the Brazilian electric power system are exposed to a short-term market, the goal of this paper is to propose a framework for investment analysis capable of encompassing different uncertainties and possibilities for wind power generators in a regulated market, characterized by auctions. In order to reach the proposed objective we employ a simulation technique which allows modeling cash flows considering uncertainties in variables related to project financial premises, electricity generation and producer exposure to the short-term market. For such goal, this study presents a new approach for investment analysis that allows the identification of the main uncertainty parameters and risks associated to this class of projects in the Brazilian electricity market. We also employ the Value at Risk technique to perform a risk management analysis in such context.

Key-words: Wind Power, Stochastic Power Generation, Electricity Markets.

1. Introdução

Após a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), na década de 2000, o Brasil presenciou a execução de uma política direcionada ao setor de energias renováveis, com maior amplitude e repercussão internacional. Na primeira fase, através de uma estratégia com características semelhantes a das *feed-in tariffs* (FIT) europeias foram contratados e construídos 3300 MW de energia provenientes de Pequenas Centrais

Hidrelétricas (PCHs) e de projetos de geração por meio de biomassa e usinas eólicas. Já a segunda fase do PROINFA, iniciada a partir de 2009, passou a adotar gradativamente a contratação de energia renovável através de leilões (DUTRA e SZKLO, 2008).

Como forma de complementar o apoio à inserção de fontes de energia renovável (FER), as linhas de financiamentos especiais, do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) e a exigência mínima de participação de equipamentos nacionais nos projetos contratados reforçam as estratégias para alavancar o setor. Em relação aos resultados dessas aplicações, desde a criação do PROINFA, a fonte eólica, antes praticamente não aproveitada no país, tem alcançado cada vez mais espaço na matriz energética brasileira (JUAREZ *et al.*, 2014). Em agosto de 2012, o Brasil já apresentava cerca de 2 GW de geração eólica instalada e em dezembro de 2014, segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA, 2015) esse valor já alcançava patamares de 5,9 MW, correspondendo a 4,4% da matriz energética nacional.

Este estudo tem como objetivo propor uma abordagem de análise de investimento que considere a exposição do produtor de energia eólica no chamado mercado de curto prazo (MCP), explorando os recursos da Simulação de Monte Carlo (SMC).

2. Simulação de Monte Carlo na análise de investimentos em usinas eólicas

Semelhante aos trabalhos encontrados na literatura (ARNOLD e YILDIZ, 2015; HOLDERMANN, 2014; LI, LU e WU, 2013; ERTÜRK, 2012; WALTERS e WALSH, 2011; MONTES *et al.*, 2011) que aplicam a análise de viabilidade de projetos relacionados à geração de energia renovável, o critério de decisão empregado neste trabalho para a realização da análise de investimento é o Valor Presente Líquido (VPL). Para Brighton e Houston (2007), a principal vantagem do VPL é quantificar quanto o projeto vai impactar na posição do capital inicialmente investido. Já o *Payback*, muito utilizado em análise de investimentos, não proporciona nenhuma orientação a respeito do fluxo de caixa do investidor.

Para obter resultados confiáveis para o VPL de projetos de geração de energia eólica, Montes *et al.* (2011) ressaltam que técnicas matemáticas como a SMC permite com competência realizar a análise desse tipo de investimento. Ao invés de se considerar de maneira determinística todos os dados de entrada no fluxo de caixa para obter o VPL do projeto, a SMC possibilita incorporar distribuições de probabilidade, criando a chamada estocasticidade no problema através do uso de variáveis de entrada aleatórias mais sensíveis aos resultados de VPL.

2.1. Cálculo da energia produzida pelos aerogeradores

Para a análise estatística das características e do potencial energético da fonte eólica, a distribuição Weibull é consagrada na literatura, sendo considerada a mais adequada para aproximação da velocidade do vento (LI, SU e WU, 2013; SAFARI e GASORE, 2010; AKDAG e GULER, 2009; CUSTÓDIO, 2013). Segundo Safari e Gasore (2010), o uso da distribuição Weibull é justificado pela simplicidade em estimar os parâmetros para aproximar a distribuição das velocidades de vento apresentadas. A função densidade de probabilidade para uma distribuição Weibull com dois parâmetros é dada pela Equação 1, proposta por Justus *et al.* (1978):

$$f(v) = \frac{k}{C} \left(\frac{v}{C} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{C} \right)^k} \quad (1)$$

Sendo v = velocidade média do vento (m/s); C = parâmetro de escala (m/s); k = parâmetro de forma (adimensional).

Para obter os parâmetros de escala e de forma, Custodio (2013) apresenta o cálculo representado pela Equação 2:

$$C = \frac{v}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2)$$

Em relação ao cálculo da energia potencial eólica gerada pelos aerogeradores, é importante destacar que uma turbina eólica capta uma parte da energia cinética do vento, que passa através da área varrida pelo rotor e a transforma em energia elétrica. A potência elétrica, em Watts, é função do cubo da velocidade do vento v (AMARANTE, 2010):

$$P = \frac{1}{2} \rho A_r v^3 C_P \eta \quad (3)$$

Sendo que: ρ é a densidade do ar; A_r é a área varrida pelo rotor ($\pi D^2/4$, sendo D o diâmetro do rotor); C_P é o coeficiente aerodinâmico de potência do rotor; e η é a eficiência do conjunto gerador-transmissões mecânicas e elétricas.

Segundo Custódio (2013) o C_P de uma turbina eólica varia de acordo com a velocidade do vento. Partindo desse pressuposto, através do cálculo de uma regressão cúbica é possível atualizar o valor do C_P com base nos valores aleatórios de velocidade do vento gerados na SMC.

De acordo com Amarante *et al.* (2001) com os dois fatores da distribuição Weibull, k e C , e a densidade média do ar, geralmente é possível se estimar a produção de uma turbina eólica com boa exatidão. A Produção Mensal Energia (PME) das turbinas eólicas pode ser calculada pela integração das curvas de potência e da frequência de ocorrência das velocidades do vento, conforme apresentado na Equação 4. Vale ressaltar que a fórmula obedece ao limite de potência máxima de geração de cada turbina.

$$PME = 0.73 \int_{v_{\min}}^{v_{\max}} P(v) f(v) dv \quad (4)$$

Sendo que: $P(v)$ = energia produzida em função da aleatoriedade da velocidade média mensal do vento e $f(v)dv$ = função densidade de probabilidade da velocidade média mensal do vento.

Esse cálculo é importante para avaliar a produção de energia da usina em cada mês, a qual deve ser comparada com o montante de energia que a usina pode assegurar a produção em cada mês e capaz de se comprometer a comercializar, chamado de garantia física de energia. No caso das usinas eólicas, a garantia física é calculada após a realização de estudos sobre o perfil do vento na região durante determinado período, as quais são determinantes para o cálculo adequado desse parâmetro.

2.2. Exposição do produtor de energia elétrica ao MCP no Brasil

Em uma situação em que o produtor não consiga gerar 100% da energia firmada no contrato, terá que liquidar e contabilizar a diferença de geração de energia no MCP para cumprir o lastro estabelecido na contratação (CCEE, 2010).

Com isso, o produtor também passa a ficar exposto à flutuação do PLD, utilizado para valorar a energia comercializada no MCP e calculado através da utilização de dados considerados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para otimizar a operação do Sistema

Interligado Nacional (SIN). O PLD é determinado semanalmente para cada patamar de carga (leve, média e pesada), limitado por preço máximo e mínimo, vigentes para cada período de apuração e submercado (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste) (CCEE, 2015).

Entretanto em cenário de PLD baixo, ao invés da diferença ser liquidada pelo PLD, a liquidação ocorre pelo valor anual de referência, sendo que nos casos analisados, o critério adotado é o valor maior entre o PLD e o valor anual de referência que servirá como base de cálculo para a liquidação da diferença da produção de energia no MCP.

2.3. *VaR* para o gerenciamento de risco no projeto

O *VaR* é amplamente utilizado para análise de risco financeiro por ser facilmente interpretável, além de possibilitar o foco nas condições normais de mercado. Em outras palavras, a área da distribuição desde $-\infty$ até um valor mínimo W^* , que também pode ser definido como o quantil da distribuição, deve somar $p = 1 - c$, sendo o c um nível de confiança, como por exemplo, 5% (JORION, 1999). A Equação 5 ilustra a fórmula de cálculo do *VaR* para distribuições gerais, ou seja, discretas ou contínuas, com cauda grossa ou fina.

$$1 - c = \int_{-\infty}^{W^*} f(w)dw = P(w \leq W^*) = p \quad (5)$$

De acordo com Jorion (1999), o cálculo do *VaR* pode ser simplificado, quando se supõe que a distribuição seja normal. Neste caso, o *VaR* pode ser derivado diretamente do desvio padrão, utilizando um fator multiplicativo baseado no nível de confiança. Esse cálculo é denominado de abordagem paramétrica, pois envolve a estimativa de um parâmetro, no caso do desvio padrão e não um quantil da distribuição observada.

O *VaR* segundo Hung, Lee e Liu (2008) é uma das abordagens mais populares para quantificar o risco e que muitos gestores e instituições financeiras adotam para se proteger contra os riscos de mercado.

3. Metodologia para a análise de investimento

Neste trabalho realiza-se inicialmente o cálculo da taxa de desconto que irá trazer para a data presente os fluxos de caixa futuros do projeto. Em seguida é feita a análise determinística, ou seja, as variáveis principais variáveis de entrada do modelo de análise são conhecidas a priori e utilizados para se obter os resultados de VPL do projeto. Após essa etapa, é feita a análise de sensibilidade prévia para se identificar as variáveis de entrada que são mais sensíveis para os resultados de VPL.

Após a identificação das variáveis principais é aplicada a análise estocástica, onde são consideradas incertezas nas variáveis referentes à produção de energia por aerogeradores, ao PLD e Valor Anual de Referência, por onde são quantificados os ganhos ou perdas devido à exposição do produtor de energia eólica no Brasil ao MCP. Com resultados obtidos através de simulações do fluxo de caixa proposto, foi possível realizar com maior precisão a análise de gerenciamento de risco a partir da utilização do *VaR*.

Neste trabalho foram analisados três cenários, primeiro o investimento na fazenda eólica sem o apoio de financiamentos e sem a possibilidade de comercializar créditos de carbono, em seguida é analisado um cenário já com a presença dos financiamentos. Por último é analisado um cenário em que o projeto poderia fazer parte do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) durante um período de 10 anos, em que seria possível a comercialização de crédito de carbono.

3.1. Cálculo da Taxa de Desconto

A taxa de desconto da usina eólica será equivalente ao *Weight Average Capital Cost* (WACC). Segundo Erturk (2012), o WACC é obtido através do cálculo da Equação 6:

$$WACC = k_d D(1 - \tau) + k_e E \quad (6)$$

Sendo que k_d = custo de capital de terceiros; D = capital de terceiros aplicado no investimento (%); k_e = custo de capital próprio; E = capital próprio aplicado no investimento (%); τ = alíquota de imposto.

Para o custo de capital de terceiros foi assumido o percentual da taxa de juros final, descontando a inflação, para a obtenção do financiamento junto ao BNDES. Já para o cálculo do custo de capital próprio, foi utilizado o modelo *Capital Asset Pricing* (CAPM), acrescentando o prêmio pelo risco país, similar ao modelo que foi adotado por Erturk (2012) e recomendado por ANEEL (2015a) no valor de 2,62%. Na Equação 7 ilustrada é possível observar a fórmula para o cálculo do CAPM (representado pelas duas primeiras parcelas da equação) somado ao risco país.

$$K_e = R_F + \beta_l (R_M - R_F) + R_B \quad (7)$$

Sendo que: R_F = taxa livre de risco; β_l = beta alavancado (mede o risco do projeto em relação ao mercado); R_M = retorno esperado do mercado; R_B = risco país (Brasil).

O beta alavancado foi calculado a partir do beta desalavancado do setor de energia renovável que consta na tabela de betas setoriais de Damodaran (2015), para o cálculo do beta alavancado foi considerada a estrutura de capital de 70% sendo de capital de terceiros e 30% de capital próprio, além da alíquota de imposto sendo de 34%. Vale ressaltar que no presente estudo o beta alavancado corresponde ao beta do setor de energias renováveis indicados por Damodaran (2015) equivalente a 1,60. Pelo procedimento para a obtenção do beta alavancado ilustrado a partir Equação 8 foi encontrado o beta desalavancado de 0,63:

$$B_l = B_d \left[1 + \frac{D_p}{E_p} (1 - \tau) \right] \quad (8)$$

Sendo que, D_p é o percentual de capital de terceiros no investimento do projeto; e E_p é o percentual de capital próprio no investimento do projeto.

Em relação ao R_F , R_M e R_B utilizados para o cálculo do CAPM, foram adotados os valores de 5,64%, 13,20% e 7,56% indicados em ANEEL (2015a) e ANEEL (2015b) para o cálculo do WACC de instalação de geração de energia elétrica no regime de cotas. Aplicando os dados indicados no cálculo do beta desalavancado, do CAPM e do WACC, obtém-se o resultado de WACC no valor de 6,99% ao ano.

3.2. Dados referentes ao projeto da usina eólica

Considerou-se que o projeto estaria localizado no estado da Bahia, onde se localizam diversos complexos de geração eólica, devido ao potencial eólico existente na região. O empreendimento que será avaliado possui 30 MW de potência máxima, com 15 aerogeradores do modelo E-82, da fabricante Enercon com 2MW de potência e instalados a 80 metros (m) de altura. Para o presente estudo foram considerados os seguintes valores para o cálculo da energia potencial eólica baseado em Amarante (2010): $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$; $D = 3,72 \text{ m}$; e $\eta = 0,98$. Na Equação 9 é apresentada a função obtida através da regressão cúbica feita para este estudo através do desempenho do C_p dos aerogeradores para 25 velocidades de vento. Cumpre destacar que segundo Hair Jr. *et al.* (2014), a equação de regressão deve ter um coeficiente de determinação ajustado (R^2_{adj}) acima de 70% para ser considerada aceitável,

portanto visto que a equação obtida revelou um ajuste maior que 70% pode ser considerada adequada ($R^2_{adj} = 90,5\%$).

$$C_p = -0,08114 + 0,1771v - 0,01539v^2 + 0,00034v^3 \quad (9)$$

Além disso, a fazenda eólica em questão representa um empreendimento contratado em um leilão de energia nova nas circunstâncias de um contrato por quantidade, no qual o produtor assume mensalmente os riscos de cumprir a geração da energia comercializada. Na Tabela 1 são apresentadas as principais informações relacionadas à análise.

Parâmetro	Valor
Investimento	US\$ 47,701,655.84
Vida útil do projeto	20 anos
Potência instalada	30 MW
Preço de venda da energia	57.62 [US\$/MWh]
Horas de operação da usina por ano	8760 horas
Garantia Física de suprimento de energia	13 MW
Arrendamento	1% da receita bruta de venda de energia
Custos O&M (inclui gastos administrativos)	12% da receita bruta de venda de energia
Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão	0.87 [US\$/MW]
Taxa CCEE	6.49 [US\$/kW] de energia assegurada
Taxa ONS	25.97 [US\$/kW] de energia assegurada
Taxa ANEEL	US\$ 22,552.99 por ano
Despesas com Seguro	0.30% do investimento
Impostos Sobre a Receita Bruta	7.60% (Cofins) and 1.65% (PIS)
Imposto de Renda para Pessoa Jurídica (IRPJ)	25% sobre 8% da receita bruta
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)	9% sobre 12% da receita bruta
Prazo para pagamento do financiamento	16 anos
Taxa de desconto - WACC (%) (sem inflação)	6.99%
Fator de Emissão	0.1355 kg (CO ₂)/kWh
Preço da tonelada de carbono	€ 7.46
Cotação Euro	US\$ 1.12
Taxa de registro anual do MDL	US\$ 1,594.74

Tabela1 – Dados referentes ao projeto da usina eólica analisada.

Para elaborar o fluxo de caixa, é descontada a inflação das taxas de juros do financiamento, do custo de capital próprio, da depreciação e do diferimento dos gastos pré-operacionais da usina. É também considerada para descontar a inflação, uma taxa no valor de 5,6% correspondente a expectativa de inflação considerada por ANEEL (2015a).

Após elaborar os fluxos de caixa para os diferentes cenários, conforme Tabela 2, são feitos os cálculos, e o resultado final dos embolsos e desembolsos em cada período são os saldos líquidos de fluxo de caixa, os quais foram descontados pela taxa de desconto para alcançar o resultado de VPL.

Receita bruta de venda de energia, de liquidação de diferenças e de venda de créditos de carbono
(-) Impostos cobrados sobre a receita bruta
(=) Receita Líquida
(-) Gastos Operacionais
(=) Resultado Operacional
(-) Gastos Adicionais com Liquidação das Diferenças
(-) Investimentos
(-) Despesas Financeiras e Amortizações da Dívida
(=) Fluxo de Caixa Livre do Acionista

Tabela 2 – Fluxo de caixa do projeto de uma fazenda eólica no Brasil.

O cálculo do valor do investimento considera a composição típica dos empreendimentos de geração eólica no Brasil indicada por Custódio (2013) e ilustrada na Figura 1. Entretanto, para o valor do investimento, utilizam-se a média dos investimentos dos projetos de geração eólica com 30 MW de potência, vencedores do leilão de fontes alternativas (LFA), em abril de 2015 US\$ 47.701.655,84. Cumpre destacar, que o preço de venda da energia considerado é valor médio de preços do mesmo leilão US\$ 57,62.

A base de cálculo para os dados de valor anual pago em: arrendamento, custos de O&M (incluindo gastos administrativos), despesas com seguro, depreciação da usina e diferimento das despesas pré-operacionais foram extraídos do Manual de Empreendimentos Eólico-Elétricos, da COPEL (2007).

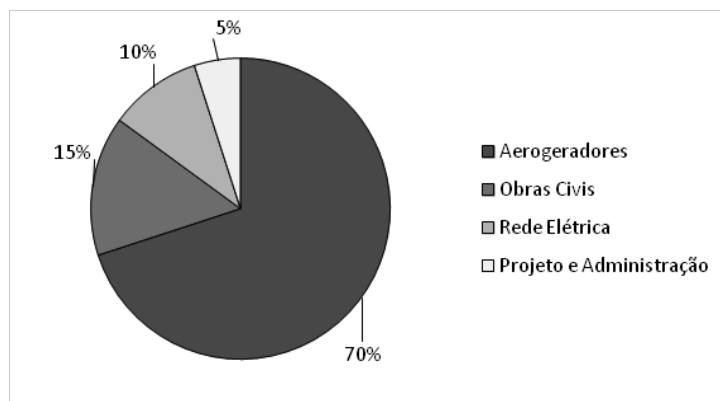


Figura 1– Composição do investimento em uma usina eólica no Brasil.

Para o cálculo da tarifa de uso dos sistemas de transmissão (TUST), considera-se o valor pago pelas usinas conectadas em uma linha de transmissão localizada no sul da Bahia. Vale ressaltar que em cima desse valor é abatido o desconto de 50% concedido para as usinas com potência de até 30 MW. Já para a estimação das taxas pagas a ONS e a CCEE foi dividido o orçamento anual das respectivas organizações pelo total de energia produzida no SIN. Já a taxa ANEEL foi calculada com base na metodologia indicada em ANEEL (2015b).

Quanto ao preço da tonelada de carbono o valor corresponde a média entre os dias 12.05.2015 a 12.06.2015, o fator de emissão equivale ao valor de referência divulgado pelo MCIT (2015). As condições de financiamento do BNDES para usinas eólicas e as taxas referentes ao cálculo dos impostos são equivalentes aos valores vigentes até o final do mês de maio de 2015 no cenário brasileiro.

4. Resultados e discussões

Inicialmente, realizou-se a análise determinística, ainda sem incorporar incertezas nas variáveis mais sensíveis e no cálculo da geração de energia e exposição do produtor no MCP para os resultados de VPL. O resultado final dos embolsos e desembolsos em cada período são os saldos líquidos de fluxo de caixa, os quais foram descontados pela taxa de desconto para alcançar o resultado de VPL.

Nesse caso como não houve entradas ou desembolsos de caixa na data zero, o cálculo do VPL foi feito apenas descontando os saldos de fluxo de caixa dos períodos 1 ao 20 através da taxa de desconto equivalente a 6,99% ao ano. Os resultados para as análises determinísticas estão ilustrados na Tabela 3.

Nota-se um importante papel dos financiamentos do BNDES para o produtor de energia eólica, através do financiamento o empreendedor quase triplica seu retorno de caixa. Em um mercado em que o custo tecnológico é incerto ao longo dos anos, as linhas de financiamento

capazes de apoiar o empreendedor são fundamentais para fornecer maior segurança financeira para projetos de geração em FER.

Cenário	Resultados do VPL
Sem financiamento e comercialização de créditos de carbono	US\$ 3,886,824.39
Com financiamento e sem comercialização de créditos de carbono	US\$ 11,307,280.21
Com financiamento e com comercialização de créditos de carbono	US\$ 12,037,510.23

Tabela 3– Resultados da análise determinística.

A participação do projeto no MDL trouxe um acréscimo de ganhos para o investidor, contribuindo para um aumento de R\$ 730.230,02. Isso revela que a comercialização de créditos de carbono embora não forneça acréscimos tão significativos no VPL como os financiamentos, pode ser um importante incremento nos retornos de caixa para o empreendedor da usina eólica.

Depois de serem obtidos os resultados da análise determinística, o passo seguinte foi elaborar uma análise de sensibilidade, considerando todas as variáveis envolvidas no projeto, inclusive as relacionadas ao MDL, a fim de identificar quais destas variáveis são mais determinantes para viabilização ou não do projeto. Arnold e Yildiz (2015) mencionam que dentro da análise de sensibilidade um único parâmetro de entrada é variado sistematicamente dentro de um intervalo pré-definido de valores. No caso desse trabalho todos os parâmetros relevantes de entrada do modelo foram variados em um intervalo de -10% e +10% em relação aos valores coletados, essas variações irão causar impacto na variável de saída do modelo, no caso o VPL. Após serem aplicadas as variações para cada parâmetro será selecionado apenas aqueles que ocasionaram maior desvio no resultado do VPL encontrado na análise determinística.

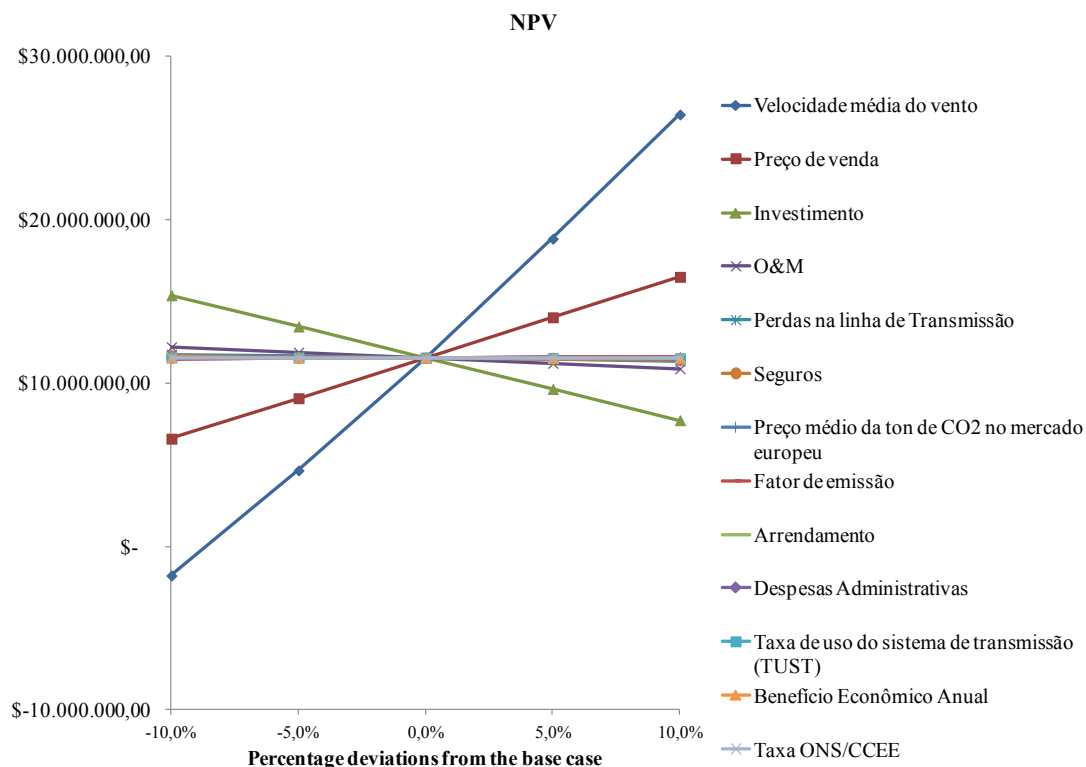


Figura 2– Resultados da análise de sensibilidade.

Através da Figura 2 referente à análise de sensibilidade, constata-se que as variáveis mais significativas, sem considerar as incertezas de geração que serão vistas adiante para os resultados de VPL do projeto são: a velocidade de ventos no local, uma variável fundamental para o cálculo da garantia física de energia que o produtor é capaz de assegurar em contrato e neste caso, estimada através da fórmula da energia potencial eólica; o preço da energia e o desembolso relacionado ao investimento.

Vale ressaltar, que exceto essas três variáveis, as outras variáveis não ocasionaram mais do que 3% de variação do VPL encontrado na análise determinística. Sendo assim na SMC, por meio das distribuições de probabilidades serão consideradas as incertezas na variável referente ao investimento, nas velocidades médias do vento em cada mês do ano, ao longo dos vinte anos para o cálculo da energia eólica produzida mensalmente e em relação ao PLD e ao Valor Anual de Referência. Não serão incorporadas incertezas em relação ao preço e a quantidade de energia contratada, visto que o ambiente regulado, caracterizado pelos leilões de energia, neutraliza justamente essas variáveis, diminuindo os riscos e incertezas do produtor.

Na Tabela 4 é possível averiguar as distribuições de probabilidade e os respectivos parâmetros, para as principais variáveis que incorporam incertezas que podem modificar os resultados de VPL. Separadamente na Tabela 5 foram elencadas as velocidades médias de vento e o parâmetro de escala (c) da distribuição de Weibull utilizada para a velocidade de vento em cada mês do ano.

O parâmetro utilizado para o fator de forma (k) da distribuição Weibull foi de 2,41, equivalente ao menor valor com duas casas decimais dentro do intervalo de $2,4 < k < 3,7$ indicado pelo relatório de acompanhamento das medições anemométricas da EPE (2013b) para o estado da Bahia. Optou-se em utilizar para todos os meses o menor parâmetro possível com duas casas decimais, pois quanto menor for o fator de forma (k) mais conservadora será análise.

Variável	Distribuição	Parâmetros da Distribuição
Investimento	Triangular	(32,467,532.47; 47,701,655.8; 61,688,311.69)
PLD	Gamma	(7.13; 154.99; 0.55)
Valor Anual de Referência	Triangular	(25.97; 38.96; 48.70)

Tabela 4– Distribuição de probabilidade adotada para o investimento, PLD e Valor Anual de Referência.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Velocidade média do vento	8.375	9.158	9.063	7.895	8.640	9.266	9.881	10.297	10.079	9.761	7.402	7.038
Parâmetro c	9.44	10.33	10.33	8.90	8.90	10.45	11.14	11.60	11.36	11.00	8.35	8.35

Tabela 5– Distribuição de probabilidade adotada para a velocidade média do vento em cada mês do ano.

Após serem incorporadas as incertezas em cada uma das variáveis descritas nas Tabelas 4 e 5, realizou-se 1.000 simulações para os resultados de VPL para os três cenários analisados. Em seguida, com através da série dos 1.000 resultados de VPL obtidos foram coletados os parâmetros para a aplicação do *VaR* para identificar a pior perda esperada do produtor em cada cenário.

Os resultados obtidos através da análise estocástica voltam a reforçar o importante papel das linhas de financiamento do BNDES como estratégia complementar aos contratos de longo prazo com uma parcela de remuneração fixada, conforme ocorre com os empreendimentos contratados através dos leilões. Sem as linhas de financiamento a probabilidade o projeto ser viável seria de 87,47%, enquanto que no cenário em que se considera o financiamento sem a

comercialização de créditos de carbono a probabilidade de ser viável sobe para 98,07%, ao incluir a possibilidade de venda de crédito a probabilidade sobe para 98,72%.

Além disso, a presença dos financiamentos garante um retorno médio maior para o produtor, conforme é possível observa na Tabela 6. Já o desvio-padrão dos retornos para todos os cenários, inclusive a que considera a participação no MDL, revela uma dispersão em relação à média entre 25 a 28 milhões que indica a volatilidade e o consequente risco em relação aos retornos do produtor devido a exposição no MCP.

Sobre os resultados da certeza de viabilidade de projeto considerando a participação no MDL, nota-se que a influência na certeza de viabilidade passa de 98,07% para 98,72%. Portanto, percebe-se um aumento sensível na certeza de viabilidade, assim como no caso de aumento de VPL notado na análise determinística. Porém, nota-se que o desvio-padrão com a participação no MDL não diminui, e inclusive apresentou-se maior que no cenário sem a participação, o que indica que a comercialização de créditos de carbono não é o mecanismo mais eficiente para reduzir os riscos e do produtor nesse mercado.

Em relação à aplicação do *VaR*, a série de resultados apresentou um *p-value* maior que 0,05 em todos os casos, o que comprova o ajuste normal para a curva de distribuição. Os resultados elencados na Tabela 6 revelam que os resultados nos cenários com as linhas de financiamento reduzem a pior perda esperada, levando o resultado para um pior ganho esperado. No cenário em que se considera a comercialização de créditos de carbono revelam um aumento no pior ganho esperado do produtor.

Cenário Analisado	Média	Desvio-Padrão	P-value	<i>VaR</i>
Sem financiamento e comercialização de créditos de carbono	US\$ 9.047.151,02	US\$8.883.534,52	0,13	- \$ 5.521.845,60
Com financiamento e sem comercialização de créditos de carbono	US\$16.281.509,23	US\$ 8.297.499,37	0,18	\$ 2.673.610,26
Com financiamento e com comercialização de créditos de carbono	US\$16.903.313,74	US\$ 8.553.220,39	0,12	\$ 2.876.032,30

Tabela 6– Resultados do retorno médio esperado, desvio-padrão, p-value e *VaR*.

Outra importante constatação em relação ao MCP é que a possível liquidação das diferenças pode levar o produtor a resultados de VPL muito menores do que os observados na análise determinística. Esse resultado só foi possível de ser obtido pelo fato de a nova abordagem da análise de investimento para esse tipo de projeto ser capaz de considerar a possibilidade de liquidação das diferenças no MCP.

5. Conclusões

Nesse artigo foi proposta uma abordagem para análise de investimento de um projeto de geração de energia eólica, capaz de incorporar as incertezas de geração e a exposição do produtor no MCP. A SMC revelou-se como uma ferramenta competente para proporcionar maior robustez na análise, ao permitir a simulação da geração mensal de energia da usina e ao incorporar as incertezas nas principais variáveis do empreendimento, através da aplicação de distribuição de probabilidade em cada uma delas.

Também foi possível se obter conclusões interessantes através das técnicas utilizadas para a análise de investimento. A realização da análise de sensibilidade revelou uma importante propriedade garantida pelos leilões, que são os contratos de longo prazo com uma parcela de remuneração fixa já conhecida pelo produtor. Vale ressaltar que para isso é essencial realizar

com rigor as medições anemométricas antes de elaborar o projeto e calcular adequadamente a garantia física de energia a ser suprida pelo produtor, cálculos não compatíveis com o perfil do vento na região pode levar o produtor a ter enormes perdas no MCP.

No cenário em que se considera a participação do projeto no MDL, conclui-se que as receitas adicionais da comercialização de créditos de carbono podem ser uma importante fonte de receita para produtor, mas contribuem minimamente na redução dos riscos de insucesso do investimento. Ou seja, não é a política que pode ser considerada como a mais capaz de oferecer maior segurança financeira, aos produtores de energia renovável e pode ser questionado quanto à capacidade de atrair produtores para esse setor, e consequentemente, inserir de fontes alternativas na matriz energética. Esse tipo de estratégia reduz menos risco para o empreendedor do que os leilões que neutralizam incertezas em relação ao preço de venda de energia e quantidade de energia comercializada.

Por fim, porém não menos importante, a aplicação do *VaR* contribuiu para analisar do ponto de vista do produtor uma pior cenário esperado. O gerenciamento de risco proporcionado pelo *VaR* indicou que os resultados de VPL do produtor podem chegar a valores muito menores do que se observa na análise determinística, devido as incertezas presente tanto em relação as incertezas referentes ao desembolso com o investimento, quanto a exposição do produtor no MCP e ao PLD.

Agradecimentos

Agradecimentos à FAPEMIG, CNPq e CAPES pelo apoio financeiro e incentivo à pesquisa.

Referências

- ABEEÓLICA - Associação brasileira de energia eólica.** *Boletim de dados – Janeiro 2015, 2015.* Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/dados.html>>. Acesso em: 16 junho de 2015.
- AKDAG, S. A.; GULER, O.** *Calculation of wind energy potential and economic analysis by using Weibull distribution—a case study from Turkey.* Part 1: Weibull parameters. *Energy Sources, Part B*, v. 4, p.1–8, 2009.
- AMARANTE, O. A. C.** *Atlas Eólico: Minas Gerais.* Belo Horizonte: CEMIG, 2010.
- ANEEL.** *Nota Técnica nº 22/2015-SGT/ANEEL, de 29 de janeiro de 2015.* Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/023/resultado/nt_22_2015_sgt_custo_de_capital.pdf>. Acesso em: 04 abr. 2015.
- ANEEL.** *Despacho nº16, de 15 de janeiro de 2015.* Disponível em: <<https://duto.aneel.gov.br/concessionarios/taxafiscalizacao/aplicativo/default.asp?flag=2>>. Acesso em: 04 abr. 2015.
- ARNOLD, U.; YILDIZ, Ö.** *Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures e A Monte Carlo Simulation approach.* *Renewable Energy*, v. 77, p. 227-239, 2015.
- BRIGHAM, E.F; HOUSTON, J.F.** *Fundamentals of Financial Management.* 11ed. Florence, KY: Cengage Learning, 2007.
- CCEE.** *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – O que fazemos: Preços, 2015.* Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?_afLoop=5547777042548#%40%3F_afrLoop%3D5547777042548%26_adf.ctrl-state%3Dp6tr9dqjl_112>. Acesso em: 20 de maio de 2015.
- CCEE.** *Visão Geral das Operações.* 94p, 2010.
- COPEL.** *Companhia Paranaense de Energia. Manual de avaliação técnico-econômica de empreendimentos eólico-elétricos.* Curitiba: LACTEC, 2007. 104p.
- CUSTÓDIO, R. S.** *Energia Eólica para a Produção de Energia Elétrica.* 2ªed. Rio de Janeiro: Synergia, 2013. 319p.
- DALBEM, M.C; BRANDÃO, L.E.T; GOMES, L.L.** *Can the regulated market foster a free market for wind energy in Brazil?* *Energy Policy*, v.66, p.303-311, 2014.

- DAMODARAN, A.** *Betas by sector (US)*. January 2015. Disponível em: <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html>. Acesso em: 16 fev. 2015.
- DUTRA, R.M.; SZKLO, A.S.** *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*, v.33, p.65-76, 2008.
- ERTÜRK, M.** *The evaluation of feed in tariff regulation of Turkey for onshore wind energy based on the economic analysis*. *Energy Policy*, v.45, p.359-367, Jun.2012.
- GRIESER, B.; SUNAK, Y.; MADLENER, R.** *Economics of small wind turbines in urban settings: An empirical investigation for Germany*. *Renewable Energy*, v. 78, p. 334-350, 2015.
- HOLDERMANN, C.; KISSEL, J.; BEIGEL, J.** *Distributed photovoltaic generation in Brazil: An economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential and commercial sectors*. *Energy Policy*, v.67, p.612-617, 2014.
- HUNG, J.C.; LEE, M.C.; LIU, H.C.** *Estimation of value-at-risk for energy commodities via fat-tailed GARCH models*. *Energy Economics*, v.30, p.1173-1191, 2008.
- JORION, P.** *Value at Risk – A nova fonte de referência para o controle de risco do Mercado*. 2ª Edição. São Paulo: Bolsa de Mercados e Futuros: 1999. 305p.
- JUÁREZ, A.A; ARAUJO, A.M; ROHATGI, J.S; OLIVEIRA FILHO, O.D.Q.** *Development of wind power in Brazil: Political, social and technical issues*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.39, p.828-834, 2014.
- JUSTUS, C. G.; HARGRAVES, W. R.; MIKHAIL, A.; GRABER, D.** *Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions*. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, v.17, p.350–353, 1978.
- LI, C.-B.; LU, G.-S.; WU, S.** *The investment risk analysis of wind power project in China*. *Renewable Energy*, v. 50, p. 481-487, 2013.
- MINISTÉRIO DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA – MCT.** *Arquivo dos fatores de emissão*. Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html>>. Acesso em: 10 de março de 2015.
- MONTES, G.M; MARTIN, E.P; BAYO, J.A; GARCIA, J.O.** *The applicability of computer simulation using Monte Carlo techniques in windfarm profitability analysis*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.15, p.4746-4755, 2011.
- SAFARI, B.; GASORE, J.** *A statistical investigation of wind characteristics and wind energy potential based on the Weibull and Rayleigh models in Rwanda*. *Renewable Energy*, v. 35, p. 2874-2880, 2010.
- WALTERS, R.; WALSH, P.** *Examining the financial performance of micro-generation wind projects and the subsidy effects of feed-in tariffs for urban locations in the United Kingdom*. *Energy Policy*, v.39, n.9, p.5167-5181, Set.2011.