

Anny Key de Souza Mendonça

**MODELO PARA IDENTIFICAR AS  
CONDIÇÕES QUE DETERMINAM A  
VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM  
PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA  
COM USO DE AEROFÓLIOS CABEADOS**

Florianópolis(SC) - Brasil

2017



Anny Key de Souza Mendonça

**MODELO PARA IDENTIFICAR AS CONDIÇÕES QUE  
DETERMINAM A VIABILIDADE ECONÔMICA DE  
UM PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA COM  
USO DE AEROFÓLIOS CABEADOS**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do Grau de Doutor em Engenharia de Produção.

Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC

Departamento de Engenharia de Produção

Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção

Orientador: Prof. Dr. Álvaro Guillermo Rojas Lezana

Florianópolis(SC) - Brasil

2017

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Mendonça, Anny Key de Souza

Modelo para identificar as condições que determinam a viabilidade econômica de um projeto de geração de energia com uso de aerofólios cabeados / Anny Key de Souza Mendonça ; orientador, Álvaro Guillermo Rojas Lezana, 2017.

179 p.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção, Florianópolis, 2017.

Inclui referências.

1. Engenharia de Produção. 2. Energia Eólica com Aerofólios Cabeados. 3. Pumping Kite. 4. Viabilidade Econômica. 5. Custo Nivelado da Energia. I. Lezana, Álvaro Guillermo Rojas. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção. III. Título.

Anny Key de Souza Mendonça

**MODELO PARA IDENTIFICAR AS CONDIÇÕES QUE  
DETERMINAM A VIABILIDADE ECONÔMICA DE  
UM PROJETO DE GERAÇÃO DE ENERGIA COM  
USO DE AEROFÓLIOS CABEADOS**

Esta Tese foi julgada aprovada para a obtenção do Título de Doutor em Engenharia de Produção, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Santa Catarina

Florianópolis(SC) - Brasil, 14 de agosto, 2017.

---

**Prof<sup>a</sup>. Lucila Maria de Souza Campos, Dr<sup>a</sup>.**  
Coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia  
de Produção

---

**Prof. Álvaro Guillermo Rojas Lezana, Dr.**  
Orientador - PPGE/UFSC

**Banca Examinadora:**

---

**Prof. Álvaro Guillermo Rojas Lezana, Dr.**  
Orientador - Presidente da Banca - PPGEF/UFSC

---

**Prof. Ricardo Villarroel Dávalos, Dr.**  
Membro da Banca - PPGEF/UFSC

---

**Prof. Marcelo De Lellis Costa de Oliveira, Dr.**  
Membro da Banca - PGEEC/UNIOESTE

---

**Prof. Tiago Jackson May Dezuó, Dr.**  
Membro da Banca - PPGEEL/UEDESC

---

**Prof<sup>a</sup>. Caroline Rodrigues Vaz, Dr<sup>a</sup>.**  
Membro da Banca - PPGEF/UFSC

*Aos meus amados  
Alexandre, José Vitor, Iago e Diego*



# Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de expressar o minha gratidão e amor a Deus por me proporcionar esta maravilhosa experiência de vida, com as dificuldades que apareceram, com as soluções que vieram e pelo tanto que cresci como pessoa e como profissional.

Em especial ao meu amado companheiro Alexandre, pela paciência, serenidade e equilíbrio que muito me ajudaram durante esta fase do doutorado.

Aos meus amados filhos José Vitor, Iago e Diego, por me incentivar, pela luz e amor que me trazem a cada dia e por me ensinar tantas coisas novas, muito obrigada meus amores!

A minha querida mãe Janete e irmão Jonathan, que sempre me apoiaram e em todos os momentos estiveram ao meu lado, dando força.

À família Moreira, em especial aos queridos amigos Valéria e Mariano, pela força que me deram em tantos momentos da vida, em especial no doutorado.

Ao querido Professor Álvaro Lezana, pela orientação e amizade que sempre teve para comigo, pelo seu inspirador exemplo de dedicação à pesquisa e pelos seus ensinamentos, com os quais aprendi muito!

Aos Professores das disciplinas que cursei durante o doutorado: Antonio Cezar Bornia, Dalton Francisco De Andrade, Fernando Antonio Forcellini, Marcelo Gitirana Gomes Ferreira, Osmar Possamai, Paulo Augusto Cauchick Miguel e Sergio Fernando Mayerle por compartilharem seus conhecimentos e experiências, questionando e dando base para a construção de conhecimentos que possibilitaram o desenvolvimento deste trabalho.

A todos os amigos do LEMPi, Dante, Catarina, Tânia, Caroline, Elisa, Carolina, Fernanda, Tiago, Matheus, Ciro e Alexandre, pelos agradáveis momentos que passamos juntos.

Ao colegas do UFCKITE, por compartilharem seus conhecimentos, pelas discussões, pelas sugestões e pela boa vontade em colaborar com este trabalho.

Aos meus queridos amigos Adriano Vagner, Fábio Santana, Francieli Cembranel e Lucas Tonussi, pela amizade, pelo incentivo em todos os momentos da vida, pelos ensinamentos e pelo Fé que compartilhamos.

À Universidade Federal de Santa Catarina, em especial ao Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção - PPGEP, por proverem toda a estrutura necessária para o meu desenvolvimento como estudante e pesquisadora.

Aos membros da comissão, o Dr. Ricardo Villarroel Dávalos, o Dr. Marcelo de Lellis Costa de Oliveira, a Dra. Caroline Rodrigues Vaz e ao Dr. Tiago Jackson May Dezuo, por seus comentários e contribuições para o melhoramento deste documento.

À CAPES, pelo apoio financeiro, através da concessão de bolsa de estudos, sem a qual, a dedicação a este trabalho não teria sido possível.

*Não Desista!!!*

*Por mais difícil e longe ou impossível  
que pareça o seu sonho, não desista!*

*Persevere e Creia que o tempo de*

*DEUS chega e que as coisas*

*acontecem pra quem tem fé!*

*(Cecilia Sfalain)*

*Porque DEUS TE AMA de um jeito*

*que você não imagina*

*(João 3:16).*



# Resumo

Com o crescimento econômico e a expansão populacional, a procura por fontes de energia elétrica tende a aumentar rapidamente. Com isso, surgem preocupações com a produção e demanda de energia elétrica. Em tempos de cuidados com o meio ambiente e preocupações com o efeito estufa, muitos países têm buscado alternativas para a geração de energia sem fazer uso de combustíveis fósseis. Nessa direção, estudos apontam que a tecnologia de energia eólica clássica, baseada em torres que sustentam turbinas de eixo horizontal, apesar de consolidada, se mostra economicamente inviável na exploração dos ventos mais fortes e frequentes encontrados nas camadas mais altas da atmosfera. Aliado ao fato de que as localidades apropriadas à exploração da energia eólica com a tecnologia atual são limitadas, vários grupos de pesquisa ao redor do mundo têm investigado outros paradigmas de exploração desta fonte renovável. Em especial, a geração de energia elétrica com uso de aerofólios cabeados (*tethered airfoils*, em inglês) tem sido investigada como uma alternativa para a exploração do fluxo de energia eólica em altitudes até 600m, com potencial para alcançar altitudes ainda maiores. É nesse contexto que este trabalho propõe identificar as condições que determinam a viabilidade econômica de um projeto de geração de energia combinando o uso de aerogeradores clássicos e uma nova tecnologia, baseada em aerofólios cabeados. Levando-se em conta as características de vento no local de operação, da curva de potência do sistema de geração, dos investimentos necessários e características do mercado, estuda-se nesse trabalho a viabilidade econômica e o custo nivelado de energia para três tipos de parques eólicos: Parque de aerogeradores clássicos, Parque de aerogeradores com aerofólios cabeados operando em modo *Pumping Kite*, e um parque híbrido com os dois tipos de aerogeradores. No estudo de viabilidade econômica utilizou-se a Taxa Interna de Retorno e um valor de referência obtido a partir do modelo de precificação de ativos de capital. O custo nivelado da energia foi calculado utilizando o fluxo de caixa descontado. A análise realizada

mostrou que os parques que usam a tecnologia com aerofólios cabeados conseguem gerar mais energia que um parque clássico de mesma potência nominal. Isto ocorre devido ao fato da tecnologia de aerofólios cabeados explorar ventos em altitudes mais elevadas, onde os ventos são mais frequentes e fortes. Aliado ao fato que esta tecnologia também requer menor investimento, o estudo mostrou que esses parques apresentam não apenas viabilidade econômica mas produzem energia com custo nivelado bem inferior aos valores praticados atualmente para venda de energia no mercado nacional. Além disso, a inserção de unidades de aerogeradores baseados em aerofólios cabeados nos parques clássicos já existentes melhora o fator de capacidade do parque tornando o empreendimento mais atrativo do ponto de vista econômico. Uma análise de sensibilidade também foi realizada para identificar os principais fatores de risco associados ao desenvolvimento desta tecnologia. Incertezas nos parâmetros do modelo de vento e nos investimentos se apresentaram como as principais fontes de risco. Dessa análise ficou claro a necessidade de se melhorar o modelo de vento para altitudes elevadas no local de instalação dos parques e uma melhor definição dos custos associados à tecnologia de aerofólios cabeados. A conclusão geral deste trabalho é que, baseado no modelo proposto, a tecnologia de aerofólios cabeados, que atualmente se encontra em estágio de pesquisa e desenvolvimento, seria competitiva no mercado e economicamente atraente. Além disso, o estudo mostrou que esta tecnologia seria atraente em localidades onde a tecnologia convencional não é, permitindo assim a construção de parques próximos aos grandes centros de consumo o que reduziria o custo de construção e perdas em grandes linhas de transmissão.

**Palavras-chave:** Energia Eólica com Aerofólios Cabeados, Energia Eólica em Alta Altitude, *Pumping Kite*, Viabilidade Econômica, Custo Nivelado da Energia.

# Abstract

With economic growth and population expansion, the demand for electric energy tends to increase rapidly and questions about how to face this increasing demand of energy without degrading the environment need to be answered. When looking for alternatives to electric energy generation without using fossil fuels, studies indicate that the classical wind energy technology, based on wind turbines mounted on towers, although consolidated, is economically unviable in harvesting the strongest and most frequent winds found in the upper layers of the atmosphere. Moreover, the fact that appropriate sites to the exploitation of wind power with current technology are limited, several research groups around the world have investigated other harvesting paradigms to this renewable source. In particular, wind turbines based on tethered airfoils have been investigated as a promising alternative for harvesting the wind energy flow in altitudes up to 600m with potential to reach even higher altitudes . In this context, this doctoral study proposes to identify the conditions that determine the economic viability of an energy generation project that combines the use of classic wind turbines and a new technology of wind turbines based on tethered airfoils. Taking into account the characteristics of the wind at the operation site, the power curve of the generation system, the necessary investments and characteristics of the economic market, this work analyses the economic viability and the level of energy cost for three types of wind farms: Farm with classic wind turbines, Farm with wind turbines based on tethered airfoils operating in Pumping Kite mode, and a hybrid farm with the two types of wind turbines. In the economic analysis the Internal Rate of Return is used and a reference value is obtained from the capital assets pricing model. The levelized cost of energy is calculated using the discounted cash flow. The result of the analysis showed that farms using wind turbines based on tethered airfoils can generate more energy than a classic farm of wind turbines with the same nominal power. This is due to the fact that the technology of

tethered airfoils exploits winds at higher altitudes, where the wind is more frequent and strong. Moreover, with the fact that this technology also requires less investment, the study showed that these farms are not only economic viable but produce energy with levelized cost below the values currently found for electric energy in the national market. In addition, by adding wind turbines units based on tethered airfoils to the existing classic farms, an improve to the capacity factor of the farm is obtained, making the venture more attractive from an economic point of view. A sensitivity analysis was also performed to identify the main risk factors associated with the development of this technology. Uncertainties in the parameters of the wind model and required investments were shown to be the main sources of risk. From this analysis, it became clear the need to improve the high altitude wind model at the farm location and to better define the costs associated with the tethered airfoil technology. The general conclusion of this work is that, based on the proposed economic analysis model, the technology of tethered airfoils, which is currently in the research and development stage, would be competitive in the market and economically attractive. In addition, the study showed that this technology would be attractive in locations where conventional technology is not. Thus, allowing for the installation of farms near major consumer centers, which could reduce the cost of construction and power losses in large transmission lines.

**Key-words:** Wind Energy with Tethered Airfoils, High Altitude Wind Energy, Pumping Kite, Economic Viability, Levelized Cost of Energy.

# Lista de ilustrações

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 – Mudança anual da produção global de energia por tipo de fonte. . . . .   | 36 |
| Figura 2 – Mudança anual da produção global de energia por região. . . . .  | 36 |
| Figura 3 – Fornecimento total de energia primária por combustível em 2013. . . . .  | 37 |
| Figura 4 – Fornecimento total de energia primária por região em 2013. . . . .   | 38 |
| Figura 5 – Os 5 principais consumidores de energia: participações relativas a 2013. . . . .   | 39 |
| Figura 6 – Projeções do TPES e as correspondentes emissões de CO <sub>2</sub> . . . . .   | 41 |
| Figura 7 – Evolução da tecnologia de turbinas eólicas em relação ao tamanho e a potência nominal. . . . .                                   | 42 |
| Figura 8 – Densidade de potência eólica (KW/m <sup>2</sup> ) excedido durante 50%, 68% e 95% do tempo entre os anos de 1979 - 2006. . . . . | 44 |
| Figura 9 – Instituições envolvidas em P&D com a tecnologia AWE. . . . .   | 46 |
| Figura 10 – Componentes de um sistema de geração de energia, com aerofólios cabeados no modo <i>pumping kite</i> . . . . .                  | 46 |
| Figura 11 – Conceito básico da tecnologia AWE. . . . .  | 48 |
| Figura 12 – Possíveis configurações do sistema AWE. . . . .   | 50 |
| Figura 13 – Modo de sustentação com base fixa. . . . .  | 52 |
| Figura 14 – Conceito de <i>Pumping kite</i> com dois aerofólios em modo complementar para geração contínua de energia. . . . .              | 53 |
| Figura 15 – Vários Aerofólios . . . . .   | 53 |
| Figura 16 – Modo de sustentação com sistema móvel - configuração carrossel. . . . .   | 54 |
| Figura 17 – Exemplos de sistemas AWE com geração embarcada. . . . .   | 55 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 18 – Protótipos de grupos de pesquisas e empresas com aerofólios cabeados em modo de sustentação. . . . .                        | 57  |
| Figura 19 – Protótipos das empresas <i>Makaini Power</i> , <i>Joby Energy</i> , <i>Altaeros Energy</i> e <i>Sky Windpower</i> . . . . . | 59  |
| Figura 20 – Quadro metodológico para o desenvolvimento da pesquisa. . . . .   | 81  |
| Figura 21 – Seleção e análise do referencial teórico do item a). . . . .  | 84  |
| Figura 22 – Seleção de artigos sobre Energia eólica aérea e Análise da velocidade do vento. . . . .                                     | 85  |
| Figura 23 – Seleção de artigos sobre Energia eólica aérea e Custo nivelado da energia. . . . .  | 86  |
| Figura 24 – Fase 1 - Revisão da Literatura. . . . .   | 87  |
| Figura 25 – Fase 2 - Desenvolvimento das Etapas do Modelo. . . . .  | 88  |
| Figura 26 – Fluxograma das etapas do desenvolvimeto do modelo. . . . .  | 89  |
| Figura 27 – Fase 3 - Análise e Resultados . . . . .   | 90  |
| Figura 28 – Coeficientes aerodinâmicos para o aerofólio utilizado tanto no PK quanto na WT. . . . .                                     | 94  |
| Figura 29 – Diagrama da metodologia para obter a potência média e o fator de capacidade. . . . .  | 96  |
| Figura 30 – Curva de potência genérica aplicável tanto a uma WT quanto a um PK. . . . .   | 97  |
| Figura 31 – Um grid para parques eólicos híbridos. . . . .  | 99  |
| Figura 32 – Modelo do vento para Fortaleza (CE), Brasil, para o período de 2 anos, entre 2012 e 2013. . . . .                           | 108 |
| Figura 33 – Modelo do vento para quatro cidades brasileiras, para o período de 2010 e 2015. . . . .                                     | 109 |
| Figura 34 – Histograma do vento para Fortaleza (CE), Brasil, para o período de 2012 a 2013. . . . .                                     | 111 |
| Figura 35 – Histograma do vento para quatro cidades brasileiras, para o período de 2010 a 2015. . . . .                                 | 112 |
| Figura 36 – Curva de potência de uma turbina eólica e <i>pumping kite</i> . . . . .   | 113 |
| Figura 37 – Impacto da quantidade de unidades exclusivas na TIR. . . . .  | 120 |
| Figura 38 – Análise de sensibilidade para o cenário A. . . . .  | 122 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 39 – Análise de sensibilidade para o cenário B. . . . .  | 123 |
| Figura 40 – Análise de sensibilidade para o cenário C. . . . .  | 124 |
| Figura 41 – Modelo do vento para Florianópolis (SC), Brasil,<br>para o período de 4 - anos entre 2010 e 2013. . . . .     | 125 |
| Figura 42 – Histograma do vento para Florianópolis (SC), Brasil,<br>para o período de 4 - anos entre 2010 e 2013. . . . . | 126 |
| Figura 43 – Análise de sensibilidade para o cenário A. . . . .  | 133 |
| Figura 44 – Análise de sensibilidade para o cenário B. . . . .  | 134 |
| Figura 45 – Análise de sensibilidade para o cenário C. . . . .  | 134 |
| Figura 46 – Volume relativo da publicação. . . . .  | 162 |
| Figura 47 – Rede de co-citação de autor. . . . .  | 164 |
| Figura 48 – Rede de inte-relação entre instituições de pesquisa. .  | 169 |
| Figura 49 – Rede de palavras-chaves. . . . .  | 170 |
| Figura 50 – Histograma. . . . .   | 173 |

# Lista de tabelas

|  |     |
|--|-----|
| Tabela 1 – Distribuição do Fornecimento Total de Energia Primária -TPES dos 10 principais países em 2013. . . . .            | 39  |
| Tabela 2 – Características de protótipos existentes e que operam em modo de sustentação. . . . .                             | 60  |
| Tabela 3 – Sistema com geração no aerofólio. . . . .   | 61  |
| Tabela 4 – Artigos alinhados com o tema e que propõem modelos de análise da velocidade do vento. . . . .                     | 62  |
| Tabela 5 – Modelos de análise da velocidade do vento encontrados nos artigos. . . . .  | 65  |
| Tabela 6 – Artigos mais citados com a palavra-chave "Levelized Cost of Energy". . . . .                                      | 74  |
| Tabela 7 – Palavras-chave. . . . .   | 82  |
| Tabela 8 – Distribuição de documentos por tipo. . . . .  | 84  |
| Tabela 9 – Interpolação dos parâmetros do modelo de vento para quatro cidades brasileiras no período de 2010 a 2015. . . . . | 109 |
| Tabela 10 – Potência média e fator de capacidade. . . . .  | 112 |
| Tabela 11 – Cenário de parques eólicos investigados. . . . .   | 114 |
| Tabela 12 – Estimativa de investimento inicial para uma unidade de PK. . . . .   | 117 |
| Tabela 13 – Investimento total para os cenários. . . . .   | 118 |
| Tabela 14 – Entrada de dados comum para os cenários. . . . .   | 119 |
| Tabela 15 – Análise de Benchmark. . . . .  | 120 |
| Tabela 16 – Resultados para o cenário em Florianópolis (SC), Brasil. . . . .   | 127 |
| Tabela 17 – Variáveis de entrada para o cálculo do LCOE. . . . .   | 128 |
| Tabela 18 – Custo nivelado da energia com taxa de juros de 8% .  | 129 |
| Tabela 19 – Custo nivelado da energia - LCOE (EUR/MWh). . .  | 131 |

|   |     |
|---|-----|
| Tabela 20 – Cálculo da taxa interna de retorno do investimento considerando o Custo nivelado da energia como entrada. . . . . | 132 |
| Tabela 21 – Distribuição de documentos por tipo. . . . .  | 161 |
| Tabela 22 – Autores mais citados. . . . .   | 163 |
| Tabela 23 – Países mais produtivos em pesquisa com a tecnologia de airborne wind energy . . . . .                             | 165 |
| Tabela 24 – Institutos de pesquisas mais produtivos na área de energia eólica aérea. . . . .                                  | 168 |
| Tabela 25 – Artigos mais importantes. . . . .   | 172 |



# Lista de abreviaturas e siglas

|           |   |
|-----------|---|
| ETP       | Energy Technology Perspectives                                |
| OECD      | Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico     |
| TPES      | Total Primary Energy Supply                                   |
| TPED      | Demanda total de energia primaria                             |
| PIB       | Produto Interno Bruto   |
| (Mtoe)    | Milhões de toneladas de óleo equivalente                      |
| IEA       | International Energy Agency                                   |
| INDC      | Intended Nationally Determined Contribution                   |
| GT        | Gigatoneladas   |
| AWE       | Airborne Wind Energy  |
| P&D       | Pesquisa & Desenvolvimento                                    |
| (NWP)     | Numerical Weather Prediction                                  |
| VPL       | Valor Presente Líquido  |
| TIR       | Taxa Interna de Retorno                                       |
| CAPM      | Capital Asset Pricing Model                                   |
| (LCOE)    | Levelized cost of energy                                      |
| (WoS)     | Web of Science  |
| CPCIS     | Conference Proceedings Citation Index-Science                 |
| CAPEP     | Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior   |
| VOSViewer | Visualizing scientific landscapes                             |
| (NAILS)   | Network Analysis Interface for Literature Review              |
| (ESRL)    | Earth System Research Laboratory                              |
| NOAA      | National Oceanic and Atmospheric Administration               |
| (CDM)     | Mecanismo de desenvolvimento limpo                            |
| (TIR)     | Taxa Interna de Retorno                                       |
| (CAPM)    | Modelo de Precificação de Ativos Capital                      |
| (NTN-B)   | Rendimentos das Obrigações do Tesouro Nacional de Longo Prazo |
| BNDES     | Banco Nacional do Desenvolvimento                             |

|           |  |
|-----------|--|
| MACRS     | Sistema de Recuperação de Custos Acelerados Modificados                        |
| TUSD      | Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão                            |
| PIS/PASEI | Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público |
| COFINS    | Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social                         |
| ICMS      | Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços                             |

# Sumário

|            |   |           |
|------------|---|-----------|
| <b>1</b>   | <b>INTRODUÇÃO</b>                                   | <b>27</b> |
| <b>1.1</b> | <b>CONTEXTUALIZAÇÃO</b>                             | <b>27</b> |
| <b>1.2</b> | <b>OBJETIVOS DA TESE</b>                            | <b>30</b> |
| <b>1.3</b> | <b>JUSTIFICATIVAS</b>                               | <b>31</b> |
| <b>1.4</b> | <b>ORIGINALIDADE E ADERÊNCIA AO PPGEP</b>           | <b>31</b> |
| <b>1.5</b> | <b>ESTRUTURA DO DOCUMENTO</b>                       | <b>32</b> |
| <b>2</b>   | <b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>                          | <b>35</b> |
| <b>2.1</b> | <b>PANORAMA DA ENERGIA MUNDIAL</b>                  | <b>35</b> |
| <b>2.2</b> | <b>ENERGIA EÓLICA</b>                               | <b>41</b> |
| <b>2.3</b> | <b>ENERGIA EÓLICA COM AEROFÓLIOS CABEA-<br/>DOS</b> | <b>45</b> |
| 2.3.1      | Conceitos básicos                                   | 47        |
| 2.3.2      | Configurações do sistema                            | 50        |
| 2.3.2.1    | Modo de Sustentação                                 | 50        |
| 2.3.2.1.1  | Pumping Kite  | 51        |
| 2.3.2.1.2  | Configuração Carrossel                              | 54        |
| 2.3.2.2    | Modo de Arrasto                                     | 55        |
| 2.3.2.3    | Protótipos em desenvolvimento                       | 56        |
| 2.3.2.3.1  | Modo de Sustentação                                 | 56        |
| 2.3.2.3.2  | Modo de arrasto                                     | 58        |
| <b>2.4</b> | <b>FERRAMENTAS DE ANÁLISE</b>                       | <b>61</b> |
| 2.4.1      | Métodos de análise da velocidade do vento           | 61        |
| 2.4.2      | Métodos de análise econômica                        | 66        |
| 2.4.2.1    | Valor Presente Líquido - VPL                        | 66        |
| 2.4.2.2    | Taxa Interna de Retorno - TIR                       | 67        |
| 2.4.2.3    | Payback   | 68        |
| 2.4.2.4    | Análise de sensibilidade                            | 68        |
| 2.4.2.5    | Modelo de precificação de ativos de capital         | 69        |

|            |  |            |
|------------|--|------------|
| 2.4.2.6    | Custo nivelado de energia . . . . .                                      | 73         |
| <b>2.5</b> | <b>CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO . . . . .</b>                        | <b>78</b>  |
| <b>3</b>   | <b>PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS . . . . .</b>                             | <b>79</b>  |
| <b>3.1</b> | <b>CARACTERIZAÇÃO DA PESQUISA . . . . .</b>                              | <b>79</b>  |
| <b>3.2</b> | <b>DELINEAMENTO METODOLÓGICO . . . . .</b>                               | <b>80</b>  |
| 3.2.1      | FASE 1 - Revisão da Literatura . . . . .                                 | 80         |
| 3.2.2      | FASE 2 - Desenvolvimento do Modelo . . . . .                             | 87         |
| 3.2.3      | FASE 3 - Análise e Resultado . . . . .                                   | 90         |
| <b>3.3</b> | <b>CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO . . . . .</b>                        | <b>91</b>  |
| <b>4</b>   | <b>DESENVOLVIMENTO DO MODELO . . . . .</b>                               | <b>93</b>  |
| <b>4.1</b> | <b>CARACTERÍSTICAS DO MODO DE OPERAÇÃO<br/>PUMPING KITE . . . . .</b>    | <b>93</b>  |
| <b>4.2</b> | <b>MODELO DA VELOCIDADE DO VENTO . . . . .</b>                           | <b>95</b>  |
| <b>4.3</b> | <b>OBTENÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA . . . . .</b>                           | <b>97</b>  |
| <b>4.4</b> | <b>POTÊNCIA MÉDIA E O FATOR DE CAPACIDADE100</b>                         |            |
| <b>4.5</b> | <b>MODELO DE ANÁLISE ECONÔMICA . . . . .</b>                             | <b>100</b> |
| <b>4.6</b> | <b>MODELO DE CUSTO NIVELADO DA ENERGIA</b>                               | <b>102</b> |
| <b>4.7</b> | <b>CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO . . . . .</b>                        | <b>105</b> |
| <b>5</b>   | <b>RESULTADOS E DISCUSSÃO . . . . .</b>                                  | <b>107</b> |
| <b>5.1</b> | <b>DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS . . . . .</b>                                  | <b>107</b> |
| <b>5.2</b> | <b>OBTENÇÃO DO MODELO DE VELOCIDADE DO<br/>VENTO . . . . .</b>           | <b>107</b> |
| <b>5.3</b> | <b>OBTENÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA . . . . .</b>                           | <b>110</b> |
| <b>5.4</b> | <b>POTÊNCIA MÉDIA E O FATOR DE CAPACIDADE111</b>                         |            |
| <b>5.5</b> | <b>ANÁLISE ECONÔMICA . . . . .</b>                                       | <b>114</b> |
| 5.5.1      | Dados de entrada . . . . .   | 114        |
| 5.5.2      | Resultados da análise econômica e Análise de Sensibili-<br>dade. . . . . | 119        |
| 5.5.3      | Localização alternativa de parque eólico . . . . .                       | 125        |
| <b>5.6</b> | <b>CUSTO NIVELADO DA ENERGIA . . . . .</b>                               | <b>127</b> |
| 5.6.1      | Parâmetros calculados . . . . .  | 128        |

|            |  |            |
|------------|--|------------|
| 5.6.2      | Fatores que poderão afetar o custo nivelado da energia no futuro . . . . . | 129        |
| 5.6.3      | Análise de sensibilidade dos parâmetros . . . . .                          | 131        |
| <b>5.7</b> | <b>CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO . . . . .</b>                          | <b>135</b> |
| <b>6</b>   | <b>CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .</b>                                      | <b>137</b> |
| <b>6.1</b> | <b>CONCLUSÕES DA PESQUISA . . . . .</b>                                    | <b>140</b> |
|            | <b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>   | <b>145</b> |
|            | <b>APÊNDICE A – RESULTADO DA ANÁLISE BI-<br/>BLIOMÉTRICA . . . . .</b>     | <b>161</b> |
|            | <b>ANEXO A – AUTORIZAÇÃO . . . . .</b>                                     | <b>177</b> |



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A energia é um dos fatores fundamentais para o desenvolvimento social e econômico de um país e para o bem estar das pessoas. As fontes de energia evoluíram ao longo do tempo, e para atender a grande demanda por energia elétrica diferentes fontes de energia primária tem sido aproveitadas, como a energia hidráulica, eólica, solar, biomassa, das marés, nuclear e fontes fósseis como carvão, petróleo, gás natural entre outros.

O uso das fontes fósseis em grande escala teve seu início na revolução industrial. Desde então o uso desses recursos fósseis vem crescendo em escala preocupante e o efeito acumulado desse consumo é motivo atualmente de preocupações relevantes com o aquecimento global e seus impactos no meio ambiente. Recentemente, políticas governamentais em muitos países vem apontando para uma redução drástica gradual no uso de combustíveis fósseis como forma de combater o aumento da poluição do meio ambiente e suas prováveis consequências no aquecimento global e nas mudanças climáticas. Apesar de um número crescente de políticas públicas para substituição de fontes fósseis, a redução gradual ainda não trouxe os resultados esperados e as emissões de gases de efeito estufa têm aumentado (IPCC, 2014).

O uso de fontes fósseis se dá não apenas no setor de geração de energia elétrica, mas também em vários outros, como por exemplo na indústria petroquímica, onde derivados de plásticos são produzidos. Na indústria automobilística um importante movimento está atualmente em curso com reflexos enormes na geração de energia elétrica mundial. Importantes construtores de veículos europeus apontam 2040 como o fim da construção de carros à combustão e a completa substituição das

atuais linhas de produção por novas de carros elétricos. Isso acarretará um enorme aumento de consumo de energia elétrica num futuro próximo, além do aumento natural já esperado devido ao crescimento populacional e da inserção cada vez maior das pessoas no mercado de consumo. De acordo com estimativa da *Energy Technology Perspectives - ETP* (IEA, 2016a), a população crescerá dois terços até 2050 em relação ao nível da população mundial de 2013 e aumentará a demanda de energia primária em 70%. Com isso, caso novas tecnologias limpas não sejam introduzidas na matriz energética global, as emissões de gases de efeito estufa do setor de energia serão aumentadas em 50% até 2050 em relação ao nível de 2013.

Para diminuir as emissões de gases de efeito estufa, será necessária uma mudança na tecnologia de energia, incluindo maior eficiência energética e energias renováveis.

Por esta razão, a geração de energia através de fontes renováveis vem ganhando cada vez mais espaço no mundo inteiro, ocupando progressivamente uma fatia maior na matriz energética. Entre eles está a energia eólica, cujo potencial global estimado excede a produção mundial de energia elétrica do ano de 2012 (IPCC, 2012).

Em 2014, 24 países tinham uma capacidade instalada de geração de energia eólica com mais de 1.000 MW, sendo 16 na Europa; 4 na Ásia e Oceania (China, Índia, Japão e Austrália); 3 na América do Norte (Canadá, México, EUA) e 1 na América Latina (Brasil). Deste total, somente seis países tinham mais de 10.000 MW da capacidade instalada no final de 2014, incluindo China (91.412 MW), EUA (61.091 MW), Alemanha (34.250 MW), Espanha (22.959 MW), Índia (20.150 MW) e Reino Unido (10.531 MW), (GWEC, 2014).

O Brasil possui situação de destaque no cenário mundial com uma matriz energética que conta com mais de mais de 75% de fontes renováveis, sendo 61 % de origem hidrelétrica. Alterações climáticas importantes tem causado diminuição no nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas e, em situações extremas, termelétricas são acionadas

para suprir a diminuição da energia gerada nas hidrelétricas. Para não perder essa posição de destaque no cenário mundial, em relação ao uso de fontes renováveis, políticas de incentivo tem ocasionado um rápido aumento da indústria de energia eólica no Brasil.

Nos últimos anos o setor da energia eólica é o que mais cresce nas participações dos leilões de energia, contribuindo com cerca de 6.8 %, de toda a capacidade de energia elétrica no país. Hoje o Brasil possui 452 parques eólicos instalados com aproximadamente 11 GW de potência outorgada, 146 parques eólicos em construção com 3,3 GW de potência outorgada e outros 159 parques eólicos com 3.5 GW de potência outorgada cujas construções ainda não se iniciaram (ANEEL, 2017). No entanto, as localidades com ventos adequados, na altura das torres, para a instalação de novos parques eólicos são limitadas. Para contornar essa limitação, torres eólicas cada vez mais altas tem sido construídas conseguindo assim explorar ventos mais fortes e frequentes nas camadas mais altas da atmosfera. Infelizmente, estudos apontam que esse aumento das torres deve torná-las economicamente inviáveis devido aos altos custos de produção, transporte e montagem que essas grandes torres e suas hélices acarretam (FAGIANO, 2009). Nesse contexto, a tecnologia de aerofólios cabeados<sup>1</sup> vem sendo desenvolvida como uma alternativa para se contornar essas dificuldades com a substituição das grandes torres, rígidas e pesadas, por longos cabos, flexíveis e leves, e das enormes e pesadas hélices por grandes aerofólios, leves e flexíveis em alguns casos (CHERUBINI et al., 2015). Essa nova tecnologia, encontra-se atualmente em fase de pesquisa e desenvolvimento em universidades e empresas mundo afora e deve atingir o mercado num futuro próximo (ZILLMANN; HACH, 2014). Por esse motivo, estudos de viabilidade econômica e dos custos da energia produzida com essa tecnologia são de grande interesse.

---

<sup>1</sup> Aerofólios nesse contexto são estruturas que voam ou flutuam similares a um parapente, balão, cilindro de efeito Magnus ou ainda um avião planador não tripulado. O termo cabeado indica que essas estruturas estão presas ao solo através de um cabo que é responsável por transferir a energia coletada dos ventos para o solo.

É neste contexto que se apresenta este trabalho de doutorado, que procura identificar as condições que determinam a viabilidade econômica de um projeto de geração de energia elétrica com uso dessa nova tecnologia de aerofólios cabeados.

## 1.2 OBJETIVOS DA TESE

Esta pesquisa tem como objetivo principal desenvolver um modelo para identificar as condições que determinam a viabilidade econômica de um projeto de geração de energia com uso de aerogeradores clássicos e uma nova tecnologia baseada em aerofólios cabeados.

Para alcançar o objetivo geral, teve-se como meta cumprir os seguintes objetivos específicos:

- i) Escolher um modelo da velocidade do vento, já validado na literatura, que permita a caracterização da geração da energia em função da velocidade do vento.
- ii) Definir as características do sistema de geração e sua respectiva curva de potência, a serem considerados neste trabalho para, juntamente com as características de vento, poder obter a quantidade de energia gerada.
- iii) Fazer um estudo de caso sobre a viabilidade econômica de três cenários de parques eólicos: Parque eólico clássico, Parque eólico híbrido, que empregam aerogeradores convencionais e com aerofólios cabeados no mesmo parque, e um parque eólico delicado à tecnologia de aerogeradores com aerofólios cabeados;
- iv) Fazer uma análise de sensibilidade para encontrar os fatores de maior risco para a viabilidade econômica dessa tecnologia e, se possível, sugerir caminhos para se reduzir riscos contribuindo assim para a consolidação dessa tecnologia como um produto de mercado.

- v) Para os três cenários de parques eólicos do item acima, fazer uma análise de custo nivelado da energia para se verificar o potencial dessa nova tecnologia na redução do custo da energia produzida pelos parques eólicos.

### 1.3 JUSTIFICATIVAS

Como enfatizado anteriormente, a tecnologia de aerogeradores com aerofólios cabeados encontra-se atualmente em fase de pesquisa e desenvolvimento em universidades e empresas mundo afora e deve atingir o mercado num futuro próximo (ZILLMANN; HACH, 2014). Por esse motivo, estudos de viabilidade econômica e dos custos da energia produzida com essa tecnologia são de grande interesse. Eles podem apontar para importantes oportunidades de negócio num futuro próximo. Essa tendência já tem se verificado com o surgimento de várias empresas startup nessa área em universidades como TU Delft, na Holanda, Politecnico de Torino, na Itália e MIT nos Estados Unidos. Aqui no Brasil, o grupo de pesquisa UFSCKITE do Departamento de Engenharia de Automação e Sistemas da UFSC, atualmente o único na América Latina a estudar e desenvolver protótipos nessa área, tem como uma de suas metas criar uma empresa startup para transformar os protótipos de laboratórios desenvolvidos em produtos de mercado. Veja o site <http://trofino.das.ufsc.br/ufस्कite>. Nesse contexto, a participação de membros do UFSCKITE na definição do modelo de vento e das curvas de potência do sistema de geração, que fazem parte dos objetivos específicos (i) e (ii) indicados na seção anterior, foi uma importante colaboração que permitiu que os estudos de viabilidade econômica e custo nivelado desenvolvidos nesta tese de doutorado pudessem ser aplicados à tecnologia desenvolvida pelo grupo UFSCKITE.

### 1.4 ORIGINALIDADE E ADERÊNCIA AO PPGEP

Esta pesquisa se insere na área de concentração de Gestão de Operações, que possui a linha de pesquisa Gestão Econômica, do

Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da UFSC, cujo objetivo principal é investigar, desenvolver e implementar sistemas de gestão e de avaliação de resultados visando obter melhorias nos sistemas de produção de bens e serviços envolvendo custos, análise de investimentos, finanças e avaliação de desempenho (PPGEP, 2015).

A originalidade do tema desta tese reside no fato de que nenhum estudo desse tipo foi encontrado até o presente momento na literatura. Se por um lado, o desenvolvimento dessa tecnologia requer aporte financeiro considerável para as pesquisas e construção de protótipos que mostrem o seu potencial energético, por outro lado, uma análise econômica do projeto e análise de custo nivelado da energia é fundamental para apontar se esta tecnologia é economicamente viável em face das tecnologias já existentes e consolidadas. Isso mostra a relevância do tema de tese.

Se, a tecnologia de aerofólios cabeados passar da fase de P&D e se tornar uma realidade comercial, e há fortes indícios de que isto venha a acontecer num futuro próximo (ZILLMANN; HACH, 2014), acredita-se que os resultados desta tese possam fornecer subsídios importantes para o planejamento estratégico na área de energia.

Salienta-se que a utilização de métodos e mecanismos para avaliação de projetos de investimentos já consagrados darão o suporte necessário para avaliar os riscos e incertezas de um projeto de investimento nessa área.

## 1.5 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este documento foi estruturado em seis capítulos, sendo o capítulo 1 responsável pela contextualização da pesquisa, bem como apresentar os objetivos, as justificativas, a originalidade e aderência ao Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção.

O Capítulo 2 apresenta um panorama do cenário energético mundial e o papel que a energia eólica tem desempenhado. Este capítulo

também tem como objetivo despertar atenção para o futuro da geração de energia eólica com aerofólios cabeados, que é o foco desta pesquisa. Apresenta uma revisão da literatura dos temas relacionados à energia eólica com aerofólios cabeados, as principais ferramentas de análise da velocidade do vento, de construção da curva de potência do sistema, de análise de viabilidade econômica e de custo da energia.

O Capítulo 3 é dedicado ao desenvolvimento metodológico, define o contexto da pesquisa e descreve os métodos aplicados no desenvolvimento do modelo.

O Capítulo 4 apresenta o desenvolvimento do modelo, iniciando com informações sobre o funcionamento e as características técnicas do sistema de geração, que são fundamentais para o desenvolvimento da pesquisa. Na sequência apresenta-se as etapas de desenvolvimento do modelo: (a) Desenvolvimento do Modelo da Velocidade do Vento; (b) Construção da Curva de Potência, bem como a Potência média e o Fator de capacidade; (c) Modelo de Análise Econômica; (d) Modelo de Custo Nivelado da Energia.

O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos. Por conveniência, os resultados são organizados de acordo com as etapas de desenvolvimento do modelo apresentadas no capítulo anterior, isto é, fornece primeiramente os resultados da análise da velocidade do vento e da curva de potência, bem como a potência média e o fator de capacidade do sistema de geração. Na sequência, estes resultados são utilizados na simulação da análise econômica, a fim de identificar as condições que determinam a viabilidade econômica do projeto. Três cenários de parques eólicos foram investigados: parque eólico real com turbinas clássicas e outros dois hipotéticos (parque híbrido e parque dedicado à tecnologia de aerofólios cabeados). Estes resultados foram, então, utilizados para atribuir o custo nivelado da energia.

Finalmente, no Capítulo 6, apresenta-se as considerações finais desta tese e perspectivas de trabalhos futuros.



## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

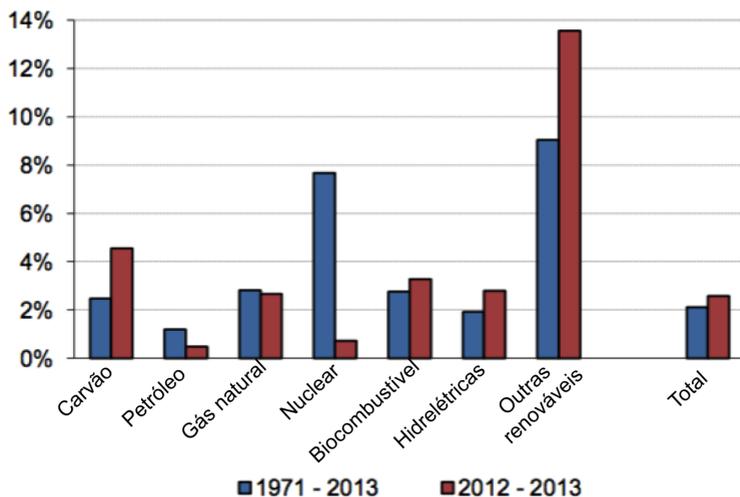
### 2.1 PANORAMA DA ENERGIA MUNDIAL

A demanda mundial de energia está crescendo continuamente, com um consumo de energia em 2013 equivalente a 13.579 milhões de toneladas de petróleo. Isto é devido principalmente ao crescimento diferenciado no consumo de energia elétrica dos países não membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico - OECD (IEA, 2015a). Esses países são responsáveis por todo o aumento na utilização global de energia uma vez que as tendências econômicas, estruturais e demográficas aliadas à maior eficiência energética reduziram o consumo nos países membros da OECD a partir de 2007, quando ocorreu um pico no consumo de energia (IEA, 2015b). Este crescimento é suprido na sua maior parte por fontes fósseis como petróleo, carvão e gás natural que representaram 81% da produção de energia em 2013 (IEA, 2015a). Entre 2012 e 2013, a produção de carvão aumentou 4,6%, de petróleo em 0,5% e o gás natural em 2,7% como mostra a Figura 1.

A energia nuclear registrou um aumento de 0,7% enquanto que, entre as fontes não-fósseis, a energia hidráulica aumentou 3,3% entre 2012 e 2013. Com um aumento de 2,8%, os biocombustíveis, mantiveram sua participação de 10% na produção global de energia. Outras fontes renováveis como, por exemplo, a energia eólica e a solar, apesar de representarem apenas 1% da produção total de energia, registraram importantes taxas de crescimento, sendo que a geração de energia eólica aumentou em quase 22% em 2013 (IEA, 2015a).

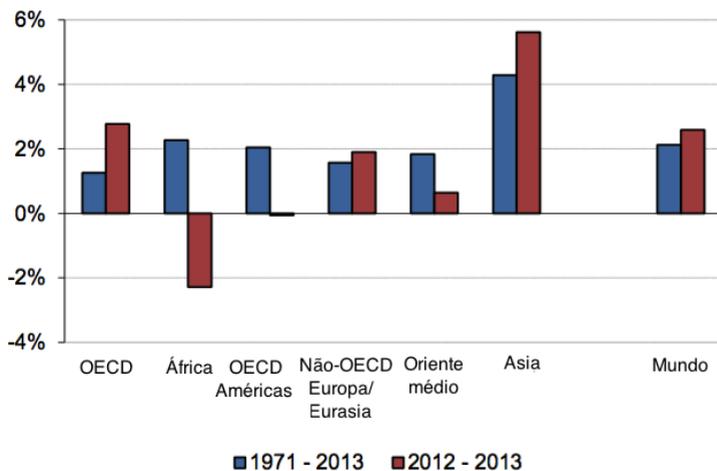
Em nível regional, a Ásia superou a OECD como a maior região produtora de energia, com tendências que mostram um aumento na Ásia de aproximadamente 5,6% em comparação com apenas 2,8% para a OECD como mostra a Figura 2.

Figura 1 – Mudança anual da produção global de energia por tipo de fonte.



Fonte: (IEA, 2015c).

Figura 2 – Mudança anual da produção global de energia por região.

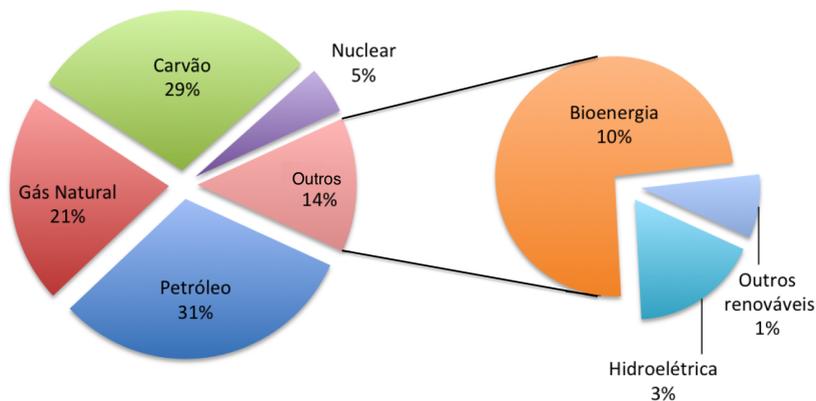


Fonte: IEA (2015c).

A Ásia apresentou mais de 35% da produção mundial de energia em 2013, enquanto os países membros da OECD juntos (OECD Américas, OECD Europa e OECD Ásia Oceania) atingiram 39%, como mostra a Figura 4.

As fontes de geração consideradas no Fornecimento Total de Energia Primária - TPES são de três tipos: combustíveis fósseis (petróleo, carvão e gás-natural), as energias renováveis (hidrelétrica, biomassa, eólica, solar, geotérmica e energia de maré) e a energia nuclear. O TPES é um termo associado ao TPED (Demanda total de energia primária), que refere-se à quantidade total de energia primária que um país necessita para seu desenvolvimento. A distribuição do fornecimento de energia por fonte e região é apresentada nas Figuras 3 e 4, respectivamente.

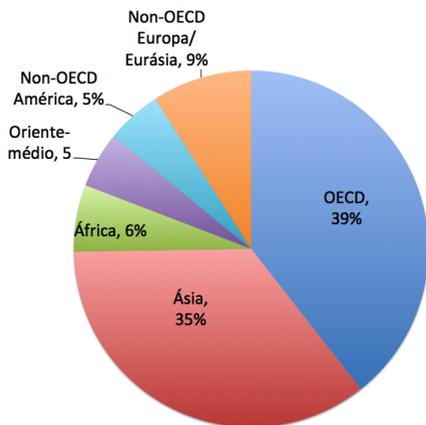
Figura 3 – Fornecimento total de energia primária por combustível em 2013.



Fonte: Adaptado de IEA (2015a).

O petróleo ainda é o combustível dominante em 2013, com uma participação de fornecimento de energia de 31%, enquanto o gás natural respondeu por 21% e a energia nuclear por 5% do fornecimento.

Figura 4 – Fornecimento total de energia primária por região em 2013.



Fonte: Adaptado de IEA (2015a).

A participação do carvão registrou 29% do fornecimento de energia primária e, de acordo com (IEA, 2015c), alcançou seu nível mais alto desde 1971.

Os países não membros da OECD estão se tornando cada vez mais importantes no quadro energético mundial em função do fornecimento total de energia primária, como apresentado na Tabela 1. A China superou os Estados Unidos em termos de TPES, com a China representando 22% das TPES mundiais, enquanto os Estados Unidos representaram 16% em 2013. Já a Índia, Rússia e o Japão ocuparam a terceira, quarta e quinta posição, seguidos pela Alemanha, Brasil, Korea, França e Canada.

Os 10 países citados na Tabela 1 responderam por 63% do fornecimento global de energia em 2013. Entretanto, os cinco principais (China, Estados Unidos, Índia, Rússia e Japão) produziram cerca da metade do produto interno bruto - PIB global, forneceram 53% da energia global total e representaram 46% da população total. As proporções relativas do PIB, da população e do TPES destes cinco países

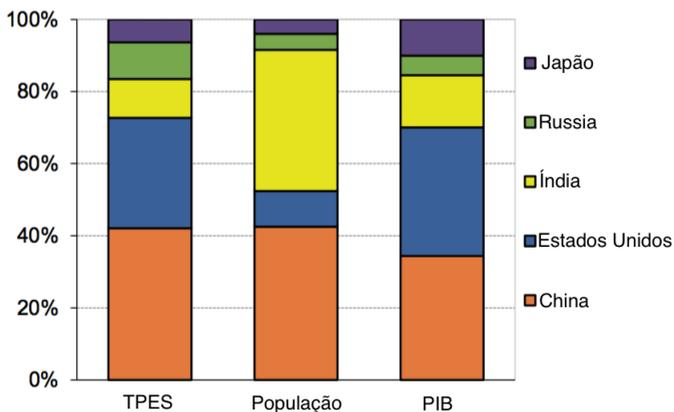
Tabela 1 – Distribuição do Fornecimento Total de Energia Primária - TPES dos 10 principais países em 2013.

| Região         | TPES (Mtoe) | Compartilhamento do TPES no mundo em 2013 (%) |
|----------------|-------------|---|
| China          | 3.022       | 22  |
| Estados Unidos | 2.188       | 16  |
| Índia          | 0.775       | 6   |
| Rússia         | 0.731       | 5   |
| Japão          | 0.455       | 3   |
| Alemanha       | 0.318       | 2   |
| Brasil         | 0.294       | 2   |
| Coreia         | 0.264       | 2   |
| França         | 0.253       | 2   |
| Canadá         | 0.253       | 2   |
| Resto do Mundo | 5.002       | 37  |
| Mundo          | 13.555      | 100   |

Fonte: Adaptado de IEA (2015c).

variaram de um país para o outro, como mostra a Figura 5.

Figura 5 – Os 5 principais consumidores de energia: participações relativas a 2013.



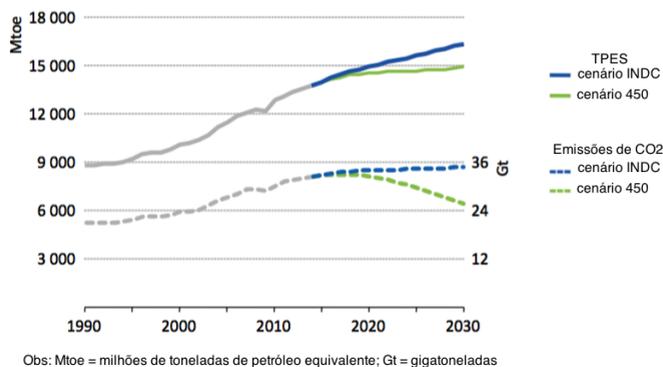
Fonte: IEA (2015a).

De acordo com os dados extraídos dos relatórios IEA (2015a) e IEA (2015c), a China forneceu 22% da energia global, respondendo

por um consumo de energia de mais de 13%, sendo o maior fornecedor e consumidor de energia, com a maior população mundial e o segundo melhor PIB. Os Estados Unidos forneceram 16% da energia mundial, com um consumo de aproximadamente 11%, com uma população de menos de 5% do total global e com o maior PIB. O Japão, a Rússia e a Índia também forneceram uma quantidade significativa de energia em 2013. Com o menor PIB, a Rússia forneceu quase duas vezes mais energia que o Japão e teve o menor consumo de energia, aproximadamente 3% do consumo global.

Para uma visão completa sobre o fornecimento e consumo de energia global, é mencionado o consumo final pelos diferentes setores em 2013. A indústria é o maior setor consumidor de energia, seguido pelo setor de transporte e residencial. É interessante mencionar que, em níveis globais, embora o consumo de energia por região tenha mudado ao longo dos anos, a proporção do consumo de energia por setor permaneceu praticamente constante desde 1971. O consumo de energia pelo setor industrial foi de 37%, o de transporte foi responsável por 28%, e o residencial, por 23%. Além disso, os setores de comércio e serviços públicos, agricultura e florestas, e outros, foram responsáveis pelo consumo de 8, 2 e 2% respectivamente. (IEA, 2015a).

A *International Energy Agency* - IEA publica anualmente um relatório especial como parte da série do *World Energy Outlook* com projeções que deverão ocorrer no setor de energia nos próximos anos ou décadas. Nestas projeções, três cenários são considerados (IEA, 2015a), no entanto, no relatório de 2015 somente dois cenários foram projetados: o cenário INDC, que apresenta as contribuições previstas em nível nacional, onde se avalia o efeito dos desenvolvimentos recentes da energia de baixa emissões de carbono, e o cenário 450, o qual demonstra o que seria necessário para se atingir 50% de chance de limitar o aumento da temperatura média global em 2 °C, no longo prazo. A evolução no TPES e as emissões de  $CO_2$  relacionadas a cada um dos cenários mencionados pela IEA são apresentadas na Figura 6.

Figura 6 – Projeções do TPES e as correspondentes emissões de CO<sub>2</sub>.

Fonte: IEA (2015a).

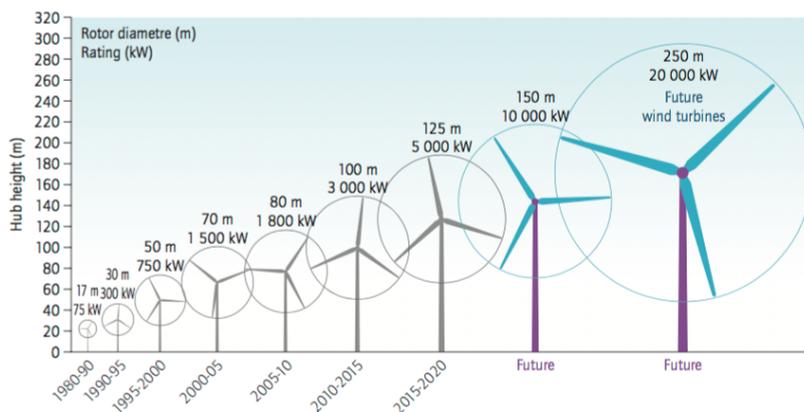
Observa-se que, nos cenários INDC e 450, o fornecimento de energia aumenta até o ano de 2030, impulsionada pelo crescimento populacional e pela expansão da economia global. No cenário INDC as emissões de CO<sub>2</sub> são projetadas para serem superiores aos níveis de 2013 em 2030, atingindo 36 GT de emissões, enquanto o fornecimento de energia primária cresce 20%. No cenário 450, que reporta um caminho consistente para atingir o objetivo climático, as emissões de CO<sub>2</sub> relacionadas à energia estarão em declínio a partir de 2020. Em 2030, há uma projeção de diferença de cerca de 12 Gt entre emissões relacionadas à energia no cenário INDC e no cenário 450. A seguir é apresentado um panorama da geração de energia eólica.

## 2.2 ENERGIA EÓLICA

O papel dos sistemas de geração baseados em energia eólica é fornecer energia competitiva, confiável e limpa para estimular o crescimento econômico e reduzir as emissões de gases de efeito estufa, criando ao mesmo tempo emprego e aumentando a segurança energética. A energia eólica está se desenvolvendo nesta direção e vem transfor-

mando o setor de energia. A capacidade instalada global de energia eólica aumentou de 17,4 GW em 2000 para 432,9 GW em 2015 (GWEC, 2015). De acordo com IEA (2016b), a energia gerada pela força do vento é de aproximadamente 4% da geração mundial de energia elétrica em 2015, um recorde de 63 GW na capacidade instalada para o ano de 2015 no mundo (GWEC, 2015). Melhorias tecnológicas no setor eólico reduziram os custos da produção de energia a preços competitivos e a tecnologia modificou-se desde os primeiros parques eólicos do mundo em 1980, como apresentado na Figura 7, aumentando em algumas vezes o tamanho médio dos rotores e produzindo muito mais energia elétrica (IEA, 2013).

Figura 7 – Evolução da tecnologia de turbinas eólicas em relação ao tamanho e a potência nominal.



Fonte: IEA (2013), p 27.

De acordo com Thresher, Robinson e Veers (2007), o principal incentivo para aumentar o tamanho de uma turbina eólica é aproveitar o cisalhamento do vento, colocando os rotores em altitudes elevadas a fim de aproveitar ventos mais fortes e estáveis.

Com o aumento de tamanho de uma turbina eólica, a produção de energia aumenta de acordo com a área varrida do rotor, entretanto, o

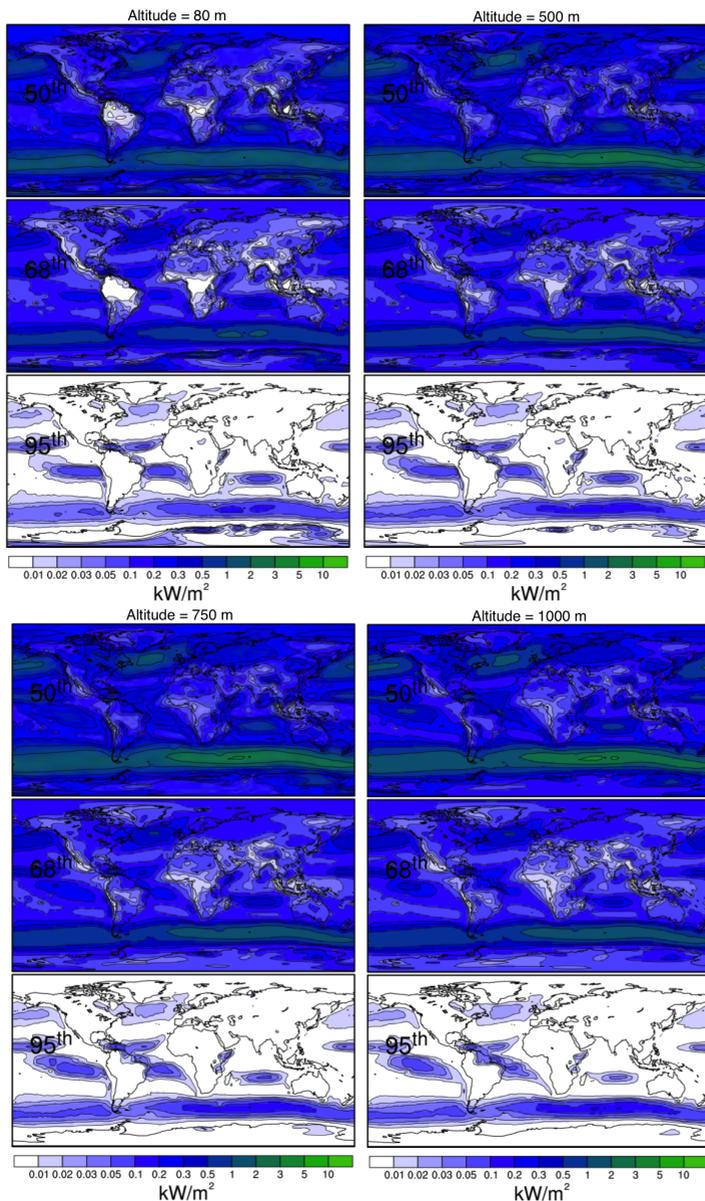
volume de material também aumenta. Para exemplificar como o vento é significativamente mais frequente em altitudes elevadas, a densidade de potência do vento excedida em 50%, 68% e 95% do tempo nas altitudes de 80m, 500m, 750m e 1000m são apresentadas na Figura 8.

Pode-se observar que, aos 80 m de altura, os melhores locais de vento no mundo sobre a terra atingem densidades de potência até  $200\text{W}/\text{m}^2$  em 50% do tempo, e que, nesta altitude não existe praticamente nenhum local sobre a terra onde existe a ocorrência de densidade de potência superior a  $10\text{W}/\text{m}^2$  em 95% do tempo. A região norte-nordeste do Brasil, a partir dos 1.000m de altura, apresenta uma densidade de energia significativa, com até  $200\text{W}/\text{m}^2$  em 95% do tempo e praticamente todo o mundo possui densidade de potência maior que  $100\text{W}/\text{m}^2$  em 50% do tempo, sendo que os melhores locais apresentam densidade de potência com certa de  $500\text{W}/\text{m}^2$  em 50% do tempo, como nas regiões norte/nordeste do Brasil e sul da América do Sul. Para aproveitar a potência do vento alcançada em um valor determinado do vento que for excedido pelo menos 95% do tempo, as altitudes ideais estariam essencialmente na faixa entre 500m e 1.000m em todo o mundo, bem acima do limite alcançado pelas turbinas eólicas clássicas (150m), (ARCHER; CALDEIRA, 2008).

Segundo Fagiano, Milanese e Piga (2010a), este potencial eólico disponível não pode ser aproveitado com custos competitivos pela tecnologia eólica clássica baseada em torres. Para explorar ventos em altas altitudes, uma nova classe de conversores de energia eólica com conceitos inovadores de geração foi concebida sob o nome de *Airborne Wind Energy System*, ou ainda *High Altitude Wind Energy* (FAGIANO; MILANESE; PIGA, 2010a).

Fagiano (2009), comparou um sistema de geração de energia eólica clássica com um sistema baseado em aerofólios cabeados, onde uma turbina eólica de 2MW tem na sua estrutura (rotor e torre) um peso de cerca de 300 toneladas, enquanto um gerador de alta altitude de mesma potência nominal dimensionado com um aerofólio de  $500\text{m}^2$

Figura 8 – Densidade de potência eólica ( $\text{KW}/\text{m}^2$ ) excedido durante 50%, 68% e 95% do tempo entre os anos de 1979 - 2006.



Fonte: Adaptado de Archer e Caldeira (2008).

e 1.000m de cabos teve um peso estimado em cerca de 2 toneladas.

## 2.3 ENERGIA EÓLICA COM AEROFÓLIOS CABEADOS

Energia eólica com aerofólios cabeados ou (Energia Eólica em Alta Altitude) é uma tecnologia inovadora de exploração de energia renovável que usa dispositivos aéreos que aproveitam a energia cinética do vento e são capazes de se manter no ar através de forças aerodinâmicas ou aerostáticas. Esses dispositivos, denominados aerofólios cabeados (*tethered airfoils*), podem ser estruturas do tipo balão ou asas similares à de um parapente, *kitesurf* ou avião. Várias estruturas com aerofólios cabeados têm sido estudadas para o aproveitamento da energia dos ventos em altas altitudes. Elas diferem, por exemplo, em relação ao tipo de asa, que pode ser rígida ou flexível, quanto ao local do gerador elétrico, que pode ser no solo ou em voo, quanto à força aerodinâmica explorada, de arrasto (*drag*) ou sustentação (*lift*), e quanto à forma de controlar o voo do aerofólio, que depende do número de cabos e da posição dos atuadores e sensores.

Esta tecnologia começou a ser intensivamente estudada nos últimos anos e, embora ainda não existam atualmente produtos comerciais disponíveis, pesquisas e investimentos significativos estão sendo feitos. Um panorama sobre o estado da arte da tecnologia AWE foi publicado por (AHRENS; DIEHL; SCHMEHL, 2014). Schmehl (2015) apresentou um mapa mundial, Figura 9, com 55 instituições de pesquisas em todo o mundo ativamente envolvidas em Pesquisa & Desenvolvimento - P&D - nesta área.

Dentre as possibilidades de exploração da energia dos ventos com aerofólios cabeados, uma configuração denominada *pumping kite* tem se destacado por ser simples e apresentar menor custo de desenvolvimento.

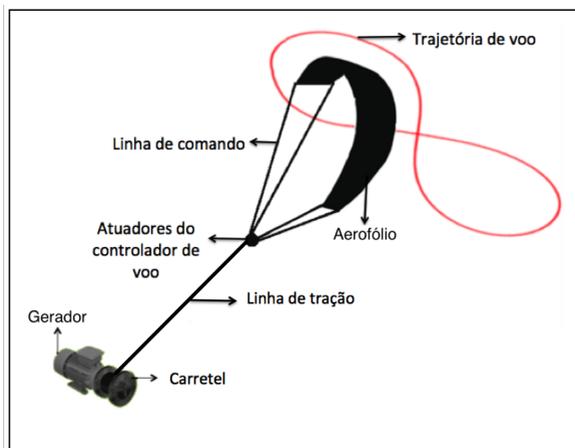
A Figura 10 apresenta os principais componentes de um sistema de geração de energia com uso de aerofólios cabeados em modo *pumping kite*.

Figura 9 – Instituições envolvidas em P&D com a tecnologia AWE.



Fonte: Schmehl (2015), pg 88.

Figura 10 – Componentes de um sistema de geração de energia, com aerofólios cabeados no modo *pumping kite*.



Fonte: Da pesquisa.

A Figura 10 ilustra um aerofólio flexível com unidade de controle embarcada. Um sistema *pumping kite* utiliza aerofólios rígidos ou flexíveis, explora a força de sustentação do aerofólio, possui gerador no solo e pode ter diferentes formas de controle de voo do aerofólio, com atuadores posicionados no solo ou embarcados.

O setor de energia eólica vem se consolidando nos últimos anos como uma importante fonte de energia renovável. A fim de explorar a energia do vento em altitude elevadas, muito acima das torres atuais, a tecnologia de aerofólios cabeados vem sendo estudada como uma possível solução para este novo paradigma de exploração da energia eólica.

Na Seção 2.3.1 são apresentados os conceitos básicos desta tecnologia, incluindo as principais configurações encontradas na literatura bem como os protótipos desenvolvidos em universidades e empresas.

### 2.3.1 Conceitos básicos

A ideia da tecnologia de energia eólica com aerofólios cabeados é gerar energia elétrica explorando ventos em altitudes elevadas com estruturas simples e leves, com baixo custo, de forma a ser competitiva com a tecnologia convencional baseada em torres suportando turbinas de eixo horizontal.

De acordo com Fagiano, Milanese e Piga (2010a), nas torres eólicas clássicas, 20% da superfície na ponta da lâmina contribuem com 80% da potência elétrica gerada. Isso ocorre porque a velocidade tangencial da ponta da lâmina é maior e consequentemente a velocidade efetiva do vento é maior na parte externa da lâmina. Esta é uma informação importante, dado que a energia extraída cresce com o cubo da velocidade efetiva do vento. Portanto, a torre e a estrutura interna das lâminas não contribuem significativamente para a geração de energia, servindo basicamente para manter a ponta da lâmina suspensa no ar e girando com velocidade.

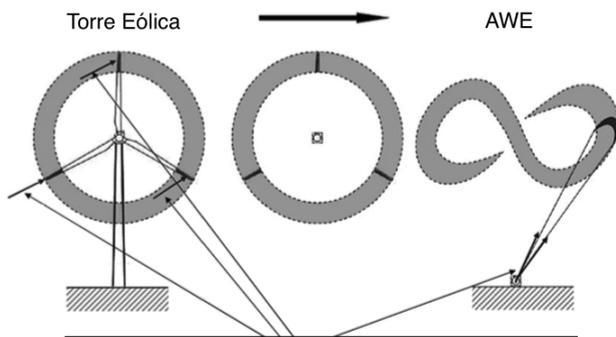
Desta forma, para entender o conceito de energia eólica com aerofólios cabeados, pode-se imaginar remover toda a estrutura volumosa

de uma torre de um aerogerador clássico mantendo apenas a extremidade das lâminas, a qual se deslocaria no ar como se fosse um aerofólio cabeado que voa rapidamente na presença do vento (FAGIANO; MILANESE; PIGA, 2010a).

Para superar as principais dificuldades que surgem com o aumento de tamanho e massa de uma torre eólica clássica, o paradigma da energia eólica com dispositivos cabeados se propõe a eliminar os elementos estruturais que não estão diretamente envolvidos na geração de energia (ZANON et al., 2014).

A ideia é substituir as torres das turbinas eólicas por cabos, e as lâminas por aerofólios (cabeados) como uma pipa ou uma asa de avião. Pode-se ainda substituir a torre por um balão cujo papel é sustentar um gerador embarcado. O aerofólio é conectado ao solo por um ou mais cabos cujo papel é transferir a energia para o solo, seja mecânica, quando o gerador está no solo, ou elétrica, quando o gerador está embarcado. Os aerofólios conseguem extrair energia do vento em altitudes elevadas onde o vento é mais forte e mais frequente, e isto é inacessível para as turbinas eólicas clássicas. A Figura 11 apresenta o conceito básico da tecnologia AWE.

Figura 11 – Conceito básico da tecnologia AWE.



Fonte: Fagiano, Milanese e Piga (2010b), p169.

O conceito da tecnologia AWE foi introduzido na década de 80

por Loyd (1980) com a pesquisa intitulada *Crosswind kite power*. Nela, Loyd descreveu dois modos de gerar energia elétrica por meio da tecnologia AWE: o *lift mode* com geradores posicionados no solo, e o *drag mode*, com geradores suspensos. Loyd (1980) é considerado por autores como (DIEHL, 2001), (OCKELS, 2001), (CANALE et al., 2006) como o precursor das pesquisas envolvendo a tecnologia AWE. Porém, foi somente a partir de 2007 que a tecnologia AWE teve um novo impulso com as pesquisas desenvolvida por (ROBERTS et al., 2007), (CANALE; FAGIANO; MILANESE, 2007a), (ILZHOER; HOUSKA; DIEHL, 2007), (CANALE; FAGIANO; MILANESE, 2007b), (WILLIAMS; LANSDORP; OCKELS, 2008), (ARGATOV; RAUTAKORPI; SILVENNOINEN, 2009a), (ARGATOV; SILVENNOINEN, 2010a), (CANALE; FAGIANO; MILANESE, 2010) e (FAGIANO; MILANESE; PIGA, 2010b).

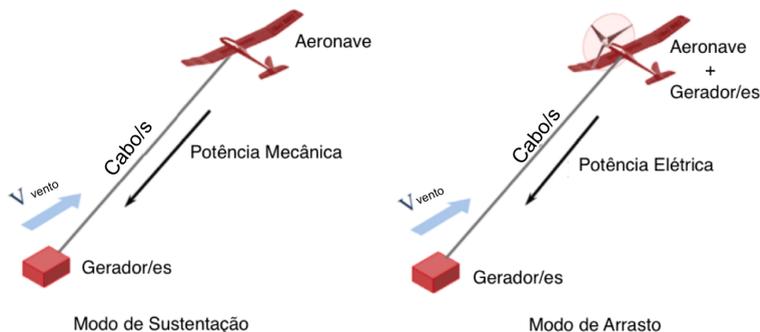
De acordo com Cherubini et al. (2015) os sistemas AWEs podem ser classificados como:

- i) **sistema com gerador em solo** - (modo de sustentação), neste sistema a energia elétrica é produzida no solo por meio de trabalho mecânico feito pela força de tração, transmitida do aerofólio para o gerador em terra através de um ou mais cabos, que produzem um movimento rotacional que faz o gerador trabalhar. Esta classificação, pode ser diferenciada entre dispositivos de estação fixa ou móvel no solo.
- ii) **sistema com gerador suspenso** - (modo de arrasto), neste sistema a energia elétrica é produzida no aerofólio e é transmitida ao solo através de um cabo especial com dupla finalidade: manter o aerofólio em altura controlada e acomodar cabos elétricos que transmitem a energia. Os sistemas com geradores suspensos produzem energia elétrica continuamente durante a operação, exceto durante as manobras de decolagem e pouso, em que energia é consumida.

### 2.3.2 Configurações do sistema

Com intenção de gerar energia limpa e a um baixo custo, instituições de pesquisas envolvidas em P&D com a tecnologia AWE vêm investigando várias alternativas. Em geral, as diferentes soluções encontradas podem ser classificadas de várias formas, por exemplo, pelo tipo do aerofólio, número de cabos de força e de comando do aerofólio e a localização do gerador (no aerofólio ou no solo). Pode-se também classificar as diferentes soluções através de como as componentes ‘força de sustentação’ e ‘força de arrasto’, provocadas pelo vento aparente no aerofólio, são exploradas na geração de energia. A Figura 12 ilustra algumas soluções baseadas no **Modo de Sustentação** (*lift mode*) e no **Modo de Arrasto** (*drag mode*).

Figura 12 – Possíveis configurações do sistema AWE.



Fonte: Adaptado de Cherubini et al. (2015), p1462.

#### 2.3.2.1 Modo de Sustentação

Na configuração em **modo de sustentação**, um aerofólio é preso através de um cabo de comprimento variável a um sistema eletromecânico no solo (fixo ou móvel) responsável por gerar energia elétrica. Para maximizar a tração no cabo, e conseqüentemente a potência extraída do vento, o aerofólio é controlado para executar manobras num plano aproximadamente perpendicular à direção do vento, o que carac-

teriza as chamadas manobras de vento cruzado. A força de tração no cabo depende da velocidade do vento e da velocidade com que o aerofólio cruza o fluxo de vento. Várias estruturas usando aerofólios cabeados têm sido propostas na literatura, algumas delas discutidas por (AHMED; HABLY; BACHA, 2012) e (CHERUBINI et al., 2015). No modo de sustentação, entre as diversas formas de estrutura mecânica, associadas às diferentes formas de conversão da força do cabo em torque no eixo do gerador, pode-se mencionar três abordagens principais: a configuração *Pumping Kite*, a configuração em Carrossel e a configuração com Multiplos-Aerofólios, apresentados na sequência.

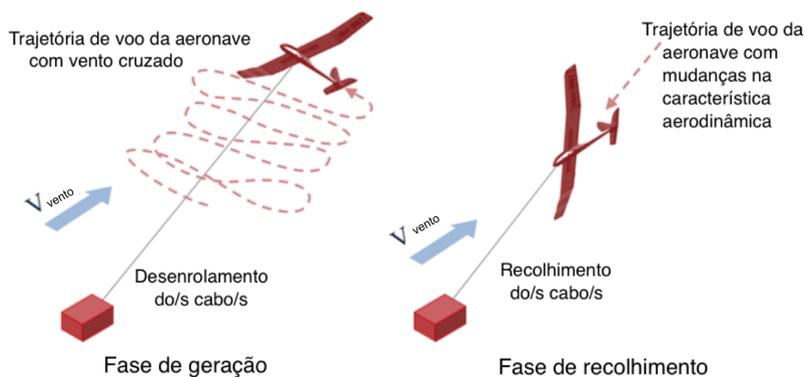
#### 2.3.2.1.1 Pumping Kite

A configuração mais estudada na geração de energia através de aerofólios cabeados é a configuração *Pumping Kite*. Nessa configuração o aerofólio é conectado ao solo através de um cabo de comprimento variável, enrolado num tambor, cujo eixo é conectado ao gerador. Com o afastamento do aerofólio pelo vento o cabo é desenrolado, provocando o giro do tambor e do gerador, gerando assim energia. Além disso, de modo a evitar o acúmulo de torção no cabo, uma trajetória do tipo "oito deitado" ( $\infty$ ) é em geral utilizada. Observe que uma trajetória circular também seria possível se for usada um destorcedor de cabo. O aerofólio percorre essa trajetória com velocidade muito maior que a do vento, o que permite aumentar de forma marcante a eficiência no aproveitamento da energia dos ventos.

Ao se atingir o comprimento máximo do cabo a geração de energia é interrompida, reconfigura-se o aerofólio para reduzir ao máximo a tração no cabo e o aerofólio é recolhido gastando-se uma pequena parte da energia gerada. Assim que o aerofólio é trazido ao ponto de partida (comprimento inicial do cabo), o aerofólio é novamente reconfigurado para aumentar a tração no cabo e a fase de geração é reiniciada. A energia produzida na fase de geração menos a energia gasta na fase de recolhimento é a energia que efetivamente o sistema *Pumping Kite* consegue fornecer.

Este ciclo de tração e recolhimento do aerofólio é conhecido como operação *pumping kite*. O interesse pelo sistema *Pumping Kite* deve-se provavelmente ao seu conceito simples, com uma estrutura eletromecânica de geração simples, contando com apenas um aerofólio para movimentar a estrutura. Além disso, o custo de um sistema *Pumping Kite* é atrativo quando comparado com outras configurações, como carrossel ou múltiplos aerofólios discutidos a seguir. Isto torna mais fácil e menos onerosa a construção de protótipos de pesquisa dessa tecnologia. A Figura 13 apresenta um sistema operando no modo de sustentação na configuração *pumping kite*.

Figura 13 – Modo de sustentação com base fixa.

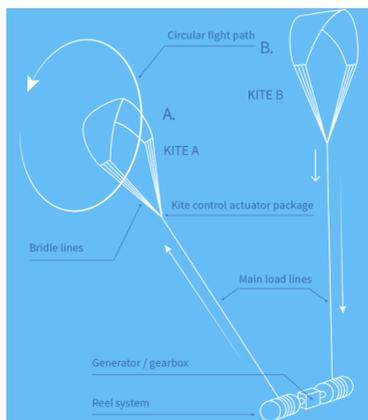


Fonte: Adaptado de Cherubini et al. (2015), p1463.

A Figura 14 mostra um esquema com uma unidade de geração conectada a dois tambores por meio de embreagens operando em modo *pumping kite*. Enquanto um aerofólio está na fase de geração, o outro está na fase de recolhimento, podendo assim gerar energia continuamente.

As principais variantes dessa configuração estão relacionadas ao tipo de aerofólio utilizado. Eles podem variar por exemplo, no número de aerofólios (simples ou múltiplos), número de cabos que chegam ao solo, à sua rigidez (rígido ou flexível), e a localização dos geradores

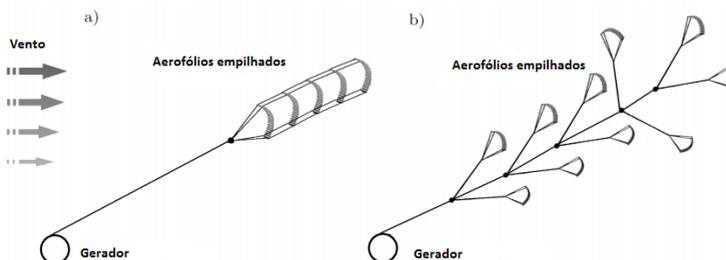
Figura 14 – Conceito de *Pumping kite* com dois aerofólios em modo complementar para geração contínua de energia.



Fonte: KITEPOWERSYSTEMS (2016).

nesse caso é sempre no solo. Como apresentado, a configuração *Pumping Kite* pode ser implementada com o uso de **Múltiplos Aerofólios** fixados no mesmo cabo de conexão com a unidade de solo. A Figura 15 apresenta esta configuração.

Figura 15 – Vários Aerofólios



Fonte: Houska e Diehl (2007).

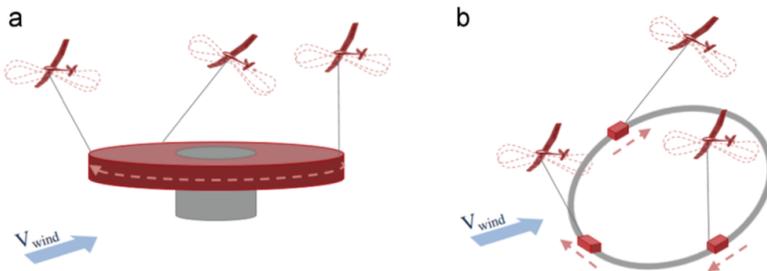
A ideia é similar à de uma turbina com várias hélices. Esta abordagem, apesar de interessante, possui algumas dificuldades relaci-

onadas ao controle de trajetória conjunta dos aerofólios, pois evitar a possibilidade de choque entre os aerofólios e as manobras de decolagem e pouso se tornam tarefas mais complexas. Mais informações sobre arranjos com múltiplos aerofólios podem ser encontrados em (HOUSKA; DIEHL, 2007), assim como em (SEQUOIA, 2014). A ideia de usar aerofólios para gerar energia em várias configurações é coberta por grande número de patentes como apresentado por (MENDONÇA et al., 2017).

### 2.3.2.1.2 Configuração Carrossel

Outra configuração possível é a conhecida como **carrossel**, onde vários aerofólios são fixados sobre os braços de um sistema mecânico de rotação acoplado a um gerador com rotor de eixo vertical, como mostra a Figura 16.

Figura 16 – Modo de sustentação com sistema móvel - configuração carrossel.



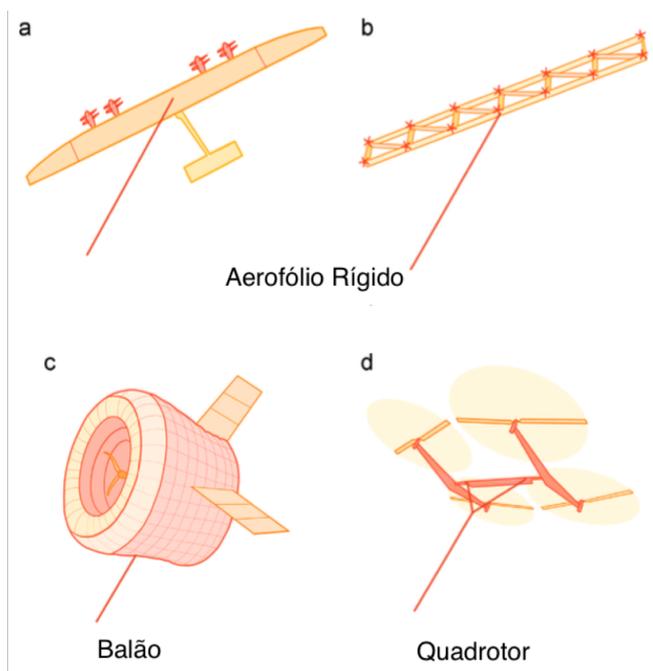
Fonte: Adaptado de Cherubini et al. (2015)p. 1463.

Nesta configuração, a geração de energia ocorre com o movimento rotativo do carrossel e necessita de um sistema de controle coordenado e sincronizado que evite colisões entre os aerofólios, assim como na estrutura baseada com vários aerofólios. A configuração em carrossel é pesquisada pela empresa italiana (KITEGEN, 2016) e pela empresa alemã (NTS, 2014).

### 2.3.2.2 Modo de Arrasto

A configuração em **modo de arrasto** consiste em um aerofólio cabeado com um ou mais geradores embarcados, ligado ao solo por um cabo especial que, além de manter o aerofólio em trajetória desejada, possui cabos elétricos embutidos responsáveis pela transmissão da energia gerada para o solo como apresentada na Figura 17.

Figura 17 – Exemplos de sistemas AWE com geração embarcada.



Fonte: Adaptado de Cherubini et al. (2015), p1470.

O aerofólio é mantido suspenso no ar pela força de sustentação enquanto a energia é gerada pela força de arrasto<sup>1</sup>, como no caso das turbinas eólicas clássicas, onde o aerogerador é mantido suspenso pelo

<sup>1</sup> De forma mais precisa, o gerador embarcado sofre um empuxo que atua como uma força de arrasto adicional ao arrasto do próprio aerofólio.

uso de uma torre e a geração de energia ocorre pela força de empuxo na turbina.

Os aerofólios usados na exploração do modo de arrasto para gerar energia podem ser uma asa, que em geral são rígidas para poder sustentar o gerador embarcado.

As unidades de geração mostradas na Figura 17 apresentam diferentes soluções. No item *a* o aerofólio consiste de uma asa rígida, enquanto no item *b* duas asas rígidas são utilizadas. No item *c*, um balão inflado com hélio é utilizado para manter o gerador suspenso numa certa altura. No entanto, o arrasto sofrido pela estrutura tende a afastar o gerador da posição Zênite. Já no item *d*, um sistema similar a um quadrirotor é utilizado num modo de operação diferente dos anteriores conhecido como modo de empuxo do rotor (*rotor thrust*).

### 2.3.2.3 Protótipos em desenvolvimento.

A seguir serão apresentados protótipos com aerofólios cabeados em modo de sustentação e arrasto desenvolvidos por empresas e universidades ao redor do mundo.

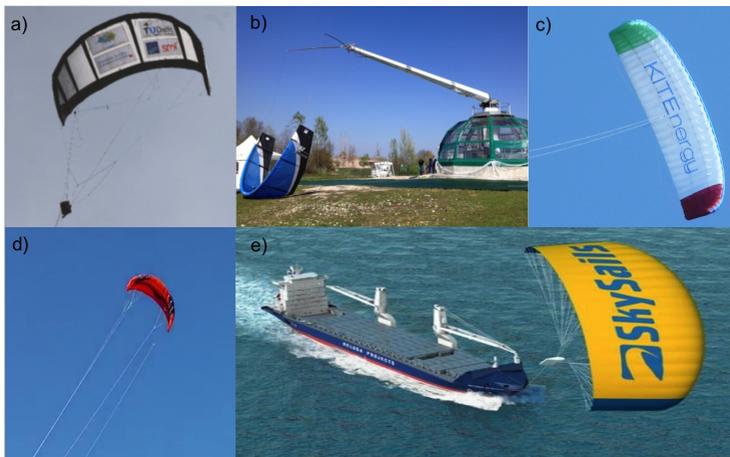
#### 2.3.2.3.1 Modo de Sustentação

O grupo de pesquisa *KitePower* da *Delft University of Technology* (TU Delft) trabalha com aerofólios cabeados com quatro cabos (VLUGT; PESCHEL; SCHMEHL, 2014) e uma unidade de controle embarcada apresentada na Figura 18, item *a*. Dois cabos no bordo de fuga do aerofólio são conectados à unidade de controle embarcada e são utilizados para o controle de voo. Outros dois cabos, conectados ao bordo de ataque do aerofólio, se juntam a um cabo principal na altura da unidade de controle. Este cabo principal (cabo de tração) liga o aerofólio ao solo e transmite a força de tração extraída do vento para a unidade de geração no solo.

A empresa italiana *KiteGen* surgiu a partir de pesquisas feitas na *Politecnico di Torino*, uma das universidades mais atuantes em pes-

quisa com a tecnologia AWE (MENDONÇA et al., 2017). A empresa, tem intenção de atingir 3MW de potência com o novo protótipo ‘*KiteGen Stem*’ (KITEGEN, 2016) que pode ser visto na Figura 18, item *b*.

Figura 18 – Protótipos de grupos de pesquisas e empresas com aerofólios cabeados em modo de sustentação.



Fonte: a) KitePower Vlugt, Peschel e Schmehl (2014), b) KITEGEN (2016), c) KITENERGY (2016) d) UFSCKite Lellis, Saraiva e Trofino (2016) e e) SKYSAILS (2014).

Também fundada a partir de pesquisas na universidade *Politecnico di Torino*, a empresa *KiteEnergy* desenvolveu e está testando um protótipo com 60 KW de potência. O aerofólio, ilustrado na Figura 18, item *c*, está ligado ao solo por dois cabos encaixados em dois tambores conectados à unidade de geração.

O grupo de pesquisas em Aerofólios Cabeados para Energia Eólica (UFSCkite) da Universidade Federal de Santa Catarina realiza investigações teóricas e experimentais sobre a tecnologia AWE. Seu primeiro protótipo, que utiliza um aerofólio flexível de  $3\text{ m}^2$  e foi construído para fins de teste de sensoriamento, processamento embarcado e controle de voo, sem geração de energia, está operacional, como ilustra

a Figura 18, item *d*. Já o segundo protótipo utiliza um aerofólio flexível de  $17 \text{ m}^2$  operando em modo *Pumping Kite* com uma estação no solo que utiliza um gerador de 12 KW (LELLIS; SARAIVA; TROFINO, 2016). Duas unidades deste protótipo foram construídas e estão sendo testadas em laboratório para posterior testes de geração em campo.

A empresa alemã SKYSAILS (2014) utiliza aerofólios como fonte alternativa de propulsão de navios, como apresentado na Figura 18, item *e*. A ideia é usar a força de tração obtida com os aerofólios para ajudar na propulsão dos navios, dessa forma economizando combustível fóssil. Os aerofólios são do tipo Foil, também chamados de *Ram Air Inflated* (aerofólio flexível com uma estrutura de célula aerodinâmica que é inflada pelo vento). A empresa está comercializando esse sistema, e já conseguiu automatizar o controle de voo, decolagem e pouso do aerofólio.

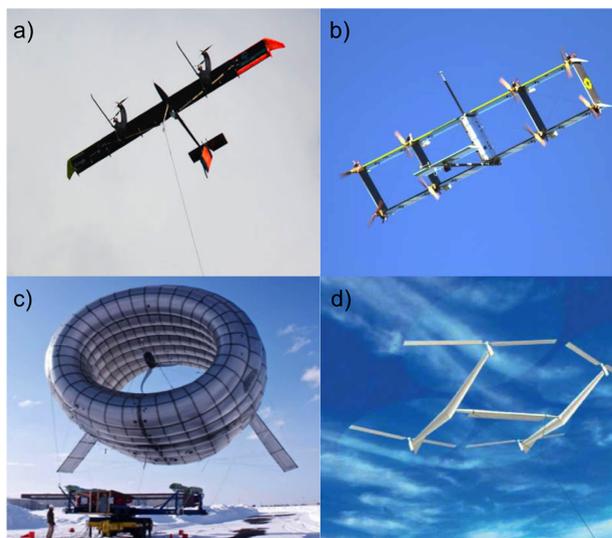
#### 2.3.2.3.2 Modo de arrasto

A Figura 19 apresenta os protótipos de sistemas AWE em modo de arrasto das empresas *Makani Power*, *Joby Energy*, *Altaeros Energy* e *Sky WindPower*.

O protótipo da empresa Makani (2014), adquirida pela empresa *Google*, consiste de um aerofólio rígido similar à asa de um avião, com 8 metros de largura e 3 metros de profundidade projetada para operar entre 40 e 110 metros de altura. Este protótipo tem um sistema de turbinas fixadas no bordo de ataque do aerofólio. Ele também pode realizar as manobras de pouso e decolagem invertendo o sentido de rotação das turbinas, colocando-as em modo de propulsão, em uma operação similar a um quadrirotor. A empresa está prevendo um produto comercial de 600 KW para operar de 100 a 400 metros de altitude como um seguinte passo no projeto.

O protótipo da empresa americana JOBYENERGY (2016), fundada em 2008, utiliza uma estrutura multi-aerofólios que suporta uma série de turbinas embutidas. As turbinas são utilizadas para pro-

Figura 19 – Protótipos das empresas *Makaini Power*, *Joby Energy*, *Altaeros Energy* e *Sky Windpower*.



Fonte: a) Makani (2014), b) JOBYENERGY (2016), c) Altaeros (2015), d) SKYWindPower (2016).

pulsão durante a decolagem e geram energia durante o voo em manobras de vento cruzado. O método de geração de energia e as manobras de decolagem e pouso são semelhantes aos do conceito (MAKANI, 2014).

O protótipo da empresa norte-americana Altaeros (2015), fundada em 2010 pelo Instituto de Tecnologia de *Massachusetts* (MIT), utiliza um balão - uma estrutura grande inflada com hélio para levantar voo a altitudes elevadas. Em virtude de sua grande estrutura, este protótipo apresenta dificuldades para explorar o vento cruzado.

A empresa SKYWindPower (2016) propôs um aerofólio diferente, chamado de ‘Flying Electric Generator’ (Gerador Elétrico Voador) que é semelhante a um quadrotor com quatro rotores idênticos montados em uma estrutura que está conectada ao solo. A empresa

planejava construir e voar seu Gerador Elétrico Voador para demonstração em altitudes até 4.600m (15,000 pés) podendo gerar até 40 MW de potência (BRYAN et al., 2007). Este foi um dos primeiros conceitos AWE a serem testados através de protótipos, mas não se tem notícia sobre evoluções dessa tecnologia.

A seguir, na Tabela 2, apresenta-se uma lista de Empresas e Grupos de pesquisas com conceitos diferentes de exploração da tecnologia AWE no modo de sustentação e que podem ser subclassificados em termos de, localização dos atuadores de voo, tipo de aerofólio, posição do gerador, número de cabos e faixa de potência.

Tabela 2 – Características de protótipos existentes e que operam em modo de sustentação.

| Empresas/Grupos de pesquisa | Aerofólio   | Localização dos atuadores de voo | números de cabos | Classe de Potência |
|-----------------------------|-------------|----------------------------------|------------------|--------------------|
| KitePower TUDelft           | Flexível    | Suspenso                         | 1                | KW                 |
| KiteGen Stem                | Semi-rígido | Solo                             | 2                | KW                 |
| Ampyx Power                 | Rígido      | Suspenso                         | 1                | KW/MW              |
| WindLift                    | Flexível    | Solo                             | 3                | KW                 |
| SkySails Power              | Flexível    | Suspenso                         | 1                | KW/MW              |
| Swiss Kite Power 1          | Flexível    | Suspenso                         | 1                | KW                 |
| TwingTec                    | Rígido      | Suspenso                         | 2                | KW                 |
| Enerkite                    | Ambos       | Solo                             | 3                | KW                 |
| Swiss Kite Power 2          | Flexível    | Solo                             | 3                | KW                 |
| Kitemill                    | Rígido      | Suspenso                         | 1                | KW                 |
| UFSCKite com geração        | Flexível    | Suspenso                         | 1                | KW                 |
| e-kite                      | Rígido      | Solo                             | 2                | KW                 |
| Kitenergy                   | Flexível    | Solo                             | 2                | KW                 |
| KiteGen Rail Carrossel      | Semi-rígido | Solo                             | 2                | MW/GW              |
| NTS                         | Flexível    | Solo                             | 4                | -                  |

Fonte: Adaptado de Fagiano e Milanese (2012), Cherubini et al. (2015) e Saraiva, Lellis e Trofino (2014).

Na Tabela 3 são resumidos os sistemas de energia eólica aerotransportados com geradores suspensos.

Algumas empresas e grupos de pesquisas listados nas Tabelas 2 e 3 não divulgam a configuração de seus protótipos por considerarem

Tabela 3 – Sistema com geração no aerofólio.

| Empresas/Grupos de pesquisa | Descrição do sistema                             | Sustentação do Aerofólio | Geração         | Classe de Potência |
|-----------------------------|--|--------------------------|-----------------|--------------------|
| Makani Power                | Turbinas em um aerofólio cabeado                 | Aerodinâmica             | 6/8 turbinas    | 600K               |
| Joby Energy                 | Turbinas em um aerofólio cabeado                 | Aerodinâmica             | Várias turbinas | 2 MW               |
| Altaeros Energies           | Turbinas em um sistema lighter than air balloons | Flutuante aerostática    | 4 turbinas      | 2,4 KW             |
| Sky Windpower               | Quadrirotor cabeado                              | Empuxo Aerodinâmico      | 4 turbinas      | 240 KW             |

Fonte: Adaptado de Fagiano e Milanese (2012), Cherubini et al. (2015).

informações sigilosas do projeto.

## 2.4 FERRAMENTAS DE ANÁLISE

Nesta seção, será realizada uma análise dos diferentes métodos que têm sido usados na literatura para verificar a viabilidade econômica de parques eólicos. Como o vento é um fator essencial nesta análise, o primeiro tópico a ser abordado são os métodos para análises da velocidade do vento. Em seguida apresenta-se os métodos de análise econômica e de custo nivelado da energia.

### 2.4.1 Métodos de análise da velocidade do vento

A geração de energia eólica mundial ocupa uma posição de destaque na matriz energética, visto que a produção de energia através do vento está aumentando rapidamente. Por isso, a previsão da geração de energia eólica desempenha um papel fundamental para enfrentar os desafios de balancear a oferta e o consumo em qualquer sistema elétrico, dada a incerteza relacionada à produção de energia eólica. A velocidade do vento é uma variável fundamental para previsão da capacidade de geração de um parque eólico: seu conhecimento reduz os riscos (incertezas) de projeto e permite um adequado planejamento do

balanço do sistema elétrico. No entanto, a previsão do vento baseada em medições efetuadas é um problema complexo devido à natureza estocástica do vento. A Tabela 4 apresenta os artigos encontrados no portfólio bibliográfico como as palavras-chave ‘*Airborne wind energy*’ e ‘*Wind speed analysis*’ e que propõem modelos para análise da velocidade do vento.

Tabela 4 – Artigos alinhados com o tema e que propõem modelos de análise da velocidade do vento.

| <b>Autor</b>   | <b>Título</b>  | <b>Periódico</b>   | <b>Ano</b> |
|--|--|--|------------|
| Fagiano, L.; Milanese, M.; Piga, D.                                  | Optimization of airborne wind energy generators  | International Journal of Robust and Nonlinear Control    | 2012       |
| Gros, S.; Zanon, M.; Diehl, M.                                       | Orbit Control for a Power Generating Airfoil Based on Nonlinear MPC                                      | American Control Conference                              | 2012       |
| Zanon, M.; Gros, S.; Diehl, M.                                       | Rotational Start-up of Tethered Airplanes Based on Nonlinear MPC and MHE                                 | European Control Conference (ECC)                        | 2013       |
| Novara, C.; Fagiano, L.; Milanese, M.                                | Direct feedback control design for nonlinear systems   | Automatica   | 2013       |
| Zraggen, A. U.; Fagiano, L.; Morari, M.                              | On Real-Time Optimization of Airborne Wind Energy Generators   | IEEE 52nd Annual Conference on Decision and Control      | 2013       |
| Zanon, M.; Gros, S.; Meyers, J.; Diehl, M.                           | Airborne Wind Energy: Airfoil-Airmass Interaction  | The International Federation of Automatic Control (IFAC) | 2014       |
| Zraggen, A. U.; Fagiano, L.; Morari, M.                              | Real-Time Optimization and Adaptation of the Crosswind Flight of Tethered Wings for Airborne Wind Energy | IEEE Transactions on Control Systems Technology          | 2015       |
| Fechner, U.; Van der Vlugt, R.; Schreuder, E.; Schmehl, R.           | Dynamic model of a pumping kite power system   | Renewable Energy   | 2015       |
| De Lellis, M.; Mendonca, A. K.; Saraiva, R.; Trofino, A.; Lezana, A. | Electric power generation in wind farms with pumping kites- An economical analysis                       | Renewable Energy   | 2016       |

Fonte: Da pesquisa.

Pode-se observar no portfólio bibliográfico que, 31 artigos abordaram métodos para análise da velocidade do vento, no entanto, somente 9 artigos desenvolveram efetivamente um modelo da velocidade do vento como apresentado na Tabela 4. Pode-se observar também que os modelos de vento foram desenvolvidos nesta última década, reforçando a importância dos modelos do vento para a previsão da geração de energia eólica.

Os artigos publicados por Fagiano, Milanese e Piga (2012), Novara, Fagiano e Milanese (2013a), Zraggen, Fagiano e Morari (2015), Zraggen, Fagiano e Morari (2013) fazem uso do modelo logarítmico do vento proposto por Manwell, McGowan e Rogers (2009) e Fagiano (2009) onde estima-se que a altitude da camada da atmosfera em que a rugosidade do solo influencia na velocidade do vento se estende até 600 metros de altura. Nestas referências os autores investigaram aspectos teóricos importantes: a avaliação do desempenho alcançado pelo modelo logarítmico e pela lei de controle empregada para modelagem da velocidade do vento, a otimização do ciclo operacional do gerador, a possibilidade de gerar continuamente a potência máxima, análises um projeto direto baseados a partir de dados de controladores finalizados na solução de problemas de rastreamento, e análises do impacto da força de tração do cabo podendo assim, gerar uma quantidade de energia eólica maior.

Os autores Gros, Zanon e Diehl (2012); Zanon, Gros e Diehl (2013); Zanon et al. (2014); formularam um modelo Moving Horizon Estimation (MHE) para estimar a velocidade e direção do vento na ausência de medidas diretas baseados no modelo logarítmico do vento proposto por Manwell, McGowan e Rogers (2009), aumentando a robustez do modelo proposto. Os autores investigam um modelo de controle 6-DOF computacionalmente, onde um perfil aerodinâmico rígido de grande desempenho, e em grande escala, é proposto. Um esquema de controle baseado no controle predispositivo do modelo não linear para rastrear as trajetórias de referência é aplicado ao modelo e para fazer uma aplicação em tempo real do controle preditivo do modelo não-linear, utilizaram um esquema de iteração em tempo real.

Fechner et al. (2015) utilizaram para determinar a velocidade do vento na altura de referência, a metodologia da lei de potência apresentado em (STULL, 2000) e do modelo logarítmica do vento apresentado em (BURTON et al., 2002). Já o modelo da velocidade de vento apresentado por Lellis et al. (2016), fazem uso do modelo logarítmico de vento propostos por Manwell, McGowan e Rogers (2009) e Fagiano

(2009).

Embora poucos artigos tenham efetivamente desenvolvido um modelo da velocidade do vento, este tema não é novo e teve início em 1984 com o artigo *The Characteristics of Wind Velocity that Favor the Fitting of a Weibull Distribution in Wind Speed Analysis*, desenvolvido por Stanton E. Tuller e Arthur C. Brett. Este artigo aborda a derivação da distribuição *Weibull* a partir da distribuição normal, proporcionando um ajuste adequado às distribuições de velocidade do vento. Os autores fornecem uma justificativa teórica para a sua utilização na análise da velocidade do vento. Esta justificativa parte da premissa de que as componentes da velocidade do vento são normalmente distribuídas, possuem médias nulas, têm variâncias iguais e não estão correlacionadas.

Os principais conceitos abordados nos artigos do portfólio apontam para uma ampla quantidade de modelos de análise da velocidade do vento. No entanto, modelos para análise de longo prazo foram inferiores aos propostos para curto prazo. Pode-se identificar várias categorias de métodos de análise da velocidade do vento: métodos baseados em distribuição weibull, em series temporais da velocidade do vento, métodos numéricos de previsão de vento (NWP), de decomposição, de regressão dinâmica entre outros. Na Tabela 5 são apresentados os modelos de análise de vento encontrados na literatura.

O modelo de Distribuição *Weibull* foi proposto inicialmente na década de 30 para interpretação de fadiga de materiais, mas tem sido utilizada em diversos estudos destinados à análise de frequência da velocidade do vento, e sua função de densidade de probabilidade. A função de distribuição Weibull é amplamente utilizada em várias instigações relacionadas à energia eólica (CHANG, 2011), (LIMA; FILHO, 2012), (DIAF; NOTTON, 2013).

A Lei logarítmica e a Lei de Potência são métodos utilizados para a estimação da variação da velocidade de vento com a altitude (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009), portanto, permite o cál-

Tabela 5 – Modelos de análise da velocidade do vento encontrados nos artigos.

| <b>Modelo</b>  | <b>Autor</b>   |
|--|--|
| Distribuição de probabilidade Weibull                                | Tuller e Brett (1984); Bivona, Burlon e Leone (2003); Jaramillo e Borja (2004); Perez et al. (2004); Wilson e Morcos (2006); Razali et al. (2010); Bagiorgas et al. (2011); Wagemann et al. (2015); Pishgar-Komleh, Keyhani e Sefeedpari (2015); Rajapaksha e Perera (2016)  |
| Lei logarítmica e a Lei de potência                                  | Cabello e Orza (2010); Fagiano, Milanese e Piga (2012); Gros, Zanon e Diehl (2012); Rehman (2013); Novara, Fagiano e Milanese (2013a); Zanon, Gros e Diehl (2013); Zraggen, Fagiano e Morari (2013); Zanon et al. (2014); Archer, Delle e Rife (2014); (FECHNER et al., 2015); Zraggen, Fagiano e Morari (2015); (MISHRA; KUMAR, 2015); Lellis et al. (2016) |
| Previsão do Tempo Numérico (NWP)                                     | Foley et al. (2012); Lynch, OMahony e Scully (2014)  |
| Medições de espectros Aerosol optical                                | Beegum et al. (2009)   |
| Métodos da Decomposição Ortogonal                                    | Xu e Levy (2011), Zheng et al. (2011)  |
| Modelo de Regressão dinâmica   | Mahmoudian e Mohammadzadeh (2014)  |
| Modelo de componente de vento básico, de rajada, de rampa e de ruído | (LI et al., 2013)  |
| Modelos espectrofotômetros   | Scoon e Robinson (2000)  |

Fonte: Da pesquisa.

culo da velocidade do vento horizontal em uma certa elevação sobre a superfície da terra. As variáveis da Lei logarítmica e de Potência são importantes para uma extrapolação consistente e confiável da velocidade do vento de uma altura para outra.

O modelo de Previsão Numérica do Tempo é um conjunto de programas computacionais (LOPES et al., 2004) que contêm equações e algoritmos que descrevem a atmosfera e a forma como ela muda com o passar do tempo, produzindo as previsões meteorológicas. A condição inicial de uma previsão da velocidade do vento vem da análise, que é projetada pela assimilação da quantidade de observações meteorológicas dentro do modelo. Uma dificuldade encontrada neste modelo é definir métricas que permitam a avaliação da qualidade de uma previsão (MOREIRA; DIAS; LUCIO, 2006).

A seguir, será apresentado os métodos de análise econômica e de custo nivelado da energia.

## 2.4.2 Métodos de análise econômica

A Engenharia Econômica utiliza um conjunto de métodos e técnicas determinísticas ou em condições de risco para a quantificação e avaliação dos riscos financeiros envolvidos nos projetos. Ela fornece indicadores para uma comparação consistente entre opções de investimentos que apresentem atratividade ao seu desenvolvimento. A utilização destes métodos permite determinar a atratividade de alternativas de projetos, auxiliando os investidores na tomada de decisão sobre oportunidades de investimentos. A avaliação econômica de um projeto de geração de energia é fundamental para a maximização de lucros e a minimização de riscos do projeto. A seguir são apresentados os principais métodos para avaliação econômica de investimentos.

### 2.4.2.1 Valor Presente Líquido - VPL

O Valor Presente Líquido - VPL é o método mais utilizado para planejar investimento de longo prazo. Para calculá-lo, precisa-se

trazer para o presente todos os fluxos de caixa estimados para o futuro através de uma taxa mínima de atratividade. Este método tem como finalidade determinar um valor no instante considerado inicial, a partir de um fluxo de caixa formado pelas receitas e despesas do projeto, que represente o ganho absoluto do ativo (PAZA et al., 2017). Para o cálculo do VPL é utilizada a Eq. (2.1).

$$VPL = \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0. \quad (2.1)$$

Onde:

$F_t$  = Fluxo de caixa estimado para cada período  $t$ .

$k$  = Taxa de desconto = Taxa Mínima de Atratividade.

$I_0$  = Investimento inicial no tempo  $t = 0$ .

$T$  = Prazo total de investimento.

$t$  = Instante de tempo, onde  $t = 1, 2, \dots, T$ .

O VPL é um método internacionalmente aceito pelos profissionais da área de finanças, onde o critério para aceitação do projeto é o valor do VPL ser positivo, o que significa que o capital investido poderá ser recuperado e remunerado a uma taxa de juros maior do que o custo do capital. O resultado desta análise é considerado uma informação que leva a decisões financeiras adequadas.

#### 2.4.2.2 Taxa Interna de Retorno - TIR

A Taxa Interna de Retorno - TIR é uma taxa de desconto que quando aplicada expressa a expectativa do retorno do capital investido, ou seja, a taxa pela qual o capital será remunerado.

A TIR é uma taxa que faz com que o valor presente líquido (VPL) do investimento seja igual à zero. Ela é calculada considerando o investimento inicial, os benefícios anuais à serem obtidos com a implantação do projeto e o período (número de anos dos benefícios cor-

responde à vida útil do equipamento) (PAZA et al., 2017). A partir do cálculo da Taxa Interna de Retorno, é possível tomar decisões de aceitar ou rejeitar investir em um determinado projeto. O critério de análise para aceitação do projeto é quando o valor da TIR é superior à taxa de desconto ajustada ao risco do projeto. A TIR é determinada pela Eq. (2.2).

$$VPL = \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - I_0. \quad (2.2)$$

$F_t$  = Fluxo de caixa estimado para cada período  $t$ .

$I_0$  = Investimento inicial no tempo  $t = 0$ .

TIR = Taxa Interna de Retorno.

T = Prazo total de investimento.

$t$  = Instante de tempo, onde  $t = 1, 2, \dots, T$ .

#### 2.4.2.3 Payback

O *Payback* descontado é uma ferramenta que determina o tempo de retorno de um investimento. Sendo definido como o número de períodos necessários para que o investidor possa recuperar o investimento inicial por meio das receitas, descontando-se a taxa de juros que representa o risco estimado de um investimento.

#### 2.4.2.4 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade é uma ferramenta que auxilia no processo de tomada de decisão e é bastante utilizada para análise de riscos e incertezas em todas as áreas de conhecimento, em particular na análise de projetos de investimento por sua simplicidade. É uma técnica que consiste em variar de forma individual o valor de cada parâmetro de interesse e verificar o impacto desta variação na rentabilidade do projeto. Um parâmetro muito sensível deve ser cuidadosamente avaliado, pois uma pequena variação no parâmetro poderá levar a grandes

mudanças, produzindo resultados qualitativamente diferentes. Esta técnica ajuda na compreensão de como uma pequena variação no valor de um parâmetro de entrada pode modificar a rentabilidade de um projeto. Permite identificar os parâmetros mais sensíveis, e atribuir os efeitos decorrentes da variação de cada parâmetro nos resultados da análise.

Desta forma, pode-se dizer que a análise de sensibilidade pode fazer uma correlação entre uma análise econômica baseada em estimativas pontuais dos parâmetros de entrada e uma análise de risco baseada na distribuição de probabilidade dos valores assumidos para cada parâmetro.

#### 2.4.2.5 Modelo de precificação de ativos de capital

O Modelo de Precificação de Ativos de Capital - CAPM é uma ferramenta amplamente utilizada na área de finanças para eliminar o risco de portfólios de mercado. O modelo de precificação de ativos de capital, apresentado na Eq. (2.3), apresenta o cálculo da taxa de retorno exigida de um ativo livre de risco ( $k_e$ ) em função de três variáveis, o risco de investimento comparado ao mercado - índice ( $\beta$ ), o retorno do ativo livre de risco ( $R_f$ ) e o prêmio por risco de mercado ( $R_m - R_f$ ), desenvolvido por Sharpe (1964), Lintner (1965) e Mossin (1966) baseado nas pesquisas (MARKOWITZ, 1952).

$$k_e = R_f + \beta(R_m - R_f). \quad (2.3)$$

Onde:

$k_e$  Expectativa de retorno do ativo  $i$ .

$R_f$  Retorno do ativo livre de risco.

$\beta$  Risco de investimento comparado ao mercado.

$R_m$  Retorno esperado em um ativo de risco (Retorno de Mercado).

Para estimar o risco de um investimento é prática comum ado-

tar o risco de investimento ( $\beta$ ) das empresas com o mesmo perfil de risco, ou seja, empresas públicas com o mesmo portfólio. Pode-se também pensar em  $\beta$  como uma avaliação de risco, em comparação com o mercado, ou seja, a que um investidor está exposto na hora de investir em um ativo. O valor de  $\beta$  exprime a quantidade do risco, ou seja, é a tendência de uma ação se mover para cima ou para baixo com o mercado, (BRIGHAM; GAPENSKI; EHRHARDT, 2001). Em outras palavras, o risco de investimento  $\beta$  mede a sensibilidade do retorno frente à flutuação do retorno do índice de mercado e é calculado considerando-se a covariância das receitas de ativos ( $R_i$ ) com as receitas de um portfólio representativo do mercado ( $R_m$ ), e a variação dessas receitas em portfólio ( $\sigma_m$ ), como apresentado na Eq. (2.4).

$$\beta = \text{cov}(R_i, R_m) / \sigma_m^2. \quad (2.4)$$

Onde:

$\beta$  é o risco de investimento do ativo  $i$ ;  $\text{cov}(R_i, R_m)$  é a covariância entre o retorno do ativo  $i$  e o retorno do mercado;  $\sigma_m^2$  é a variância do retorno de mercado. Quanto maior for a covariância entre o retorno de um ativo e o retorno do mercado, maior também será o risco de investimento ( $\beta$ ) do ativo.

Segundo Bruni e Fama (1998), o CAPM assume as seguintes premissas:

1. todos os investidores buscam maximizar a utilização de seu investimento durante o horizonte de aplicação, cuja função baseia-se na média e na variância dos retornos;
2. todos os investidores podem aplicar ou captar recursos numa taxa livre de risco;
3. todos os investidores possuem expectativas homogêneas sobre a distribuição conjunta dos retornos;

Os métodos de análise econômica aqui descritos foram analisados dentro do portfólio bibliográfico, que compreende 239 artigos selecionados da base de dados da *Web of Science*. A combinação de palavras-chave utilizadas na busca na base de dados estão definidas na Seção 3.2. Ao analisar o portfólio bibliográfico, pode-se averiguar que poucos artigos traziam como contribuição uma análise econômica. A seguir são apresentados os artigos que abordavam métodos de análise econômica.

Lunney et al. (2017) desenvolveram uma análise de custo para um sistema de geração de energia em alta altitude com aerofólios cabeçados de 2MW na Europa a partir de estimativas de custo desenvolvida por (HEILMANN, 2012). As funções de custo utilizadas na análise foram derivadas dos dados de uma Turbina Eólica clássica desenvolvidos por (POORE, 2002), (FINGERSH; HAND; LAXSON, 2006) e manipuladas para um sistema PK para incluir um gerador, eletrônica de potência, guinada e rolamentos, uma estação terrestre e um sistema hidráulico. Os autores argumentam que o custo inicial de um sistema PK de 2MW é de 1,751,402 £ por unidade.

Berrada, Loudiyi e Zorkani (2017) afirmam que as tecnologias de armazenamento de energia têm a capacidade de revolucionar a maneira como a rede elétrica é operada. No entanto, a implantação de sistemas de armazenamento de energia permanecerá limitada até que sua rentabilidade econômica seja comprovada. Uma análise de custo-benefício foi desenvolvida e os resultados obtidos revelam que o valor presente líquido (VPL) - do armazenamento de energia é o mesmo para os cenários investigados. No entanto, verifica-se que o cenário 1 (armazenamento de energia que está conectado à rede elétrica e que não fornece energia para a carga) é o caso ideal para que o sistema de armazenamento residencial faça parte.

Aquila et al. (2016) analisaram o impacto das estratégias de incentivo no risco financeiro de projetos de geração de energia eólica no Brasil em diferentes ambientes. Avaliaram o impacto do financiamento

do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) - e a possibilidade do comércio de créditos de carbono no retorno financeiro do investidor em um ambiente de contratação regulado (ACR) e ambiente de contratação livre (ACL), medido pelo Valor Presente Líquido (VPL). De acordo com os autores, os resultados mostraram que a velocidade do vento, o preço de venda da energia e o investimento são as variáveis que têm impacto mais significativo no VPL. Também destacam a importância dos leilões de energia, visto que a remuneração da energia em contratos de longo prazo vem do preço acordado nos leilões e estes afetam diretamente a geração de fluxo de caixa do projeto.

Baneshi e Hadianfard (2016) analisaram parâmetros técnicos-econômicos de um sistema de geração de energia híbrido gerador diesel, turbina eólica, painel PV e armazenamento da bateria para atender a demanda de carga de 9911 kWh média diária e demanda de carga de pico de 725 kW. Os parâmetros foram modelados no software HOMER Pro. Os autores discutiram os impactos do crescimento anual da carga e das políticas governamentais de energia como a concessão de empréstimos com juros baixos a projetos de energia renovável, créditos de carbono e modificação do preço da energia na viabilidade do sistema. Os autores concluíram que o empréstimo a juros baixos aumenta o número de sistemas economicamente viáveis, mas alguns dos projetos não são economicamente atraentes mesmo com empréstimos sem juros. O crédito de carbono pode ser uma política adequada para incentivar o investimento em grandes projetos de energia renovável e o aumento do preço da energia faz um número considerável de sistemas híbridos tornarem-se economicamente atraentes.

Schmitz e Madlener (2015) desenvolveram uma análise de viabilidade econômica da geração de energia eólica em *Powerstrip* que pretende aproveitar a energia eólica no mar usando uma abordagem alternativa com um navio rebocado por uma pipa de alto voo. Os autores afirmam que a introdução de uma tecnologia no mercado está associada a incertezas elevadas, tanto no que se refere a P&D quanto ao risco de mercado. Segundo os autores, a abordagem das opções reais

pode ajudar a analisar com detalhes os resultados obtidos pelo cálculo do VPL e quantificar o valor representado pelas flexibilidades gerenciais. Esta técnica fornece uma estratégia de investimento detalhada e, portanto, é considerada adequada para avaliar a viabilidade econômica de tecnologias inovadoras. De acordo com os autores, o conceito de *Powership* parece promissor do ponto de vista técnico-econômico e, de acordo com os resultados dos cálculos executados, a tecnologia poderia funcionar de forma rentável no futuro e, assim, contribuir para aumentar a participação das energias renováveis no mix de energia.

#### 2.4.2.6 Custo nivelado de energia

Quando pesquisadas na base de dados da *Web of Science* as palavras-chave "*Airborne Wind Energy*" e "*Levelized Cost of Energy*" foram encontrados 77 artigos, mas quando analisados pode-se averiguar que nenhum dos artigos tratavam de "*Levelized Cost of Energy*". Uma nova busca foi feita com a palavra-chave "*Levelized Cost of Energy*" através da qual encontrou-se 64 artigos. Quando analisados, pode-se constatar que nenhum dos artigos traziam título, resumo e conteúdo sobre o tema desta pesquisa: geração de energia com aerofólios cabeados. Pôde-se constatar também, que as pesquisas com análise de custo nivelado da energia estão crescendo nos últimos 5 anos. Dos 64 artigos do portfólio bibliográfico, 58 artigos foram publicados nos últimos 5 anos. Os artigos foram identificados usando medidas de importância, sendo 1º em grau na rede de citações, 2º pelas citações fornecidas pela *Web of Science* e em 3º pelo *ranking* da rede de citações. A Tabela 6 apresenta a relação dos artigos mais citados. Desses, 11 artigos foram publicados no período de 2015 a 2016, confirmando assim a importância de estudar o tema.

Os autores Yang, Lu e Zhou (2007), desenvolveram um modelo denominado *Hybrid Solar-Wind System Optimization Sizing* - HSWSO, para otimizar o tamanho da capacidade dos sistemas híbridos de geração de energia solar-eólica, apresentando um estudo de caso para dimensionar as capacidades de turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos

Tabela 6 – Artigos mais citados com a palavra-chave "Levelized Cost of Energy".

| R  | Author  | Title  | Journal - Year   | C   |
|----|---|--|--|-----|
| 1  | Yang, H. X.; Lu, L.; Zhou, W.   | A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system  | Solar Energy, 2007   | 512 |
| 2  | Short, W.; Packey, Daniel J.; Holt, Thomas                                    | A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies  | National Renewable Energy Laboratory - NREL, 1995              | 465 |
| 3  | Diaf, S.; Notton, G.; Belhamel, M.; Haddadi, M.; Louche, A.                   | Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions                        | Applied Energy, 2008   | 256 |
| 4  | Arshad, M.; O'Kelly, B. C.  | Offshore wind-turbine structures: a review   | Proceedings of the Institution of Civil Engineers-Energy, 2013 | 166 |
| 5  | Myhr, A.; Bjerkseter, C.; Agotnes, A.; Nygaard, T. A.                         | Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective   | Renewable Energy, 2014   | 78  |
| 6  | Adaramola, M. S.; Paul, S. S.; Oyewola, O. M                                  | Assessment of decentralized hybrid PV solar-diesel power system for applications in Northern part of Nigeria                       | Energy for Sustainable Development, 2014                       | 67  |
| 7  | Astariz, S.; Perez-Collazo, C.; Abanades, J.; Iglesias, G.                    | Co-located wave-wind farms: Economic assessment as a function of layout  | Renewable Energy 2015  | 22  |
| 8  | Vazquez, A.; Iglesias, G.   | Device interactions in reducing the cost of tidal stream energy  | Energy Conversion and Management 2015                          | 15  |
| 9  | Dufo-Lopez, R.; Bernal-Agustin, J. L.   | A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain   | Energy, 2015   | 14  |
| 10 | Vazquez, A.; Iglesias, G.   | LCOE (levelised cost of energy) mapping: A new geospatial tool for tidal stream energy   | Energy, 2015   | 12  |
| 11 | Adaramola, M. S.; Oyewola, O. M.; Paul, S. S.                                 | Technical and economic assessment of hybrid energy systems in South-West Nigeria   | Energy Exploration & Exploitation, 2012                        | 11  |
| 12 | Dufo-Lopez, R.; Cristobal-Monreal, I. R.; Yusta, J. M.                        | Optimisation of PV-wind-diesel-battery stand-alone systems to minimise cost and maximise human development index and job creation  | Renewable Energy, 2016   | 10  |
| 13 | Hirvonen, J.; Kayo, G.; Hasan, A.; Siren, K.                                  | Zero energy level and economic potential of small-scale building-integrated PV with different heating systems in Nordic conditions | Applied Energy, 2016   | 10  |
| 14 | Dufo-Lopez, R.; Perez-Cebollada, E.; Bernal-Agustin, J. L.; Martinez-Ruiz, I. | Optimisation of energy supply at off-grid healthcare facilities using Monte Carlo simulation                                       | Renewable Energy, 2016   | 9   |
| 15 | Vazquez, A.; Iglesias, G.   | Grid parity in tidal stream energy projects: An assessment of financial, technological and economic LCOE input parameters          | Technological Forecasting and Social Change, 2016              | 7   |
| 16 | Vazquez, A.; Iglesias, G.   | A holistic method for selecting tidal stream energy hotspots under technical, economic and functional constraints                  | Energy Conversion and Management, 2016                         | 7   |
| 17 | Silva, G. E.; Hendrick, P.  | Lead-acid batteries coupled with photovoltaics for increased electricity self-sufficiency in households                            | Applied Energy, 2016   | 7   |
| 18 | Martinez-Luengo, M.; Kolios, A.; Wang, L.                                     | Structural health monitoring of offshore wind turbines: A review through the Statistical Pattern Recognition Paradigm              | Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2016                   | 6   |

empregando um banco de baterias. De acordo com os autores, uma combinação ótima de um sistema híbrido de energia solar - eólica deve satisfazer tanto os requisitos de confiabilidade quanto os econômicos. Dadas as preocupações relacionadas ao menor custo de geração de energia em projetos comerciais, os autores desenvolveram uma abordagem econômica, de acordo com o conceito de Custo Nivelado da Energia, como a melhor referência para análise de custos.

Um manual para a avaliação econômica das tecnologias de energia renovável e eficiência energética fornecendo orientações sobre abordagens de avaliação econômica e métricas, é apresentado em (SHORT; PACKKEY; HOLT, 1995).

A referência Diaf et al. (2008) apresenta um estudo de otimização técnico e econômico de um *Hybrid PV/wind system* (HPWS), estimando as dimensões apropriadas para garantir autonomia energética de um consumidor remoto com o menor custo de energia. De acordo com os autores, os resultados das simulações indicam que os sistemas híbridos são as melhores opções, apresentando o custo nivelado mais baixo em todas as localidades estudadas.

Uma visão das questões relacionadas à geração de energia eólica foi apresentada por Arshad e OKelly (2013), incluindo os desafios da geração de energia através de recursos *onshore* e *offshore*. Os autores indicam que a geração de energia eólica *offshore* apresenta muitos desafios de engenharia, incluindo: diretrizes limitadas para análise e projeto de estruturas de apoio e fundação; Logística inadequada para construção e fabricação; custos de operação e manutenção (O&M) elevados, os quais, resultam em um custo nivelado da energia de aproximadamente o dobro da geração de energia eólica *onshore*.

Myhr et al. (2014) identificaram que o custo nivelado da energia (LCOE) para turbinas eólicas *offshore* são fortemente dependentes da profundidade e distância à costa devido aos custos do sistema *offshore* de ancoragem e ao comprimento do cabo, respectivamente.

Os trabalhos de Adaramola, Oyewola e Paul (2012) apresentam

uma avaliação técnica e econômica do uso de sistema de energia híbrido (*Wind/PV/Gerador/Bateria*) para geração de energia em comunidades rurais no sudoeste da Nigéria. Os resultados mostram que o custo para gerar energia usando o sistema de energia híbrido é significativamente menor do que o custo de um sistema de energia baseado somente em gerador (com ou sem bateria). Em outra análise, Adaramola, Paul e Oyewola (2014) avaliaram o sistema híbrido (gerador de PV-diesel) e concluíram que o custo nivelado da energia varia dependendo do preço do diesel. Os autores consideram que as informações apresentadas ajudarão o governo na sua estrutura de planejamento de energia rural e também servirão como dados de entrada na concepção de um sistema de energia para uso em casas rurais ou semi-urbanos na Nigéria.

Vazquez e Iglesias (2015a) investigaram o custo nivelado da energia de projetos de fluxo de maré por meio de modelagem numérica. Desenvolveram um modelo de hidrodinâmica em uma rede computacional, que permite a demarcação de dispositivos individualmente. Em outra pesquisa Vazquez e Iglesias (2015b) apresentaram uma ferramenta geoespacial para determinar os locais ótimos para a exploração de energia de fluxo de maré com base nos requisitos de LCOE. Também investigaram os efeitos independentes das variáveis de entrada nos valores de LCOE a fim de determinar os principais impulsionadores entre os custos de energia da corrente de maré e os custos tradicionais de energia da rede (VAZQUEZ; IGLESIAS, 2016a). Embora tenha sido identificado um número de localizações promissoras para explorações de energia de marés, o desenvolvimento de uma abordagem unificada para a seleção do local ótimo numa região, continua a ser um tópico de investigação atual. Vazquez e Iglesias (2016b) também desenvolveram e aplicaram uma metodologia para determinar os locais mais adequados para fazendas de fluxos de marés, isto é, locais cujas características maximizam o desempenho energético, minimizam custos e evitam conflitos com usos concorrentes do espaço marinho.

Astariz et al. (2015) afirmam que as energias de marés têm um potencial significativo como alternativa aos combustíveis fósseis. No

entanto, o alto custo da tecnologia ou a intermitência dos recursos são frequentemente citados como uma barreira para seu desenvolvimento em larga escala. Os autores estudam como o aproveitamento combinado de diferentes recursos oceânicos pode contribuir para o desenvolvimento sustentável. Com base em um parque eólico *offshore*, são propostos diferentes *layouts* co-localizados e seu impacto no custo nivelado da energia é analisado. Os autores afirmam que o custo da energia (eólica *offshore* e de marés) é reduzido em mais de 50% em relação às fazendas de marés autônomas.

Dufo-López et al. (2016) apresentaram uma metodologia para a otimização de sistemas híbridos *off-grid* (sistemas fotovoltaicos-diesel-bateria) com uma abordagem estocástica, desenvolvida por meio da simulação de Monte Carlo. A metodologia foi aplicada na otimização do suprimento elétrico de um hospital em Kalonge (República Democrática do Congo). De acordo com os autores, os resultados mostram que o projeto ideal poderia alcançar uma redução de 28% no custo nivelado da energia e uma redução de 54% no diesel utilizado no gerador, reduzindo assim, a poluição. Desenvolveram também um algoritmo evolutivo para a otimização de sistemas híbridos isolados (*off-grid*) para minimizar o custo e maximizar o desenvolvimento humano e a criação de empregos. Para isso, consideraram a maximização do índice de desenvolvimento humano e a criação de empregos como parte da otimização. Apresentaram exemplo da otimização de um sistema híbrido para fornecer eletricidade a uma pequena comunidade nos campos de refugiados de Tindouf (DUFO-LÓPEZ; CRISTÓBAL-MONREAL; YUSTA, 2016).

Hirvonen et al. (2016) utilizaram LCOE para analisar a compatibilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos para edifícios na Finlândia. Introduziram o conceito de nível zero de energia dos edifícios, que pode ser utilizado como instrumento político para os regimes de apoio às energias renováveis. Neste caso, como o preço de compra da energia é muito maior do que para vendê-la, qualquer excesso de energia fotovoltaica após atender as cargas necessárias foi utilizado para

alimentar um sistema de armazenamento térmico. O excesso de energia supriu parte das necessidades de aquecimento na primavera e outono e a maioria das necessidades de água quente sanitária no verão.

Uma revisão do *Structural Health Monitoring Systems* (SHMS) de uma turbina eólica *offshore* foi desenvolvida por Martinez-Luengo, Kolios e Wang (2016), que consideraram o tema como o problema de reconhecimento de padrões estatísticos focado na aplicação de turbinas eólicas *offshore*. Foram definidos estágios de: avaliação operacional; aquisição de dados e normalização; extração de recursos e condensação de informações; e desenvolvimento do modelo estatístico. De acordo com os autores, a eficiência crescente na gestão operacional contribuirá para a consecução das metas do Reino Unido para 2020 e 2050 através da redução do custo de energia nivelado (LCOE).

## 2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Após ressaltar a importância da energia elétrica no cenário mundial, neste capítulo apresenta-se alguns detalhes sobre a tecnologia de exploração da energia dos ventos baseada em aerofólios cabeados. Como trata-se de uma tecnologia ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento, apresenta-se também os protótipos construídos por universidades e empresas para validar os resultados das pesquisas e a eficiência dessa tecnologia na exploração dos ventos em altitudes elevadas. Para poder determinar a potência gerada por um aerogerador é necessário conhecer o modelo de vento na sua altura de operação. Por esse motivo neste capítulo apresenta-se também os principais modelos de vento encontrados na literatura. Termina-se o capítulo com os principais métodos de análise econômica dos quais alguns serão utilizados neste trabalho. Os procedimentos metodológicos utilizados na condução deste trabalho são apresentados no próximo capítulo.

## 3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

No capítulo anterior foi exposto que a exploração da energia eólica com aerofólios cabeados é uma tecnologia em desenvolvimento e promissora. Já o presente capítulo tem por objetivo apresentar os procedimentos metodológicos adotados para que o desenvolvimento da pesquisa pudesse atingir seus objetivos. Para Gil (2002), a pesquisa é desenvolvida mediante o concurso dos conhecimentos disponíveis e a utilização cuidadosa de métodos, técnicas e outros procedimentos científicos. O capítulo foi elaborado observando que a pesquisa deve estar fundamentada em métodos para que seus objetivos sejam auferidos e seus resultados reproduzidos. Para esse fim, a caracterização da pesquisa desenvolvida e os procedimentos metodológicos para a elaboração do trabalho serão descritos a seguir.

### 3.1 CARACTERIZAÇÃO DA PESQUISA

O método e a classificação desta pesquisa foram elaborados com base na classificação proposta por (SILVA; MENEZES, 2005), que qualifica uma pesquisa quanto à sua natureza, abordagem, seus objetivos e os procedimentos técnicos.

Do ponto de vista da **natureza**, esta pesquisa pode ser classificada como pesquisa aplicada, uma vez que é motivada pela solução de um problema.

Quanto à **abordagem**, é classificada como uma pesquisa quantitativa, uma vez que as informações coletadas são transformadas em números que são a base para as análises e conclusões.

Em relação aos **objetivos** propostos, esta pesquisa pode ser considerada como exploratória, uma vez que as informações sobre a pro-

dução de energia com recursos do vento são informações sigilosas das empresas e portanto muitas vezes não disponibilizadas. Além disso, a tecnologia de aerofólios cabeados com uso de *pumping kite* para sistemas AWE ainda está em fase de pesquisa e desenvolvimento e não existem produtos comerciais para estudo comparativo. Existem sim, protótipos em empresas e universidades, mas os dados de custos e resultados dos ensaios também são frequentemente sigilosos.

Quanto aos **procedimentos técnicos**, pode ser classificada como uma pesquisa bibliográfica porque a fundamentação teórica e as informações necessárias para o desenvolvimento do modelo e simulação da pesquisa são provenientes da literatura científica e técnica disponíveis em materiais públicos como livros, artigos científicos, manuais, sites, teses, etc. Também pode ser considerada como experimental, pois consiste em determinar um objeto de estudo, selecionar as variáveis que seriam capazes de influenciá-lo, definir as formas de controle e observações dos efeitos que as variáveis produzem no objeto e finalmente validar os resultados com base em dados reais disponíveis.

## 3.2 DELINEAMENTO METODOLÓGICO

Tendo em vista estas características, é apresentado o delineamento metodológico da pesquisa. A pesquisa foi estruturada em três fases, como apresentado na Figura 20. Na Fase I - Revisão da literatura, o foco foi a compreensão dos temas envolvidos com a pesquisa. Já a Fase 2, o Desenvolvimento do Modelo e a Fase 3, Análise e Resultados do Modelo.

### 3.2.1 FASE 1 - Revisão da Literatura

A Fase 1, **Revisão da Literatura**, representa o primeiro passo na busca pelo desenvolvimento do trabalho e construção do conhecimento em determinado contexto. Uma revisão eficaz cria uma base sólida para o avanço do conhecimento, facilita o desenvolvimento da teoria, fecha áreas onde existe uma grande quantidade de pesquisas e

Figura 20 – Quadro metodológico para o desenvolvimento da pesquisa.



Fonte: Da pesquisa.

descobre áreas onde a pesquisa é necessária (WEBSTER J; WATSON, 2002). Ela permite ao pesquisador se familiarizar com o tema pesquisado, possibilitando-lhe a criação de novos conhecimentos e definições (MACHADO, 2014).

A revisão estruturada e exploratória da literatura foi realizada através da análise bibliométrica. A análise bibliométrica é uma abordagem sistemática de análise quantitativa e estatística de características relevantes das publicações científicas a fim de identificar fenômenos de investigação específicos (THOMPSON, 2008; JACOBS, 2010). Na análise bibliométrica, um conjunto de métodos é aplicado, onde considera-se o sistema de documentos e as características bibliométricas como objeto de pesquisa, adota-se métodos matemáticos e estatísticos para investigar a arquitetura distribuída, a relação quantitativa, os padrões e o gerenciamento quantitativo da informação do documento (DU et al., 2014; LEEUWEN et al., 2013).

Para a análise bibliométrica faz-se uso de artigos que compõem o portfólio bibliográfico e suas referências a fim de levantar a periodicidade de publicação, o grau de relevância de periódicos, de autores, de instituições de pesquisa, as palavras-chave mais utilizadas e o conteúdo abordado.

Para gerenciar e tratar as referências, foi usado o *software End-Note X7* (THOMPSON, 2013). Este software é um gerenciador de refe-

rências bibliográficas que permite armazenar e organizar as referências encontradas na base de dados, possibilitando a inclusão automática de citações e referências, facilitando a pesquisa e a escrita de trabalhos científicos.

A estratégia de pesquisa com as palavras-chave, utiliza três diferentes momentos:

a) busca pelas combinações das palavras-chave apresentada na Tabela 7.

Tabela 7 – Palavras-chave.

| Expressões  |
|---|
| TS=("Airborne Wind Energy") OR TS=("Airborne Wind Power") OR TS=("High Altitude Wind Energy") OR TS=("High Altitude Wind Power") OR TS=("Kite wind generator\$"). OR TS=("kite wind energy") OR TS=("Crosswind kite\$") OR TS=("Airborne Wind Turbine\$") OR TS=("Flying Electric Generator\$") OR TS=("Kite power") OR TS=("Kite energy") OR TS=("Pumping kite\$") OR TS=(?Lighter-Than-Air Wind Energy System\$?) OR TS=("Kite model\$") OR TS=("tethered undersea kite\$") OR TS=("Kite-Based Wind Energy") OR TS=("kite wind power") OR TS=("Kite-Powered System\$?) OR TS=("Kite towed ship") OR TS=("crosswind towing") OR SO=("Airborne Wind Energy") OR TS=(Parawing AND energy) OR (TS=(Kite) AND TS=("ship propulsion")) OR (TS=("Wind Power") AND TS=("flying kite\$")) OR (TS=("kite") AND TS=("tracking control")) OR (TS=("kite") AND TS=("flight control")) OR (TS=("Kite generator") NOT DO=(?10.1007/s00145-015-9206-4?)) OR (TS=("Towing kite\$AND "wind energy")) OR (TS=("Kite system\$") AND TS=("Wind energy")) OR (TS=("Economics Wind energy \$") OR (TS=("Economics Wind power \$") OR (TS=("Economics Viability Wind power \$") OR (TS=("Economics Viability Wind energy \$") AND TS=("Economics Airborne Wind Energy")) OR (TS=("Economics Viability Airborne Wind power \$") (TS=("Kite system\$") AND TS=("Power Generating")) OR (TS=("Power Kite\$") AND TS=("Wind Energy")) OR (TS=("Tethered Airfoil\$") AND TS=("Wind Energy")) OR (TS=("kite system") AND TS=(wind) NOT DO=(10.1007/BF00123534)) OR (TS=(kite) AND AU=("Creighton, Robert")) OR (TS=(Laddermill) AND TS=(kite)) OR DO=(?10.2514/3.48003?) OR DO=("10.1016/0167-6105(85)90015-7") OR DO=(?10.1016/j.apenergy.2013.07.026?) OR DO=(?10.2514/1.31604?) OR DO=(?10.1002/rnc.1210?) |

Fonte: (MENDONÇA et al., 2017).

b) pela combinação das palavras-chave *TS=("Airborne Wind Energy") OR TS=("Wind speed analysis")*.

c) busca pelas combinações das palavras-chave  $TS= ("Airborne Wind Energy")$  OR  $TS= ("levelized cost of energy")$ .

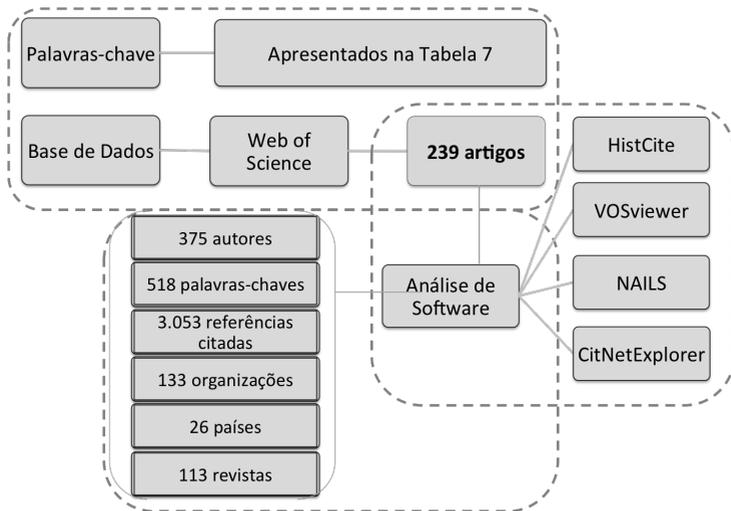
Após, a definição das palavras-chave, foi escolhida a base de dados a ser consultada do portal de periódicos da Capes: a *Web of Science* (WoS) publicada pela *Thomson Reuters*, por ser amplamente utilizada para a pesquisa de literatura científica (CHADEGANI et al., 2013). É também uma base de dados multidisciplinar e indexa somente os periódicos mais citados em suas respectivas áreas, possui índice de citações, informando, para cada artigo, os documentos por ele citados e os documentos que os citaram. Nesta pesquisa foram utilizados documentos indexados pelo *Science Citation Index Extended* (SCI-Expanded) e *Conference Proceedings Citation Index-Science* - CPCIS. Como o Portal de Periódicos da CAPES não fornece acesso à sub-base *Web of Science's Book Citation Index-Science*, optou-se por incluir manualmente o livro *"Airborne Wind Energy"*. A *WoS* tem sido considerada como uma fonte significativa de dados para análise bibliométrica (LEEUWEN, 2006).

Após a busca na base de dados, foi feita a escolha dos softwares para análise dos dados. Optou-se pelo *software VOSViewer* por ser uma ferramenta para construir e visualizar redes bibliométricas, podendo ser construídas com base em co-citações, acoplamento bibliográfico ou relações de co-autoria (LEYDESDORFF; BORNMANN; WAGNER, 2017), (ECK; WALTMAN, 2015). Entretanto, outras opções também foram consideradas. *HistCite* é uma ferramenta de historiografia algorítmica que permite visualizar resultados de pesquisas bibliográficas (GARFIELD; PUDOVKIN, 2004). É utilizado para organizar os dados do portfólio bibliográfico, separando-os por autores, países, centros de pesquisa, palavras-chave, periódicos e referências citadas. *Network Analysis Interface for Literature Review* (NAIIS) é uma ferramenta de análise de literatura que utiliza análise de rede para fornecer ao usuário uma visão dos conjuntos de dados da literatura (KNUTAS et al., 2015). É utilizada para organizar as quantidades de citações dos autores, periódicos e palavras-chave. *CitNetExplorer* é uma ferramenta para a construção de redes de autores. É utilizada para a construção

do historiográfico de autores e seus respectivos anos de publicação. Os softwares utilizados têm interface exclusiva com a WoS.

A busca pelas combinações das palavras-chave, resultou nas Figuras 21 para o item a), 22 para o item b) e 23 para o item c).

Figura 21 – Seleção e análise do referencial teórico do item a).



Fonte: Da pesquisa.

Esta busca apresentou um total de 239 documentos, todos alinhados com o tema. A Tabela 8 apresenta os resultados da distribuição por tipo de documentos.

Tabela 8 – Distribuição de documentos por tipo.

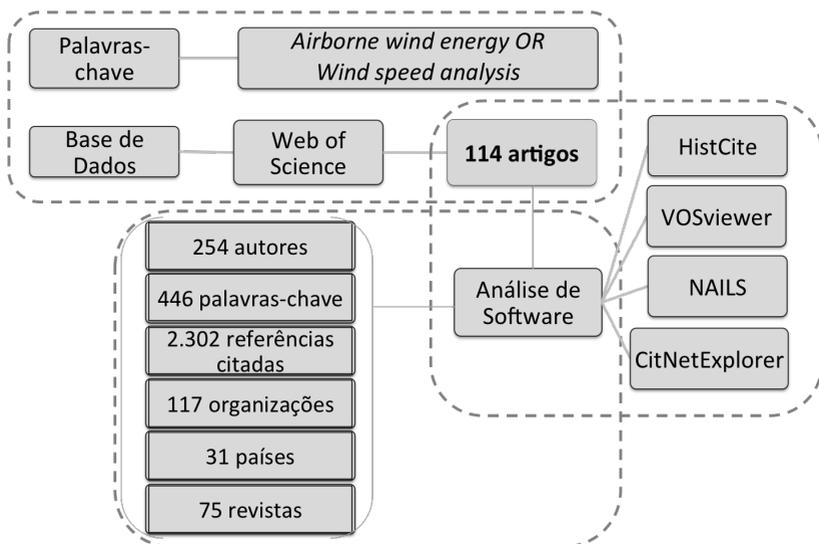
| Tipo de documento           | Contagem | (%)   | Acumulativo (%) |
|-----------------------------|----------|-------|-----------------|
| Proceedings papers          | 118      | 49.37 | 49.37           |
| Papers                      | 81       | 33.89 | 83.26           |
| Book chapters               | 35       | 14.64 | 97.91           |
| Papers & Proceedings papers | 4        | 1.67  | 99.58           |
| Review papers               | 1        | 0.42  | 100.00          |
| Total                       | 239      |       |                 |

Fonte: Da pesquisa.

Conforme observado na Tabela 8, os tipos de documentos mais representativos foram proceedings papers, artigos de revista e capítulos de livro, totalizando mais de 98% da publicação total.

Quando analisado o portfólio bibliográfico na Figura 22 buscou-se relacionar "Energia eólica com uso de dispositivos aéreos" (*airborne wind energy*) com "Análise da velocidade do vento". O resultado foi um portfólio de 114 artigos não-duplicados, com título, resumo e conteúdo alinhados ao tema pesquisado. Foi possível analisar seus conteúdos para obter conhecimento sobre o estado-da-arte da análise da velocidade do vento.

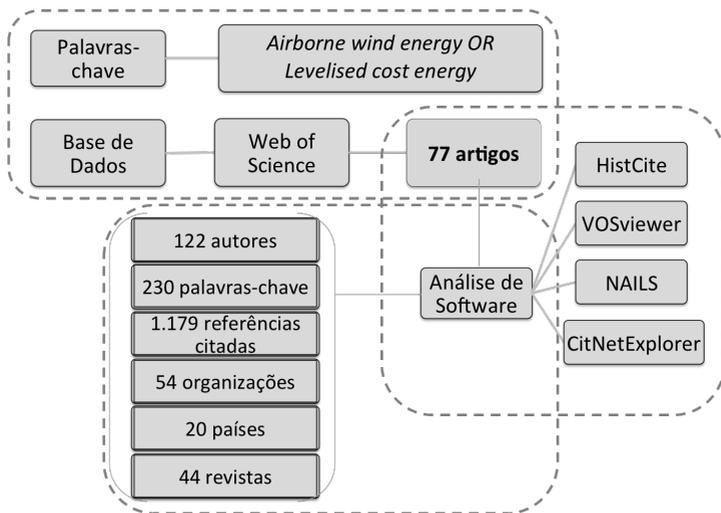
Figura 22 – Seleção de artigos sobre Energia eólica aérea e Análise da velocidade do vento.



Fonte: Da pesquisa.

Diferentes dos casos anteriores, quando analisado o portfólio da Figura 23, pôde-se constatar que nenhum dos artigos analisados tinham a palavra-chave *Levelised cost of energy*, o que torna este trabalho inédito e relevante para a academia.

Figura 23 – Seleção de artigos sobre Energia eólica aérea e Custo nivelado da energia.



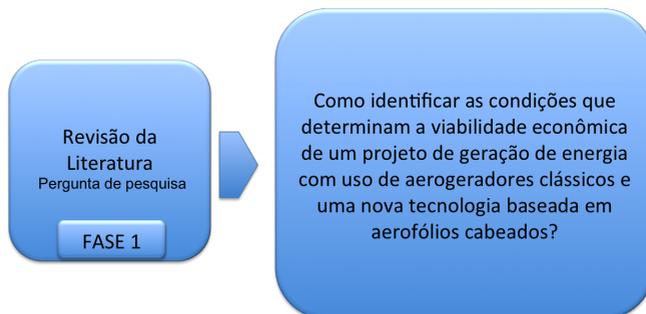
Fonte: Da pesquisa.

Devido ao fato de não encontrar artigos com o tema pesquisado, optou-se por investigar individualmente a palavra-chave *Levelised cost of energy*. Desta forma, foram encontrados 64 artigos. Nenhum destes artigos traziam título, resumo e conteúdo sobre a geração de energia com aerofólios cabeados.

A revisão da literatura serviu como base para conhecer o estado-da-arte da tecnologia, bem como conhecer os autores, os periódicos, os artigos mais citados, compreender as proporções dos trabalhos já existentes, identificar as lacunas de pesquisa e levantar informações para auxiliar na elaboração do Modelo.

Nesta pesquisa, vários métodos foram utilizados para responder a questão-chave da Figura 24: "Como identificar as condições que determinam a viabilidade econômica de um projeto de geração de energia com uso de aerogeradores clássicos e uma nova tecnologia baseada em aerofólios cabeados?".

Figura 24 – Fase 1 - Revisão da Literatura.



Fonte: Da pesquisa.

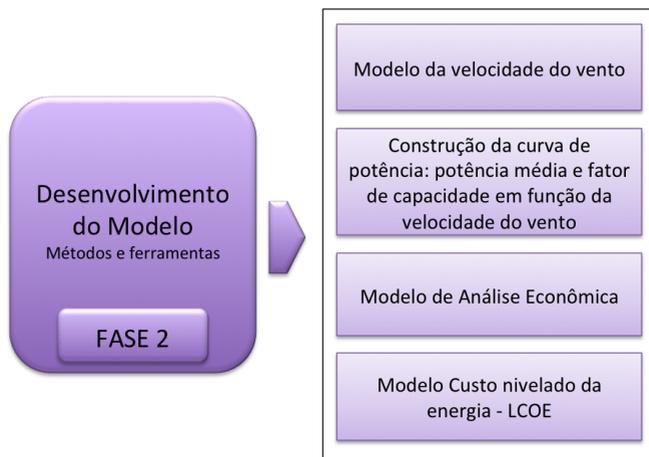
Estes métodos foram utilizados na tentativa de auferir um resultado que apresente a viabilidade econômica do projeto estudado. Desta forma, um modelo da velocidade do vento, da curva de potência, modelo de análise econômica e um Modelo de Custo Nivelado da Energia (LCOE) foram desenvolvidos para atribuir o custo médio por unidade de energia produzida e analisar qual ou quais parques eólicos trazem melhores benefícios financeiros. Cada método será discutido no decorrer do trabalho.

### 3.2.2 FASE 2 - Desenvolvimento do Modelo

A Fase 2, **Desenvolvimento do Modelo**, teve como objetivo o desenvolvimento do modelo denominado Custo Nivelado da Energia a partir das informações levantadas na Fase 1 Revisão da literatura, conforme esquemático na Figura 25.

O Desenvolvimento do Modelo (**Fase 2**) está subdividido em quatro etapas, sendo a **Etapa 1 - Modelo da Velocidade do Vento**, **Etapa 2 - Construção da Curva de Potência**, **Etapa 3 - Modelo de Análise Econômica** e **Etapa 4 - Modelo de Custo Nivelado da Energia**. A Figura 26 apresenta o fluxograma com as etapas do desenvolvimento do modelo.

Figura 25 – Fase 2 - Desenvolvimento das Etapas do Modelo.

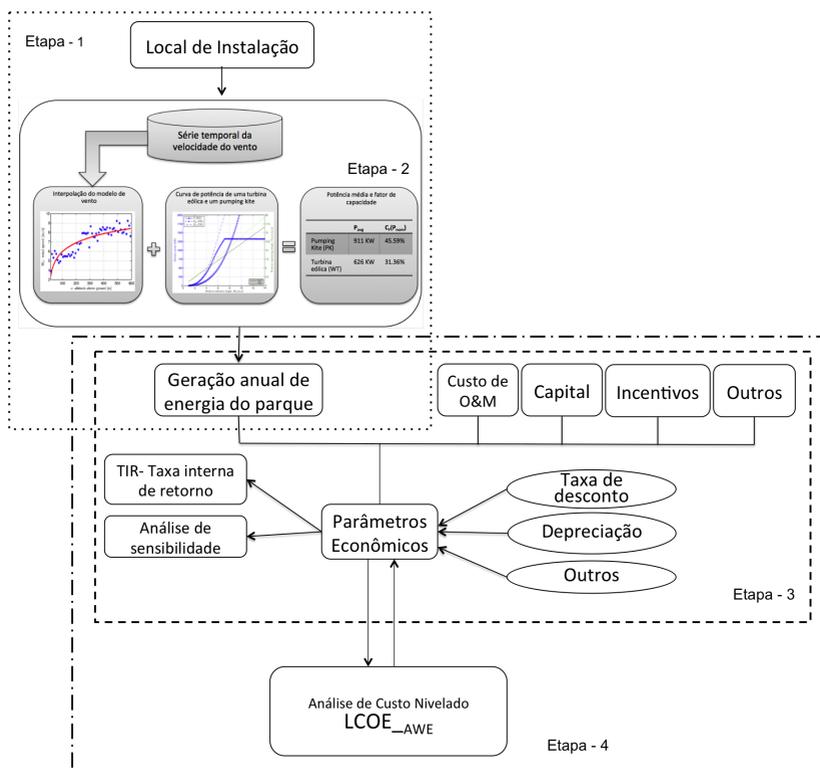


Fonte: Da pesquisa.

Na **Etapa 1**, utilizou-se o modelo logarítmico do vento proposto por Manwell, McGowan e Rogers (2009) e Archer (2014) para levar em consideração a velocidade do vento nominal na altitude de operação. Com o perfil de vento definido e com dados de medidas de vento realizadas no local de instalação do parque, constrói-se o perfil de vento específico para esse local com identificação dos parâmetros do modelo de vento através do método dos mínimos quadrados.

Na **Etapa 2**, para construir as curvas de potência das turbinas eólicas clássicas e do sistema de aerofólios cabeados em modo *pumping kite*, diferentes metodologias foram utilizadas. Para construir a curva de potência de uma turbina eólica clássica utilizou-se a teoria de *Blade-Element Momentum*, abordada por (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009). Já para a curva de potência de um aerofólio cabeado em modo *pumping kite* utilizou-se o método desenvolvido por (FAGIANO, 2009). Após a construção da curva de potência das máquinas em função do vento, do perfil de velocidade do vento em função da altura de operação e do histograma de vento, pode ser conhecida a potência

Figura 26 – Fluxograma das etapas do desenvolvimeto do modelo.



Fonte: Da pesquisa.

média e o fator de capacidade de cada parque estudado.

Na **Etapa 3**, com informações da geração anual de energia do parque e com todas as outras informações necessárias, como por exemplo custo de operação e manutenção (O&M), capital investido, taxa de desconto e depreciação, entre outros, foi possível, através de simulação no software Microsoft® Excel 2011 ou Matlab, obter os resultados econômicos dos três cenários eólicos investigados.

Na **Etapa 4**, com as informações das etapas anteriores, foi possível modelar e simular o custo nivelado da energia para os três

cenários investigados. O modelo de custo nivelado da energia foi desenvolvido no software Microsoft® Excel 2011 a partir da metodologia apresentada por (SHORT; PACKEY; HOLT, 1995). Após a simulação do custo nivelado da energia, foi calculada a taxa interna de retorno de cada parque e desenvolvida uma análise de sensibilidade para um cenário otimista, realista e pessimista de cada parque eólico investigado.

### 3.2.3 FASE 3 - Análise e Resultado

As análises dos resultados foram realizadas de forma individual, conforme esquemático na Figura 27.

Figura 27 – Fase 3 - Análise e Resultados



Fonte: Da pesquisa.

Primeiro foram levantadas as características do vento no local desejado: o perfil logarítmico, expressando a velocidade do vento em função da altura, e o histograma, expressando a frequência com que cada velocidade de vento ocorre no local. Em seguida, a curva de potência, expressando a potência gerada em função do vento, foi construída. A potência média gerada e o fator de capacidade do parque são obtidos cruzando-se as curvas de vento e de potência. Esses dados são então utilizados, juntamente com os dados dos demais custos envolvidos, para realizar a análise econômica. Posteriormente, através do

fluxo de caixa obtido na análise econômica, obtém-se o custo médio por unidade de energia produzida, isto é, o custo nivelado da energia.

O custo nivelado da energia é o preço constante da energia que seria necessário ao longo da vida do projeto para cobrir todas as despesas operacionais, o pagamento da dívida, dos juros acumulados nas despesas iniciais do projeto e o retorno aceitável aos investidores. O custo nivelado da energia reflete o que o usuário final pagará pelo seu uso, portanto, quanto menor, melhor.

### 3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Por se tratar de um trabalho de pesquisa, as referências usadas e os passos realizados na condução da pesquisa são dados importantes. Por esse motivo, neste capítulo apresenta-se os procedimentos metodológicos para levantamento da literatura, bem como a definição do modelo de análise proposto neste trabalho para o estudo de viabilidade econômica e custo nivelado da energia produzida por parques eólicos que empregam a tecnologia de aerofólios cabeados. Para esse fim, a escolha do modelo de vento a ser utilizado e os passos para a obtenção da curva de potência dos aerogeradores são também indicados neste capítulo. Os detalhes de cada um desses passos são discutidos no próximo capítulo.



## 4 DESENVOLVIMENTO DO MODELO

Este capítulo tem como objetivo apresentar as etapas do desenvolvimento do modelo, Fase 2 do Procedimento Metodológico. Quatro etapas serão discutidas: (a) Desenvolvimento do Modelo da Velocidade do Vento; (b) Construção da Curva de Potência, bem como a Potência média e o Fator de capacidade; (c) Modelo de Análise Econômica; (d) Modelo de Custo Nivelado da Energia. Mas antes da apresentação das etapas de desenvolvimento do modelo, serão apresentados o funcionamento e as características técnicas de uma unidade geradora do tipo *Pumping Kite*, que são fundamentais para o entendimento do trabalho.

### 4.1 CARACTERÍSTICAS DO MODO DE OPERAÇÃO PUMPING KITE

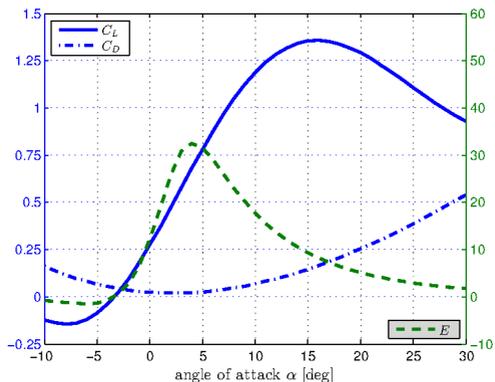
Uma das configurações mais utilizadas na geração de energia através de aerofólios cabeados é o *Pumping Kite*, o qual será também considerado neste trabalho. A configuração estudada aqui é a de um aerofólio cabeado flexível operando na configuração de *Pumping Kite*, com atuadores embarcados e com 1 cabo de tração como apresentado na Figura 10.

Durante a fase de geração de energia, a fim de maximizar a força de tração do cabo e portanto a energia gerada, o aerofólio executa manobras numa região aproximadamente perpendicular ao vento, conhecidas como manobras de vento cruzado (*crosswind*). Essas manobras são trajetórias percorridas pelo aerofólio que se assemelham a um oito deitado ( $\infty$ ) e possuem a vantagem de não acumular torção no cabo de tração. A potência mecânica extraída do vento é dada pelo produto do torque sobre o carretel pela velocidade com que o cabo é desenrolado

do carretel. Quando o cabo atinge o seu comprimento máximo a fase de geração é interrompida e a de recolhimento se inicia. O aerofólio é então reconfigurado para executar manobras de baixa tração no cabo e este é enrolado de volta, com apenas um pequeno gasto de energia e tempo. Ao se atingir o comprimento inicial do cabo o aerofólio é reconfigurado para manobras de vento cruzado e a fase de geração recomeça. A energia produzida num ciclo de geração e recolhimento consiste na energia produzida na fase de geração menos a gasta no recolhimento.

Para poder caracterizar a potência extraída do vento pelo aerofólio precisamos conhecer as características do aerofólio. Nessa direção vamos considerar um aerofólio com as curvas de coeficientes de sustentação ( $C_L(\alpha)$ ) e de arrasto ( $C_D(\alpha)$ ) mostradas na Figura 28, onde  $\alpha$  é o ângulo de ataque. As mesmas curvas serão assumidas para a Turbina Eólica (WT) e para o sistema *Pumping Kite* (PK) para fins de comparação.

Figura 28 – Coeficientes aerodinâmicos para o aerofólio utilizado tanto no PK quanto na WT.



Fonte: Lellis et al. (2016) p.164.

As informações utilizadas neste capítulo foram extraídas do artigo (LELLIS et al., 2016), que foi o fruto de uma parceria da autora com o grupo UFSCKITE do Departamento de Automação e Sistemas

da UFSC. Essa parceria contribuiu com a parte técnica do funcionamento do *Pumping Kite*, possibilitando assim uma análise econômica do projeto como primeira contribuição desta pesquisa.

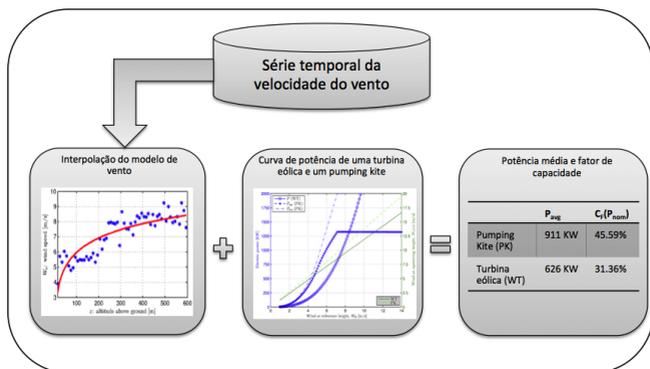
## 4.2 MODELO DA VELOCIDADE DO VENTO

Para simular a produção de energia, com ambos os sistemas PKs e WTs, é necessário saber a velocidade média do vento na altitude de operação. Note que a altitude de operação de uma WT é fixa pela altura da torre, porém, para um PK a altura do aerofólio muda constantemente ao longo da fase de geração. Para se contornar essa dificuldade faz-se uma extrapolação das medidas de vento efetuadas no local a uma certa altitude para qualquer outra altitude usando o perfil logarítmico do vento uma vez que seus parâmetros tenham sido identificados. Com um modelo que caracteriza a velocidade do vento em função da altura e um modelo da potência extraída do vento em função da sua velocidade é possível se obter a potência média extraída do vento e o fator de capacidade das máquinas.

A Figura 29, ilustra os passos a serem percorridos para se obter a potência média e o fator de capacidade a partir do perfil de velocidade e histograma do vento e da curva de potência da máquinas. Na sequência apresenta-se, em linhas gerais, os procedimentos para a obtenção da parametrização do histograma de vento em função da altura assumindo um perfil logarítmico do vento.

É importante enfatizar que o desempenho das previsões da geração de energia eólica e sua precisão depende de vários fatores, tais como a quantidade das medições meteorológicas no local de instalação do parque, a rugosidade do terreno e das características dos sistemas de geração PKs e WTs. Além disso, a potência extraída do vento depende do cubo da sua velocidade, indicando que erros na estimativa da velocidade do vento são bastante amplificados na análise de potência, sugerindo assim que a sensibilidade dos resultados em relação a flutuações na velocidade do vento é significativa.

Figura 29 – Diagrama da metodologia para obter a potência média e o fator de capacidade.



Fonte: Da pesquisa.

Partindo do princípio de que os PKs irão operar dentro da camada limite da atmosfera que, de acordo com Archer (2014), estende-se até 600 m de altitude acima do solo, podemos portanto utilizar o seguinte **modelo logarítmico do vento** Eq. (4.1)

$$W_n(z) = W_R \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_R}{z_0}\right)}, \quad (4.1)$$

onde  $W_n(z)$  representa a velocidade do vento na altura  $z$ , os parâmetros  $z_R$  e  $W_R$  são a altura de referência e a velocidade correspondente do vento, respectivamente, e são em geral disponíveis por medição. O parâmetro  $z_0$  é a rugosidade da superfície. A rugosidade da superfície, desconhecida em geral, representa o ganho de vento com a altitude de operação devido ao atrito (ações dissipativas) do fluxo de vento com o terreno irregular. Para realizar as simulações nesta pesquisa, escolheu-se como estudo de caso o parque eólico *Dunas de Paracuru (CE)*, Brasil. Em seguida, pesquisou-se o local mais próximo de Dunas de Paracuru (CE) cujos dados estivessem na base de dados do *Earth System Research Laboratory (ESRL)* da *National Oceanic and Atmospheric Ad-*

*ministration* - NOAA, nos EUA (NOAA/ESRL, 2014) que é *Fortaleza (CE)*, e coletou-se dados do vento para um período de 2 anos, de 2012 à 2013. Os dados consistem em pelo menos uma sondagem por dia, com medições do vento em diferentes altitudes. Definiu-se um grid de altitude com uma resolução de 10 m e tirou-se a média para cada ponto do grid (slot). Em seguida, com o conjunto de dados resultante com  $n = 60$  pontos, o parâmetro de rugosidade do modelo do vento foi identificado pelo **método dos mínimos quadrados**.

### 4.3 OBTENÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA

Uma importante propriedade do sistema de geração de energia a ser analisada é a curva de potência, pois apresenta a relação entre a potência elétrica gerada em função da velocidade do vento nominal<sup>1</sup>. Uma turbina eólica, assim como um *pumping kite*, possui uma curva de potência que caracteriza a eficiência na geração de energia como apresentado na Figura 30.

Figura 30 – Curva de potência genérica aplicável tanto a uma WT quanto a um PK.



Fonte: Heilmann e Houle (2014). p.274.

Para se obter o quanto de energia é produzido por uma WT e um PK, dada uma certa intensidade do vento na altura de operação,

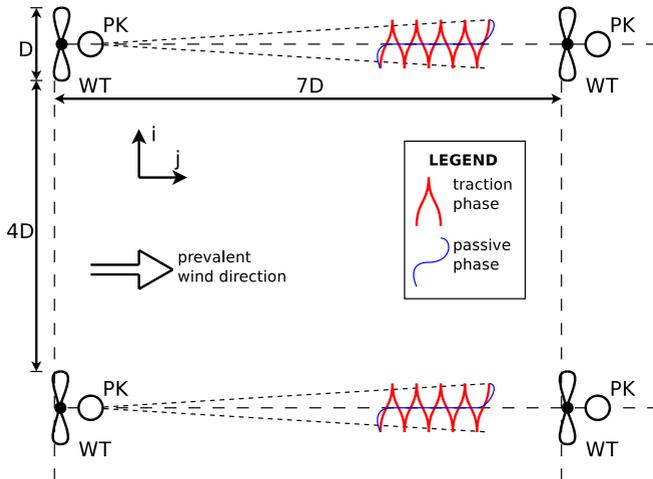
<sup>1</sup> Por vento nominal deve-se entender o vento médio (desconsiderando-se turbulência) em uma determinada altura

é necessário construir suas respectivas **curvas de potência**. Para as WTs utilizou-se a metodologia desenvolvida por Manwell, McGowan e Rogers (2009), que consiste em se determinar o ângulo de ataque das lâminas e a velocidade de rotação da turbina para maximizar a potência gerada. Nas WTs a potência gerada é proporcional ao produto da velocidade de rotação das lâminas pelo torque no eixo do gerador. Desse procedimento, detalhado em Manwell, McGowan e Rogers (2009) e também em Lellis et al. (2016), se maximiza o coeficiente de potência e se conclui também que a maior parte da energia gerada é oriunda das extremidades das lâminas.

A curva de potência do PK pode ser obtida através da otimização do seu ponto de funcionamento, em função da velocidade do vento. Para a otimização do sistema PK, Luchsinger (2014) considerou a operação de vento cruzado ideal, desconsiderando o arrasto do cabo e a necessidade de um ângulo de elevação significativo para se atingir ventos mais fortes em altitudes mais altas. Se isso é levado em conta, a curva de potência do PK torna-se não só dependente da velocidade do vento, mas também de como ela varia com a altitude no local considerado. Assim, para contornar essa dificuldade foram consideradas as equações do ponto de massa do aerofólio cabeado proposta por Fagi-ano (2009), que mostrou que a energia mecânica é aproximadamente proporcional ao produto da velocidade de desenrolamento do cabo pela força de tração no cabo. Outro fator relevante na otimização da potência gerada num sistema PK é a existência da fase de recolhimento do cabo onde se consome uma pequena parte da energia gerada. O ciclo de geração do PK já foi discutido na Seção 4.1. A fim de se levar em conta a potência do ciclo de geração do PK na otimização do sistema adotaremos neste trabalho o procedimento proposto por Lellis et al. (2016) para otimização da energia extraída do vento com um PK.

Num parque híbrido, como indicado na Figura 31, onde turbinas convencionais operam ao lado de sistemas PK, a idéia é fazer com que a operação dos PKs ocorra em uma faixa de camadas de vento alta o suficiente para não afetar significativamente a operação das WTs.

Figura 31 – Um grid para parques eólicos híbridos.



Fonte: Lellis et al. (2016). p166.

Com isso, a construção da curva de potência das unidades PKs e WTs podem ser feitas de forma desacoplada, como descrito anteriormente. Assim, para separar as faixas de operação, um PK é colocado atrás de uma WT na direção do vento predominante, como indicado na Figura 31, onde  $D$  é o diâmetro do rotor da WT. Como regra geral, as unidades de WT de 3 lâminas são deslocados  $7D$  na direção do vento predominante, enquanto  $4D$  na direção perpendicular ao vento predominante. Para garantir que o aerofólio voe a uma distância segura acima do rotor de uma WT, escolhe-se a altitude mínima de voo como função do tamanho das torres e lâminas das WTs. Essas relações de espaçamento entre as WTs e a altitude mínima de segurança definem também restrições nos comprimentos mínimo e máximo dos cabos dos PKs.

## 4.4 POTÊNCIA MÉDIA E O FATOR DE CAPACIDADE

A potência média gerada no parque, em um determinado período de tempo, é obtida pela soma dos produtos da potência extraída com um dado valor de velocidade do vento pela frequência de observação correspondente desta velocidade no histograma de vento no local de operação. Após o cálculo da potência média, pode-se determinar o fator de capacidade do parque, que é definido como a relação entre a potência média gerada e a potência instalada do parque.

## 4.5 MODELO DE ANÁLISE ECONÔMICA

A análise econômica foi feita baseada no *Clean Development Mechanism*(CDM), metodologia consolidada UNFCCC (2013) e específica para projetos de geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis. A análise de investimento foi conduzida de acordo com as *Tools for the Demonstration and Assessment of Additionality*, onde três métodos são sugeridos: análise simples de custo, análise de investimento comparativa e análise de *benchmark*. Uma vez que as receitas do projeto vêm da venda de energia elétrica, e não considera-se a possibilidade de venda de créditos de carbono, a análise simples de custo é descartada. A análise comparativa de investimento também não se aplica porque não há outra opção de investimento além da venda de energia elétrica. Por isso, escolheu-se a análise de *benchmark* para demonstrar a adicionalidade<sup>2</sup> do projeto. Para este fim, a Taxa Interna de Retorno (TIR) foi escolhida como o indicador econômico para comparar os cenários de um projeto com o outro e com o valor de referência (*benchmark*).

Segundo o *Guidelines on the Assessment of Investment Analysis* Board (2011), as receitas esperadas de capital próprio são referências adequadas para a TIR do patrimônio líquido. Para calcular o *benchmark* utilizou-se o *Capital Assets Pricing Model* (CAPM), desenvolvido

---

<sup>2</sup> Viabilidade econômica

por Sharpe (1964), Lintner (1965), Mossin (1966) e Copeland (2005), sendo amplamente utilizado na área de finanças. Definindo  $R_f$  como a taxa de retorno de um investimento livre de risco (%),  $\beta$  como o risco de investimento de um ativo em relação ao mercado,  $R_m$  como o retorno de um ativo do setor de energia (retorno de mercado, %), a taxa de retorno do investimento ( $k_e$ ), ou taxa de atratividade mínima<sup>3</sup>, é dada pela Eq. (2.3).

A taxa livre de risco ( $R_f$ ) é obtida a partir dos Rendimentos das Obrigações do Tesouro Nacional de Longo-Prazo tipo (NTN-B), em termos reais, disponível no site do (FAZENDA, 2014). A série temporal de 5 anos foi utilizada para calcular o valor de referência (*benchmark*) de agosto de 2009 até julho de 2014, uma vez que estamos supondo que a data de decisão do projeto é Agosto de 2014. Para estimar o risco de investir em um projeto de energia é prática comum adotar o risco de investimento ( $\beta$ ) das empresas com o mesmo perfil de risco, ou seja, empresas públicas com o mesmo *portfólio*. Pode-se também pensar em  $\beta$  como uma avaliação de risco em comparação com o mercado, ou seja, aquilo a que um investidor está exposto na hora de investir em um ativo. Este risco é calculado considerando-se a covariância das receitas de ativos ( $R_i$ ) com as receitas de um *portfólio* representativo do mercado ( $R_m$ ) e considerando-se a variação dessas receitas em *portfólio* ( $\sigma_m^2$ ) como apresentado na Eq. (2.4)

Neste caso,  $R_i$  refere-se às receitas diárias da participação do Índice de Energia Elétrica (IEE) na BMF&Bovespa,  $R_m$  representa as receitas diárias do índice Bovespa, enquanto  $\sigma_m^2$  é a variância das receitas diárias do índice Bovespa. Assim obteve-se  $\beta = \beta_{\text{IEE}}$ . Sabendo que  $\beta_{\text{IEE}}$  corresponde ao risco de investimento das empresas que executam a mesma atividade, é preciso recalculá-lo para o caso desalavancado,  $\beta_{\text{desalavancado}}$ . Resumindo, faz-se necessário remover a partir do  $\beta$ , a parcela de risco relacionada com a estrutura das empresas do setor de energia elétrica - um procedimento que chama-se *desalavancagem*. Desta forma, obtém-se um índice que representa

<sup>3</sup> também conhecida como custo de capital próprio.

apenas o risco de projetos relacionados com a sua atividade. A desalavancagem depende do valor do imposto de renda específico<sup>4</sup>,  $T$ . Isso tem o efeito de aumentar  $\beta_{\text{desalavancado}}$  em direção à  $\beta_{\text{IEE}}$ . Também é importante considerar a dívida e o capital próprio na estrutura de capital das empresas,  $w_d$  e  $w_e$ , respectivamente. Observe que  $w_d + w_e = 100\%$ . O risco desalavancado é calculado através da Eq. (4.2):

$$\beta_{\text{desalavancado}} = \frac{\beta_{\text{IEE}}}{1 + \frac{w_d}{w_e}(1 - T)}. \quad (4.2)$$

O risco de investimento alavancado,  $\beta_{\text{alavancado}}$ , incorpora o risco relacionado com a estrutura de capital Eq. (4.3).

$$\beta_{\text{alavancado}} = \beta_{\text{desalavancado}} \left( 1 + \frac{w_d}{w_e} \right). \quad (4.3)$$

Considerou-se que  $w_e = 36.50\%$  e  $w_d = 63.50\%$ , o que corresponde à alavancagem média de projetos de energias renováveis financiados pelo BNDES, embora tenha sido verificado que esta instituição financeira pode subsidiar até  $w_{d,\text{max}} = 80\%$  dos investimentos do projeto.

## 4.6 MODELO DE CUSTO NIVELADO DA ENERGIA

Por Custo Nivelado da Energia - LCOE (*Levelized Cost of Energy*) - entende-se o custo do ciclo de vida de uma tecnologia de geração de energia por unidade de energia (MWh). Esta métrica permite comparar os custos de geração de um parque eólico clássico (turbinas eólicas) com o parque eólico que faz uso de dispositivos aéreos (*pumping kite*), ainda que cada parque tenha sua estrutura de custo diferente. Para qualquer sistema energético, a métrica de interesse para

<sup>4</sup> No Brasil, o imposto de renda varia de acordo com o regime fiscal (PINTO, 2011). Nesse caso, considerado o regime (“*lucro real*”), onde as despesas financeiras são dedutíveis para efeitos fiscais, o imposto de renda de 34% deve ser utilizado para o cálculo alavancando posterior. Este valor é composto por 15% do valor de base, além de um acréscimo de 10% devido a uma renda anual superior a 240.000,00 BRL, mais 9% de contribuição social sobre o lucro líquido (Lei 9.249 e 9.430).

os investidores e consumidores é o custo da energia produzida (CHAN; BRINDLEY; EKINS-DAUKES, 2014). Para identificar os custos relacionados com a produção de energia em (MWh) em diferentes cenários, onde WTs e PKs são empregados, a análise de custo nivelado da energia é de grande interesse.

Uma visão do cálculo do custo nivelado da energia é apresentada no *Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies* desenvolvido por (SHORT; PACKEY; HOLT, 1995). Nesse manual é fornecendo um método para o cálculo do LCOE que inclui o custo, após impostos do ciclo de vida total (TLCC, total life cycle cost) do projeto. LCOE é uma métrica recomendada para uso na classificação de alternativas de sistemas de energia. O cálculo do TLCC do projeto é um ponto chave das estimativas do LCOE, que é utilizado para avaliar as diferenças nos custos entre projetos alternativos (SHORT; PACKEY; HOLT, 1995). Seus resultados podem ser comparados para decisões de investimento. A fórmula para calcular o custo do ciclo de vida total (TLCC) é apresentada na Eq. (4.4), (SHORT; PACKEY; HOLT, 1995).

$$TLCC = \frac{I_o - (T * PVDEP) + PVOM(1 - T)}{(1 - T)}. \quad (4.4)$$

Na expressão acima, TLCC é o custo do ciclo de vida total referenciado ao instante inicial (zero),  $I_o$  é o investimento inicial, T é a taxa de imposto de renda, PVDEP é o valor presente das despesas de depreciação e o PVOM é o valor presente das despesas de operação e manutenção.

Para as tecnologias que incluem projetos eólicos e solares, assume-se o uso da depreciação do Sistema de Recuperação de Custos Acelerados Modificados - MACRS. O ativo deve depreciar seus custos de capital com o seguinte cronograma anual, 33,33%, 44,45%, 14,81%, 7,41%, 11,52% e 5,76% ao longo de 6 anos.

Short, Packey e Holt (1995) calcularam o custo nivelado da

energia (LCOE) - fazendo um tratamento adicional ao cálculo de TLCC do projeto. Short, Packey e Holt (1995) começaram a descontar no período de tempo (um) e tratar o custo do investimento como um custo *overnight*. A Eq. (4.5) apresenta a fórmula para calcular o LCOE:

$$LCOE = \frac{TLCC}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}}, \quad (4.5)$$

onde TLCC é o custo do ciclo do vida total,  $Q_n$  é a quantidade de energia gerada no ano,  $d$  é a taxa de desconto, e  $N$  é o período de análise. Para calcular o LCOE, primeiro deve-se calcular o custo do ciclo de vida total (TLCC) - que é o valor presente dos custos do projeto ao longo de sua vida.

A tarefa restante é calcular o valor descontado da produção de energia anual, a soma destes valores é dividida pelo custo do ciclo de vida total. A Eq. (4.6) apresenta a fórmula para o cálculo do LCOE modificado.

$$LCOE = \frac{I_o - (T * PVDEP) + PVOM * (1 - T)}{(1 - T) * \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}}. \quad (4.6)$$

Esta pesquisa faz uso das Equações 4.5 e 4.6 fornecidas por Short, Packey e Holt (1995) para o cálculo do custo nivelado da energia e para mostrar como os parâmetros do sistema e do local de instalação podem afetar a economia de um projeto.

Nesta Seção 4.6, foi fornecida a base matemática para se modelar o custo nivelado da energia dos parques eólicos com WTs (Turbinas Eólicas) e PKs (*Pumping Kites*), representado pela sigla LCOE. Esta métrica engloba as taxas de descontos, custos fixos e variados e pode ser calculada usando o fluxo de caixa descontado a ser apresentado na Seção 5.5. Além disso, esta métrica depende de variáveis para uma análise de sensibilidade das opções de projeto e será utilizada nesta tese como base para o desenvolvimento e análise dos cenários.

## 4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresenta importantes detalhes do modelo de análise proposto neste trabalho. Para se calcular a energia que um aerogerador consegue extrair dos ventos é necessário um modelo de comportamento que indique o valor da velocidade do vento na altura de funcionamento e um modelo que descreva a potência gerada por um aerogerador em função da velocidade do vento (curva de potência). Inicia-se este capítulo com a apresentação do modelo logarítmico do vento adotado neste trabalho para descrever a evolução do vento em função da altura e na sequência apresenta-se a metodologia de obtenção da curva de potência de um aerogerador. Com isto indica-se como obter a energia média produzida pelo parque no período desejado, sob a premissa que o modelo de vento é válido para todo o período. Em posse desses dados de energia produzida, dos custos envolvidos e de dados do mercado, mostra-se neste capítulo como obter os índices que permitem a realização da análise de viabilidade econômica e do custo nivelado de energia. No próximo capítulo, esse modelo de análise é aplicado num estudo de caso.



# 5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

## 5.1 DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS

Neste capítulo apresenta-se os resultados obtidos da aplicação da metodologia proposta nos capítulos anteriores para análise de viabilidade econômica e custo nivelado da energia de parques eólicos em Fortaleza e Florianópolis. Os parques considerados são de três tipos: **(a)** parque eólico clássico com 21 turbinas (WT) de 2 MW de eixo horizontal com 3 lâminas; **(b)** parque eólico híbrido com 21 turbinas convencionais (WT), como no caso (a), e 13 unidades geradoras de 2 MW com aerofólio cabeado flexível operando em pumping kite (PK). A área dos aerofólios correspondem à área de 3 lâminas de uma WT e as mesmas curvas aerodinâmicas para os coeficientes de sustentação e arrasto são considerados para as unidades WT e PK. **(c)** parque eólico AWE com 21 unidades geradoras de 2 MW com aerofólio cabeado operando em pumping kite (PK) e idênticas ao caso (b).

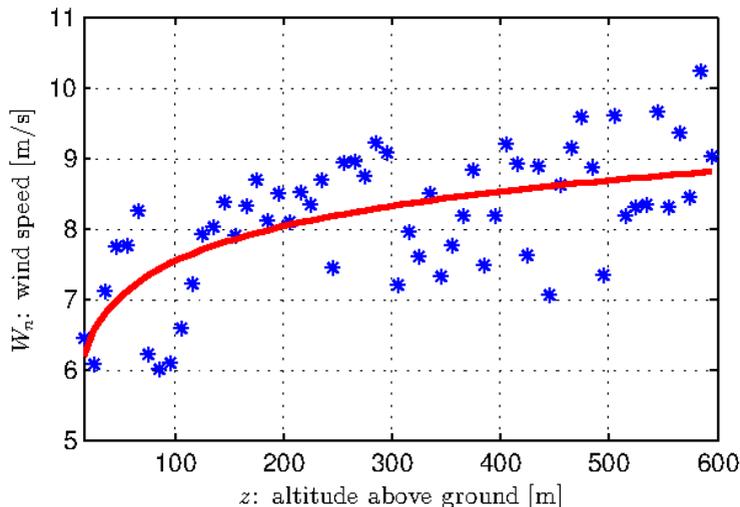
Seguindo o modelo de análise proposto, primeiro encontra-se os parâmetros do modelo logarítmico de vento nas localidades de interesse baseado em dados de medição do vento disponíveis para essas localidades. Em seguida levanta-se a curva de potência dos parques levando-se em conta as características dos aerogeradores de cada parque. Com o modelo de vento e as características da curva de potência obtém-se a potência média de cada parque e o seu respectivo fator de capacidade. Finalmente, a análise de viabilidade econômica e o custo nivelado da energia são obtidos para cada parque.

## 5.2 OBTENÇÃO DO MODELO DE VELOCIDADE DO VENTO

Seguindo o procedimento da Seção 4.2 para a localidade de Fortaleza, obtém-se o modelo de vento indicado na Figura 32 onde a

curva indicada corresponde ao modelo logarítmico Eq. (4.1) com os seguintes parâmetros identificados:  $z_0 = 2.4$  mm,  $z_R = 15$  m e  $W_R = 6.21$  m/s.

Figura 32 – Modelo do vento para Fortaleza (CE), Brasil, para o período de 2 anos, entre 2012 e 2013.



Fonte: Lellis et al. (2016) p.165.

Para fins de ilustração, a Tabela 9 e a Figura 33 apresentam os resultados de estimação do modelo de vento desenvolvido para quatro localidades brasileiras: Campo Grande - MS, Brasília - DF, Confins - MG e Foz do Iguaçu - PR.

Observa-se que Campo Grande - MS é a região que apresenta a velocidade média do vento mais alta em todas as alturas de referência. Também pode-se observar que nas regiões de Confins-MG e Brasília-DF o ganho de vento com a altitude é bem expressivo, apresentando uma variação de mais de 2 m/s. Já Foz do Iguaçu não apresentou uma curva de vento adequada para exploração de energia eólica.

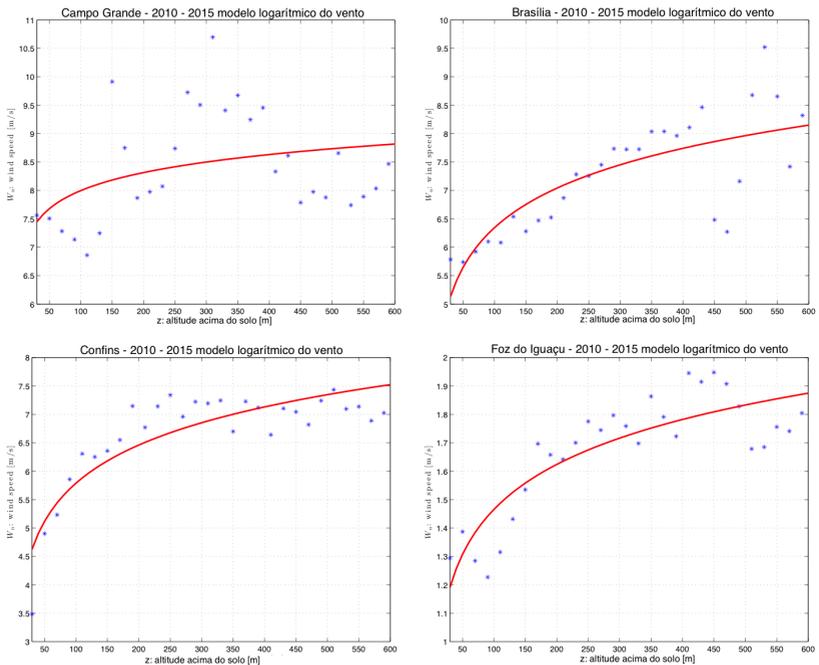
Outro requisito para calcular a produção média de energia do

Tabela 9 – Interpolação dos parâmetros do modelo de vento para quatro cidades brasileiras no período de 2010 a 2015.

| Localização        | Latitude | Longitude | $W_R$<br>[m/s] | $z_R$<br>[m] | $z_0$ [m] |
|--------------------|----------|-----------|----------------|--------------|-----------|
| Campo Grande - MS  | 20.47°S  | 54.67°W   | 7.4467         | 30           | 2.5661    |
| Brasilia - DF      | 15.87°S  | 47.93°W   | 5.1344         | 30           | 0.1828    |
| Confins - MG       | 19.62°S  | 43.57°W   | 4.6231         | 30           | 0.2529    |
| Foz do Iguaçu - PR | 25.52°S  | 54.58°W   | 1.1906         | 30           | 0.1631    |

Fonte: Da pesquisa.

Figura 33 – Modelo do vento para quatro cidades brasileiras, para o período de 2010 e 2015.



Fonte: Da pesquisa.

PK e WT num determinado período de tempo são os seus respectivos histogramas do vento na altitude de operação. Os histogramas do vento são utilizados para representar a frequência com que uma velocidade de vento ocorre em um determinado período de tempo. Como o PK e WT funcionam em altitudes diferentes, o modelo de vento descrito na Seção 4.2 é fundamental para o processo de obtenção da potência do PK e WT. De acordo com o *Project Design Document* do Parque Eólico Dunas de Paracuru (UNFCCC, 2012), a altura do eixo da WT é de  $z_T = 78$  m, portanto necessitamos de um histograma nessa altitude de operação. Tendo em conta a variação da altitude operacional do PK e dada a quantidade limitada de amostras, o histograma obtido não seria representativo. Para resolver este problema, o procedimento proposto executa uma extrapolação das medidas efetuadas no local a uma certa altitude para qualquer outra altitude usando o perfil logarítmico do vento.

Na Figura 34, são apresentados os histogramas em  $z = z_T$  e em  $z = 255$  m, que é a altura mínima de operação do PK para não interferir com o vento incidente ao redor das WTs.

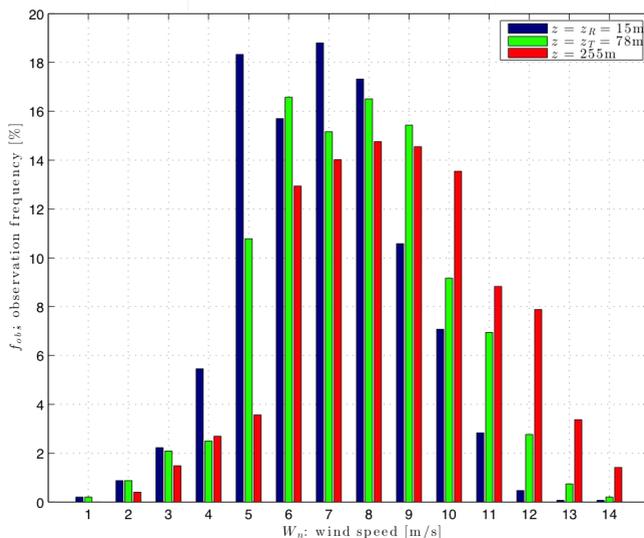
Também para fins de ilustração, a Figura 35 apresenta os histogramas para as quatro cidades brasileiras analisadas (Campo Grande—MS, Brasília—DF, Confins—MG e Foz do Iguaçu—PR).

Observe-se que, à medida em que a altitude aumenta, ventos mais fortes ocorrem com uma frequência de observação mais alta, o que corrobora a motivação para a geração de energia em elevadas altitudes.

### 5.3 OBTENÇÃO DA CURVA DE POTÊNCIA

A curva de potência elétrica resultante, considerando uma eficiência de conversão mecânica-elétrica  $\eta = 0.88$ , é mostrada na Figura 36, limitada à potência nominal  $P_{\text{nom}} = 2$  MW do gerador. Observa-se que a potência da fase de tração do PK,  $P_{\text{tra}}$ , atinge o nível nominal com  $W_R = 7.3$  m/s, antes da WT, que atinge sua potência nominal com  $W_R = 9.8$  m/s. Por outro lado, os picos de potência de ciclo do PK são

Figura 34 – Histograma do vento para Fortaleza (CE), Brasil, para o período de 2012 a 2013.



Fonte: Lellis et al. (2016) p.165.

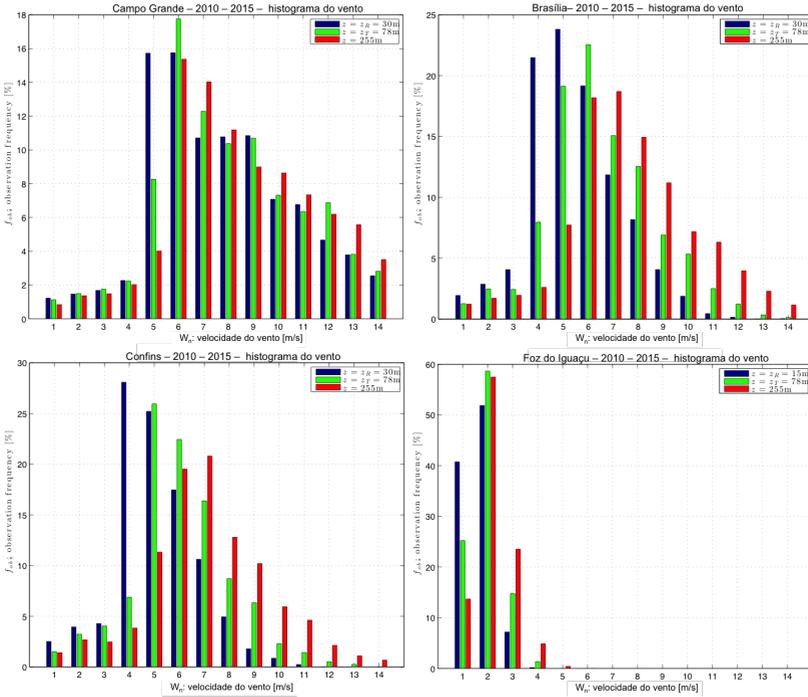
de apenas  $P_{cyc,max} = 1,322$  kW.

Os 678 kW que faltam para a potência de ciclo do PK atingir a potência da fase de tração se deve, principalmente, ao tempo significativo para executar a fase passiva (recolhimento do cabo), tendo em conta a limitação na velocidade de enrolamento do cabo.

## 5.4 POTÊNCIA MÉDIA E O FATOR DE CAPACIDADE

Em seguida, tendo as informações da velocidade do vento e sabendo que ambas as curvas de potência foram geradas em função de  $W_R$ , calculou-se a potência média como  $P_{avg} = \sum P(W_n[i])f_{obs}(W_n[i])$ , onde  $P(W_n[i])$  e  $f_{obs}(W_n[i])$  expressam a potência e frequência de ocorrência do vento na velocidade  $W_n[i]$ . Com isso pode-se determinar o

Figura 35 – Histograma do vento para quatro cidades brasileiras, para o período de 2010 a 2015.



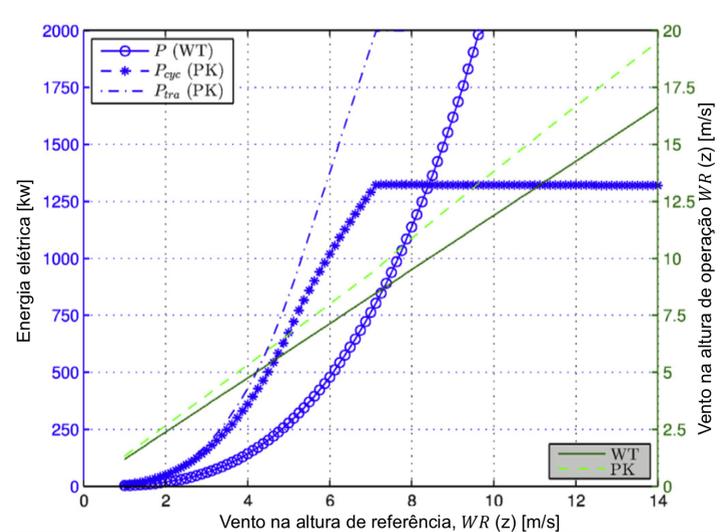
Fonte: Da pesquisa.

fator de capacidade como  $C_F = P_{\text{avg}}/P_{\text{nom}}$ , ou seja, a relação entre a geração de energia média e a potência nominal, como apresentado na Tabela 10.

Tabela 10 – Potência média e fator de capacidade.

|                   | $P_{\text{avg}}$ | $C_F (P_{\text{nom}})$ |
|-------------------|------------------|------------------------|
| Pumping Kite (PK) | 910 kW           | 45.52 %                |
| Wind Turbine (WT) | 627 kW           | 31.36 %                |

Fonte: Lellis et al. (2016) p.167.

Figura 36 – Curva de potência de uma turbina eólica e *pumping kite*.

Fonte: Lellis et al. (2016) p.166.

Observa-se que, devido ao perfil de vento e à operação em maior altitude, o PK tem uma produção média maior de energia atingindo um fator de capacidade de aproximadamente 45%. É importante entender que, na prática, ambos os sistemas WT e PK precisam de uma velocidade de vento mínimo (*cut-in speed*) para operar. Como exemplo, o *cut-in speed* pode ser definido como a velocidade do vento com que a potência chega a 100 KW na Figura 36. Da mesma forma, há uma velocidade máxima do vento (*cut-out speed*) acima da qual as unidades não operam devido a razões de segurança e restrições estruturais. Estes limites não foram considerados nesta pesquisa. Entretanto, assumiu-se que a velocidade de corte (*cut-out speed*) do PK é ao menos tão elevada quanto a da WT. Assim, em termos de fator de capacidade e de geração de energia, o PK teria uma vantagem ainda maior.

## 5.5 ANÁLISE ECONÔMICA

Para realizar a análise econômica simulou-se a geração de energia elétrica em três cenários de parques eólicos, fazendo uso das características da WT e PK apresentadas até agora. Como discutido no início do capítulo, o cenário (a) se refere ao parque eólico Dunas de Paracuru com 21 unidades de WTs, tal como funciona atualmente. Os outros dois cenários (a) e (b) são hipotéticos. O *layout* do parque eólico é composto por 3 linhas, perpendiculares à direção do vento predominante, de 6, 7 e 8 unidades de WTs respectivamente. Portanto, como pretende-se manter a mesma área de terra de 150 ha, no cenário (b) colocou-se um PK a jusante de cada WT da primeira e segunda linhas, resultando em uma adição de 13 unidades de PKs ao parque. Finalmente, no cenário (c) substituiu-se as 21 WTs por PKs. A Tabela 11 apresenta algumas características desses cenários.

Tabela 11 – Cenário de parques eólicos investigados.

| Característica  | (a)       | (b)                | (c)       |
|---|-----------|--------------------|-----------|
| Unidades de geração 2MW                                     | 21 WTs    | 21 WTs +<br>13 PKs | 21 PKs    |
| Capacidade instalada [MW]                                   | 42        | 68                 | 42        |
| Fator de capacidade [%]                                     | 31.36     | 36.77              | 45.52     |
| Geração de energia anual [MWh]                              | 115,363.7 | 219,031.6          | 167,463.6 |
| Tempo equivalente anual [h]                                 | 2,746.8   | 3,221.1            | 3,987.2   |
| Densidade de potência instalada (Terra) [W/m <sup>2</sup> ] | 28        | 45.3               | 28        |

Fonte: Lellis et al. (2016) p.167.

### 5.5.1 Dados de entrada

Antes de poder comparar, em termos de viabilidade econômica, a geração de energia elétrica com ambas as tecnologias, precisa-se saber o custo de investimento inicial (C<sub>ii</sub>) de uma unidade de PK. Para este

fim, utilizou-se a estimativa de custo proposta por (HEILMANN, 2012). Com base em seus resultados, o PK foi dividido em 14 grupos que o compõem. Os principais pressupostos de cada grupo são discutidos a seguir.

- **Grupo 1** (aerofólio): prevê-se uma asa flexível de fibra de carbono semi-rígida e leve que resista a uma carga<sup>1</sup> de 200 kgf/m<sup>2</sup> e tenha uma vida útil prolongada de 10,000 horas. Portanto, trata-se de um componente mais sofisticado e conseqüentemente mais caro quando comparado aos *kitesurfs* ou parapentes encontrados atualmente no mercado.
- **Grupo 2** (unidade de controle do aerofólio): a estimativa de custo foi extrapolada a partir de protótipos existentes.
- **Grupo 3** (sistema de decolagem e pouso): é baseado em terra, utilizando um mastro de elevação, cuja estimativa de custo foi baseada em preços para barcos à vela.
- **Grupo 4** (cabo), é feito de *dyneema*: com uma curva de ruptura de carga mínima, o diâmetro do cabo considerado foi de 3 cm e preço médio no mercado de varejo conhecidos.
- **Grupo 5** (tambor de guincho): presume-se ser feito de alumínio: cuja massa é calculada dado um cilindro com diâmetro  $D = 2$  m e espessura 10 cm.
- **Grupo 6** (sistema de manuseamento do cabo): responsável pelo próprio enrolar do cabo ao redor do tambor. Assumiu-se que o custo depende da raiz quadrada da tração total do cabo,  $T_{\max} = 56.9$  ton.
- **Grupo 7** (rolamentos de guincho): também assume-se que o custo depende da raiz quadrada da tração total do cabo.

---

<sup>1</sup> O carregamento do aerofólio da nossa unidade PK hipotética é 161 kgf/m<sup>2</sup>.

- **Grupo 8** (movimento de guinada): é assumido o mesmo custo do sistema usado em uma WT.
- **Grupo 9** (estação terrestre de cobertura e estrutura): é assumido que sejam tomadas as alternativas mais baratas para as WTs, dada a ausência de restrições de peso e altura para o caso de PK.
- **Grupo 10** (caixa de câmbio e gerador): a caixa de câmbio é evitada pelo uso de um gerador de baixa velocidade, de 122 RPM de velocidade nominal. Já o custo do gerador é interpolado dados os preços dos geradores existentes para diferentes velocidades.
- **Grupo 11** (eletrônica de potência): inclui as conexões elétricas internas, assumido custar 50 % do valor atribuído a de uma WT correspondente devido à ausência de torre. Este grupo também abriga o controle da máquina de dupla velocidade/torque.
- **Grupo 12** (sistemas hidráulicos e de refrigeração): estes custos são comparáveis aos de uma WT, linearmente dependentes da potência nominal  $P_{\text{nom}} = 2 \text{ MW}$ .
- **Grupo 13** (controle e sistema de monitoramento): dados os desafios inerentes à tecnologia AWE, os custos relativos a este grupo são assumidos corresponder aos de uma WTs *off-shore*, portanto, mais caros que no caso da WT on-shore.
- **Grupo 14** (interface elétrica do PK): envolve a rede de conexão eletrônica (potência). Assume-se o mesmo custo associados a uma WT, cerca de 86 EUR/kW.

Finalmente, os custos de transporte e montagem são drasticamente reduzidos, quando comparados com os de uma WT, devido à grande redução na massa do material (em peso) e todo o conjunto da unidade geradora do PK no chão.

Para cada um dos grupos de componentes acima, Heilmann (2012) fizeram uma estimativa otimista e uma conservadora, das quais

tirou-se um valor médio considerando-se os parâmetros do sistema. Os resultados estão resumidos na Tabela 12.

Tabela 12 – Estimativa de investimento inicial para uma unidade de PK.

| Item                  |   | Custo[EUR] |
|-----------------------|---|------------|
| grupos de componentes | 1 – Aerofólio Flexível                            | 258.9 k    |
|                       | 2 – Controle kite /unidade de direção (Airborne)  | 87.5 k     |
|                       | 3 – Sistema de decolagem e pouso (com mastro)     | 70.8       |
|                       | 4 – Cabo  | 58.1 k     |
|                       | 5 – Tambor de guincho                             | 25.7 k     |
|                       | 6 – Sistema de manuseamento do cabo               | 94.5 k     |
|                       | 7 – Rolamentos do guincho                         | 1.8 k      |
|                       | 8 – Movimento de Guinada                          | 64.9 k     |
|                       | 9 – Estação terrestre (cobertura e estrutura)     | 45.4 k     |
|                       | 10 – Gerador elétrico                             | 156.4 k    |
|                       | 11 – Eletrônica de potência (controle do guincho) | 197.4 k    |
|                       | 12 – Sistema hidráulico e de refrigeração         | 23.9 k     |
|                       | 13 – Controle e sistema de monitoramento          | 50.2 k     |
|                       | 14 – Interface elétrica                           | 171 k      |
| TOTAL                 | 1,306.4 k   |            |
| Transporte e montagem |   | 49.3 k     |

Fonte: Lellis et al. (2016) p.167.

O investimento para cada cenário do parque eólico é apresentado na Tabela 13. Os dados do parque eólico (cenário A) foram obtidos a partir do Project Design Document and Validation Report (UNFCCC, 2012), bem como do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES, 2012), na moeda brasileira. Foi utilizada a taxa de conversão de 1 EUR = 2.29 BRL, do Banco Central do Brasil, no dia 1º de março de 2012. Como uma estimativa conservadora, os custos de todas as categorias foram linearmente extrapoladas com base na capacidade instalada, com exceção da estrada de acesso, topografia e estudos arqueológicos, cujos custos foram mantidos constantes.

Para executar a simulação econômica e calcular o fluxo de caixa determinístico de acordo com o modelo descrito na Seção 4.5 precisa-se, além dos insumos comuns a todos os cenários, de outros insumos, que

Tabela 13 – Investimento total para os cenários.

| Categoria  | Investimento - Cenário [EUR] |             |             |
|--|------------------------------|-------------|-------------|
|  | a                            | b           | c           |
| 69kV Linha de transmissão                          | 60.3 k                       | 97.6 k      | 60.3 k      |
| Obras civis parque eólico                          | 9, 474.4 k                   | 15, 339.5 k | 9, 474.4 k  |
| Acesso rodoviário                                  | 99.7 k                       | 99.7 k      | 99.7 k      |
| Construção de subestação                           | 2, 445.4 k                   | 3, 959.2 k  | 2, 445.4 k  |
| Engenharia e Consultoria                           | 698.7 k                      | 1, 131.2 k  | 698.7 k     |
| Implementação do parque eólico                     | 1, 479.7 k                   | 2, 395.7 k  | 1, 479.7 k  |
| Estudos de topografia                              | 3.5 k                        | 3.5 k       | 3.5 k       |
| Unidades de Geração                                | 27, 261.2 k                  | 44, 244.6 k | 27, 434.6 k |
| Serviços arqueológicos                             | 35.8 k                       | 35.8 k      | 35.8 k      |
| Serviços jurídicos                                 | 38.8 k                       | 62.8 k      | 38.8 k      |
| Transporte e montagem <sup>2</sup>                 | 17, 496.9 k                  | 18, 137.8 k | 1, 035.3 k  |
| Linha de transmissão de tensão Intermediária (EPC) | 1, 462.8 k                   | 2, 368.3 k  | 1, 462.8 k  |
| 69kV Linha de transmissão (EPC)                    | 1, 746.2 k                   | 2, 827.1 k  | 1, 746.2 k  |
| TOTAL  | 62, 303.4 k                  | 90, 702.9 k | 46, 015.1 k |

Fonte: Lellis et al. (2016) p. 168.

também foram obtidos a partir UNFCCC (2012) e estão apresentadas na Tabela 14. A duração do projeto para todos os cenários é de 20 anos, correspondente ao período de agosto 2014 a julho 2034, com uma resolução anual. A sigla *TUSD* representa as taxas de uso do sistema de distribuição de energia elétrica, ao passo em que *PIS/PASEP* e *CO-FINS* são outros impostos nacionais. Quanto aos custos de operação e manutenção (O&M), uma vez que não existem atualmente unidades de PK em uso comercial, esta estimativa foi baseada no seguinte raciocínio: o ciclo de *pumping* causa mais desgaste para o equipamento elétrico (motor / gerador) de um PK do que de uma WT. Além disso, o aerofólio, o cabo e as partes aéreas também sofrem desgaste devido ao sol, chuva e exposição a geada. Por outro lado, a manutenção de todas as partes podem ser feitas no solo, o que simplifica significativamente a tarefa. Assim, assumiu-se que os custos de O&M de WTs e PKs são os mesmos, e aumentam com o tempo.

Tabela 14 – Entrada de dados comum para os cenários.

| Entrada   | Valor |
|---|-------|
| Preço de venda da eletricidade [EUR/MWh]                | 65.48 |
| Custo do aluguel da terra [% de renda]                  | 1.5   |
| Custo de O&M (anos 1–5) [% de investimento]             | 2.0   |
| Custo de O&M (anos 6–10) [% de investimento]            | 4.0   |
| Custo de O&M (anos 11–20) [% de investimento]           | 5.0   |
| <i>TUSD</i> [EUR/kW]                                    | 2.72  |
| <i>PIS/PASEP, COFINS</i> [% da renda]                   | 9.25  |
| Dívida [%]  | 63.50 |
| Capital próprio [%]                                     | 36.50 |
| Taxa de juros [% a.a.]                                  | 7.36  |
| Tempo de financiamento [anos]                           | 14    |
| Custo de transmissão (01.07.2012 à 30.06.2013) [EUR/kW] | 2.582 |
| Custo de transmissão (01.07.2013 à 30.06.2014) [EUR/kW] | 2.479 |
| Custo de transmissão (01.07.2014 à 30.06.2015) [EUR/kW] | 2.376 |
| Custo de transmissão (01.07.2015 à 30.06.2016) [EUR/kW] | 2.273 |
| Custo de transmissão (01.07.2016 à 30.06.2017) [EUR/kW] | 2.170 |
| Custo de transmissão (01.07.2017 à 30.06.2018) [EUR/kW] | 2.066 |
| Taxa de inflação [%]                                    | 4.5   |

Fonte: Lellis et al. (2016) p. 168.

### 5.5.2 Resultados da análise econômica e Análise de Sensibilidade.

Levando em conta os dados de entrada apresentados até agora e os procedimentos da Seção 4.5, os resultados da análise de *benchmark* podem ser calculados e estão apresentados na Tabela 15, onde  $e_R = R_m - R_f$ . A taxa de retorno resultante é  $k_e = 12.38\%$  a.a. Este valor será utilizado como referência ao se avaliar a adicionalidade do projeto para cada cenário do parque eólico da Tabela 11.

Ao executar a simulação econômica com uma resolução anual, encontrou-se a Taxa Interna de Retorno para o cenário A  $TIR_A = 8.72\%$  a.a, que é inferior ao valor de referência. Conclui-se, que, sem levar em conta a venda do crédito de carbono, não considerada nesta pesquisa, o parque eólico com WTs não é economicamente atrativo. Por

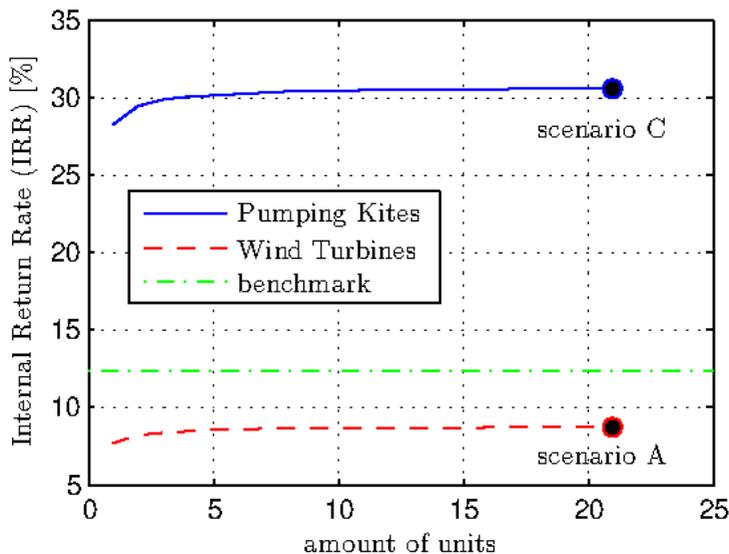
Tabela 15 – Análise de Benchmark.

| Ano            | $R_f$ (%) | Meses | $\beta$ | $R_m$ (%) | $e_R$  |
|----------------|-----------|-------|---------|-----------|--------|
| 2014 (Jan–Jul) | 6.45      | 7     | 0.61    | 30.01     | 23.57  |
| 2013 (Jan–Dez) | 5.07      | 12    |         | -22.10    | -27.18 |
| 2012 (Jan–Dez) | 4.60      | 12    |         | -4.07     | -8.67  |
| 2011 (Jan–Dez) | 5.84      | 12    |         | 69.05     | 63.20  |
| 2010 (Jan–Dez) | 6.13      | 12    |         | 8.91      | 2.78   |
| 2009 (Ago–Dez) | 6.45      | 5     |         | 33.15     | 26.70  |
| Média          | 5.62      | –     |         | –         | 11     |

Fonte: Lellis et al. (2016) p.169.

outro lado, a introdução de 13 PKs, formando o cenário B, aumentou a TIR para  $TIR_B = 16.12\%$  a.a, enquanto o cenário C provou ser um atrativo a mais, chegando  $TIR_C = 30.64\%$  a.a, como ilustra a Figura 37.

Figura 37 – Impacto da quantidade de unidades exclusivas na TIR.



Fonte: Lellis et al. (2016) p.169.

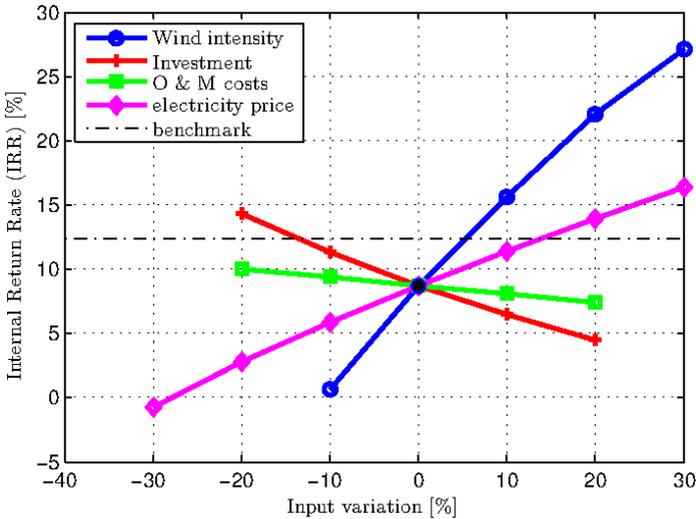
É interessante observar que, para parques eólicos que empregam exclusivamente WTs ou PKs, a TIR é praticamente independente da quantidade de unidades de geração. Isso leva a crer que o fator significativo para o aumento da TIR do parque eólico está na tecnologia AWE com PKs, por seu fator de capacidade maior e custo de investimento mais baixo. Observe que a viabilidade conferida ao projeto através do aumento da TIR é muito importante para todas as partes envolvidas: o governo pode diminuir os subsídios sob a forma de crédito (empréstimos),  $w_d$ , direcionando-o para outras áreas, enquanto que o investidor privado fica com um investimento mais rentável.

Cada projeto contém um certo nível de risco devido às incertezas nos dados de entrada que afetam o valor calculado da TIR, usado neste trabalho para tomada de decisão. Diferentes incertezas afetam a TIR de maneiras diferentes e seria importante conhecer o impacto de cada incerteza. Um procedimento capaz de quantificar esse impacto para o conjunto de incertezas é chamado de **análise de sensibilidade**, e é importante por ser uma tentativa de conferir robustez (garantia) para a decisão. A seguir, apresenta-se uma análise de sensibilidade para cada um dos cenários estabelecidos.

A Figura 38 mostra a sensibilidade da TIR para flutuações em várias entradas do sistema no cenário A: intensidade do vento, nível de investimento, custo de operação & manutenção e preço da energia. Para se ter viabilidade econômica deve-se ter a TIR não inferior ao valor de referência (*benchmark*).

Nota-se que pequenas variações na intensidade de vento resultaram em fortes alterações na TIR. Isso ressalta a importância de se ter dados de vento precisos para decidir sobre a execução de projetos de parques eólicos. O investimento inicial também foi variado, e para variações negativas de mais de  $-13\%$  o projeto se tornou viável, bem como se o preço de venda da energia aumentasse acima de  $14\%$ . Por outro lado, a viabilidade não foi alcançada com variações dos custos de O&M dentro da faixa de  $\pm 20\%$ . É importante notar que, em termos

Figura 38 – Análise de sensibilidade para o cenário A.



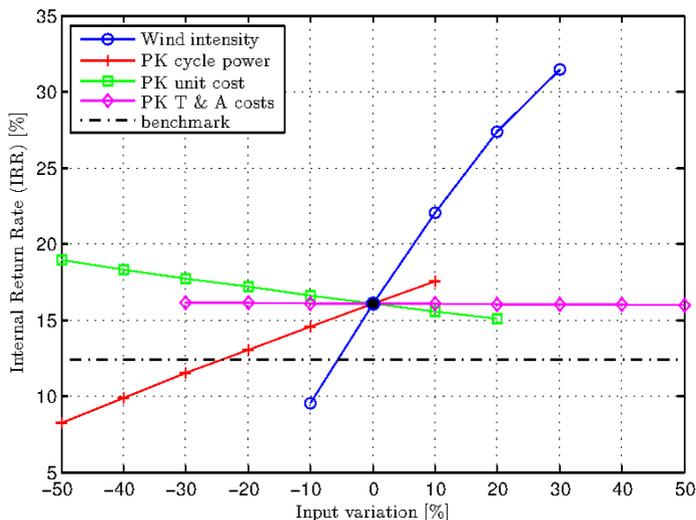
Fonte: Lellis et al. (2016) p. 170.

percentuais a variável com maior impacto na TIR é a velocidade do vento. Essa constatação pode ser explicada pela forte dependência da potência em relação à velocidade do vento. Como discutido anteriormente, na Seção 4.2, a potência extraída do vento depende do cubo da velocidade do vento.

A Figura 39 mostra a sensibilidade da TIR para flutuações em várias entradas do sistema no cenário B: intensidade do vento, ciclo de potência do PK, custo das unidades do PK e custos de transporte e montagem do PK. Para se ter viabilidade econômica deve-se ter a TIR não inferior ao valor de referência (*benchmark*).

Note que o cenário B consiste da inserção de 13 unidades de PK ao cenário A. Isso proporcionou um aumento da TIR, viabilizando o projeto. Para o cenário B o mesmo forte impacto da variação do vento é verificado. Uma vez que este cenário contém 13 unidades de PK, a análise foi concentrada em algumas de suas características: intensidade

Figura 39 – Análise de sensibilidade para o cenário B.



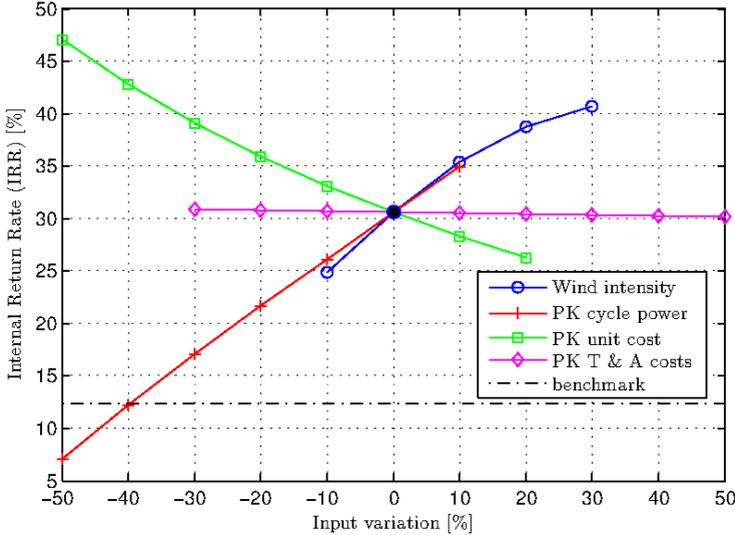
Fonte: Lellis et al. (2016) p. 170.

do vento, potência de ciclo do PK, custo da unidade do PK e custo de transporte e montagem. Para levar em consideração uma baixa potência de ciclo devido a mais consumo de tempo e potência na fase passiva, especialmente nos estágios iniciais de implantação comercial, varia-se esta característica até a metade do valor nominal. Como esperado, a TIR caiu e, para reduções de  $P_{cyc}$  superiores a  $-25\%$ , o projeto perdeu sua atratividade econômica. Devido às incertezas na metodologia de estimação utilizada na Seção 5.5.1 – provavelmente uma superestimativa do custo unitário do PK - varia-se esta entrada até a metade do valor nominal, o que leva a um aumento significativo da TIR. Por outro lado, uma grande variação dos custos de transporte e montagem do PK, de até  $50\%$ , não apresentou impacto significativo sobre a TIR.

A Figura 40 mostra a sensibilidade da TIR para flutuações em várias entradas do sistema no cenário C: intensidade do vento, ciclo de potência do PK, custo das unidades do PK e custos de transporte e

montagem do PK.

Figura 40 – Análise de sensibilidade para o cenário C.



Fonte: Lellis et al. (2016) p. 170.

Para se ter viabilidade econômica deve-se ter a TIR não inferior ao valor de referência (*benchmark*). Note que no cenário C substituiu-se as 21 turbinas convencionais por unidades de PK de mesma potência e coeficientes aerodinâmicos. Isso acarreta um aumento bastante significativo da TIR, tornando o projeto bastante atrativo.

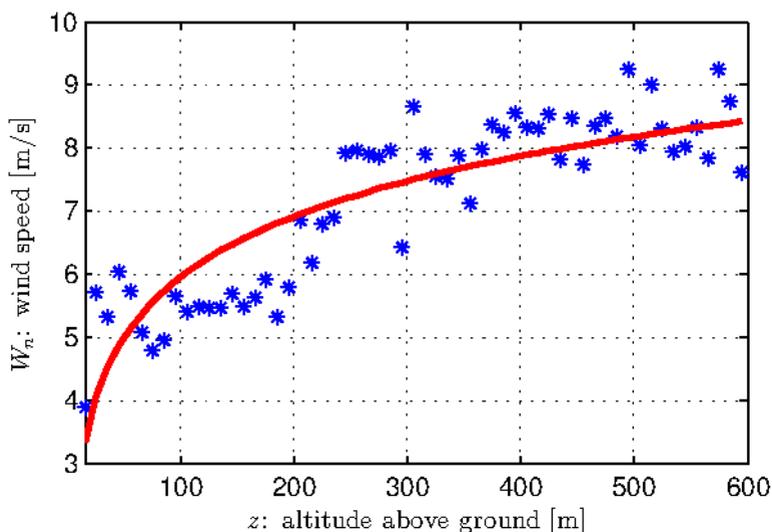
Novamente, flutuações na intensidade do vento acarretam maior impacto na TIR. Devido ao emprego exclusivo de PKs no parque eólico, as variações negativas do custo dessas unidades agora tem um impacto forte e positivo sobre a TIR. O contrário ocorre no caso de diminuição da potência de ciclo. No entanto, se  $P_{cyc}$  é variada de maneira isolada até  $-40\%$ , a TIR é reduzida para o valor de referência. Em comparação com as outras entradas, uma variação positiva no custo de transporte e montagem do PK até  $50\%$  produziu apenas um pequeno impacto sobre

a TIR.

### 5.5.3 Localização alternativa de parque eólico

Para ilustrar como a tecnologia AWE com PKs pode ser economicamente atraente em locais onde a tecnologia clássica, com WTs de eixo horizontal e 3 lâminas não é, será considerada a cidade de Florianópolis - Santa Catarina, Brasil, e aplicada toda a metodologia já apresentada. Ao processar os dados de vento (NOAA/ESRL, 2014) entre os anos de 2010 e 2013, o modelo do vento é apresentado na Figura 41.

Figura 41 – Modelo do vento para Florianópolis (SC), Brasil, para o período de 4 - anos entre 2010 e 2013.



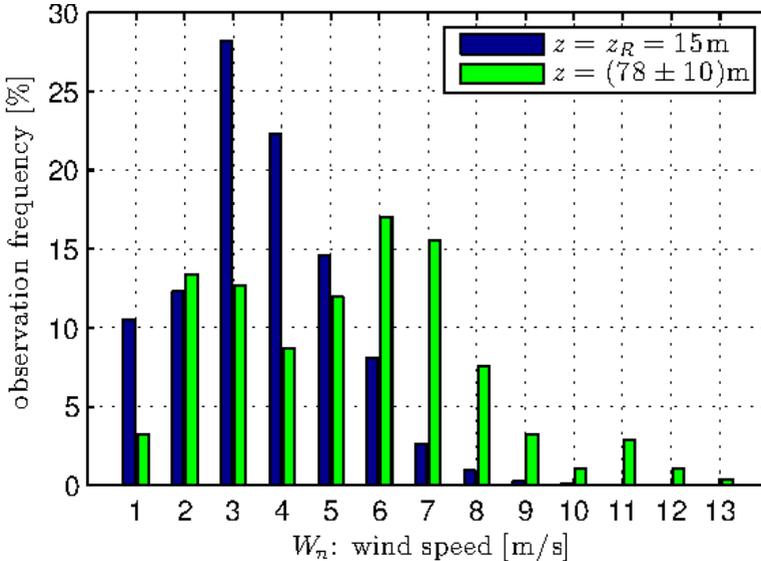
Fonte: Lellis et al. (2016) p. 170.

Observa-se que o perfil de vento em Florianópolis apresenta velocidades menores em todas as altitudes quando comparado com Fortaleza. Por exemplo, em  $z = 100$  m tem-se  $W_n \approx 7.5$  m/s em Fortaleza, enquanto em Florianópolis a velocidade média do vento é de

$W_n \approx 6 \text{ m/s}$ . Esta diferença tem um forte impacto sobre a geração de energia e rentabilidade do parque eólico, como já foi discutido.

Na Figura 42 os histogramas de vento para Florianópolis (SC) são apresentados. Pode-se observar as diferentes formas dos histogramas, enquanto na baixa altitude ( $z_R = 15 \text{ m}$ ) as velocidades de vento mais frequentes estão centradas em  $2.5 \text{ m/s}$ . Em torno da altitude da nacela da WT, ( $z_T = 78 \pm 10 \text{ m}$ ), a velocidade do vento entre  $1.5 \text{ m/s}$  e  $6.5 \text{ m/s}$  tem aproximadamente a mesma frequência de observação.

Figura 42 – Histograma do vento para Florianópolis (SC), Brasil, para o período de 4 - anos entre 2010 e 2013.



Fonte: Lellis et al. (2016) p. 170.

Considerando-se os mesmos cenários de parques eólicos e os mesmos investimentos correspondentes, os resultados relacionados à geração de energia e de viabilidade econômica são resumidos na Tabela 16. O valor de referência (*benchmark*) é o mesmo calculado para Fortaleza ( $K_e = 12.38\% \text{ a.a.}$ ).

Tabela 16 – Resultados para o cenário em Florianópolis (SC), Brasil.

| Característica                 | A        | B         | C         |
|--------------------------------|----------|-----------|-----------|
| Fator de capacidade [%]        | 16.49    | 23.30     | 34.29     |
| Geração de energia anual [MWh] | 60,684.5 | 138,793.2 | 126,175.5 |
| Tempo equivalente anual [h]    | 1,444.9  | 2,041.1   | 3,004.2   |
| TIR [%]                        | -9.21    | 3.24      | 19.50     |

Fonte: Lellis et al. (2016) p. 171.

Nota-se como o cenário A teve uma redução drástica da TIR, atingindo  $-9.21\%$  a.a, longe de ser rentável. O parque eólico híbrido (cenário B) teve um resultado melhor,  $3.24\%$  a.a, mas ainda abaixo do valor de referência. No entanto, o cenário C, com seus 21 PKs, manteve-se economicamente viável, com a  $TIR = 19.50\%$  a.a. Interessante notar que um parque eólico com a instalação de 21 unidades de PK de  $2MW$  iria produzir anualmente mais energia, com uma maior TIR, em Florianópolis do que um parque eólico clássico com 21 aerogeradores de  $2MW$  em Fortaleza, onde o comportamento do vento é mais favorável. Esse exemplo sugere que a tecnologia de aerofólios cabeados pode ser economicamente viável em localidades onde a tecnologia convencional baseada em torres não é. Isto é um dado bastante interessante pois tornaria possível a instalação de parques eólicos AWE próximos aos grandes centros de consumo, diminuindo assim os elevados custos das linhas de transmissão e das significativas perdas na transmissão.

## 5.6 CUSTO NIVELADO DA ENERGIA

Esta seção apresenta a análise de custo nivelado para os três parques eólicos estudados, cenários (a), (b) e (c). As características do local de implantação, do sistema analisado, bem como dos fatores de mercado que têm impacto na viabilidade econômica do projeto eólico de Dunas de Paracuru foram descritos na Seção 5.5. O modelo de *LCOE* aqui analisado foi desenvolvido a partir do método de fluxo de caixa descontado apresentado na Seção 5.5.

### 5.6.1 Parâmetros calculados

O custo de investimento  $C_I$  é o custo para o desenvolvimento do projeto. A dívida,  $w_d$ , é a captação de recursos através da Linha de Crédito, que pode ser do BNDES ou de outros órgãos e agências de fomento. O padrão da dívida para equipamentos eólicos é de até 80% do capital investido. O capital próprio,  $w_e$ , são os recursos provenientes dos sócios ou acionistas do projeto. O fator de capacidade  $C_f$ , é a proporção entre a produção de energia efetiva em um período de tempo e a capacidade de geração total neste período. A capacidade instalada  $C_i$  corresponde à capacidade de produção de energia elétrica anualmente. A geração anual de energia,  $Q_n$ , é calculada pela multiplicação da capacidade instalada em MW e o Tempo equivalente anual (em horas).  $PVOM$  é o custo de O&M para as tecnologias WTs e PKs e foram considerados os mesmos, aumentando com o decorrer do tempo. Foram considerados 3 níveis (otimista, realista e pessimista) para a taxa de juros  $t_j$ , para verificar seu impacto no custo nivelado da energia. A taxa de desconto  $d$  permanece constante. A Tabela 17 apresenta as variáveis de entrada.

Tabela 17 – Variáveis de entrada para o cálculo do LCOE.

| Variáveis  | Valores   |
|--|---|
| $C_I$ : custo de investimento por cenário em EUR             | A= 62,303.4, B= 90,702.9 e C= 46,015.1  |
| $w_d$ : dívida   | 63.5 %  |
| $w_e$ : capital próprio                                      | 36.5%   |
| $C_i$ : potência instalada (MW) por cenário                  | A= 42, B= 68 e C= 42  |
| $Q_n$ : quantidade de energia gerada anualmente, por cenário | A= 115,363.7, B= 219,207.8, C= 167,748.2  |
| $PVOM$ : custo de operação e manutenção                      | 1-5 anos = 2% investimento, 6-10 anos = 4% investimento e de 11-20 anos = 5% investimento |
| $t_j$ : taxa de juros  | 8, 12 e 16 %  |
| $d$ : Taxa de desconto                                       | 14.21 %.  |

Fonte: Da pesquisa.

Com as variáveis de entrada da Tabela 17, o modelo de custo nivelado da energia foi configurado no Microsoft Excel para apresentar os dados de saída para o custo nivelado. Utilizando uma taxa de interesse de 8 %, o resultado do custo nivelado da energia para os três cenários de parques investigados são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 – Custo nivelado da energia com taxa de juros de 8% .

| cenários | Custo do ciclo de vida total (EUR) | LCOE (EUR/MWh) |
|----------|------------------------------------|----------------|
| A        | 66 925 344.22                      | 75.19          |
| B        | 97 431 654.53                      | 58.51          |
| C        | 49 428 704.31                      | 38.35          |

Fonte: Da pesquisa.

O LCOE corresponde ao preço médio da energia que os usuários finais (consumidores) de energia elétrica deverão pagar ao investidor do projeto (produtor de energia).

### 5.6.2 Fatores que poderão afetar o custo nivelado da energia no futuro

É importante notar que o custo nivelado de energia depende de vários fatores, alguns definidos pelo mercado, outros por políticas governamentais, e outros são de difícil caracterização de forma precisa, como por exemplo as condições de vento. Logo, faz-se necessário conhecer a sensibilidade do custo nivelado da energia em relação a esses fatores. A seguir, lista-se cinco fatores ligados ao mercado e políticas públicas:

\* **MACRS:** O *Modified Accelerated Cost Recovery System* é uma medida de incentivo de 5 anos que permite depreciar metade do valor total do parque no primeiro ano para efeito de dedução fiscal. A depreciação é um aspecto tributário que facilita um maior investimento em energias renováveis e proporciona para os consumidores finais um custo de energia mais baixo. A expiração

deste incentivo, por exemplo, pode aumentar o custo nivelado da energia.

- \* **Incentivos Estaduais:** Alguns estados brasileiros oferecem incentivos estaduais para o desenvolvimento de energias renováveis, tais como isenção de impostos sobre a propriedade e incentivos ao ICMS - Imposto sobre operações relacionadas a circulação de mercadorias e sobre a prestação de serviços de transportes interestadual, intermunicipal e de comunicação. A expiração do incentivo sobre a propriedade poderá acarretar um crescimento do custo da energia, e o ICMS é um imposto que afeta diretamente o consumidor final, pois é cobrado no consumo. Quanto maior for a taxa, maior o custo da energia.
- \* **Taxa de juros:** Os incentivos ao desenvolvimento de energias renováveis permitiram o acesso dos investidores a investimentos e capital de baixo custo, atribuídos a um ambiente de baixa taxa de juros como incentivo ao setor. No entanto, se as taxas de juros de longo prazo seguirem os altos níveis da taxa selic praticada nos últimos anos, estes empreendimentos eólicos não terão um financiamento favorável ao desenvolvimento do projeto, podendo inviabiliza-lo.
- \* **Incentivos Federais:** Uma redução das taxas fiscais (PIS/PASEP e COFINS) produziria uma taxa interna de retorno (TIR) mais favorável e induziria uma queda no LCOE.
- \* **Custo de investimento:** O custo de investimento poderá ser reduzido uma vez que o sistema *Pumping Kite* se tornar um produto de mercado. Esta redução de custo do sistema de geração, provocada pela produção em série das unidades e pela concorrência no mercado, trará uma queda no custo da energia. Além disso, acredita-se que os cálculos aqui efetuados consideram valores superestimados das unidades.

### 5.6.3 Análise de sensibilidade dos parametros

Nesta seção apresenta-se a análise de sensibilidade em relação à variação do preço da energia elétrica e da taxa de juros para os três cenários de parques eólicos investigados neste trabalho. A análise de sensibilidade foi realizada considerando-se diferentes cenários de juros: otimista, real e pessimista.

O cenário otimista foi conduzido a partir de uma situação econômica favorável ao Brasil, com uma taxa de juros de 8% ao ano, o cenário real investigado é conduzido a uma taxa de juros de 12% ao ano, próximo à taxa selic atual, e o cenário pessimista representa a pior condição de análise, com taxa de 16% ao ano. A Tabela 19 apresenta o resultado do cálculo do custo nivelado para os três cenários de parques e de juros.

Tabela 19 – Custo nivelado da energia - LCOE (EUR/MWh).

| Taxa de juros | Otimista | Real   | Pessimista |
|---------------|----------|--------|------------|
| Parques       | LCOE     |        |            |
| a             | 75.19    | 102.09 | 132.30     |
| b             | 58.51    | 79.38  | 102.69     |
| c             | 38.35    | 51.87  | 67.10      |

Fonte: Da pesquisa.

Note que o LCOE representa o custo da energia pago pelo consumidor, enquanto a TIR representa a taxa de retorno do investimento. Assim, quanto menor o LCOE, melhor para o consumidor. No entanto, o investimento deve ser rentável para o investidor e isto pode ser verificado calculando-se a TIR para o valor encontrado de LCOE. Quando o valor do custo nivelado da energia do cenário otimista é aplicado ao modelo, observa-se que todos os cenários investigados (parques (a), (b) e (c) apresentam-se como um empreendimento economicamente atrativo para o seu desenvolvimento ( $TIR \leq Benchmark$ ), como mostra a Tabela 20.

Tabela 20 – Cálculo da taxa interna de retorno do investimento considerando o Custo nivelado da energia como entrada.

| Taxa de juros |           | Otimista |
|---------------|-----------|----------|
| Parques       | Benchmark | TIR      |
| a             |           | 13.36%   |
| b             | 12.38%    | 13.18%   |
| c             |           | 12.60%   |

Fonte: Da pesquisa.

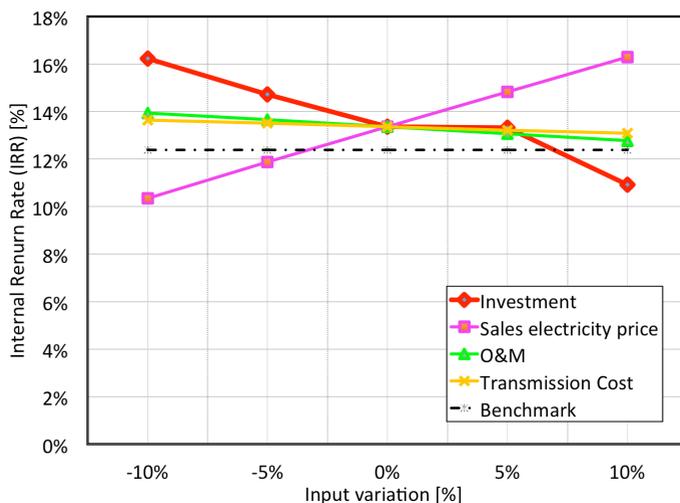
Note na Tabela 19 que o aumento da taxa de juros provoca um aumento no custo nivelado de energia. Além disso, os parques (a) e (c), que possuem o mesmo número de máquinas e mesma potência nominal, apresentam custos nivelados bastante diferentes. Em particular, para o parque eólico no (cenário A) ser economicamente viável, com uma TIR = 13.36% a.a., o custo nivelado da energia deve ser de 75.19 EUR/MWh, muito superior e quase o dobro que o negociado no (Cenário C), com uma TIR igual à 12.60% a.a e o custo nivelado da energia de 38.35 EUR/MWh. Também pode ser observado que o LCOE do parque no (cenário B), com cenário otimista de juros, e parque (c) com cenário otimista e real de juros, se apresentou inferior ao preço de venda da energia elétrica analisado no Seção 5.5 com taxa de juros de 7.6% a.a. e apresentado na Tabela 14. O parque eólico dedicado à tecnologia AWE com PK, (cenário C), demonstrou ser mais vantajoso do ponto de vista de apresentar um maior fator de capacidade e potente gerar uma quantidade de energia mais expressiva, além de menor custo de geração menor.

O parque eólico híbrido, (cenário B), se apresenta como uma alternativa interessante para melhorar o fator de capacidade dos parques com turbinas convencionais, reduzindo o custo nivelado de energia e ainda se mostrando economicamente viável. Observa-se que o parque no (cenário B) consiste do parque no cenário A com a adição de 13 unidades PKs. Assim, além de utilizar a estrutura já existente do parque,

como linhas de transmissão e terreno, este parque híbrido apresentou-se como um empreendimento economicamente atrativo e com o LCOE baixo. Isso se deve ao fato dos PKs aumentarem significativamente o fator de capacidade do parque.

A análise de sensibilidade para o cenário otimista dos três parques eólicos é apresentada nas Figuras 43, 44 e 45.

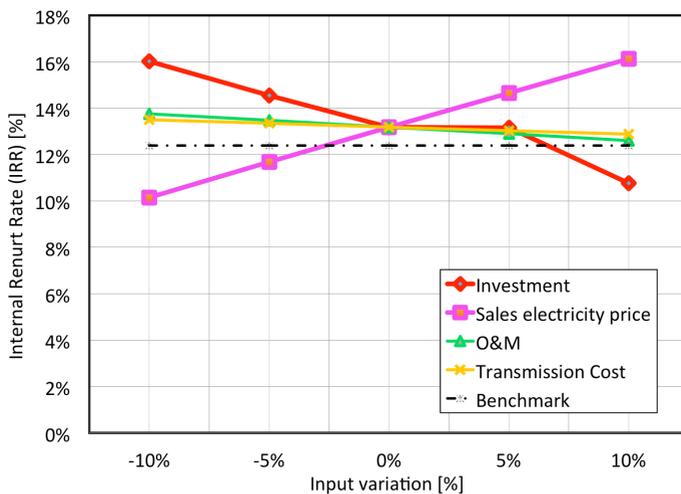
Figura 43 – Análise de sensibilidade para o cenário A.



Fonte: Da pesquisa.

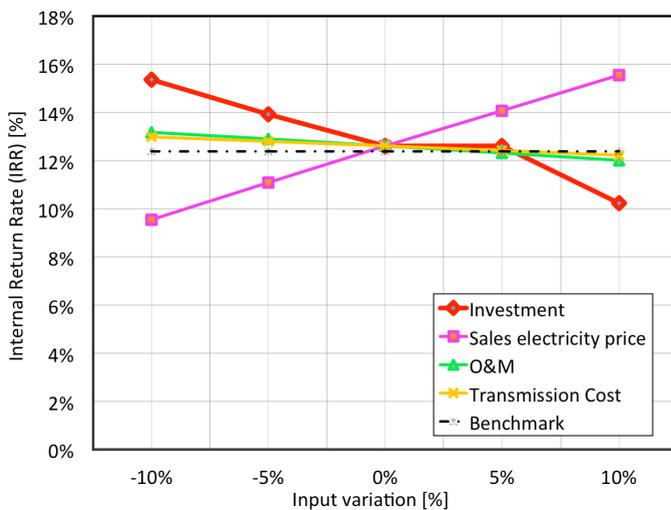
Os parâmetros que tiveram seus dados variados em (+) ou (-) 10% foram o Investimento, o preço de venda da energia, o Custo de O&M e o custo de transmissão. Observa-se que todos os cenários de parques eólicos investigados Figuras, 43, 44 e 45, apresentam-se atrativos ao investimento. Para os parques eólicos se tornarem inviáveis economicamente em todos os cenários tem que ocorrer um acréscimo de aproximadamente 6% no investimento do projeto, ou redução no preço da energia elétrica a partir de -3% para os cenários A e B e a partir de -1% para o cenário C, ou mesmo um aumento em torno de 7% no custo de transmissão ou aumento de 4% no custo de O&M para

Figura 44 – Análise de sensibilidade para o cenário B.



Fonte: Da pesquisa.

Figura 45 – Análise de sensibilidade para o cenário C.



Fonte: Da pesquisa.

o cenário C.

Os resultados da análise de custo nivelado realimentam o modelo de análise econômica que é baseado na Taxa Interna de Retorno (TIR), como indicado na Tabela 20. Na análise de sensibilidade apresentada nas Figuras 43, 44 e 45, o ponto correspondente à 0% de variação é aquele indicado na coluna otimista da tabela 20. Estes resultados sugerem vantagens econômicas de um sistema *Pumping Kite* em grande escala de geração de energia elétrica, quando comparado com a tecnologia de turbinas eólicas convencionais de eixo horizontal. Isso é verdadeiro mesmo se os *Pumping Kites* são usados em conjunto com as tradicionais turbinas eólicas em um parque eólico híbrido, ou no caso de parques dedicados a *Pumping Kites*. A razão para isso é principalmente um maior fator de capacidade de *Pumping Kite* e custos de transporte e montagem muito mais baixos, quando comparados com as respectivas turbinas eólicas.

## 5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Para ilustrar o modelo de análise proposto neste trabalho considerou-se neste capítulo três cenários distintos de parques eólicos: um parque eólico já existente nas proximidades de Fortaleza que utiliza a tecnologia clássica de aerogeradores baseada em torres, um parque hipotético no mesmo local, que utiliza aerogeradores com aerofólios cabeados de mesma potência nominal do primeiro e finalmente um parque híbrido onde aerogeradores baseados em aerofólios cabeados foram adicionados ao parque convencional descrito no primeiro cenário. O estudo desses cenários mostrou claramente que a tecnologia de aerofólios cabeados tem enorme potencial para a produção de energia elétrica com custos bem inferiores aos da tecnologia clássica baseada em torres. Isto se deve não apenas pelos menores investimentos que a tecnologia requer, mas também pela maior geração de energia que essa tecnologia obtém por operar em altitudes maiores onde o vento é mais frequente e forte. O estudo mostrou também que localidades, como Florianópolis por exem-

plo, onde os ventos em baixa altitude não são suficientes para viabilizar a instalação de um parque eólico clássico, podem apresentar ventos suficientes em altitudes maiores que justificam a viabilidade econômica de parques com aerofólios cabeados. Esse é um fato bastante relevante pelos motivos apresentados na contextualização do trabalho no Capítulo 1. As conclusões gerais do trabalho, as contribuições e sugestões de trabalhos futuros são apresentadas no próximo capítulo.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo serão apresentadas as considerações finais do estudo, obtidas após as análises dos resultados e discussões dos dados, bem como as contribuições do estudo e recomendações para estudos futuros.

O objetivo desta tese foi desenvolver um modelo que possa identificar as condições que determinam a viabilidade econômica de um projeto de geração de energia com uso de aerogeradores clássicos e uma nova tecnologia baseada em aerofólios cabeados.

Para se atingir esse objetivo foi proposta um modelo que consiste em separar o problema em etapas. Primeiro levanta-se o modelo de vento nas localidades de interesse baseado em dados de medição do vento disponíveis para essas localidades. Em seguida levanta-se a curva de potência dos parques levando se em conta as características da máquinas de cada parque. Com o modelo de vento e as características da curva de potência obteu-se a potência média anual de cada parque e o seu respectivo fator de capacidade. Finalmente, a análise de viabilidade econômica e o custo nivelado da energia são obtidos para cada parque.

Para ilustrar o modelo proposto foi analisada a viabilidade econômica em Fortaleza e Florianópolis e o custo nivelado de energia de parques eólicos em Fortaleza. Os parques considerados são de três tipos: (a) parque eólico clássico com 21 turbinas (WT) de 2 MW de eixo horizontal com 3 lâminas; (b) parque eólico híbrido com 21 turbinas convencionais (WT), como no caso (a), e 13 unidades geradoras de 2 MW com aerofólio cabeado flexível operando em pumping kite (PK). A área dos aerofólios corresponde à área de 3 lâminas de uma WT e as mesmas curvas aerodinâmicas para os coeficientes de sustentação e arrasto são consideradas para as unidades WT e PK. (c) parque eólico AWE com 21 unidades geradoras de 2 MW com aerofólio cabeado

operando em pumping kite (PK) e idênticas ao caso (b).

A fim de tornar o trabalho o mais auto-contido possível, no Capítulo 2 apresentou-se características e detalhes de funcionamento da tecnologia de exploração da energia eólica com aerofólios cabeados. A ideia com o desenvolvimento desta tecnologia é gerar energia elétrica explorando a força dos ventos em altitudes elevadas sem a necessidade de grandes torres e aerogeradores, reduzindo assim, os custos de construção, transporte e instalação das unidades geradoras. Além de levar à uma redução nos custos de transporte e montagem de um parque eólico, os aerofólios cabeados conseguem operar em altitudes elevadas, onde o vento é mais forte e mais frequente, o que aumenta o potencial energético do parque e permite a instalação de parques em localidades onde a tecnologia clássica não é economicamente viável devido à ausência de ventos suficientes em baixa altitude.

O Capítulo 4 apresentou o modelo de análise proposto em detalhes. Neste trabalho adotou-se um modelo logarítmico para o perfil de velocidade do vento em função da altitude. Os parâmetros desse modelo são ajustados com dados de medidas de vento na localidade desejada usando o método de mínimo quadrados. Para maximizar a extração de potência do vento, a condição de operação das máquinas é otimizada, tanto para os aerogeradores convencionais quanto para os que utilizam aerofólios cabeados. A otimização de cada tipo de máquina requer estratégias diferentes, discutidas no Capítulo 4. Com a curva de potência das máquinas e o modelo de vento a potência média, o fator de capacidade e a geração de energia anual do parque podem ser calculados de maneira simples, abrindo caminho para a realização da análise de viabilidade econômica e de custo nivelado da energia do parque. A análise econômica e o custo nivelado são aspectos complementares. Enquanto o custo nivelado (LCOE) representa o custo da energia pago pelo consumidor, a taxa interna de retorno (TIR) usada no estudo de viabilidade econômica representa a taxa de retorno do investimento. Assim, quanto menor o custo nivelado da energia, melhor para o consumidor. No entanto, o investimento deve ser rentável para

o investidor e isto pode ser verificado calculando-se a TIR para o valor encontrado de custo nivelado da energia. Esses aspectos são ilustrados no Capítulo 5 considerando-se os três tipos de parques mencionados anteriormente.

A análise econômica foi feita considerando a geração de energia elétrica em três tipos de parques eólicos que utilizam turbinas eólicas convencionais e aerofólios cabeados. Ao analisar a TIR dos projetos, os resultados mostram que os parques eólicos que usam *Pumping Kites* têm um retorno melhor quando comparado com as tradicionais turbinas eólicas. Isso é verificado mesmo se os *Pumping Kites* são usados em conjunto com as tradicionais turbinas eólicas em um parque eólico híbrido, ou no caso de parques com *Pumping Kite* dedicados. Isso acontece devido a um maior fator de capacidade de *Pumping Kite* e custos de transporte e montagem muito mais baixos, quando comparados com as respectivas turbinas eólicas. Outros resultados revelam que os *Pumping Kites* podem ser atraentes em locais onde as turbinas eólicas tradicionais são economicamente inviáveis.

Na etapa de análise de custo nivelado da energia constatou-se que o preço atribuído à energia, de 65.49 EUR/MWh, não reflete o verdadeiro custo da energia eólica produzida. Com uma estimativa de custo do sistema utilizando uma taxa de interesse otimista de 8% e uma taxa real, próximo à taxa selic, de 12% ao ano, os resultados do LCOE mostram que, para o cenário C, o preço da energia produzida deveria ser inferior ao atribuído na análise econômica. O mesmo acontece para a análise otimista no cenário B. Já no caso Real do cenário B, a energia produzida teria um custo maior, sendo que o mesmo se reflete para o cenário A com a análise otimista e real. Para o cenário pessimista, com uma taxa de interesse de 16% ao ano, o preço da energia ficaria muito alto para o consumidor.

## 6.1 CONCLUSÕES DA PESQUISA

A principal contribuição deste trabalho é a proposta de um modelo para identificar as condições que determinam a viabilidade econômica de um projeto de geração de energia com uso de aerogeradores clássicos e uma nova tecnologia baseada em aerofólios cabeados. Para ilustrar a aplicação do modelo, estudos de caso foram realizados e alguns aspectos encontrados nessa análise podem ajudar no desenvolvimento da tecnologia de aerofólios cabeados. Esses aspectos, detalhados a seguir, podem ser também considerados como contribuição do trabalho.

Dado que as características de vento afetam fortemente os resultados, é importante ressaltar que uma das dificuldades encontradas para a construção de histogramas mais realistas é a falta de base de dados sobre velocidade de ventos em altitudes acima de 100 metros, principalmente em localidades onde o vento em baixas altitudes é fraco. Como essas localidades não são interessantes para a tecnologia de aerogeradores clássicos, e a tecnologia de aerofólios cabeados poderia ser empregada nessas localidades desde que os ventos em altitudes mais elevadas justificassem o empreendimento, a escassez de dados de vento constituiu um empecilho para se produzir resultados com menor grau de incerteza. Este fato aponta para a necessidade de se desenvolver sistemas de medição de ventos, na faixa de 100 a 600 mts de altura, que possam ser empregados na caracterização de localidades com perfil de vento adequado ao uso da tecnologia de aerofólios cabeados.

Uma consideração a ser feita sobre os resultados da análise econômica dos parques estudados nesse trabalho é que eles sugerem vantagens econômicas de um sistema *Pumping Kite* em grande escala de geração de energia elétrica. Além disso, os resultados mostram que, no caso de um parque eólico híbrido, (cenário B), também foi aumentada a viabilidade econômica. Isso se deve ao fato da inserção das unidades de *Pumping Kites* à configuração do parque, proporcionando um aumento no fator de capacidade e na geração anual de energia a um

custo relativamente menor.

Os resultados mostram que o parque eólico que usa Turbinas eólicas tem uma TIR muito inferior quando comparado com os parques que utilizam *pumping kite*. A TIR desse parque, (cenário A), quando comparada ao valor de referência (*benchmark*), não apresenta atratividade para o seu desenvolvimento. Uma informação importante obtida através da análise econômica é o entendimento de que, a inserção de unidades de *pumping kite* em alguns parques eólicos já existentes, proporcionariam uma geração de energia maior, utilizando o mesmo espaço de terra, com uma provável melhora nos resultados econômicos do parque.

Os resultados da análise de custo nivelado mostram que o aumento da taxa de juros provoca um aumento no custo nivelado de energia. Considerando um parque somente com Turbinas eólicas (cenário A) e outro somente com *Pumping Kites* (cenário C), ambas com 21 unidades de 2MW na cidade de Fortaleza, Brasil, os resultados mostram que, para o parque eólico do cenário A ser economicamente viável com uma TIR = 13.36% a.a, o custo nivelado da energia deveria ser de 75.19 EUR/MWh, muito superior, ao negociado no (Cenário C), com uma TIR igual à 12.60% a.a e o custo nivelado da energia de 38.35 EUR/MWh.

Estes resultados sugerem que é interessante investir na tecnologia de geração de energia elétrica com uso de aerofólios cabeados pois obtém-se melhores benefícios econômicos com relação à atual tecnologia eólica clássica, devido principalmente a custos menores de instalação e manutenção do parque.

Uma observação final é que os custos do sistema *Pumping Kite* utilizados neste trabalho foram obtidos dos resultados de (HEILMANN, 2012) e indicados nas Tabelas 12 e 13. Como a tecnologia de aerofólios cabeados está em pleno desenvolvimento, muitos progressos foram feitos desde 2012, ano de publicação desta referência. Acredita-se que os primeiros produtos de mercado dessa tecnologia devem surgir em

breve e que os preços destes produtos tendem a decrescer à medida em que ocorra fabricação em escala. Outro ponto a ser observado é que o aerofólio considerado em (HEILMANN, 2012) é uma asa semi-rígida de fibra de carbono de custo relativamente alto quando comparada a uma asa do tipo utilizada em kitesurfe ou parapente. Por outro lado, essas asas, flexíveis, tendem a ter uma eficiência aerodinâmica menor que as semi-rígidas ou rígidas.

Outro ponto interessante a favor da tecnologia de aerofólios cabeados é o fato de poder se explorar ventos em altitudes mais elevadas onde o vento é mais forte e mais frequente. Como sugerido no capítulo 5, esta tecnologia permite o projeto de parques com uma oferta de energia mais duradoura ao longo do tempo. Apresentando baixa oferta de energia apenas em períodos menores de tempo, esses parques podem diminuir a necessidade de armazenamento de energia e o uso de fontes não renováveis para suprir a demanda de energia nos períodos de ventos insuficientes. Esse aspecto intermitente das fontes de energias renováveis tem sido motivo de muito estudo que transcende o escopo desse trabalho.

## Propostas de Trabalhos Futuros

Com base nas considerações feitas anteriormente pode-se listar os seguintes tópicos para pesquisas futuras:

- i) Um dos pontos mais críticos na análise econômica efetuada foi a falta de dados anuais de velocidade de vento em altitudes elevadas (acima de 100 m) em localidades de interesse. A possibilidade de instalação de parques eólicos com aerofólios cabeados próximos aos grandes centros de consumo poderia representar uma enorme redução de custos com instalação de linhas de transmissão, além da redução nos custos com perdas de transmissão, que são bastante elevadas. Esses aspectos teriam um grande impacto na análise econômica de um parque e, nessa direção, através deste

estudo constatou-se a necessidade de investimento em estações de medição de vento em altitudes elevadas em localidades com potencial para instalação de um parque com aerofólios cabeados.

- ii) Como a tecnologia de aerofólios cabeados está em pleno desenvolvimento e evoluiu muito nesses últimos anos, seria interessante rever os custos sugeridos em (HEILMANN, 2012), que serviram de base para a análise econômica realizada neste trabalho. Vários detalhes construtivos dos dispositivos envolvidos nessa tecnologia são melhores conhecidos agora, tanto em nível dos aerofólios como das unidades de geração e dos sistemas de pouso e decolagem. A dificuldade dos estudos nessa direção é que muitos detalhes dessa tecnologia ainda são sigilosos.
- iii) A metodologia de análise econômica desenvolvida neste trabalho teve como foco parques eólicos híbridos ou dedicados envolvendo a tecnologia de aerofólios cabeados e conectados ao sistema nacional de energia. Um ponto interessante para futuros trabalhos seria analisar a viabilidade econômica de unidades de geração de energia com aerofólios cabeados não-conectadas ao sistema nacional, que visam atender a demanda de energia de localidades isoladas.

No âmbito desta tese, foram publicados os documentos indicados a seguir como as primeiras contribuições. O primeiro documento trata da análise econômica apresentada em detalhes no Capítulo 5. O segundo documento traz uma análise bibliométrica da literatura científica e também das patentes. Parte deste estudo é detalhado no Capítulo 3.2.1. O terceiro documento traz um panorama da energia eólica mundial e no Brasil e apresenta a estrutura política funcional do setor elétrico brasileiro, bem como o programa de incentivo às fontes alternativas de energia. Finalmente, o quarto documento apresenta a tecnologia de geração de energia elétrica com uso de aerofólios cabeados, explica o princípio de operação do sistema e apresenta alguns protótipos desenvolvidos por empresas e universidades. Partes destes

dois estudos estão detalhados no Capítulo 1. Uma contribuição ainda não publicada sobre a análise de custo nivelado é apresentada na seção 5.6 no Capítulo 5. Este resultado será submetido à publicação em breve.

1. LELLIS, M. D.; MENDONÇA, A. K.; SARAIVA, R.; TROFINO, A.; LEZANA, Á. Electric power generation in wind farms with pumping kites: An economical analysis. *Renewable Energy*, volume 86, p. 163 - 172, fevereiro de 2016.
  2. MENDONÇA, A. K.; VAZ, C. R.; LEZANA, Á.; ANACLETO, C.; PALADINI, E. Comparing Patent and Scientific Literature in Airborne Wind Energy. *Sustainability*, volume 9, p. 915, maio de 2017.
  3. MENDONÇA, A. K.; LEZANA, Á. Inovação tecnológica na Geração de Energia Eólica com uso de Aerofólios Cabeados. *Empreendedorismo, Inovação e Sustentabilidade: origem, evolução e tendências - organizadores, Álvaro Guillermo Rojas Lezana Anny Key de Souza Mendonça, Caroline Rodrigues Vaz, Maurício Uriona Maldonado*. 1ed., p. 356 - 380, *Dados eletrônicos*, Florianópolis: UFSC, 2017.
  4. ULIAN, C.L.; MENDONÇA, A. K.; LEUSIN, M.E.; URIONA MALDONADO, M.; LEZANA, Á. Panorama da Energia Eólica: contexto brasileiro. *Empreendedorismo, Inovação e Sustentabilidade: origem, evolução e tendências - organizadores, Álvaro Guillermo Rojas Lezana Anny Key de Souza Mendonça, Caroline Rodrigues Vaz, Maurício Uriona Maldonado*. 1ed., p. 233 - 253, *Dados eletrônicos*, Florianópolis: UFSC, 2017.
-

# Referências

ADARAMOLA, M. S.; OYEWOLA, O. M.; PAUL, S. S. Technical and economic assessment of hybrid energy systems in south-west nigeria. *Energy Exploration & Exploitation*, v. 30, n. 4, p. 533–552, 2012. 75

ADARAMOLA, M. S.; PAUL, S. S.; OYEWOLA, O. M. Assessment of decentralized hybrid pv solar-diesel power system for applications in northern part of nigeria. *Energy for Sustainable Development*, v. 19, n. 6, p. 71–82, 2014. 76

AHMED, M.; HABLY, A.; BACHA, S. High altitude wind power systems: A survey on flexible power kites. In: *20th International Conference on Electrical Machines*. Marseille, France: -, 2012. p. 2083–2089. 51

AHRENS, U.; DIEHL, M.; SCHMEHL, R. (Ed.). *Airborne Wind Energy*. London: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014. ISBN 978-3-642-39964-0. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-39965-7>>. 45

ALTAEROS. *Clean Energy*. -, 2015. Disponível em: <<http://www.altaaerosenergies.com/energy.html>/[AcessadoOnlineem11deabrilde2016]>. 59

ANEEL. *Capacidade de Geração do Brasil*. Brasil, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>/[AcessadoOnlineem10demaiode2017]>. 29

AQUILA, G.; ROCHA, L. C. S.; JUNIOR, P. R.; PAMPLONA, E. d. O.; QUEIROZ, A. R.; PAIVA, A. P. Wind power generation: An impact analysis of incentive strategies for cleaner energy provision in brazil. *Journal of Cleaner Production*, n. 137, p. 1100 – 1108, August 2 2016. ISSN 0959-6526. 71

ARCHER, C. L. An introduction to meteorology for airborne wind energy. In: AHRENS, U.; DIEHL, M.; SCHMEHL, R. (Ed.). *Airborne Wind Energy*. London: Springer, 2014. cap. 5, p. 81–94. 88, 96

ARCHER, C. L.; CALDEIRA, K. Atlas of high altitude wind power. n. June, 2008. 43, 44

ARCHER, C. L.; DELLE, M. L.; RIFE, D. L. Airborne wind energy: Optimal locations and variability. *Renewable Energy*, Elsevier Ltd, Verlag Berlin Heidelberg, v. 64, p. 180–186, abr. 2014. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/S0960148113005752>>. 65

ARGATOV, I.; RAUTAKORPI, P.; SILVENNOINEN, R. Estimation of the mechanical energy output of the kite wind generator. *Renewable Energy*, v. 34, n. 6, p. 1525–1532, 2009. 49, 162

ARGATOV, I.; RAUTAKORPI, P.; SILVENNOINEN, R. Estimation of the mechanical energy output of the kite wind generator. *Renewable Energy*, v. 34, n. 6, p. 1525–1532, jun. 2009. ISSN 09601481. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S096014810800400X>>. 175

ARGATOV, I.; RAUTAKORPI, P.; SILVENNOINEN, R. Apparent wind load effects on the tether of a kite power generator. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Elsevier, v. 99, n. 10, p. 1079–1088, 2011. ISSN 01676105. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0167610511001449>>. 175

ARGATOV, I.; SILVENNOINEN, R. Energy conversion efficiency of the pumping kite wind generator. *Renewable Energy*, v. 35, n. 5, p. 1052–1060, 2010. 49, 162

ARGATOV, I.; SILVENNOINEN, R. Energy conversion efficiency of the pumping kite wind generator. *Renewable Energy*, v. 35, n. 5, p. 1052–1060, 2010. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148109004017>>. 175

ARSHAD, M.; OKELLY, B. C. Offshore wind-turbine structures: a review. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers*, v. 166, p. 139–152, 2013. 75

ASTARIZ, S.; PEREZ-COLLAZO, C.; ABANADES, J.; IGLESIAS, G. Co-located wave-wind farms: Economic assessment as a function of layout. *Renewable Energy*, n. 83, p. 837–849, 2015. ISSN 0960-1481. 76

BAGIORGAS, H. S.; GIOULI, M.; REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L. M. Weibull parameters estimation using four different methods and most energy-carrying wind speed analysis. *International Journal Of Green Energy*, v. 8, n. 5, p. 529–554, 2011. ISSN 1543-5075. 65

- BANESHI, M.; HADIANFARD, F. Techno-economic feasibility of hybrid diesel/pv/wind/battery electricity generation systems for non-residential large electricity consumers under southern iran climate conditions. *Energy Conversion and Management*, v. 127, p. 233–244, 2016. ISSN 0196-8904. 72
- BEEGUM, S. N.; MOORTHY, K. K.; BABU, S. S.; REDDY, R. R.; GOPAL, K. R. Large scale modulations of spectral aerosol optical depths by atmospheric planetary waves. *Geophysical Research Letters*, v. 36, FEB 6 2009. ISSN 0094-8276. 65
- BERRADA, A.; LOUDIYI, K.; ZORKANI, I. Profitability, risk, and financial modeling of energy storage in residential and large scale applications. *Energy*, v. 119, p. 94–109, 2017. ISSN 0360-5442. 71
- BIVONA, S.; BURLON, R.; LEONE, C. Hourly wind speed analysis in sicily. *Renewable Energy*, v. 28, n. 9, p. 1371–1385, JUL 2003. ISSN 0960-1481. 65
- BNDES. *Validation Report – Dunas de Paracuru Wind Farm*. 2012. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br>>. 117
- BOARD, U. C. E. *Guidelines on the Assessment of Investment Analysis – EB 62 Report, Annex 5*. 2011. 100
- BRIGHAM, E. F.; GAPENSKI, L. C.; EHRHARDT, M. C. *Administração financeira: teoria e prática*. : São Paulo, BR: Atlas, 2001. 70
- BRUNI, A. L.; FAMA, R. Eficiência, previsibilidade dos preços e anomalias em mercados de capitais: teoria e evidências. *REGE - Revista de Gestão*, v. 1, 1998. Disponível em: <<http://www.regeusp.com.br/arquivos/c7-Art7.pdf>>. 70
- BRYAN, W. R.; DAVID, H. S.; KEN, C.; ELIZABETH, C. M.; DAVID, G. E.; ALBERT, J. G.; JONATHAN, F. F. Harnessing high-altitude wind power. *IEEE Transactions On Energy Conversion*, v. 22, n. 1, p. 136–144, 2007. 60
- BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. Wind energy handbook. In: . -: [s.n.], 2002. v. 2nd ed. 63
- CABELLO, M.; ORZA, J. A. G. Wind speed analysis in the province of alicante, spain. potential for small-scale wind turbines. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 9, p. 3185–3191, DEC 2010. ISSN 1364-0321. 65

CANALE, M.; FAGIANO, L.; IPPOLITO, M.; MILANESE, M. Control of tethered airfoils for a new class of wind energy generator. *45th IEEE Conference on Decision and Control*, San Diego-CA, USA, p. 4020–4026, 2006. 49, 162

CANALE, M.; FAGIANO, L.; MILANESE, M. Kitegen project: control as key technology for a quantum leap in wind energy generators. *2007 American Control Conference*, v. 1-13, n. 6, p. 3522–3528, 2007. 49, 162

CANALE, M.; FAGIANO, L.; MILANESE, M. Power kites for wind energy generation fast predictive control of tethered airfoils. *IEEE Control Systems Magazine*, v. 27, n. 6, p. 25–38, 2007. 49, 162

CANALE, M.; FAGIANO, L.; MILANESE, M. High altitude wind energy generation using controlled power kites. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, v. 18, n. 2, p. 279–293, 2010. 49, 162, 173

CHADEGANI, A. A.; SALEHI, H.; YUNUS, M. M.; FARHADI, H.; FOOLADI, M.; FARHADI, M.; EBRAHIM, N. A. A comparison between two main academic literature collections: Web of science and scopus databases. *Asian Social Science*, v. 9, n. 5, p. 18–26, 2013. 83

CHAN, N. L. A.; BRINDLEY, H. E.; EKINS-DAUKES, N. J. Impact of individual atmospheric parameters on cpv system power, energy yield and cost of energy. *Progress in Photovoltaics*, v. 22, n. 10, p. 1080–1095, Oct 2014. ISSN 1062-7995. 103

CHANG, T. P. Performance comparison of six numerical methods in estimating weibull parameters for wind energy application. *Applied Energy*, n. 88, p. 272–282, 2011. 64

CHERUBINI, A.; PAPINI, A.; VERTECHY, R.; FONTANA, M. Airborne wind energy systems: A review of the technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, n. 51, p. 1461–1476, 2015. 29, 49, 50, 51, 52, 54, 55, 60, 61

COPELAND, T. E. *Financial Theory and Corporate Policy*. Boston: [s.n.], 2005. 101

DIAF, S.; NOTTON, G. Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in southern algeria. *Renewable and Sustainable Energy Review*, n. 23, p. 379–390, 2013. ISSN 1364-0321. 64

- DIAF, S.; NOTTON, G.; BELHAMEL, M.; HADDADI, M.; LOUCHE, A. Design and techno-economical optimization for hybrid pv/wind system under various meteorological conditions. *Applied Energy*, n. 85, p. 968–987, 2008. ISSN 0306-2619. 75
- DIEHL, M. *Real-Time Optimization for Large Scale Nonlinear Processes*. Tese (Doutorado) — Ruprecht-Karls-Universität, Heidelberg, Germany, 2001. 49, 162
- DU, H.; LI, N.; BROWN, M. A.; PENG, Y.; SHUAI, Y. A bibliographic analysis of recent solar energy literatures: The expansion and evolution of a research field. *Renewable Energy*, v. 66, p. 696 – 706, 2014. 81
- DUFO-LÓPEZ, R.; CRISTÓBAL-MONREAL, I. R.; YUSTA, J. M. Optimisation of pv-wind-diesel-battery stand-alone systems to minimise cost and maximise human development index and job creation. *Renewable Energy*, n. 94, p. 280–293, 2016. ISSN 0960-1481. 77
- DUFO-LÓPEZ, R.; PÉREZ-CEBOLLADA, E.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L.; MARTÍNEZ-RUIZ, I. Optimisation of energy supply at off-grid healthcare facilities using monte carlo simulation. *Energy Conversion and Management*, n. 113, p. 321–330, 2016. ISSN 00196-8904. 77
- ECK, N. J. V.; WALTMAN, L. Software survey: Vosviewer, a computer program for bibliometric mapping. *Scientometrics*, v. 84, n. 2, p. 523 – 538, 2015. 83
- FAGIANO, L. *Control of Tethered Airfoils for High-Altitude Wind Energy Generation*. Tese (Doutorado) — Politecnico di Torino, Torino, Italy, 2009. Disponível em: <[www.jobymotors.com/public/img/media/fagiano.pdf](http://www.jobymotors.com/public/img/media/fagiano.pdf)>. 29, 43, 63, 64, 88, 98
- FAGIANO, L.; HUYNH, K.; BAMIEH, B.; KHAMMASH, M. On sensor fusion for airborne wind energy systems. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, v. 22, n. 3, p. 930–943, 2014. 174
- FAGIANO, L.; MILANESE, M. Airborne wind energy: an overview. In: *American Control Conference*. Montreal, Canada: IEEE, 2012. p. 3132–3143. ISBN 9781457710964. Disponível em: <[http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs/\\_all.jsp?arnumber=6314801](http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs/_all.jsp?arnumber=6314801)>. 60, 61, 171
- FAGIANO, L.; MILANESE, M.; PIGA, D. High-altitude wind power generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 25, n. 1, p. 168–180, 2010. Disponível em: <[http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs/\\_all.jsp?arnumber=5350676](http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs/_all.jsp?arnumber=5350676)>. 43, 47, 48

FAGIANO, L.; MILANESE, M.; PIGA, D. High-altitude wind power generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 25, n. 1, p. 168 – 180, 2010. Disponível em: <<http://www.dariopiga.com/Papers/Journal/TECKite2010.pdf>>. 48, 49, 162, 174

FAGIANO, L.; MILANESE, M.; PIGA, D. Optimization of airborne wind energy generators. *International Journal of Robust and Nonlinear Control*, v. 22, n. 18, p. 2055–2083, 2012. Disponível em: <<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/rnc.1808/full>>. 63, 65, 174

FAGIANO, L.; MILANESE, M.; RAZZA, V.; BONANSONE, M. High-altitude wind energy for sustainable marine transportation. *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, v. 13, n. 2, p. 781–791, 2012. 175

FAGIANO, L.; NOVARA, C. Automatic crosswind flight of tethered wings for airborne wind energy: a direct data-driven approach. In: *19th IFAC World Congress*. Cape Town, South Africa: IFAC, 2014. p. 4927–4932. ISBN 2009252284. 174

FAZENDA, M. da. *Tesouro Nacional de Longo Prazo (NTN-B)*. 2014. Disponível em: <<http://www.tesouro.fazenda.gov.br>>. 101

FECHNER, U.; VLUGT, R. van der; SCHREUDER, E.; SCHMEHL, R. Dynamic model of a pumping kite power system. *Renewable Energy*, v. 83, p. 705–716, NOV 2015. ISSN 0960-1481. 63, 65

FINGERSH, L.; HAND, M.; LAXSON, A. Wind turbine design cost and scaling model. In: *National Renewable Energy Laboratory - NREL*. 1617 Cole Boulevard Golden, Colorado 80401-3393: [s.n.], 2006. p. 1–211. 71

FOLEY, A. M.; LEAHY, P. G.; MARVUGLIA, A.; MCKEOGH, E. J. Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy*, The Boulevard, Langford Lane, Kidlington, Oxford Ox5 1gb, England, v. 37, n. 1, p. 8, 2012. 65

GARFIELD, E.; PUDOVKIN, A. I. The histcite system for mapping and bibliometric analysis of the output of searches using the isi web of knowledge. *Proceedings of the 67th Annual Meeting of the American Society for Information Science and Technology*, 2004. 83

GIL, A. C. *Como Elaborar Projetos de Pesquisa*. 4nd. ed. São Paulo, BR: Atlas, 2002. 79

GROS, S.; ZANON, M.; DIEHL, M. Orbit control for a power generating airfoil based on nonlinear mpc. In: *2012 American Control Conference (ACC)*. [S.l.]: IEEE, 2012. (Proceedings of the American Control Conference), p. 137–142. ISBN 978-1-4577-1096-4. ISSN 0743-1619. 63, 65

GWEC. *Global Wind Energy Outlook - 2014*. Belgium, 2014. Disponível em: <[http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014\\\_WEB.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014\_WEB.pdf)[AcessadoOnlineem11deabrilde2015]>. 28

GWEC. *Global Wind Report ? Annual market update 2015*. 2015. 42

HEILMANN, J. Thesis (MSc), *The Technical and Economic Potential of Airborne Wind Energy*. Países Baixos: Utrecht University, 2012. 71, 115, 116, 141, 142, 143

HEILMANN, J.; HOULE, C. Economics of pumping kite generators. In: AHRENS, U.; DIEHL, M.; SCHMEHL, R. (Ed.). *Airborne Wind Energy*. London: Springer, 2014. cap. 23, p. 271–284. ISBN 978-3-642-39964-0. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-39965-7>>. 97

HIRVONEN, J.; KAYO, G.; HASAN, A.; SIRÉN, K. Zero energy level and economic potential of small-scale building-integrated pv with different heating systems in nordic conditions. *Applied Energy*, p. 255–269, 2016. 77

HOUSKA, B.; DIEHL, M. Optimal control for power generating kites. In: *Proceedings of the European Control Conference 2007*. Kos, Greece: [s.n.], 2007. p. 3560–3567. 53, 54

IEA. *Technology Roadmap: Wind Energy*. Paris, France, 2013. 42

IEA. *Energy and Climate Change - World Energy Outlook Special Report*. Paris, France, 2015. 35, 37, 38, 39, 40, 41

IEA. *World Energy Outlook 2015*. Paris, France, 2015. 35

IEA. *World Energy Trends: Energy Balances of Non-OECD Countries*. Paris, France, 2015. 36, 38, 39

IEA. *Energy Technology Perspectives 2016: Towards Sustainable Urban Energy Systems*. Paris, France, 2016. 28

IEA. *IEA Wind 2015 - Annual Report*. Paris, France, 2016. 42

ILZHOER, A.; HOUSKA, B.; DIEHL, M. Nonlinear mpc of kites under varying wind conditions for a new class of large-scale wind power generators. *International Journal of Robust and Nonlinear Control*, IEEE, v. 17, n. 17, p. 1590–1599, 2007. ISSN 1049-8923. 49, 162

IPCC. *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation Special Report*. [S.l.], 2012. Disponível em: <<http://srren.ipcc-wg3.de/report>>. 28

IPCC. *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. New York, USA: Cambridge University Press, 2014. Disponível em: <[http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc\\_wg3\\_ar5\\_full.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_full.pdf)>. 27

JACOBS, D. Demystification of bibliometrics, scientometrics, informetrics and webometrics. *11th DIS Annual Conference 2010, Richardsbay, University of Zululand, South Africa*, p. 1 – 20, 2010. 81

JARAMILLO, O. A.; BORJA, M. Wind speed analysis in la ventosa, mexico: a bimodal probability distribution case. *Renewable Energy*, v. 29, n. 10, p. 1613–1630, 2004. ISSN 0960-1481. 65

JOBYENERGY. *Airborne Wind Turbines: More Power More Often, For Less*. [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://www.jobyenergy.com/about/>[AcessadoOnlineem22deagostode2016]>. 58, 59

KITEGEN. *KiteGen Research*. Itália, 2016. Disponível em: <<http://www.kitegen.com/en/>[AcessadoOnlineem22deagostode2016]>. 54, 57

KITENERGY. *Automatically controlled wing to harvest high-altitude wind energy*. [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://www.kitenergy.net/technology-2/key-points/>[AcessadoOnlineem22deagostode2016]>. 57

KITEPOWERSYSTEMS. *Kite Power Systems - The Future of Winf Energy*. [S.l.], 2016. Disponível em: <<http://www.kitepowersystems.com/>[AcessadoOnlineem22deagostode2016]>. 53

KNUTAS, A.; HAJIKHANI, A.; SALMINEN, J.; IKONEN, J.; PORRAS, J. Cloud-based bibliometric analysis service for systematic mapping studies. *Proceedings of the 16th International Conference on Computer Systems and Technologies CompSysTech*, p. 184–191, 2015. 83

LEEUWEN, T. V. The application of bibliometric analyses in the evaluation of social science research. who benefits from it, and why it is still feasible. *Scientometrics*, v. 66, n. 1, p. 133 –154, 2006. 83

- LEEUWEN, T. V.; COSTAS, R.; MEDINA, C. C.; VISSER, M. The role of editorial material in bibliometric research performance assessments. *Scientometrics*, v. 95, p. 817 – 826, 2013. 81
- LELLIS, M. D.; MENDONÇA, A. K.; SARAIVA, R.; TROFINO, A.; LEZANA, A. Electric power generation in wind farms with pumping kites: An economical analysis. *Renewable Energy*, v. 86, p. 163–172, 2016. ISSN 0960-1481. 63, 65, 94, 98, 99, 108, 111, 112, 113, 114, 117, 118, 119, 120, 122, 123, 124, 125, 126, 127
- LELLIS, M. D.; SARAIVA, R.; TROFINO, A. *Airborne Wind Energy: Automatic flight test*. Department of Automation and Systems, UFSC: UFSCkite project., 2016. Disponível em: <<http://trofino.das.ufsc.br/en/research/ufskite>>. 57, 58
- LEYDESDORFF, L.; BORNMANN, L.; WAGNER, C. Generating clustered journal maps: an automated system for hierarchical classification. *Scientometrics*, n. 110, p. 1601 – 1614, 2017. 83
- LI, F.; CHEN, P.; YANG, J.; GUAN, L. Guishan off-shore wind power farm interconnection: A real project study. In: *2013 Ieee Pes Asia-Pacific Power And Energy Engineering Conference (APPEEC)*. [S.l.: s.n.], 2013. ISBN 978-1-4799-2522-3. ISSN 2157-4839. 65
- LIMA, L. A.; FILHO, C. R. B. Wind resource evaluation in são joão do cariri (sjc): Paraíba, brazil. *Renewable and Sustainable Energy Review*, n. 16, p. 474–480, 2012. ISSN 1364-0321. 64
- LINTNER, J. The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets. *The Review of Economics and Statistics*, v. 47, n. 1 Feb, 1965. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/1924119>>. 69, 101
- LOPES, P.; BIAZETO, B.; MOREIRA, D. S.; SILVA, D. P. L. Previsão do tempo regional no laboratório master. *XIII Congresso Brasileiro de Meteorologia*, Fortaleza, CE, 2004. 66
- LOYD, M. Crosswind kite power. *Journal of Energy*, v. 4, n. 3, p. 106–111, 1980. 49, 162
- LUCHSINGER, R. H. Pumping cycle kite power. In: AHRENS, U.; DIEHL, M.; SCHMEHL, R. (Ed.). *Airborne Wind Energy*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2014. cap. 3, p. 47–64. 98

LUNNEY, E.; BAN, M.; DUIC, N.; FOLEY, A. A state-of-the-art review and feasibility analysis of high altitude wind power in northern ireland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 68, p. 899–911, 2017. 71

LYNCH, C.; OMAHONY, M. J.; SCULLY, T. Simplified method to derive the kalman filter covariance matrices to predict wind speeds from a nwp model. In: HOWLETT, R. (Ed.). *6TH International Conference On Sustainability In Energy And Buildings*. Cardiff, Wales: Elsevier Ltd, 2014. (Energy Procedia, v. 62), p. 676–685. ISSN 1876-6102. 65

MACHADO, E. *Modelo de análise da influência do Capital Intelectual no sucesso de startups incubadas*. Tese (Doutorado) — Tese Doutorado em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2014. 81

MAHMOUDIAN, B.; MOHAMMADZADEH, M. A spatio-temporal dynamic regression model for extreme wind speeds. *Extremes*, v. 17, n. 2, p. 221–245, JUN 2014. ISSN 1386-1999. 65

MAKANI, P. *Airborne Wind Turbines*. 2014. Disponível em: <<http://www.google.com/makani/>[AcessadoOnlineem22deMaiode2016]>. 58, 59

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. 2nd. ed. Chichester, UK: John Wiley and Sons, 2009. 63, 64, 88, 98

MARKOWITZ, H. Portfolio selection. *The Journal of Finance*, v. 7, n. 1 Mar, 1952. Disponível em: <:<http://www.jstor.org/stable/2975974>>. 69

MARTINEZ-LUENGO, M.; KOLIOS, A.; WANG, L. Structural health monitoring of offshore wind turbines: A review through the statistical pattern recognition paradigm. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 64, p. 91–105, 2016. 78

MENDONÇA, A. K. S.; VAZ, C. R.; LEZANA A. R. G. AND ANACLETO, C. A.; PALADINI, E. P. Comparing patent and scientific literature in airborne wind energy. *Sustainability*, v. 9, p. 915–937, 2017. 54, 57, 82

MISHRA, S. P.; KUMAR, A. Application of brushless excitation system in wind power generation. In: *2015 International Conference On Renewable Energy Research And Applications (ICRERA)*. Palermo,

- Italy: IEEE, 2015. (International Conference on Renewable Energy Research and Applications), p. 104–108. ISSN 2377-6897. 65
- MOREIRA, D. S.; DIAS, P. L. S.; LUCIO, P. S. Sistema de avaliação estatística de modelos numéricos de previsão do tempo. *XIV Congresso Brasileiro de Meteorologia*, Fortaleza, CE, 2006. 66
- MOSSIN, J. Equilibrium in a capital asset market. *Econometrica*, v. 34, n. 4 Oct, 1966. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/1910098>>. 69, 101
- MYHR, A.; BJERKSETER, C.; AGOTNES, A.; NYGAARD, T. A. Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. *Renewable Energy*, v. 66, p. 714–726–111, 2014. 75
- NOAA/ESRL. *Radiosonde Database*. 2014. Disponível em: <<http://www.esrl.noaa.gov/raobs/>>. 97, 125
- NOVARA, C.; FAGIANO, L.; MILANESE, M. Direct feedback control design for nonlinear systems. *Automatica*, v. 49, n. 4, p. 849–860, APR 2013. ISSN 0005-1098. 63, 65
- NOVARA, C.; FAGIANO, L.; MILANESE, M. Direct feedback control design for nonlinear systems. *Automatica*, v. 49, p. 849–860, 2013. 174
- NTS. *Nature Technology Systems*. Germany, 2014. Disponível em: <<http://www..x-wind.de/>.AcessadoOnlineem20demaiode2015>. 54
- OCKELS, W. Laddermill, a novel concept to exploit the energy in the airspace. *Aircraft Design*, v. 4, p. 81–97, 2001. 49, 162
- PAZA, F. deLlano; CALVO-SILVOSA, A.; ANTELO, S. I.; SOARES, I. Energy planning and modern portfolio theory: A review. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, v. 77, p. 636–651, mar 2017. ISSN 1364-0321. 67, 68
- PEREZ, I. A.; GARCIA, M. A.; SANCHEZ, M. L.; TORRE, B. Analysis of height variations of sodar-derived wind speeds in northern Spain. *Journal Of Wind Engineering And Industrial Aerodynamics*, v. 92, n. 10, p. 875–894, AUG 2004. ISSN 0167-6105. 65
- PINTO, J. R. D. *Imposto de Renda, Contribuições administradas pela Secretaria da Receita Federal e Sistema Simples*. 20. ed. Brasília, BR: Coordenação da Edição: Conselho Federal De Contabilidade, 2011. 102

PISHGAR-KOMLEH, S. H.; KEYHANI, A.; SEFEEDPARI, P. Wind speed and power density analysis based on weibull and rayleigh distributions (a case study: Firouzkooch county of iran). *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, v. 42, p. 313–322, feb 2015. ISSN 1364-0321. 65

POORE, R. Alternative design study report: Windpact advanced wind turbine drive train designs study. In: *National Renewable Energy Laboratory - NREL*. 1617 Cole Boulevard Golden, Colorado 80401-3393: NREL, 2002. p. 1–211. 71

PPGEP. *Área de concentração - Gestão de Operações*. 2015. Disponível em: <<http://ppgep.ufsc.br/inteligencia-organizacional/>>. 32

RAJAPAKSHA, K. W. G. D. H.; PERERA, K. Wind speed analysis and energy calculation based on mixture distributions in narakkalliya, sri lanka. *Journal of The National Science Foundation of Sri Lanka*, 47/5 Maitland Place, Colombo, 00000, Sri Lanka, v. 44, n. 4, p. 409–416, 2016. 65

RAZALI, A. M.; SAPUAN, M. S.; IBRAHIM, K.; ZAHARIM, A.; SOPIAN, K. Mapping of annual extreme wind speed analysis from 12 stations in peninsular malaysia. In: FUJITA, H.; SASAKI, J.; GUIZZI, G. (Ed.). Iwate, Japan: -, 2010. (International Conference on System Science and Simulation in Engineering-Proceedings), p. 397+. ISBN 978-960-474-230-1. ISSN 1792-507X. 65

REHMAN, S. Long-term wind speed analysis and detection of its trends using mann-kendall test and linear regression method. *Arabian Journal for Science and Engineering*, v. 38, n. 2, p. 421–437, FEB 2013. ISSN 1319-8025. 65

ROBERTS, B. W.; SHEPARD, D. H.; CALDEIRA, K.; CANNON, M. E.; ECCLES, D. G.; GRENIER, A. J.; FREIDIN, J. F. Harnessing high-altitude wind power. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 22, n. 1, p. 136–144, 2007. ISSN 0885-8969. 49, 162

SARAIVA, R.; LELLIS, M.; TROFINO, A. Passive phase design of a pumping kite wind generator. In: *19th IFAC World Congress*. Cape Town, South Africa: IFAC, 2014. p. 6764–6769. 60

SCHMEHL, R. *Airborne Wind Energy Conference: Book of Abstracts*. Faculty of Aerospace Engineering - Delft University of Technology, Netherlands: Institutional Repository, 2015. ISBN 978-94-6186-486-4. 45, 46

SCHMITZ, M.; MADLENER, R. Economic viability of kite-based wind energy powerplants with caes or hydrogen storage. *Energy Procedia - The 7th International Conference on Applied Energy ? ICAE2015*, v. 75, p. 704 – 715, 2015. 72

SCOON, A.; ROBINSON, I. Meteorological and oceanographic surface roughness phenomena in the english channel investigated using ers synthetic aperture radar and an empirical model of backscatter. *Journal of Geophysical Research-Oceans*, v. 105, n. C3, p. 6469–6482, MAR 15 2000. ISSN 0148-0227. 65

SEQUOIA. *Patents and Research*. [S.l.], 2014. Disponível em: <<http://www.sequoia.it/en/brevetti.htm/>[AcessadoOnlineem22demaio2015]>. 54

SHARPE, W. F. Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk. *The Journal of Finance*, v. 19, n. 3 Sep, 1964. Disponível em: <<http://www.jstor.org/stable/2977928>>. 69, 101

SHORT, W.; PACKKEY, D. J.; HOLT, T. A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies. In: *National Renewable Energy Laboratory - NREL*. 1617 Cole Boulevard Golden, Colorado 80401-3393: Wiley for the American Finance Association, 1995. p. 1–120. 75, 90, 103, 104

SILVA, E. L.; MENEZES, E. M. *Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação*. 4nd. ed. Florianópolis, BR: Ufsc, 2005. 79

SKYSAILS. *Wind propulsion and high-altitude wind power*. Germany, 2014. Disponível em: <<http://www.skysails.info/>[AcessadoOnlineem22demaio2015]>. 57, 58

SKYWINDPOWER. *Flying Electric Generators*. [S.l.], 2016. Disponível em: <[http://www.skywindpower.com/science\\_generators.htm?\\_p=Y/](http://www.skywindpower.com/science_generators.htm?_p=Y/)[AcessadoOnlineem20demaio2016]>. 59

STULL, R. B. Meteorology for scientists and engineers. In: . USA: Tompson Learning, 2000. v. 2nd ed., p. 704 – 715. 63

THOMPSON, R. Whitepaper using bibliometrics: A guide to evaluating research performance with citation data. *Thomson Reuters*, v. 35, p. 1–12, 2008. 81

THOMPSON, R. *ENDNOTE for MAC: Bibliographies Made Easy. Version X7*. -: Thomson Reuters, 2013. 81

THRESHER, R.; ROBINSON, M.; VEERS, P. To capture the wind. *IEEE power & energy magazine*, v. 5, n. 6, p. 34–46, 2007. Disponível em: <[http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs/\\_all.jsp?arnumber=4383122](http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs/_all.jsp?arnumber=4383122)>. 42

TULLER, S. E.; BRETT, A. C. The characteristics of wind velocity that favor the fitting of a weibull distribution in wind-speed analysis. *Journal Of Climate And Applied Meteorology*, v. 23, n. 1, p. 124–134, 1984. ISSN 0733-3021. 65

UNFCCC. *Clean Development Mechanism (CDM), 'Dunas de Paracuru' Project Design Document (PDD)*. 2012. Disponível em: <<http://cdm.unfccc.int/>>. 110, 117, 118

UNFCCC. *Clean Development Mechanism (CDM) Methodology Booklet*. 2013. Disponível em: <[http://cdm.unfccc.int/methodologies/documentation/meth\\_booklet.pdf](http://cdm.unfccc.int/methodologies/documentation/meth_booklet.pdf)>. 100

VAZQUEZ, A.; IGLESIAS, G. Device interactions in reducing the cost of tidal stream energy. *Energy Conversion and Management*, v. 99, p. 428–438, 2015. ISSN 0196-8904. 76

VAZQUEZ, A.; IGLESIAS, G. Lcoe (levelised cost of energy) mapping: A new geospatial tool for tidal stream energy. *Energy*, v. 91, p. 192–201, 2015. ISSN 0360-5442. 76

VAZQUEZ, A.; IGLESIAS, G. Grid parity in tidal stream energy projects: An assessment of financial, technological and economic lcoe input parameters. *Technological Forecasting Social Change*, v. 104, p. 89–101, 2016. ISSN 0040-1625. 76

VAZQUEZ, A.; IGLESIAS, G. A holistic method for selecting tidal stream energy hotspots under technical, economic and functional constraints. *Energy Conversion and Management*, v. 117, p. 420–430, 2016. ISSN 0196-8904. 76

VLUGT, R. V. D.; PESCHEL, J.; SCHMEHL, R. Design and experimental characterization of a pumping kite power system in airborne wind energy. In: AHRENS, U.; DIEHL, M.; SCHMEHL, R. (Ed.). *Airborne Wind Energy*. London: Springer, 2014. cap. 23, p. 403–425. ISBN 978-3-642-39964-0. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/978-3-642-39965-7>>. 56, 57

WAGEMANN, J.; TIES, B.; ROLLENBECK, R.; PETERS, T.; BENDIX, J. Regionalization of wind-speed data to analyse tree-line wind

conditions in the eastern andes of southern ecuador. *ERDKUNDE*, v. 69, n. 1, p. 3–19, 2015. ISSN 0014-0015. 65

WEBSTER J; WATSON, R. T. Analyzing the past to prepare for the future: Writing a literature review. *MIS Quarterly*, v. 26, n. 2, p. 13 – 23, 2002. 81

WILLIAMS, P.; LANSDORP, B.; OCKELS, W. Optimal crosswind towing and power generation with tethered kites. *Journal of Guidance Control and Dynamics*, v. 31, n. 1, p. 81–93, 2008. ISSN 0731-5090. 49, 162

WILSON, W. J.; MORCOS, M. M. Design of an offshore wind farm on lake michigan: Part 1. In: *2006 38Th Annual North American Power Symposium, NAPS-2006 Proceedings*. Carbondale, IL, USA: IEEE, 2006. (North American Power Symposium), p. 597+. ISBN 978-1-4244-0227-4. ISSN 2163-4939. 65

XU, X. K.; LEVY, J. K. Analyzing potential evapotranspiration and climate drivers in china. *Chinese Journal Of Geophysics-Chinese Edition*, v. 54, n. 3, p. 634–642, MAR 2011. ISSN 0001-5733. 65

YANG, H.; LU, L.; ZHOU, W. A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system. *Solar Energy*, v. 81, n. 2, p. 76–84, 2007. 73

ZANON, M.; GROS, S.; DIEHL, M. Rotational start-up of tethered airplanes based on nonlinear mpc and mhe. In: *2013 European Control Conference (ECC)*. Zurich, Swizerland: European Control Conference (ECC), 2013. p. 1023–1028. ISBN 978-3-033-03962-9. 63, 65

ZANON, M.; GROS, S.; MEYERS, J.; DIEHL, M. Airborne wind energy: Airfoil-airmass interaction. *IFAC PAPERSONLINE*, v. 47, n. 3, p. 5814–5819, 2014. ISSN 2405-8963. 19th World Congress of the International-Federation-of-Automatic-Control (IFAC), Cape Town, SOUTH AFRICA, AUG 24-29, 2014. 48, 63, 65

ZGRAGGEN, A. U.; FAGIANO, L.; MORARI, M. On real-time optimization of airborne wind energy generators. In: *2013 IEEE 52nd IEEE Annual Conference on Decision and Control (CDC)*. Florence, Italy: IEEE Conference on Decision and Control, 2013. p. 385–390. ISBN 978-1-4673-5717-3. ISSN 0743-1546. 63, 65

ZGRAGGEN, A. U.; FAGIANO, L.; MORARI, M. Real-time optimization and adaptation of the crosswind flight of tethered wings for airborne wind energy. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, v. 23, n. 2, p. 434–448, 2015. 63, 65, 174

ZHENG, Z. W.; CHEN, Y. Y.; HUO, M. M.; ZHAO, B. An overview: the development of prediction technology of wind and photovoltaic power generation. In: HUANG Q; KANG, J. (Ed.). Chengdu, China: Elsevier Ltd, 2011. v. 12. 65

ZILLMANN, U.; HACH, S. Financing strategies for airborne wind energy. In: AHRENS, U.; DIEHL, M.; SCHMEHL, R. (Ed.). *Airborne Wind Energy*. London: Springer, 2014. cap. 7, p. 117–137. 29, 31, 32

# APÊNDICE A – Resultado da análise bibliométrica

Esta busca, apresentou um total de 239 documentos de literatura científica, os quais todos estavam alinhados com o tema. A Tabela 21 apresenta os resultados da distribuição por tipo de documentos. Conforme observado na Tabela 21, os tipos de documentos mais representativos foram proceedings paper, artigos e capítulos de livro, totalizando mais de 98% da publicação total. Os 239 documentos encontrados foram escritos por 375 autores e co-autores, apresentam 3.053 referências, contam com 518 palavras-chave, produzidos por 133 instituições de pesquisas de 26 países e publicados em 113 periódicos, e quanto a análise de linguagem, foi observado que o inglês é a língua dominante com 235 registros, seguido pelo Chinês com 2 (0.008%) e Alemão 1 (0.004%).

Tabela 21 – Distribuição de documentos por tipo.

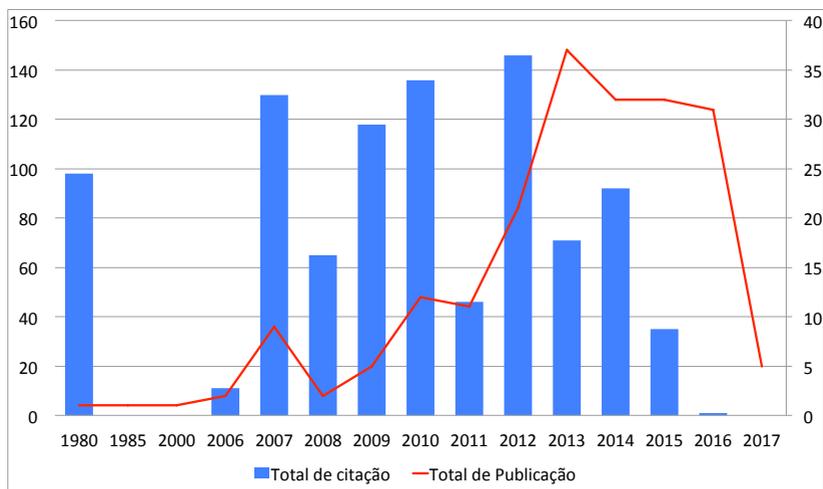
| Tipo de documento          | Contagem | (%)   | Acumulativo (%) |
|----------------------------|----------|-------|-----------------|
| Proceedings paper          | 118      | 49.37 | 49.37           |
| Artigos                    | 81       | 33.89 | 83.26           |
| Capítulos de livro         | 35       | 14.64 | 97.91           |
| Artigos; Proceedings paper | 4        | 1.67  | 99.58           |
| Review                     | 1        | 0.42  | 100.00          |
| Total                      | 239      |       |                 |

Fonte: Da pesquisa.

A produção científica apresentada na Figura 46, mostra a evolução temporal dos documentos analisados, ou seja, as publicações totais e citações totais publicados entre 1980 à 2017.

Pode-se observar que houve uma evolução das pesquisas com a tecnologia AWE utilizando aerofólios cabeados nos últimos anos. Iniciou-se na década de 80, com a pesquisa *Crosswind kite power*

Figura 46 – Volume relativo da publicação.



Fonte: Da pesquisa.

realizada por Loyd (1980), que descreveu dois modos de gerar energia elétrica por meio da tecnologia AWE, o *lift mode* com geradores posicionados no solo e o *drag mode* com geradores suspensos. (LOYD, 1980) é considerado por autores como Diehl (2001), Ockels (2001) e Canale et al. (2006) como o precursor das pesquisas envolvendo a tecnologia AWE. Porém, somente a partir de 2007, a tecnologia AWE teve um novo impulso com as pesquisas desenvolvida por (ROBERTS et al., 2007), (CANALE; FAGIANO; MILANESE, 2007a), (ILZHOER; HOUSKA; DIEHL, 2007), (CANALE; FAGIANO; MILANESE, 2007b), (WILLIAMS; LANSDORP; OCKELS, 2008), (ARGATOV; RAUTAKORPI; SILVENNOINEN, 2009a), (ARGATOV; SILVENNOINEN, 2010a), (CANALE; FAGIANO; MILANESE, 2010) e (FAGIANO; MILANESE; PIGA, 2010b).

Os 239 documentos analisados foram publicados por 375 autores de 133 instituições de pesquisas em 26 países. Os autores mais citados foram Fagiano (313), Diehl (257), Milanese (136), Canale (136),

Loyd (98) Argatov (72) e Silvennoinen com (72), como apresentado na Tabela 22.

Tabela 22 – Autores mais citados.

| R  | Autor          | TP (%)    | C   | R  | Autor           | TP (%)   | C  |
|----|----------------|-----------|-----|----|-----------------|----------|----|
| 1  | Fagiano L      | 31 (12.9) | 313 | 31 | Ippolito M      | 2 (0.8)  | 11 |
| 2  | Diehl M        | 19 (7.9)  | 257 | 32 | Ahmed M         | 5 (2.0)  | 10 |
| 3  | Milanese M     | 16 (6.6)  | 136 | 33 | Rathore AK      | 5 (2.0)  | 10 |
| 4  | Canale M       | 6 (2.5)   | 136 | 34 | Ahmad H         | 3 (1.2)  | 10 |
| 5  | LOYD ML        | 1 (0.4)   | 98  | 35 | Kranjcevic N    | 2 (0.8)  | 9  |
| 6  | Houska B       | 5 (2.0)   | 73  | 36 | Ban M           | 3 (1.2)  | 8  |
| 7  | Argatov I      | 6 (2.5)   | 72  | 37 | Duic N          | 3 (1.2)  | 8  |
| 8  | Silvennoinen R | 5 (2.0)   | 72  | 38 | Perkovic L      | 2 (0.8)  | 8  |
| 9  | Lansdorp B     | 4 (1.6)   | 65  | 39 | Friedli T       | 2 (0.8)  | 7  |
| 10 | Ockels WJ      | 6 (2.5)   | 65  | 40 | Looser A        | 2 (0.8)  | 7  |
| 11 | Schmehl R      | 9 (3.7)   | 43  | 41 | Schweizer M     | 2 (0.8)  | 7  |
| 12 | Khammash M     | 5 (2.0)   | 40  | 41 | Fechner U       | 4 (1.6)  | 6  |
| 13 | Zraggen AU     | 9 (3.7)   | 38  | 43 | Deur J          | 3 (1.2)  | 6  |
| 14 | Morari M       | 8 (3.3)   | 37  | 44 | Horn G          | 4 (1.6)  | 3  |
| 15 | Erhard M       | 4 (1.6)   | 34  | 45 | Horn G          | 4 (1.6)  | 3  |
| 16 | Strauch H      | 3 (1.2)   | 34  | 46 | Geebelen K      | 4 (1.6)  | 2  |
| 17 | Vermillion C   | 10 (4.1)  | 20  | 47 | Swevers J       | 4 (1.6)  | 2  |
| 18 | Kolmanovsky I  | 4 (1.6)   | 20  | 48 | Olinger DJ      | 11 (4.6) | 1  |
| 19 | Kolar JW       | 7 (2.9)   | 17  | 49 | Demetriou MA    | 5 (2.0)  | 1  |
| 20 | Krismer F      | 6 (2.5)   | 17  | 50 | Li HC           | 5 (2.0)  | 1  |
| 21 | Friedemann RA  | 2 (0.8)   | 16  | 51 | Gammeter C      | 4 (1.7)  | 1  |
| 22 | Huynh K        | 2 (0.8)   | 16  | 52 | Sun Q           | 4 (1.6)  | 1  |
| 23 | Adhikari J     | 11 (4.6)  | 15  | 53 | Coleman J       | 3 (1.2)  | 1  |
| 24 | Panda SK       | 11 (4.6)  | 15  | 54 | Jones CN        | 3 (1.2)  | 1  |
| 25 | Razza V        | 3 (1.2)   | 15  | 55 | Lozano R        | 3 (1.2)  | 1  |
| 26 | Gros S         | 10 (4.1)  | 12  | 56 | Lymperopoulos I | 3 (1.2)  | 1  |
| 27 | Hably A        | 10 (4.1)  | 12  | 57 | Toal D          | 3 (1.2)  | 1  |
| 28 | Novara C       | 6 (2.5)   | 12  | 58 | Costello S      | 4 (1.6)  | 0  |
| 29 | Zanon M        | 7 (2.9)   | 11  | 59 | De Lellis M     | 3 (1.2)  | 0  |
| 30 | Bacha S        | 6 (2.5)   | 11  | 60 | Francois G      | 3 (1.2)  | 0  |

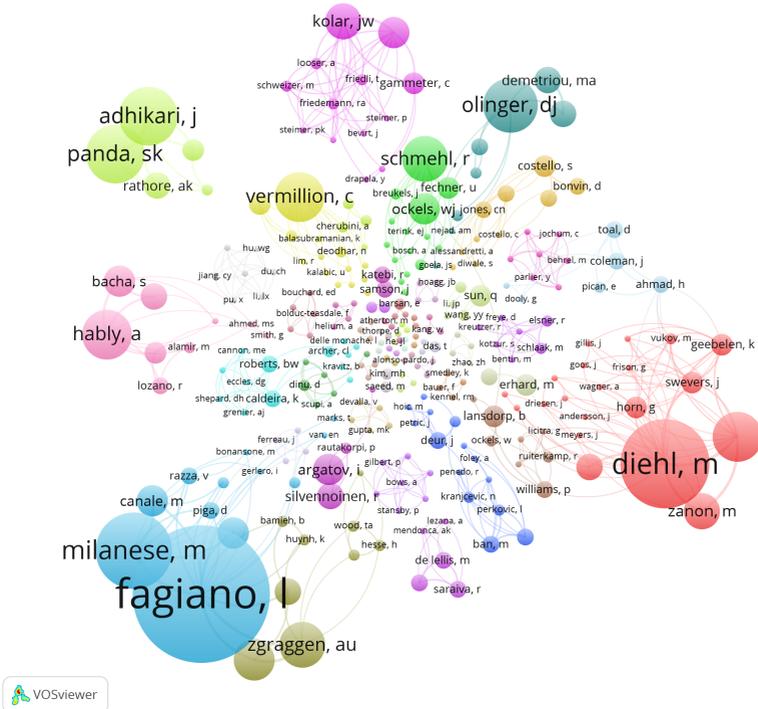
Fonte: Da pesquisa.

R é o Rank de classificação, TP total of publicação, C total of citação, % (Porcentagem) referente ao total de publicação do autor.

Fagiano, Lorenzo tem Ph.D. em Engenharia de Informação e Sistemas, 2009 na *Politecnico di Torino* Turim, sua tese foi intitulada "*Control of Tethered Airfoils for High - Altitude Wind Energy Generation*". É professor e pesquisador da *Politecnico di Milano*, Departamento de *Control and Computer Engineering (DAUIN)*. Seus trabalhos

focam na área de Controle e Sistemas incluindo controle robusto, modelo de controle preditivo (MPC) e teoria Set Membership para objetivos de controle, com aplicação para geração de energia eólica em altitude elevada. Foi considerado nesta tese, o pesquisador mais atuante com 31 publicações e 313 citações. Na Figura 47, pode-se visualizar a inter-relação de Fagiano com autores colaboradores e a densidade da inter-relação entre os autores extraídos do *software VOSviewer*.

Figura 47 – Rede de co-citação de autor.



Possui colaboração com Milanese, M., Razza, V., Bonansone, M., Canale, M., Piga, D., Novara, C., ambos pesquisadores do 1º Instituto de pesquisa mais produtivo na área de **AWE - Politecnico di Torino** - Turim, como pode ser visto no apêndice sendo a Itália é o 4º país mais produtivo. Possui também colaboração com Khammash, M., Marks, T., Zraggen, AU., Morari, M., Ferreau, J., Mercangoez,

M., Buffoni, M. e Galletti, B., que são pesquisadores na Suíça. Huynh, K. e Bamieh, B., são do Departamento de Engenharia Mecânica, da *University of California at Santa Barbara*, CA, USA, 1º país no rank de mais produtivo nesta tecnologia em relação ao número de pesquisas publicadas. A tabela 23 apresenta as principais estatísticas dos países relacionado ao número total de publicações.

Tabela 23 – Países mais produtivos em pesquisa com a tecnologia de airborne wind energy

| Rank | Country         | Total publication | (%) percentage | h-index |
|------|-----------------|-------------------|----------------|---------|
| 1    | USA             | 29                | 21.32          | 8       |
| 2    | Switzerland     | 23                | 16.91          | 6       |
| 3    | Germany         | 17                | 12.50          | 4       |
| 4    | Italy           | 16                | 11.03          | 7       |
| 5    | Belgium         | 12                | 8.82           | 3       |
| 6    | Peoples R China | 7                 | 5.15           | 3       |
| 7    | Netherlands     | 6                 | 4.41           | 2       |
| 8    | Croatia         | 5                 | 3.68           | 4       |
| 9    | Finland         | 4                 | 2.94           | 4       |
| 10   | France          | 4                 | 2.94           | 2       |
| 11   | India           | 4                 | 2.94           | 0       |
| 12   | Ireland         | 4                 | 2.94           | 1       |
| 13   | Singapore       | 4                 | 2.94           | 2       |
| 14   | Russia          | 3                 | 2.21           | 2       |
| 15   | Turkey          | 2                 | 2.21           | 2       |
| 16   | Brazil          | 2                 | 1.47           | 0       |
| 17   | Portugal        | 2                 | 1.47           | 2       |
| 18   | South Africa    | 2                 | 1.47           | 2       |
| 19   | Sweden          | 2                 | 1.47           | 1       |
| 20   | Algeria         | 1                 | 0.74           | 1       |

Fonte: Da pesquisa.

Milanese, Mario é professor e pesquisador na *Politecnico di Torino*, Turim, Itália. Faz pesquisa nas áreas de engenharia e sistemas de controle, engenharia automotiva e aeronáutica, energia renovável e energia espacial, energia eólica & sistemas de energia e automação e controle, possui 16 trabalhos publicados com 257 citações. Tem colaboração como os pesquisadores Fagiano, L., Razza, V., Bonansone, M., Canale, M., Piga, D., Ippolito, M., Gerlero, I. Taddei, F., Milanese, S., Novara, C.

Diehl, Moritz estudou física e matemática na *Heidelberg University* e na *Cambridge University* de 1993 -1999 e Ph.D. pela *Heidelberg University* em 2001 no *Interdisciplinary Center for Scientific Computing*. De 2006 à 2013, foi professor do *Department of Electrical Engineering, KU Leuven University Belgium*, e atuou como principal investigador do *KU Leuven's Optimization in Engineering Center OPTEC*. Desde 2013, é professor na *University of Freiburg*, Alemanha, onde dirige o *Systems Control and Optimization Laboratory*, do *Department of Microsystems Engineering (IMTEK)*. Sua pesquisa foca em otimização e controle, abrangendo desde o desenvolvimento de métodos numéricos até aplicações em diferentes setores de engenharia, com foco em sistemas integrados e em sistemas de energia renovável. Possui colaboração com Gillis, J; Goos, J; Geebelen, K; Swevers, J., Zanon, M., Ahmad, H; Vukov, M., Andersson, J., Horn, G., Meyers, J., Stuyts, J., Vandermeulen, W., Driesen, J., Wagner, A., Stuyts, J., Vandermeulen, W., Sternberg, J., Houska, B., ambos são pesquisadores ou já foram pesquisadores na instituição de pesquisa 2º lugar no rank, das instituições que mais contribuiu com a pesquisa de *Airborne Wind Energy - Katholieke University Leuven*, Belgica como pode ser visto na Tabela 24. Frison, G., Jorgensen, JB., são pesquisadores colaboradores da *DTU Compute - Department of Applied Mathematics and Computer Science Technical University of Denmark* e Licitra, G., Sieberling, S., Engelen, S., Williams, P., Ruiterkamp, R. são colaboradores da empresa *Ampyx Power*.

Canale, Massimo tem Ph.D. em *Computer Engineering and Systems* pela *Politecnico di Torino*. É professor do Departamento de *Computer Engineering, Electronic, Telecommunications Engineering e Production Engineering* na *Politecnico di Torino*. Tem colaboração com Fagiano, L., Ippolito, M., Milanese, M. e Razza, V.

Houska, Boris possui Ph.D. em *Electrical Engineering*, na *KU Leuven* em 2011. É professor assistente na *School of Information Science and Technology* de *Shanghai*, China. Possui colaboração com Diehl, M., Ilzhoer, A. e Sternberg, J.

Argatov, Ivan é professor e pesquisador na *Technical University of Berlin*, Alemanha. Sua área de interesse é engenharia mecânica, engenharia de materiais, matemática aplicada, propriedades mecânicas, comportamento mecânico dos materiais, materiais avançados e mecânica de sólidos. Tem colaboração com Silvennoinen R. e Rautakorpi, P., professores e pesquisadores na *Tampere University of Technology*, no Department of Mathematics, 12º lugar entre as instituições mais produtivas.

Jovens pesquisadores com publicações recentes e que ainda não obtiveram citações em suas pesquisas, como Costello, S., é membro e pesquisador da empresa *Leica Geosystems* - Suíça, faz pesquisas na área de Controle, Otimização e Energia eólica. Tem colaboração com Francois, G., Bonvin, D., Rontsis, N., Lymperopoulos, I., Jones, CN. Outro recente pesquisador na área De Lellis, Marcelo, tem Ph.D. em Engenharia de Automação e Sistemas da Universidade Federal de Santa Catarina, é pesquisador da tecnologia de energia eólica com aerofólios cabeados, com ênfase em modelagem e controle de vôo, tem colaboração com Saraiva, R., Trofino, A., e com o Departamento de Engenharia de Produção PPGEF - UFSC. Membro do grupo de pesquisa UFSCkite, fundado em 2012 no Departamento de Automação e Sistema. Sua área de pesquisa envolve Engenharia de Controle e Sistemas e Engenharia Aeroespacial.

Os autores mais citados e as instituições de pesquisas mais produtivas na área AWE, podem ser visto nas tabelas 22, 24. A inter-relação entre as instituições de pesquisas podem ser observadas na Figura 48.

Observe que existem quatro clusters mais representativos, a *Katholieke University Leuven* têm ligação com a *Ecole Polytechnique Federale de Lausanne*, com *SkySails GmbH* e com *Institute Technology Tallaght*. A *Tampere University Technology* têm ligação com a *Scuola Superiore Sant Anna* bem como a *Technical University* de Berlim e *Grenoble Electrical Engineering laboratory (G2Elab)*. A *Delft University of Technology* têm ligação com *ETH Zurich*, com *SkySails GmbH* e

Tabela 24 – Institutos de pesquisas mais produtivos na área de energia eólica aérea.

| R  | Universidades e Centro de Pesquisa        | TP | Países        | (%)   |
|----|---|----|---------------|-------|
| 1  | Politecnico di Torino                     | 17 | Itália        | 12.23 |
| 2  | Katholieke University Leuven              | 16 | Belgica       | 11.52 |
| 3  | Delft University Technology               | 14 | Países Baixos | 10.07 |
| 4  | National University of Singapore          | 11 | Cingapura     | 7.91  |
| 5  | Worcester Polytechnic Institute           | 11 | EUA           | 7.91  |
| 6  | Swiss Federal Institute Technology        | 8  | Suíça         | 5.76  |
| 7  | ABB Switzerland Ltd                       | 7  | Suíça         | 5.04  |
| 8  | ETH Zurich                                | 7  | Suíça         | 5.04  |
| 9  | Ecole Polytechnique Federal Lausanne      | 6  | Suíça         | 4.32  |
| 10 | Kitenergy Srl                             | 6  | Itália        | 4.32  |
| 11 | University California Santa Barbara       | 6  | USA           | 4.32  |
| 12 | Tampere University Technology             | 5  | Finlândia     | 3.60  |
| 13 | University Freiburg                       | 5  | Alemanha      | 3.60  |
| 14 | Altaeros Energies                         | 4  | USA           | 2.88  |
| 15 | Grenoble Electical Engineering Lab G2ELab | 4  | França        | 2.88  |
| 16 | SkySails GmbH                             | 4  | Alemanha      | 2.88  |
| 17 | University Michigan                       | 4  | USA           | 2.88  |
| 18 | University of North Carolina              | 4  | USA           | 2.88  |
| 19 | University Strathclyde                    | 4  | Reino Unido   | 2.88  |
| 20 | University of Zagreb                      | 4  | Croácia       | 2.88  |
| 21 | ABB Schweiz Ltd                           | 3  | Suíça         | 2.21  |
| 22 | Chalmers                                  | 3  | Suécia        | 2.16  |
| 23 | Constanta Maritime University             | 3  | França        | 2.16  |
| 24 | University Federal Santa Catarina         | 3  | Brasil        | 2.16  |
| 25 | University of Limerick                    | 3  | Irlanda       | 2.16  |

R rank, TP total de publicação, % Referindo-se ao total de publicação do instituto de pesquisa.

Fonte: Da pesquisa.

a *Universidade Federal de Santa Catarina*. E a instituição de pesquisa com o maior número de publicações, *Politecnico di Torino* têm uma ligação forte com a *University California of Santa Barbara* bem como *Swiss Federal Institute of Technology*, *ABB Corporate Research Center* na Suíça e *Worcester Polytechnic Institute* .





medidas de importância: 1º em grau na rede de citações, 2º pelas citações fornecidas pela *Web of Science* (apenas para artigos incluídos no conjunto de dados) e em 3º pelo rank da rede de citações. Os 15 documentos mais importantes são identificados usando estas medidas separadamente. Os resultados são então combinados e os duplicados removidos, entretanto, nessa pesquisa não ocorreram documentos duplicados. Os resultados são ordenados por grau, e os laços são quebrados primeiro pela contagem de citações e, em seguida, pelo rank da rede de citações. A Tabela 25 apresenta a relação dos documentos mais importantes.

Observe que os trabalhos com aerofólios cabeados começaram na década de 80 com a pesquisa de Loyd, que descreveu no artigo *Crosswind Kite Power* publicado no *Journal of Energy*, um conceito para a produção de energia eólica em grande escala por meio de pipas aerodinamicamente eficientes. Baseado em aeronaves, as pipas voam transversalmente ao vento em alta velocidade. Loyd desenvolveu equações de movimento e seus cálculos foram validados pela comparação com modelos analíticos simples, onde descreveu dois modos de gerar energia elétrica por meio da tecnologia AWE, o *lift mode* com geradores posicionados no solo e o *drag mode* com geradores suspensos.

A partir das pesquisas de Loyd, outros pesquisadores também voltaram suas pesquisas para a tecnologia AWE. Na Figura 50 o histograma apresenta (um) cluster com (trinta e sete) redes, onde percebe-se que os autores formam redes de colaborações, ou seja, os autores estão se relacionando com outros para trabalharem em conjunto.

Foi identificado que Loyd é o autor que tem maior rede de conexões com os outros autores. Fagiano é também um autor bem representativo, dos 15 artigos mais importantes, é autor ou co-autor de 7. Nos últimos oito anos Fagiano vêm pesquisando uma nova classe de geradores eólicos, com o objetivo de aproveitar a energia dos ventos soprando em altitude elevada (FAGIANO; MILANESE, 2012), a tecnologia AWE ou HAWE, onde ele tem apresentado simulações e

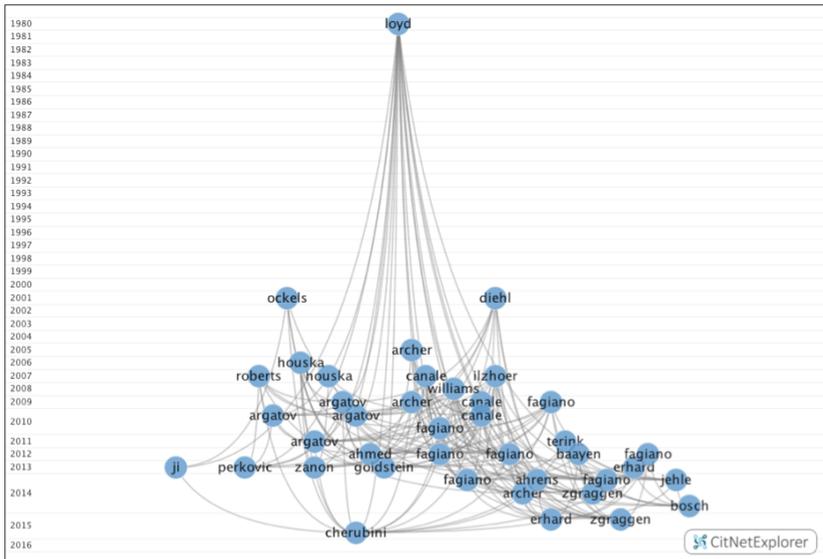
Tabela 25 – Artigos mais importantes.

| R  | Autor   | Título  | Periódico - Ano  | C  |
|----|---|---|--|----|
| 1  | Loyd, M. L.   | Crosswind Kite Power  | Journal of Energy - 1980   | 98 |
| 2  | Canale, M., Fagi-<br>ano, L., Milanese,<br>M.   | High Altitude Wind Energy<br>Generation Using Controlled<br>Power Kites   | IEEE Transactions on<br>Control Systems Techno-<br>logy - 2010     | 60 |
| 3  | Ilzhoer, A.,<br>Houska, B., Di-<br>ehl, M.  | Nonlinear MPC of kites under<br>varying wind conditions for a<br>new class of large-scale wind<br>power generators                      | International Journal of<br>Robust And Nonlinear<br>Control - 2007 | 57 |
| 4  | Williams, P., Lans-<br>dorp, B., Ockels,<br>W.  | Optimal crosswind towing and<br>power generation with tethered<br>kites   | International of Gui-<br>dance Control and<br>Dynamics - 2008      | 55 |
| 5  | Archer, CL., Cal-<br>deira, K.  | Global Assessment of High-<br>Altitude Wind Power   | Energies - 2009  | 43 |
| 6  | Argatov, I., Rauta-<br>korpi, P., Silvennoi-<br>nen, R.   | Estimation of the mechanical<br>energy output of the kite wind<br>generator   | Renewable Energy - 2009  | 39 |
| 7  | Canale, M., Fagi-<br>ano, L., Milanese,<br>M.   | Power kites for wind energy ge-<br>neration fast predictive control<br>of tethered airfoils   | IEEE Control Systems<br>Magazine - 2007                            | 37 |
| 8  | Baayen, JH., Oc-<br>kels, WJ.   | Tracking control with adaption<br>of kites  | IET Control Theory and<br>Applications - 2012                      | 37 |
| 9  | Fagiano, L., Mila-<br>nese, M.  | Airborne Wind Energy: an<br>overview  | 2012 AMERICAN CON-<br>TROL CONFERENCE<br>(ACC) - 2012              | 34 |
| 10 | Fagiano, L., Mila-<br>nese, M., Piga, D.  | High-Altitude Wind Power Ge-<br>neration  | IEEE TRANSACTIONS<br>ON ENERGY<br>CONVERSION - 2010                | 33 |
| 11 | Canale, M., Fagi-<br>ano, L., Milanese,<br>M.   | KiteGen: A revolution in wind<br>energy generation  | ENERGY - 2009  | 28 |
| 12 | Roberts, BW.,<br>Shepard, DH.,<br>Caldeira, K., Can-<br>non, ME., Eccles,<br>DG., Grenier, AJ.,<br>Freidin, JF. | Harnessing high-altitude wind<br>power  | IEEE Transactions On<br>Energy Conversion -<br>2007                | 27 |
| 13 | Fagiano, L., Mila-<br>nese, M; Piga, D.   | Optimization of airborne wind<br>energy generators  | International Journal of<br>Robust and Nonlinear<br>Control- 2012  | 26 |
| 14 | Erhard, M.,<br>Strauch, H.  | Control of Towing Kites for Se-<br>agoing Vessels   | IEEE Transactions<br>On Control Systems<br>Technology- 2013        | 25 |
| 15 | Fagiano, L., Zrag-<br>gen, AU., Morari,<br>M., Khammash, M.   | Automatic Crosswind Flight of<br>Tethered Wings for Airborne<br>Wind Energy: Modeling, Con-<br>trol Design, and Experimental<br>Results | IEEE Transactions On<br>Control Systems Techno-<br>logy - 2014     | 24 |

R = Rank e C = número de citação

Fonte: Da pesquisa.

Figura 50 – Histograma.



Fonte: Da pesquisa.

resultados experimentais de uma nova classe de geradores de energia eólica denominada KiteGen. KiteGen é um modelo realista que emprega pipas para gerar energia em alta altitude. Dois tipos diferentes de KiteGen são investigados através de simulações numéricas, a configuração ioiô e a configuração em carrossel. Para cada configuração, é considerado um gerador com as mesmas características da pipa e vento nominal. Segundo os autores, os resultados das simulações, mostram que o potencial de geração de energia das configurações ioiô e carrossel são muito semelhantes. Portanto, entre as configurações estudadas, o desenvolvimento de um gerador de médio a grande escala será feita com base em problemas de implementação técnica e de outros índices como custos de construção e densidade de potência gerada em relação à ocupação da terra (CANALE; FAGIANO; MILANESE, 2010).

Fagiano e seus colaboradores, também vêm investigando três aspectos teóricos importantes, a avaliação do desempenho obtido pela lei de controle, a otimização do ciclo operacional do gerador e a possibilidade de gerar uma potência máxima constante. Essas questões são abordadas através do uso combinado de métodos de modelagem, controle e otimização que resultam em tecnologias-chave para um avanço significativo na geração de energia renovável (FAGIANO; MILANESE; FIGA, 2012). Os pontos-chave desta tecnologia foi descrito no artigo *High-Altitude Wind Power Generation*, a fim de demonstrar que esta tecnologia tem o potencial de superar os limites das turbinas eólicas atuais e fornecer grandes quantidades de energia renovável, com custo competitivo em relação às fontes fósseis (FAGIANO; MILANESE; FIGA, 2010b). Uma abordagem de controle de vôo automático foi descrito, nesta, a técnica proposta visa conhecer o comportamento de um piloto humano, explorando um número finito de dados coletados durante a operação manual do sistema, evitando assim a necessidade de um modelo de dinâmica de sistema (FAGIANO; NOVARA, 2014). A posição precisa do aerofólio e a velocidade são de fundamental importância para o controle automático (FAGIANO et al., 2014). No projeto *Direct Feedback* (DFK), é proposto uma abordagem de projeto direto a partir de dados de controladores finalizados na solução de problemas de rastreamento para sistemas não-lineares. De acordo com (NOVARA; FAGIANO; MILANESE, 2013b), essa abordagem supera problemas encontrados nos métodos de projetos, como erros de modelagem, identificação não-trivial de parâmetros, otimização não-convexa e dificuldade no projeto de controle não-linear. Um estudo da força de tração do cabo é apresentado para uma parametrização do caminho, foi analisado a sensibilidade da força de tração nos parâmetros de trajetória (ZGRAGGEN; FAGIANO; MORARI, 2015), os autores também tem investigado o uso de aerofólios cabeados para transporte naval. Neste caso, um aerofólio conectado a um barco por cabos leves, é capaz de voar entre 200 e 600m acima do mar e gerar forças de alta tração. No barco é instalado um sistema chamado *Kite Steering Unit* (KSU) que controla a pipa e converte a velocidade de tração do cabo e força em

energia elétrica. Os resultados indicam que, com este sistema, pode ser obtido um sistema de transporte naval totalmente verde, independentemente da direção do vento (FAGIANO et al., 2012).

Argatov e seu colaboradores, pesquisam à modelagem analítica de um gerador de pipa cabeada, cujo princípio de funcionamento é acionar mecanicamente um gerador elétrico localizado no solo (ARGATOV; RAUTAKORPI; SILVENNOINEN, 2009b), (ARGATOV; SILVENNOINEN, 2010b). Tendo como objetivo estimar a produção de energia mecânica do gerador de pipa cabeada. Para a otimização da saída de potência mecânica, os autores consideram o controle ótimo da taxa de comprimento do cabo, usando movimento de vento transversal ao longo da trajetória. As trajetórias de laços em forma de oito deitado em malha aberta foram estudadas com base nos modelos matemáticos construídos de movimento de vento transversal constante da pipa ao longo de uma trajetória espacial prescrita. Os resultados obtidos mostram que a potência aumenta com o cubo da velocidade do vento na altitude de operação da pipa (ARGATOV; SILVENNOINEN, 2010b). Argatov apresentou em 2011, um modelo analítico de efeitos da carga do vento sobre pipas restringindo o desempenho dessas pipas a movimentos de vento cruzad (ARGATOV; RAUTAKORPI; SILVENNOINEN, 2011).



# ANEXO A – Autorização

Autorização da Elsevier e da Copyright Clearance Center para uso de dados, figuras e tabelas do artigo Electric power generation in wind farms with pumping kites: An economical analysis de autoria de M. De Lellis, A. K. Mendonça, R. Saraiva, A, Trofino e Á. Lezana.



**RightsLink**

[My Orders](#)

[My Library](#)

[My Profile](#)

Welcome anny.mendonca@posgrad.ufsc.br [Log out](#) | [Help](#)

[My Orders](#) > [Orders](#) > [All Orders](#)

## License Details

This Agreement between Ms. Anny Key Mendonça ("You") and Elsevier ("Elsevier") consists of your license details and the terms and conditions provided by Elsevier and Copyright Clearance Center.

[printable details](#)

|  |  |
|--|--|
| License Number                               | 4162720699082  |
| License date                                 | Aug 05, 2017   |
| Licensed Content Publisher                   | Elsevier   |
| Licensed Content Publication                 | Renewable Energy   |
| Licensed Content Title                       | Electric power generation in wind farms with pumping kites: An economical analysis   |
| Licensed Content Author                      | M. De Lellis,A.K. Mendonça,R. Saraiva,A. Trofino,Á. Lezana   |
| Licensed Content Date                        | Feb 1, 2016  |
| Licensed Content Volume                      | 86   |
| Licensed Content Issue                       | n/a  |
| Licensed Content Pages                       | 10   |
| Type of Use                                  | reuse in a thesis/dissertation   |
| Portion                                      | full article   |
| Format                                       | both print and electronic  |
| Are you the author of this Elsevier article? | Yes  |
| Will you be translating?                     | Yes, including English rights  |
| Number of languages                          | 1  |
| Languages                                    | portuguese   |
| Title of your thesis/dissertation            | Modelo para identificar as condições que determinam a viabilidade econômica de um projeto de geração de energia com uso de aerofólios cabeados   |
| Expected completion date                     | Aug 2017   |
| Estimated size (number of pages)             | 161  |
| Requestor Location                           | Ms. Anny Key Mendonça<br>Serviçao do Porto 165<br>Lagoa da Conceicao<br><br>Florianopolis, SC 88062-503<br>Brazil<br>Atrn: Ms. Anny Key Mendonça |
| Total  | <b>0.00 USD</b>  |

[BACK](#)

Autorização da Elsevier e da Copyright Clearance Center para uso de figuras do artigo Design and Experimental Characterization of

a Pumping Kite Power System de autoria de Rolf van der Vlugt.



RightsLink®

[My Orders](#)

[My Library](#)

[My Profile](#)

Welcome anny.mendonca@posgrad.ufsc.br [Log out](#) | [Help](#)

[My Orders](#) > [Orders](#) > All Orders

## License Details

This Agreement between Ms. Anny Key Mendonça ("You") and Springer ("Springer") consists of your license details and the terms and conditions provided by Springer and Copyright Clearance Center.

[printable details](#)

|  |  |
|--|--|
| License Number                         | 4162761485179  |
| License date                           | Aug 05, 2017   |
| Licensed Content Publisher             | Springer   |
| Licensed Content Publication           | Springer eBook   |
| Licensed Content Title                 | Design and Experimental Characterization of a Pumping Kite Power System  |
| Licensed Content Author                | Rolf van der Vlugt   |
| Licensed Content Date                  | Jan 1, 2013  |
| Type of Use                            | Thesis/Dissertation  |
| Portion                                | Figures/tables/illustrations   |
| Number of figures/tables/illustrations | 1  |
| Author of this Springer article        | No   |
| Order reference number                 | fig 23.4   |
| Original figure numbers                | Modelo para identificar as condições que determinam a viabilidade econômica de um projeto de geração de energia com uso de aerofólios cabeados |
| Title of your thesis / dissertation    | Aug 2017   |
| Expected completion date               | 161  |
| Estimated size(pages)                  | Ms. Anny Key Mendonça  |
| Requestor Location                     | Servidão do Porto 165<br>Lagoa da Conceicao  |
|  | Florianopolis, SC 88062-503<br>Brazil  |
| Billing Type                           | Attn: Ms. Anny Key Mendonça  |
| Billing address                        | Invoice<br>Ms. Anny Key Mendonça<br>Servidão do Porto 165<br>Lagoa da Conceicao  |
|  | Florianopolis, Brazil 88062-503  |
|  | Attn: Ms. Anny Key Mendonça  |
| Total                                  | <b>0.00 USD</b>  |

[BACK](#)

Autorização da IEEE e da Copyright Clearance Center para uso de figuras do artigo High-Altitude Wind Power Generation de autoria de Lorenzo, Fagianio.

Rightslink® by Copyright Clearance Center

https://s100.copyright.com/AppDispatchServlet#formTop



RightsLink®



**Title:** High-Altitude Wind Power Generation  
**Author:** Lorenzo Fagiano  
**Publication:** Energy Conversion, IEEE Transactions on  
**Publisher:** IEEE  
**Date:** March 2010  
 Copyright © 2010, IEEE

Logged in as:  
 Anny Key Mendonça

LOGOUT

### Thesis / Dissertation Reuse

**The IEEE does not require individuals working on a thesis to obtain a formal reuse license, however, you may print out this statement to be used as a permission grant:**

*Requirements to be followed when using any portion (e.g., figure, graph, table, or textual material) of an IEEE copyrighted paper in a thesis:*

- 1) In the case of textual material (e.g., using short quotes or referring to the work within these papers) users must give full credit to the original source (author, paper, publication) followed by the IEEE copyright line ♦ 2011 IEEE.
- 2) In the case of illustrations or tabular material, we require that the copyright line ♦ [Year of original publication] IEEE appear prominently with each reprinted figure and/or table.
- 3) If a substantial portion of the original paper is to be used, and if you are not the senior author, also obtain the senior author♦s approval.

*Requirements to be followed when using an entire IEEE copyrighted paper in a thesis:*

- 1) The following IEEE copyright/ credit notice should be placed prominently in the references: ♦ [year of original publication] IEEE. Reprinted, with permission, from [author names, paper title, IEEE publication title, and month/year of publication]
- 2) Only the accepted version of an IEEE copyrighted paper can be used when posting the paper or your thesis on-line.
- 3) In placing the thesis on the author's university website, please display the following message in a prominent place on the website: In reference to IEEE copyrighted material which is used with permission in this thesis, the IEEE does not endorse any of [university/educational entity's name goes here]'s products or services. Internal or personal use of this material is permitted. If interested in reprinting/republishing IEEE copyrighted material for advertising or promotional purposes or for creating new collective works for resale or redistribution, please go to [http://www.ieee.org/publications\\_standards/publications/rights/rights\\_link.html](http://www.ieee.org/publications_standards/publications/rights/rights_link.html) to learn how to obtain a License from RightsLink.

If applicable, University Microfilms and/or ProQuest Library, or the Archives of Canada may supply single copies of the dissertation.



Copyright © 2017 Copyright Clearance Center, Inc. All Rights Reserved. [Privacy statement](#). [Terms and Conditions](#).  
 Comments? We would like to hear from you. E-mail us at [customercare@copyright.com](mailto:customercare@copyright.com)