

# Trabalho de Conclusão de Curso

## ANÁLISE AMBIENTAL, TÉCNICA E ECONÔMICA DA PÓS-OPERAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

Mônica Nassar Machuca

Orientador: Prof. Dr. Sebastião Roberto Soares  
Co-orientador: Rodrigo Nereu dos Santos

2015/2



Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC  
Departamento de Engenharia Sanitária e Ambiental



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA SANITÁRIA E  
AMBIENTAL

Mônica Nassar Machuca

**ANÁLISE AMBIENTAL, TÉCNICA E ECONÔMICA DA PÓS-  
OPERAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS**

Trabalho submetido à banca  
examinadora como parte dos  
requisitos para Conclusão do Curso  
de Graduação em Engenharia  
Sanitária e Ambiental.

Orientador: Prof. Dr. Sebastião  
Roberto Soares

Co-orientador: MSc. Rodrigo Nereu  
dos Santos

FLORIANÓPOLIS  
2015

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

Machuca, Mônica Nassar

Análise ambiental, técnica e econômica da pós-operação de parques eólicos / Mônica Nassar Machuca ; orientador, Sebastião Roberto Soares ; coorientador, Rodrigo Nereu dos Santos. - Florianópolis, SC, 2015.

118 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico.  
Graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental.

Inclui referências

1. Engenharia Sanitária e Ambiental. 2. Energia Eólica.  
3. Aerogerador. 4. Repotenciação. 5. Disposição Final. I. Soares, Sebastião Roberto. II. Santos, Rodrigo Nereu dos. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental. IV. Título.

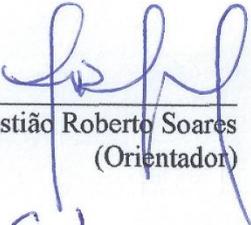
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA SANITÁRIA E  
AMBIENTAL

ANÁLISE AMBIENTAL, TÉCNICA E ECONÔMICA DA PÓS-  
OPERAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

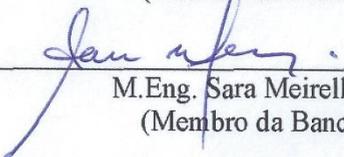
MÔNICA NASSAR MACHUCA

Trabalho submetido à banca examinadora como parte  
dos requisitos para Conclusão do Curso de Graduação  
em Engenharia Sanitária e Ambiental.

BANCA EXAMINADORA:

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Sebastião Roberto Soares  
(Orientador)

  
\_\_\_\_\_  
M.Eng. Pedro Alvim de Azevedo Santos  
(Membro da Banca)

  
\_\_\_\_\_  
M.Eng. Sara Meirelles  
(Membro da Banca)

FLORIANÓPOLIS/SC  
NOVEMBRO/2015



## AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador Prof. Sebastião Roberto Soares e co-orientador Rodrigo Nereu dos Santos pelo apoio na elaboração deste trabalho.

Agradeço aos membros da banca, Pedro Alvim de Azevedo Santos e Sara Meireles, pelas contribuições a este trabalho.

Agradeço ao Prof. Júlio César Passos e à equipe do LEPTEN/Mecânica/UFSC pela oportunidade de participar no meu primeiro projeto na área de energia eólica.

Agradeço à RDS Energias Renováveis pela disponibilização dos programas e dados de vento, fundamentais para a elaboração deste trabalho.

Agradeço à COPEL pela disponibilização de dados de geração da Usina Eólica de Palmas.

Agradeço aos meus pais, Silvia Modesto Nassar e Manoel Machuca Neto, por estarem sempre presentes nas infindáveis conversas sobre o TCC, dando ideias e me ajudando a desenvolver o trabalho desde o primeiro momento. Estendo o agradecimento aos meus irmãos, Paulo e Fernando, por sempre cuidarem da “Prim”.

Agradeço ao Lucas Gonçalves Mora pelo apoio, paciência, carinho, companheirismo e risadas nos momentos difíceis.

Agradeço a todos os amigos que fizeram com que este ano passasse mais tranquilamente. Agradeço especialmente ao apoio e amizade dos amigos da graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental.

Agradeço aos colaboradores da RDS Energias Renováveis, especialmente ao Jorge Lewis Esswein e a Grazielle Lima pelo apoio e amizade.

Sempre que houver alternativas, tenha cuidado. Não opte pelo conveniente, pelo confortável, pelo respeitável, pelo socialmente aceitável, pelo honroso. Opte pelo que faz o seu coração vibrar. Opte pelo que gostaria de fazer, apesar de todas as consequências.

Osho

## RESUMO

Desde a crise do petróleo em 1970 a energia eólica vem se estabelecendo como uma das principais fontes renováveis, atualmente aparecendo como quinta colocada na matriz energética brasileira. Aerogeradores possuem vida útil entre 20 e 30 anos e, posteriormente, não estarão aptos a gerar energia de forma rentável, assim o parque começa sua pós-operação. O objetivo desse trabalho é analisar a pós-operação de parques eólicos nos âmbitos ambiental, técnico e econômico. Esta pesquisa é de caráter exploratório, desenvolvida por meio de um estudo de caso da Usina Eólica de Palmas, parque mais antigo do Sul do Brasil, de 2,5MW. Adotou-se os seguintes procedimentos metodológicos: detalhamento das práticas de desinstalação de parques e disposição dos seus resíduos em países pioneiros; análise de como e quando a repotenciação é viável, detalhando práticas internacionais, sendo que, na dimensão ambiental, foram levantados possíveis reusos da estrutura existente; na técnica, foi descrito como estimar a produção anual de energia do parque repotenciado; na econômica, foi descrito como analisar se o projeto é viável economicamente, a partir da taxa interna de retorno e valor presente líquido. Finalmente, o detalhamento das práticas internacionais foi utilizado para analisar a pós-operação da Usina Eólica de Palmas. Apenas os aerogeradores e fundações não puderam ser reutilizados na repotenciação, em que serão reciclados e as pás reutilizadas em um *playground*. A repotenciação com cinco aerogeradores Gamesa G114 se mostrou viável ambiental, técnica e economicamente, com PAE de 41,5MWh, eficiência de 92,2%, FC de 47,40%, VPL de R\$218,5 milhões e TIR de 44,76%.

**Palavras-chave:** *repotenciação; aerogerador; fim-de-vida; destinação final; energia eólica.*



## ABSTRACT

Since the oil crises in the 70s, the wind energy settles as one of the main renewable sources, nowadays being placed fifth on the Brazilian energy matrix. Wind turbines have a life span of 20 to 30 years and, afterwards, they will not be able to generate energy on a profitable way, therefore the wind farm starts its post operation period. The main goal of this paper is to analyze the post operation of wind farms considering the environmental, technical and economical dimensions. This research is exploratory, developed through a case study of Palmas Wind Farm, oldest farm in south Brazil, with 2.5MW of nominal capacity. The following methodological procedures were conducted: detailing of decommissioning and disposal of wind farm waste practices in pioneering countries, analysis of how and when repowering is viable, detailing international practices, in which at the environmental dimension the possible reuse of the existing structure was analysed; at the technical approach, it was described how to estimate the annual energy production of the repowered park; at the economical, it was described how to analyze if the project is viable economically, using net present value and internal rate of return. Finally, the detailing of international practices was used to analyze the post operation of Palmas Wind Farm. Only the wind turbines and foundations were not able to be reused at the repowering, in which they will be recycled and the blades will be reused on a playground. The repowering with five Gamesa G114 wind turbines is viable environmental, technical and economically, with an AEP of 41.5MWh, efficiency of 92.2%, CF of 47.40%, NPV of R\$218.5 million and IRR of 44.76%.

**Keywords:** *repowering; wind turbine; end of life; final disposal; wind energy.*



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Capacidade mundial de energia eólica.....	5
Figura 2: Matriz Energética Brasileira - Abril de 2015.....	6
Figura 3: Evolução e projeção da capacidade instalada de energia eólica no Brasil .....	7
Figura 4: Usina Eólica de Palmas coexiste com a indústria pecuária....	13
Figura 5: UE Palmas - Localização dos AGs e estimativa de polígono contratado.....	14
Figura 6: Logística e logística reversa de um aerogerador.....	22
Figura 7: Componentes de um aerogerador .....	23
Figura 8: Componentes da nacelle de um aerogerador.....	24
Figura 9: Playground Wikado, Holanda.....	29
Figura 10: Possíveis caminhos de um parque eólico ao final da sua vida útil .....	31
Figura 11: Modelo Jensen do efeito esteira - velocidade do vento normalizada na altura do rotor.....	39
Figura 12: Curvas de Potência dos aerogeradores Gamesa 2,0/2,5MW	42
Figura 13: Exemplo de Mapa de Recursos Eólicos feito a partir dos programas WindPRO e WAsP. ....	43
Figura 14: Exemplo de relatório da função PARK do WindPRO.....	46
Figura 15: Rugosidade em um raio de 20km do parque.....	57
Figura 16: Curvas de nível ao redor da UE Palmas.....	57
Figura 17: Disponibilidade dos dados da torre anemométrica .....	59
Figura 18: Disposição dos AGs GE 1.6 no parque simulado. ....	61
Figura 19: Disposição dos AGs Gamesa G114 no parque simulado.....	62



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Energia anual produzida pela UE Palmas (1999-2014).....	14
Tabela 2: Valores de rugosidade do terreno de acordo com suas características. ....	56
Tabela 3: Compilação dos resultados obtidos: PN similar. ....	60
Tabela 4: Compilação dos resultados obtidos: PN maximizada.....	60
Tabela 5: Informações iniciais do layout GAMESA G114.....	63
Tabela 6: Cálculo da taxa de juros do financiamento para Gamesa G114. ....	64
Tabela 7: Cálculo do sistema de amortização para Gamesa G114.....	65
Tabela 8: Resumo do fluxo de caixa do layout Gamesa G114.....	66
Tabela 9: Informações iniciais do layout GE 1.6. ....	67
Tabela 10: Cálculo da taxa de juros do financiamento para GE 1.6. ....	68
Tabela 11: Cálculo do sistema de amortização para GE 1.6. ....	68
Tabela 12: Resumo do fluxo de caixa do layout GE 1.6. ....	69
Tabela 13: Comparação dos resultados obtidos com GAMESA G114 e GE 1.6. ....	70



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Enercon E-40 - Características técnicas. ....	12
Quadro 2: Localização dos aerogeradores da UE Palmas (Projeção: UTM Datum: Sirgas2000).....	13
Quadro 3: Profundidade de remoção da estrutura de um parque eólico, requerida pelos diferentes municípios dos Estados Unidos.....	19
Quadro 4: Métodos de disposição final de pás eólicas - Vantagens e Desvantagens.....	29
Quadro 5: Vantagens e desvantagens da repotenciação vs desativação seguida de um projeto <i>greenfield</i> . ....	31
Quadro 6: Classes de aerogeradores de acordo com a IEC 61400-1.....	40
Quadro 7: <i>Input</i> e <i>Output</i> da análise técnica de um parque eólico. ....	41
Quadro 8: Metas para as energias renováveis em diferentes países. ....	47
Quadro 9: Metas para energia eólica em diferentes países.....	47
Quadro 10: Dados de entrada e de saída para a análise econômica.....	49
Quadro 11: Resíduos da UE Palmas e seu possível reuso na repotenciação.....	52
Quadro 12: Disposição final dos componentes do aerogerador ENERCON 3-40.....	53
Quadro 13: Especificações dos aerogeradores escolhidos para as simulações. ....	58



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

**AG** Aerogerador

**ANEEL** Agência Nacional de Energia Elétrica

**BNDES** Banco Nacional do Desenvolvimento

**DPR** *Decommissioning Plan Report*

**COPEL** Companhia Paranaense de Energia

**EPE** Empresa de Pesquisa Energética

**FC** Fator de Capacidade

**GWEC** Global Wind Energy Council

**IEC** International Electrotechnical Commission

**IPCA** Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

**MCP** Measure-Correlate Predict/Medir-Correlacionar-Prever

**PAE** Produção Anual de Energia

**PN** Potência Nominal

**Proinfa** Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

**REEs** Rare Earth Elements

**SELIC** Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

**SNH** Scottish Natural Heritage

**TIR** Taxa Interna de Retorno

**TJPL** Taxa de Juros de Longo Prazo

**TMA** Taxa Mínima de Atratividade

**UE** Usina Eólica

**VPL** Valor Presente Líquido

**WWEA** World Wind Energy Association

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	1
<b>2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	3
<b>2.1. Energias Renováveis</b> .....	3
<b>2.2. Energia Eólica</b> .....	3
<b>2.3. Fases do desenvolvimento de um parque eólico</b> .....	8
<b>3. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS</b> .....	9
<b>3.1. Coleta de dados</b> .....	9
<b>3.2. Desativação de parques, disposição final de seus resíduos e repotenciação</b> .....	10
<b>3.3. Estudo de caso</b> .....	10
<b>3.4. Usina Eólica de Palmas</b> .....	12
<b>3.5. Restrições da pesquisa</b> .....	15
<b>4. ANÁLISE DA PÓS-OPERAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS NO EXTERIOR</b> .....	17
<b>4.1. Desativação</b> .....	17
<b>4.2. Resíduos sólidos gerados</b> .....	20
<b>4.3. Repotenciação</b> .....	30
<b>5. ANÁLISE DA PÓS-OPERAÇÃO DA USINA EÓLICA DE PALMAS</b> .....	51
<b>5.1. Desativação do parque</b> .....	51
<b>5.2. Disposição final dos resíduos</b> .....	51
<b>5.3. Repotenciação</b> .....	54
<b>5.4. Comparação entre modelos finais de aerogeradores</b> .....	70
<b>6. CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	73
<b>6.1. Conclusões</b> .....	73
<b>6.2. Trabalhos futuros</b> .....	75

<b>REFERÊNCIAS</b> .....	77
<b>APÊNDICE I</b> .....	95
<b>APÊNDICE II</b> .....	96

## 1. INTRODUÇÃO

As energias renováveis, como a energia eólica e solar, são utilizadas há milhares de anos pelos seres humanos. A energia eólica era muito aproveitada para rodar os moinhos de vento que, por sua vez, trituravam alimentos, elevavam águas, entre outras funções. Já a geração de energia elétrica a partir dos ventos foi iniciada somente em 1887, enquanto os aerogeradores conhecidos atualmente surgiram cerca de 70 décadas depois, em 1956. Com as duas graves crises de petróleo em 1973 e 1979, as energias renováveis começaram a ser alvo de grande interesse mundial, por não se esgotarem e poluírem muito menos do que as fontes mais utilizadas na época (carvão e petróleo).

A partir desse período, diversos estudos e projetos foram implantados ao redor do mundo visando melhorar a tecnologia das energias renováveis, dentre elas a energia eólica. Países pioneiros na área, como a Dinamarca, Estados Unidos e Alemanha construíram diversos parques eólicos em suas terras e, com uma vida útil estimada entre 20 e 30 anos, os aerogeradores de tais parques começaram a chegar ao fim de sua vida útil na virada do século.

Começou-se então a pensar em uma maneira de continuar o funcionamento dos parques, pois se estes fossem simplesmente abandonados, a área com bom potencial eólico ficaria invalidada para novos projetos. Para isso, era necessário realizar a repotenciação do parque, ou seja, retirar os aerogeradores antigos e instalar outros, mais modernos e com maior potência nominal. Em um primeiro momento, sem a pressão de questões ambientais, os aerogeradores foram simplesmente dispostos em aterros, sem nenhum controle, tentativa de reuso ou reciclagem. Porém, esta disposição causava grande perda na vida útil do aterro, pois os aerogeradores ocupavam um percentual significativo de seu volume, além de não ser uma disposição ambientalmente adequada. Consequentemente, na década de 2000 foram desenvolvidas novas formas de disposição final, desde técnicas de reciclagem até grandes manutenções nos aerogeradores e posterior revenda.

A repotenciação de um parque também considera as dimensões técnica e econômica, em que a primeira refere-se à análise de *layouts* para o novo parque, considerando diferentes modelos de aerogeradores e verificando a produção anual de energia (PAE), eficiência e fator de capacidade (FC) resultantes para o projeto. Já a segunda refere-se à análise do valor presente líquido e da taxa interna de retorno do projeto, em que se utilizam os dados de saída da análise técnica.

No Brasil, o primeiro aerogerador foi instalado em 1993, em Fernando de Noronha/PE, já o primeiro parque eólico a atuar como produtor independente no país foi a Central Eólica de Taíba, que iniciou sua operação somente em 1999, no Ceará (ANEEL, 2005). Com isso, nenhum parque eólico chegou em seu período de pós-operação ainda, porém em poucos anos já será necessário avaliar a possibilidade de repotenciar os parques mais antigos. Com esse problema em vista, como deverá ser feito o projeto de pós-operação de um parque eólico brasileiro?

Será realizado um estudo de caso com a Usina Eólica de Palmas, situada no sul do Paraná. Este parque foi escolhido para o estudo, pois começou a operar no início de 1999, se destacando como a primeira central eólica do Sul do Brasil (COPEL, 2012).

A finalidade deste trabalho é recomendar ações de disposição final de aerogeradores e de repotenciação de parques eólicos brasileiros, quando estes chegarem ao final de sua vida útil. É primordial que a disposição final dos aerogeradores seja ambientalmente adequada, e técnica e economicamente viável, pois evita-se assim que impactos negativos sejam causados ao ambiente. Já a repotenciação, se realizada corretamente, leva ao melhor aproveitamento da área e à maior produção de energia do parque.

Este trabalho foi desenvolvido com o apoio da empresa RDS Energias Renováveis e da Companhia Paranaense de Energia (COPEL).

## **1.1. Objetivos**

### **1.1.1. Objetivo geral**

O objetivo do presente trabalho é realizar uma análise ambiental, técnica e econômica da pós-operação de parques eólicos.

### **1.1.2. Objetivos específicos**

- Expor como é realizada a desativação de parques eólicos e a disposição final de seus resíduos no exterior, para entendimento da atual situação mundial e aplicação em parques eólicos brasileiros.
- Analisar como é feita a repotenciação de parques eólicos no exterior considerando as dimensões ambiental, técnica e econômica.
- Propor um projeto de pós-operação para a Usina Eólica de Palmas/PR.

## **2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

Neste capítulo será feita uma breve introdução às energias renováveis e em seguida o histórico da energia eólica no mundo e no Brasil será apresentado, salientando como está a situação atual no país.

O terceiro item irá apresentar as quatro etapas principais de um parque eólico, salientando brevemente a função e as principais ações a serem tomadas em cada uma.

### **2.1. Energias Renováveis**

Energias renováveis são fontes de energia que não se esgotam ou se renovam em um curto espaço de tempo. Por volta de 1970, com a grave crise do petróleo, e posteriormente com o impacto do aquecimento global, as energias renováveis começaram a ganhar cada vez mais aceitação e financiamento (JUARÉZ et al., 2014).

As principais fontes de energias renováveis são: Solar, Eólica, Hidrelétrica e Biomassa, onde em cada fonte há diversas maneiras de se extrair a energia. Dentre estas, a energia eólica já se estabelece como uma das principais opções para nova geração de eletricidade (GWEC, 2015).

O Relatório de Status Global de 2015 das energias renováveis mostra que, pela primeira vez em quatro décadas, a emissão global de CO<sub>2</sub> no ambiente se manteve estável em 2014, enquanto a economia global cresceu. Segundo o relatório, isso se deve à grande penetração das energias renováveis e melhorias na eficiência energética de sistemas de energia (REN21, 2015a).

### **2.2. Energia Eólica**

#### **2.2.1. No Mundo**

Desde 3.000 a.C. a energia eólica era aproveitada para rodar os chamados moinhos de vento, em que a força cinética do vento foi utilizada para moer alimentos, elevar água, entre outras funções (CUSTÓDIO, 2009). A geração de energia elétrica a partir dos ventos foi iniciada somente em 1887, por James Blyth, na Escócia (POWERED BY WIND, 2009); enquanto que os aerogeradores com três pás, parecidos com os conhecidos atualmente vieram cerca de 70 décadas depois, em 1956 (RAGHEB, 2013). O aerogerador, da forma que se conhece atualmente, é um equipamento utilizado para transformar a energia cinética do vento em energia mecânica das pás do aerogerador e, posteriormente, esta é convertida em energia elétrica através de um gerador (CUSTÓDIO, 2009).

Como as outras energias renováveis, a energia eólica começou a ganhar mercado em 1973 com a primeira grande crise do petróleo e, desde então, vem sendo cada vez mais aceita no mundo. Alguns dos países pioneiros em energia eólica são a Dinamarca, Estados Unidos e Suécia, que possuem aerogeradores comercialmente instalados desde 1983 (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2015). A década de 1990 foi de grande importância para o desenvolvimento de aerogeradores com maior potência nominal, onde de turbinas com 110kW, passaram a ser produzidas turbinas comerciais com 1,5MW de potência (TOLMASQUIM, 2003). Atualmente, o maior aerogerador do mundo possui potência nominal de 8,0MW e está em fase de testes (MHI VESTAS OFFSHORE WIND, 2015). Há também aerogeradores de 10,0MW de potência, mas ainda em fase de desenvolvimento (AMSC, 2012). Comercialmente, a potência nominal dos aerogeradores chega a no máximo 3,6MW (SIEMENS, 2011).

A capacidade total de geração de energia eólica mundial em dezembro de 2014 era de 369,6GW, sendo que o crescimento no ano de 2014 foi de mais de 16%. A Figura 1 mostra os dez países que possuem as maiores potências instaladas de energia eólica (GWEC, 2015).

A China aparece em primeiro lugar com quase um terço da potência mundial, seguida dos Estados Unidos (17,8%) e Alemanha (10,6%). O Brasil está na décima posição do ranking, com uma potência nominal de 5.939MW, sendo 1,6% da capacidade mundial. Cabe ressaltar que essa potência está instalada, porém há pendências de conexões à rede em alguns casos (GWEC, 2015).

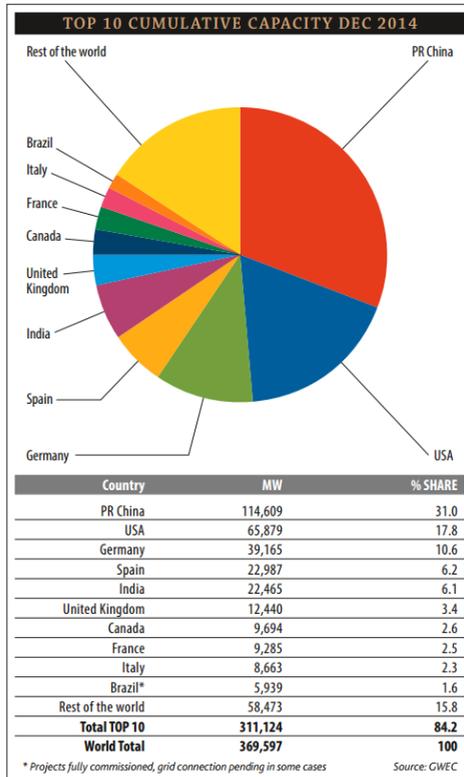
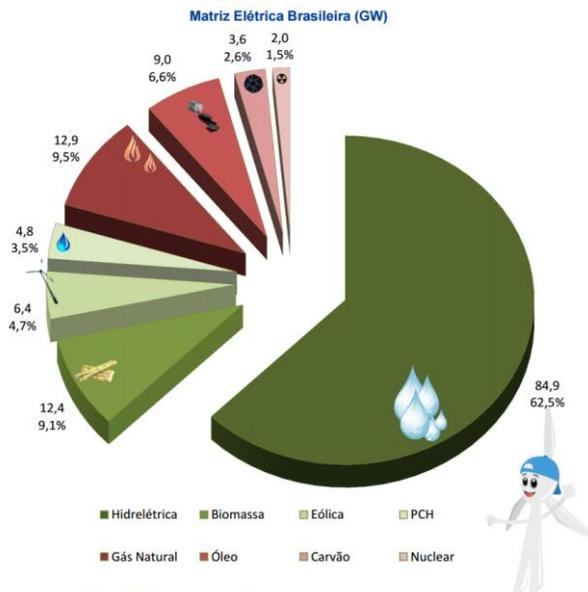


Figura 1: Capacidade mundial de energia eólica  
Fonte: GWEC (2015).

### 2.2.2. No Brasil

A matriz elétrica brasileira é vista na Figura 2 a seguir. Segundo o boletim de dados de abril de 2015 da ABEEólica, o Brasil possui uma matriz elétrica com a predominância de hidrelétricas, provendo 62,5% da potência instalada, em seguida estão as usinas de gás natural com 9,5% e 9,1% provém de usinas de biomassa. A energia eólica é responsável por 4,7% (6,4GW) da matriz elétrica brasileira e é a quinta maior fonte de energia do país (ABEEÓLICA, 2015). É importante salientar que a energia produzida de fonte eólica é menor do que a sua capacidade instalada, em que a produção de energia de um parque eólico é geralmente de 25 a 40% de sua capacidade (IEA WIND, 2015).



**Figura 2: Matriz Energética Brasileira - Abril de 2015**  
 Fonte: ABEEólica (2015).

A primeira turbina eólica instalada em terras brasileiras se deu em Fernando de Noronha, em junho de 1992, por ser uma ilha no Nordeste. Desde então outras pequenas centrais eólicas foram sendo desenvolvidas no Brasil, tanto em caráter experimental quanto para comercialização da energia. O primeiro parque eólico a atuar como produtor independente no país foi a Central Eólica de Taíba, que iniciou sua operação somente em 1999, no Ceará. Porém, até 2003 a capacidade instalada no Brasil era apenas 22MW (ANEEL, 2005).

Em 2003, com a criação do Proinfa (Programa para o Incentivo de Fontes Renováveis de Energia), grandes parques eólicos começaram a ser instalados no país, sendo o primeiro deles o Complexo Eólico de Osório, que entrou em operação em abril de 2006 em Osório/RS. Em 2015, esse parque eólico ainda permanece um dos maiores do Brasil e o maior da região Sul (VENTOS DO SUL ENERGIA, 2015). O Proinfa é um importante programa para a energia eólica, pois garante que a energia produzida pelos parques tenha 20 anos de contratação pela Eletrobrás (ANEEL, 2008). Diversos outros parques foram instalados no decorrer dos anos com o apoio do Proinfa, resultando em 54 parques ao todo, em maio de 2015 (PROINFA, 2015).

A evolução da energia eólica no Brasil e as perspectivas para os próximos anos são mostradas na Figura 3. Nota-se o aumento acentuado da capacidade instalada no Brasil de 2006 até 2014. As previsões para 2015 até 2019 se mostram otimistas e calculam que até 2019 a energia eólica brasileira terá uma potência instalada de mais de 17GW.

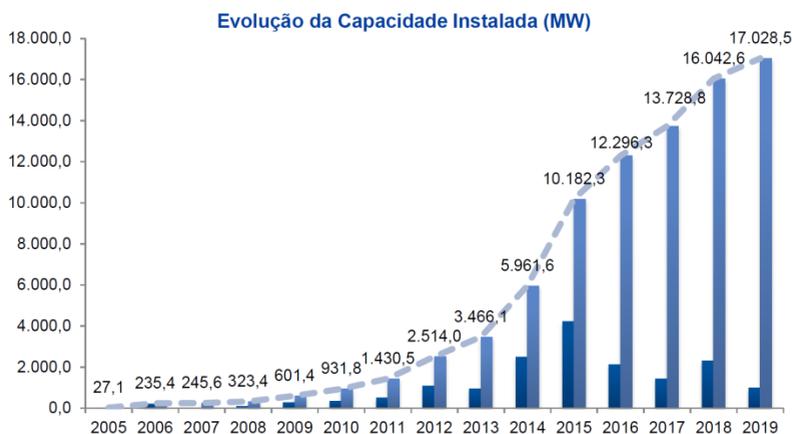


Figura 3: Evolução e projeção da capacidade instalada de energia eólica no Brasil

Fonte: ABEEólica (2015).

Em junho de 2015 haviam 262 usinas eólicas instaladas no Brasil, gerando uma capacidade instalada de 6,56GW, enquanto a capacidade de construção de parques eólicos no Brasil é de 11,21GW (ABEEÓLICA, 2015).

Parques eólicos possuem uma menor densidade de energia, uma menor vida útil e usam mais turbinas para gerar a mesma quantidade de energia que uma hidrelétrica (JUAREZ et al., 2014). Conseqüentemente, a crescente participação da energia eólica na matriz energética brasileira acarretará em uma grande fonte de resíduos. Segundo Juaréz et al. (2014), o reuso dos materiais dos aerogeradores é um desafio técnico-científico para que a energia eólica se mantenha ambientalmente sustentável, onde é necessário realizar a repotenciação e/ou a reciclagem dos componentes de aerogeradores obsoletos.

### 2.3. Fases do desenvolvimento de um parque eólico

Segundo Earnest (2014), Coriolis Energy (2015) e Lago et al. (2009) o desenvolvimento de um parque eólico possui basicamente as seguintes etapas:

- **Projeto:** É onde todos os estudos de viabilidade técnica, econômica e ambiental são feitos, incluindo estudos de impacto ambiental para obtenção das licenças necessária.
- **Instalação:** Passada a etapa de projeto, é iniciada a instalação do parque, que passa pela construção de estradas de acesso, construção de fundações para os aerogeradores, instalação dos aerogeradores, construção de subestação e ligação dos aerogeradores à rede elétrica.
- **Operação:** Por ser a etapa de geração de energia, é a mais extensa. Inclui as manutenções pré-planejada nos aerogeradores e em outros equipamentos. Um aerogerador possui vida útil de 20 a 30 anos e, por todo esse período, é necessário monitoramento e manutenção do parque (CUSTÓDIO, 2009).
- **Pós-operação ou fim-de-vida:** Este período inicia quando a vida útil dos aerogeradores acaba, onde deve ser feita a desinstalação do parque. Quanto aos aerogeradores e outros resíduos gerados, é necessário verificar quais as suas possibilidades de disposição final. Quanto ao parque, é necessário realizar estudos técnicos, econômicos e ambientais para decidir se sua repotenciação é viável, que é a instalação de novos aerogeradores no mesmo local, para permitir a continuação do funcionamento do parque. Se não for optado por repotenciá-lo, ocorrerá a sua desativação.

### 3. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

A metodologia adotada neste trabalho é caracterizada como exploratória, do ponto de vista dos objetivos, e tem abordagem quantitativa, utilizando como procedimento a modalidade de pesquisa por estudo de caso. Assim, adotaram-se como a métodos de levantamento de dados a pesquisa bibliográfica e documental, sendo posteriormente aplicada à situação da pós-operação da Usina Eólica de Palmas, localizada no sul do Estado do Paraná.

A metodologia está dividida em três partes de acordo com os três objetivos específicos apresentados anteriormente. Nas duas primeiras partes serão abordados os temas de desativação do parque, disposição final de seus resíduos e repotenciação, baseadas principalmente em levantamento bibliográfico e documental.

Por fim, a terceira parte se trata de um estudo de caso, onde os conhecimentos previamente adquiridos serão aplicados à Usina Eólica (UE) de Palmas, situada no município de mesmo nome, ao Sul do estado do Paraná, próximo à divisa com o estado de Santa Catarina.

#### 3.1. Coleta de dados

Para o assunto de desativação, disposição final dos resíduos e repotenciação de parques (objetivos específicos 1 e 2), foi necessário realizar uma pesquisa bibliográfica e documentao de revisão do estado da arte de disposição final de aerogeradores e da repotenciação de parques eólicos. Tais pesquisas foram realizadas primariamente a partir de consultas a artigos internacionais, normas e programas de financiamento brasileiros.

Esta revisão foi feita a partir de consultas a portais de periódicos da CAPES, Science Direct e pesquisa direta (Google) de artigos e relatórios técnicos sobre os temas “Desinstalação de Parques Eólicos”, “Disposição Final de Aerogeradores” (objetivo específico 1) e “Repotenciação de Parques Eólicos” (objetivo específico 2), realizando uma revisão dos atuais métodos empregados internacionalmente. As palavras-chave utilizadas para a pesquisa no objetivo específico 1 serão: *wind farm, end of life; wind turbines; recycling* e para o objetivo específico 2 serão *repowering; wind farms*. O período de pesquisa desejado foi 2010-2015 e a língua foi primariamente em Inglês.

O trabalho de coleta de artigos foi realizado ao longo da elaboração do trabalho. Quinzenalmente foi feita uma nova pesquisa, com as mesmas palavras chave, para verificar se algum artigo novo sobre o assunto foi lançado.

Já para o estudo de caso (objetivo específico 3) foi necessário levantar maiores informações sobre a UE de Palmas, a partir de levantamento bibliográfico e documental. O tipo, quantidade, modelo e localização dos aerogeradores do parque estão disponíveis *online* no *website* da COPEL (companhia dona do parque), os dados de vento da região, necessários para a análise técnica da repotenciação, foram disponibilizados pela empresa RDS Energias Renováveis, que possui uma Torre Anemométrica próxima ao parque eólico, e dados de produção anual de energia do parque, foram disponibilizados pela COPEL. A coleta de dados foi realizada em um único evento, pois são dados que não sofrerão alteração com o tempo.

### **3.2. Desativação de parques, disposição final de seus resíduos e repotenciação**

O objetivo específico 1 deste trabalho visa expor como é realizada a desativação de parques eólicos e disposição final de seus resíduos em países pioneiros na área. Com a revisão do estado da arte feita (coleta de dados), é necessário então analisar e expor as opções encontradas.

Já o objetivo específico 2 visa analisar como e em quais situações a repotenciação de parques eólicos no exterior é realizada. Sabendo como e quando a repotenciação é realizada internacionalmente (coleta de dados), posteriormente serão detalhadas as etapas do método de repotenciação em parques eólicos, aplicando os conhecimentos adquiridos a partir dos artigos internacionais encontrados. Serão relacionados quais dados e atividades são necessárias para a avaliação da possível repotenciação de um parque eólico nos âmbitos ambiental, técnico e econômico.

### **3.3. Estudo de caso**

O objetivo específico 3 desta pesquisa se destina a avaliar opções de disposição final e o método de repotenciação proposto em um parque eólico brasileiro. Esta etapa foi dividida em três áreas: desativação do parque, disposição final dos seus resíduos e possível repotenciação do mesmo.

#### **3.3.1. Desativação do parque**

Será descrito como deverá ser feita a desativação e desinstalação de todos os componentes do parque eólico, sendo que os resultados obtidos do objetivo específico 1 serão utilizados para auxiliar no desenvolvimento desta etapa.

### **3.3.2. Disposição final dos resíduos da UE Palmas**

A disposição final será avaliada a partir da verificação dos resíduos produzidos pelo parque. Será feita a divisão de quais resíduos poderão ser reciclados e reutilizados. Serão utilizados os resultados obtidos do objetivo específico 1 para auxiliar no desenvolvimento desta etapa.

### **3.3.3. Repotenciação da UE Palmas**

A possível repotenciação do parque será feita com base no método resultante do objetivo específico 2, analisando três âmbitos: ambiental, técnico e econômico. Serão escolhidas duas vertentes para análise: manter uma potência nominal (PN) similar ao antigo parque, diminuindo o número de aerogeradores, e maximizar a potência, utilizando o mesmo número de aerogeradores.

#### **a) Análise ambiental**

Para a análise ambiental, pela restrição de dados disponíveis, somente o impacto na fauna e flora do reaproveitamento da infraestrutura do antigo parque será avaliado, como o reuso de estradas de acesso, linhas de transmissão, fundação dos aerogeradores, etc.

#### **b) Análise técnica**

A análise técnica será a partir de simulações computacionais, com os programas windPRO e WAsP (disponibilizados pela RDS Energias Renováveis), verificando qual seria a nova produção anual de energia do parque ao utilizar aerogeradores atuais. Nessa etapa serão utilizados os dados de vento da região, que serão introduzidos no software windPRO/WAsP juntamente com a rugosidade do terreno (feita pela autora a partir do Google Earth) e da orografia (curvas de nível – disponíveis pelo *website* Global Data Explorer). Três modelos de aerogeradores serão utilizados para cada opção analisada (manter a potência nominal ou maximizá-la), onde o melhor resultado de cada será escolhido para a análise técnica.

#### **c) Análise econômica**

Finalmente, a análise econômica será feita para os dois resultados da análise técnica, a partir do cálculo do valor presente líquido (VPL) e da taxa interna de retorno (TIR) do projeto. Para possibilitar a análise econômica, deve-se ter os seguintes dados iniciais: produção anual de energia estimada do parque proposto, custo inicial do

projeto, tipo de financiamento para o custo inicial, custo de operação e manutenção do parque, preço da energia eólica, taxa mínima de atratividade (TMA) requerida. Com o VPL e a TIR calculados, será feita a comparação dos dois *layouts* sugeridos para verificar se a repotenciação é viável e escolher o *layout* final para o parque repotenciado.

### 3.4. Usina Eólica de Palmas

Para realizar um estudo de caso da pós-operação de parques eólicos foi escolhida a Usina Eólica de Palmas, por ter sido o primeiro parque eólico instalado no Sul do Brasil. Situado no município de Palmas, divisa com Santa Catarina, o parque finalizou sua instalação em fevereiro de 1999. O empreendimento teve custo de implantação estimado em US\$3.000.000 e foi realizado com parceria entre a COPEL (30%) e a Wobben Windpower Ltda. (70%), sendo a segunda uma subsidiária da Enercon, empresa alemã fabricante de aerogeradores. Em 2008 a COPEL adquiriu os 70% restantes da usina (COPEL, 2012).

O parque conta com cinco aerogeradores modelo Enercon E-40, totalizando 2,5MW de potência nominal. As características técnicas do AG constam no Quadro 1.

Quadro 1: Enercon E-40 - Características técnicas.

<b>Enercon E-40</b>	
Fabricante	Enercon
Potência nominal unitária	500kW
Diâmetro do rotor	40m
Altura da torre	44m
Material da torre	Concreto Armado
Velocidade nominal do vento	12 m/s
Tecnologia	<i>Gearless</i> , gerador em anel com enrolamento de cobre (sem ímãs permanentes)
Vida útil estimada	180.000 horas

Fonte: Elaboração própria, baseado em Finocchio (20--).

Segundo o Relatório Anual de Gestão e Sustentabilidade 2011 feito pela COPEL, a empresa possui contrato de concessão da Usina Eólica de Palmas com validade em 28/09/2029, com possível prorrogação (COPEL, 2012). Em fevereiro de 2016 a usina atingirá 17 anos de operação. Os aerogeradores E-40 já não estão mais em

fabricação, porém a sua vida útil era estimada em 180.000 horas, aproximadamente 20 anos (WWEA, 2006). Com somente mais três anos até o final da vida útil de seus aerogeradores, já deve-se pensar na pós- operação do parque.

Localizada a aproximadamente 30 quilômetros da cidade de Palmas/PR, a usina ocupa uma área de cerca de 30 ha. O parque coexiste com a indústria pecuária, como mostra a Figura 4. Na mesma figura também pode ser visto aos fundos o sistema aéreo de transmissão elétrica do parque.



Figura 4: Usina Eólica de Palmas coexiste com a indústria pecuária.  
Fonte: COPEL; Camargo Schubert; LACTEC (2007).

A localização dos cinco aerogeradores foi obtida a partir de imagens de satélite do Google Earth e é apresentada no Quadro 2 e Figura 5. A área contratada para o projeto foi estimada com o mesmo software, a partir da análise do terreno no entorno do parque.

Quadro 2: Localização dos aerogeradores da UE Palmas (Projeção: UTM Datum: Sirgas2000).

<b>AG</b>	<b>x [m]</b>	<b>y [m]</b>
<b>AG1</b>	430354	7059787
<b>AG2</b>	430201	7059909
<b>AG3</b>	430326	7060261
<b>AG4</b>	430487	7060060
<b>AG5</b>	430699	7059929

Fonte: Elaboração Própria.



Figura 5: UE Palmas - Localização dos AGs e estimativa de polígono contratado.

Fonte: Elaboração própria a partir do *freeware* Google Earth.

Na região do parque a divisa do Paraná com Santa Catarina é feita a partir da rodovia BR-280, localizada ao sul da UE Palmas. Nota-se que são vistos três AGs na parte inferior da Figura 5, já do lado Catarinense, que não pertencem ao parque em estudo. Estes aerogeradores são do Complexo Eólico de Água Doce/SC, construído em 2012 pela empresa argentina Impsa (Prefeitura de Água Doce, 201-) e serão considerados para a análise econômica da repotenciação da UE Palmas.

A produção anual de energia de 1999 a 2004 foi obtida a partir de Camargo (2005), enquanto os dados de 2005 a 2014 foram fornecidos pela COPEL. A compilação desses dados é mostrada na Tabela 1.

Tabela 1: Energia anual produzida pela UE Palmas (1999-2014).

Ano	Energia Produzida (MWh)
1999	4.244,36
2000	4.771,69
2001	4.819,28

<b>Ano</b>	<b>Energia Produzida (MWh)</b>
<b>2002</b>	5.178,86
<b>2003</b>	4.651,30
<b>2004</b>	4.774,20
<b>2005</b>	4.864,00
<b>2006</b>	4.312,00
<b>2007</b>	4.589,00
<b>2008</b>	4.560,00
<b>2009</b>	3.823,00
<b>2010</b>	4.628,00
<b>2011</b>	4.376,00
<b>2012</b>	4.025,00
<b>2013</b>	3.986,00
<b>2014</b>	4.186,00
<b>Média anual</b>	<b>4.574,50</b>

Fonte: Elaboração Própria.

Em 2014 o consumo de energia elétrica no município de Palmas foi de 22.127MWh (IPARDES, 2015), onde a UE Palmas foi responsável pela geração de energia equivalente a 18,92% do consumo. Considerando o consumo médio de energia elétrica por domicílio igual a 156kWh/mês no Brasil (EPE, 2014), tem-se que a UE Palmas é responsável por abastecer cerca de 2.440 domicílios.

### **3.5. Restrições da pesquisa**

O presente estudo de caso, na UE Palmas possui as seguintes restrições:

- Os dados de vento utilizados na análise técnica da repotenciação estão distantes 30km do parque. A Portaria MME nº 21/2008 define que, para terrenos planos, os aerogeradores devem estar em um raio de 10km da torre anemométrica e no caso de terrenos complexos em um raio de 6km, portanto os dados de vento utilizados não estão de acordo com esta portaria.
- A localização dos aerogeradores e da área contratada da UE Palmas foi obtida via imagens de satélite e naturalmente há imprecisões embutidas.

- Não foi possível obter informações sobre o contrato de arrendamento das terras, incluindo informações relevantes como validade do contrato, especificações sobre acordos sobre a desativação do parque, etc.
- Não foram encontradas informações sobre o controle da avifauna local durante os anos de operação do parque eólico, impossibilitando uma análise aprofundada de questões ambientais da repotenciação.
- Não foram obtidas informações sobre o preço da energia da UE Palmas, impedindo o estudo da viabilidade econômica do antigo parque.

## 4. ANÁLISE DA PÓS-OPERAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS NO EXTERIOR

Neste capítulo serão descritas ações de pós-operação realizadas no exterior, focando na desativação de parques, disposição final de seus resíduos gerados e sua possível repotenciação.

### 4.1. Desativação

Uma das preocupações dos proprietários das terras arrendadas para a construção de parques eólicos é o que irá acontecer ao final do projeto – como eles serão assegurados que os donos do empreendimento retornarão as suas terras às condições iniciais? Esta preocupação também é do governo, que será tido como responsável se os desenvolvedores de projeto não arcarem com suas responsabilidades (FERREL; DEVUYST, 2013).

Algumas soluções para esse problema foram implementadas através de regulamentações impostas pelos governos de cada país. A província de Ontário - Canadá introduziu em 2009 uma regulamentação que exige que os desenvolvedores de projeto de Energia Eólica apresentassem um Relatório do Plano de Desativação (DPR - *Decommissioning Plan Report*) previamente à construção do parque (STECKY-EFANTIS, 2013). É requerido que três itens estejam incluídos nesse relatório: procedimentos para a desmontagem ou demolição da instalação; atividades relacionadas à restauração de qualquer terra ou água afetada negativamente pelo parque e procedimentos para a gestão dos resíduos gerados (MINISTRY OF THE ENVIRONMENT AND CLIMATE CHANGE, 2009).

Já em Mower County, Minnesota – Estados Unidos, há uma exigência de depósito de fundos para o governo por turbina instalada, onde este dinheiro só é liberado para o dono do parque eólico quando o mesmo for devidamente desativado. Se isto não ocorrer, o dinheiro é revertido para a desativação do parque (FERRELL; DEVUYST, 2013). Na Itália também ocorre um processo similar à Minnesota, onde o depósito para a desativação do parque e restauração ambiental deve ser feito para que a construção do empreendimento seja aprovada. Tal depósito é reavaliado a cada cinco anos por entidades governamentais, assegurando a sua adequação (GIOVANNINI, 2014).

O processo de desativação de um parque eólico envolve a retirada de todos os equipamentos e construções ali instalados referentes ao parque, onde se incluem aerogeradores, linhas de transmissão,

transformadores, estradas e outros sistemas (CLEAN ENERGY COUNCIL, 2013).

Segundo o relatório de desativação de parques eólicos produzido na Escócia (WELSTEAD et al., 2013), a desativação de um parque se inicia desligando toda conexão elétrica do local, posteriormente se desativam as estruturas do parque: aerogerador, fundação, linhas de transmissão, subestação e outros prédios e estradas. Caso algum curso d'água tenha sido modificado durante a instalação do parque eólico, este deve ser restaurado. Por fim, ocorre o paisagismo na área afetada, retornando o local às suas características originais.

Em relação à desativação do aerogerador, mesmo não havendo um guia padrão de desativação, existe um consenso de que o processo seria essencialmente o inverso ao de construção (FERRELL; DEVUYST, 2013). Um processo típico de construção de um aerogerador consiste nas seguintes etapas: preparo da fundação de concreto armado; instalação dos módulos da torre de aço ou concreto na fundação; montagem no solo do rotor com as três pás; elevação do rotor até o topo da torre e instalação na mesma (BP WIND ENERGY, 2015).

A fundação feita para os aerogeradores pode ser de diversos *designs*, com profundidades variadas (SVENSSON, 2010) e o processo de retirada pode ou não ser regulamentado de acordo com o local do projeto. De acordo com Aldén (2014 apud MCCARTHY, 2015, p. 23)<sup>1</sup>, um dos problemas enfrentados pelos desenvolvedores de projetos de energia eólica é a restauração dos mesmos, onde há falta de orientações em relação ao assunto.

Só nos Estados Unidos, com legislações diferentes para cada município (*County*), o regulamento de retirada de fundações varia em demasiado. De acordo com um estudo feito em 2008 pelo National Renewable Energy Laboratory em relação a alguns municípios dos Estados Unidos, o regulamento pode especificar a retirada da fundação e de qualquer outra instalação subterrânea em profundidades de 3, 4 ou 8 pés até a completa remoção da mesma (OTERI, 2008), como indica o Quadro 3.

Outros exemplos nos Estados Unidos são descritos a seguir. Em Oklahoma é especificado no seu estatuto que as fundações, cabos, componentes elétricos e qualquer outra instalação deve ser removida até 76,2 cm (30 polegadas) abaixo do solo (FERRELL; DEVUYST, 2013). Já em Macon County/Illinois (EUA) é requerido que seja removido

---

<sup>1</sup> Documento original em sueco.

qualquer material do parque eólico que esteja instalado até 1,5 metros (5 pés) abaixo do solo (MACON COUNTY, 2015).

Diversos DPR de outros países também têm como base outras profundidades, como 1,0 metro – Parque Eólico em New South Wales/Austrália (AECOM AUSTRALIA PTY LTD, 2012) e em Ontario/Canadá (MORRISON HERSHFIELD, 2012) e 1,2 metros – em outro Parque Eólico em Ontario/Canadá (GENIVAR INC, 2013).

Normalmente as estradas alargadas para o parque eólico são tidas como impactos positivos na região e, portanto, não são necessárias suas demolições, a não ser que requisitado pelo dono da propriedade (FERRELL; DEVUYST, 2013).

No entanto, é possível que seja requisitada a retirada das estradas que não coincidem com as existentes previamente ao projeto, feitas somente para possibilitar acesso ao local dos aerogeradores (PROWIND CANADA, 2013). Neste caso, a retirada é feita e o perfil do terreno e a sua antiga vegetação são restaurados, na medida do possível (GENIVAR INC, 2013).

Quadro 3: Profundidade de remoção da estrutura de um parque eólico, requerida pelos diferentes municípios dos Estados Unidos.

Profundidade de remoção		Município	Estado
(pés)	(metros)		
<b>3</b>	<b>0,91</b>	Riley County	Kansas
		Banks County	Michigan
<b>4</b>	<b>1,22</b>	Henry County	Illinois
		Rock Island County	Illinois
		Brookings County	South Dakota
		Door County	Wisconsin
		Manitowoc	Wisconsin
		Town of Rockland	Wisconsin
<b>8</b>	<b>2,44</b>	Morrison	Wisconsin
<b>Remoção total</b>		Long Lake Township	Michigan

Fonte: Elaboração própria.

A instalação do sistema elétrico (cabos e eletrodutos) de um parque eólico pode ser feita no subsolo (enterrada) ou acima do solo (AECOM AUSTRALIA PTY LTD, 2012). É mais comum o primeiro caso (WELSTEAD et al., 2013), por requerer menos manutenção, não ocupar espaço acima do solo na terra arrendada e ainda promover a redução de aves mortas no parque eólico (ONTARIO SUSTAINABLE ENERGY ASSOCIATION, 2005). Se escolhido o segundo caso, a desativação do parque acarretará na remoção do sistema (MORRISON HERSHFIELD, 2012).

No caso de sistemas elétricos enterrados, é possível que haja um acordo com o proprietário da não retirada do sistema do local (GENIVAR INC, 2013), pois sua retirada acarreta na remoção do solo até a profundidade dos componentes elétricos e pode causar distúrbios indesejados nas possíveis plantações do local (PROWIND CANADA, 2013). Neste caso, as extremidades dos cabos são enterradas com profundidades variadas, de acordo com o plano de desativação do parque, podendo ser de 0,5 metro (STANTEC CONSULTING Ltd., 2012), um metro (STANTEC CONSULTING Ltd., 2013), 1,2 metros (GENIVAR INC, 2013), entre outras.

Como já visto no Quadro 3, algumas legislações exigem a retirada de qualquer instalação no subsolo até certa profundidade e, nesses casos, o sistema elétrico é retirado a partir da escavação de largas trincheiras (AECOM AUSTRALIA PTY LTD, 2012).

Segundo Aecom Australia Pty Ltd (2012) os cabos e eletrodutos não contém material nocivo ao meio ambiente e, portanto, podem ser mantidos no local. Por outro lado, Welstead et al. (2013) levantam questionamentos em relação aos potenciais impactos hidrológicos, como mudança ou adição de novos cursos d'água, aumentando a drenagem subterrânea e/ou resultando na seca do habitat.

A subestação e instalações auxiliares do parque eólico são completamente removidas, exceto sua fundação, que pode não ser completamente retirada, dependendo das normas locais, assim como outras instalações no subsolo, conforme mostrado no Quadro 3 e defendido por Oteri (2008).

#### **4.2. Resíduos sólidos gerados**

A desativação de um parque leva à geração de muitos resíduos, que devem ter uma disposição final adequada para não gerar degradação ambiental. É importante que a energia eólica mantenha a imagem de energia limpa e ambientalmente amigável e, para isso, é responsabilidade da indústria a redução do impacto ambiental em todo o

ciclo de vida de um parque eólico, incluindo a sua pós-operação (CHERRINGTON et al., 2012).

Neste mesmo sentido, este é um dever também trazido pela Política Nacional de Resíduos Sólidos, instituída pela Lei nº 12.305/2010, e que se aplica ao caso dos parques. A Lei traz que os grandes geradores ou geradores de resíduos não caracterizados, como domiciliares, são responsáveis pela destinação ambientalmente adequada de seus resíduos. Deve-se observar para tanto a ordem prioridades na gestão de resíduos: não geração, redução, reutilização, reciclagem, tratamento dos resíduos sólidos e disposição final ambientalmente adequada dos rejeitos. Ainda conforme disposto na Lei, o artigo 19 traz que esses geradores deverão elaborar seus próprios planos de gerenciamento dos resíduos que geram.

Tendo em vista a necessidade que se coloca para a questão e o cumprimento da legislação em vigor, neste capítulo serão abordadas quais as destinações adequadas para cada resíduo gerado na desativação de um parque eólico.

#### **4.2.1. O ciclo de vida e a logística reversa de um aerogerador**

Os principais componentes de um parque eólico são seus aerogeradores, portanto primeiramente é necessário verificar quais as opções para um aerogerador que chegou ao final de sua vida útil. Segundo Ortegon, Nies e Sutherland (2013), as opções disponíveis incluem a reciclagem do material, recondicionamento para aumentar a sua vida útil, reuso de alguns de seus componentes ou a remanufatura de todo o aerogerador. A Figura 6 ilustra os possíveis ciclos de vida de um aerogerador.

Segundo a Figura 6, o início do processo de logística reversa para qualquer um dos casos a ser escolhido é o mesmo, em que os aerogeradores devem ser desmontados (9) e cortados ou separados em pedaços menores/módulos no local do parque eólico (10) para então serem transportados para o local de recuperação (11). Lá ocorre o teste dos componentes da turbina (12), a limpeza e a separação por qualidade de uso (13) para então ser definido qual o procedimento seguinte: reuso, remanufaturação, reciclagem ou disposição final.

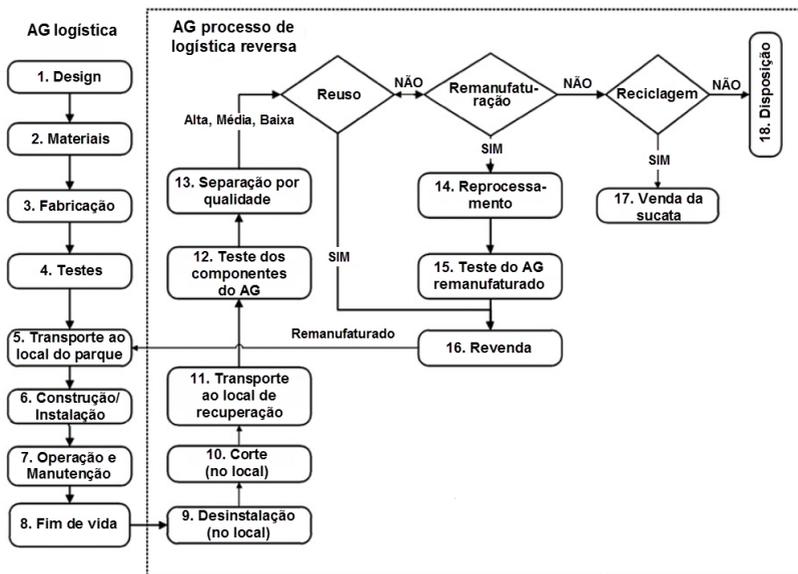


Figura 6: Logística e logística reversa de um aerogerador.  
 Fonte: Adaptado de Ortegon, Nies e Sutherland (2013), p. 197.

Ao ser escolhido o reuso do aerogerador, este é revendido (16) e volta para a etapa de construção de um parque eólico (6). Se o aerogerador não é reutilizado, os seus componentes seguem para a remanufaturaçao, onde ocorre o reprocesso de fabricaçao (14) e posterior teste de qualidade do produto (15) para entao seguir o mesmo rumo de um aerogerador reutilizado. Se um aerogerador não é reutilizado e nem remanufaturado, os seus componentes podem entao ser reciclados, onde há lucro pela venda de seus componentes.

Por fim ocorre a disposiçao final dos componentes do aerogerador que não podem ou não são reciclados, onde, dependendo do componente, este pode ser queimado para a geraçao de energia e/ou disposto em aterros sanitários (CHERRINGTON et al., 2012).

Os aerogeradores que são reutilizados ou remanufaturados eventualmente passarão para a etapa de reciclagem ou disposiçao final. Portanto, no próximo item serão abordadas a reciclagem e/ou disposiçao final de cada componente de um aerogerador.

## 4.2.2. Componentes de um aerogerador

Um típico aerogerador é constituído dos seguintes componentes: fundação, torre, nacela, rotor e três pás (Figura 7). O sistema completo também possui um transformador e cabos elétricos (D'SOUZA; GBEGBAJE-DAS; SHONFIELD, 2011). Cada componente de um aerogerador possui materiais diferentes na sua composição, onde é estimado que cerca de 80% destes seja reciclável, excluindo a fundação (D'SOUZA; GBEGBAJE-DAS; SHONFIELD, 2011; GUEZURAGA; ZAUNER; PÖLZ, 2012).

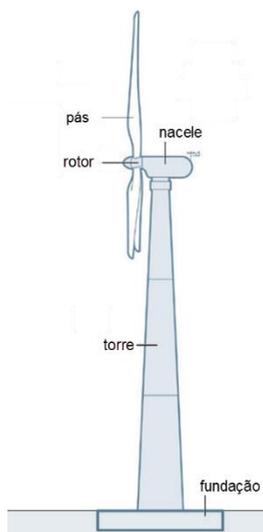


Figura 7: Componentes de um aerogerador.

Fonte: Adaptado de World Steel Association (2012), p. 3.

### a) Torre e Fundação

A torre do aerogerador geralmente é feita de aço (WORLD STEEL ASSOCIATION, 2012; WELSTEAD et al., 2013; D'SOUZA; GBEGBAJE-DAS; SHONFIELD, 2011; ARDENTE et al., 2006), porém também pode ser feita de concreto armado (TREMÉAC; MEUNIER, 2009). Segundo o estudo de ciclo de vida feito pela fabricante de aerogeradores Vestas (D'SOUZA; GBEGBAJE-DAS; SHONFIELD, 2011), todas as partes de um aerogerador que são compostas por somente um material são 98% recicláveis, o que é o caso da torre feita de aço.

Caso a torre seja feita de concreto armado, o mesmo estudo realizado por D'Souza, Gbegbaje-das e Shonfield (2011) cita que o

material é disposto em aterros sanitários. Por outro lado, Welstead et al. (2013) afirmam que o concreto armado pode ser processado para remoção e reciclagem do aço, enquanto o concreto na forma granular/pedregulho pode ser reutilizado em outras construções, como estradas. Segundo U.S. Geological Survey (2015), cerca de 73% do concreto recuperado nos Estados Unidos é reciclado para uso como agregado.

Uma das técnicas usadas para a separação do concreto armado é a trituração do mesmo, seguida pelo uso de ímãs para separação do metal. Máquinas que realizam este tipo de separação já foram desenvolvidas na Alemanha (KLEEMANN GMBH, 2015), porém outros métodos menos danosos ao metal já estão sendo pesquisados (LIM et al., 2014). Pela fundação também ser feita de concreto armado, esta pode ser reciclada assim como descrito acima.

#### b) Nacele

A nacele de um aerogerador é o local onde ocorre a conversão de energia mecânica para energia elétrica. Nela estão componentes como eixo principal, multiplicador de velocidade, gerador elétrico, transformador e caixa protetora (Figura 8).

A maior parte do material da nacele é feita de ferro e aço, tendo outros materiais em menor quantidade, como materiais não ferrosos, entre outros (D'SOUZA, GBEGBAJE-DAS E SHONFIELD, 2011; HAAPALA; PREMPREEDA, 2014). Segundo D'Souza, Gbegbaje-das e Shonfield (2011) a reciclagem da nacele pode chegar a 87% de seu material.

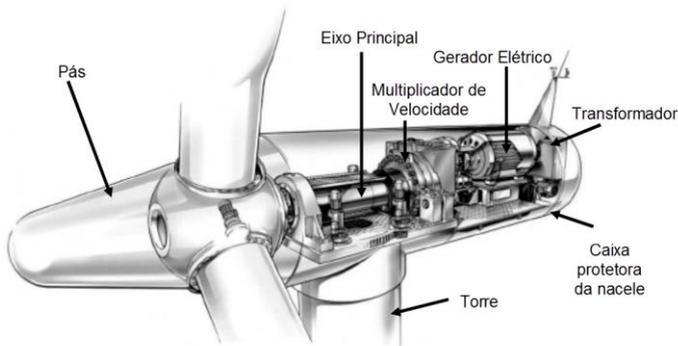


Figura 8: Componentes da nacele de um aerogerador.  
Fonte: Adaptado de Ackermann e Söder (2002), p. 93.

Certos aerogeradores estão utilizando a tecnologia de geradores que não necessita de multiplicador de velocidades (tecnologia *gearless*); onde estes possuem tecnologia mais simples e ocupam menor volume (MAIA, 2011). O sistema destes geradores pode ser classificado em sistema elétrico e sistema de ímãs permanentes (BANG et al., 2011). No segundo caso, de acordo com Lacal-Aránzategui (2015), o ímã permanente mais utilizado é o Neodímio, na forma de composto Neodímio-Ferro-Boro (NdFeB) e a sua extração se dá quase exclusivamente na China, responsável por mais de 86% da extração mundial de metais de terras raras (Rare Earth Elements – REEs) em 2014 (U.S. GEOLOGICAL SURVEY, 2015).

De acordo com um estudo feito pelo Instituto de Análise de Segurança Global (IAGS), a extração de REEs na China é de grande preocupação ambiental, pois suas práticas de mineração geram grande impacto negativo no meio ambiente. Ainda segundo esse estudo, a maior produção de REEs no país se dá na cidade de Baotou e gera milhões de toneladas de águas residuárias e a maior parte destas não é tratada efetivamente, contaminando a água potável, além de ambientes aquáticos nos arredores e áreas de plantio (HURST, 2010).

Até 2011, somente 1% de todo o ímã permanente de Neodímio era reciclado, principalmente pela tecnologia de reciclagem desenvolvida até a época não abranger a reciclagem em larga escala, sendo feita somente em laboratórios (BINNEMANS et. al, 2013). Uma das primeiras formas de reciclagem em escala comercial de ímãs tipo NeFeB foi desenvolvida por Zakotnik e Tudor (2015), onde é possível reciclar os ímãs permanentes em lotes de até 120kg, restaurando ou até melhorando as características iniciais dos ímãs, o que não era visto em nenhum estudo até então.

### c) Pás

Segundo Cherrington et al. (2012) outros componentes dos aerogeradores difíceis de reciclar são as pás, por diversos fatores, incluindo:

- Composição complexa de seus materiais;
- Não podem ser remoldadas;
- A qualidade das fibras das pás ao final da sua vida útil pode estar danificada a ponto de não ser possível o seu reuso;
- O grande tamanho das pás resulta em problemas logísticos de desinstalação, transporte e corte.

As pás dos aerogeradores são feitas de materiais compósitos, constituídos normalmente de resina e fibra de vidro (WELSTEAD et al., 2013). Porém, segundo Rahnama (2011), outro material que está sendo utilizado é a fibra de carbono ao invés da de vidro, porque esta possui a vantagem de ser mais leve, possuir melhor resistência à fadiga e à tração (BORTOLOTTI, 2012). Além desses materiais, também estão presentes PVC, PET ou madeira de balsa, revestimento (poliuretano), dentre outros (LARSEN, 2009).

Por muitos anos as pás dos aerogeradores eram simplesmente dispostas em aterros sanitários ao final de sua vida útil, devido à falta de métodos para reciclagem destas (ELSAM ENGINEERING A/S, 2004). Em 2007 foi apresentado na European Wind Energy Conference and Exhibition (EWEC) um artigo com propostas de orientações a serem incluídas na Política Marítima Europeia. Esse artigo abordou, entre outros itens, a reciclagem dos aerogeradores, onde foi destacado que “as pás são principalmente feitas de materiais compósitos que são dispostos em aterros sanitários ao final da sua vida útil” (JANUÁRIO; SEMINO; BELL, 2007).

A disposição das pás em aterro sanitário pode ser extremamente cara, onde muitas vezes são cobradas taxas para a sua disposição, e não traz benefício aos desenvolvedores do projeto, onde estes poderiam lucrar com outra forma de disposição (RAHNAMA, 2011).

Diretrizes foram firmadas na Europa em 1999 para diminuir a disposição de elementos com alta carga orgânica em aterros, o que inclui as pás dos aerogeradores, que possuem 30% de compostos orgânicos (CHERRINGTON et al., 2012). Especificamente na Alemanha, desde 2005 é proibido dispor plásticos reforçados com fibra de vidro (caso das pás de aerogeradores) em aterros sanitários (LARSEN, 2009). Com essas restrições, foi necessário buscar rotas alternativas para aerogeradores ao seu fim de vida (CHERRINGTON et al., 2012).

Segundo Rahnama (2011), a disposição final das pás pode tomar quatro rumos distintos: aterro, incineração (incluindo pirólise), reciclagem de ciclo fechado ou reuso na construção civil. Como já discutido, dispor as pás em aterros é uma alternativa cara e ambientalmente desfavorável. Portanto agora serão discutidas as outras três opções:

#### c.1) Incineração

A incineração é a rota mais comum para as pás eólicas (LARSEN, 2009), onde ocorre a queima destas para produção de

energia térmica e posteriormente energia elétrica (RAHNAMA, 2011). De acordo com Albers (2009), uma limitação técnica para a incineração das pás junto a outros materiais é a necessidade de reduzi-las ao comprimento de um metro ou até menos. Outro problema da incineração é que, segundo Larsen (2009), 60% do resíduo se torna cinza após o procedimento. Tal cinza pode ser poluente e sua disposição pode ser feita em aterros ou reciclada na indústria do cimento (LARSEN, 2009). No segundo caso, haverá um processo de reciclagem da fábrica de pás de aerogeradores para a fábrica de cimento (RAHNAMA, 2011). Além das cinzas, também são emanados gases no processo, que geram problemas ambientais caso não tratados (TOUBIA, 2011).

No caso da incineração por pirólise das pás, o processo ocorre, segundo Larsen (2009), ao inserir o material já picado em um forno sem a presença de oxigênio e queimado a 500°C, convertendo a resina em gás, enquanto as fibras continuam inertes. Tal gás é usado para produção de eletricidade e rotação dos fornos. As fibras se encaminham para um segundo forno, onde o material entra em contato com o ar. Posteriormente, os metais são removidos por ímãs e encaminhados para reciclagem, enquanto a poeira é removida e as fibras restantes são misturadas com fibras de polipropileno e aquecidas novamente, onde estas se ligam, formando um material de isolamento termorresistente (LARSEN, 2009).

#### c.2) Reciclagem

Para a reciclagem de ciclo fechado das pás, tanto para as de fibra de vidro quanto carbono, Albers (2009) cita que a trituração é inevitável e três problemas são levantados:

- Não há ferramentas adequadas para as dimensões das pás.
- A abrasão das ferramentas é enorme.
- A formação de pó combinada com finas partículas ou a liberação de gases dos solventes residuais pode afetar a saúde e segurança no trabalho.

Outra preocupação levantada por Rahnama (2011) é o stress causado nas pequenas partículas do material ao triturá-lo, que pode influenciar na produção de fissuras e outros defeitos nos produtos feitos com este material reciclado.

De acordo com Larsen (2009), em um projeto chamado REACT (2003-2005), foi desenvolvido um triturador específico para pás eólicas, com capacidade de 2,5 toneladas de material por hora, reduzindo as pás em pedaços de 15 a 25 mm, com dano mínimo às fibras. Após a

trituração, o material sofre um processo para melhorar as suas propriedades e posteriormente removem-se as suas impurezas e separam-se as fibras. Um dos desafios mencionados é ligar novamente as fibras com nova resina, pois as fibras trituradas permanecem com resíduos de resina (LARSEN, 2009).

Pimenta e Pinho (2011) separam a reciclagem em dois tipos: reciclagem mecânica e recuperação das fibras. A reciclagem mecânica é a trituração do composto, utilizando-o como material de enchimento ou de reforço e é mais aplicada às fibras de vidro. Para fibras de carbono é indicada a recuperação das fibras, por estas serem mais estáveis térmica e quimicamente (PICKERING, 2006). A recuperação das fibras se baseia em processos químicos ou térmicos para quebrar a ligação das fibras, que então são coletadas e reutilizadas (PIMENTA; PINHO, 2011).

### c.3) Reuso na construção civil

O reuso das pás na construção civil deve ser monitorado tecnicamente, pois as pás sofrem grande fadiga durante sua vida útil e pode causar diversas falhas mecânicas. Com isso, não é aconselhável utilizá-las em construções permanentes (RAHNAMA, 2011).

De acordo com Medici (2011) em 2008 foi aberto um *playground* em Rotterdam (Holanda), criado a partir de pás de aerogeradores e outros materiais reciclados (Figura 9). Foram avaliados os riscos do *playground* e estes incluem principalmente o contato com a fibra de vidro, que, caso exposta, deve ser coberta com um revestimento não tóxico, e o contato com o próprio revestimento das pás, caso tóxico (MEDICI, 2011). Este uso é limitado, pois a necessidade de *playgrounds* é menor do que a quantidade de pás chegando ao final de sua vida útil.



Figura 9: *Playground Wikado*, Holanda.

Fonte: Medici (2011).

O Quadro 4 sintetiza e compara os diferentes métodos de disposição de pás eólicas, onde as vantagens e desvantagens dos três primeiros métodos foram adaptadas de Rahnama (2011) e do último método adaptado de Medici (2011).

Quadro 4: Métodos de disposição final de pás eólicas - Vantagens e Desvantagens.

<b>Métodos de disposição</b>	<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
<b>Aterro Sanitário</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Processo simples</li> <li>- Método rápido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Método com a maior preocupação ambiental</li> <li>- Taxas podem ser cobradas</li> </ul>
<b>Incineração</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Geração de energia térmica</li> <li>- Menos impactante ambientalmente do que o aterro sanitário</li> <li>- Processo mais fácil que a reciclagem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Material pouco calorífico</li> <li>- Pouca experiência no processo</li> <li>- Pás precisam ser trituradas</li> </ul>

<b>Métodos de disposição</b>	<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
<b>Reciclagem</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ambientalmente o melhor método</li> <li>- Possibilidade de uso ou venda do material após o processo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pouca experiência técnica</li> <li>- Projeto caro e processo complicado</li> <li>- Pás precisam ser trituradas</li> </ul>
<b>Reuso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Uso seguro em <i>playgrounds</i> se tomados os devidos cuidados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Não é sugerido em construções permanentes</li> <li>- Uso limitado em <i>playgrounds</i></li> </ul>

Fonte: Elaboração própria.

### **4.3. Repotenciação**

#### **4.3.1. Investimento em outro local *versus* repotenciação**

Após a desinstalação do parque eólico e disposição de seus resíduos é necessário escolher um dos dois caminhos mostrados na Figura 10. A desativação e investimento em outro local (projeto *greenfield*) seria a total desativação do parque após a desinstalação e disposição dos seus resíduos, passando a investir em outro local para geração de energia eólica. Já a repotenciação do parque é a instalação de novos aerogeradores no mesmo local, com tecnologia mais moderna (GOYAL, 2010).

A repotenciação total se refere à desinstalação e substituição completa do aerogerador, enquanto a parcial é definida como a instalação de novo rotor e sistema de transmissão nas torres e fundações já existentes (LANTZ; LEVANTHAL; BARING-GOULD, 2013).

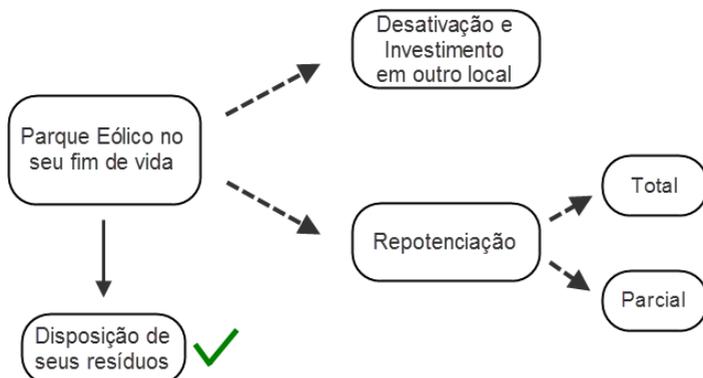


Figura 10: Possíveis caminhos de um parque eólico ao final da sua vida útil.

Fonte: Elaboração própria.

A escolha entre repotenciação e projeto *greenfield* é feita a partir da verificação dos seguintes pontos:

- Economicamente o projeto gerou prejuízo?
- A repotenciação é economicamente viável?
- Há possibilidade de renovar o contrato com as terras arrendadas?
- Existe outra área mais atrativa técnica e economicamente para o projeto?

Cada caminho possui vantagens e desvantagens que são salientadas no Quadro 3.

Quadro 5: Vantagens e desvantagens da repotenciação vs desativação seguida de um projeto *greenfield*.

Opção	Vantagens	Desvantagens
<b>Repotenciação</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Menor impacto ambiental</li> <li>- Possibilidade de reuso de grande parte da infraestrutura, conexões à rede e dados de operação (1)</li> <li>- Possíveis mudanças ecológicas no local devido ao parque antigo:</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pode não ser atrativa economicamente</li> <li>- Possíveis problemas com a posse do aerogerador (4)</li> <li>- Capacidade das linhas de transmissão existentes pode não ser suficiente (4)</li> </ul>

<b>Opção</b>	<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
	menores riscos à avifauna (2) - Geralmente há maior facilidade em obter licenças ambientais (3)	
	- Disponibilidade de locais com bons ventos (5)	
<b>Desativação</b> + <b>Projeto <i>Greenfield</i></b>	- Pode ser a opção mais atrativa economicamente	- Maior impacto ambiental - Arrendamento de terras (5) - Incerteza nos dados de vento (5) - Gastos na construção de estradas, conexões à rede e infraestrutura (6) - Pode haver resistência dos moradores (3)

Fonte: Elaboração própria; (1) Ortegon, Nies e Sutherland (2013); (2) Scottish Natural Heritage (2014); (3) Walter Hulshorst (2008); (4) Datta (2015); (5) Goyal (2010); (6) Colmenar-Santos (2015).

Por ser localizada em área onde havia um parque eólico, na repotenciação há a possibilidade de reuso de grande parte da infraestrutura, conexões à rede e dados de operação do antigo parque, gerando um menor impacto ao meio ambiente (ORTEGON; NIES; SUTHERLAND, 2013). De acordo com Scottish Natural Heritage (2014), um parque eólico pode gerar mudanças nas condições ecológicas do local, sendo uma vantagem repotenciar o parque, por gerar menores riscos à avifauna local (ver item 4.2. Análise Ambiental). Ademais, geralmente há maior facilidade na obtenção de licenças ambientais para a repotenciação de um parque do que para um projeto *greenfield* (WALTER HULSHORST, 2008).

Dentre as desvantagens da repotenciação há a possibilidade deste projeto não ser atrativo economicamente, haver problemas com a posse do aerogerador no parque repotenciado, pois geralmente há a diminuição na quantidade destes e deve ser verificado com qual

proprietário ficará a posse de cada novo aerogerador. Adicionalmente, se a potência do parque repotenciado for maior do que o antigo, é possível que a capacidade das linhas de transmissão existente não seja suficiente (DATTA, 2015).

A disponibilidade de locais com bons ventos é um dos itens-chave para verificar a possibilidade de repotenciação de um parque eólico. Se há grande disponibilidade de locais na região, este item se torna uma desvantagem para a repotenciação e uma vantagem para a realização de um projeto *greenfield*. Por outro lado, se os locais com bons ventos na região já estão sendo utilizados, isto se torna uma vantagem para a repotenciação, por gerar o reaproveitamento de áreas com bom potencial eólico (GOYAL, 2010).

É possível que a desativação adicionada de um projeto *greenfield* seja mais atrativa economicamente do que um projeto de repotenciação, porém gera um maior impacto ambiental e maiores gastos pela construção de estradas, conexões à rede e infraestrutura (COLMENAR-SANTOS, 2015), além de haver a possibilidade de resistência dos moradores ao projeto (WALTER HULSHORST, 2008).

Em relação à repotenciação total e parcial, é observado que a parcial é menos vantajosa que a total. Há economia de aproximadamente 10% na repotenciação parcial, por serem reutilizadas as fundações e torres, porém isso desencadeia uma redução na geração de energia, pela baixa altura da torre e menor rotor do aerogerador parcialmente repotenciado, resultando na desvantagem em relação à repotenciação total do aerogerador (LANTZ; LEVANTHAL; BARING-GOULD, 2013).

#### **4.3.2. Países pioneiros e seus incentivos à repotenciação**

A repotenciação de parques eólicos surgiu na década de 1990 no estado da Califórnia nos Estados Unidos, seguida pelos dinamarqueses na mesma década e pelos alemães na década seguinte (LANTZ; LEVANTHAL; BARING-GOULD, 2013). Por não haver experiência ou legislação nacional consolidadas sobre o assunto, a seguir são salientadas, por país, algumas legislações específicas para a repotenciação.

##### **a) Estados Unidos**

Mesmo a repotenciação tendo surgido na Califórnia/EUA, esse mercado não conseguiu ser plenamente desenvolvido no local, devido a

uma variedade de políticas e desafios regulatórios (LANTZ; LEVANTHAL; BARING-GOULD, 2013), como:

- Desafios à aquisição de licenças ambientais, que podem atrasar a construção e afetar a operação de parques repotenciados.
- Falta de linhas de transmissão disponíveis para o aumento de capacidade em algumas localidades, onde pode ser necessária a expansão da rede para acompanhar as repotenciações, caso esses envolvam o aumento da capacidade do projeto.
- Falta de recursos humanos para trabalhar nas oportunidades de repotenciação, onde ainda há muita demanda para projetos novos.

#### b) Dinamarca

Segundo Sperling, Hvelplund e Mathiesen (2010), a Dinamarca possui a tendência de alcançar uma maior capacidade instalada de energia eólica com menos aerogeradores, tendo que substituir constantemente os menores AGs por maiores (repotenciação). A primeira promoção da repotenciação no país se deu em 1994, seguida de outro esquema implementado entre 2000 e 2003, que introduziu o fornecimento de tarifas especiais de compra de energia para parques repotenciados. Foi estimado que durante esses quatro anos mais de 1200 turbinas tenham sido substituídas, resultando em um aumento de 202 MW de capacidade no país.

Em 2004 o governo dinamarquês implementou um novo esquema de repotenciação, abrangendo os AGs com capacidade máxima de 450kW. De acordo com a legislação, ao instalar novos AGs entre 2005 e 2011, o empreendedor poderia receber subsídio extra caso possuísse um certificado de repotenciação atestando que os AGs antigos (com capacidade máxima de 450kW) foram desinstalados entre dezembro de 2004 e dezembro de 2010 (SPERLING; HVELPLUND; MATHIESEN, 2010).

#### c) Alemanha

Na Alemanha, segundo BWE (2015) havia, até julho de 2014, um bônus para a repotenciação de parques, onde era fornecido um aumento de 0,5 centavos de euro/kWh se:

- As turbinas a serem substituídas foram instaladas antes de 2002.
- A capacidade instalada da nova turbina seja no mínimo o dobro da antiga.

- O número de turbinas instaladas não exceda o número de turbinas substituídas.

Entretanto, com o novo German Renewable Energy Act lançado em 2014 não há mais benefícios para parques repotenciados. Adicionalmente, é estimado que nos próximos três anos as gerações de turbinas instaladas há vinte anos tenham uma magnitude de 1-2MW, sendo menor a sua diferença de potência e eficiência em relação às novas turbinas. Este fato tornará a repotenciação menos vantajosa (BWE, 2015).

Segundo Colmenar-Santos et al. (2015), para ser economicamente viável a repotenciação, o parque já deve ter sido inteiramente quitado. Entretanto, do ponto de vista técnico, os AGs no fim de vida já apresentam elevadas taxas de falhas, requerendo mais manutenção e, por serem tecnologias antigas, é possível que haja dificuldade em encontrar partes para consertá-los. Por outro lado, BWE (2015) afirma que, se tratando de rentabilidade, a operação contínua dos antigos parques é mais vantajosa que a sua repotenciação. Por fim, os estudos feitos por Lantz, Levantahl e Baring-Gould (2013) afirmam que parques com menos de 20 anos de operação ainda são capazes de gerar um fluxo de receita favorável por mais alguns anos.

A repotenciação pode ocorrer em dois casos: quando o parque chegou ao final de sua vida útil e quando ele ainda está operante, porém a repotenciação já está se mostrando vantajosa economicamente. No segundo caso devem ser realizados estudos para prever quando que a repotenciação pode ser considerada uma oportunidade atrativa de investimento no parque (LANTZ; LEVANTHAL; BARING-GOULD, 2013). Neste trabalho será abordada somente a repotenciação ao final da vida útil do parque eólico.

### **4.3.3. Análise ambiental**

Como já comentado, pela repotenciação se dar em um local onde havia um parque eólico previamente, o impacto ambiental do novo projeto é naturalmente menor. Nesta sessão são apresentadas quais infraestruturas dos antigos parques podem ser reaproveitadas e qual o impacto de um parque repotenciado na avifauna e nos morcegos.

#### **a) Reuso da infraestrutura**

Em projetos eólicos os maiores impactos sobre o sistema físico e biótico ocorrem na sua fase de implantação, em que acontece a

construção de estradas e a supressão da vegetação (V&S AMBIENTAL, 2011). Em parques repotenciados, a grande maioria das estradas pode ser reutilizada (LANTZ; LEVANTHAL; BARING-GOULD, 2013) e é possível priorizar a localização dos antigos AGs para instalar os novos, evitando assim a supressão da vegetação nativa e diminuindo os impactos sobre o sistema físico e biótico.

Além das estradas, prédios, equipamentos elétricos e outros componentes da infraestrutura do antigo parque podem ser reutilizados (LANTZ; LEVANTHAL; BARING-GOULD, 2013), gerando um menor impacto ambiental no local, assim como uma maior economia no projeto de repotenciação.

#### b) Avifauna e Morcegos

Em relação à avifauna, o Scottish Natural Heritage (SNH) possui um guia sobre os requerimentos de pesquisa sobre a avifauna para a repotenciação de parques eólicos *onshore*. Nesse documento é salientado que é provável que um parque eólico que esteve operacional por muitos anos tenha ocasionado mudanças ecológicas no local. Por exemplo, habitats podem ter sido perdidos ou modificados, espécies de aves que utilizavam o local para descanso se deslocaram, entre outros. Este fato levou o SNH a requerer novos estudos da avifauna pós-construção do parque eólico, para quantificar o uso do local pela avifauna, gerando uma nova base para a avaliação de impacto no projeto de repotenciação (Scottish Natural Heritage, 2014). Se essas mudanças forem confirmadas, isto gera uma vantagem para a repotenciação do parque, pois a avifauna se mostrou adaptada à presença de aerogeradores no local.

O impacto da repotenciação na avifauna e morcegos foi analisado por Hötker (2006), onde foi comparado o impacto de AGs de 0,3 e 0,5 MW com AGs de 1,5 e 2,0 MW de potência. O resultado apresentado foi um impacto positivo para as aves nidificantes (que se abrigam no local para fazer ninhos), enquanto que para aves fora do período de acasalamento é necessário realizar estudos aprofundados. O estudo também afirma que AGs maiores têm maiores taxas de colisão com aves comparados com AGs menores. Já para morcegos, houve pouca correlação entre a altura do AG e o número de colisões. A repotenciação reduzirá o impacto na avifauna e morcegos se a capacidade total do parque eólico permanecer a mesma, ou seja, se muitos AGs menores forem trocados por menos AGs maiores. Se a

capacidade aumentar em 50%, os impactos negativos começam a ser evidenciados (HÖTKER; THOMSEN; JEROMIN, 2006).

Um estudo mais recente foi realizado no parque eólico Diablo Winds, na Califórnia, onde por cinco anos (2005-2010) foi monitorada a taxa de mortalidade da avifauna e dos morcegos no parque repotenciado e em parques não repotenciados localizados na mesma região. Os resultados mostraram uma redução significativa na média anual de mortalidade no parque repotenciado para quatro espécies locais de aves. Entretanto o estudo salienta que os resultados obtidos devem ser interpretados com cuidado, pois há grande variação no risco de colisão nas várias regiões e topologias do local (LESLIE; SCHWARTZ; KARAS, 2012).

Hjernquist (2014, apud Dahl et al., 2015)<sup>2</sup> estudou a taxa de mortalidade de um parque repotenciado na Suécia, que era composto por 58 AGs e foi repotenciado para um parque com 28 AGs, quadruplicando a sua capacidade de produção de energia. O estudo mostrou um aumento de 77% na colisão de pássaros por aerogerador, porém, ao se considerar que o número de AGs diminuiu, o número total de colisões no parque reduziu em 19%.

#### **4.3.4. Análise Técnica**

Segundo Goyal (2010), existem cinco opções de repotenciação para um parque eólico, onde podem ser divididas em dois grupos: aerogeradores individuais ou parques eólicos.

- Aerogeradores individuais:
  1. Troca de 1-para-1 de aerogeradores individuais por um novo, com maior potência nominal.
  2. Agrupamento de aerogeradores individuais em parques eólicos, por exemplo, substituir 20 aerogeradores individuais por 6-10 aerogeradores em um único local.
- Parques Eólicos:
  3. Troca de 2-para-1, onde para cada dois aerogeradores antigos instala-se um novo, com maior potência nominal.
  4. Troca de 1-para-1 de cada aerogerador antigo por um novo, com potência nominal similar.

---

<sup>2</sup> Documento original em sueco.

5. Troca de 1-para-1 de aerogeradores de um parque eólico por novos, com maior potência nominal.

Cada alternativa possui vantagens e desvantagens. As alternativas 1 e 5 levam à maior produção elétrica por área, enquanto a alternativa 4 leva ao menor aproveitamento da área. As alternativas 1, 2 e 5 levam à uma maior produção de energia e pode ser necessário realizar um *upgrade* nas linhas de transmissão, enquanto isto não é um problema para as alternativas 3 e 4. As alternativas 2 e 3 diminuem o impacto visual do parque, por serem instalados menos aerogeradores na sua repotenciação (GOYAL, 2010).

Independente da opção escolhida para o a repotenciação, os aerogeradores devem estar a uma distância mínima uns dos outros, para evitar o efeito esteira. O vento que passa por um aerogerador é afetado pela extração de energia feita pelo seu rotor, em que o escoamento passa de linear para turbulento (não linear), ocorrendo redução na velocidade do vento após a turbina. Esse efeito é denominado efeito esteira. Caso haja um AG alinhado ao primeiro, este terá sua eficiência reduzida por tal efeito, onde serão provocados maiores esforços mecânicos nas suas pás (MOSKALENKO; RUDION; ORTHS, 2010). Portanto, é fundamental considerar o efeito esteira no parque e adotar critérios na disposição dos AGs para maximizar a produção anual de energia (PAE) do parque (SILVA, 2014).

Existem vários modelos do efeito esteira em aerogeradores e o mais utilizado é o modelo desenvolvido por Jensen em 1983, também conhecido por “*Park model*”, por ser simples e fornecer bons resultados na análise da produção anual de energia (PAE) de parques eólicos (SILVA, 2014). Um exemplo do efeito esteira com o modelo de Jensen é mostrado na Figura 11, onde foi realizada a análise para o primeiro parque *offshore* da Suécia.

Além da necessidade de distância entre aerogeradores, estes também devem possuir uma distância mínima de residências, para evitar impactos sonoros, visuais, preocupações com o colapso da torre e o efeito de *shadow flicker* (ALAMEDA COUNTY COMMUNITY DEVELOPMENT AGENCY, 2014). De acordo com Priestley (2011), *shadow flicker* é a mudança na intensidade de luz que o aerogerador em movimento causa em estruturas ou no chão, limitada em tempo e localização, de acordo com o movimento do sol.

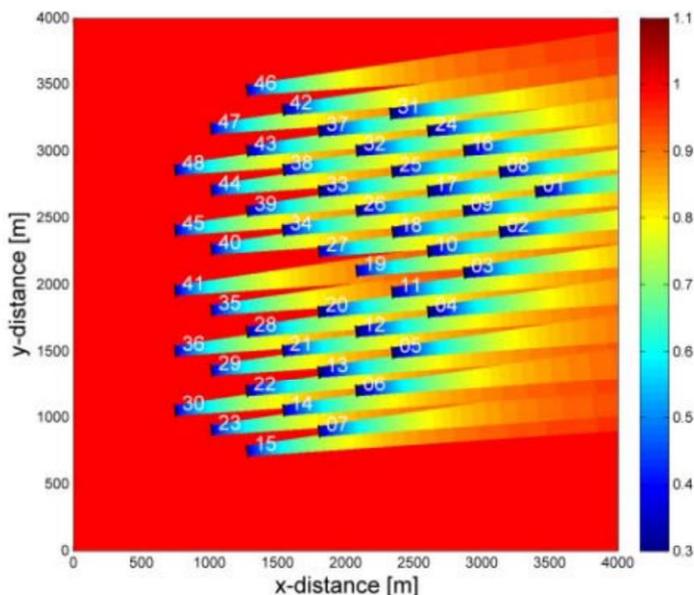


Figura 11: Modelo Jensen do efeito esteira - velocidade do vento normalizada na altura do rotor.  
 Fonte: Smith et al. (2012).

Algumas preocupações relacionadas ao *shadow flicker* são a potencialidade de causar náusea, enjoo e desorientação, porém há evidências que negam essas afirmações (PRIESTLEY, 2011). Há programas que analisam o efeito de *shadow flicker* em parques eólicos, como é o caso do WindPRO (EMD INTERNATIONAL, 2013), que calcula e documenta a quantidade de horas por ano em que certa área estará exposta pelo efeito do *shadow flicker*.

Um dos principais fatores para a construção de um parque eólico é determinar a sua Produção Anual de Energia (PAE). No caso da repotenciação, já é conhecido que a localização possui bom potencial eólico, porém é muito importante realizar a análise técnica do parque repotenciado. A análise técnica é realizada escolhendo mais de um modelo de aerogerador e comparando os seus resultados (CASTRO et al., 2011). Os modelos são escolhidos de acordo com a classificação dos AGs estabelecida pela IEC 61400-1 (IEC, 2005), que os separa em quatro categorias de acordo com a velocidade do vento e intensidade de turbulência para quais foram desenvolvidos:

Quadro 6: Classes de aerogeradores de acordo com a IEC 61400-1.

Classe do aerogerador		I	II	III	S
Velocidade média anual		Alta (10 m/s)	Média (8,5 m/s)	Baixa (7,5 m/s)	Especificado pelo fabricante
Intensidade de turbulência aos 15 m/s	A	Alta (0,16)			
	B	Média (0,14)			
	C	Baixa (0,12)			

Fonte: IEC (2005).

De acordo com o

Quadro 6, para um local com velocidade de vento baixa e média turbulência, é aconselhado utilizar aerogeradores Classe III-B, enquanto locais com velocidade de vento alta e baixa turbulência, são aconselhados aerogeradores Classe I-A. A informação da classe do AG é fornecida pelo fabricante.

Para verificar qual modelo de AG possui o melhor resultado para o local, deve-se verificar a PAE, eficiência e fator de capacidade (FC) dos parques simulados. Quanto maiores essas três variáveis, melhor é o resultado técnico. Há diversos programas para a simulação técnica de parques eólicos, como WindPRO, WASP, OpenWind, WindFarmer, WindSim, entre outros. Um dos softwares mais antigos e mais utilizados para a análise técnica de um parque eólico é o WASP, da empresa dinamarquesa RISØ, criado em 1987 para modelar o mapa eólico da Europa (European Wind Atlas) e já foi empregado em estudos em mais de noventa países (SVEINBJORNSSON, 2013; MONTEALEGRE; BOUTSIKOUDI, 2014).

O software WASP pode ser utilizado em conjunto com o software WindPRO, onde o primeiro é responsável pela simulação matemática do vento e a geração de mapas de recursos eólicos, enquanto o segundo é usado como software base para importar todos os dados e analisar os dados de vento. O uso de ambos os programas já se mostrou confiável para estimar a PAE e realizar modelagens de vento (CHIME; ACKER, 2010; SVEINBJORNSSON, 2013; MONTEALEGRE; BOUTSIKOUDI, 2014).

O Quadro 5 a seguir mostra os dados de entrada e saída do uso combinado dos programas WindPRO e WASP para a análise técnica de um parque eólico.

Quadro 7: *Input* e *Output* da análise técnica de um parque eólico.

<b><i>Input</i> (n=4)</b>	<b><i>Output</i> (n=5)</b>
Rugosidade do terreno	Mapa de recursos eólicos
Curvas de Nível	Localização dos AGs
Curva de potência do AG	PAE
Dados de vento	Eficiência
	FC

Fonte: Elaboração própria.

a) Dados de entrada (*input*)

a.1) Rugosidade

A rugosidade do terreno é descrita como a cobertura da terra, ou seja, são dados que caracterizam o terreno acima do solo. A rugosidade é um fator importante para determinar o comportamento do vento na região, pois esta influencia diretamente a camada limite atmosférica. Esta camada é determinada pela faixa de ar que sofre influência do terreno, onde ocorre a variação da velocidade do vento com a altura, por causa do atrito viscoso do ar com o terreno local (LOREDO-SOUZA; SCHETTINI; PALUCH, 2004).

A confecção de um mapa de rugosidade do terreno é um processo muito trabalhoso e demorado, onde muitas vezes o resultado é subjetivo e impreciso (SILVA; RIBEIRO; GUEDES, 2007). Algumas formas de obter um mapa de rugosidade do terreno são: digitalização de mapas, fotos aéreas, imagens de satélite e base de dados de rugosidades já digitalizadas (MORTENSEN, 2014). Descrições da ocupação do solo já estão sendo disponibilizadas para muitas localizações no mundo, principalmente na Europa, gerando resultados similares aos obtidos a partir da descrição detalhada do terreno e visitas ao local (SILVA; RIBEIRO; GUEDES, 2007). Onde não há disponibilidade de base de dados de rugosidade geralmente é feito o seu detalhamento a partir de imagens de satélite (BERGE et al., 2006; ACKER; CHIME, 2011).

a.2) Curvas de nível

As curvas de nível, também conhecidas como orografia do terreno, são responsáveis pelos dados de elevação da região, onde geralmente são importadas de modelos digitais de elevação a partir de programas auxiliares como Global Mapper ou programas GIS (CHIME; ACKER, 2010; SVEINBJORNSSON, 2013).

### a.3) Curva de potência do aerogerador

Outro dado necessário é a curva de potência do aerogerador escolhido, que especifica como o equipamento se comporta nas diferentes velocidades de vento existentes, onde são incluídas informações de velocidade mínima e máxima de funcionamento. Tal curva é disponibilizada pelo fabricante, porém o software WAsP dispõe de uma biblioteca de curvas de potência de aerogeradores de diversas marcas e modelos. As curvas de potência para diversos modelos de aerogeradores da marca Gamesa podem ser vistas na Figura 12.

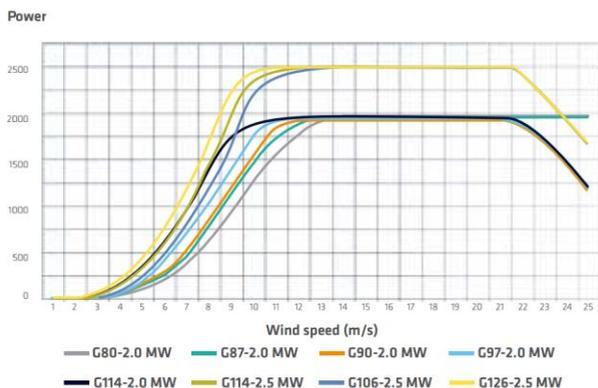


Figura 12: Curvas de Potência dos aerogeradores Gamesa 2,0/2,5MW.  
Fonte: Gamesa (2015).

### a.4) Dados de vento

Os dados de vento são primordiais para a análise técnica de um parque, onde estes serão a base para a estimativa de vento na região. O método mais preciso para obter dados de vento é a instalação de uma torre anemométrica no local, com sensores de velocidade e direção do vento (NILSSON, 2010). Os dados de vento são geralmente considerados em ciclos anuais, para evitar dados anormais e melhor aproximar os dados a uma condição neutra de vento (PEREIRA; GUEDES; SANTOS, 2010).

A grande variação da média de velocidade de vento requer que sejam medidos os dados no local por muitos anos, o que torna o processo lento e caro, portanto é comum a correlação de dados do local com dados a longo prazo (>10 anos), a partir do método MCP (*measure, correlate, predict* – medir, correlacionar, prever) (MAUNSELL; J WHALE, 2004; DAMAS, 2013; MORTENSEN, 2014). Tal método está

disponível para cálculo em um dos módulos do WindPRO, onde há quatro opções: Regression, Weibull Scale, Matrix e Wind Index.

Um estudo feito pelo próprio produtor do software conclui que, baseado nas suas experiências com o MCP, é sugerido usar as opções Regression ou Matrix onde os dados locais e a longo prazo estão disponíveis com alta qualidade e são bem detalhados. Já em locais que os dados são de qualidade limitada e/ou os dados estão disponíveis somente em intervalos esparsos (ex. a cada 6 horas), é sugerido usar a opção Index (THØGERSEN et al., 2007).

b) Dados de saída (*output*)

Os dados de saída da simulação são descritos a seguir.

b.1) Mapa de recursos eólicos

A partir da rugosidade, orografia e dados de vento da região é possível fazer o mapa de recurso eólico do local. Este mapa caracteriza a velocidade de vento dentro de um polígono pré-definido, onde é feita uma grade neste mapa a partir da resolução escolhida (geralmente 10 x 10 m ou 25 x 25 m) e é calculada a velocidade média do vento para cada quadrado, a partir dos softwares WAsP e WindPRO. Um exemplo de mapa de recurso eólico é mostrado na Figura 13.

De posse deste mapa, sabem-se quais são os melhores locais da região em relação à velocidade do vento (área em vermelho) e, a partir dessa informação, pode ser escolhida a melhor localização para os aerogeradores do parque.

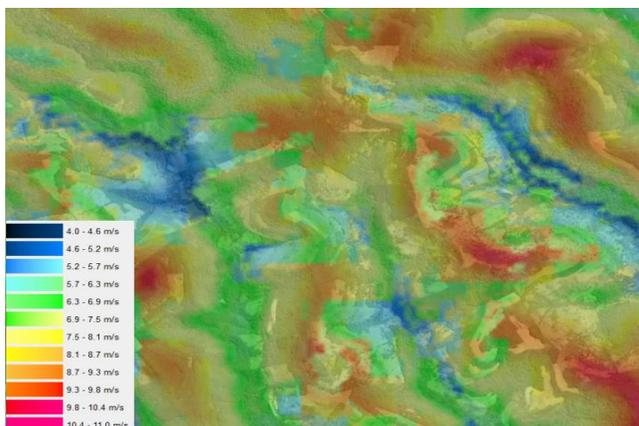


Figura 13: Exemplo de Mapa de Recursos Eólicos feito a partir dos programas WindPRO e WAsP.

Fonte: Elaboração Própria.

### b.2) Localização dos Aerogeradores

Como se trata da análise de repotenciação de um parque, primeiro deve ser definido como que será dada a substituição dos AGs velhos pelos novos. Como já visto no início do item 4.3. Análise Técnica, há três opções para parques eólicos: troca 2 para 1, troca 1 para 1 com potência equivalente e troca 1 para 1 com maior potência e estas opções devem ser avaliadas de acordo com o local estudado (GOYAL, 2010).

Um programa auxiliar para a definição do *layout* dos aerogeradores, caso a localização destes esteja indefinida, é o software aberto OpenWind. Este programa avalia a melhor localização dos aerogeradores para gerar a maior PAE, eficiência e FC para o parque, a partir de milhares de iterações feitas com o mapa de recursos eólicos, a área útil do parque e com o modelo de AG escolhido. Ademais, é possível configurar o programa para adicionar AGs no parque, desde que o FC e as perdas forem menores que o estipulado pelo usuário (AWS TRUEPOWER, 2014).

O software WindPRO também possui um sistema de otimização do *layout* de parques eólicos, porém ele é limitado, pois só consegue mover um AG por vez, o que torna o processo lento. Adicionalmente, o algoritmo utilizado é o *heuristic placement algorithm*, que é conhecido por não encontrar certas soluções disponíveis para o problema (no caso, a otimização do *layout*), podendo não encontrar a solução ideal, assim não provando a sua qualidade como algoritmo (YILMAZ, 2012).

É possível que haja a necessidade de manter os AGs novos na mesma posição que os antigos, onde a localização dos AGs já estará previamente definida e não será necessário fazer o mapa de recurso eólico para a região. Neste caso, basta seguir os próximos passos para obter os resultados para a simulação do parque repotenciado.

### b.3) Produção Anual de Energia, Eficiência e Fator de Capacidade

Tendo definido a posição dos aerogeradores, alguns programas podem ser utilizados para se obter o resultado da análise técnica, que geralmente inclui três itens: Produção Anual de Energia (PAE), Eficiência e Fator de Capacidade (FC). A produção anual de energia é definida como a estimativa de produção de energia elétrica de um parque eólico no período de um ano. A PAE é de grande importância para se estimar a renda do parque relativa à venda de energia elétrica (MONÉ et al., 2015).

A eficiência de um parque depende diretamente da posição dos aerogeradores, que causa perdas devido ao efeito esteira, proximidade com altas rugosidades e/ou obstáculos, entre outros, ou seja, quanto maiores as perdas em cada aerogerador, menor a eficiência do projeto (YILMAZ, 2012).

Por fim, o fator de capacidade de um parque eólico, assim como a eficiência, é definido de acordo com a média do FC de seus aerogeradores. Tal fator é a razão entre a potência do projeto e a potência teórica máxima, caso os aerogeradores do parque estivessem funcionando na sua potência máxima durante o ano inteiro (BOCCARD, 2008; EWEA, 2009). Os três resultados descritos acima são dados de saída de programas de análise de projetos de energia eólica, como o WindPRO.

Segundo IEA Wind (2015), o fator de capacidade de um aerogerador depende da qualidade do vento, da confiabilidade da máquina para funcionar de acordo com suas especificações e da precisão do estudo da potência nominal da máquina. Os dois últimos fatores são específicos para o FC de um parque já existente, enquanto o FC teórico estimulado para o projeto depende somente da qualidade do vento que chega no AG. Ainda de acordo com IEA Wind (2015), grande parte dos parques eólicos em funcionamento possui um fator de capacidade entre 25 e 40%.

Uma opção existente para se obter o resultado da análise técnica é o uso conjunto dos programas WindPRO e WASP, como comentado anteriormente. Ao utilizar os mesmos *inputs* do WRG, adicionados da localização exata de cada aerogerador, o programa WASP calcula a PAE, eficiência e o FC do parque eólico, a partir da função PARK do WindPRO. Pode então ser gerado um relatório do resultado, onde são descritos, além dos três resultados gerais para o parque, os resultados por AG, a velocidade do vento estimada na localização e altura da nacela de cada AG, entre outros. A Figura 14 mostra uma parte de um relatório de um parque eólico feito no WindPRO, onde os principais resultados da análise estão destacados em vermelho.

Assim é finalizada a análise técnica de um parque eólico. A seguir é descrita a sua análise econômica, que leva em consideração o resultado da parte técnica para prever a viabilidade econômica do empreendimento.

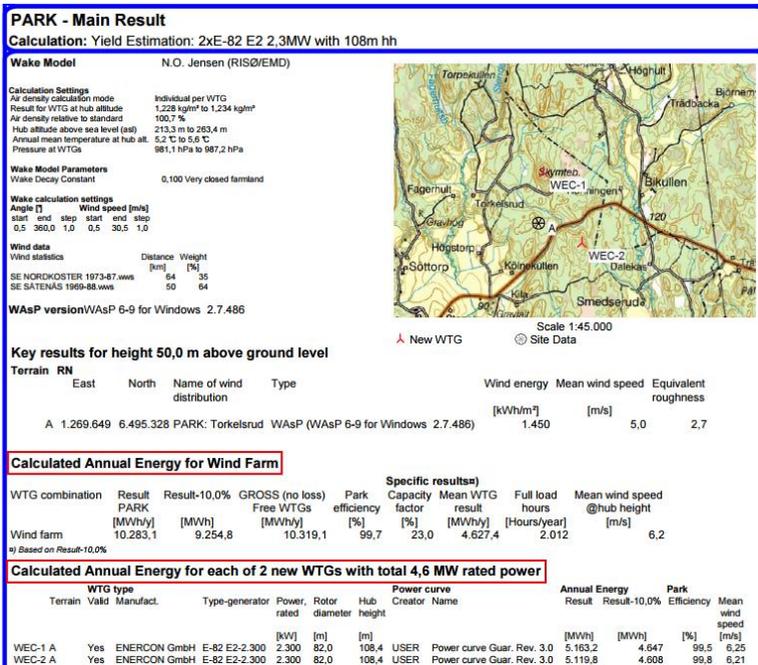


Figura 14: Exemplo de relatório da função PARK do WindPRO.  
 Fonte: Costa (2012).

### 4.3.5. Análise Econômica

#### a) Repotenciação antecipada

A repotenciação é muito estudada em parques que não estão ao final da sua vida útil, onde é recomendada principalmente pelo rápido avanço na tecnologia dos aerogeradores e consequente possibilidade de melhor aproveitamento da área (WISER, 2008; CASTRO et al., 2011; HIMPLER; MADLENER, 2012). A repotenciação antecipada pode ser uma vantagem para os países que possuem metas para cumprir em relação à energia eólica ou às energias renováveis.

No início de 2015 pelo menos 164 países possuíam metas em relação à contribuição das energias renováveis na sua matriz energética (REN21, 2015b). As metas para os países pioneiros em energia eólica são mostradas no Quadro 8. Os Estados Unidos não possuem uma meta única para esta questão, sendo definidas metas para cada estado. Na tabela é mostrado o exemplo da Califórnia, o segundo estado com maior capacidade instalada de energia eólica no país (U.S. DEPARTMENT

OF ENERGY, 2015). O Brasil não possui meta de participação para energias renováveis na matriz energética.

Quadro 8: Metas para as energias renováveis em diferentes países.

Países		Participação atual das renováveis	Meta de participação das renováveis na matriz energética	Ano limite	
<b>União Europeia</b>	<b>Total</b>		14,9% (2013)	20%	2020
	Alemanha	28% (2014)	40-45%	2025	
			55-60%	2035	
			65%	2040	
			80%	2050	
	Dinamarca	43% (2013)	50%	2020	
			100%	2050	
	Espanha	36,4% (2013)	38,1%	2020	
	Suécia	61,8% (2013)	62,9%	2020	
	Reino Unido	Total	19,2% (2014)	50%	2020
Escócia		49,6% (2014)	100%	2020	
<b>Estados unidos</b>	Califórnia	25% (2014)	33%	2020	

Fonte: Elaboração própria a partir de REN21 (2015b).

Alguns países com importante contribuição atual para a energia eólica, como China e Índia, não possuem metas para as energias renováveis, porém possuem metas específicas para a energia eólica, que são apresentadas no Quadro 9. Adicionalmente é mostrada a meta para o Brasil e para os países da tabela anterior que também possuem metas para a eólica.

Quadro 9: Metas para energia eólica em diferentes países.

<b>Metas específicas da Energia Eólica</b>		
País	Meta	Ano limite
China	150 GW	2017
Índia	2GW a mais instalados	2014-2015

<b>Metas específicas da Energia Eólica</b>		
<b>País</b>	<b>Meta</b>	<b>Ano limite</b>
	60 GW	2022
Brasil	15,6 GW	2021
Alemanha	2,5 GW/ano <i>onshore</i>	2020
Dinamarca	50% de participação da eólica na geração de energia renovável	2020
Espanha	6,3% de participação na matriz energética	2020

Fonte: Elaboração própria a partir de REN21 (2015b).

A repotenciação antecipada possui a vantagem de aumentar a capacidade de geração do país sem a necessidade de ocupar novas áreas, aproveitando locais onde a tecnologia eólica já está defasada. Isso é uma alternativa interessante principalmente para países com pouco espaço terrestre, como é o caso da Alemanha, Dinamarca e outros países da União Europeia (HIMPLER; MADLENER, 2012).

Ao se cogitar a repotenciação antecipada de um parque eólico, deve-se verificar se esta é viável economicamente. Estudos mostram que a repotenciação começa a se tornar viável a partir do vigésimo ano de operação do parque, onde antes deste período o parque ainda é capaz de gerar renda favorável por alguns anos (LANTZ; LEVANTHAL; BARING-GOULD, 2013). Entretanto estes resultados não podem ser considerados padrões e cada parque deve fazer sua própria análise de repotenciação.

Este trabalho focará a partir de agora na análise econômica da repotenciação ao fim da vida útil de parques eólicos que se mostraram viáveis economicamente em seu primeiro projeto.

#### b) Repotenciação ao final da vida

A análise econômica da repotenciação de um projeto eólico é muito similar à de um projeto *greenfield*. Deve ser feita a verificação do valor presente líquido (VPL) e da taxa interna de retorno (TIR). Quanto maior o VPL e a TIR obtidos, melhores os resultados econômicos para o parque. A TIR é comparada com a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), em que a segunda é geralmente adotada levando em conta os custos do financiamento. Se a TIR for maior que a TMA, considera-se que o projeto é viável economicamente (SVIECH; MANTOVAN, 2013).

Para a repotenciação ao final da vida, para uma melhor análise econômica é feita a construção de dois fluxos de caixa: uma para o projeto de repotenciação e outra para um projeto *greenfield*. Caso fosse analisada a repotenciação antecipada, seria adicionado um terceiro fluxo de caixa para a continuação do projeto presente até o final de sua vida útil (WISER, 2008, CASTRO et al., 2011). Por outro lado, Lantz, Levanthal e Baring-Gould (2013) realizam a análise econômica da repotenciação comparando o VPL de duas situações: a primeira sendo a repotenciação do parque e a segunda a continuação do projeto atual somado a um projeto *greenfield*. É explicado que a comparação é adequada, pois se o parque não for repotenciado e for feito um projeto *greenfield*, o parque continuaria operando junto com o novo projeto, até não ser mais viável economicamente.

Os *inputs* e *outputs* da análise econômica são mostrados no Quadro 10.

Quadro 10: Dados de entrada e de saída para a análise econômica.

<b>Input (n=5)</b>	<b>Output (n=2)</b>
PAE	VPL
Custo do projeto	TIR
Custos de O&M	
Preço da energia	
TMA	

Fonte: Elaboração própria.

Nos *inputs* tem-se a PAE, indicando a estimativa de produção anual de energia do parque, os custos do projeto (incluindo compra de materiais, instalação do parque, conexão à rede e futura desinstalação) somados aos custos de operação e manutenção (O&M) mostram qual o investimento do projeto. O preço da energia define quanto será pago por eletricidade gerada e a TMA é adotada pelo empreendedor, a fim de ter uma taxa de retorno mínima para o projeto, onde este se torna um investimento interessante ou um financiamento viável. O VPL dirá qual a receita líquida final do parque e o TIR mostrará qual a taxa interna de retorno o projeto terá, podendo compará-la com a TMA adotada.



## **5. ANÁLISE DA PÓS-OPERAÇÃO DA USINA EÓLICA DE PALMAS**

Considerando que o estudo de caso é a UE Palmas, neste capítulo serão abordadas a desativação do parque, a disposição final dos seus resíduos e o estudo de repotenciação.

### **5.1. Desativação do parque**

Com a chegada da etapa de pós-operação da UE Palmas, em 2019, deverá ser feito um plano de desativação do parque. Esta etapa terá como princípio que a repotenciação da usina será realizada. De acordo com a literatura previamente descrita, a desativação deve ser iniciada desligando toda a conexão elétrica do parque. Posteriormente são desinstalados os aerogeradores, iniciando pela desmontagem do rotor, nacele e por fim cada módulo da torre. Para este processo serão necessárias maquinarias pesadas, como guindastes e caminhões. Pela usina estar localizada muito próxima à BR-280, não haverá empecilhos para a chegada destas na área.

Tendo desinstalado os aerogeradores, será retirada a fundação em um metro de profundidade do nível do solo, onde o restante permanecerá enterrado no terreno. Isto não afetará o proprietário da terra, que poderá prosseguir com suas atividades agropastoris. Não é possível reutilizar as fundações antigas para os novos aerogeradores e, por não serem completamente retiradas, os novos aerogeradores não poderão ficar no mesmo local dos antigos.

O sistema elétrico da UE Palmas poderá ser reaproveitado caso a repotenciação mantenha a mesma potência nominal do antigo parque. Entretanto, caso haja um considerável aumento na potência nominal do parque repotenciado, o sistema elétrico deve ser substituído para suprir a nova demanda.

Outras instalações como subestação, estradas e casa de comando podem ser mantidas no local, visando o seu uso no projeto repotenciado.

### **5.2. Disposição final dos resíduos**

Os resíduos gerados na desinstalação do parque devem ser dispostos de forma adequada para não causarem impactos negativos no meio ambiente. O Quadro 11 mostra a fonte e a quantidade dos possíveis resíduos do parque e seus detalhes. Ademais, a última coluna prevê a possibilidade de reuso destes resíduos no parque repotenciado.

Quadro 11: Resíduos da UE Palmas e seu possível reuso na repotenciação.

<b>Fonte</b>	<b>Quantidade</b>	<b>Detalhes</b>	<b>Reuso no parque repotenciado?</b>
Aerogerador	5 unidades	ENERCON E-40, 44m de altura	Não
Fundação	5 unidades	Concreto armado	Não
Cabos	n.d.	n.d.	Possível
Estradas	-	Terra batida, largura aprox. 7m	Sim
Subestação	n.d.	n.d.	Sim
Instalações auxiliares	-	Casa de comando	Sim

Fonte: Elaboração própria. Legenda: n.d.: não disponível.

No Quadro 11 observa-se que somente o aerogerador e a sua fundação não poderão ser reaproveitados no parque repotenciado, portanto estes serão os resíduos da UE Palmas. Como descrito no item anterior, a fundação poderá ser retirada total ou parcialmente, porém nos dois casos haverá geração de resíduos que devem ser destinados adequadamente. No caso da eólica de Palmas, foi escolhido retirar a fundação em um metro de profundidade e enterrar o residual, para permitir a continuação das atividades agropastoris da região.

Tanto a fundação quanto a torre do aerogerador são feitas de concreto armado e este pode ser separado em concreto e aço, a partir da trituração do mesmo e separação manual ou uso de ímãs para remover o aço. O aço poderá ser vendido por possuir um bom valor como sucata, da ordem de R\$0,35 por quilo de material, conforme valor de mercado praticado atualmente.

Segundo a resolução 307/2002 do CONAMA, o concreto consta na Classe A de resíduos da construção, juntamente com alvenaria, argamassa e solos. A resolução dispõe que os resíduos desta classe são reutilizáveis ou recicláveis como agregados (CONAMA, 2002). Há diversas empresas no Brasil, incluindo no Paraná e em Santa Catarina, especializadas em reciclagem de resíduos da construção civil. Entretanto, o concreto pode ser aproveitado no próprio parque para ampliação e reforma dos acessos aos aerogeradores. Tais estradas são compostas de três camadas: rachão, brita e saibro, onde o rachão pode ser substituído por blocos de concreto. São necessários grandes volumes

de rachão para as estradas e o volume de concreto das torres e das fundações será totalmente utilizado para esta finalidade.

Para o aerogerador há duas opções possíveis: revenda ou reciclagem. O caso da revenda, mesmo que possível, não será abordado neste estudo, pois assim será adiado o problema de disposição final do aerogerador e um dos objetivos deste estudo é achar uma solução para esta questão. Como um aerogerador é composto por uma gama de materiais diferentes, para reciclá-lo deve ser feita a separação de seus componentes. O Quadro 12 descreve os componentes dos AGs E-40, os seus materiais constituintes e o seu modo de reciclagem proposto.

Quadro 12: Disposição final dos componentes do aerogerador ENERCON 3-40.

<b>Componente</b>	<b>Subcomponentes</b>	<b>Material</b>	<b>Disposição proposta</b>
Torre	Peça única (sem subcomponentes)	Concreto armado	Separação + uso como substituto do rachão (concreto) e venda como sucata (aço)
Nacele	Carcaça Gerador em anel Sistema de <i>Yaw</i>	Ferro, aço, fios de cobre	Venda como sucata
Rotor	Pás	Fibra de vidro e resina epóxi	Transformação em <i>playground</i>
	<i>Hub</i> (eixo)	Aço fundido	Venda como sucata

Fonte: Elaboração própria.

A torre já foi abordada anteriormente e por ser do mesmo material da fundação do AG estes resíduos terão a mesma disposição. A nacele possui subcomponentes como a carcaça, o gerador em anel e o sistema de *yaw*. Este último é o sistema responsável pela orientação do rotor em relação à direção do vento. Adicionalmente tal sistema é utilizado para parar a rotação do aerogerador caso haja rajadas acima de 25m/s (*cut off speed* da máquina), evitando prejuízos ao AG.

O rotor possui dois subcomponentes: o *hub* e as pás, sendo que o primeiro é feito de aço fundido e será vendido como sucata. Já as pás, por serem feitas de fibra de vidro e resina epóxi, são de difícil reciclagem e as opções que existem no mundo ainda não estão disponíveis no Brasil. Isso se deve principalmente ao fato da energia eólica ser muito nova no país e ainda não haver máquinas suficientes em desuso para demandarem uma solução de disposição ambientalmente correta. Dessa forma, foi escolhido fazer um *playground* com as pás, assim como feito na cidade de Rotterdam, na Holanda.

O *playground* será instalado na cidade de Palmas/PR e será formado a partir das quinze pás e outros materiais recicláveis, em que deverá ser feito um revestimento não tóxico nas pás para evitar riscos à saúde pelo contato com a fibra de vidro e a resina epóxi. Este *playground* servirá como área de recreação para crianças e adultos. Adicionalmente, a área será um ponto turístico e local de educação ambiental, pois Palmas foi o primeiro parque eólico no sul do Brasil. Serão feitas placas e vídeos informativos sobre a UE Palmas, a construção do *playground* e a importância da reciclagem e reuso de resíduos.

### **5.3. Repotenciação**

Esta sessão abordará a oportunidade de repotenciação da Usina Eólica de Palmas, separando a análise em três âmbitos: ambiental, técnico e econômico. Serão analisadas duas vertentes de repotenciação: manter uma potência nominal similar ou maximizar a potência nominal na área. Para isso foram escolhidos seis modelos de aerogeradores, três para cada vertente. Por fim será concluído se a repotenciação é viável para o local.

#### **5.3.1. Análise Ambiental**

Ambientalmente a repotenciação é muito vantajosa se comparada a um projeto *greenfield*. Isto ocorre pela possibilidade de reutilização de componentes do antigo parque, como estradas e instalações auxiliares. O caso da UE Palmas não é diferente, onde já foram analisados os componentes a serem reutilizados no Quadro 11. Foram priorizados os *layouts* dos aerogeradores que fornecessem a possibilidade de reuso dos acessos antigos do parque.

A área da UE Palmas é caracterizada por campos de pasto com poucos focos de mata nativa (ver Figura 5). Estes locais foram evitados para o estudo dos novos *layouts* do parque repotenciado, focando na

proteção da mata, impedindo novos desmatamentos e consequentes impactos à fauna local.

Scottish Natural Heritage (2014) salienta que é provável que um parque eólico que esteve operacional por muitos anos tenha ocasionado mudanças ecológicas no local, incluindo deslocamento de espécies que utilizavam a região. Não foram disponibilizados dados sobre o monitoramento da avifauna e morcegos durante a operação do antigo parque, portanto não foi possível realizar uma análise ambiental deste aspecto.

### **5.3.2. Análise Técnica**

Neste estudo optou-se por simular duas possibilidades de repotenciação: manter a mesma potência nominal do parque, trocando cada dois aerogeradores por um com maior potência nominal ou trocar cada AG antigo por um com maior potência nominal. A primeira opção possui a vantagem de não se fazer necessário um *upgrade* na linha de transmissão do parque e diminuir o impacto visual na área, enquanto a segunda maximiza a produção elétrica por área.

Foram adotadas algumas restrições para a implantação dos novos aerogeradores:

- Distância mínima de 200m entre AGs para diminuir o efeito esteira no parque.
- Distância mínima de 60m nas divisas com outras propriedades, incluindo na divisa com a BR-280, para as pás dos AGs ficarem completamente dentro do terreno arrendado.
- Exclusão dos locais com mata nativa dentro da área arrendada, para evitar desmatamentos.
- Exclusão das localizações dos AGs antigos, pois a fundação não será totalmente retirada, impedindo o uso do mesmo local para os novos AGs.

A simulação dos parques foi realizada através do uso conjunto dos programas WindPRO, WASP e Global Mapper, pela disponibilidade dos mesmos através da empresa RDS Energias Renováveis. A seguir é descrito como foram obtidos os dados de entrada necessários para as simulações, seguido dos *layouts* propostos e do resultado obtido.

#### a) Rugosidade

Delimitada em um raio de vinte quilômetros do parque e do local da torre anemométrica, através de imagens de satélite disponibilizadas pelo *freeware* Google Earth. Foi feita a delimitação em ambas as áreas, pela torre anemométrica ficar a um raio de 30km do

local do parque. A seguir só será apresentada a rugosidade ao redor do parque, devido à confidencialidade do local da torre anemométrica utilizada neste estudo.

Foram encontrados três comprimentos de rugosidade distintos na área analisada: florestas ( $z_0 = 0,8\text{m}$ ), rios/lagos ( $z_0 = 0,0001\text{m}$ ) e campo aberto com poucos arbustos ( $z_0=0,03\text{m}$ ). Os valores de  $z_0$  foram atribuídos a partir da Tabela 2, adaptada (simplificada) da disponível na seção “Help” do software WAsP. A Figura 15 mostra o resultado da delimitação. Não é necessária a delimitação dos campos abertos e isto é explicado a seguir.

Tabela 2: Valores de rugosidade do terreno de acordo com suas características.

<b>Características da superfície do terreno</b>	<b><math>Z_0</math> (m)</b>
Cidade	1,0
Floresta	0,8
Muitas árvores e arbustos	0,2
Campos agrícolas com poucas construções e árvores	0,03
Áreas com água	0,0001

Fonte: Elaboração própria, baseado no software WAsP.

A designação da rugosidade foi feita no software Global Mapper, onde para cada polígono é inserida a sua rugosidade interna e externa. Por exemplo: a designação da rugosidade interna de um polígono de floresta seria 0,4 m e a sua rugosidade externa seria 0,03 (rugosidade de campos abertos).

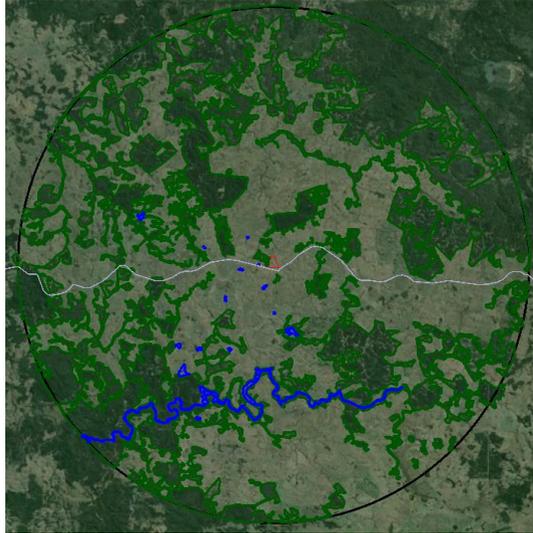


Figura 15: Rugosidade em um raio de 20km do parque.  
 Legenda: raio de 20km (preto), floresta (verde), lagos/rio (azul), campo aberto (áreas não delimitadas), UE Palmas (vermelho).

#### b) Orografia

Obtida a partir da base de dados dos Estados Unidos (U.S. Geological Survey), disponível *online*. Foi realizado o download do arquivo “TIFF” (Tagged Image Format File), onde é possível extrair as curvas de nível a partir do software Global Mapper. A Figura 16 mostra as curvas de nível a cada 10m, ao redor da UE Palmas.

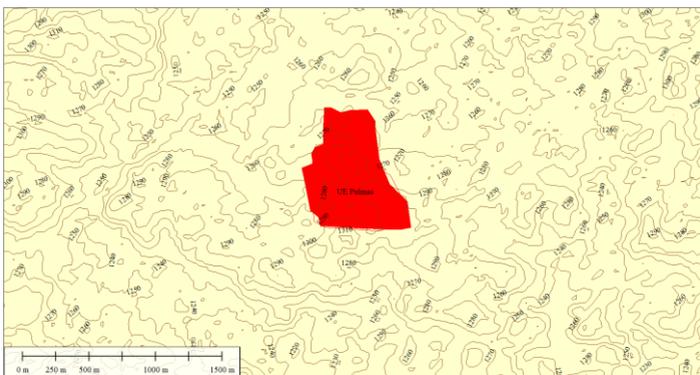


Figura 16: Curvas de nível ao redor da UE Palmas.

Fonte: Elaboração própria.

c) Modelo e especificações dos aerogeradores

Os modelos de aerogeradores escolhidos, juntamente com suas informações básicas e a fonte utilizada para obtenção dos dados, estão salientados no Quadro 13.

Quadro 13: Especificações dos aerogeradores escolhidos para as simulações.

<b>Modelo do aerogerador</b>	<b>PN (MW)</b>	<b>Diâmetro do rotor (m)</b>	<b>Altura da torre (m)</b>	<b>Objetivo da simulação</b>	<b>Fonte dos dados</b>
Enercon E-48	0,80	48,00	76,00	Manter a PN	Base de dados do WAsP
Gamesa G58	0,85	58,00	71,00		
GE 1.6	1,60	100,00	100,00		
Enercon E-92	2,30	92,00	108,00	Maximizar a PN	RDS Energias Renováveis
Alstom ECO122	2,70	122,00	119,00		
Gamesa G114	2,00	114,00	120,00		

Fonte: Elaboração própria.

Para cada simulação dos modelos do Quadro 13 são necessárias as informações especificadas acima (potência nominal, diâmetro do rotor, altura da torre), juntamente com a sua curva de potência, que também foi disponibilizada pelas fontes citadas no quadro. Para a escolha dos modelos foi dado prioridade, dentre os disponíveis, aos aerogeradores produzidos nacionalmente.

d) Dados de vento

A torre anemométrica utilizada para a obtenção dos dados de vento na região é de propriedade da empresa RDS Energias Renováveis e está situada a um raio de 30km da UE Palmas. Foram utilizados dois anos de dados válidos, de 29/07/2013 a 28/07/2015, medidos a 122 metros de altura. Na Figura 17 é vista a disponibilidade de dados da torre, onde 144 significam 100% dos dados coletados e válidos. Por questões confidenciais não é possível fornecer maiores informações sobre os dados da torre.

Availability for pairs of wind speed and direction																																		
122.0m -																																		
All: 97,3%      Effective data period: 23,4 months      Total period: 24,0 months																																		
122.0m -	%	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
07/2013	85,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08/2013	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
09/2013	96,6	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	0	142	144	144	144	144	144	144	144
10/2013	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
11/2013	80,0	144	144	144	144	144	144	144	144	0	0	0	0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	0	144	144	144	144	
12/2013	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
01/2014	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
02/2014	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
03/2014	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
04/2014	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
05/2014	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
06/2014	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
07/2014	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
08/2014	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
09/2014	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
10/2014	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	143	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
11/2014	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
12/2014	99,9	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	140	144	144	144	144	144	144	144	144
01/2015	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
02/2015	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
03/2015	100,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
04/2015	84,2	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	15	0	0	24	144	144	144	144
05/2015	96,1	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	108	144
06/2015	98,0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
07/2015	80,7	125	144	144	144	144	144	144	144	90	92	130	144	144	102	107	44	93	144	144	144	144	144	125	114	106	91	88	98	99	101	102	0	0
All	97,3																																	

Figura 17: Disponibilidade dos dados da torre anemométrica.

Fonte: Elaboração própria.

e) Cenários propostos

Foram propostos os seguintes cenários para o parque repotenciado:

- Manter a potência nominal similar ao antigo parque (limite de  $\pm 30\%$ ):
  - 3 aerogeradores Enercon E-48 (PN = 2,40MW)
  - 3 aerogeradores Gamesa G58 (PN = 2,55MW)
  - 2 aerogeradores GE 1.6 (PN = 3,20MW)
- Maximizar a potência nominal na área, mantendo o mesmo número de AGs:
  - 5 aerogeradores Enercon E-92 (PN = 11,50MW)
  - 5 aerogeradores Alstom ECO122 (PN = 13,50MW)
  - 5 aerogeradores Gamesa G114 (PN = 10,00MW)

f) Resultados

As tabelas 3 e 4 mostram os principais resultados das simulações propostas, com foco na Produção Anual de Energia, Eficiência e Fator de Capacidade do parque repotenciado.

Tabela 3: Compilação dos resultados obtidos: PN similar.

<b>Modelo de AG</b>	<b>PN (MW)</b>	<b>Altura da torre (m)</b>	<b>PAE (MWh/ano)</b>	<b>Eficiência (%)</b>	<b>FC (%)</b>
Enercon E-48	2,40	76,00	5.274,40	97,90	25,10
Gamesa G58	2,55	71,00	6.263,70	97,30	28,00
GE 1.6	3,20	100,00	13.002,80	98,70	46,40

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 4: Compilação dos resultados obtidos: PN maximizada.

<b>Modelo de AG</b>	<b>PN (MW)</b>	<b>Altura da torre (m)</b>	<b>PAE (MWh/ano)</b>	<b>Eficiência (%)</b>	<b>FC (%)</b>
Enercon E-92	11,50	108,00	32.212,50	92,50	32,00
Alstom ECO122	13,50	119,00	49.709,00	90,90	42,00
Gamesa G114	10,00	120,00	41.540,60	92,20	47,40

Fonte: Elaboração própria.

Para cada tabela acima foram destacados os maiores valores de PAE, Eficiência e FC. No primeiro caso, para uma PN similar ao antigo parque, o melhor resultado é com a turbina GE 1.6, onde são encontrados os maiores números dos três. Na Figura 18 é apresentada a disposição dos AGs GE 1.6 no parque eólico.



Figura 18: Disposição dos AGs GE 1.6 no parque simulado.

Já o segundo caso apresentou um resultado mais complexo. Enquanto com o modelo Enercon E-92 houve a maior eficiência, com Alstom ECO122 obteve-se a maior PAE e com a Gamesa G114 o maior FC. A turbina Enercon E-92 possui uma PAE e FC muito abaixo das demais e, portanto, será desconsiderada.

Comparando as duas simulações restantes, a turbina Gamesa G114 se mostra melhor tanto no quesito Eficiência quanto FC. Mesmo gerando cerca de 16% a menos de energia, a Gamesa G114 está mostrando um melhor aproveitamento do vento por máquina. Adicionalmente, pelo preço de um AG geralmente ser expresso por R\$/kW, o AG da Gamesa (2,00MW) provavelmente possui menor preço que da Alstom (2,70MW). Portanto, a simulação com a Gamesa G114 será escolhida como melhor resultado para a PN maximizada e o *layout* dos seus AGs é mostrado na Figura 19.

O melhor resultado para cada caso será utilizado para a análise econômica para ser possível uma melhor comparação entre os dois, obtendo então o resultado final.



Figura 19: Disposição dos AGs Gamesa G114 no parque simulado.

### 5.3.3. Análise Econômica

A análise econômica foi realizada a partir das seguintes considerações:

- A valoração da energia produzida foi obtida a partir do último leilão de energia eólica da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), nomeado 3º Leilão de Fontes Alternativas, que ocorreu no dia 27 de abril de 2015. Todos os outros valores que não são constantes, como o câmbio do dólar, o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) e o TJPL (Taxa de Juros de Longo Prazo), foram obtidos do mesmo período do leilão;
- Foi considerado o IPCA como índice para inflacionar o valor pago pela energia gerada no parque, por este ser o indicador oficial do Governo Federal para medir a inflação no país (Portal Brasileiro de Dados Abertos, 20--);
- Valores variáveis ao longo do tempo foram considerados fixos, pois a realização de uma estimativa de como irão se comportar está aquém dos objetivos deste trabalho;
- Para a Taxa Mínima de Atratividade foi adotado o valor do SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), obtido do mês do leilão e anualizado (BANCO CENTRAL DO

- BRASIL, 2015). É importante salientar que esta TMA é definida pelo empreendedor e varia com o tempo;
- Foi estimado um custo de \$1.200 por kW instalado (LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY, 2015);
  - O órgão financiador considerado para o projeto foi o BNDES, tendo em vista que este possui uma linha de financiamento própria para empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis;
  - Considerou-se uma queda de 1,6% ao ano no desempenho dos aerogeradores do parque (STAFFEL; GREEN 2014);
  - A análise econômica considerou um período de 20 anos de vida do projeto, pois este é o prazo de suprimento de energia exigido pelos leilões da ANEEL (ANEEL, 2015);
  - Nesta pesquisa foi adotado um preço de manutenção anual de 1,5% do valor inicial do projeto;
  - Não foram considerados os custos/saldos da desinstalação, transporte e destinação final do antigo parque, pois uma estimativa destes números abrange muitas áreas e é uma análise complexa para este trabalho. Ademais, o resultado seria uma constante nos dois casos, não influenciando, portanto, na comparação realizada;
  - Não foi abordada a viabilidade econômica de um projeto *greenfield*, como sugerido na revisão da literatura, sendo o estudo restrito à repotenciação com duas opções de *layouts* com diferentes aerogeradores. Isto foi definido tendo em vista que, para considerar um projeto *greenfield*, seria necessário principalmente haver a disponibilidade de outra área de interesse na região, já arrendada pela COPEL.

a) Gamesa G114

Os dados iniciais para a análise econômica do *layout* com os aerogeradores GAMESA G114 são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5: Informações iniciais do *layout* GAMESA G114.

<b><i>Layout: GAMESA G114</i></b>		
<b>Informação</b>	<b>Valor</b>	<b>Detalhe</b>
<b>Potência Nominal Total</b>	10.000	kW

<i>Layout: GAMESA G114</i>			
<b>Informação</b>	<b>Valor</b>		<b>Detalhe</b>
<b>Preço por kW instalado</b>	1.200		\$/kW
<b>Custo inicial</b>	35.046.000,0		R\$
<b>Cotação dólar</b>	2,9205		Período: 27/abril/15
<b>IPCA</b>	0,71% a.m.	8,09% a.a.	Período: abril/15
<b>SELIC</b>	13,15% a.a.		Período: abril a junho/15

Fonte: Elaboração própria.

A taxa de financiamento do BNDES para valores acima de R\$20 milhões é a soma de três parcelas: custo financeiro, remuneração básica do BNDES e taxa de risco de crédito. Para os leilões de energia realizados em agosto de 2015 as seguintes parcelas são consideradas no financiamento direto: o custo financeiro é regido pelo TJPL, a remuneração básica do BNDES é de 1,20% ao ano e a taxa de risco de crédito pode ser até 2,87%, conforme risco de crédito do cliente. Foi adotado que a COPEL possui uma taxa de risco de crédito de 1,40% ao ano (risco médio) (BNDES, 2015a). Na Tabela 6 são salientados os valores utilizados para obter a taxa de financiamento do BNDES.

Tabela 6: Cálculo da taxa de juros do financiamento para Gamesa G114.

<b>Taxa de juros do financiamento pelo BNDES</b>	
Custo Financeiro (abril a junho/2015)	6,00% a.a.
Remuneração básica do BNDES	1,20% a.a.
Taxa de risco de crédito	1,40% a.a.
<b>Total</b>	<b>8,60% a.a.</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de BNDES (2015a).

O banco financia até 70% do valor do parque e foi considerado que o restante será pago à vista pela COPEL no período inicial. O prazo máximo para amortização de projetos de energia eólica é de 16 anos e este foi o prazo adotado para o financiamento da repotenciação da UE Palmas.

O sistema de amortização adotado pelo BNDES é o Sistema de Amortização Constante (SAC), onde a amortização do saldo devedor é

fixa (amortização = Saldo Devedor/16 anos), a taxa de juros é aplicada de acordo com o saldo devedor e o valor da parcela é, portanto, variável.

Tabela 7: Cálculo do sistema de amortização para Gamesa G114.

<b>SAC em 16 anos</b>				
<b>Ano</b>	<b>Prestação</b>	<b>Juros</b>	<b>Amortização</b>	<b>Saldo Devedor</b>
<b>0</b>				24.532.200,00
<b>1</b>	3.643.031,70	2.109.769,20	1.533.262,50	22.998.937,50
<b>2</b>	3.511.171,13	1.977.908,63	1.533.262,50	21.465.675,00
<b>3</b>	3.379.310,55	1.846.048,05	1.533.262,50	19.932.412,50
<b>4</b>	3.247.449,98	1.714.187,48	1.533.262,50	18.399.150,00
<b>5</b>	3.115.589,40	1.582.326,90	1.533.262,50	16.865.887,50
<b>6</b>	2.983.728,83	1.450.466,33	1.533.262,50	15.332.625,00
<b>7</b>	2.851.868,25	1.318.605,75	1.533.262,50	13.799.362,50
<b>8</b>	2.720.007,68	1.186.745,18	1.533.262,50	12.266.100,00
<b>9</b>	2.588.147,10	1.054.884,60	1.533.262,50	10.732.837,50
<b>10</b>	2.456.286,53	923.024,03	1.533.262,50	9.199.575,00
<b>11</b>	2.324.425,95	791.163,45	1.533.262,50	7.666.312,50
<b>12</b>	2.192.565,38	659.302,88	1.533.262,50	6.133.050,00
<b>13</b>	2.060.704,80	527.442,30	1.533.262,50	4.599.787,50
<b>14</b>	1.928.844,23	395.581,73	1.533.262,50	3.066.525,00
<b>15</b>	1.796.983,65	263.721,15	1.533.262,50	1.533.262,50
<b>16</b>	1.665.123,08	131.860,58	1.533.262,50	0,00

Fonte: Elaboração própria.

O fluxo de caixa foi realizado para os 20 anos de projeto, a fim de definir o valor presente líquido do empreendimento e a sua taxa de interna de retorno. O fluxo de caixa simplificado é mostrado na Tabela 8, enquanto o fluxo de caixa completo está inserido no Apêndice I.

A receita anual é calculada a partir da multiplicação da PAE pela sua valoração estimada para aquele ano. O fluxo de caixa é encontrado somando-se a prestação do SAC, o custo de manutenção e a receita do ano.

O VPL em cada ano foi calculado somando-se o fluxo de caixa do ano com o VPL do ano anterior. No Ano 1 seu cálculo é diferente,

sendo a soma do fluxo de caixa do ano com o fluxo de caixa do Ano 0 (investimento inicial). O VPL final é o valor para o último ano (Ano 20). O valor da TIR é hipotético, onde, ao trazer para o presente o valor das despesas e dos lucros do projeto, presume-se que estes se igualem. Para o seu cálculo foi utilizada a equação abaixo.

$$VPL = 0 = \text{Investimento inicial} + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

Onde:

VPL: Valor Presente Líquido, considerado zero para o cálculo da TIR;

n: Quantidade de anos (20);

Ft: Entrada de capital no período t;

TIR: Taxa Interna de Retorno.

Tabela 8: Resumo do fluxo de caixa do *layout* Gamesa G114.

Atributo	Ano 0	Ano 1	...	Ano 20
	2018	2019	...	2038
<b>PAE</b>		41.540,60	...	30.575,93
<b>Valoração PAE</b>		177,47	...	778,57
<b>Investimento inicial (30%)</b>	-10.513.800,00		...	
<b>Prestação SAC</b>		-3.643.031,70	...	
<b>O&amp;M</b>		-525.690,00	...	-525.690,00
<b>Receita</b>		7.372.210,28	...	23.805.490,91
<b>Fluxo de caixa</b>	-10.513.800,00	3.203.488,58	...	23.279.800,91
<b>VPL no ano</b>		-7.310.311,42	...	218.545.174,28
<b>VPL final</b>	218.545.174,28			
<b>TIR</b>	44,76%			
<b>TMA</b>	13,15%			

Fonte: Elaboração própria.

O investimento inicial (Ano 0) foi de aproximadamente 10 milhões e meio de reais, equivalente a 30% do custo do projeto. O

restante, financiado pelo BNDES em 16 anos, teve a primeira parcela (Ano 1) de aproximadamente 3 milhões e 200 mil reais, enquanto a última parcela (Ano 16) foi de 1 milhão e 665 mil reais. O valor de Operação e Manutenção (O&M) anual do parque foi de aproximadamente 526 mil reais fixos. O VPL resultante foi de aproximadamente 218 milhões de reais no período de 20 anos, com TIR igual a 44,76%. Foi adotada uma TMA (Taxa Mínima de Atratividade) igual a 13,15% (valor do SELIC) e, portanto, este projeto se mostrou atrativo financeiramente, pois a TIR é maior que a TMA.

b) GE 1.6

Os dados iniciais para a análise econômica do *layout* com os aerogeradores GE 1.6 são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9: Informações iniciais do *layout* GE 1.6.

<b>Layout: GE 1.6</b>			
<b>Informação</b>	<b>Valor</b>		<b>Detalhe</b>
<b>Potência Nominal Total</b>	3.200		kW
<b>Preço por kW instalado</b>	1.200		\$/kW
<b>Custo inicial</b>	11.214.720,0		R\$
<b>Cotação dólar</b>	2,9205		Período: 27/abril/15
<b>IPCA</b>	0,71% a.m	8,09% a.a.	Período: abril/15
<b>SELIC</b>	13,15% a.a.		Período: abril a junho/15

Fonte: Elaboração própria.

Como este projeto não cumpre o valor mínimo de R\$ 20 milhões para o financiamento descrito para o *layout* GAMESA G114, a opção dada pelo BNDES é o “BNDES Automático”. Este financiamento possui quatro linhas disponíveis e Parques Eólicos fazem parte da linha de financiamento “Indústria, Agropecuária e Infraestrutura” (BNDES, 2015b).

A taxa de financiamento para o BNDES Automático é a soma de quatro parcelas: custo financeiro, remuneração básica do BNDES e taxa de intermediação financeira e remuneração da instituição credenciada. O custo financeiro é regido pelo TJPL, a remuneração básica do BNDES é de 3,00% ao ano, a taxa de intermediação financeira

é de 0,5% ao ano e a remuneração da instituição credenciada é negociada entre a instituição e o cliente (COPEL) e para esta análise foi adotado 0,50%. Na Tabela 10 são salientados os valores utilizados para obter a taxa de financiamento do BNDES (BNDES, 2015c).

Tabela 10: Cálculo da taxa de juros do financiamento para GE 1.6.

<b>Taxa de juros do financiamento pelo BNDES</b>	
Custo Financeiro (abril a junho/2015)	6,00% a.a.
Remuneração básica do BNDES	3,00% a.a.
Taxa de intermediação financeira	0,50% a.a.
Remuneração da instituição credenciada	0,50% a.a.
<b>Total</b>	<b>10,00% a.a.</b>

Fonte: Elaboração própria, a partir de BNDES (2015c).

Neste caso o banco financia até 50% do valor do parque e foi considerado que o restante será pago à vista pela COPEL no período inicial. Para este caso também foi adotado um prazo de 16 anos para o financiamento da repotenciação da UE Palmas. O sistema de amortização continua sendo o SAC, sistema já explicado anteriormente. A Tabela 11 mostra o desenvolvimento feito para encontrar as prestações do sistema de amortização.

Tabela 11: Cálculo do sistema de amortização para GE 1.6.

<b>SAC em 16 anos</b>				
<b>Ano</b>	<b>Prestação (R\$)</b>	<b>Juros (R\$)</b>	<b>Amortização (R\$)</b>	<b>Saldo Devedor (R\$)</b>
<b>0</b>				5.607.360,00
<b>1</b>	911.196,00	560.736,00	350.460,00	5.256.900,00
<b>2</b>	876.150,00	525.690,00	350.460,00	4.906.440,00
<b>3</b>	841.104,00	490.644,00	350.460,00	4.555.980,00
<b>4</b>	806.058,00	455.598,00	350.460,00	4.205.520,00
<b>5</b>	771.012,00	420.552,00	350.460,00	3.855.060,00
<b>6</b>	735.966,00	385.506,00	350.460,00	3.504.600,00
<b>7</b>	700.920,00	350.460,00	350.460,00	3.154.140,00
<b>8</b>	665.874,00	315.414,00	350.460,00	2.803.680,00
<b>9</b>	630.828,00	280.368,00	350.460,00	2.453.220,00

<b>SAC em 16 anos</b>				
<b>Ano</b>	<b>Prestação (R\$)</b>	<b>Juros (R\$)</b>	<b>Amortização (R\$)</b>	<b>Saldo Devedor (R\$)</b>
<b>10</b>	595.782,00	245.322,00	350.460,00	2.102.760,00
<b>11</b>	560.736,00	210.276,00	350.460,00	1.752.300,00
<b>12</b>	525.690,00	175.230,00	350.460,00	1.401.840,00
<b>13</b>	490.644,00	140.184,00	350.460,00	1.051.380,00
<b>14</b>	455.598,00	105.138,00	350.460,00	700.920,00
<b>15</b>	420.552,00	70.092,00	350.460,00	350.460,00
<b>16</b>	385.506,00	35.046,00	350.460,00	0,00

Fonte: Elaboração própria.

O fluxo de caixa foi realizado para os 20 anos de projeto, a fim de definir o valor presente líquido do empreendimento e a sua taxa interna de retorno. O fluxo de caixa simplificado é mostrado na Tabela 12, enquanto o fluxo de caixa completo está inserido no Apêndice II. O cálculo da TIR é realizado da mesma forma descrita no item anterior.

Tabela 12: Resumo do fluxo de caixa do *layout* GE 1.6.

<b>Atributos</b>	<b>Ano 0</b>	<b>Ano 1</b>	<b>...</b>	<b>Ano 20</b>
	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>...</b>	<b>2038</b>
<b>PAE</b>		13.002,80	...	9.570,70
<b>Valoração PAE (fixa)</b>		177,47	...	778,57
<b>Investimento inicial (50%)</b>	-5.607.360,00		...	
<b>SAC</b>		-911.196,00	...	
<b>O&amp;M</b>		-168.220,80	...	-168.220,80
<b>Receita</b>		2.307.606,92	...	7.451.458,02
<b>Fluxo de caixa</b>	-5.607.360,00	1.228.190,12	...	7.283.237,22
<b>VPL no ano</b>		-4.379.169,88	...	68.936.526,62
<b>VPL</b>	68.936.526,62			
<b>TIR</b>	33,08%			
<b>TMA</b>	13,15%			

Fonte: Elaboração própria.

O investimento inicial (Ano 0) foi de aproximadamente 5,6 milhões de reais, equivalente a 50% do custo do projeto. O restante, financiado pelo BNDES em 16 anos, teve a primeira parcela (Ano 1) de aproximadamente 910 mil de reais, enquanto a última parcela (Ano 16) foi de 385 mil reais. O valor de Operação e Manutenção (O&M) anual do parque foi de aproximadamente 168 mil reais fixos. O VPL resultante ficou em aproximadamente 70 milhões reais no período de 20 anos, com TIR igual a 33,08%. Foi adotada uma mesma TMA do outro *layout* (13,15%) e, portanto, este projeto também se mostrou atrativo financeiramente, pois a TIR é maior que a TMA.

#### 5.4. Comparação entre modelos finais de aerogeradores

Os principais resultados para os dois *layouts* em estudo estão salientados na Tabela 13, onde as células sombreadas destacam os melhores valores para cada resultado analisado. Ambientalmente os dois casos possuem impactos similares na etapa de construção, principalmente por não serem necessárias aberturas de novas estradas. Não foram disponibilizados dados sobre o monitoramento da avifauna e morcegos durante a operação do antigo parque, portanto não foi possível realizar uma análise ambiental deste aspecto. Há a possibilidade do antigo parque ter causado mudança no comportamento das espécies locais, onde estas evitariam naturalmente a região. O nível de ruído a 80 metros do aerogerador Gamesa G114 é maior que o do GE 1.6, porém ambos resultados são similares.

Tecnicamente a opção do Gamesa G114 possui PAE mais de três vezes maior que a outra opção e seu FC também é maior, enquanto com GE 1.6 obtém-se a maior eficiência do parque. Economicamente o *layout* GE 1.6 possui um menor custo estimado, porém o valor presente líquido e a taxa interna de retorno do *layout* Gamesa se mostram muito superiores. Pelo investimento inicial do *layout* Gamesa G114 ser mais de 45% maior que o GE 1.6, isto poderia ser um impedimento, porém foi considerado que a empresa COPEL possui recursos financeiros para arcar com o custo inicial do projeto.

Tabela 13: Comparação dos resultados obtidos com GAMESA G114 e GE 1.6.

Aspectos	Gamesa G114	GE 1.6
Nível de ruído de um AG a 80m	107 (1)	<100,5 (2)

<b>Aspectos</b>	<b>Gamesa G114</b>	<b>GE 1.6</b>
<b>(<math>V_{ref}=8,0m/s</math>) (dBA)</b>		
<b>PAE (MWh)</b>	41.540,60	13.002,80
<b>Eficiência</b>	92,20%	98,70%
<b>FC</b>	47,40%	46,40%
<b>Custo estimado (R\$)</b>	35.046.000,00	11.214.720,00
<b>Investimento inicial (não financiável) (R\$)</b>	10.513.800,00	5.607.360,00
<b>VPL (R\$)</b>	218.545.174,28	68.936.526,62
<b>TIR</b>	44,76%	33,08%

Fonte: Elaboração própria; (1) RDS Energias Renováveis; (2) Base de dados do WAsP.

Embora não tenha sido considerado o custo e eventuais saldos da desinstalação do antigo parque, transporte e disposição final dos seus resíduos, é observado que o lucro de ambos os *layouts* foi grande o suficiente para absorver estes valores. Pelos resultados obtidos e as considerações realizadas, optou-se, portanto, por realizar a repotenciação da UE Palmas com o *layout* composto por cinco aerogeradores Gamesa G114, com torre de 120 metros de altura.



## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo está dividido em conclusões e recomendações para trabalhos futuros na área.

### 6.1. Conclusões

Mundialmente os países referência na pós-operação de parques eólicos são principalmente a Alemanha, os Estados Unidos e a Dinamarca. A desativação de parques ao final de sua vida útil não está claramente regulamentada em todos os países estudados, não havendo padrão em algumas diretrizes, por exemplo, a profundidade de retirada das fundações dos aerogeradores.

Quanto à disposição final dos resíduos de parques, um dos grandes desafios é a reciclagem das pás dos aerogeradores. Ainda não foi encontrado um método viável para sua reciclagem em grande escala que não utilize a incineração como parte da solução. Uma alternativa levantada é o reuso das pás, transformando-as em *playground*. No caso de aerogeradores compostos por ímãs permanentes, um estudo recente aponta a possibilidade de reciclar tais ímãs em grande escala.

A repotenciação começou a se mostrar interessante nos países estudados, por compreender parques antigos, com tecnologia defasada, que estavam situados nos melhores locais para geração eólica do país. Ademais, a repotenciação está sendo muito estudada para parques que ainda não chegaram ao final de sua vida útil, como forma de atingirem as suas metas em relação à participação das energias renováveis na matriz energética.

As características levantadas na revisão da literatura foram aplicadas por meio de um estudo de caso. Optou-se por realizar o estudo na Usina Eólica de Palmas, por ser a mais antiga do sul do Brasil e estar se aproximando dos 20 anos de operação, sua vida útil esperada. No estudo sobre a desativação e repotenciação desta usina, foram constatadas as especificidades da atual instalação e as necessidades futuras sob os aspectos ambiental, econômico e técnico.

Em relação à destinação dos resíduos gerados pelo antigo parque, apenas os aerogeradores e suas fundações não podem ser reutilizados na repotenciação. Estes necessitarão, portanto, de destinação, podendo ser enviados para reciclagem ou valorização das peças para criação de *playground*.

A análise ambiental na repotenciação do parque em estudo chegou à conclusão de que é viável a opção de reutilização de parte da infraestrutura do antigo parque, evitando assim impactos ambientais negativos na área. Deve ser considerado o resultado do monitoramento

do impacto do antigo parque na avifauna e nos morcegos para o projeto de repotenciação.

Quanto à análise técnica, o resultado deve considerar a produção anual de energia, a eficiência e o fator de capacidade do parque repotenciado. Para o caso estudado, foram considerados dois cenários: manter uma potência nominal similar à do antigo parque ou manter o mesmo número de aerogeradores, visando o melhor aproveitamento da área para geração de energia. Três modelos de aerogeradores foram utilizados para cada cenário e posteriormente foi realizada a análise econômica para o melhor resultado de cada vertente.

Por fim, a análise econômica deve considerar o custo de implantação e implementação do parque, o período de operação esperado, o tipo de financiamento escolhido e a valoração da energia produzida. Salienta-se que é importante analisar e considerar as especificidades de cada caso estudado, como o Brasil, que possui linhas de financiamento específicas para projetos de energias renováveis. No caso estudado a análise econômica foi realizada para o melhor modelo de cada vertente e posteriormente os resultados foram comparados, para a escolha do modelo final para repotenciar a Usina Eólica de Palmas.

Portanto, a análise mostrou que, dentro das restrições impostas, os seus resíduos podem ser reaproveitados ou reciclados e a repotenciação do parque é viável ambiental, técnica e economicamente. Foi escolhido realizar o reaproveitamento da subestação e casa de comando da UE Palmas na sua repotenciação. Ademais, as estradas também serão reutilizadas, porém uma reforma é necessária para comportar a maquinaria para instalação dos novos aerogeradores de 120 metros de altura. Para reforma das estradas será reaproveitado o concreto das torres do parque antigo para substituir o rachão. Todos os componentes recicláveis da nacelle e *hub* dos AGs serão vendidos como sucata e as pás serão usadas para se construir um *playground* no município de Palmas.

Para a análise de repotenciação recomenda-se que seja utilizado o modelo Gamesa G114 para a repotenciação da UE Palmas. O empreendimento terá um FC de 47,40%, PAE de 41,54 GWh e eficiência de 92,20%. Seu custo será em torno de 35 milhões, gerando um VPL de 218 milhões e 545 mil reais ao final do vigésimo ano de operação, com TIR de 44,76%.

## **6.2. Trabalhos futuros**

A partir desta pesquisa recomenda-se:

- Investigar a revenda de aerogeradores usados ou de seus componentes junto ao mercado brasileiro e/ou da América do Sul;
- Investigar a viabilidade do reuso de aerogeradores de parques que foram repotenciados para geração distribuída, atualmente prevista pela Resolução Normativa 482 de abril de 2012;
- Analisar a possibilidade de expansão da área contratada para a repotenciação de parques eólicos.

Por fim recomenda-se estimular o desenvolvimento de pesquisas multidisciplinares envolvendo as engenharias Sanitária e Ambiental, Mecânica, Elétrica, entre outras.



## REFERÊNCIAS

\_\_\_\_\_. Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010. Estabelece a Política Nacional de Resíduos Sólidos. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos; altera a Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 02 ago. 2010.

ABEEÓLICA. **Boletim de Dados**: Abril 2015. [s.l.]: ABEEólica, 2015. 7 p. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/pdf/Boletim-de-Dados-ABEEolica-Abril-2015-Publico.pdf>>. Acesso em: 22 jun. 2015.

ACKERMANN, Thomas; SÖDER, Lennart. An overview of wind energy-status 2002. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 6, n. 1, p.67-128, jun. 2002. Disponível em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.470.2538&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em: 30 set. 2015.

AECOM AUSTRALIA PTY LTD (Australia). **Decommissioning and Rehabilitation Plan**: Crookwell 3 Wind Farm Project. Warabrook, New South Wales, 2012. 19 p. Disponível em: <[http://www.unionfenosa.com.au/f/PRnswCR3/Environmental-Assessment-\(EA\)/16\\_Appendix-04---Decommissioning-&-Rehabilitation-Plan\\_.pdf](http://www.unionfenosa.com.au/f/PRnswCR3/Environmental-Assessment-(EA)/16_Appendix-04---Decommissioning-&-Rehabilitation-Plan_.pdf)>. Acesso em: 29 set. 2015.

ALAMEDA COUNTY COMMUNITY DEVELOPMENT AGENCY. **Altamont Pass Wind Resource Area Repowering**. Hayward, EUA, 2014. 904 p. Disponível em: <[https://www.acgov.org/cda/planning/landuseprojects/documents/APWRA\\_Repowering\\_Draft\\_PEIR\\_060614.pdf](https://www.acgov.org/cda/planning/landuseprojects/documents/APWRA_Repowering_Draft_PEIR_060614.pdf)>. Acesso em: 12 out. 2015.

ALBERS, H.. Recycling of Wind Turbine Rotor Blades - Fact or Fiction? **Dewi Magazin**, [s.l.], v. 34, p.32-41, fev. 2009. Disponível em: <[http://www.dewi.de/dewi\\_res/fileadmin/pdf/publications/Magazin\\_34/05.pdf](http://www.dewi.de/dewi_res/fileadmin/pdf/publications/Magazin_34/05.pdf)>. Acesso em: 30 set. 2015.

AMSC. **SeaTitan 10MW Wind Turbine**. [s.l.]: American Superconductor, 2012. 2 p. Disponível em: <<http://www.amsc.com/documents/seatitan-10-mw-wind-turbine-data-sheet/>>. Acesso em: 19 jun. 2015.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil: Energia Eólica**. 2. ed. Brasília: Aneel, 2005. 18 p. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia\\_Eolica\(3\).pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia_Eolica(3).pdf)>. Acesso em: 20 jun. 2015.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica Parte II: Fontes Renováveis**. Brasília: Aneel, 2008. 15 p. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas\\_par2\\_cap5.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas_par2_cap5.pdf)>. Acesso em: 20 jun. 2015.

ANEEL. **LEILÃO Nº 02/2015-ANEEL: LEILÃO DE FONTES ALTERNATIVAS**. [s.l.]: Aneel, 2015. 41 p. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos/EDITAL\\_LFA\\_2015\\_.pdf](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/EDITAL_LFA_2015_.pdf)>. Acesso em: 07 nov. 2015.

ARDENTE, Fulvio et al. Energy performances and life cycle assessment of an Italian wind farm. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 12, n. 1, p.200-217, jan. 2008. Elsevier BV. DOI: 10.1016/j.rser.2006.05.013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403210600075X>>. Acesso em: 30 set. 2015.

AWS TRUEPOWER (Estados Unidos). **OpenWind User Manual**. Nova York, 2014. 136 p. Disponível em: <[http://software.awstruepower.com/openwind/wp-content/uploads/sites/2/2014/12/Openwind\\_user\\_manual\\_1-6.pdf](http://software.awstruepower.com/openwind/wp-content/uploads/sites/2/2014/12/Openwind_user_manual_1-6.pdf)>. Acesso em: 10 nov. 2015.

Banco Central do Brasil. **Histórico das taxas de juros**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/?COPOMJUROS>>. Acesso em: 07 dez. 2015.

BANG, D et al. **Review of Generator Systems for Direct-Drive Wind Turbines**. Delft, Holanda: Delft University Of Technology, 2011. 11 p.

BERGE, Erik et al. Wind in complex terrain: A comparison of WAsP and two CFD-models. In: EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, -, 2006, Atenas, Grécia. **Proceedings**. [s.l.]: EWEA, 2006. p. 1 - 10. Disponível em: <[http://www.windsim.com/documentation/papers\\_presentations/0602\\_ewec/ewec\\_berge.pdf](http://www.windsim.com/documentation/papers_presentations/0602_ewec/ewec_berge.pdf)>. Acesso em: 12 out. 2015.

BINNEMANS, Koen et al. Recycling of rare earths: a critical review. **Journal of Cleaner Production**, [s.l.], v. 51, p.1-22, jul. 2013. Elsevier BV. DOI: 10.1016/j.jclepro.2012.12.037. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652612006932>>. Acesso em: 30 set. 2015.

BNDES. **Geração renovável e não-renovável em leilões de agosto de 2015**. 2015a. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Areas\\_de\\_Atuaao/Infraestrutura/Energia/Leilao\\_Energia/leilao\\_energia\\_ago\\_2015.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atuaao/Infraestrutura/Energia/Leilao_Energia/leilao_energia_ago_2015.html)>. Acesso em: 01 nov. 2015.

BNDES. **BNDES Automático**. 2015b. Disponível em: <<http://www.bndes.gov.br/bndesautomatico>>. Acesso em: 01 nov. 2015.

BNDES. **Indústria, Agropecuária e Infraestrutura**. 2015c. Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Apoio\\_Financeiro/Produtos/BNDES\\_Automatico/Ind\\_agro\\_infra.html](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/BNDES_Automatico/Ind_agro_infra.html)>. Acesso em: 01 nov. 2015.

BOCCARD, Nicolas. **Capacity Factor of Wind Power: Realized Values vs. Estimates**. Girona, Espanha: Universitat de Girona, 2008. 10 p.

BORTOLOTTI, Pietro. **Carbon Glass Hybrid Materials for Wind Turbine Rotor Blades**. 2012. 146 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Sustainable Energy Technology, Delft University Of Technology, Delft, Holanda, 2012.

BP WIND ENERGY (Reino Unido). **Typical Wind Turbine Construction Process**. Disponível em: <[http://www.blm.gov/style/medialib/blm/az/pdfs/energy/mohave/mtgs.P ar.87302.File.dat/Typical\\_Wind\\_Turbine\\_Construction\\_Process.pdf](http://www.blm.gov/style/medialib/blm/az/pdfs/energy/mohave/mtgs.P ar.87302.File.dat/Typical_Wind_Turbine_Construction_Process.pdf)>. Acesso em: 29 set. 2015.

BRASIL. Portaria MME nº 21, de 18 de Janeiro de 2008.

CAMARGO, Arilde Sutil Gabriel de. **Análise da Operação das Usinas Eólicas de Camelinho e Palmas e Avaliação do Potencial Eólico de Localidades no Paraná**. 2005. 248 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de

Tecnologia, Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná, Curitiba, 2005.

CASTRO, L. et al. **Is it economically possible repowering Wind Farms. A general analysis in Spain.** [s.l.]: International Conference on Renewable Energies And Power Quality - ICREPQ, 2011. 4 p. Disponível em: <<http://icrepq.com/icrepq'11/603-castro.pdf>>. Acesso em: 12 out. 2015.

CHERRINGTON, Ruth et al. Producer responsibility: Defining the incentive for recycling composite wind turbine blades in Europe. **Energy Policy**, [s.l.], v. 47, p.13-21, ago. 2012.

CHIME, Arshiya Hoseyni; ACKER, Tom. **A Comparative Wind Energy Investigation Using Wind Modeling Software and Experimental Data at Flagstaff, Arizona.** Flagstaff, EUA: Northern Arizona University, 2010. Disponível em: <[https://nau.edu/uploadedFiles/Academic/CEFNS/Centers-Institutes/Folder\\_Templates/\\_Media/a-comparative-wind-energy-investigation-using-wind-modeling-software-and-experimental-data-at-flagstaff-arizona-poster.pdf](https://nau.edu/uploadedFiles/Academic/CEFNS/Centers-Institutes/Folder_Templates/_Media/a-comparative-wind-energy-investigation-using-wind-modeling-software-and-experimental-data-at-flagstaff-arizona-poster.pdf)>. Acesso em: 12 out. 2015.

CLEAN ENERGY COUNCIL (Australia). Decommissioning Wind Turbines. **Wind Energy The Facts**, Melbourne, v. [], n. [], p.1-1, jul. 2013.

COLMENAR-SANTOS, Antonio et al. Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 41, p.319-337, jan. 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114007175>>. Acesso em: 27 abr. 2015

CONAMA - CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE. **Resolução Nº 307/2002.** Estabelece diretrizes, critérios e procedimentos para a gestão dos resíduos da construção civil. Brasília, 2002. 5 p. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=307>>. Acesso em: 30 out. 2015.

**COPEL. Usina Eólica de Palmas Agora Faz Parte do Parque Gerador da COPEL.** 2012. Disponível em:  
<[http://www.copel.com/ci/\\_edicoes/299/usina\\_eolica\\_de\\_palmas.jsp](http://www.copel.com/ci/_edicoes/299/usina_eolica_de_palmas.jsp)>. Acesso em: 05 nov. 2015.

**COPEL. Relatório Anual de Gestão e Sustentabilidade 2011.** Curitiba: Copel, 2012. 128 p. Disponível em:  
<[http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatori\\_o2011/\\$FILE/RelAnual11.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/relatori_o2011/$FILE/RelAnual11.pdf)>. Acesso em: 05 nov. 2015.

**COPEL; CAMARGO SCHUBERT; LACTEC. Atlas do Potencial Eólico do Paraná.** Curitiba: Copel; Camargo Schubert; LACTEC, 2007. 55 p. Disponível em:  
<[http://www.copel.com/download/mapa\\_eolico/Atlas\\_do\\_Potencial\\_Eolico\\_do\\_Estado\\_do\\_Parana.pdf](http://www.copel.com/download/mapa_eolico/Atlas_do_Potencial_Eolico_do_Estado_do_Parana.pdf)>. Acesso em: 25 out. 2015.

**COROLIS ENERGY. The wind farm life cycle.** 2015. Disponível em:  
<[http://www.coriolis-energy.com/landowners/wind\\_farm\\_life\\_cycle.html](http://www.coriolis-energy.com/landowners/wind_farm_life_cycle.html)>. Acesso em: 20 jun. 2015.

**COSTA, Gustavo. WindPRO Project:** Torkelsrud. Kungshamn: Sotenäs Kommun, 2012. 6 p. Disponível em:  
<<http://www.sotenas.se/download/18.5cc1294e14bb59a02be7a08e/1444912181643/Energy+yield.pdf>>. Acesso em: 30 out. 2015.

**CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009. 280 p.

**D'SOUZA, Neil; GBEGBAJE-DAS, Erhi; SHONFIELD, Peter. Life Cycle Assessment of Electricity Production from a V112 Turbine Wind Plant.** Copenhagen, Dinamarca: Pe North West Europe Aps, 2011. 87 p. Disponível em:  
<[https://www.vestas.com/~media/vestas/about/sustainability/pdfs/lca\\_v112\\_study\\_report\\_2011.pdf](https://www.vestas.com/~media/vestas/about/sustainability/pdfs/lca_v112_study_report_2011.pdf)>. Acesso em: 30 set. 2015.

**DAMAS, Leonardo Balvedi. Aplicação da metodologia MCP para análise da geração em dois parques eólicos em operação no Brasil.** 2013. 255 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

DATTA, Ankan. Re-Wind - Repower the Old Wind Power Projects. **Indian Wind Power**, Chennai, v. 1, p.5-10, fev./mar. 2015. Disponível em: <[http://www.indianwindpower.com/pdf/Indian Wind Power Magazine - Feb.-March 2015 Issue.pdf](http://www.indianwindpower.com/pdf/Indian%20Wind%20Power%20Magazine%20-%20Feb.-March%202015%20Issue.pdf)>. Acesso em: 11 out. 2015.

DAHL, Espen Lie et al. **Repowering Smola wind-power plant: An assessment of avian conflict**. Trondheim, Noruega: Norwegian Institute For Natural Research, 2015. 46 p. Disponível em: <<http://www.nina.no/archive/nina/PppBasePdf/rapport\2015\1135.pdf>>. Acesso em: 22 out. 2015.

EARNEST, Joshua. **Wind Power Technology**. New Delhi, Índia: Phi Learning Private Limited, 2014. 492 p.

ELSAM ENGINEERING A/S. **Life Cycle Assessment of offshore and onshore sited wind farms**. Fredericia, Dinamarca: Elsam Engineering A/s, 2004. 68 p. Disponível em: <[http://www.apere.org/manager/docnum/doc/doc1252\\_LCA\\_V80\\_2004\\_uk\[1\].fiche 42.pdf](http://www.apere.org/manager/docnum/doc/doc1252_LCA_V80_2004_uk[1].fiche%2042.pdf)>. Acesso em: 30 set. 2015.

EMD INTERNATIONAL. **SHADOW: Calculation of Flickering from WTGs**. Aalborg, Dinamarca: Emd International S/a, 2013. 8 p. Disponível em: <[http://www.emd.dk/WindPRO\\_Modules/PDF/EN/EN\\_SHADOW.pdf](http://www.emd.dk/WindPRO_Modules/PDF/EN/EN_SHADOW.pdf)>. Acesso em: 12 out. 2015.

EPE. **Consumo de Energia no Brasil: Análises Setoriais**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energetica, 2014. 116 p. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série Estudos de Energia/DEA-10-14 Consumo de Energia no Brasil.pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série%20Estudos%20de%20Energia/DEA-10-14%20Consumo%20de%20Energia%20no%20Brasil.pdf)>. Acesso em: 07 nov. 2015.

EWEA. **The Economics of Wind Energy: A report by the European Wind Energy Association**. [s.l.]: Ewea, 2009. 156 p. Disponível em: <[http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics\\_of\\_Wind\\_Energy.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf)>. Acesso em: 06 dez. 2015.

FERRELL, Shannon L.; DEVUYST, Eric A.. Decommissioning wind energy projects: An economic and political analysis. **Energy Policy**, [s.l.], v. 53, p.105-113, fev. 2013.

FINOCCHIO, Marco Antonio Ferreira. **Energias Alternativas: Energia Eólica**. Cornélio Procópio: Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 20--. 6 p.

GAMESA (Espanha). **Gamesa 2.0-2.5MW: Technological Evolution**. Sarriguren: Gamesa Corporación Tecnológica S.A., 2015. 11 p. Disponível em: <<http://www.gamesacorp.com/recursos/doc/productos-servicios/aerogeneradores/catalogo-g9x.pdf>>. Acesso em: 11 nov. 2015.

GENIVAR INC. **Decommissioning Report - East Durham Wind Energy Centre**. Markham: Genivar Inc., 2013. 11 p. Disponível em: <[http://www.nexteraenergycanada.com/pdf/durham/3.4\\_Decommissioning\\_Rprt.pdf](http://www.nexteraenergycanada.com/pdf/durham/3.4_Decommissioning_Rprt.pdf)>. Acesso em: 30 set. 2015.

GIOVANNINI, Gabriele. **Wind Farm Decommissioning: a perspective on regulations and cost assessment in Italy and Sweden**. 2014. 61 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Energy Technology, Uppsala University, Gotland, 2014. Disponível em: <<http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:767553/FULLTEXT01.pdf>>. Acesso em: 29 set. 2015.

GOYAL, Mohit. Repowering—Next big thing in India. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 14, n. 5, p.1400-1409, jun. 2010. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032110000031>>. Acesso em: 27 abr. 2015.

GUEZURAGA, Begoña; ZAUNER, Rudolf; PÖLZ, Werner. Life cycle assessment of two different 2 MW class wind turbines. **Renewable Energy**, [s.l.], v. 37, n. 1, p.37-44, jan. 2012.

GWEC. **Global Wind Energy Outlook 2014**. Bruxelas, Bélgica: GWEC, 2015. 60 p. 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)>. Acesso em: 06 mai. 2015.

GWEC. **Global Wind Report: Annual Market Update 2014**. Bruxelas, Bélgica: GWEC, 2015. 80 p. Disponível em: <[http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/03/GWEC\\_Global\\_Wind\\_2014\\_Report\\_LR.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2015/03/GWEC_Global_Wind_2014_Report_LR.pdf)>. Acesso em: 06 mai. 2015.

HAAPALA, Karl R.; PREMPREEDA, Preedanood. Comparative life cycle assessment of 2.0 MW wind turbines. **International Journal of Sustainable Manufacturing**, [s.l.], v. 3, n. 2, p.170-185, 2014. Disponível em: <<http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/06/turbines.pdf>>. Acesso em: 30 set. 2015.

HIMPLER, Sebastian; MADLENER, Reinhard. **Repowering of Wind Turbines: Economics and Optimal Timing**. Aachen, Alemanha: Institute For Future Energy Consumer Needs And Behavior, 2012. 43 p. HÖTKER, Hermann. **The impact of repowering of wind farms on birds and bats**. Bergenhusen, Alemanha: NABU - Research And Education Centre For Wetlands And Bird Protection, 2006. 38 p. Disponível em: <[http://www.sofnet.org/1.0.1.0/1267/download\\_916.php](http://www.sofnet.org/1.0.1.0/1267/download_916.php)>. Acesso em: 08 out. 2015.

HÖTKER, Hermann; THOMSEN, Kai-michael; JEROMIN, Heike. **Impacts on biodiversity of exploitation of renewable energy sources: the example of birds and bats**. Bonn: NABU, 2006. 65 p. Disponível em: <[http://eolien-biodiversite.com/IMG/pdf/englischewindkraftstudie\\_1252510701.pdf](http://eolien-biodiversite.com/IMG/pdf/englischewindkraftstudie_1252510701.pdf)>. Acesso em: 11 out. 2015.

HURST, Cindy. **China's Rare Earth Elements Industry: What Can the West Learn?**. [s.l.]: Institute For The Analysis Of Global Security (IAGS), 2010. 42 p.

IEA WIND. **IEA WIND: 2014 Annual Report**. [s.l.]: IEA Wind, 2015. 200 p. Disponível em: <[https://www.ieawind.org/annual\\_reports\\_PDF/2014/2014\\_AR\\_smallfile.pdf](https://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2014/2014_AR_smallfile.pdf)>. Acesso em: 06 dez. 2015.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61400-1: Wind Turbines Part 1: Design requirements**. 3 ed. Genebra, Suíça: Iec, 2005. 92 p. Disponível em: <<http://homes.civil.aau.dk/rrp/BM/BM8/r.pdf>>. Acesso em: 12 out. 2015.

IPARDES. **Caderno Estatístico**: Município de Palmas. [s.l.], 2015. 42 p. Disponível em:

<<http://www.ipardes.gov.br/cadernos/MontaCadPdf1.php?Municipio=84670>>. Acesso em: 07 nov. 2015.

JANUÁRIO, Cássia; SEMINO, Stella; BELL, Maite. Offshore Windfarm Decommissioning: A proposal for guidelines to be included in the European Maritime Policy. In: European Wind Energy Conference And Exhibition, -, 2007, Milão, Itália. **Proceedings**, [s.l.]: EWEA, 2006. p.1-10, maio 2007. Disponível em: <[http://www.ewea.org/ewec2007/allfiles2/94\\_Ewec2007fullpaper.pdf](http://www.ewea.org/ewec2007/allfiles2/94_Ewec2007fullpaper.pdf)>. Acesso em: 30 set. 2015.

JUÁREZ, Alberto Aquino et al. Development of the wind power in Brazil: Political, social and technical issues. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 39, p.828-834, nov. 2014.. Disponível em: <<http://api.elsevier.com/content/article/PII:S1364032114005383?httpAccept=text/xml>>. Acesso em: 13 nov. 2015.

KLEEMANN GMBH (Alemanha). **Old becomes new**: Processing recycling materials with mobile crushers. 2015. Disponível em: <<http://www.kleemann.info/en/technologies/processing-recycling-material/>>. Acesso em: 06 nov. 2015.

LACAL-ARÁNTGUI, Roberto. Materials use in electricity generators in wind turbines – state-of-the-art and future specifications. **Journal of Cleaner Production**, [s.l.], v. 87, p.275-283, jan. 2015. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652614009779>>. Acesso em: 30 set. 2015.

LAGO, Carmen et al. **Wind Energy - The facts**: Part V - Environmental Issues. Amsterdam, Holanda: Wind Energy The Facts, 2009. 105 p. Disponível em: <<http://www.wind-energy-the-facts.org/images/chapter5.pdf>>. Acesso em: 25 jun. 2015.

LANTZ, Eric; LEVANTHAL, Michael; BARING-GOULD, Ian. **Wind Power Project Repowering**: Feasibility, Decision Drivers, and Supply Chain Effects. [s.l.]: National Renewable Energy Laboratory, 2013. 40 p. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60535.pdf>>. Acesso em: 04 out. 2015.

LARSEN, Kari. Recycling wind turbine blades. **Renewable Energy Focus**, [s.l.], v. 9, n. 7, p.70-73, jan. 2009. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1755008409700456>>. Acesso em: 30 set. 2015.

LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY. **2014 Wind Technologies Market Report Highlights**. Berkeley, Estados Unidos, 2015. 8 p. Disponível em: <<http://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/2014-Wind-Technologies-Market-Report-Highlights.pdf>>. Acesso em: 30 out. 2015.

LESLIE, Doug; SCHWARTZ, Jesse; KARAS, Brian. **Altamond Pass Wind Resource Area Bird Fatality Study, Bird Years 2005-2010**. Califórnia, EUA: ICF International, 2012. 171 p. Disponível em: <<http://www.calwea.org/pdfs/2013/altamont-study.pdf>>. Acesso em: 08 out. 2015.

LIM, Myungkwan et al. Development of Eco-Friendly Deconstruction Technologies for Recycling Construction Waste. **Journal of Environmental Protection**, [s.l.], v. 05, n. 07, p.647-661, 2014. Scientific Research Publishing, Inc., Disponível em: <<http://www.scirp.org/journal/PaperDownload.aspx?DOI=10.4236/jep.2014.57066>>. Acesso em: 04 nov. 2015.

LOREDO-SOUZA, Acir Mércio; SCHETTINI, Edith Beatriz Camaño; PALUCH, Mario José. **Simulação da Camada Limite Atmosférica em Túnel de Vento**. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2004. 27 p. Disponível em: <<http://www.abcm.org.br/app/webroot/anais/eptt/2004/english/docs/cap5-cd.pdf>>. Acesso em: 11 nov. 2015.

MACON COUNTY (Município). Portaria nº O-119-4-15, de 09 de abril de 2015. **Wind Energy Conversion Systems: Title XV: Land Usage Chapter 153**. Macon County, Illinois: Macon County, 09 abr. 2015. Disponível em: <[http://www.co.macon.il.us/downloads/PlanningZoning/O\\_119\\_4\\_15\\_Wind\\_Ordinance.pdf](http://www.co.macon.il.us/downloads/PlanningZoning/O_119_4_15_Wind_Ordinance.pdf)>. Acesso em: 29 set. 2015.

MAIA, Thales Alexandre Carvalho. **Projeto e Construção de um Gerador a Ímãs Permanentes de Fluxo Axial para Turbina Eólica de Pequena Potência**. 2011. 197 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de

Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2011. Disponível em: <<http://www.ppgee.ufmg.br/defesas/187M.PDF>>. Acesso em: 30 set. 2015.

MCCARTHY, John. **Wind Farm Decommissioning: a detailed approach to estimate future costs in Sweden**. 2015. 62 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Energy Technology, Uppsala University, Gotland, Suécia, 2015. Disponível em: <<http://uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:826246/FULLTEXT01.pdf>>. Acesso em: 29 set. 2015.

MEDICI, Ir. P.. **Human Health Risk Assessment of “Wikado” playground**. [s.l.]: [s.e.], 2011. Disponível em: <<http://www.woodguide.org/files/2014/09/Human-Health-Risk-Assessment-Wikado.pdf>>. Acesso em: 30 set. 2015.

MINISTRY OF THE ENVIRONMENT AND CLIMATE CHANGE. **O. REG. 359/09**: Checklist for Requirements under O. Reg. 359/09. Supplement to Application for Approval of a Renewable Energy Project. Ontario, Canada, 2009. 19 p. Disponível em: <[http://www.forms.ssb.gov.on.ca/mbs/ssb/forms/ssbforms.nsf/GetFileAttach/7746E~1/\\$File/7746E.pdf](http://www.forms.ssb.gov.on.ca/mbs/ssb/forms/ssbforms.nsf/GetFileAttach/7746E~1/$File/7746E.pdf)>. Acesso em: 29 set. 2015.

MONÉ, C. et al. **2013 Cost of Wind Energy Review**. Golden, Estados Unidos: National Renewable Energy Laboratory, 2015. 94 p. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63267.pdf>>. Acesso em: 10 nov. 2015.

MONTEALEGRE, Frederico; BOUTSIKOUDI, Sofia. **Wind resource assessment and yield prediction**. Utrecht: Ecofys Netherlands B.V., 2014. 39 p.

MORRISON HERSHFIELD (Ontario). **Decommissioning Plan Report**: Haf Wind Energy Project. Toronto, 2012. 13 p. Disponível em: <[http://www.hafwindenergy.ca/PDF/rea/1104037\\_Decommissioning\\_Report\\_April12.pdf](http://www.hafwindenergy.ca/PDF/rea/1104037_Decommissioning_Report_April12.pdf)>. Acesso em: 30 set. 2015.

MORTENSEN, Niels. **46200 Planning and Development of Wind Farms**: Wind resource assessment using the WASP software. Lyngby, Dinamarca: Technical University Of Denmark, 2014. 42 p. Disponível

em:

<[http://orbit.dtu.dk/files/103749698/Wind\\_resource\\_assessment\\_using\\_the\\_WAsP\\_software.pdf](http://orbit.dtu.dk/files/103749698/Wind_resource_assessment_using_the_WAsP_software.pdf)>. Acesso em: 12 out. 2015.

MOSKALENKO, Natalia; RUDION, Krzysztof; ORTHS, Antje. **Study of Wake Effects for Offshore Wind Farm Planning**. [S.l.]: Modern Electric Power Systems, 2010. 7 p.

NILSSON, Karl. **Estimation of wind energy production in relation to orographic complexity**: A reliability study of two conventional computer software. 2010. 102 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mechanical Engineering, Chalmers University Of Technology, Göteborg, Suécia, 2010. Disponível em:

<<http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/174005/174005.pdf>>. Acesso em: 13 out. 2015.

OTERI, Frank. **Overview of Existing Wind Energy Ordinances**.

Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2008. 69 p. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/44439.pdf>>. Acesso em: 29 set. 2015.

ORTEGON, Katherine; NIES, Loring F.; SUTHERLAND, John W.. Preparing for end of service life of wind turbines. **Journal of Cleaner Production**, [s.l.], v. 39, p.191-199, jan. 2013. Elsevier BV. DOI:

10.1016/j.jclepro.2012.08.022. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652612004441>>. Acesso em: 30 set. 2015.

PEREIRA, Rui; GUEDES, Ricardo; SANTOS, C. Silva. **Comparing WAsP and CFD wind resource estimates for the "regular" user**.

[s.l.]: Megajoule Inovação Lda, 2010. 10 p. Disponível em: <[http://meteodyn.com/wp-content/uploads/2012/05/Comparing-WAsP-and-Meteodyn-wind-resource-estimates-for-the-regular-user\\_paper.pdf](http://meteodyn.com/wp-content/uploads/2012/05/Comparing-WAsP-and-Meteodyn-wind-resource-estimates-for-the-regular-user_paper.pdf)>. Acesso em: 13 out. 2015.

PICKERING, S.J.. Recycling technologies for thermoset composite materials—current status. **Composites Part A: Applied Science and Manufacturing**, [s.l.], v. 37, n. 8, p.1206-1215, ago. 2006. Disponível em:

<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359835X05002101>>. Acesso em: 30 set. 2015.

PIMENTA, Soraia; PINHO, Silvestre T.. **Recycling carbon fibre reinforced polymers for structural applications**: Technology review and market outlook. *Waste Management*, [s.l.], v. 31, n. 2, p.378-392, fev. 2011. Disponível em:  
<<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0956053X10004976>>. Acesso em: 30 set. 2015.

Portal Brasileiro de Dados Abertos. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA**. 20--. Disponível em:  
<<http://dados.gov.br/dataset/indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplu-ipca>>. Acesso em: 11 nov. 2015.

Prefeitura de Água Doce. **Complexo eólico de Água Doce**. 201-. Disponível em:  
<<http://www.aguadoce.sc.gov.br/turismo/item/detalhe/2245>>. Acesso em: 07 nov. 2015.

PROINFA. **Medição das Usinas do PROINFA - 2015**: Geração Bruta Mensal Rateada por Contrato. Rio de Janeiro: Proinfa, 2015. 2 p.

POWERED BY WIND (África do Sul). **Wind Energy**: General. [s.l.], 2009. 4 p. Disponível em:  
<<http://www.poweredbywind.co.za/dl/english/factsheet1.pdf>>. Acesso em: 20 jun. 2015.

PRIESTLEY, Thomas. **An Introduction to Shadow Flicker and its Analysis**. [s.l.]: Ch2m Hill, 2011. 21 slides, color. Disponível em:  
<[http://apps2.eere.energy.gov/wind/windexchange/pdfs/workshops/2011/webinar\\_shadow\\_flicker\\_priestley.pdf](http://apps2.eere.energy.gov/wind/windexchange/pdfs/workshops/2011/webinar_shadow_flicker_priestley.pdf)>. Acesso em: 12 out. 2015.

PROWIND CANADA. **Gunn's Hill Wind Farm Decommissioning Plan Report**. Hamilton, Canada, 2013. 13 p. Disponível em:  
<[http://www.prowind.ca/downloads/GunnsHill/FinalREA/GHWF\\_DecommissioningReport\\_201402.pdf](http://www.prowind.ca/downloads/GunnsHill/FinalREA/GHWF_DecommissioningReport_201402.pdf)>. Acesso em: 30 set. 2015.

QUIZA, Eduardo Garcia. **Engenharia Econômica**. Curitiba: [s.n.], 2011. Disponível em:  
<<https://eduardoquiza.files.wordpress.com/2011/03/apost-versao-geobv8.pdf>>. Acesso em: 02 nov. 2015.

RAGHEB, M.. **Wind Generator Machines**. [s.l.]: M. Ragheb, 2013. 22 p. Disponível em: <[http://mragheb.com/NPRE 475 Wind Power Systems/Historical Wind Generators Machines.pdf](http://mragheb.com/NPRE_475_Wind_Power_Systems/Historical_Wind_Generators_Machines.pdf)>. Acesso em: 19 jun. 2015.

RAHNAMA, Behzad. **Reduction of Environmental Impact Effect of Disposing Wind Turbine Blades**. 2011. 48 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Wind Power Project Management, Department Of Wind Power Project Management, Gotland University, Gotland, Suécia, 2011. Disponível em: <<http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:691565/FULLTEXT01.pdf>>. Acesso em: 29 set. 2015.

REN21. **Renewables 2015: Global Status Report Key Findings**. [s.l.]: Renewable Energy Policy Network For The 21st Century, 2015a. 33 p. Disponível em: <[http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/GSR2015\\_KeyFindings\\_lowres.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/GSR2015_KeyFindings_lowres.pdf)>. Acesso em: 22 out. 2015.

REN21. **Renewables 2015: Global Status Report**. [s.l.]: Renewable Energy Policy Network For The 21st Century, 2015b. 33 p. Disponível em: <[http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015\\_Onlinebook\\_low1.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf)>. Acesso em: 22 out. 2015.

RYAN WISER. Kema Inc.. **A Scoping-Level Study of the Economics of Wind-Project Repowering Decisions in California**. California, 2008. 32 p. Disponível em: <<http://www.energy.ca.gov/2008publications/CEC-300-2008-004/CEC-300-2008-004.PDF>>. Acesso em: 08 out. 2015.

Scottish Natural Heritage. **Repowering onshore wind farms: bird survey requirements**. [s.l.], 2014. 3 p. Disponível em: <<http://www.snh.gov.uk/docs/A1470381.pdf>>. Acesso em: 08 out. 2015.

SILVA, José Ricardo Cardoso da. **Otimização da Posição de Aerogeradores em Parque Eólico**. 2014. 111 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Integridade de Materiais da Engenharia, Universidade de Brasília, Brasília, 2014. Disponível em: <[http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/17803/1/2014\\_JoseRicardoCardosodaSilva.pdf](http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/17803/1/2014_JoseRicardoCardosodaSilva.pdf)>. Acesso em: 11 out. 2015.

SILVA, Julieta; RIBEIRO, Carla; GUEDES, Ricardo. Roughness Length Classification of Corine Land Cover Classes. In: EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE AND EXHIBITION, -, 2007, Milão, Itália. **Proceedings**. [s.l.]: EWEA, 2007. p. 1 - 10. Disponível em: <[http://www.ewea.org/ewec2007/allfiles2/545\\_Ewec2007fullpaper.pdf](http://www.ewea.org/ewec2007/allfiles2/545_Ewec2007fullpaper.pdf)>. Acesso em: 12 out. 2015.

SIEMENS. **New dimensions**: Siemens Wind Turbine SWT-3.6-107. Erlangen, Alemanha: Siemens, 2011. 8 p. Disponível em: <[http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/wind\\_turbines/E50001-W310-A103-V6-4A00\\_WS\\_SWT\\_3\\_6\\_107\\_US.pdf](http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/wind_turbines/E50001-W310-A103-V6-4A00_WS_SWT_3_6_107_US.pdf)>. Acesso em: 20 jun. 2015.

SMITH, Craig et al. **Complex wake merging phenomena in large offshore wind farms**. Indiana, Estados Unidos: Indiana University, 2012. 15 p.

SPERLING, Karl; HVELPLUND, Frede; MATHIESEN, Brian Vad. Evaluation of wind power planning in Denmark – Towards an integrated perspective. **Energy**, [s.l.], v. 35, n. 12, p.5443-5454, dez. 2010. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544210003622>>. Acesso em: 06 jun. 2015.

STANTEC CONSULTING LTD.. **Goulais Wind Farm Decommissioning Plan Report**. Guelph, Canada, 2012. 15 p. Disponível em: <<http://www.capstoneinfrastructure.com/Assets/Downloads/Project%20Documents/Goulais%20Bay/DecommissioningPlanReport.pdf>>. Acesso em: 30 set. 2015.

STANTEC CONSULTING LTD.. **Suncor Energy Cedar Point Wind Power Project**: Decommissioning Plan Report. Guelph, Canada, 2013. 14 p. Disponível em: <[http://www.suncor.com/pdf/Final\\_Cedar\\_Point\\_Decommissioning\\_Plan\\_Report.pdf](http://www.suncor.com/pdf/Final_Cedar_Point_Decommissioning_Plan_Report.pdf)>. Acesso em: 30 set. 2015.

STAFFELL, Iain; GREEN, Richard. How does wind farm performance decline with age? **Renewable Energy**, [s.l.], v. 66, p.775-786, jun. 2014. Elsevier BV. Disponível em:

<<http://api.elsevier.com/content/article/PII:S0960148113005727?httpAccept=text/xml>>. Acesso em: 10 nov. 2015.

STECKY-EFANTIS, Alexander. **Evaluating Ontario Wind Turbine Decommissioning Plans**. 2013. 66 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de School Of Urban And Regional Planning, Queen`s University, Ontario, Canada, 2013. Disponível em:

<[https://qspace.library.queensu.ca/bitstream/1974/8073/1/Stecky-Efantis\\_Alex\\_Wind\\_Energy\\_May\\_2013\\_MPL.pdf](https://qspace.library.queensu.ca/bitstream/1974/8073/1/Stecky-Efantis_Alex_Wind_Energy_May_2013_MPL.pdf)>. Acesso em: 12 ago. 2015.

SVEINBJORNSSON, Stefan. **Analysis of WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program) in complex topographical conditions using measured production from a large scale wind farm**.

2013. 88 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, University Of Washington, Washington, Eua, 2013. Disponível em: <[https://digital.lib.washington.edu/researchworks/bitstream/handle/1773/23584/Sveinbjornsson\\_washington\\_02500\\_11572.pdf?sequence=1](https://digital.lib.washington.edu/researchworks/bitstream/handle/1773/23584/Sveinbjornsson_washington_02500_11572.pdf?sequence=1)>. Acesso em: 12 out. 2015.

SVENSSON, Henrik. **Design of Foundations for Wind**

**Turbines**. 2010. 161 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Structural Mechanics, Lund University, Lund, Suécia, 2010. Disponível em:

<<http://www.geoteknik.lth.se/fileadmin/byggnadsmekanik/publications/tvsm5000/web5173.pdf>>. Acesso em: 29 set. 2015.

SVIECH, Vinicius; MANTOVAN, Edson Ademir. **Análise de**

**Investimentos: Controvérsias na utilização da TIR e VPL na comparação de projetos**. Percurso, Curitiba, v. 13, n. 1, p.1-28, jan.

2013. Disponível em:

<<http://revista.unicuritiba.edu.br/index.php/percurso/article/viewFile/657/495>>. Acesso em: 11 nov. 2015.

THØGERSEN, Morten Lybech et al. **Measure-Correlate-Predict**

**Methods: Case Studies and Software Implementation**. [s.l.]: European Wind Energy Conference & Exhibition, 2007. 10 p. Disponível em:

<[http://www.emd.dk/files/windpro/Thoegersen\\_MCP\\_EWEC\\_2007.pdf](http://www.emd.dk/files/windpro/Thoegersen_MCP_EWEC_2007.pdf)>. Acesso em: 23 out. 2015.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2003. 516 p.

TOUBIA, Carim Miguei. **Estudo Sobre as Possibilidades de Recuperação de Resíduos Provenientes da Fabricação de Pás Eólicas**. 2011. 150 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-Graduação em Ciência e Tecnologia de Materiais, Universidade Estadual Paulista, Sorocaba, 2011.

TREMEAC, Brice; MEUNIER, Francis. Life cycle analysis of 4.5MW and 250W wind turbines. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s.l.], v. 13, n. 8, p.2104-2110, out. 2009. Elsevier BV. DOI: 10.1016/j.rser.2009.01.001. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032109000045>>. Acesso em: 30 set. 2015.

U.S. Energy Information Administration. **International Energy Statistics**. 2015. Disponível em: <<http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=6&pid=37&aid=12&cid=regions&syid=1981&eyid=2012&unit=BKWH>>. Acesso em: 20 jun. 2015.

U.S. GEOLOGICAL SURVEY. **Mineral commodity summaries 2015**. Reston, EUA, 2015. 196 p. Disponível em: <<http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/2015/mcs2015.pdf>>. Acesso em: 30 set. 2015.

V&S AMBIENTAL. **Estudo de Impacto Ambiental (Relatório 3): Complexo Eólico Cristal. Chapada Diamantina, 2011**. 160 p. Disponível em: <[http://ifcextapps.ifc.org/ifcext/spiwebsite1.nsf/0/3D046B89A31EEA3285257C000076F3B7/\\$File/Relatório 03 - Parque Eólico Cristal 20110608 - versão final.pdf](http://ifcextapps.ifc.org/ifcext/spiwebsite1.nsf/0/3D046B89A31EEA3285257C000076F3B7/$File/Relatório%2003%20-%20Parque%20Eólico%20Cristal%2020110608%20-%20versão%20final.pdf)>. Acesso em: 11 out. 2015.

VENTOS DO SUL ENERGIA. **Ventos do Sul Energia**. 2015. Disponível em: <<http://www.ventosdosulenergia.com.br/>>. Acesso em: 22 jun. 2015.

WALTER HULSHORST. Leonardo Energy. **Repowering and Used Wind Turbines**. [s.l.], 2008. 27 p. Disponível em: <<http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/root/pdf/2008/repowering-wind.pdf>>. Acesso em: 11 out. 2015.

WELSTEAD, Jean et al. **Research and guidance on restoration and decommissioning of onshore wind farms**: Commissioned Report No. 591. Stirling, Escócia: Scottish Natural Heritage, 2013. 112 p.

WORLD STEEL ASSOCIATION. **Steel Solutions in the Green Economy**: Wind turbines. Buxelas, Bélgica, 2012. 16 p. Disponível em: <[https://www.worldsteel.org/dms/internetDocumentList/bookshop/worldsteel-wind-turbines-web/document/Steel solutions in the green economy: Wind turbines.pdf](https://www.worldsteel.org/dms/internetDocumentList/bookshop/worldsteel-wind-turbines-web/document/Steel%20solutions%20in%20the%20green%20economy%20Wind%20turbines.pdf)>. Acesso em: 30 set. 2015.

WWEA. **Wind Energy Technology**: An Introduction. 2006. Disponível em: <<http://www.wwindea.org/technology/ch01/estructura-en.htm>>. Acesso em: 05 nov. 2015.

YILMAZ, Eftun. **Benchmarking of Optimization Modules for Two Wind Farm Design Software Tools**. 2012. 117 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Wind Power Project Management, Gotland University, Visby, Suécia, 2012. Disponível em: <<https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:631016/FULLTEXT01.pdf>>. Acesso em: 13 out. 2015.

ZAKOTNIK, M.; TUDOR, C.O.. Commercial-scale recycling of NdFeB-type magnets with grain boundary modification yields products with ‘designer properties’ that exceed those of starting materials. **Waste Management**, [s.l.], v. 44, p.48-54, out. 2015. Elsevier BV. DOI: 10.1016/j.wasman.2015.07.041. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0956053X1530057X>>. Acesso em: 01 out. 2015.

## APÊNDICE I

### Análise econômica do layout GAMESA G114

Atributo		Ano 0 2018	Ano 1 2019	Ano 2 2020	Ano 3 2021	Ano 4 2022	Ano 5 2023	Ano 6 2024	Ano 7 2025	Ano 8 2026	Ano 9 2027	Ano 10 2028
PAE	MWh		41.540,60	40.875,95	40.221,94	39.578,38	38.945,13	38.322,01	37.708,86	37.105,51	36.511,83	35.927,64
Valoração PAE (fixa)	R\$/MWh		177,47	191,83	207,36	224,14	242,28	261,89	283,08	306,00	330,76	357,53
Investimento inicial (30% não financiáveis)	R\$	-10.513.800,00										
SAC	R\$		-3.643.031,70	-3.511.171,13	-3.379.310,55	-3.247.449,98	-3.115.589,40	-2.983.728,83	-2.851.868,25	-2.720.007,68	-2.588.147,10	-2.456.286,53
O&M	R\$		-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00
Receita	R\$		7.372.210,28	7.841.359,56	8.340.364,34	8.871.124,55	9.435.661,03	10.036.123,22	10.674.797,34	11.354.115,11	12.076.662,99	12.845.192,03
Fluxo de caixa	R\$	-10.513.800,00	3.203.488,58	3.804.498,43	4.435.363,79	5.097.984,57	5.794.381,63	6.526.704,39	7.297.239,09	8.108.417,44	8.962.825,89	9.863.215,50
VPL no ano	R\$		-7.310.311,42	-3.505.812,99	929.550,80	6.027.535,37	11.821.917,00	18.348.621,39	25.645.860,49	33.754.277,92	42.717.103,81	52.580.319,31
VPL	R\$	218.545.174,28										
TIR		44,76%										
TMA		13,15%										

Atributo		Ano 11 2029	Ano 12 2030	Ano 13 2031	Ano 14 2032	Ano 15 2033	Ano 16 2034	Ano 17 2035	Ano 18 2036	Ano 19 2037	Ano 20 2038
PAE	MWh	35.352,79	34.787,15	34.230,56	33.682,87	33.143,94	32.613,64	32.091,82	31.578,35	31.073,10	30.575,93
Valoração PAE (fixa)	R\$/MWh	386,47	417,74	451,55	488,10	527,60	570,30	616,46	666,35	720,28	778,57
Investimento inicial (30% não financiáveis)	R\$										
SAC	R\$	-2.324.425,95	-2.192.565,38	-2.060.704,80	-1.928.844,23	-1.796.983,65	-1.665.123,08				
O&M	R\$	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00	-525.690,00
Receita	R\$	13.662.628,36	14.532.084,32	15.456.870,32	16.440.507,42	17.486.740,75	18.599.553,79	19.783.183,51	21.042.136,51	22.381.206,16	23.805.490,91
Fluxo de caixa	R\$	10.812.512,41	11.813.828,95	12.870.475,52	13.985.973,19	15.164.067,10	16.408.740,72	17.757.493,51	19.205.446,51	20.755.516,16	23.279.800,91
VPL no ano	R\$	63.392.831,72	75.206.660,67	88.077.136,19	102.063.109,38	117.227.176,48	133.635.917,19	152.893.410,70	173.409.857,21	195.265.373,37	218.545.174,28
VPL	R\$	218.545.174,28									
TIR		44,76%									
TMA		13,15%									

## APÊNDICE II

### Análise econômica do layout GE 1.6

Atributo		Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	Ano 6	Ano 7	Ano 8	Ano 9	Ano 10
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
PAE	MWh		13.002,80	12.794,76	12.590,04	12.388,60	12.190,38	11.995,33	11.803,41	11.614,55	11.428,72	11.245,86
Valoração PAE (fixa)	R\$/MWh		177,47	191,83	207,36	224,14	242,28	261,89	283,08	306,00	330,76	357,53
Investimento inicial (30% não financiáveis)	R\$	-5.607.360,00										
SAC	R\$		-911.196,00	-876.150,00	-841.104,00	-806.058,00	-771.012,00	-735.966,00	-700.920,00	-665.874,00	-630.828,00	-595.782,00
O&M	R\$		-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80
Receita	R\$		2.307.606,92	2.454.457,33	2.610.652,94	2.776.788,45	2.953.496,42	3.141.449,64	3.341.363,75	3.553.999,89	3.780.167,68	4.020.728,22
Fluxo de caixa	R\$	-5.607.360,00	1.228.190,12	1.410.086,53	1.601.328,14	1.802.509,65	2.014.263,62	2.237.262,84	2.472.222,95	2.719.905,09	2.981.118,88	3.256.725,42
VPL no ano	R\$		-4.379.169,88	-2.969.083,36	-1.367.755,22	434.754,43	2.449.018,05	4.686.280,89	7.158.503,83	9.878.408,93	12.859.527,81	16.116.253,23
VPL	R\$	68.936.526,62										
TIR		33,08%										
TMA		13,15%										

Atributo		Ano 11	Ano 12	Ano 13	Ano 14	Ano 15	Ano 16	Ano 17	Ano 18	Ano 19	Ano 20
		2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
PAE	MWh	11.065,93	10.888,87	10.714,65	10.543,22	10.374,53	10.208,53	10.045,20	9.884,47	9.726,32	9.570,70
Valoração PAE (fixa)	R\$/MWh	386,47	417,74	451,55	488,10	527,60	570,30	616,46	666,35	720,28	778,57
Investimento inicial (30% não financiáveis)	R\$										
SAC	R\$	-560.736,00	-525.690,00	-490.644,00	-455.598,00	-420.552,00	-385.506,00				
O&M	R\$	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80	-168.220,80
Receita	R\$	4.276.597,45	4.548.749,56	4.838.220,76	5.146.113,20	5.473.599,14	5.821.925,49	6.192.418,47	6.586.488,70	7.005.636,59	7.451.458,02
Fluxo de caixa	R\$	3.547.640,65	3.854.838,76	4.179.355,96	4.522.294,40	4.884.826,34	5.268.198,69	6.024.197,67	6.418.267,90	6.837.415,79	7.283.237,22
VPL no ano	R\$	19.663.893,88	23.518.732,64	27.698.088,60	32.220.383,00	37.105.209,34	42.373.408,04	48.397.605,70	54.815.873,60	61.653.289,40	68.936.526,62
VPL	R\$	68.936.526,62									
TIR		33,08%									
TMA		13,15%									