



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Jéssica Ceolin de Bona

**Análise De Cenários Para Repotenciação Eólica No Mercado Brasileiro**

FLORIANÓPOLIS

2019

Jéssica Ceolin de Bona

**Análise De Cenários Para Repotenciação Eólica No Mercado Brasileiro**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Dr. João Carlos Espíndola Ferreira.

Florianópolis

2019

### Ficha de identificação da obra

Bona, Jessica Ceolin de

Análise de cenários para repotenciação eólica no mercado brasileiro / Jessica Ceolin de Bona ; orientador, João Carlos Espíndola Ferreira, 2019.

126 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Florianópolis, 2019.

Inclui referências.

1. Engenharia Mecânica. I. Ferreira, João Carlos Espíndola . II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. III. Título.

Jéssica Ceolin de Bona

## **Análise De Cenários Para Repotenciação Eólica No Mercado Brasileiro**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Dr. João Carlos Espíndola Ferreira  
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Sebastião Roberto Soares  
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Júlio César Passos  
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

---

Prof. Dr. Jonny Carlos da Silva  
Coordenador do Programa

---

Prof. Dr. João Carlos Espíndola Ferreira  
Orientador

Florianópolis, 12 de agosto de 2019.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente gostaria de agradecer a mim mesma pela dedicação e esforços empenhados nestes dois anos de mestrados. Tive a coragem de abdicar de um emprego estável e voltar à universidade em busca de mais conhecimento.

Agradeço à CAPES pelo apoio financeiro a esta pesquisa, sem o qual ela não teria sido possível, afinal, não se vive sem dinheiro. Este agradecimento tem um peso importantíssimo no contexto político em que vivemos atualmente, que o financiamento que recebi possa continuar existindo e auxiliando milhares de pesquisadores no Brasil.

Agradeço imensamente ao Professor João, meu orientador, pela sua disponibilidade em me orientar e por sua coragem em participar de uma pesquisa em uma área nova. Agradeço também ao Eng. Pedro Romio que me permitiu utilizar a licença do software windPRO para as simulações técnicas deste trabalho. Da mesma forma, agradeço aos membros da banca por aceitarem julgar e aperfeiçoar este trabalho.

Por fim, mas não menos importante, agradeço a minha família, aos meus amigos e especialmente ao meu parceiro, Gabriel, por estarem ao meu lado sempre, apoiando e proporcionando momentos de muitas alegrias.

“Imagination is more important than knowledge. For knowledge is limited to all we now know and understand, while imagination embraces the entire world, and all there ever will be to know and understand.” (Albert Einstein)

## RESUMO

A repotenciação eólica é uma opção para prolongar a vida útil de um parque eólico e seus aerogeradores. Envelhecimento das turbinas, queda no desempenho e/ou nas receitas, aumento dos custos de operação e manutenção (O&M) e novas tecnologias são alguns dos motivos que levam à repotenciação. O Brasil teve seu primeiro parque eólico em 1999 e conta hoje com mais de 15 GW de potência instalada (9% do total instalado), valor que deve crescer mais de 30% até 2023. Este trabalho buscou identificar o potencial para a repotenciação no país e construir diferentes cenários técnico-econômicos para avaliar os critérios mais importantes na condução de um projeto de repotenciação eólica no mercado nacional. As simulações técnicas conduzidas mostraram que a repotenciação no país deve focar em aerogeradores com até 2 MW de potência nominal, cujo mercado-alvo corresponde a 2.489 turbinas divididas entre 179 parques. Os indicadores financeiros mais relevantes foram a taxa interna de retorno e o tempo de retorno. Para parques eólicos com elevados incentivos financeiros, notadamente os primeiros parques instalados no país, é necessária uma tarifa de venda de energia a partir de 130,00 R\$/MWh para que a repotenciação obtenha os mesmos indicadores financeiros do projeto original. No caso de parques com menos incentivos, como no cenário atual, uma tarifa de 90,00 R\$/MWh iguala tais indicadores. Com a queda nas tarifas de vendas de energia nos leilões, a repotenciação tende a apresentar resultados atrativos mais cedo do que se esperava, mostrando que a vida econômica de um aerogerador pode terminar antes da sua vida útil.

**Palavras-chave:** Repotenciação eólica, repotenciação de aerogeradores, turbinas eólicas, extensão da vida útil, energia eólica.

## ABSTRACT

In order to extend the useful lifetime of a wind farm, wind turbine repowering is an option. Repowering may be applied due to the turbine's aging, drops in turbine yield or in the park revenue, new technologies available or increasing operation and maintenance (O&M) costs. Brazil started its history with wind energy in 1999, when the first wind farm was installed. Today the country has more than 15 GW of installed capacity (9% of total), and it is expected to grow 30% in the next years. This work aimed to identify the repowering potential in Brazil and to build different technical-economic scenarios to determine which parameters are more relevant for a repowering project. The technical evaluation showed that repowering should focus on wind turbines with less than 2.0 MW of rated power. This target market corresponds to 2,489 wind turbines distributed in 179 wind farms currently in operation in the country. The internal rate of return and the payback time are the most important parameters to be analyzed in the economic assessments. For wind farms with high financial incentives, notably the first ones installed in the country, a higher energy price is needed in order for the financial parameters of the repowered parks to reach the ones from the original project. Meanwhile, wind farms that do not have such benefits, like the ones that have been constructed over the last years, demand lower tariffs to the repowered parks to become attractive. In the cases analyzed, tariffs between 90.00 R\$/MWh and 130.00 R\$/MWh showed interesting results for both situations. Energy auctions in Brazil have been showing a tendency of lowering tariffs and, in this scenario, repowering tends to present attractive results sooner than expected, showing that the economic life of a wind turbine may end before its useful life.

**Keywords:** Wind turbine repowering, wind farm repowering, wind energy, lifetime extension.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – a) Moinho de vento com eixo vertical no Afeganistão, b) modelo com eixo horizontal na Europa.....	21
Figura 2.2 – Geração de energia por fonte, período dos dados 2000-2018 (média anual) .....	23
Figura 2.3 – Energia eólica - potência instalada no mundo.....	24
Figura 2.4 – Tendência da tarifa de venda da energia eólica em leilões no Brasil....	27
Figura 2.5 – Participação das fontes de energia no plano de expansão até 2027 ....	28
Figura 2.6 – a) Gerador eólico de eixo vertical (modelo Darrieus) e b) gerador eólico de eixo horizontal (modelo 3 pás) .....	29
Figura 2.7 – Escoamento ao longo das pás de uma turbina eólica .....	31
Figura 2.8 – Evolução da potência nominal das turbinas eólicas instaladas nos principais mercados mundiais no período de 2005 a 2014 .....	34
Figura 2.9 – Relação entre a incerteza das receitas e o limite ótimo para repotenciar: quanto maior a incerteza, maior será a razão entre o fluxo de receita gerada pelo parque repotenciado e o custo do investimento .....	37
Figura 2.10 – Declínio nos fatores de capacidade nos parques eólicos da Dinamarca e Reino Unido: em a) os parques são considerados iguais, já em b) tem-se o valor obtido ponderado pela potência do parque .....	39
Figura 2.11 – Resultado da análise de sensibilidade da TIR: a) variação no spotprice, b) variação no preço do aerogerador, c) variação na taxa de impostos sobre o lucro e d) variação na porcentagem da alavancagem financeira .....	41
Figura 2.12 – Comparação do benefício ambiental do parque original e do parque repotenciado.....	46
Figura 3.1 – Distribuição dos parques eólicos brasileiros (triângulos vermelhos) em operação em janeiro de 2019 no portal SIGEL .....	47
Figura 3.2 – Detalhamento da Eólica de Taíba, localizada no Ceará, no portal SIGEL. Cada estrela vermelha representa um aerogerador do parque .....	48
Figura 3.3 – Distribuição e concentração dos parques eólicos em operação no Brasil .....	50

Figura 3.4 – Distribuição do total de aerogeradores em operação por faixa de potência.....	51
Figura 3.5 – Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil e projeção até 2024 .....	52
Figura 4.1 – Localização da Eólica de Taíba.....	54
Figura 4.2 – a) Área do polígono do parque Eólica de Taíba e b) perfil de elevação na região dos aerogeradores .....	55
Figura 4.3 – Demais parques eólicos próximos à Eólica de Taíba.....	56
Figura 4.4 – Região de interferência dos parques eólicos – Eólica de Taíba.....	57
Figura 4.5 – Localização do Parque Dois Riachos.....	58
Figura 4.6 – a) Área do polígono do parque Dois Riachos e b) perfil de elevação na região dos aerogeradores .....	59
Figura 4.7 – Demais parques eólicos próximos ao parque Dois Riachos .....	60
Figura 4.8 – Região de interferência dos parques eólicos – Dois Riachos .....	60
Figura 5.1 – Como a rugosidade e a orografia influenciam o escoamento de vento.	66
Figura 5.2 – Eólica de Taíba e parques vizinhos no windPRO .....	68
Figura 5.3 – Localização das bases sintéticas próximas à Eólica de Taíba.....	69
Figura 5.4 – Dados anemométricos da torre MERRA–oceano a 50 m.....	70
Figura 5.5 – Mapa do recurso eólico da Eólica de Taíba .....	71
Figura 5.6 – Variação da PAE e do FC – Eólica de Taíba .....	72
Figura 5.7 – Variação das perdas por efeito esteira – Eólica de Taíba.....	72
Figura 5.8 – Parque eólico Dois Riachos e parques vizinhos no windPRO .....	73
Figura 5.9 – Localização das bases sintéticas próximas ao parque Dois Riachos....	74
Figura 5.10 – Dados anemométricos da torre MERRA–2 a 50 m .....	75
Figura 5.11 – Mapa do recurso eólico do parque Dois Riachos.....	76
Figura 5.12 – Variação da PAE e do FC – Dois Riachos .....	76
Figura 5.13 – Variação das perdas por efeito esteira – Dois Riachos.....	77
Figura 5.14 – Variação da TIR – Eólica de Taíba.....	84
Figura 5.15 – Variação do TR – Eólica de Taíba.....	85
Figura 5.16 – Variação da TIR – Dois Riachos .....	91
Figura 5.17 – Variação do TR – Dois Riachos .....	92

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Preço médio do MWh da fonte eólica vendido nos leilões de energia até dezembro de 2018 .....	25
Tabela 2.2 – Projeção para aumento da capacidade instalada por ano no Brasil até 2023 .....	28
Tabela 2.3 – Características dos cenários de repotenciação simulados .....	42
Tabela 2.4 – Resultados obtidos nas simulações de repotenciação para os 3 parques italianos selecionados .....	43
Tabela 2.5 – Categorização dos stakeholders e seus requisitos.....	44
Tabela 3.1 – Total de parques eólicos em cada estágio .....	49
Tabela 3.2 – Total de parques eólicos em operação por estado.....	49
Tabela 4.1 – Posição dos aerogeradores da Eólica de Taíba (Datum: Sirgas 2000, zona 24) .....	54
Tabela 4.2 – Características técnicas dos parques que exercem influência na Eólica de Taíba .....	57
Tabela 4.3 – Posição dos aerogeradores do Parque Dois Riachos (Datum: Sirgas 2000, zona 24) .....	58
Tabela 4.4 – Características técnicas dos parques que exercem influência no parque Dois Riachos .....	61
Tabela 5.1 – Velocidade média mensal na torre MERRA–oceano a 50 m.....	69
Tabela 5.2 – Resultados das simulações energéticas – Eólica de Taíba.....	72
Tabela 5.3 – Velocidade média mensal na torre MERRA–2 a 50 m .....	74
Tabela 5.4 – Resultado das simulações energéticas – Dois Riachos .....	76
Tabela 5.5 – Valor médio do investimento por MW instalado no Brasil.....	79
Tabela 5.6 – Resoluções ANEEL com o valor normativo da fonte eólica.....	82
Tabela 5.7 – Valor do investimento para cada parque repotenciado – Eólica de Taíba .....	82
Tabela 5.8 – Resultado da TIR para os parques repotenciados – Eólica de Taíba...	83
Tabela 5.9 – Resultado do TR para os parques repotenciados – Eólica de Taíba....	84
Tabela 5.10 – Variação da TIR e do TR quando os custos de O&M são inseridos na simulação – hipótese: O&M 1x – Eólica de Taíba.....	86

Tabela 5.11 – Variação da TIR e do TR quando os custos de O&M são inseridos na simulação – hipótese: O&M 2x – Eólica de Taíba.....	87
Tabela 5.12 – Variação da TIR e do TR quando os custos de O&M são inseridos na simulação – hipótese: O&M 4x – Eólica de Taíba.....	88
Tabela 5.13 – PLD médio anual.....	90
Tabela 5.14 – Valor do investimento para cada parque repotenciado – Dois Riachos .....	90
Tabela 5.15 – Resultado da TIR para os parques repotenciados – Dois Riachos ....	91
Tabela 5.16 – Resultado da TR para os parques repotenciados – Dois Riachos .....	92
Tabela 5.17 – Variação da TIR e do TR quando os custos de O&M são inseridos na simulação – hipótese: O&M 1x – Dois Riachos.....	94
Tabela 5.18 – Variação da TIR e do TR quando os custos de O&M são inseridos na simulação – hipótese: O&M 2x – Dois Riachos.....	95
Tabela 5.19 – Variação da TIR e do TR quando os custos de O&M são inseridos na simulação – hipótese: O&M 4x – Dois Riachos.....	96
Tabela 6.1 – Relação de investimento entre o projeto original e os projetos de repotenciação – Eólica de Taíba.....	102
Tabela 6.2 – Relação de investimento entre o projeto original e os projetos de repotenciação – Dois Riachos.....	102

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEÓLICA Associação Brasileira de Energia Eólica  
ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica  
BIG Banco de Informações de Geração  
BNDES Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social  
BWE Bundesverband WindEnergie  
CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CELPE Companhia Energética de Pernambuco  
CER Contrato de Energia de Reserva  
COELCE Companhia Energética do Ceará  
DFIG Double Fed Induction Generator  
DRO Despacho de Requerimento de Outorga  
ECMWF European Centre for Medium-Range Weather Forecasts  
EESG Electrically Excited Synchronous Generator  
EPE Empresa de Pesquisa Energética  
FC Fator de Capacidade  
GWEC Conselho Global de Energia Eólica  
IPCA Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo  
NASA National Aeronautics and Space Administration  
NCEP National Oceanic and Atmospheric Administration  
O&M Operação e Manutenção  
ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PAC Programa de Aceleração de Crescimento  
PAE Produção Anual de Energia  
PLD Preço de Liquidação de Diferenças  
PMSG Permanent Magnet Synchronous Generator  
PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica  
SCIG Squirrel Cage Induction Generator  
SIGEL Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico  
TJLP Taxa de Juros de Longo Prazo  
UFPE Universidade Federal de Pernambuco

VPL Valor Presente Líquido

WRIG Wound Rotor Induction Generator

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A_v$  [m<sup>2</sup>] Área de varredura  
 $FC$  [%] Fator de capacidade  
 $FC_t$  [R\$] Fluxo de caixa no tempo  $t$   
 $n$  [anos] Tempo final  
 $t$  [anos] Tempo inicial  
 $TIR$  [%] Taxa interna de retorno  
 $TR$  [anos] Tempo de retorno  
 $v$  [m/s] Velocidade do vento  
 $VPL$  [R\$] Valor presente líquido  
 $\rho$  [kg/m<sup>3</sup>] Densidade do ar

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
1.1	APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA E JUSTIFICATIVA.....	15
1.2	OBJETIVOS .....	18
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	19
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>20</b>
2.1	TENDÊNCIAS DOS LEILÕES DE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL.....	24
2.2	EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA DAS TURBINAS EÓLICAS .....	28
2.3	ESTUDOS DESENVOLVIDOS NA ÁREA DE REPOTENCIAÇÃO .....	34
<b>3</b>	<b>MAPEAMENTO EÓLICO NO BRASIL .....</b>	<b>47</b>
<b>4</b>	<b>SELEÇÃO DOS PARQUES PARA ESTUDO .....</b>	<b>53</b>
4.1	PARQUE EÓLICO EÓLICA DE TAÍBA.....	53
4.2	PARQUE EÓLICO DOIS RIACHOS .....	57
<b>5</b>	<b>SIMULAÇÕES.....</b>	<b>62</b>
5.1	SIMULAÇÕES TÉCNICAS .....	64
5.1.1	<b>Simulação Técnica Eólica De Taíba .....</b>	<b>67</b>
5.1.2	<b>Simulação Técnica Dois Riachos.....</b>	<b>73</b>
5.2	SIMULAÇÕES ECONÔMICAS.....	77
5.2.1	<b>Simulação Econômica Eólica De Taíba .....</b>	<b>81</b>
5.2.2	<b>Simulação Econômica Dois Riachos .....</b>	<b>89</b>
<b>6</b>	<b>DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....</b>	<b>97</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>103</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>107</b>
	<b>APÊNDICE A – QUESTIONÁRIO.....</b>	<b>113</b>
	<b>ANEXO A – CORRESPONDÊNCIA WOBLEN WIND POWER E ANEEL</b>	<b>121</b>

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA E JUSTIFICATIVA

Com o passar dos anos, os aerogeradores de um parque eólico começam a apresentar sinais de desgaste e deterioração e, como quaisquer outras máquinas, perdem desempenho. Assim, à medida que as instalações de energia eólica envelhecem, os proprietários enfrentam decisões sobre o fim da vida útil do parque eólico. Uma alternativa para manter a atratividade do projeto é a repotenciação.

A repotenciação, repowering em inglês, pode ser considerada como uma forma de prolongar a vida útil de parques eólicos substituindo componentes das turbinas, ou, as turbinas eólicas existentes por máquinas novas e mais potentes (BEZBRADICA et al., 2016). Diversos autores (BEZBRADICA et al., 2016; LANTZ; LEVENTHAL; BARING-GOULD, 2013; PAUL; PRABU, 2016) trabalham com dois conceitos de repotenciação: parcial e total. A repotenciação total refere-se à completa desmontagem e substituição dos aerogeradores em um parque existente, incluindo a torre e a fundação.

Na repotenciação total, parte da infraestrutura do projeto existente como, por exemplo, estradas, prédios e equipamentos de conexão, são reutilizados no novo projeto. Há ainda o potencial para compensar os custos do projeto reciclando ou vendendo os equipamentos mais antigos.

A repotenciação parcial é definida como a instalação de um novo drivetrain (eixo e caixa multiplicadora) e rotor em uma turbina existente e, caso seja necessário, fazendo modificações estruturais na torre. Componentes periféricos, como sistemas eletrônicos e conversores de energia, também podem ser substituídos. A repotenciação parcial permite que parques eólicos existentes sejam atualizados com equipamentos que aumentem a produção de energia, reduzam as cargas da máquina, aumentem os recursos da rede e melhorem a confiabilidade do projeto. As melhorias de desempenho associadas à repotenciação parcial são consideradas menores do que a repotenciação total, mas maiores que o projeto original da máquina.

A repotenciação surgiu pela primeira vez no início dos anos 1990 nos mercados de energia eólica da Califórnia (EUA) e da Dinamarca, e foi seguida pelos mercados holandês e alemão nos anos 1990 e 2000. Logo após, Índia e outras partes do mundo mostram interesse em repotenciar seus parques (LANTZ; LEVENTHAL; BARING-GOULD, 2013).

A Dinamarca foi o primeiro país a promover ativamente a repotenciação, criando inclusive políticas públicas de incentivo em 1994. De acordo com o esquema de políticas em vigor de 2001 a 2003, estima-se que 1.208 turbinas foram substituídas, resultando em um aumento na capacidade de 202 MW. Novas políticas entraram em vigor no país em 2004, as quais tinham como objetivo substituir 175 MW de capacidade instalada por 350 MW com programas de repotenciação (SPERLING; HVELPLUND; MATHIESEN, 2010).

Estima-se que 59 MW de turbinas eólicas foram removidas de serviço e substituídas por 169 MW de novas turbinas na Alemanha até 2005 (WISER, 2007). A Associação Alemã de Energia Eólica (BWE) reportou que, em 2007, 108 turbinas (equivalente a 41 MW) foram substituídas por 45 novas turbinas, com um total de 203 MW de potência. Em 2010 foram instalados 183 MW de novos equipamentos em locais previamente desenvolvidos; em 2011, 170 turbinas (123 MW) foram substituídas por 95 turbinas (238 MW) (GlobalData, apud LANTZ; LEVENTHAL; BARING-GOULD, 2013).

Até 2007 considera-se que 365 MW de capacidade foram repotenciados em parques eólicos na Califórnia, e a potência total repotenciada até 2007 foi equivalente a aproximadamente 20% da capacidade instalada de energia eólica no estado norte-americano em 1994 (WISER; O'CONNELL; BOLINGER, 2008).

Na Espanha estudos mostram que atualmente existe um mercado para repotenciação de aproximadamente 2,3 GW, correspondendo a projetos com idade igual ou superior a 13 anos. Espera-se que este volume aumente nos próximos anos a uma taxa de aproximadamente 1 GW por ano, à medida que os parques eólicos envelhecem (COLMENAR-SANTOS et al., 2015).

São muitos os benefícios da repotenciação, e entre eles pode-se citar:

1. Aumento da quantidade de energia gerada em uma mesma área;
2. Aumento da renda para os proprietários;

3. As turbinas eólicas modernas são muito mais confiáveis do que as mais antigas e exigem menos manutenção, resultando em custos reduzidos;
4. Menor impacto visual devido a menor quantidade de máquinas para uma mesma potência instalada;
5. Menor impacto sonoro, pois as turbinas modernas são mais silenciosas que as antigas;
6. Com a diminuição do número de turbinas diminui-se o efeito esteira<sup>1</sup> e aumenta-se o desempenho do parque;
7. Possibilidade de reutilização de parte da infraestrutura existente no local (rede elétrica, cabos, ponto de conexão, estradas, subestação);
8. Melhor conformidade das novas máquinas com a rede elétrica;
9. Menores riscos de projeto, uma vez que o parque eólico já existe há alguns anos e o comportamento do vento no local é conhecido, o que permite uma melhor previsão de geração de energia.

O momento para iniciar o processo de repotenciação não é unânime. Alguns autores falam em 10 anos após o comissionamento da turbina (GOYAL, 2010; KAROUI; KHADRAOUI; BACHA, 2017), outros em 13 anos (COLMENAR-SANTOS et al., 2015; SANTOS-ALAMILLOS et al., 2017), ou 15 anos (DEL RÍO; CALVO SILVOSA; IGLESIAS GÓMEZ, 2011), e alguns após 20 anos de operação (BEZBRADICA et al., 2016).

No trabalho desenvolvido por LANTZ et al. (2013), parques eólicos em várias regiões dos EUA foram avaliados para repotenciação. Em média, a idade que os parques apresentaram vantagens econômicas e técnicas para a repotenciação foi entre 20-25 anos. Entretanto, alguns casos apresentaram vantagens em tempo mais precoce, 16 anos após o início da operação. Avaliando-se com mais detalhes o

---

<sup>1</sup> Ao passar por um rotor de uma turbina o escoamento de ar tem um conteúdo energético menor que o incidente, pois aquela turbina “retira” energia do escoamento. Este escoamento necessita de certa distância para recuperar seu conteúdo energético, em um parque eólico, devido à limitação de área, esta distância é raramente respeitada, fazendo com que os aerogeradores posteriores recebam um escoamento menos energético e, conseqüentemente, tenham um menor desempenho. O efeito causado por um aerogerador no fluxo de ar e a sua perpetuação ao longo do parque é chamado de efeito esteira.

tema, os autores perceberam que cinco fatores são cruciais para a repotenciação: avanço tecnológico, recurso eólico, preço de venda de energia, custos de operação e manutenção e potencial de economia na repotenciação em comparação a um projeto novo em outra localidade. Com relação ao avanço tecnológico, quanto mais rápido os novos modelos de aerogeradores entram no mercado, maior o potencial de repotenciação, enquanto avanços mais lentos reduzem a sua viabilidade. Um bom recurso eólico, ou seja, ventos com altas velocidades e direção constante, garantem a viabilidade da geração de energia em um parque já instalado. O preço de venda de energia é talvez um dos fatores mais importantes, pois está diretamente ligado às receitas do parque eólico. Usinas eólicas que possuem contratos de venda de energia com valores mais baixos tendem a apresentar uma idade mais precoce para a repotenciação, ao passo que usinas cujo preço de venda de energia tenha sido mais alto, tendem a repotenciar mais tarde (LANTZ; LEVENTHAL; BARING-GOULD, 2013). A remuneração do parque aparece novamente nos custos de operação e manutenção. Uma escalada de custos mais rápida, à medida que as instalações envelhecem, tornará a repotenciação atraente mais cedo.

Por fim, o custo do projeto de repotenciação é também um fator decisivo: quanto maior a possibilidade de economia e aumento de ganhos com a repotenciação, melhor. Inclusive, este fator pode ser decisivo para a escolha entre uma repotenciação total ou parcial.

O Brasil tem uma vasta quantidade de parques eólicos em operação atualmente, alguns deles com idade avançada e fazendo uso de tecnologias já consideradas obsoletas, de forma que o mercado para repotenciação no país deverá aumentar rapidamente nos próximos anos. Não há nenhuma publicação, até este momento, no Brasil, que faça uma detalhada análise do potencial eólico para repotenciação e que avalie quais critérios são importantes para a condução deste processo. Desta forma, é de elevada relevância o mapeamento deste potencial, assim como a avaliação de cenários técnicos e econômicos.

## 1.2 OBJETIVOS

A proposta para esta dissertação de mestrado é o mapeamento dos parques eólicos brasileiros visando a repotenciação e a avaliação de cenários técnico-econômicos, criados com base na realidade brasileira.

Como objetivos específicos para esta dissertação têm-se:

1. Mapear os parques eólicos em operação no Brasil e o tipo de aerogeradores utilizados;
2. Determinar o mercado-alvo para repotenciação;
3. Simular diferentes cenários técnico-econômicos com base na tarifa de venda de energia para avaliar o desempenho de parques repotenciados.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em oito capítulos. O capítulo um traz uma abordagem do tema e da problemática tratados nesta dissertação. No capítulo dois tem-se o referencial teórico deste trabalho, abordando desde a evolução da energia eólica e dos aerogeradores até a comercialização da energia eólica no Brasil. O capítulo três traz o mapeamento dos parques eólicos brasileiros.

O capítulo quatro apresenta os dois parques eólicos escolhidos para a condução das simulações propostas. No capítulo cinco tem-se a apresentação das simulações técnicas e econômicas conduzidas e o capítulo seis contém a discussão dos resultados obtidos.

As conclusões estão apresentadas no capítulo sete e, por fim, o capítulo oito apresenta as referências bibliográficas que serviram como base para este estudo.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

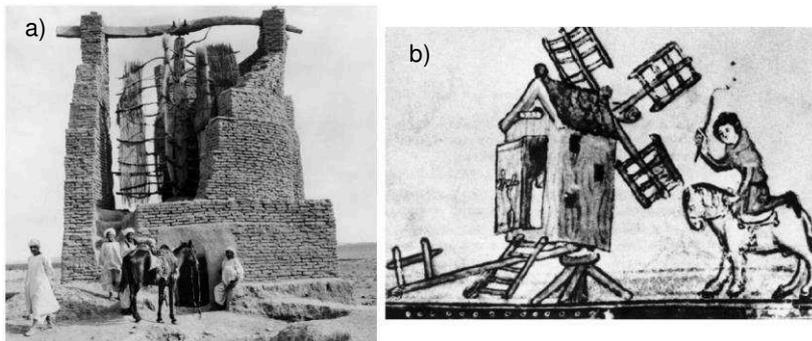
O ser humano sempre teve a natureza como fonte de recursos para suas necessidades; a energia contida no vento, desde as primeiras civilizações, foi utilizada para variados fins. Os modernos aerogeradores, que são capazes de converter a energia cinética do vento em energia elétrica, derivam dos moinhos de ventos, dispositivos primitivos que convertiam a energia cinética em energia mecânica.

A primeira referência histórica conhecida de um moinho de vento é de Hero de Alexandria. Acredita-se que Hero tenha vivido no século 1 a.C. ou no século 1 d.C. e seu dispositivo fornecia ar a um órgão por meio de um moinho de vento (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009). Todavia, a veracidade do dispositivo de Hero é contestada por alguns autores. Historicamente, a primeira fonte confiável do uso de moinhos de vento data do ano de 644 d.C. e corresponde a um moinho para moagem de grãos localizado na região fronteira entre o Afeganistão e a antiga Pérsia (HAU, 2006). Ainda que não se possa confirmar com registros históricos, acredita-se que a energia eólica já era utilizada para bombear água na Mesopotâmia e na China há muito tempo (SPERA, 2009).

Os moinhos de vento apareceram na Europa por volta dos séculos X e XII. Esses moinhos de vento eram significativamente diferentes do modelo persa-afegão, como se pode observar na Figura 2.1, o qual possui eixo vertical, enquanto o modelo europeu possui eixo horizontal. Há muita especulação sobre como e se o modelo oriental influenciou o que surgiu mais tarde na Europa. Uma corrente sugere que os vikings, que viajavam regularmente do norte da Europa para o Oriente Médio, podem ter trazido o conceito em uma de suas viagens (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

O uso da energia do vento para gerar eletricidade teve início no final do século XIX. Em 1888 Charles Brush construiu o primeiro aerogerador norte-americano. Esse modelo contava com 144 pás, 17 m de diâmetro de rotor e uma potência de 12 kW (DAMAS, 2013). Na Dinamarca o professor Paul LaCour da Askov School of Engineering trabalhou com aplicações da energia eólica desde 1891. Ele desenvolveu um aerogerador de 4 pás com um gerador de corrente contínua para residências remotas (SPERA, 2009).

Figura 2.1 – a) Moinho de vento com eixo vertical no Afeganistão, b) modelo com eixo horizontal na Europa



Fonte: Hau (2006)

Apesar do desenvolvimento das turbinas eólicas ter se dado ainda no século XIX, foi apenas no final do século XX que a indústria eólica surgiu. No início, a fabricação dos aerogeradores era muito cara e a geração de eletricidade através do vento tinha grandes inconvenientes: era local e intermitente, não possuindo tecnologia para a transmissão a longas distâncias nem baterias para armazenamento. O carvão e posteriormente o petróleo não apresentavam essas desvantagens, sendo possível explorá-los e transportá-los para praticamente qualquer lugar do mundo.

Em 1973, com a crise do petróleo e com o aumento repentino do preço do barril, a maioria dos países começou a investir no desenvolvimento de fontes alternativas de energia. Com a crescente preocupação ambiental e a luta pela diminuição dos gases do efeito estufa, a energia eólica ganhou espaço e grandes volumes de investimentos.

O primeiro parque eólico comercial entrou em operação em 1980 em Crotched Mountain, no sudoeste de New Hampshire nos EUA. Os mercados alemão e dinamarquês começaram logo após o norte-americano, seguidos pelo espanhol. O primeiro mercado fora do hemisfério norte foi o indiano, cujo primeiro projeto comercial começou a gerar eletricidade em 1986. Na década de 1990 o mercado europeu se expandiu para a Itália, Holanda, Reino Unido e Suécia, e houve os

primeiros movimentos em países como China, Japão, Canadá e Austrália (GWEC, 2018).

O Brasil seguiu a tendência mundial e, em 1975, mediante o Decreto Nº 76.593, criou o Programa Nacional do Álcool (Pró-Álcool), com o objetivo de financiar um programa de substituição em larga escala dos combustíveis veiculares derivados de petróleo por álcool. No ano de 2001 o país sofreu um grande apagão energético que levou a população a mudar drasticamente o seu consumo de energia elétrica. A matriz energética brasileira era na época – e ainda é hoje – baseada na geração hidrelétrica (ver Figura 2.2). Aquele ano foi um período de escassez de chuvas, o que fez com que os reservatórios das usinas ficassem baixos. Sem armazenamento nos reservatórios, sem um bom planejamento do setor elétrico e com a ausência de investimentos em geração e transmissão de energia, o país passou por um sério racionamento de energia. Em meio à crise de 2001, o governo tentou emergencialmente incentivar a contratação de energia eólica mediante o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA), cujo objetivo era contratar 1.050 MW em projetos de energia eólica até dezembro de 2003. Porém, devido à incipiência da indústria naquela época, o programa não obteve sucesso (TOLMASQUIM, 2016).

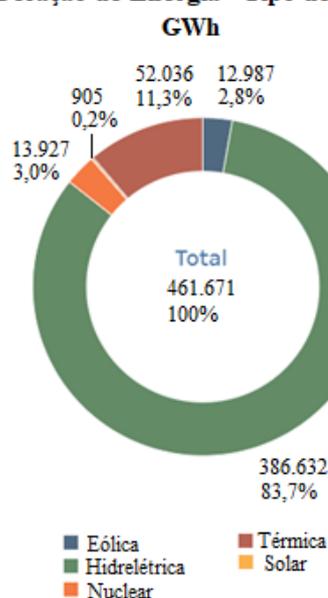
O governo brasileiro passou então a investir na organização do setor energético do país. Em 26 de abril de 2002 foi criado pela Lei Nº 10.438, e posteriormente revisado pela Lei Nº 10.762 de 11 de novembro de 2003, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). O objetivo do programa era aumentar a participação da energia elétrica produzida por usinas de geração com base nas fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa.

O primeiro aerogerador foi instalado no Brasil em 1992 em Fernando de Noronha no Estado de Pernambuco mediante uma parceria entre a Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) e o instituto dinamarquês Folkecenter. O aerogerador era composto por um gerador assíncrono de 75 kW, rotor de 17 m de diâmetro e torre de 23 m de altura; no ano de 2000 uma segunda turbina foi instalada na ilha. Em 1994 no município de Gouveia em Minas Gerais foi instalada a Central Eólica Experimental do Morro do Camelinho com 4 turbinas de 250 kW, rotores de 29 m de diâmetro e torres de 30 m de altura. Em 1998 a Central Eólica de Taíba, localizada no em São Gonçalo do Amarante no

Ceará, com 5 MW de potência, 10 turbinas de 500 kW, rotores de 40 m de diâmetro e torres de 45 m de altura, foi a primeira a atuar como produtor independente no país (ANEEL, 2005). A partir dos anos 2000, com a gradual instalação de uma cadeia de suprimentos no Brasil, com o incentivo do governo através do PROINFA e posteriormente através dos leilões de energia específicos para a fonte eólica e/ou renováveis, os parques eólicos passaram a integrar a matriz energética do país.

Figura 2.2 – Geração de energia por fonte, período dos dados 2000-2018 (média anual)

**Geração de Energia - Tipo de Usina**



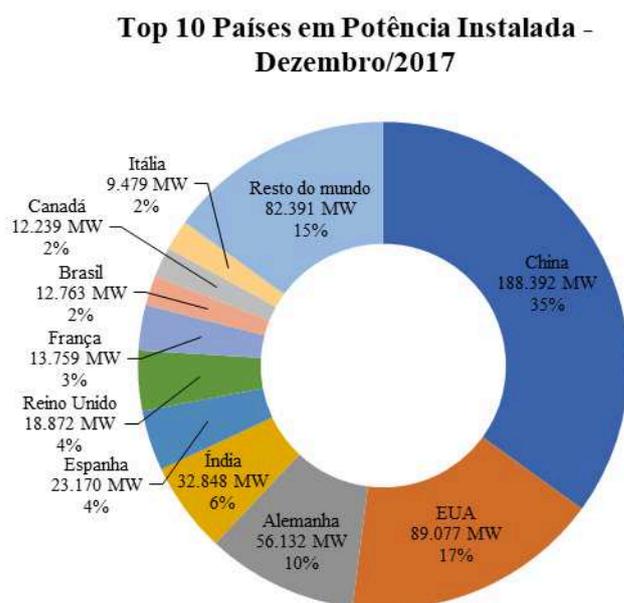
Fonte: Adaptado de ONS (2019)

No final do ano de 2017 o mundo contava com 539.123 MW de potência instalada em usinas eólicas (ver Figura 2.3). No primeiro lugar do ranking de maior capacidade instalada estava a China com 188.392 MW, 35% do total global; na segunda posição os EUA com 89.077 MW, 17% do total; em terceiro a Alemanha com 56.132 MW, 10% do total. Neste ranking o Brasil encontrava-se na 8ª posição, com 12.763 MW de potência instalada, representando aproximadamente 2% do total mundial (GWEC, 2018).

Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), o Brasil possui atualmente mais de 15 GW de potência eólica instalada. Este montante

equivale ao consumo médio de cerca de 25,5 milhões de residências por mês e significa que o setor já gerou mais de 190 mil postos de trabalho desde o seu início e evitou a geração de 23 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> (ABEEÓLICA, 2019).

Figura 2.3 – Energia eólica - potência instalada no mundo



Fonte: Adaptado de GWEC (2018)

Somente no ano de 2017 o investimento total em energia eólica no mundo foi de US\$ 107 bilhões. Neste período o Brasil investiu US\$ 6,2 bilhões em fontes limpas de energia (LOUW, 2018).

## 2.1 TENDÊNCIAS DOS LEILÕES DE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

A comercialização de energia eólica no Brasil no ambiente regulado (ACR - Ambiente de Contratação Regulado) teve início com o PROINFA, cuja contratação dos primeiros projetos aconteceu em 2005. A tarifa utilizada para a compra de energia proveniente da fonte eólica variou entre R\$ 180,18 e R\$ 204,34 o MWh (valores correspondentes à data da Portaria N<sup>o</sup> 45 de março de 2004 do Ministério de Minas e Energia). Na época, esta tarifa foi considerada muito alta em comparação as demais fontes, em valores atuais R\$ 406,02 e R\$ 460,47 (valores

corrigidos de março/2004 a dezembro/2018 pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA), o que levou críticos a acreditarem que a fonte eólica não se consolidaria no país.

O alto preço da tarifa atraiu a atenção de investidores e de fabricantes de aerogeradores. Como as regras do PROINFA exigiam um alto grau de nacionalização dos componentes, os fabricantes e toda a cadeia de produção da indústria eólica se instalaram no país nos anos decorrentes.

Em dezembro de 2009 aconteceu o primeiro leilão de energia exclusivamente para a fonte eólica. Neste certame o preço médio do MWh foi de R\$ 148,33, uma tarifa altamente competitiva à época. O resultado mostrou que a fonte eólica havia conquistado competitividade no país.

De dezembro de 2009 a dezembro de 2018 a fonte eólica vendeu projetos de geração de energia em 20 leilões, e o preço médio de venda de cada certame está apresentado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Preço médio do MWh da fonte eólica vendido nos leilões de energia até dezembro de 2018

Leilão	Tarifa na data do leilão (R\$/MWh)	Tarifa atualizada até dez/2018*
PROINFA	R\$ 192,26	R\$ 433,25
Leilão 03/2009 (LER)	R\$ 148,33	R\$ 251,27
Leilão 05/2010 (LER)	R\$ 122,87	R\$ 201,15
Leilão 07/2010 (LFA)	R\$ 132,98	R\$ 217,70
Leilão 02/2011 (A-3)	R\$ 99,38	R\$ 152,23
Leilão 03/2011 (LER)	R\$ 99,58	R\$ 152,54
Leilão 07/2011 (A-5)	R\$ 105,53	R\$ 158,69
Leilão 06/2012 (A-5)	R\$ 87,98	R\$ 125,36
Leilão 05/2013 (LER)	R\$ 110,42	R\$ 151,30
Leilão 09/2013 (A-3)	R\$ 124,45	R\$ 168,56
Leilão 10/2013 (A-5)	R\$ 119,08	R\$ 160,42
Leilão 03/2014 (A-3)	R\$ 130,05	R\$ 168,00
Leilão 06/2014 (A-5)	R\$ 135,92	R\$ 172,71
Leilão 08/2014 (LER)	R\$ 142,31	R\$ 181,59
Leilão 02/2015 (LFA)	R\$ 177,47	R\$ 214,42
Leilão 04/2015 (A-3)	R\$ 181,09	R\$ 212,65
Leilão 09/2015 (LER)	R\$ 203,30	R\$ 235,00
Leilão 12/2017 (A-4)	R\$ 108,00	R\$ 112,37
Leilão 12/2017 (A-6)	R\$ 98,62	R\$ 102,57

Tabela 2.1 – Preço médio do MWh da fonte eólica vendido nos leilões de energia até dezembro de 2018 (continuação)

Leilão	Tarifa na data do leilão (R\$/MWh)	Tarifa atualizada até dez/2018*
Leilão 01/2018 (A-4)	R\$ 67,60	R\$ 69,54
Leilão 03/2018 (A-6)	R\$ 90,22	R\$ 90,79
LER – Leilão de Energia de Reserva LFA – Leilão de Fontes Alternativas A-3/A-4/A-5/A-6 – Leilão de Energia Nova para fornecimento em 3/4/5/6 anos * Atualizado pelo IPCA		

Fonte: Autoria própria a partir dos dados de leilões disponibilizados pela ANEEL (2019)

Com exceção de alguns certames, nos quais o preço de venda foi ligeiramente superior ao certame anterior, pode-se observar uma queda nos preços da energia vendida (ver Figura 2.4). Esta queda na tarifa é reflexo do fortalecimento do setor no país, da consolidação da tecnologia dos aerogeradores e do contínuo aprimoramento desta, da alta qualidade dos ventos brasileiros e do amadurecimento, tanto das empresas quanto do governo, diante da expansão das necessidades da indústria e dos consumidores.

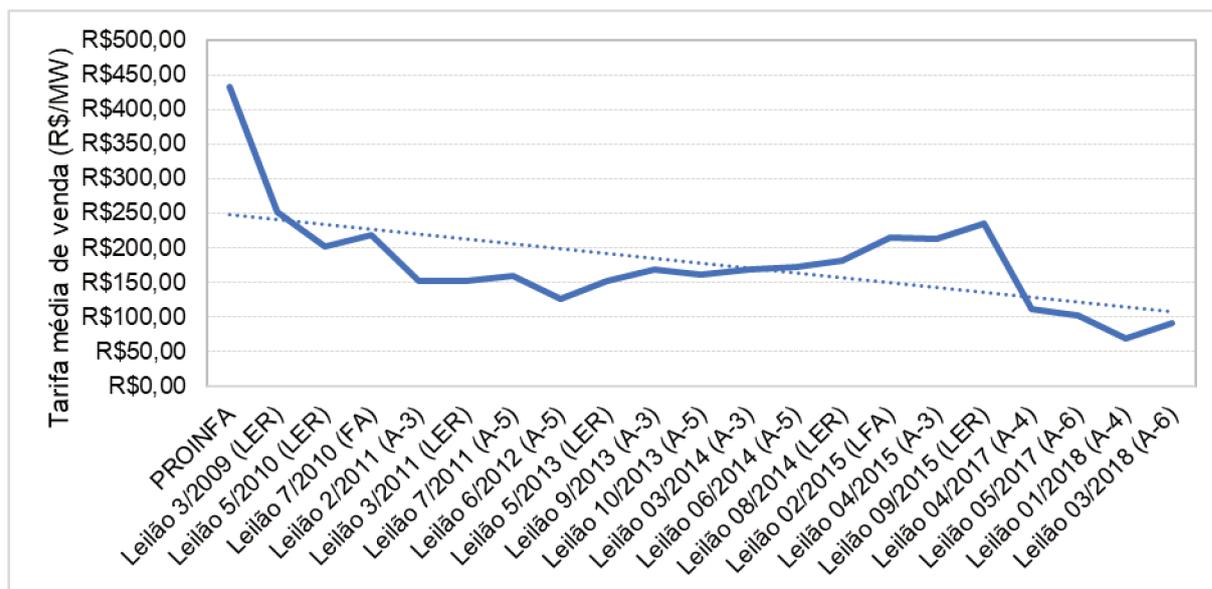
Entre 2013 e 2015 o preço médio dos leilões apresentou uma sutil ascensão, comportamento este que pode ser explicado pela crise econômica que o país vem enfrentando desde 2014. Ainda que a cadeia de produção eólica tenha um alto grau de nacionalização, muitos componentes dependem da variação do dólar. Diante da desvalorização do real perante a moeda americana, os investidores do setor pediram o reajuste dos valores dos leilões para o amortecimento dos gastos.

Nos leilões ocorridos principalmente em 2015, as tarifas foram reavaliadas e o preço teto dos leilões foi elevado para refletir o novo cenário (CanalEnergia, 2015, Reuter, 2015). Ainda refletindo a séria crise econômica vivida no Brasil, no ano de 2016 apenas três leilões foram agendados, sendo que um deles foi cancelado e nos outros dois a fonte eólica não vendeu projetos.

Com a retração da economia e conseqüente queda na demanda de energia, para evitar a sobrecontratação, o governo promoveu em agosto de 2017 um “Leilão de Descontratação”, chamado de Mecanismo Competitivo de Descontratação de Energia de Reserva de 2017. Este certame promoveu a descontratação de Contratos de Energia de Reserva (CERs) de empreendimentos eólicos, solares fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas. Ao todo, 92 parques eólicos foram

habilitados a participar do certame e, destes, 16 foram descontratados (Instituto Acende Brasil, 2017).

Figura 2.4 – Tendência da tarifa de venda da energia eólica em leilões no Brasil



Fonte: Autoria própria (2019)

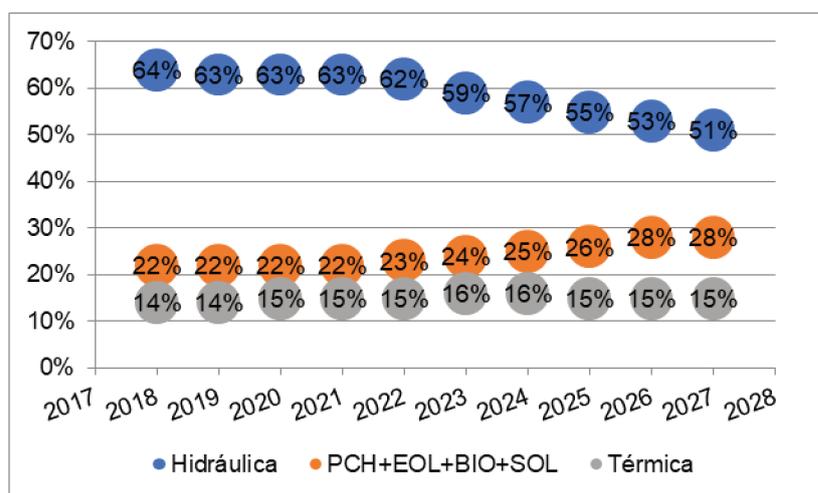
Com a ausência da fonte eólica nos leilões de 2016, nos leilões A-4 e A-6 de 2017, 954 e 953 projetos eólicos foram habilitados, respectivamente. A grande quantidade de projetos, o estoque de equipamentos e a demanda menor acirraram a concorrência. Como resultado, os preços alcançados ficaram abaixo do que vinha sendo praticado no Brasil, porém em concordância com a tendência mundial (EPE, 2017).

Em 2018 a fonte eólica vendeu energia em dois certames: (a) no leilão A-4, 4 parques eólicos foram contratados; (b) no leilão A-6 ocorreu a contratação de 48 parques eólicos.

Apesar da baixa contratação entre 2016 e 2017 e a vagarosa retomada em 2018, o Brasil ainda é o principal mercado para a indústria eólica na América Latina (GWEC, 2018). A falta de contratação em 2016 deverá ser sentida pelo mercado nos próximos anos, porém a economia brasileira apresenta sinais de recuperação, o que eleva o consumo de energia. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia

para 2027, lançado pela EPE em 2018, a previsão é que 28% da energia consumida no país provenham de fontes renováveis em 2027 (MME/EPE, 2018). A Figura 2.5 apresenta a previsão da expansão da participação das fontes de energia até 2027.

Figura 2.5 – Participação das fontes de energia no plano de expansão até 2027



Fonte: MME/EPE (2018)

Segundo o Global Wind Report 2017 do Conselho Global de Energia Eólica, o Brasil deve instalar mais de 5 GW em potência eólica até 2023 (GWEC, 2018). A Tabela 2.2 apresenta uma previsão para o aumento anual da capacidade instalada no Brasil, tais dados confirmam que a fonte eólica continuará a sua expansão no país.

Tabela 2.2 – Projeção para aumento da capacidade instalada por ano no Brasil até 2023

Ano	Total de projetos	Capacidade (MW)
2018	84	1.800,35
2019	56	1.291,10
2020	30	522,60
2021	2	64,00
2023	51	1.434,93
<b>Total</b>	<b>223</b>	<b>5.112,98</b>

Fonte: Adaptado de GWEC (2018)

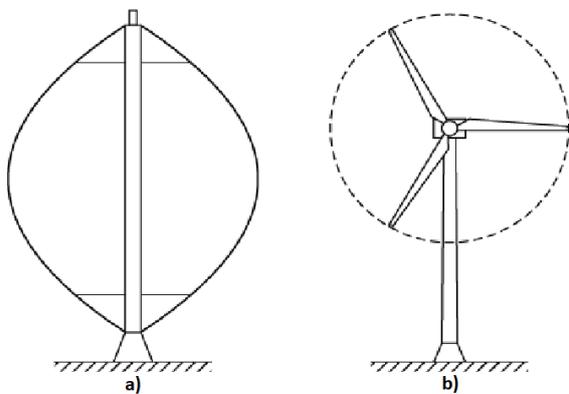
## 2.2 EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA DAS TURBINAS EÓLICAS

A turbina eólica é o equipamento responsável por converter a energia cinética contida no vento em energia mecânica, quando se acopla um gerador

elétrico ao conjunto tem-se um aerogerador. Apesar da distinção entre os termos “aerogerador” e “turbina eólica”, ao longo deste trabalho ambos terão o mesmo significado.

Os aerogeradores são geralmente classificados em geradores de eixo vertical ou horizontal, como apresentado na Figura 2.6. Os geradores de eixo vertical têm como principais vantagens manter todos os componentes no nível do solo e gerarem energia a partir de qualquer direção do vento. Como desvantagens os aerogeradores têm dificuldade em controlar a potência, a baixa rotação e a incapacidade de iniciarem a movimentação sozinhos. Os modelos horizontais apresentam uma maior facilidade em controlar a potência de saída por meio do ângulo das pás, a sua aerodinâmica pode ser otimizada para alcançar a eficiência máxima e as velocidades de rotação são mais altas; tais fatores determinaram a predominância deste modelo no mercado (HAU, 2006).

Figura 2.6 – a) Gerador eólico de eixo vertical (modelo Darrieus) e b) gerador eólico de eixo horizontal (modelo 3 pás)



Fonte: Abdel-Halim; Mahfouz; Almarshoud (2014)

A conversão da energia cinética em elétrica se inicia na interação das pás com o escoamento de ar, através das forças aerodinâmicas. As pás são conectadas ao eixo principal pelo cubo do rotor, e a rotação do eixo é transmitida ao gerador elétrico contido na nacela.

Quando a velocidade do vento atinge a velocidade mínima da turbina, as pás e o eixo começam a girar. O gerador, acoplado ao eixo, gerará energia elétrica a

uma velocidade de rotação específica ou em uma faixa de velocidade determinada, conforme o seu projeto. De acordo com este critério, os aerogeradores podem ser organizados em três conceitos: velocidade fixa, velocidade variável limitada e velocidade variável.

No conceito de velocidade fixa, o aerogerador produz energia elétrica somente quando as pás do rotor giram na velocidade nominal do gerador. Tal conceito dispensa um controle de potência complexo, reduzindo assim custos e manutenção. No entanto, a turbina é operante apenas em uma velocidade do vento, o que reduz a sua eficiência, além de produzir problemas como oscilação da rede e pulsações de torque que causam alta tensão mecânica nos trens de acionamento devido às mudanças rápidas na velocidade do vento.

Para superar tais restrições, o conceito de velocidade variável limitada foi desenvolvido. A diferença entre a velocidade do rotor e a velocidade do campo girante, em porcentagem, é chamada de deslizamento ou escorregamento. O deslizamento por sua vez é uma função da resistência do rotor, assim, com resistores externos – controlados por um conversor eletrônico de potência – pode-se variar a resistência do rotor e, portanto, o deslizamento. Controlando a resistência do rotor, uma variação na velocidade síncrona pode ser alcançada, aumentando-se assim a faixa de velocidades de operação do gerador.

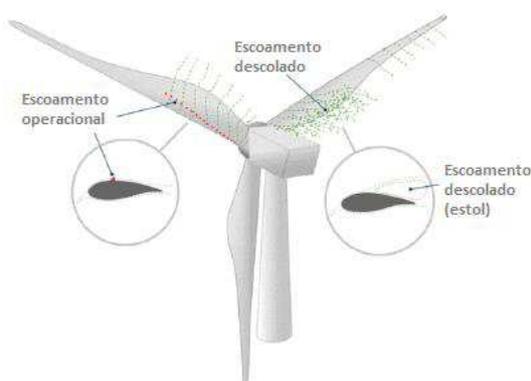
Para maximizar o desempenho das turbinas, o gerador deve produzir energia elétrica em uma ampla faixa de velocidade. O conceito de velocidade variável faz uso de dispositivos eletrônicos de potência contendo comutadores acoplados ao rotor, ao estator ou a ambos, a fim de controlar a frequência e a tensão injetada na rede (BURTON et al., 2011). As vantagens deste conceito são: melhor desempenho, maior qualidade de saída de potência e menor estresse mecânico nos trens de acionamento. Como desvantagem tem-se os custos mais elevados dos dispositivos eletrônicos mais complexos, no entanto, nos últimos anos, os preços dos componentes tornaram-se cada vez mais competitivos.

O sistema de controle de potência de velocidade é responsável por regular a potência de entrada e, portanto, a potência de saída. A primeira e mais simples tentativa de controlar a potência de entrada era conhecida como controle passivo de estol. As pás eram aerodinamicamente projetadas para promover o descolamento da camada limite a certa velocidade (estol), como mostrado na Figura 2.7. A potência

deveria aumentar e permanecer constante com a velocidade do vento, entretanto tal comportamento não foi confirmado em casos reais. Turbinas com controle passivo por estol mostraram instabilidades na potência de saída, uma vez que a separação do fluxo de escoamento levava a uma maior turbulência e vibração das pás (CARLIN; LAXSON; MULJADI, 2003). Devido a essas desvantagens, o controle passivo por estol é raramente visto em turbinas modernas.

Nos modelos atuais o controle de potência é feito por meio da mudança do ângulo de ataque das pás. Neste caso, atuadores mecânicos, elétricos ou hidráulicos são responsáveis por girar a pá em torno do seu eixo longitudinal, controlando assim a potência de entrada. Este tipo de controle é ativo, chamado de controle de passo ou pitch.

Figura 2.7 – Escoamento ao longo das pás de uma turbina eólica



Fonte: Adaptado de Smart Blade (2019)

A necessidade de converter as baixas velocidades angulares geradas no rotor em altas velocidades de rotação, exigidas pelos geradores, foi um dos principais problemas nas primeiras turbinas eólicas. Para contornar este problema, caixas de engrenagens de alto desempenho, capazes de fornecer relações de transmissão de 1:100, foram acopladas ao eixo principal (HAU, 2006). Os aerogeradores requerem múltiplos estágios para atingir as velocidades de rotação necessárias para acionar o gerador elétrico. Os modelos mais tradicionais aplicados são os arranjos planetários, que comumente são: três estágios planetários; dois

planetários e um paralelo; e um planetário e dois paralelos (BONA; ROMIO; DIAS, 2016).

As caixas de engrenagens não são a única solução, uma vez que geradores capazes de trabalhar com baixa velocidade de rotação também estão disponíveis no mercado, os chamados geradores acionados diretamente. A configuração de acionamento direto veio principalmente do interesse em aumentar a confiabilidade e reduzir a manutenção em turbinas eólicas.

Ao final da cadeia de geração de energia nos aerogeradores tem-se os geradores elétricos, que são dispositivos que fazem uso da Lei de Indução Eletromagnética para a produção de corrente elétrica. Eles podem ser classificados em síncronos e assíncronos, o que os diferencia é como o campo magnético é gerado e o mecanismo pelo qual o campo varia através dos elementos de condução. Os geradores síncronos operam a uma velocidade constante (velocidade síncrona), dependente da frequência da rede e independentemente do torque aplicado no gerador. Neste caso, o rotor produz um campo excitador constante, que gira em velocidade síncrona com o rotor, induzindo no estator uma corrente alternada, que será então entregue à rede (KOSOW, 1982). Os dois principais geradores síncronos usados em aerogeradores são:

- a. PMSG (Permanent Magnet Synchronous Generator - Gerador Síncrono de Ímã Permanente): o campo magnético é produzido através de ímãs permanentes montados no rotor;
- b. EESG (Electrically Excited Synchronous Generator - Gerador Síncrono Eletricamente Excitado): o rotor possui enrolamentos e é eletricamente excitado por uma corrente contínua.

O mecanismo de operação no gerador assíncrono, também conhecido como gerador de indução, é o movimento relativo entre o rotor e o campo do estator (deslizamento). O gerador de indução produz eletricidade quando o rotor gira mais rápido que a velocidade síncrona, estabelecida pela frequência da rede. Neste gerador o estator é alimentado pela rede (ou por banco de capacitores) para produzir o campo rotativo. O campo magnético rotativo induz uma corrente no rotor (e um campo magnético associado). O campo magnético induzido força o rotor a girar, produzindo um movimento relativo entre o rotor e o campo do estator. Quando o rotor é forçado a girar mais rápido que o campo magnético do estator ocorre a

indução de uma corrente de volta para a rede (KOSOW, 1982). Em aerogeradores há três principais geradores de indução utilizados:

- a. SCIG (Squirrel Cage Induction Generator - Gerador de Indução com Gaiola de Esquilo): o rotor é um cilindro metálico contendo barras longitudinais condutoras, normalmente feitas de cobre ou alumínio;
- b. WRIG (Wound Rotor Induction Generator - Gerador de Indução de Rotor Bobinado): o rotor acomoda enrolamentos isolados que formarão uma resistência em série para diminuir a corrente de partida;
- c. DFIG (Double Fed Induction Generator - Gerador de Indução Duplamente Excitado): tanto o rotor quanto o estator são conectados à rede através de conversores, permitindo a conversão parcial de energia (em torno de 30% da potência total).

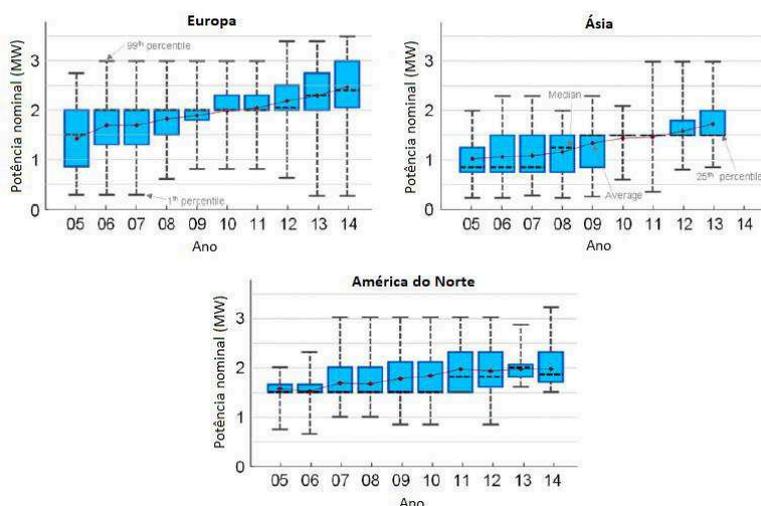
Na década de 1980 a turbina dinamarquesa de três pás, de velocidade fixa, regulada por estol e com potência nominal inferior a 200 kW tornou-se o modelo dominante no mercado (SERRANO-GONZÁLEZ; LACAL-ARÁNTEGUI, 2016). Desde então a tecnologia evoluiu e praticamente todas as turbinas eólicas modernas são equipadas com sistemas de controle de velocidade variável e reguladas por pitch, ao mesmo tempo em que as dimensões, diâmetro do rotor e altura das torres, cresceram de forma constante.

Um estudo de 2014 conduzido pelo Joint Research Centre Institute for Energy and Transport da Comissão Europeia analisou um banco de dados com informações sobre mais de 26.000 aerogeradores em todo o mundo. Um dos resultados do estudo foi o crescimento da potência nominal dos aerogeradores instalados no período de 2005 a 2014.

Como pode ser observado na Figura 2.8, há uma nítida tendência de aumento da potência nominal das máquinas com o passar do tempo. Esta tendência é facilmente justificada pela evolução tecnológica das turbinas; novas soluções técnicas foram descobertas e incorporadas pelo mercado, fazendo com que os novos modelos de máquinas fossem mais potentes e confiáveis que os anteriores. Com a evolução tecnológica, os primeiros modelos de aerogeradores se tornaram obsoletos: enquanto na década de 1980 as turbinas extraíam apenas 200 kW de

potência, hoje há máquinas no mercado com elevadas potências nominais como, por exemplo, o modelo V164 da fabricante dinamarquesa Vestas, com potência nominal de 8.000 kW.

Figura 2.8 – Evolução da potência nominal das turbinas eólicas instaladas nos principais mercados mundiais no período de 2005 a 2014



Fonte: Serrano-González; Lacal-Aránzategui (2016)

### 2.3 ESTUDOS DESENVOLVIDOS NA ÁREA DE REPOTENCIAÇÃO

Como já mencionado anteriormente, a repotenciação não é um tema novo, porém a significância dos trabalhos desenvolvidos cresceu na última década. O escopo de um projeto de repotenciação é muito complexo, pois, além das incontestáveis avaliações técnica e econômica, demais análises são demandadas, como políticas governamentais, impacto ambiental, logística de implementação e demanda energética futura. Diversos trabalhos têm sido desenvolvidos visando elucidar os diversos fatores envolvidos. Este tópico apresenta uma síntese dos principais trabalhos na área que auxiliaram a moldar esta dissertação.

Em 2011, Calvo Silvosa e Iglesias Gómez (2011) fizeram um levantamento sobre os benefícios e os entraves da repotenciação e uma avaliação das políticas públicas a respeito. Como benefícios têm-se: maior produção de energia por área e maior eficiência, menores custos de O&M – devido às máquinas serem novas –, possibilidade de amortecer os custos com a venda das máquinas antigas, menores investimentos, pois se aproveitam estruturas e menores riscos, devido à boa

qualidade dos dados de vento coletados ao longo da vida útil do parque. Como barreiras há a questão financeira, pois, alguns parques, apesar de antigos, ainda geram boas receitas. Além disso, tem-se a necessidade de melhorias na rede elétrica em alguns casos devido ao aumento de potência e a existência de locais com bom recurso eólico ainda não explorado, o que não justificaria o reaproveitamento de locais já utilizados. A logística também pode ser um entrave, pois alguns países ainda não possuem infraestrutura para o transporte de grandes turbinas, dando preferência a modelos menores. Há também os custos com descomissionamento, a parada na produção de energia e consequentemente a queda nas receitas durante o processo de repotenciação e, ainda, a necessidade de novas licenças ambientais quando a potência do parque é aumentada ou turbinas maiores são instaladas.

Além deste levantamento, uma análise multicritério qualitativa das diversas políticas governamentais relacionadas à repotenciação foi conduzida. As políticas avaliadas foram: tarifas feed-in (feed-in tariffs – FIT) especiais para empreendimentos repotenciados, crédito tributário oferecido por kWh gerado por parques repotenciados (production tax credits – PTC), cotas para negociação mediante green certificates (tradable green certificates – TGC) para geradores que renovarem suas turbinas, leilões específicos para parques repotenciados e investimentos subsidiados em repotenciação como, por exemplo, deduções fiscais.

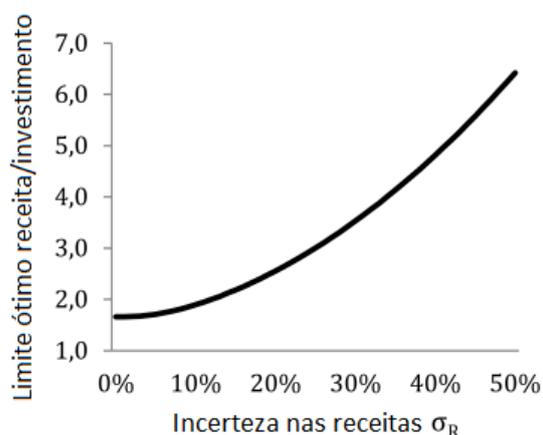
Efetividade, relação entre custo da efetividade e custo do consumidor, custos administrativos/implementativos/operacionais, compatibilidade das políticas específicas para plantas repotenciadas com políticas para plantas de energias renováveis já existentes, assim como a facilidade de inserir estas políticas nos planejamentos energéticos e a capacidade do incentivo para gerar um esforço contínuo de melhoria e redução de custos de tecnologias foram os critérios de comparação entre as políticas governamentais. Como resultado obteve-se que as tarifas feed-in são o melhor incentivo governamental, seguidas pelos leilões específicos para parques repotenciados.

No trabalho desenvolvido por Himpler e Madlener (2012), a técnica Real Options Approach (ROA) foi utilizada para determinar o tempo ideal para

repotenciação, baseando-se no cenário eólico dinamarquês. A Teoria das Opções Reais é uma técnica para valorar investimentos em ativos reais sob incerteza. A distribuição da receita do parque e do vetor de investimento é dada pelo valor esperado da covariância entre os fluxos de investimento e de receita e a função de densidade de probabilidade; o estudo utilizou uma simulação de Monte Carlo para resolver o problema do tempo ideal. Como resultado obteve-se o valor limite de investimento de 1,9 para o caso base analisado, o que significa que o investimento é ótimo quando os fluxos de caixa da receita são o dobro dos custos de investimento. O estudo concluiu que a incerteza do fluxo de receita tem uma maior influência sobre a probabilidade de sucesso da repotenciação do que a incerteza do investimento. Como apresentado na Figura 2.9, quanto maior a incerteza nas receitas futuras do parque, maior será o limite ótimo. Em contraste com as incertezas, o valor residual das turbinas usadas não tem efeito sobre o limite ótimo e apenas um pequeno impacto na probabilidade de sucesso. Os autores assumem que a repotenciação deve ser considerada após uma vida operacional de 11 a 15 anos, com uma probabilidade cumulativa de sucesso de 21% e 30,5%, respectivamente, para o caso base.

Com relação a este trabalho, é interessante observar que no Brasil a grande maioria dos parques eólicos vendem energia para o governo através do sistema de leilões. Neste caso, é possível prever com incerteza mínima o fluxo de receitas geradas, diminuindo assim o limite ótimo e aumentando a probabilidade cumulativa de sucesso para repotenciação.

Figura 2.9 – Relação entre a incerteza das receitas e o limite ótimo para repotenciar: quanto maior a incerteza, maior será a razão entre o fluxo de receita gerada pelo parque repotenciado e o custo do investimento



Fonte: Himpler; Madlener (2013)

Hughes (2012) analisou 10 anos de dados de operação de turbinas eólicas entre 2002 e 2012 no Reino Unido e na Dinamarca com o objetivo de caracterizar o envelhecimento das máquinas. Hughes aponta que é preciso muito cuidado ao traçar uma curva de declínio de desempenho devido somente à idade, pois a performance de um aerogerador é afetada por variações na velocidade do vento mensais ou anuais que diverjam da média de longo termo e por características específicas (constantes) de cada planta como localização, modelo da máquina, regime de operação, entre outros. Os fatores mencionados não estão relacionados à idade do aerogerador, mas afetam o seu desempenho. Buscando uma análise mais “limpa” possível, o autor propôs uma caracterização destes componentes por meio de um modelo de componentes de erro com efeitos fixos para cada parque eólico no período analisado. O fator de capacidade para um parque  $i$  em um tempo  $t$  foi estimado conforme a equação (2.1).

$$FC = f(A_{it}) + u_i + v_t + e_{it} \quad (2.1)$$

Onde  $f(A_{it})$  é uma função que representa o desempenho com a idade  $A_{it}$ ,  $u_i$  é um efeito fixo para as características constantes da planta,  $v_t$  é um efeito fixo para

as flutuações mensais/anuais na velocidade do vento e  $e_{it}$  é o componente dos erros aleatórios não correlacionados.

A ideia é que cada efeito fixo receba um valor que represente as condições do parque avaliado. A taxa de declínio no desempenho foi maior para instalações offshore na Dinamarca, com uma queda de fatores de capacidade de 40%, nos primeiros anos, para menos de 15% nos nonos e décimos anos de operação. Plantas onshore no Reino Unido mostraram uma evolução mais rápida, sendo a taxa de declínio igual a 0,9 pontos percentuais por ano nos primeiros 10 anos de operação maior que no caso da Dinamarca, embora a curva de desempenho dinamarquesa normalizada esteja abaixo da curva do Reino Unido nos primeiros quatro anos (ver Figura 2.10).

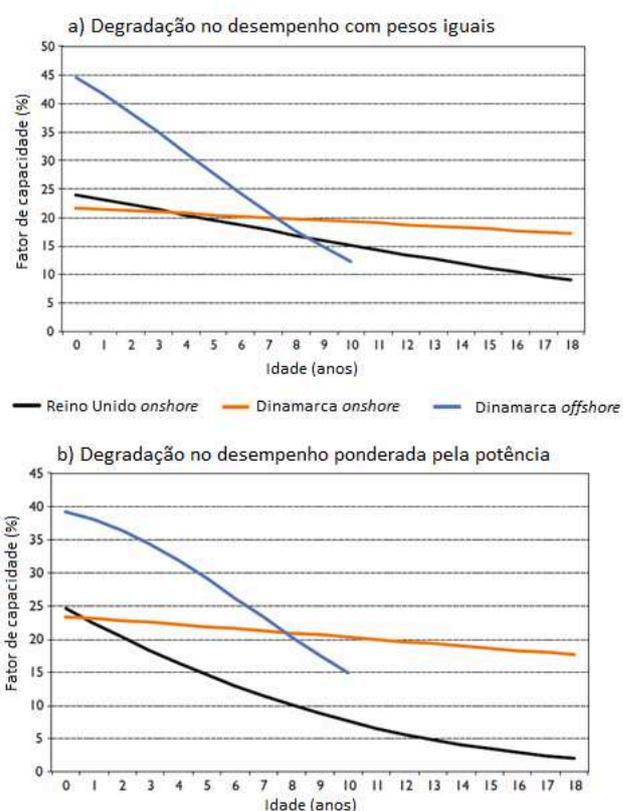
Para o Reino Unido, o fator de capacidade normalizado cai para pouco mais de 15% aos 10 anos e para 11% aos 15 anos. Com fatores de capacidade tão baixos, a repotenciação apresenta-se atrativa quando os parques atingirem idades entre 10 e 15 anos. Nas curvas da Figura 2.10a é atribuído um peso igual a cada parque eólico, independentemente de sua capacidade instalada. A Figura 2.10b ilustra curvas semelhantes, mas, neste caso, pondera-se cada parque eólico pela sua capacidade instalada. Assim, tem-se uma melhor representação da degradação do desempenho por MW de capacidade instalada.

A taxa de declínio no desempenho das instalações eólicas onshore do Reino Unido é significativamente maior quando a potência instalada é considerada. Este fato pode ser explicado pela potência média dos parques analisados: enquanto na Dinamarca a potência média de um parque eólico – à época do estudo – era de 3,3 MW, no Reino Unido este valor era de 16,1 MW, o que implica que grandes parques eólicos experimentam um declínio mais rápido do que os menores. O autor também estima que o valor residual das turbinas estará, provavelmente, abaixo de 10% de seu custo inicial em 10 anos, o que pode antecipar a decisão para a repotenciação.

Seguindo a linha de estudo de Hughes, Staffell e Green (2014) focaram na caracterização do envelhecimento dos aerogeradores. Dados de 282 parques eólicos do Reino Unido foram analisados, e os autores constataram que as turbinas eólicas perdem  $1,6 \pm 0,2\%$  de sua produção por ano, com os fatores de capacidade médios declinando de 28,5%, quando novos, para 21% aos 19 anos. Uma vez que o cenário brasileiro é diferente do analisado, tais conclusões não devem ser

diretamente empregadas aqui, porém, uma conclusão mais genérica do trabalho foi que a taxa de envelhecimento é ligeiramente mais baixa nos primeiros 6 a 7 anos de vida de um parque. Este período inicial é tipicamente coberto por garantias abrangentes que asseguram uma produção quase máxima, enquanto parques mais antigos podem ser menos intensamente mantidos e, assim, podem deteriorar-se mais rapidamente.

Figura 2.10 – Declínio nos fatores de capacidade nos parques eólicos da Dinamarca e Reino Unido: em a) os parques são considerados iguais, já em b) tem-se o valor obtido ponderado pela potência do parque



Fonte: Hughes (2012)

Colmenar-Santos et al. (2015) analisaram o mercado eólico espanhol. Inicialmente se esperava um período de retorno para o investimento em um parque eólico na Espanha a partir dos 13-15 anos. Mas, com melhores financiamentos, altos fatores de capacidade, melhores tecnologias e incentivos econômicos, um período

de retorno de apenas 10 anos se tornou viável. O trabalho então focou em determinar o mercado para repotenciação em plantas com idade maior igual a 13 anos (10 anos para o pagamento do investimento e 3 anos para obtenção de lucros). Tecnicamente, os modelos novos de turbinas eólicas apresentaram melhores resultados energéticos que os modelos mais antigos devido à evolução tecnológica.

Para uma avaliação de custos, comparou-se a viabilidade de um projeto de repotenciação versus um projeto completamente novo (greenfield project). Uma análise sensibilidade para a taxa interna de retorno (TIR) foi conduzida, sendo que os parâmetros variados foram o preço da energia no mercado de curto prazo (spotprice), o preço das turbinas, a alavancagem financeira e a os impostos sobre o lucro. Como se pode perceber na Figura 2.11, o spotprice e a alavancagem financeira são os fatores que mais influenciam a taxa interna de retorno e, em todos os casos simulados, a repotenciação apresenta melhores resultados que um novo projeto.

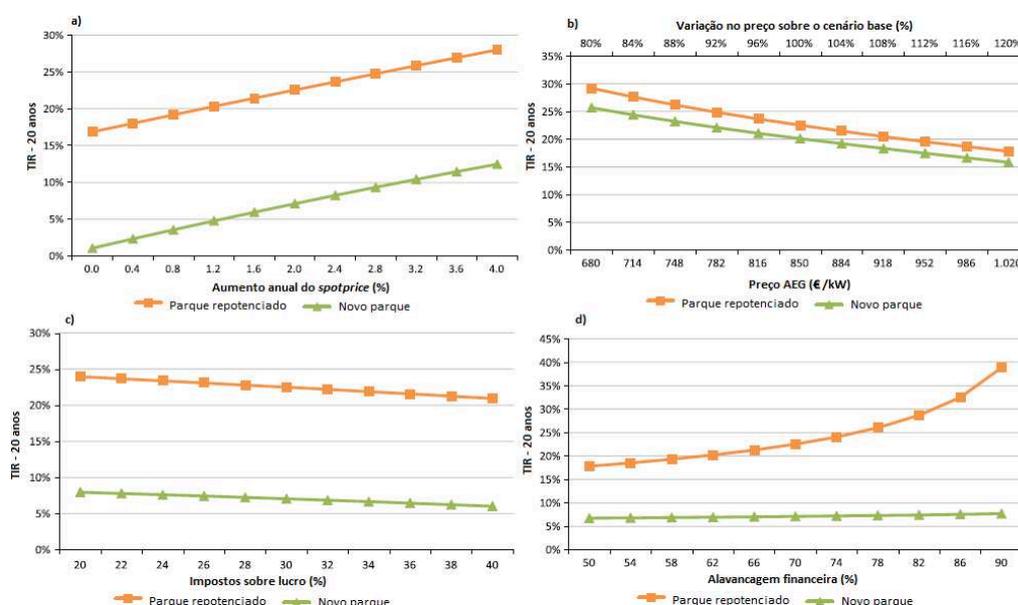
Castro-Santos et al. (2016) chegaram à mesma conclusão, sendo os dois principais fatores que influenciam a taxa interna de retorno os seguintes: o valor da energia comercializada, correspondendo a até 39% da sensibilidade da TIR, e a alavancagem financeira, 29,9% da sensibilidade.

A Índia, que ocupa hoje o 4º lugar no ranking mundial de capacidade eólica instalada (GWEC, 2018), também possui pesquisas na área de repotenciação. Paul e Prabu (2016) analisaram a viabilidade de repotenciação em um parque eólico indiano com 18 turbinas antigas de 2 pás e com potência nominal de 450 kW cada. Um dos casos propostos foi uma repotenciação total, na qual os 18 aerogeradores seriam substituídos por 9 novas máquinas com 2,1 MW de potência nominal cada, procurando manter assim a potência original do parque de aproximadamente 18 MW. As simulações conduzidas mostraram que a produção anual de energia do parque atual é de 14,5 GWh e 3,82% de perdas por efeito esteira. Para o cenário de repotenciação total a produção anual encontrada foi de 65,3 GWh e 2,36% de perdas por efeito esteira, um aumento de aproximadamente 250% na produção de energia e redução de 38% nas perdas.

Um dos poucos trabalhos na área no Brasil conduzido em 2015 por Franciene I. P. de Sá, Júlio C. Passos, Yoshiaki Sakagami, Pedro A. A. Santos, Reinaldo Haas e Frederico de F. Taves analisou as variáveis de layout que mais

influenciam na produção de energia e perdas por efeito esteira. O parque analisado está localizado na costa nordeste do Brasil, no Estado do Ceará e possui 25,6 MW de potência instalada, contando com 32 aerogeradores de 800 kW. Os resultados encontrados mostraram que, mantendo-se a potência do parque original, todas as versões do parque repotenciado apresentaram maior produção de energia e menores perdas. O distanciamento entre os aerogeradores foi a variável que mais influenciou nas perdas por efeito esteira.

Figura 2.11 – Resultado da análise de sensibilidade da TIR: a) variação no spotprice, b) variação no preço do aerogerador, c) variação na taxa de impostos sobre o lucro e d) variação na porcentagem da alavancagem financeira



Fonte: Colmenar-Santos et al. (2015)

Bezbradica et al. (2016) avaliaram a repotenciação do primeiro parque eólico offshore da Suécia, localizado ao sul da ilha de Gotland. O parque em questão começou a operar em 1998 e é composto por 5 turbinas de 550 kW. Ao todo, quatro cenários diferentes de repotenciação foram avaliados, como apresentado na Tabela 2.3. Um método de análise multicritério foi empregado para avaliar parâmetros como: produção anual de energia, tempo de retorno (TR), TIR, investimento inicial, custos de O&M, impacto ambiental, visual e aviário, emissões de CO<sub>2</sub> evitadas,

riscos, entre outros. As partes interessadas no projeto foram entrevistadas e pesos diferentes foram atribuídos a cada critério, que foram então inseridos no modelo. Analisando-se os pesos atribuídos, os autores observaram a formação de dois grupos distintos de interessados: um que parece pesar mais fortemente o lado econômico e outro que se concentra mais nos aspectos socioambientais. Com base nisto foi possível avaliar a discrepância entre os cenários para cada parâmetro. O cenário 4 apresentou-se como a melhor opção aos dois grupos, pois agrega uma capacidade instalada ligeiramente maior e menor número de turbinas, além de apresentar o menor nível de discrepância entre os critérios econômicos e socioambientais.

Tabela 2.3 – Características dos cenários de repotenciação simulados

	<b>Cenários</b>			
	1	2	3	4
<b>Nº AEG</b>	6	12	4	8
<b>Capacidade total (MW)</b>	19,8	39,6	20	40
<b>Potência unitária (MW)</b>	3,3		5,0	
<b>Altura do cubo (m)</b>	80		94	
<b>Diâmetro (m)</b>	117		128	
<b>Altura total (m)</b>	138,5		158	

Fonte: Adaptado de Bezbradica et al. (2016)

Karoui et al. (2017) avaliaram a repotenciação de um parque eólico com 32 aerogeradores de 330 kW, com idades entre 15 e 20 anos, na Tunísia. Estes aerogeradores têm tecnologia baseada em velocidade fixa, controle por pitch e gerador elétrico do tipo SCIG. O projeto avaliou a troca por modelos com velocidade variável, pois assim mitigam-se as flutuações na rede causadas pelas turbinas de velocidade fixa e aumenta-se a produção de energia em 5-10%. Os 32 aerogeradores de 330 KW foram substituídos por 8 aerogeradores de 3,3 MW, e a potência instalada do parque passou de 10,56 MW para 26,40 MW. O aumento na potência instalada possibilitou o aumento da produção anual de energia 16,78 GWh para 69,37 GWh com apenas  $\frac{1}{4}$  das máquinas. Para estudar a estabilidade da rede, os autores simularam um curto-circuito de 250 ms na estação de junção do parque eólico. Os novos aerogeradores estabilizaram-se mais rapidamente do que os modelos antigos, mostrando que a presença de turbinas eólicas com DFIG melhora a estabilidade da rede no caso de quedas de tensão.

Serri et al. (2017) avaliaram o mercado para repotenciação na Itália. Os principais objetivos do trabalho destes autores foram compreender a quantidade, as características e a distribuição geográfica da capacidade eólica que chegará ao fim da vida útil em 2020 e desenvolver cenários de repotenciação, avaliando sua sustentabilidade técnico-econômica e estimando quais níveis de incentivo garantiriam a viabilidade dos projetos de repotenciação. Para avaliar a repotenciação, 3 plantas foram escolhidas e 2 hipóteses diferentes de repotenciação foram simuladas (H1: a capacidade de cada usina repotenciada é a mesma que a planta original; H2: a capacidade de cada planta repotenciada é de 1,5 vezes a da planta original). A partir da Tabela 2.4 verifica-se que a taxa interna de retorno é sempre maior no cenário atual (sem repotenciação), assim como o tempo de retorno é sempre menor nesta alternativa. Esta é uma consequência dos generosos incentivos econômicos que os parques eólicos receberam inicialmente na Itália, além da flutuação dos custos de capital durante os últimos dez anos no país. No entanto, os autores comentam que, na ausência de incentivos, a TIR de um projeto de repotenciação entre 6% e 9% poderia ser aceitável e, caso houvesse maiores incentivos, a atratividade do projeto poderia ser ainda mais alta.

Tabela 2.4 – Resultados obtidos nas simulações de repotenciação para os 3 parques italianos selecionados

	Parque A			Parque B			Parque C		
	CA	H1	H2	CA	H1	H2	CA	H1	H2
Ano Instalação	2003	2015	2015	1998	2015	2015	2000	2015	2015
P <sub>instalada</sub> (MW)	7,92	8	12	25,2	26	38	38	39	57
Nº AEG	12	4	6	42	13	19	19	13	19
PAE (MWh)	20841	26923	37785	60192	82608	116174	72865	92311	127432
TIR	18%	9%	8%	18%	9%	9%	19%	5%	4%
TR (anos)	4,5	8,5	9,5	4,5	9,5	9,5	4,5	12,5	13,5

Fonte: Adaptado de Serri et al. (2018)

Gonzalez et al. (2017) identificaram os principais stakeholders de um parque eólico e os seus respectivos interesses. Tem-se o operador do parque cujo objetivo é maximizar a receita gerada e, assim, o foco principal do operador está nos dados de produção de energia, enquanto o investidor está interessado nos indicadores

econômicos do parque. O provedor de O&M concentra suas análises na disponibilidade das máquinas, enquanto a seguradora foca nos dados de segurança, falhas e questões climáticas. O operador da rede está interessado na produção, desempenho e estabilidade das turbinas e, por fim, o governo e os usuários finais monitoram as tarifas de energia. Ainda que esse trabalho não tenha focado na repotenciação, ele fez um levantamento dos indicadores mais importantes para os stakeholders envolvidos nas diversas atividades e finalidades de um parque eólico. Estes indicadores estão apresentados Tabela 2.5, e foram de grande utilidade para guiar o questionário aplicado nesta pesquisa de mestrado.

Tabela 2.5 – Categorização dos stakeholders e seus requisitos

<b>Performance</b>	<b>Confiabilidade</b>	<b>Manutenção</b>	<b>Finanças</b>	<b>Segurança</b>
Eficiência	Histórico de falhas	Custo por componente	Custo por componente	Questões ambientais
Demanda	Fadiga	Histórico de falhas	Custo do ativo	Ambiente de saúde e segurança
Produção	Status de saúde	Logística	Dívidas e lucros	Indicadores de segurança
Perdas	Carregamentos	Horas de manutenção	Tarifa de energia	
	Vida restante	Restrições	Riscos e seguros	
			Subsídios	
			Custos desnecessários	

Fonte: Adaptado de Gonzalez et al. (2017)

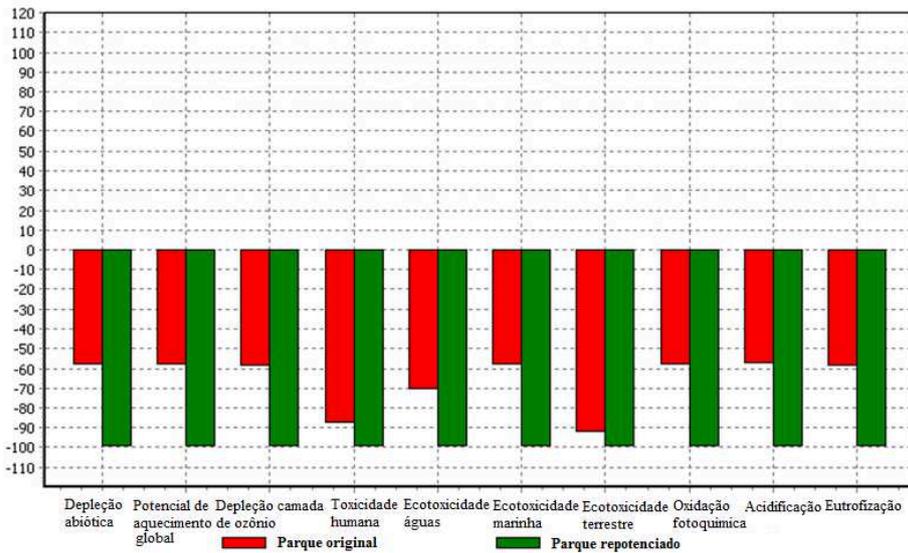
Quando a repotenciação não é atrativa, uma possibilidade para continuar a operação de um parque eólico é a extensão da vida útil de suas turbinas, tema abordado no estudo de Ziegler et al. (2018). Os autores avaliaram o mercado eólico da Alemanha, Espanha, Dinamarca e Reino Unido, e constataram que até 2020 41% da capacidade atualmente instalada na Alemanha terá mais de 15 anos, 44% na Espanha e 57% na Dinamarca. O Reino Unido possui uma frota comparativamente mais jovem, com uma participação de 10% da atual capacidade instalada com mais de 15 anos em 2020. Na Alemanha, os custos de O&M dos aerogeradores nas idades de 11-20 anos foram aproximadamente 10% mais altos do que nos primeiros anos, entre 1 e 10 de idade. O tempo de vida útil restante (Remaining Useful Lifetime) de um aerogerador é tempo até que as reservas estruturais sejam consumidas, mantendo o nível de segurança.

Como todos os componentes possuem tempos diferentes, o mais baixo define o potencial de extensão da vida útil. A substituição do componente crítico pode aumentar o tempo de vida útil restante do sistema geral. A opção de extensão vida útil deve basear-se nas condições de operação da turbina durante sua operação. Todos os componentes que sofrem carregamentos devem ser avaliados, sendo que a avaliação técnica da extensão da vida útil pode ser analítica (simulação), prática (inspeção) e/ou baseada em dados (medições). Os autores conduziram entrevistas com 24 profissionais do ramo nos quatro países e, como respostas, obtiveram que a motivação para a extensão da vida é maximizar o retorno do investimento, que a extensão da vida útil é realizada principalmente quando é impossível repotenciar e que a aceitação pública para a extensão da vida útil é mais aceita do que a repotenciação, pois não há aumento no tamanho das turbinas. O estudo conclui que países com condições legais e econômicas favoráveis para repotenciação (por exemplo, esquemas de subsídios lucrativos para novos parques eólicos e escassez de áreas com bom recurso eólico) e com preços de mercado de eletricidade não econômicos para pequenas turbinas eólicas provavelmente terão menos interesse na extensão da vida útil nos próximos anos. Por outro lado, espera-se que o interesse em extensão da vida útil aumente nos países onde as condições para novos parques eólicos são desfavoráveis.

Martínez et al. (2018) realizaram uma análise do ciclo de vida de um parque eólico com 37 turbinas de 660 kW repotenciado após 7 anos de operação com 17 turbinas de 2 MW. A repotenciação do parque proporcionou um aumento de 41,7% na sua capacidade instalada. Todavia, 7 anos é um tempo muito pequeno para repotenciação, os autores focaram no caráter ambiental do projeto de repotenciação, de forma que as viabilidades técnica e econômica não foram avaliadas. A Figura 2.12 apresenta o benefício ambiental dos parques de acordo com variados critérios, quanto maior for o benefício, no caso, quanto mais negativo o valor, melhor. Como pode ser observado nesta figura, a repotenciação é – ambientalmente – favorável, ainda que conduzida em um parque tão jovem. Quando o impacto ambiental é analisado por componente, as turbinas apresentam o maior porcentual. Entretanto, ainda que haja um impacto significativo das novas turbinas, a geração de energia

por fontes renováveis, quando comparadas com fontes fósseis, tem um saldo ambiental positivo.

Figura 2.12 – Comparação do benefício ambiental do parque original e do parque repotenciado



Fonte: Martínez et al. (2018)

A análise de diversos trabalhos possibilitou uma melhor compreensão sobre a complexidade de um projeto de repotenciação. Tal análise também confirmou que, inicialmente, as viabilidades técnica e econômica são as mais relevantes na avaliação de um projeto.

### 3 MAPEAMENTO EÓLICO NO BRASIL

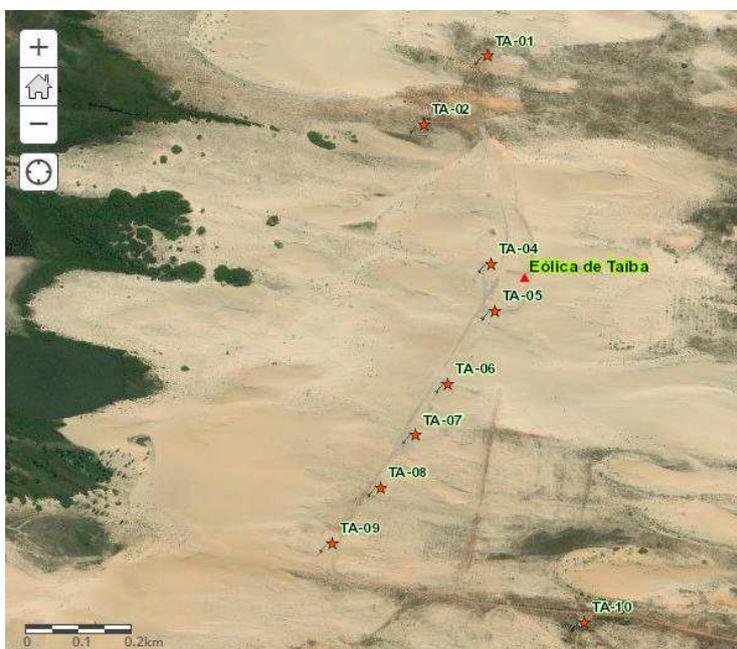
Para avaliar a repotenciação foi necessário primeiramente identificar e caracterizar o seu mercado-alvo. O mapeamento dos parques eólicos brasileiros foi feito através do Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (SIGEL), ferramenta online disponibilizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para compartilhar informações sobre a geração, transmissão e distribuição de energia. A Figura 3.1 apresenta o layout da plataforma SIGEL com a distribuição dos parques eólicos em operação no Brasil. Ao aproximar o cursor no mapa podem-se obter mais detalhes sobre cada parque, como a quantidade e a posição de cada aerogerador (ver Figura 3.2).

Figura 3.1 – Distribuição dos parques eólicos brasileiros (triângulos vermelhos) em operação em janeiro de 2019 no portal SIGEL



Fonte: SIGEL (2019)

Figura 3.2 – Detalhamento da Eólica de Taíba, localizada no Ceará, no portal SIGEL. Cada estrela vermelha representa um aerogerador do parque



Fonte: SIGEL (2019)

As informações contidas no portal SIGEL foram catalogadas a fim de obter-se um panorama das usinas eólicas no país. Para validar os dados coletados, estes foram confrontados com outras fontes de informações do setor, como o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a ABEEólica, sites das empresas operadoras e/ou proprietárias dos parques e outros informes ou documentos da própria ANEEL, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

De acordo com este mapeamento, até janeiro de 2019 havia 859 parques ou projetos de parques eólicos no país nos seguintes estágios: (a) em operação, (b) construção não iniciada, (c) construção com outorga, (d) com DRO<sup>2</sup> (Despacho de Requerimento de Outorga), (e) vencedor de leilão, (f) desativado. A Tabela 3.1 apresenta a distribuição dos parques por estágio.

---

<sup>2</sup> O Despacho de Requerimento de Outorga trata-se da autorização, concedida pela ANEEL, para exploração das centrais geradoras eólicas com potência superior a 5.000 kW, mediante a apresentação de uma série de documentos listados na Resolução Normativa Nº 31 de 15 de dezembro de 2009.

Tabela 3.1 – Total de parques eólicos em cada estágio

<b>Estágio</b>	<b>Total</b>
Em operação	562
Construção não iniciada	96
Construção com outorga	91
Com DRO	64
Vencedor de leilão	44
Desativado	1

Fonte: Autoria própria (2019)

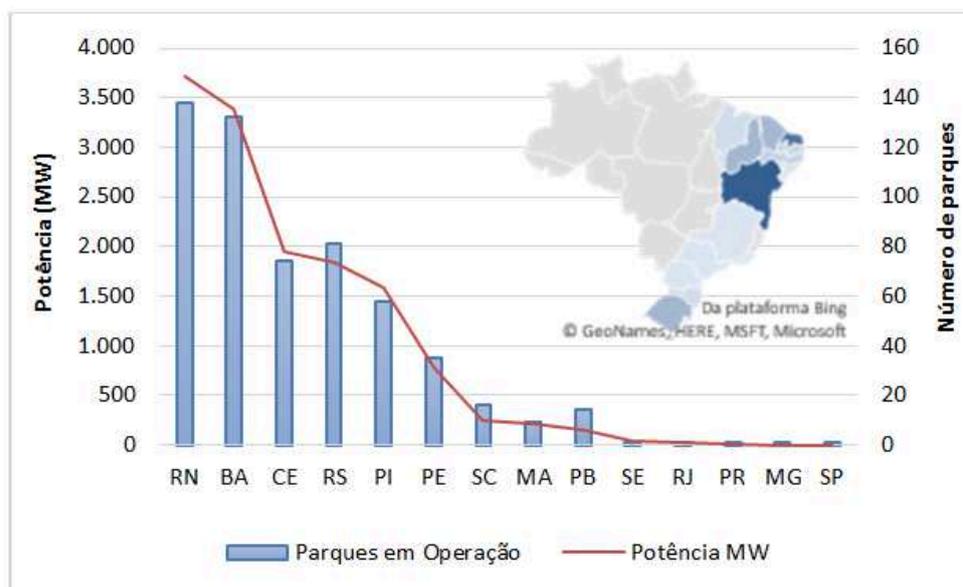
Já a Tabela 3.2 e a Figura 3.3 contêm informações sobre a distribuição dos parques em operação por estado brasileiro.

Tabela 3.2 – Total de parques eólicos em operação por estado

<b>Estado</b>	<b>Parques em Operação</b>	<b>Potência em operação (MW)</b>
Rio Grande do Norte	138	3.722,456
Bahia	132	3.388,591
Ceará	74	1.950,630
Rio Grande do Sul	81	1.831,867
Piauí	58	1.584,100
Pernambuco	35	783,985
Santa Catarina	16	245,500
Maranhão	9	220,823
Paraíba	14	152,400
Sergipe	1	34,500
Rio de Janeiro	1	28,050
Paraná	1	2,500
Minas Gerais	1	0,156
São Paulo	1	0,002

Fonte: Autoria própria (2019)

Figura 3.3 – Distribuição e concentração dos parques eólicos em operação no Brasil

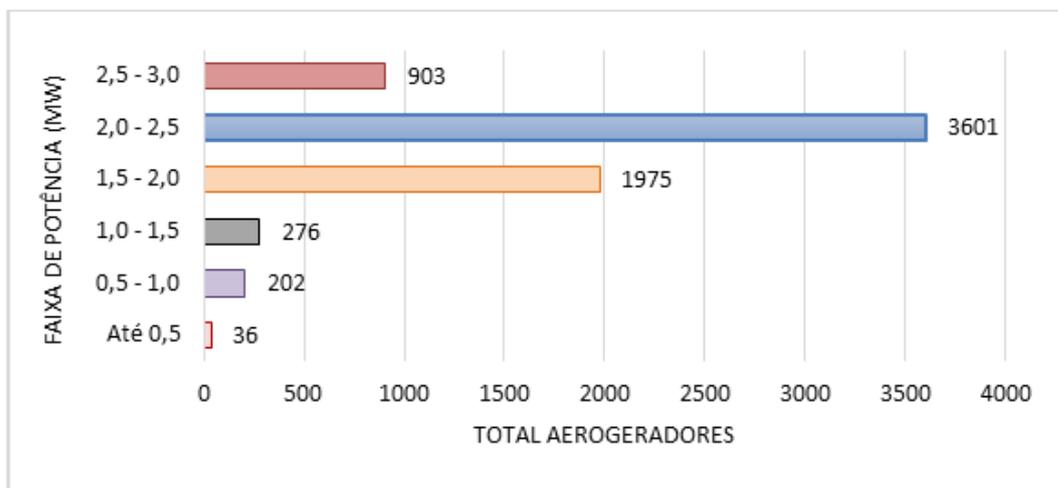


Fonte: Autoria própria (2019)

No início de 2019 havia 6.993 aerogeradores em operação no país. Na Figura 3.4 pode-se observar a distribuição destas turbinas de acordo com a sua potência unitária. Tem-se um total de 2.489 turbinas com potência unitária até 2,0 MW e 3.601 máquinas com potência de 2,0 a 2,5 MW, o que evidencia o predomínio desta faixa de potência no Brasil. O número de turbinas maiores, com até 3,0 MW, é 903. Esta distribuição está em concordância com a história da energia eólica brasileira.

O Brasil não foi o precursor do desenvolvimento da energia eólica. Quando ocorreu o boom no país os aerogeradores já se encontravam em um estágio de desenvolvimento mais avançado em países pioneiros. Observa-se uma tendência global (Figura 2.8) no aumento da potência nominal dos aerogeradores, e tal comportamento também é descrito pela Figura 3.4. Após a instalação de muitas turbinas na faixa de 2,0 MW, há um avanço no número de projetos com turbinas maiores.

Figura 3.4 – Distribuição do total de aerogeradores em operação por faixa de potência



Fonte: Autoria própria (2019)

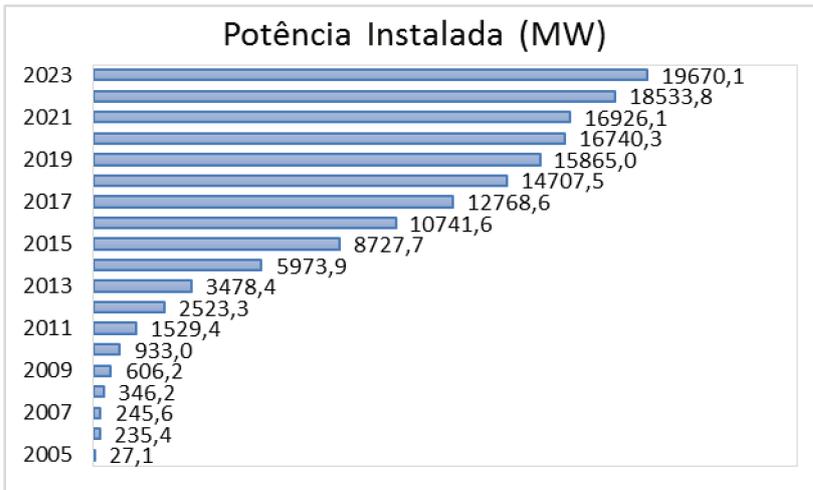
Segundo a ABEEólica, o Brasil possui hoje 15.088 MW em potência eólica instalada, e a projeção para 2023 é de 19.670 MW, um crescimento de mais de 30%. A Figura 3.5 apresenta a evolução da capacidade eólica instalada no país desde 2005. Antes de 2005 havia 4 parques eólicos em operação no Brasil, sendo eles:

- a. Eólica de Taíba, em São Gonçalo do Amarante no Ceará, com potência instalada de 5 MW;
- b. Eólica de Palmas, em Palmas no Paraná, com potência instalada de 2,5 MW;
- c. Eólica de Bom Jardim, em Bom Jardim da Serra em Santa Catarina, com potência instalada de 0,6 MW;
- d. Eólica Horizonte, em Água Doce em Santa Catarina, com potência instalada de 4,8 MW.

Estes quatro parques totalizam 12,9 MW de potência, e todos continuam em operação atualmente, sendo que o mais antigo deles, Eólica de Taíba, entrou em funcionamento em 9 de dezembro de 1998.

Conclui-se assim que há no Brasil uma potência eólica de aproximadamente 606,2 MW distribuídos em aproximadamente 30 parques que completará 10 anos de operação em 2019.

Figura 3.5 – Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil e projeção até 2024



Fonte: Adaptado de ABEEólica (2019)

## 4 SELEÇÃO DOS PARQUES PARA ESTUDO

Como apresentado até o momento, a repotenciação é um processo complexo que envolve variáveis técnicas e econômicas. Tendo-se caracterizado o potencial deste mercado no Brasil, foi então necessário aprofundar esta análise. Desta forma, dois parques eólicos foram escolhidos, a partir dos quais avaliações técnicas e econômicas foram conduzidas.

Dois critérios distintos foram aplicados para a seleção destes parques eólicos: idade e tarifa de venda de energia. O critério de idade é de fácil compreensão, pois a repotenciação tem seu foco voltado para máquinas antigas, cujo desenvolvimento e maturação tecnológicos possibilitam maior eficiência, menores custos, maior confiabilidade e menor impacto. Assim, o parque eólico em operação há mais tempo no país, o parque eólico Eólica de Taíba em São Gonçalo do Amarante no Ceará, foi selecionado.

Os trabalhos desenvolvidos na área de repotenciação mostram que a vida econômica da turbina pode chegar ao fim antes da sua vida útil. Lantz, Leventhal e Baring-Gould (2013) caracterizaram muito bem esta situação quando observaram que parques eólicos que venderam energia a uma tarifa mais baixa apresentaram viabilidade para repotenciação anos antes do início da viabilidade técnica. O leilão A-5 de 2012 foi o certame com a menor tarifa negociada (87,98 R\$/MWh) e, deste modo, o parque eólico Dois Riachos em Cafarnaum na Bahia, que comercializou energia neste leilão, também foi selecionado para este estudo.

### 4.1 PARQUE EÓLICO EÓLICA DE TAÍBA

A Eólica de Taíba entrou em operação em 9 de dezembro de 1998 segundo o Banco de Informações de Geração (BIG) da ANEEL, e a sua proprietária é a Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda. Este parque é composto por 10 aerogeradores de 0,5 MW cada, totalizando uma potência instalada de 5 MW. A energia contratada pela Companhia Energética do Ceará - COELCE pelo período de 15 anos era de 17,5 GWh/ano, o que permite inferir que o fator de capacidade do

parque é de 40% (LEÃO; ANTUNES; FROTA, 1999). Os aerogeradores são do modelo Enercon E-40/5.40, com altura de cubo de 45 metros, diâmetro do rotor de 40 metros e altura total de 65 metros. A Figura 4.1 apresenta a localização da Eólica de Taíba, enquanto a Tabela 4.1 apresenta a posição de cada aerogerador.

Figura 4.1 – Localização da Eólica de Taíba



Fonte: Google Earth (2019)

Tabela 4.1 – Posição dos aerogeradores da Eólica de Taíba (Datum: Sirgas 2000, zona 24)

Aerogerador	X (m)	Y (m)
AEG 01	507.273	9.614.088
AEG 02	507.150	9.613.957
AEG 03	507.293	9.612.896
AEG 04	507.279	9.613.689
AEG 05	507.286	9.613.599
AEG 06	507.197	9.613.458
AEG 07	507.134	9.613.361
AEG 08	507.067	9.613.260
AEG 09	506.975	9.613.153
AEG 10	507.459	9.613.003

Fonte: Autoria própria (2019)

Na Figura 4.2a pode-se observar a proximidade do parque eólico da costa cearense onde o relevo costeiro não é muito acidentado. A Figura 4.2b apresenta o

perfil de elevação do local do parque, estando o ponto mais alto a aproximadamente 50 metros do nível do mar.

Figura 4.2 – a) Área do polígono do parque Eólica de Taíba e b) perfil de elevação na região dos aerogeradores



Fonte: Google Earth (2019)

A Eólica de Taíba não é o único parque eólico da região, uma vez que próximo ao parque existem outros 6 parques eólicos, como apresentados na Figura 4.3.

Figura 4.3 – Demais parques eólicos próximos à Eólica de Taíba



Fonte: SIGEL (2019)

Nesta região, leste é a direção predominante dos ventos, e este assunto será abordado em maiores detalhes na seção 5.1.1. Desta forma, os parques a leste da Eólica de Taíba influenciam a sua produção de energia. A região de interferência é definida como uma área de turbulência na qual o escoamento de ar, após passar pelo rotor de uma turbina eólica, encontra-se desordenado, turbulento. A ANEEL definiu na Resolução Normativa Nº 391 de 15 de dezembro de 2009 que, no Brasil, a área de interferência dista 20 vezes a altura máxima que a pá do rotor alcança, considerando-se a direção predominante do vento. Pode-se então observar na Figura 4.4 as regiões de interferência dos parques eólicos a leste da Eólica de Taíba.

A Tabela 4.2 mostra as características destes parques, e tais informações devem ser consideradas nas simulações de produção de energia.

Figura 4.4 – Região de interferência dos parques eólicos – Eólica de Taíba



Fonte: SIGEL (2019)

Tabela 4.2 – Características técnicas dos parques que exercem influência na Eólica de Taíba

Parque	Potência Instalada (MW)	Nº AEG	Modelo AEG
Colônia	18,9	9	Suzlon S95
Taíba Andorinha	14,7	7	Suzlon S95
Taíba Águia	23,1	11	Suzlon S95
Taíba Albatroz	16,5	8	Suzlon S88

Fonte: Autoria própria (2019)

## 4.2 PARQUE EÓLICO DOIS RIACHOS

O parque eólico Dois Riachos foi contemplado no leilão de energia nova A-5 de 2012 e entrou em operação em 14 de novembro de 2015, segundo dados do BIG da ANEEL. A Enel Green Power, por meio da Enel Green Power Eólica Dois Riachos S.A., é a proprietária do parque. O parque é composto por 15 aerogeradores de 2,0 MW cada, totalizando uma potência instalada de 30 MW. A garantia física vendida no leilão foi de 13,9 MW e, sendo assim, o fator de capacidade do parque é de 46%. Os aerogeradores são do modelo Gamesa G97, com altura de cubo de 90 metros, diâmetro do rotor de 97 metros e altura total de 138,5 metros. A Figura 4.5 apresenta a localização do parque Dois Riachos, enquanto a Tabela 4.3 apresenta a posição de cada aerogerador.

Figura 4.5 – Localização do Parque Dois Riachos



Fonte: Google Earth (2019)

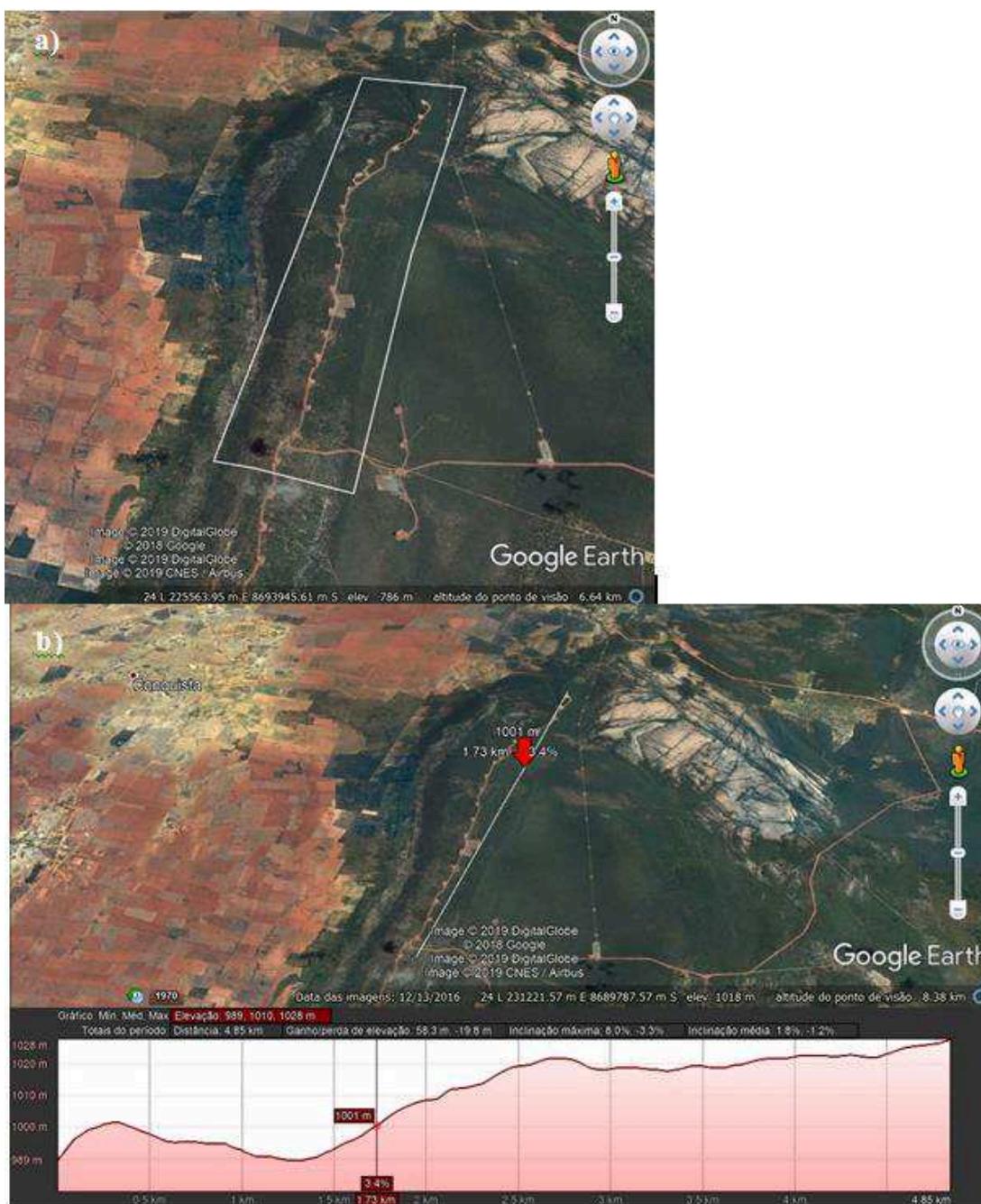
Tabela 4.3 – Posição dos aerogeradores do Parque Dois Riachos (Datum: Sirgas 2000, zona 24)

<b>Aerogerador</b>	<b>X (m)</b>	<b>Y (m)</b>
AEG 01	232.087	8.691.894
AEG 02	231.987	8.691.648
AEG 03	231.887	8.691.399
AEG 04	231.635	8.691.154
AEG 05	231.366	8.690.961
AEG 06	231.216	8.690.728
AEG 07	231.086	8.690.493
AEG 08	230.998	8.690.249
AEG 09	230.931	8.689.990
AEG 10	230.903	8.689.738
AEG 11	230.855	8.689.484
AEG 12	230.783	8.689.236
AEG 13	230.742	8.688.983
AEG 14	230.662	8.688.737
AEG 15	230.578	8.688.498

Fonte: Autoria própria (2019)

Na Figura 4.6a pode-se observar a região do parque Dois Riachos, o relevo local é caracterizado por um planalto com pouca variação de altitude. A Figura 4.6b apresenta o perfil de elevação do local do parque, sendo que o ponto mais alto está a aproximadamente 1.030 metros, e o mais baixo a 990 metros do nível do mar.

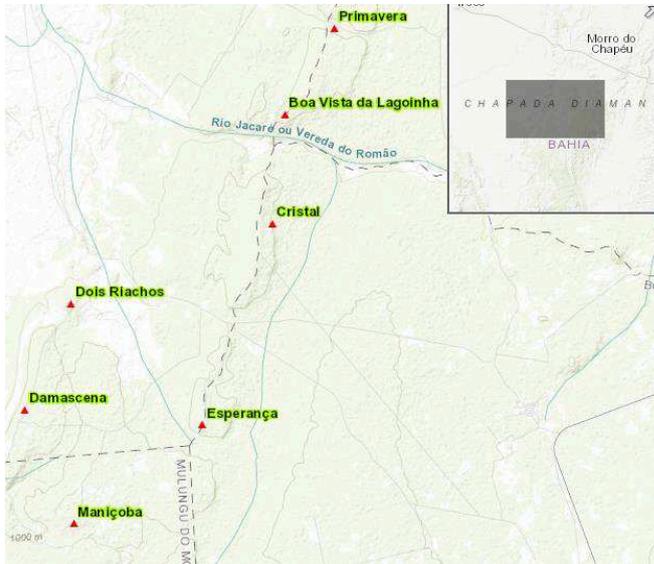
Figura 4.6 – a) Área do polígono do parque Dois Riachos e b) perfil de elevação na região dos aerogeradores



Fonte: Google Earth (2019)

A região também possui diversos parques eólicos, indicando uma alta qualidade dos ventos locais. A Figura 4.7 apresenta os parques próximos ao parque Dois Riachos.

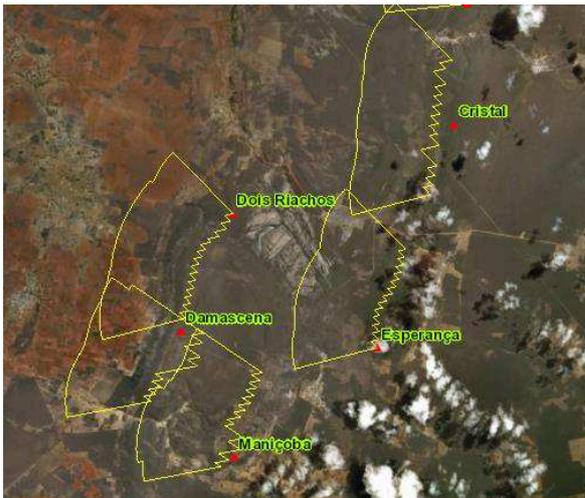
Figura 4.7 – Demais parques eólicos próximos ao parque Dois Riachos



Fonte: SIGEL (2019)

Na região a direção predominante do vento é a leste-sudeste e, desta forma, os parques que mais influenciam a produção de energia do parque Dois Riachos e as suas regiões de interferência estão apresentados na Figura 4.8.

Figura 4.8 – Região de interferência dos parques eólicos – Dois Riachos



Fonte: SIGEL (2019)

Na Tabela 4.4 estão apresentadas as características dos parques próximos ao parque Dois Riachos.

Tabela 4.4 – Características técnicas dos parques que exercem influência no parque Dois Riachos

<b>Parque</b>	<b>Potência Instalada (MW)</b>	<b>Nº AEG</b>	<b>Modelo AEG</b>
Esperança	28,0	14	Gamesa G114
Damascena	30,0	15	Gamesa G97
Cristal	29,9	13	Siemens SWT 2,3
Maniçoba	30,0	15	Gamesa G97

Fonte: Autoria própria (2019)

Como mencionado anteriormente, o parque eólico Dois Riachos possui 30 MW de potência instalada. Este fato também foi decisivo para a sua escolha, pois, de acordo com a Lei Nº 9.427 de 1996, empreendimentos para geração de energia elétrica por fontes alternativas até 30 MW podem usufruir de descontos iguais ou superiores a 50% na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Para se enquadrar neste benefício, os grandes parques eólicos eram subdivididos em parques menores de até 30 MW. Consequentemente, parques eólicos de 30 MW possuem elevada representatividade no cenário nacional. Ao final de 2015 houve uma mudança regulatória com a Lei Nº 13.203, que passou a conceder tal benefício a empreendimentos de até 300 MW. Porém, devido ao desaquecimento econômico vivido desde então, esta mudança ainda não foi muito sentida no setor.

## 5 SIMULAÇÕES

Para avaliar a repotenciação no mercado eólico brasileiro, simulações técnicas e econômicas foram conduzidas nesta pesquisa. Sob a ótica técnica, visou-se estudar como o avanço tecnológico dos aerogeradores influencia na produção de energia, já no campo econômico, procurou-se entender quais indicadores financeiros são mais relevantes e como estes indicadores variam de acordo com a tarifa de venda de energia.

Previamente ao início das simulações propostas, um questionário online com 11 perguntas sobre o tema foi elaborado e enviado a 100 contatos do setor eólico. Os entrevistados foram trabalhadores das áreas de projeto, operação e manutenção, gerenciamento de parques eólicos e fabricantes de aerogeradores de empresas atuantes no Brasil. As perguntas foram elaboradas com base em entrevistas conduzidas em outros trabalhos da área (GONZALEZ et al., 2017; ZIEGLER et al., 2018) e na experiência da autora. A seguir estão listadas as perguntas elaboradas:

1. Você já ouviu falar sobre o tema repotenciação?
2. Em quanto tempo, após o início da operação de um parque eólico, você acha que a repotenciação deve ser pensada?
3. Na empresa que você trabalha - ou outra empresa na qual você tenha trabalhado - existe algum projeto para repotenciar algum parque eólico e/ou algum aerogerador?
4. Você considera economicamente atrativo um projeto de repotenciação que tenha qual custo de investimento em relação ao projeto original?
5. Pensando na repotenciação de um parque eólico, você considera mais importante aumentar a produção de energia, com a instalação de mais turbinas, ou, manter a mesma potência instalada e diminuir a quantidade de máquinas, diminuindo assim o impacto ambiental/visual?
6. Na sua opinião qual(is) a(s) estratégias de gestão de manutenção mais recomendada(s) aos parques eólicos?
7. Com relação à gestão de manutenção dos aerogeradores do(s) parque(s) que sua empresa controla, em qual situação a maioria das máquinas se encontra?

8. Qual a disponibilidade média das turbinas eólicas do portfólio de projetos da sua empresa?
9. Quanto sua empresa gasta, em média, com manutenção?
10. Quais fatores você acha que influenciam a tomada de decisão com relação à repotenciação?
11. Quais políticas públicas você julga necessárias para a continuidade da cadeia eólica no Brasil?

Obtiveram-se 20 respostas, ou seja, 20% dos entrevistados retornaram o questionário. Estas respostas serviram para balizar como as simulações deveriam ser conduzidas.

95% dos entrevistados afirmaram ter conhecimento sobre o que é repotenciação, reforçando a relevância deste trabalho. Com relação ao tempo de repotenciação não houve um consenso entre as respostas, 37% pensam em repotenciar as máquinas após 20 anos de operação, 32% entre 15 e 20 anos, 10% entre 10 e 15 anos, mas houve entrevistados que afirmaram que a repotenciação deve ser pensada a qualquer tempo ou após o fim do contrato de garantia das turbinas.

A relação de investimento entre os projetos também apresentou respostas diversas. 32% acreditam que um projeto de repotenciação atrativo é aquele cujo custo seja de 30% a 50% do custo do projeto original. 10,5% acreditam que o custo deve estar entre 50% e 70%. Também com 10,5% das respostas tem-se que o custo deve ser menor que 30%.

Houve muitas respostas mencionando que outros indicadores financeiros, como a taxa interna de retorno, são mais importantes e devem ser avaliados. Já com relação à produção de energia, 84% dos entrevistados acham mais importante aumentar a potência instalada do parque na repotenciação, visando uma maior produção de energia.

75% dos entrevistados afirmam que os aerogeradores sob seu controle ainda estão com as atividades de O&M a cargo do fabricante. Este é um dado importante, pois significa que os gestores dos parques não sabem qual o real custo destas operações, mas em determinado momento o contrato de garantia das

máquinas terminará e o proprietário ou operador precisará gerenciar tais atividades. As estratégias de manutenção mais recomendadas para parques eólicos segundo os entrevistados são RCM (Manutenção Centrada na Confiabilidade) com 45% das respostas e TPM (Manutenção Produtiva Total) com 40%. Os gastos com manutenção apresentaram respostas muito distintas, sendo que alguns entrevistados apontaram valores até 300,00 R\$/MWh, enquanto outro afirmou gastar menos que 20,00 R\$/MWh. Um afirmou gastar 12.000,00 R\$/aerogerador por ano para uma máquina de 2,0 MW. Foram obtidas ainda outras respostas, mas a maioria respondeu que não tinha conhecimento sobre estes dados.

As respostas para a pergunta sobre quais fatores influenciam a tomada de decisão foram muitas, e praticamente todas mencionaram a taxa interna de retorno, o tempo de retorno e o custo-benefício do projeto. Houve também o levantamento de questões pontuais como a confirmação do recurso eólico, a indisponibilidade prolongada das máquinas e os contratos de venda, transmissão e conexão.

Todas as perguntas e respostas encontram-se no Apêndice A.

Com base nas respostas obtidas, as simulações técnicas foram conduzidas de modo a simular os parques repotenciados totalmente com a mesma potência instalada atualmente e com o dobro desta potência. As simulações econômicas focaram na taxa interna de retorno e no tempo de retorno do investimento, assim como na escalada dos custos de O&M. Todas as simulações foram conduzidas com modelos de aerogeradores de 2,0 e de 3,0 MW.

## 5.1 SIMULAÇÕES TÉCNICAS

O software windPRO foi utilizado para as simulações técnicas. Este programa trabalha com as estatísticas de vento e dados geográficos para simular a produção e as perdas energéticas, as horas operacionais, o fator de capacidade, a curva de potência e uma série de outros dados relevantes a um parque eólico.

Para simular um parque eólico o programa necessita de dados sobre a orografia, rugosidade e condições climáticas locais. Idealmente estes dados devem ser medidos minuciosamente no local do parque. Porém, em estudos de pré- viabilidade ou em trabalhos acadêmicos como este, tais dados, medidos in loco, não

estão disponíveis. Para contornar este problema, o próprio windPRO possibilita ao usuário acessar bases de dados online gratuitas.

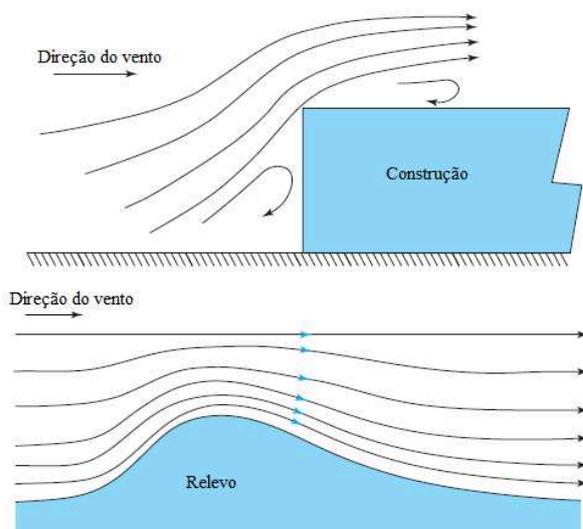
As curvas de nível são isolinhas que unem os pontos com a mesma altitude, formando um mapa de orográfico. As curvas de nível nos locais dos dois parques estudados foram obtidas através dos mapas do projeto Shuttle Radar Topography Mission (SRTM) da NASA acessados diretamente no windPRO. Este projeto coletou dados topográficos das superfícies da Terra criando o primeiro conjunto de dados globais de elevações terrestres com resolução de 1 grau (30 m) (NASA, 2016).

A rugosidade do local é a caracterização do que há no terreno nos arredores do parque eólico, correspondendo à “textura” da superfície. O vento é um escoamento de ar que interage com a superfície, e desta interação surge o atrito, o qual irá causar dissipação de energia. Em geral, quanto mais pronunciada a rugosidade do terreno, mais o vento será desacelerado. Florestas e grandes cidades atenuam consideravelmente o vento, diminuindo o seu conteúdo energético, enquanto campos abertos e superfícies aquosas causam menores perturbações.

Na indústria eólica a rugosidade é geralmente definida em classes ou comprimentos. Por exemplo, 3 é uma classe alta de rugosidade e refere-se a paisagens com uma floresta densa e alta ou a cidades, enquanto 0 é a classe de rugosidade para lagos, mares e oceanos. Nas áreas dos parques em estudo a rugosidade foi feita manualmente através das imagens de satélite disponibilizadas pelo programa Google Earth, enquanto para as áreas mais afastadas foi utilizada a base de dados GlobCover 2009 acessada por meio do windPRO. A base GlobCover 2009 é um projeto de desenvolvimento de mapas globais de cobertura do solo que utiliza como entrada observações do satélite ENVISAT, e sua resolução espacial é de 300 m (ESA, 2005).

A Figura 5.1 apresenta como o escoamento de vento é perturbado por variações na rugosidade e na orografia em uma área.

Figura 5.1 – Como a rugosidade e a orografia influenciam o escoamento de vento



Fonte: Adaptado de Hemami (2012)

Idealmente as estatísticas de vento devem ser obtidas mediante o seu monitoramento por torres anemométricas instaladas na área do parque. Porém, quando isto não for possível, as bases sintéticas são uma alternativa. As bases sintéticas são torres virtuais espalhadas pelo globo terrestre que utilizam dados de reanálise. Por sua vez, os dados de reanálise provêm de estudos detalhados das condições atmosféricas, baseados em observações de sensores e instrumentos e empregando uma modelagem numérica. O processo de reanálise faz a interpretação de padrões de ventos, pressão, temperatura, umidade e nebulosidade ao redor do globo. Este procedimento permite uma projeção completa do estado da atmosfera local partindo de um conjunto de dados limitado, imperfeito e distribuído regularmente sobre uma malha global.

As bases sintéticas empregam a reanálise, gerando séries de dados meteorológicos obtidos através da assimilação e da compilação destes dados observados em todo o planeta. Existem várias bases sintéticas disponíveis, e as principais são a NCEP-R1, NCEP-R2 e CFSR do National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), a ERA-40 e ERA-Interim do European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), a JRA-25 da Japanese Meteorological Agency e a MERRA da NASA.

Ao longo do desenvolvimento dos dados de reanálises, as bases sintéticas foram aperfeiçoando suas falhas e imprecisões, melhorando assim a previsão dos

dados meteorológicos (MEDEIROS; COSTA; DEMARCO, 2016). Cada base sintética tem características próprias, como quantidade e tipo de dados, altura de medições e disponibilidade temporal. Neste trabalho, as bases sintéticas mais próximas aos locais dos parques foram analisadas, e a base mais representativa para cada caso foi selecionada para a obtenção da série de dados.

### **5.1.1 Simulação Técnica Eólica De Taíba**

A avaliação técnica da Eólica de Taíba iniciou-se com a construção dos parques no software windPRO, como apresentado na Figura 5.2.

Próximas à Eólica de Taíba existem quatro torres sintéticas: uma torre CFSSR, uma ERA-5 e duas torres da base MERRA, como apresentado na Figura 5.3. A torre mais próxima é a da base CFSSR, que está a 7 km do parque, porém esta torre possui dados de ventos medidos apenas a 10 m de altura do solo. É prática comum no estudo da produção de energia de um parque eólico extrapolar os dados medidos a alturas mais baixas para a altura do cubo da futura turbina. A velocidade do vento aumenta a partir do solo seguindo um perfil logarítmico, desta forma é possível obter a velocidade em alturas mais elevadas partindo de medições em alturas mais baixas. Todavia, a torre CFSSR possui apenas uma medição a uma altura muito baixa, o que eleva a incerteza na extrapolação. Desta forma, apesar desta torre ser a mais próxima ao parque, ela não foi utilizada para gerar as estatísticas de vento.

Figura 5.2 – Eólica de Taíba e parques vizinhos no windPRO



Fonte: windPRO (2019)

A torre ERA-5 está a 17,5 km de distância da Eólica de Taíba, e possui dados a 10 e a 100 m de altura. Porém, esta torre possui dados somente a partir de 2008, completando 10 anos de dados históricos até 2018. As estatísticas de vento são baseadas em no mínimo 20 anos de dados de vento (EMD INTERNACIONAL, 2012; MME/EPE, 2017). Sendo assim, a torre ERA-5 também foi descartada.

As torres MERRA possuem dados a 50 m de altura, ambas com disponibilidade temporal de 20 anos ou mais. A torre MERRA–oceano se encontra a 20 km do parque, enquanto a MERRA–terra está a 48 km de distância. A média de longo termo das duas torres é muito próxima: para a torre no oceano tem-se 7,79 m/s a 50 m, enquanto para a torre em terra, 7,24 m/s. Uma velocidade média menor era esperada na torre em terra, pois esta sofre com a rugosidade e o relevo locais, enquanto a torre no oceano está cercada por água, cuja rugosidade e relevo são neutros. Devido à maior proximidade ao parque, a torre MERRA–oceano foi a escolhida para gerar as estatísticas de vento.

Figura 5.3 – Localização das bases sintéticas próximas à Eólica de Taíba



Fonte: Google Earth (2019)

A Tabela 5.1 apresenta a velocidade média mensal na torre MERRA–oceano a 50 m de altura.

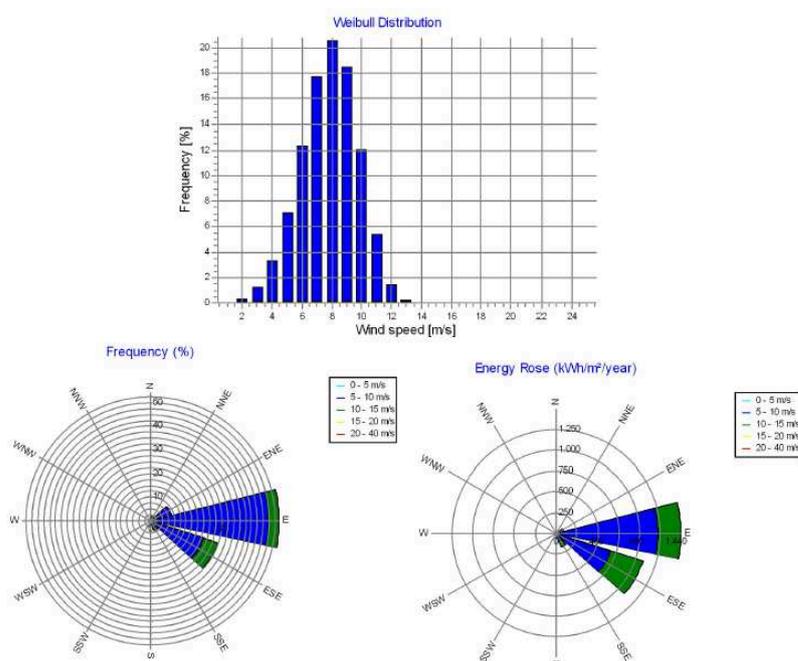
Tabela 5.1 – Velocidade média mensal na torre MERRA–oceano a 50 m

	<b>Velocidade Média (m/s)</b>
<b>Janeiro</b>	6,99
<b>Fevereiro</b>	6,57
<b>Março</b>	6,02
<b>Abril</b>	5,87
<b>Maio</b>	6,62
<b>Junho</b>	7,67
<b>Julho</b>	8,58
<b>Agosto</b>	9,45
<b>Setembro</b>	9,73
<b>Outubro</b>	9,40
<b>Novembro</b>	8,76
<b>Dezembro</b>	8,11
<b>Média de longo termo</b>	7,79

Fonte: Autoria própria (2019)

Na Figura 5.4 pode-se observar a distribuição de Weibull das velocidades de vento da torre, assim como a rosa dos ventos de frequência e energia. No local do parque a direção do vento predominante é leste, característico da costa nordeste brasileira. A direção predominante do vento é de extrema importância para o posicionamento dos aerogeradores visando diminuir o efeito esteira, assim como para entender a influência que os parques vizinhos exercem sobre o parque em análise.

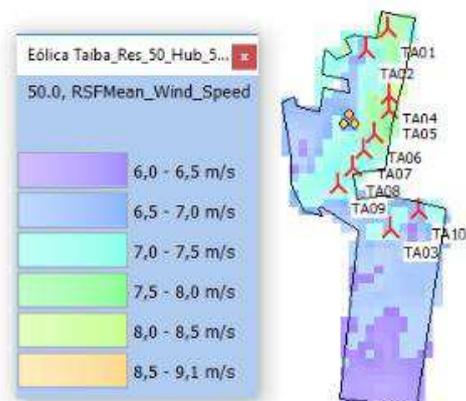
Figura 5.4 – Dados anemométricos da torre MERRA–oceano a 50 m



Fonte: windPRO (2019)

Com base na estatística de vento gerada pela torre sintética, o software windPRO calcula o mapa do recurso eólico para a área do parque. Este mapa mostra a distribuição das velocidades de vento sinalizando as áreas mais energéticas do terreno. O mapa de recurso eólico da Eólica de Taíba está apresentado na Figura 5.5, onde se pode observar que os aerogeradores estão concentrados nos pontos de maior recurso eólico.

Figura 5.5 – Mapa do recurso eólico da Eólica de Taíba



Fonte: windPRO (2019)

O próximo passo na análise técnica foram as simulações energéticas. Como definido, as simulações foram feitas mantendo-se a potência atual do parque e duplicando a mesma, com aerogeradores de 2,0 e 3,0 MW. Os fabricantes de aerogeradores selecionados foram Gamesa, para as máquinas de 2,0 MW, Alstom e Acciona para as máquinas de 3,0 MW, devido ao domínio de tais modelos em cada faixa de potência no Brasil (BONA; ROMIO; DIAS, 2016). Como a potência original da Eólica de Taíba é 5 MW (número não múltiplo de 2 ou 3), simulações de 6, 9 e 10 MW foram conduzidas.

Para o posicionamento das turbinas utilizou-se a opção Optimize do windPRO. Trata-se de um algoritmo que analisa o mapa de recurso eólico do terreno e otimiza o posicionamento das turbinas para a maior produção de energia e menor perda. A Tabela 5.2 apresenta os resultados para a produção anual de energia, fator de capacidade e perdas por efeito esteira para cada simulação.

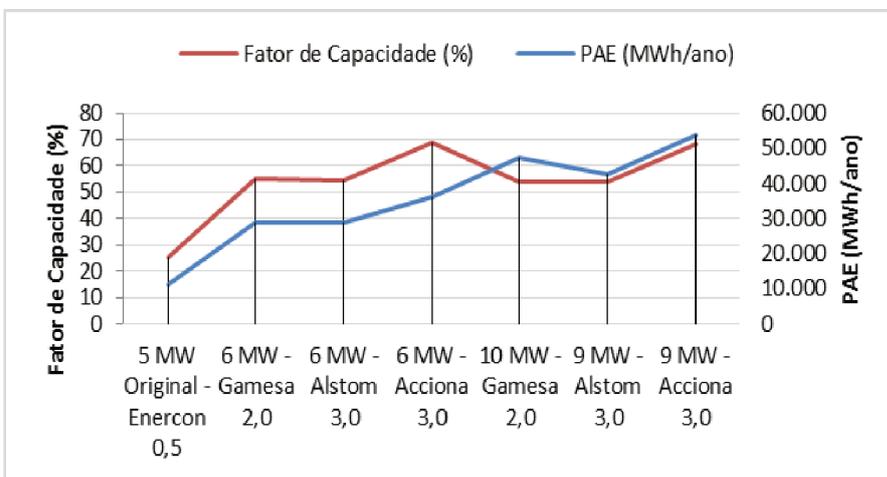
Na Figura 5.6 tem-se a variação da produção anual de energia e do fator de capacidade, enquanto a Figura 5.7 apresenta a variação das perdas por efeito esteira.

Tabela 5.2 – Resultados das simulações energéticas – Eólica de Taíba

		PAE (MWh/ano)	FC (%)	Perdas por Efeito Esteira (%)
Eólica de Taíba	5 MW Original - Enercon 0,5	11.134,30	25,40	6,20
	6 MW - Gamesa 2,0	29.013,20	55,20	3,10
	6 MW - Alstom 3,0	28.797,90	54,80	2,60
	6 MW - Acciona 3,0	36.324,00	69,10	1,80
	10 MW - Gamesa 2,0	47.205,30	53,90	3,60
	9 MW - Alstom 3,0	42.550,50	53,90	2,40
	9 MW - Acciona 3,0	53.967,40	68,40	1,80

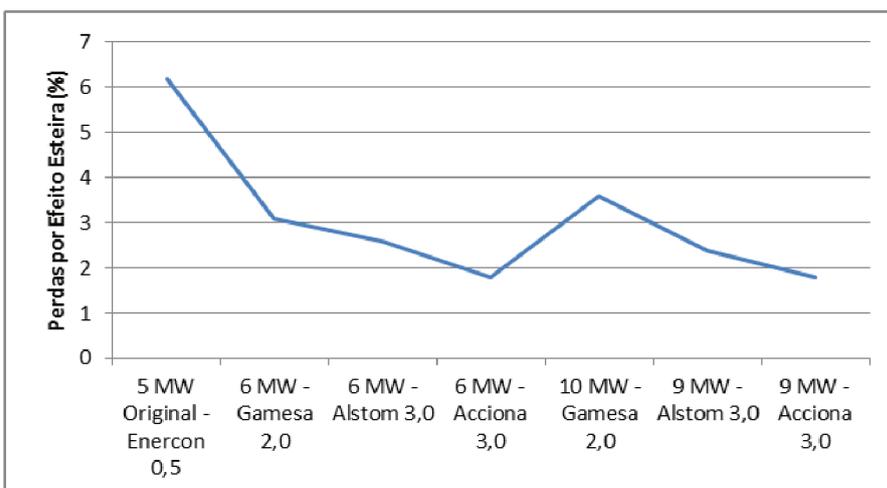
Fonte: Autoria própria (2019)

Figura 5.6 – Variação da PAE e do FC – Eólica de Taíba



Fonte: Autoria própria (2019)

Figura 5.7 – Variação das perdas por efeito esteira – Eólica de Taíba

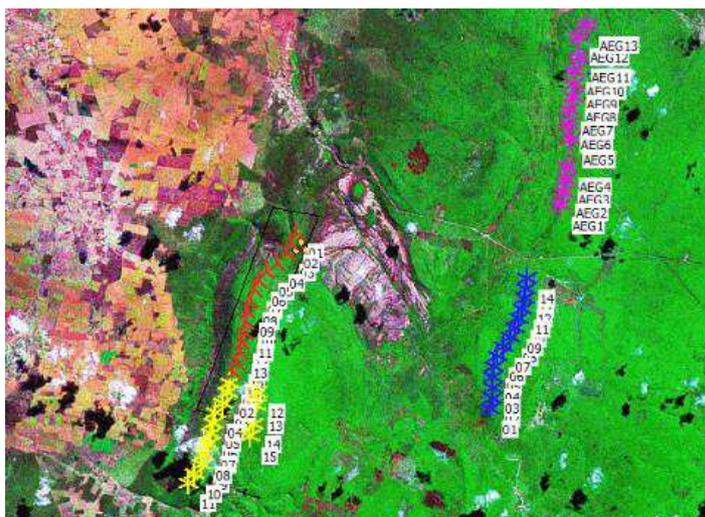


Fonte: Autoria própria (2019)

### 5.1.2 Simulação Técnica Dois Riachos

A Figura 5.8 apresenta o parque Dois Riachos e os parques vizinhos que influenciam a sua produção de energia no windPRO.

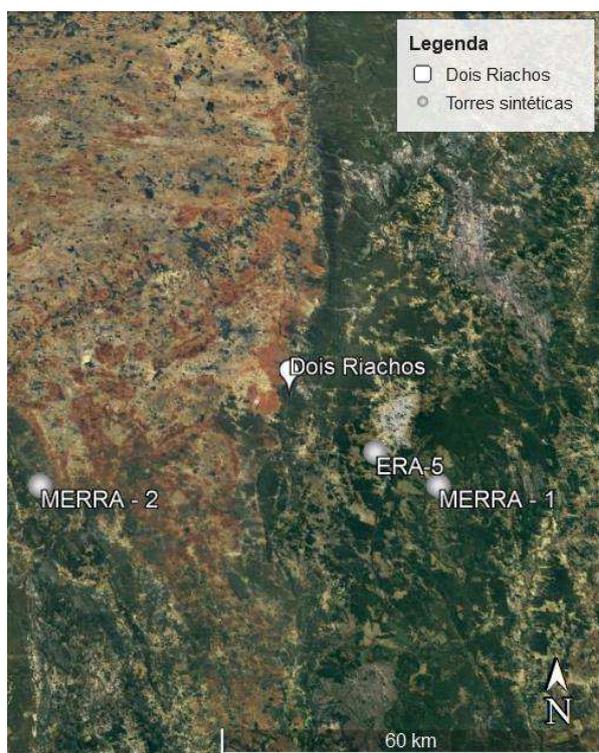
Figura 5.8 – Parque eólico Dois Riachos e parques vizinhos no windPRO



Fonte: windPRO (2019)

Na região do parque Dois Riachos, três torres sintéticas foram encontradas: uma torre ERA-5 e duas torres MERRA, como mostrado na Figura 5.9. A torre ERA-5 é a mais próxima do parque, a 18 km, porém, como já foi abordado, esta base sintética possui apenas 10 anos de dados. As duas torres MERRA foram então avaliadas. A torre MERRA-1, apesar de estar mais próxima ao parque, aproximadamente a 30 km deste, possui uma média de longo termo muito baixa, 4,26 m/s a 50 m de altura. A velocidade média a 100 m na torre ERA-5 foi de 5,94 m/s e na torre MERRA-2 foi de 5,86 m/s a 50 m, desta forma, a torre MERRA-1 poderia subestimar a produção de energia. Uma rápida simulação com as características originais do parque foi feita com a torre MERRA-1 para avaliar esta hipótese. De fato, o fator de capacidade obtido para o parque original com a torre MERRA-1 foi de 13%, muito abaixo do valor original de 46%, sendo assim, a torre MERRA-2 foi a escolhida para a obtenção das estatísticas de vento.

Figura 5.9 – Localização das bases sintéticas próximas ao parque Dois Riachos



Fonte: Google Earth (2019)

Na Tabela 5.3 estão apresentados os valores de velocidade média mensal para a torre MERRA-2.

Tabela 5.3 – Velocidade média mensal na torre MERRA-2 a 50 m

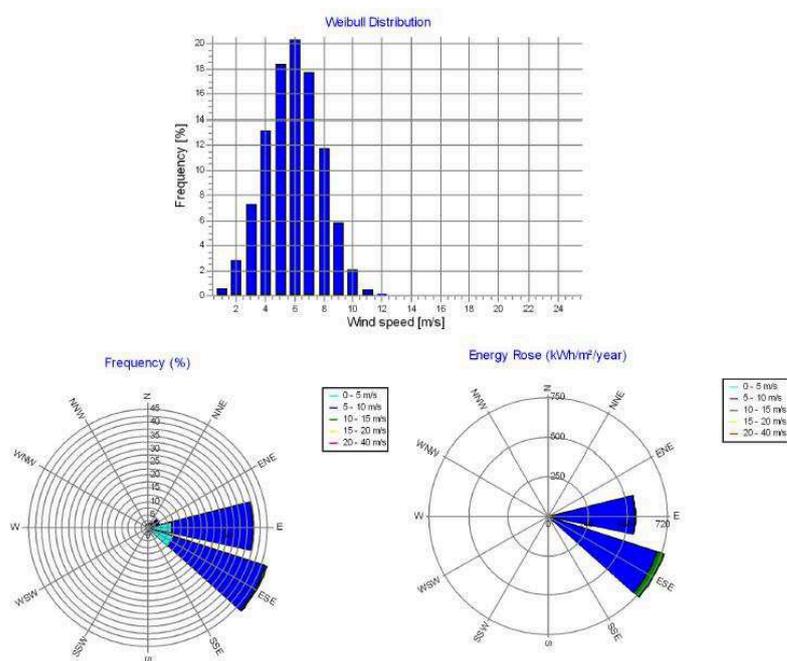
	<b>Velocidade Média (m/s)</b>
<b>Janeiro</b>	5,08
<b>Fevereiro</b>	5,08
<b>Março</b>	4,98
<b>Abril</b>	5,54
<b>Maio</b>	5,83
<b>Junho</b>	6,54
<b>Julho</b>	6,86
<b>Agosto</b>	6,99
<b>Setembro</b>	6,92
<b>Outubro</b>	6,34
<b>Novembro</b>	5,18
<b>Dezembro</b>	4,97
<b>Média de longo termo</b>	5,86

Fonte: Autoria própria (2019)

A Figura 5.10 traz a distribuição de Weibull, a rosa dos ventos de frequência e de energia para a torre selecionada. A velocidade predominante é por volta de 6 m/s e a direção mais significativa, tanto na frequência quanto no conteúdo energético, é leste-sudeste.

A Figura 5.11 apresenta o mapa de recurso eólico para o parque Dois Riachos. Novamente, é possível notar que os aerogeradores foram posicionados nas áreas com maior teor energético.

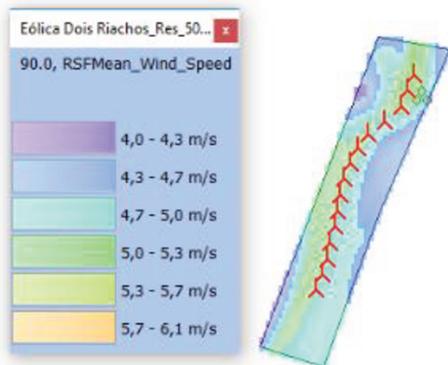
Figura 5.10 – Dados anemométricos da torre MERRA-2 a 50 m



Fonte: windPRO (2019)

A partir das estatísticas de vento e do mapa de recurso eólico, as simulações foram conduzidas nos mesmos termos apresentados. A Tabela 5.4 e a Figura 5.12 e Figura 5.13 apresentam os resultados obtidos.

Figura 5.11 – Mapa do recurso eólico do parque Dois Riachos



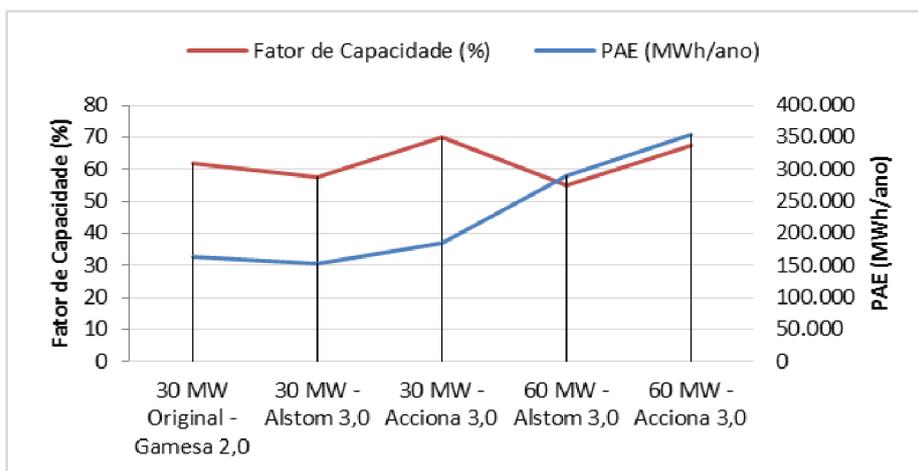
Fonte: windPRO (2019)

Tabela 5.4 – Resultado das simulações energéticas – Dois Riachos

		PAE (MWh/ano)	FC (%)	Perdas por Efeito Esteira (%)
Dois Riachos	30 MW Original - Gamesa 2,0	162.570,40	61,80	1,9
	30 MW - Alstom 3,0	151.699,70	57,70	2,0
	30 MW - Acciona 3,0	183.955,50	70,00	1,9
	60 MW - Alstom 3,0	289.686,50	55,10	5,6
	60 MW - Acciona 3,0	353.211,50	67,20	5,3

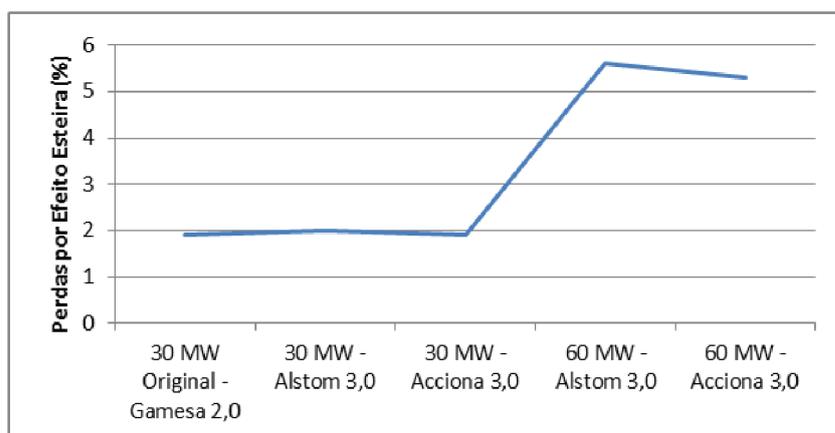
Fonte: Autoria própria (2019)

Figura 5.12 – Variação da PAE e do FC – Dois Riachos



Fonte: Autoria própria (2019)

Figura 5.13 – Variação das perdas por efeito esteira – Dois Riachos



Fonte: Autoria própria (2019)

## 5.2 SIMULAÇÕES ECONÔMICAS

Após a avaliação das respostas do questionário e da revisão bibliográfica, entendeu-se que a análise econômica está intimamente ligada a três parâmetros: taxa interna de retorno, tempo de retorno e custo de O&M.

A TIR é uma maneira de comparar projetos e escolher aqueles mais atrativos. Ela pode ser definida como uma taxa de desconto que iguala o valor presente líquido (VPL) do investimento a zero: quanto maior for a TIR, mais atrativo será o investimento, e caso ela for menor que zero, o projeto deverá ser descartado. Dentre as principais vantagens da utilização da TIR, tem-se o fato dela retornar uma taxa que representa a rentabilidade de um investimento, bem como a sua fácil comparação. Entretanto, alguns cuidados devem ser tomados, pois ela não leva em consideração os riscos e eventuais perdas aos quais o projeto está exposto. Como em projetos eólicos que vendem energia por longos períodos pré-determinados há uma grande previsibilidade das receitas e fluxos de caixa, esta desvantagem pode ser minimizada. Além disto, diversos trabalhos que avaliaram economicamente projetos eólicos utilizaram a taxa interna de retorno (CASTRO-SANTOS et al., 2016; LIU et al., 2018; SALLES, 2004; VILLENA-RUIZ et al., 2018). O cálculo da TIR é feito usando-se a equação (5.1).

$$0 = \text{VPL} = \sum_{t=0}^n \frac{\text{FC}_t}{(1 + \text{TIR})^t} \quad (5.1)$$

Onde VPL é o valor presente líquido,  $t$  é o tempo inicial e  $n$  o final,  $\text{FC}_t$  é o fluxo de caixa, sendo que o primeiro valor é o valor do investimento com sinal negativo e TIR é a taxa interna de retorno.

O tempo de retorno é o período para recuperar o valor investido. Pode-se trabalhar com o tempo de retorno simples ou o descontado. No caso simples, calcula-se o valor investido, a previsão de receitas e o tempo necessário para que o investimento se pague. No caso descontado, as receitas são trazidas a valor presente utilizando-se uma taxa de juros, permitindo assim que o valor do dinheiro no tempo seja considerado. Nesta análise utilizou-se o tempo de retorno descontado, pois este considera o custo do capital envolvido, tornando assim a avaliação mais realista.

Para se obter os índices financeiros mencionados, é necessário estimar o valor do investimento, no caso, o valor do parque eólico como um todo. Como o parque eólico Dois Riachos venceu o leilão de energia nova A-5 de 2012, o valor do seu investimento foi de R\$ 144.121.200,00. Este valor está disponibilizado para consulta nos documentos do certame, assim como os valores de todos os parques vencedores de leilões. Tais documentos podem ser encontrados nos sites da ANEEL, da CCEE e do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) do Governo Federal. Todavia, as simulações trabalharam com potências e aerogeradores diferentes, de forma que foi necessário encontrar um valor médio de investimento por megawatt instalado (R\$/MW<sub>instalado</sub>) para cada modelo de aerogerador. Para encontrar este valor, todos os parques vencedores de leilão a partir de 2005 foram analisados. Todos os parques que contavam com aerogeradores Gamesa 2,0 MW foram agrupados, e o valor do seu investimento foi dividido pela potência instalada da usina de forma a obter um indicador do custo do investimento por megawatt instalado. Os valores obtidos em R\$/MW<sub>instalado</sub> foram então atualizados da data do leilão até o dia 31 de dezembro de 2018 pelo IPCA e a sua média foi calculada. Tal procedimento foi repetido para os modelos Alstom e Acciona 3,0 MW. Na Tabela 5.5 são apresentados os resultados da média de investimento por megawatt

instalado no Brasil e, a partir destes valores, foi possível estimar o investimento necessário para cada parque simulado neste estudo.

Tabela 5.5 – Valor médio do investimento por MW instalado no Brasil

<b>Aerogerador</b>		
Gamesa 2,0 MW	Alstom 3,0 MW	Acciona 3,0 MW
6.577.743,67 R\$/MW	5.373.750,71 R\$/MW	4.867.199,00 R\$/MW

Fonte: Autoria própria (2019)

A Eólica de Taíba entrou em operação em 1998 com um modelo de aerogerador de apenas 0,5 MW que, à época, era considerado tecnologia de ponta. Devido à rápida evolução tecnológica, em 2005, quando os leilões de energia iniciaram, os modelos de turbinas eólicas já eram muito mais potentes. Assim, não há nenhum parque que tenha vencido leilão com aerogeradores Enercon E-40 (modelo utilizado na Eólica de Taíba). Como a Eólica de Taíba é muito antiga, não há quase nenhum material disponibilizado na internet para consulta que contenha informações financeiras do parque.

Para se obter o valor do investimento, uma mensagem por fax da Wobben Windpower (proprietária da Eólica de Taíba) enviada à Ouvidoria da ANEEL em 20 de maio de 1999 foi avaliada. Nesta mensagem a empresa contestava os valores de umas das resoluções da agência sobre a remuneração da energia eólica. Em meio à mensagem, há a informação sobre o custo do empreendimento da Eólica de Taíba, o valor de 1.070,00 US\$/kW foi investido no parque. Na mesma mensagem há a informação que o dólar custava à época 1,70 reais e, sendo assim, o custo do investimento foi de R\$ 9.095.000,00. Esta mensagem está disponibilizada no Anexo A.

Para encontrar o tempo de retorno descontado é necessário trazer os valores a valor presente líquido e, para isto, é necessário conhecer a taxa de juros aplicada. Para obter o valor da taxa de juros, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) foi consultado. No caso de financiamentos para empreendimentos de energias renováveis concedidos a empresas privadas na forma de apoio direto, a taxa aplicada segue a equação (5.2) (BNDES, 2019a).

$$\text{Taxa de Juros} = \text{Fator Custo} \times \text{Fator Taxa BNDES} - 1 \quad (5.2)$$

Onde o Fator Custo trata-se da taxa de juros de longo prazo (TJLP), o Fator Taxa BNDES é uma taxa composta pela taxa de remuneração do BNDES, que varia de 0,9% a 1,3% (a.a.), e a taxa de risco de crédito, que é uma taxa acertada entre o banco e a empresa, e varia de acordo com o projeto. No caso de financiamentos para empreendimentos eólicos para unidades federativas e municípios, a taxa de risco de crédito varia entre 0,07% e 1% (a.a.). Como não foi possível encontrar o valor da taxa de remuneração, pois tais dados são tratados com sigilo, optou-se por trabalhar da maneira mais conservadora e escolher o valor mais alto. Da mesma forma, não foram encontradas informações acerca da taxa de risco de crédito e, neste caso, optou-se por utilizar a taxa mais conservadora do caso de financiamentos a unidades federativas e municípios. Por fim, em dezembro de 2018 a TJLP era de 6,52% (BNDES, 2019b) e, desta forma, a taxa de juros foi calculada usando-se a equação (5.3).

$$\text{Taxa de Juros} = 1,0652 \times 1,023 - 1 = 9\% \quad (5.3)$$

A taxa de juros foi utilizada para trazer a valor presente as receitas dos parques e calcular o tempo de retorno descontado.

Outro parâmetro analisado nas simulações econômicas foi a escalada dos custos de O&M. Uma das perguntas do questionário aplicado foi justamente o custo de O&M dos aerogeradores no Brasil. Contudo, nesta pergunta as respostas foram as mais variadas, impossibilitando a escolha de um valor com uma boa segurança. Três entrevistados responderam que o custo de O&M variava entre 200 e 300 R\$/MWh e, como este valor está em MWh, é necessário multiplicá-lo pela energia produzida pelo parque.

Ao realizar estes cálculos, os valores de O&M encontrados foram exorbitantes, ultrapassando as receitas anuais dos parques. Uma das respostas dadas foi que o custo de O&M de um aerogerador de 2,0 MW é de 12.000,00 R\$/ano. Este valor parece ser muito mais plausível e foi o escolhido para esta análise. No caso, 12.000,00 R\$/ano foram divididos pela potência nominal da turbina

de 2,0 MW, obtendo-se assim um valor de 6.000,00 R\$/MW por ano, e este valor foi então aplicado nas simulações.

Sabe-se que os contratos de compra de aerogeradores já vêm atrelados a um pacote de O&M do fabricante por um período de até 10 anos, e esta situação foi confirmada pelo questionário. Então, para avaliar a escalada dos custos de O&M, considerou-se que nos primeiros 10 anos de operação tais custos são iguais a zero, pois o fabricante ainda se responsabiliza pela turbina. Entre os anos 10 e 15 foi considerado que os custos de O&M são os mencionados acima. Entre os anos 15 e 20 três hipóteses foram propostas: (a) os custos continuam os mesmos, (b) os custos duplicam, e (c) os custos quadruplicam. Buscou-se com essas hipóteses avaliar como o aumento destes custos, com o envelhecimento das turbinas, impacta as receitas dos parques e, conseqüentemente, na taxa interna de retorno e no tempo de retorno.

### **5.2.1 Simulação Econômica Eólica De Taíba**

O primeiro passo para a avaliação econômica foi estimar a TIR e o TR do projeto original da Eólica de Taíba. Como mencionado, não há muitas informações disponíveis sobre a situação financeira deste parque devido à sua idade. Sabe-se que o valor do investimento inicial, à época, foi de R\$ 9.095.000,00, e este valor atualizado até dezembro de 2018 corresponde a R\$ 30.705.823,61. A energia contratada pela COELCE era de 17.500 MWh/ano, e a tarifa inicial foi de 48,12 R\$/MWh (DUTRA, 2001; LEÃO; ANTUNES; FROTA, 1999). Esta tarifa teve seu valor normativo alterado por posteriores resoluções da ANEEL, indo assim ao encontro da contestação da própria Wobben Windpower mencionada. A Tabela 5.6 mostra a atualização do valor normativo. O valor normativo não é o valor da tarifa final, sendo na verdade um valor mínimo que será utilizado para atualizar a tarifa final para cada contrato de venda. Nesta avaliação o valor normativo foi utilizado como tarifa final e a receita anual do parque foi calculada multiplicando-se esta tarifa pela energia contratada. A partir de 2001 o valor normativo da fonte eólica não foi mais atualizado, provavelmente devido à reorganização do setor elétrico após a crise

de abastecimento de 2001 e à troca para o sistema de vendas por leilão, que foi introduzido em 2004.

Tabela 5.6 – Resoluções ANEEL com o valor normativo da fonte eólica

	Data	Valor Normativo
Resolução Nº 233	Julho/1999	R\$ 110,90
Resolução Nº 22	Fevereiro/2001	R\$ 112,21

Fonte: Autoria própria (2019)

Utilizando-se o valor do investimento e os valores de receita para o período de 15 anos, foi possível calcular a TIR do projeto original e o seu TR. A taxa interna de retorno encontrada foi de 17%, e o TR de 5,3 anos.

O próximo passo foi fazer este cálculo para cada um dos parques repotenciados dispostos na Tabela 5.2. Para calcular o valor de cada investimento, os valores da Tabela 5.5 foram multiplicados pela potência instalada de cada parque. Sabe-se, porém, que um projeto de repotenciação tem como vantagem reaproveitar a infraestrutura já construída no antigo parque e, desta forma, não é correto considerar que o valor de investimento corresponde a 100% do valor de um parque novo. Segundo Colmenar-Santos et al. (2015), o valor do investimento de um parque repotenciado é 89% do valor de um parque novo. Sendo assim, cada valor de investimento encontrado foi multiplicado por 0,89, visando considerar que parte da infraestrutura existente será reutilizada. A Tabela 5.7 apresenta os valores encontrados.

Tabela 5.7 – Valor do investimento para cada parque repotenciado – Eólica de Taíba

		Valor investimento*	89%
Eólica de Taíba	6 MW - Gamesa 2,0	R\$ 39.466.462,01	R\$35.125.151,19
	6 MW - Alstom 3,0	R\$ 32.242.504,26	R\$28.695.828,79
	6 MW - Acciona 3,0	R\$ 29.203.194,00	R\$25.990.842,66
	10 MW - Gamesa 2,0	R\$ 65.777.436,69	R\$58.541.918,65
	9 MW - Alstom 3,0	R\$ 48.363.756,39	R\$43.043.743,19
	9 MW - Acciona 3,0	R\$ 43.804.790,99	R\$38.986.263,98

\*Potência x R\$/MWinstalado

Fonte: Autoria própria (2019)

A Eólica de Taíba vendeu energia para o período de 15 anos em 1999, e este período foi considerado no cálculo da TIR e TR do projeto original. A avaliação da repotenciação foi feita considerando-se a venda de energia no atual cenário, em

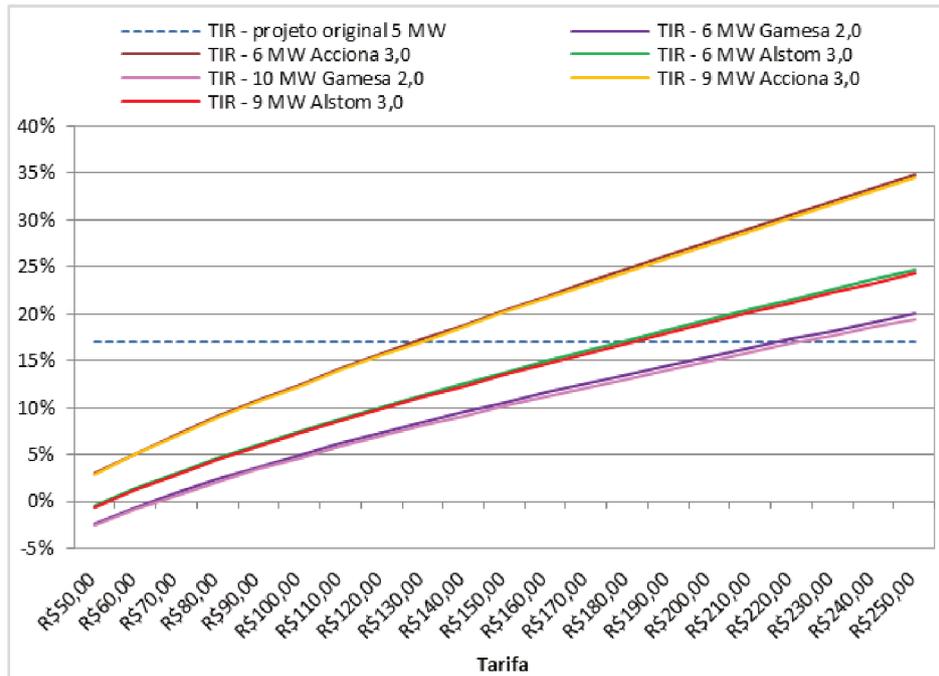
leilões de energia, cujo período de fornecimento é de 20 anos. Portanto, 20 anos foi o horizonte de tempo considerado nos cálculos dos parques repotenciados. Para cada ano a receita do parque foi calculada como sendo a energia produzida – resultado proveniente das simulações no windPRO – multiplicada pela tarifa de venda de energia. Os valores de receita foram trazidos a valor presente pela aplicação da taxa de juros obtida de 9%. Para avaliar como a TIR e o TR se comportam em diferentes cenários, a tarifa foi variada de R\$ 50,00 a R\$ 250,00 o MWh em intervalos de R\$ 10,00. A Tabela 5.8 e a Figura 5.14 apresentam os resultados obtidos.

Tabela 5.8 – Resultado da TIR para os parques repotenciados – Eólica de Taíba

<b>Tarifa</b>	<b>TIR - 6 MW Gamesa 2,0</b>	<b>TIR - 6 MW Acciona 3,0</b>	<b>TIR - 6 MW Alstom 3,0</b>	<b>TIR - 10 MW Gamesa 2,0</b>	<b>TIR - 9 MW Acciona 3,0</b>	<b>TIR - 9 MW Alstom 3,0</b>
R\$ 50,00	-2%	3%	-0,5%	-3%	3%	-1%
R\$ 60,00	-1%	5%	1%	-1%	5%	1%
R\$ 70,00	1%	7%	3%	1%	7%	3%
R\$ 80,00	2%	9%	5%	2%	9%	4%
R\$ 90,00	4%	11%	6%	3%	11%	6%
R\$ 100,00	5%	12%	7%	5%	12%	7%
R\$ 110,00	6%	14%	9%	6%	14%	9%
R\$ 120,00	7%	16%	10%	7%	16%	10%
R\$ 130,00	8%	17%	11%	8%	17%	11%
R\$ 140,00	10%	19%	13%	9%	19%	12%
R\$ 150,00	11%	20%	14%	10%	20%	13%
R\$ 160,00	12%	22%	15%	11%	22%	15%
R\$ 170,00	13%	23%	16%	12%	23%	16%
R\$ 180,00	14%	25%	17%	13%	25%	17%
R\$ 190,00	14%	26%	18%	14%	26%	18%
R\$ 200,00	15%	28%	19%	15%	27%	19%
R\$ 210,00	16%	29%	20%	16%	29%	20%
R\$ 220,00	17%	31%	22%	17%	30%	21%
R\$ 230,00	18%	32%	23%	18%	32%	22%
R\$ 240,00	19%	33%	24%	19%	33%	23%
R\$ 250,00	20%	35%	25%	19%	34%	24%

Fonte: Autoria própria (2019)

Figura 5.14 – Variação da TIR – Eólica de Taíba



Fonte: Autoria própria (2019)

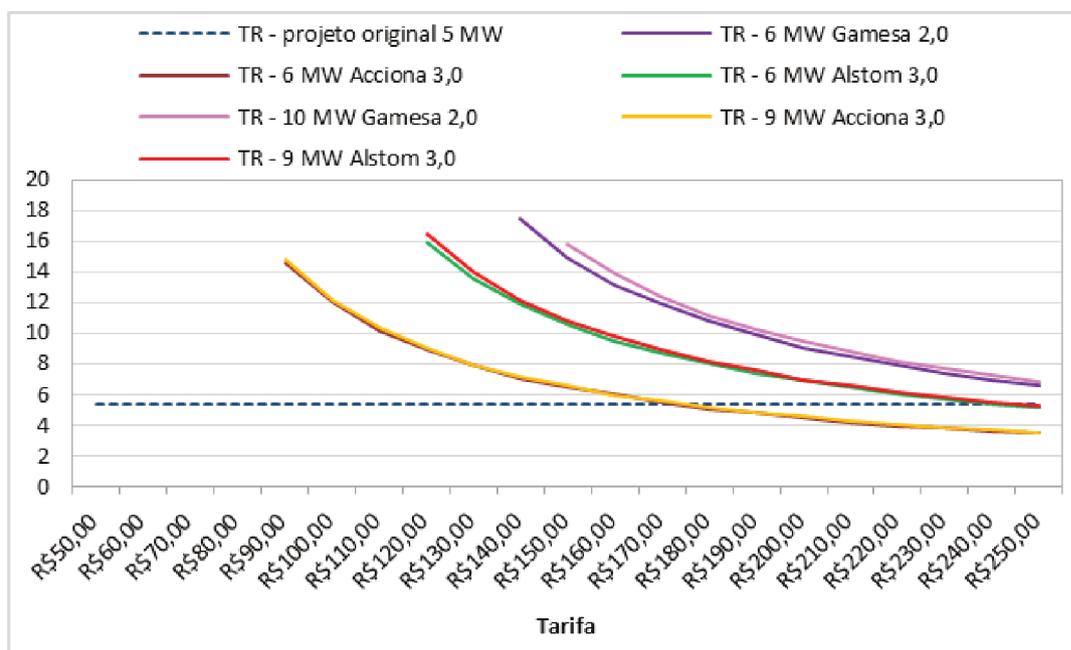
A Tabela 5.9 e a Figura 5.15 apresentam os resultados para o TR.

Tabela 5.9 – Resultado do TR para os parques repotenciados – Eólica de Taíba

Tarifa	TR - 6 MW Gamesa 2,0	TR - 6 MW Acciona 3,0	TR - 6 MW Alstom 3,0	TR - 10 MW Gamesa 2,0	TR - 9 MW Acciona 3,0	TR - 9 MW Alstom 3,0
R\$ 50,00						
R\$ 60,00						
R\$ 70,00						
R\$ 80,00						
R\$ 90,00		14,5			14,8	
R\$ 100,00		12,0			12,1	
R\$ 110,00		10,1			10,3	
R\$ 120,00		8,9	15,9		9,0	16,4
R\$ 130,00		7,9	13,5		8,0	14,0
R\$ 140,00	17,4	7,1	11,8		7,2	12,1
R\$ 150,00	14,9	6,5	10,5	15,8	6,6	10,8
R\$ 160,00	13,2	6,0	9,5	13,8	6,0	9,7
R\$ 170,00	11,9	5,5	8,7	12,3	5,6	8,9
R\$ 180,00	10,8	5,1	8,0	11,2	5,1	8,1
R\$ 190,00	9,9	4,8	7,4	10,2	4,9	7,5
R\$ 200,00	9,0	4,5	6,9	9,4	4,5	7,0
R\$ 210,00	8,4	4,2	6,4	8,8	4,2	6,6
R\$ 220,00	7,9	3,9	6,0	8,1	4,0	6,1
R\$ 230,00	7,4	3,8	5,7	7,7	3,8	5,8
R\$ 240,00	6,9	3,6	5,4	7,2	3,6	5,5
R\$ 250,00	6,6	3,4	5,1	6,9	3,5	5,2

Fonte: Autoria própria (2019)

Figura 5.15 – Variação do TR – Eólica de Taíba



Fonte: Autoria própria (2019)

A seguir as hipóteses sobre os custos de O&M foram introduzidas nas simulações. Todas as hipóteses consideraram que nos primeiros 10 anos os custos de O&M são nulos para os proprietários, pois estes são cobertos pelos fabricantes dos aerogeradores. A primeira hipótese considerou que os custos se mantinham fixos no restante da vida útil do parque. A segunda hipótese considerou que entre os anos 10 e 15 os custos eram  $x$ , e  $2x$  entre os anos 15 e 20, ou seja, os custos dobravam. Por fim, a terceira hipótese considerou que os custos quadruplicavam entre os anos 15 e 20, ou seja,  $4x$ .

Na Tabela 5.10 tem-se a variação da TIR e do TR com relação à Tabela 5.8 e Tabela 5.9, quando a primeira hipótese é simulada. A Tabela 5.11 apresenta os mesmos resultados para a segunda hipótese, e a Tabela 5.12 para a terceira hipótese.

Tabela 5.10 – Variação da TIR e do TR quando os custos de O&amp;M são inseridos na simulação – hipótese: O&amp;M 1x – Eólica de Taíba

Tarifa	6 MW Gamesa 2,0		6 MW Acciona 3,0		6 MW Alstom 3,0		10 MW Gamesa 2,0		9 MW Acciona 3,0		9 MW Alstom 3,0	
	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR
R\$ 50,00	0%		0%		111,45%		0%		0%		0%	
R\$ 60,00	0%		0%		0%		0%		0%		0%	
R\$ 70,00	0%		0%		0%		0%		0%		0%	
R\$ 80,00	0%		0%		0%		0%		0%		0%	
R\$ 90,00	0%		0%	0,47%	0%		0%		0%	0,44%	0%	
R\$ 100,00	0%		0%	-0,55%	0%		0%		0%	0%	0%	
R\$ 110,00	0%		0%	0,57%	0%		0%		0%	0%	0%	
R\$ 120,00	0%		0%	0%	0%	-0,17%	0%		0%	0%	0%	0,47%
R\$ 130,00	0%		0%	0%	0%	0,49%	0%		0%	-0,69%	0%	-0,41%
R\$ 140,00	-5,30%	0,59%	0%	0%	0%	0,42%	0%		0%	0%	0%	0%
R\$ 150,00	0%	0,52%	0%	0%	0%	0%	0%	0,82%	0%	0%	0%	0%
R\$ 160,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0,39%	0%	0%	0%	0%
R\$ 170,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0,50%	0%	0%	0%	0%
R\$ 180,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 190,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 200,00	0%	0,56%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 210,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 220,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 230,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 240,00	-0,10%	0%	-0,03%	0%	-0,07%	0%	-0,11%	0%	-0,03%	0%	-0,08%	0%
R\$ 250,00	-0,09%	0%	-0,03%	0%	-0,07%	0%	-0,10%	0%	-0,03%	0%	-0,07%	0%

Fonte: Autoria própria (2019)

Tabela 5.11 – Variação da TIR e do TR quando os custos de O&amp;M são inseridos na simulação – hipótese: O&amp;M 2x – Eólica de Taíba

Tarifa	6 MW Gamesa 2,0		6 MW Acciona 3,0		6 MW Alstom 3,0		10 MW Gamesa 2,0		9 MW Acciona 3,0		9 MW Alstom 3,0	
	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR
R\$ 50,00	29,58%		0%		111,45%		0%		0%		0%	
R\$ 60,00	0%		0%		0%		0%		0%		0%	
R\$ 70,00	0%		0%		0%		0%		0%		0%	
R\$ 80,00	0%		0%		0%		0%		0%		0%	
R\$ 90,00	0%		0%	0,47%	0%		0%		0%	0,44%	0%	
R\$ 100,00	0%		0%	-0,55%	0%		0%		0%	0%	0%	
R\$ 110,00	0%		0%	0,57%	0%		0%		0%	0%	0%	
R\$ 120,00	0%		0%	0,00%	0%	-0,17%	0%		-3,50%	0%	0%	1,08%
R\$ 130,00	0%		0%	0%	0%	0,49%	0%		0%	-0,69%	0%	-0,41%
R\$ 140,00	-5,30%	1,16%	0%	0%	0%	0,42%	0%		0%	0%	0%	0%
R\$ 150,00	-5,18%	0,52%	0%	0%	0%	0%	0%	0,82%	0%	0%	0%	0%
R\$ 160,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0,39%	0%	0%	0%	0%
R\$ 170,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0,50%	0%	0%	0%	0%
R\$ 180,00	-3,95%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 190,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 200,00	0%	0,56%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 210,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 220,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 230,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 240,00	-0,13%	0%	-0,04%	0%	-0,09%	0%	-0,14%	0%	-0,04%	0%	-0,10%	0%
R\$ 250,00	-0,12%	0%	-0,03%	0%	-0,08%	0%	-0,13%	0%	-0,03%	0%	-0,09%	0%

Fonte: Autoria própria (2019)

Tabela 5.12 – Variação da TIR e do TR quando os custos de O&amp;M são inseridos na simulação – hipótese: O&amp;M 4x – Eólica de Taíba

Tarifa	6 MW Gamesa 2,0		6 MW Acciona 3,0		6 MW Alstom 3,0		10 MW Gamesa 2,0		9 MW Acciona 3,0		9 MW Alstom 3,0	
	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR
R\$ 50,00	29,58%		0%		111,45%		0%		0%		0%	
R\$ 60,00	0%		0%		0%		0%		0%		0%	
R\$ 70,00	0%		0%		0%		-100,00%		0%		0%	
R\$ 80,00	0%		0%		-13,65%		0%		0%		0%	
R\$ 90,00	0%		0%	0,47%	0%		0%		0%	1,11%	0%	
R\$ 100,00	0%		0%	-0,55%	0%		0%		0%	0%	0%	
R\$ 110,00	0%		0%	0,57%	0%		0%		0%	0%	-7,09%	
R\$ 120,00	0%		0%	0%	0%	0,46%	0%		-3,50%	0%	0%	1,08%
R\$ 130,00	0%		0%	0%	0%	0,49%	0%		0%	-0,69%	0%	-0,41%
R\$ 140,00	-5,30%	1,16%	0%	0%	0%	0,42%	0%		0%	0%	0%	0%
R\$ 150,00	-5,18%	0,52%	0%	0%	0%	0%	0%	0,82%	0%	0%	0%	0%
R\$ 160,00	-4,87%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0,39%	0%	0%	0%	0%
R\$ 170,00	-4,45%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0,50%	0%	0%	0%	0%
R\$ 180,00	-3,95%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-2,17%	0%	0%	0%
R\$ 190,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 200,00	0%	0,56%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 210,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 220,00	0%	0%	0%	0%	-2,49%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 230,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 240,00	-0,20%	0%	-0,05%	0%	-0,13%	0%	-0,21%	0%	-0,05%	0%	-0,14%	0%
R\$ 250,00	-0,17%	0%	-0,04%	0%	-0,12%	0%	-0,19%	0%	-0,04%	0%	-0,12%	0%

Fonte: Autoria própria (2019)

### 5.2.2 Simulação Econômica Dois Riachos

O parque eólico Dois Riachos venceu o leilão A-5 de 2012, cujo suprimento teve início em 1º de janeiro de 2017. Uma vez que o parque foi vencedor de um leilão, há uma grande quantidade de documentos e informações para consulta disponíveis nos sites dos agentes do setor elétrico. A CCEE disponibiliza para download na sua biblioteca virtual uma planilha com o resultado mensal consolidado dos leilões de energia. Na planilha de dezembro de 2018 pode-se consultar uma série de informações a respeito de todas as usinas vencedoras de leilões desde 2004. Nesta planilha estão contidos vários detalhes sobre o parque Dois Riachos como, por exemplo, a receita anual contratada no leilão de 2012. A receita anual contratada do parque foi de R\$ 11.292.903,51, equivalente à venda do montante de 13,9 MW, valor correspondente à sua garantia física.

Para o cálculo da TIR e do TR utilizou-se o valor do investimento, R\$ 144.121.200,00, o período de fornecimento de 20 anos e a receita do parque. As simulações energéticas apresentaram uma produção anual de energia de 162.570,40 MWh/ano, enquanto a energia vendida no leilão equivale a 121.764,00 MWh/ano<sup>3</sup>, resultando em uma sobra de 40.806,40 MWh/ano. A receita total do parque foi então calculada como sendo a receita fixa do leilão mais um adicional corresponde à venda da sobra anual no mercado de curto prazo.

No mercado de curto prazo a energia é valorada pelo chamado PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). O PLD é calculado pela CCEE, e corresponde à contabilização entre os montantes de energia contratados e efetivamente consumidos, podendo-se dizer que é o preço da energia não contratada. A CCEE calcula o PLD para todos os submercados (Norte, Nordeste, Centro-Oeste/Sudeste e Sul), e os valores estão disponibilizados no seu site. A Tabela 5.13 apresenta a média anual do PLD para todos os submercados. O adicional foi então calculado

---

<sup>3</sup> Valor equivalente à garantia física do leilão, 13,9 MW, multiplicada por 8.760 horas, valor correspondente ao total de horas em 1 ano.

como sendo a sobra de energia multiplicada pelo PLD médio de 2012 (ano do leilão).

Tabela 5.13 – PLD médio anual

Ano	PLD médio	Ano	PLD médio
2003	R\$ 18,03	2011	R\$ 28,83
2004	R\$ 24,61	2012	R\$ 163,94
2005	R\$ 26,95	2013	R\$ 260,53
2006	R\$ 56,58	2014	R\$ 653,52
2007	R\$ 94,14	2015	R\$ 283,07
2008	R\$ 134,65	2016	R\$ 115,71
2009	R\$ 33,84	2017	R\$ 308,14
2010	R\$ 77,08	2018	R\$ 270,86

Fonte: Autoria própria com base nos dados disponibilizados pela CCEE (2019)

O parque Dois Riachos, juntamente com os parques Damascena e Maniçoba, formam o Conjunto Eólico Serra Azul, de propriedade da Enel Green Power. No Documento de Concepção de Projeto do Conjunto Eólico Serra Azul (ENEL BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA, 2012) tem-se os termos da estrutura de débito do financiamento do empreendimento, em que é informado que a taxa de juros utilizada foi de 10,47%, tendo sido este mesmo valor empregado no cálculo do tempo de retorno.

Com tais dados foi possível calcular a TIR e o TR para o projeto original do parque Dois Riachos, e os valores encontrados foram 11% e 18,4 anos.

As simulações econômicas seguiram com a mesma metodologia aplicada à Eólica de Taíba. A Tabela 5.14 apresenta os valores de investimentos dos parques repotenciados.

Tabela 5.14 – Valor do investimento para cada parque repotenciado – Dois Riachos

		Valor investimento*	89%
Dois Riachos	30 MW - Acciona 3,0	R\$ 146.015.969,98	R\$129.954.213,28
	30 MW - Alstom 3,0	R\$ 161.212.521,30	R\$ 143.479.143,96
	60 MW - Acciona 3,0	R\$ 292.031.939,95	R\$ 259.908.426,56
	60 MW - Alstom 3,0	R\$ 322.425.042,60	R\$ 286.958.287,91
*Potência x R\$/MWinstalado			

Fonte: Autoria própria (2019)

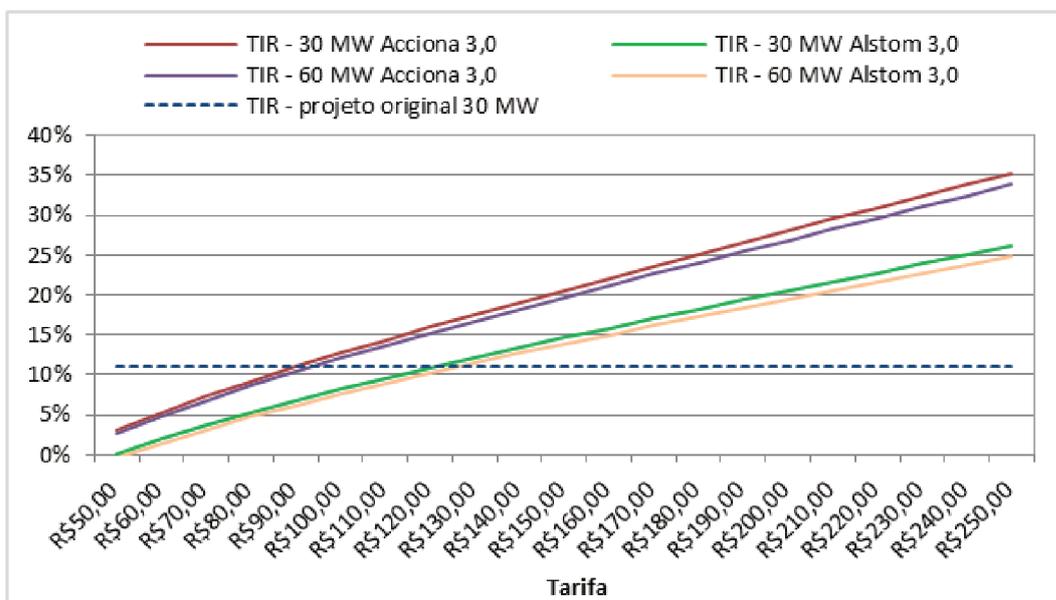
A Tabela 5.15 e a Figura 5.16 apresentam os resultados para a TIR.

Tabela 5.15 – Resultado da TIR para os parques repotenciados – Dois Riachos

Tarifa	TIR - 30 MW Acciona 3,0	TIR - 30 MW Alstom 3,0	TIR - 60 MW Acciona 3,0	TIR - 60 MW Alstom 3,0
R\$ 50,00	3%	0%	3%	0%
R\$ 60,00	5%	2%	5%	1%
R\$ 70,00	7%	4%	7%	3%
R\$ 80,00	9%	5%	9%	5%
R\$ 90,00	11%	7%	10%	6%
R\$ 100,00	13%	8%	12%	8%
R\$ 110,00	14%	10%	14%	9%
R\$ 120,00	16%	11%	15%	10%
R\$ 130,00	18%	12%	17%	11%
R\$ 140,00	19%	13%	18%	13%
R\$ 150,00	21%	15%	20%	14%
R\$ 160,00	22%	16%	21%	15%
R\$ 170,00	24%	17%	23%	16%
R\$ 180,00	25%	18%	24%	17%
R\$ 190,00	27%	19%	25%	18%
R\$ 200,00	28%	21%	27%	20%
R\$ 210,00	30%	22%	28%	21%
R\$ 220,00	31%	23%	30%	22%
R\$ 230,00	32%	24%	31%	23%
R\$ 240,00	34%	25%	32%	24%
R\$ 250,00	35%	26%	34%	25%

Fonte: Autoria própria (2019)

Figura 5.16 – Variação da TIR – Dois Riachos



Fonte: Autoria própria (2019)

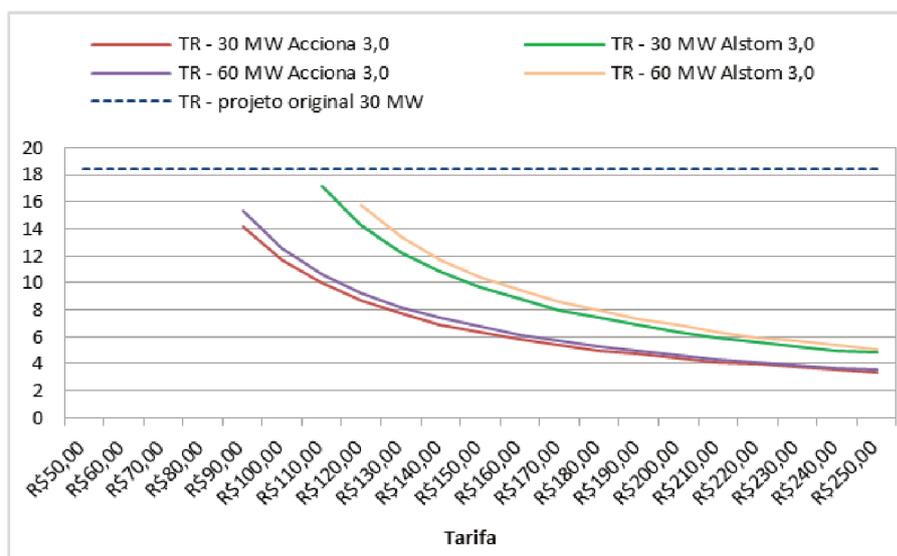
Já a Tabela 5.16 e a Figura 5.17 apresentam os resultados para o TR.

Tabela 5.16 – Resultado da TR para os parques repotenciados – Dois Riachos

Tarifa	TR - 30 MW Acciona 3,0	TR - 30 MW Alstom 3,0	TR - 60 MW Acciona 3,0	TR - 60 MW Alstom 3,0
R\$ 50,00				
R\$ 60,00				
R\$ 70,00				
R\$ 80,00				
R\$ 90,00	14,1		15,4	
R\$ 100,00	11,7		12,5	
R\$ 110,00	10,0	17,1	10,7	
R\$ 120,00	8,7	14,3	9,3	15,7
R\$ 130,00	7,8	12,3	8,2	13,4
R\$ 140,00	6,9	10,8	7,4	11,7
R\$ 150,00	6,4	9,7	6,7	10,4
R\$ 160,00	5,9	8,8	6,1	9,4
R\$ 170,00	5,4	8,0	5,7	8,6
R\$ 180,00	5,0	7,4	5,3	7,9
R\$ 190,00	4,7	6,9	5,0	7,3
R\$ 200,00	4,4	6,4	4,6	6,8
R\$ 210,00	4,1	5,9	4,4	6,4
R\$ 220,00	4,0	5,7	4,1	5,9
R\$ 230,00	3,7	5,3	3,9	5,7
R\$ 240,00	3,5	5,0	3,7	5,3
R\$ 250,00	3,4	4,8	3,5	5,0

Fonte: Autoria própria (2019)

Figura 5.17 – Variação do TR – Dois Riachos



Fonte: Autoria própria (2019)

A última etapa das simulações econômicas foi a inserção dos custos de O&M com as três hipóteses de crescimento. A Tabela 5.17, Tabela 5.18 e a Tabela 5.19 apresentam as variações da TIR e do TR para as hipóteses de O&M.

Tabela 5.17 – Variação da TIR e do TR quando os custos de O&amp;M são inseridos na simulação – hipótese: O&amp;M 1x – Dois Riachos

Tarifa	30 MW Acciona 3,0		30 MW Alstom 3,0		60 MW Acciona 3,0		60 MW Alstom 3,0	
	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR
R\$ 50,00	0%		0%		0%		141%	
R\$ 60,00	0%		0%		0%		0%	
R\$ 70,00	0%		0%		0%		0%	
R\$ 80,00	0%		0%		0%		0%	
R\$ 90,00	0%	0,48%	0%		0%	0,81%	0%	
R\$ 100,00	0%	0%	0%		0%	0,40%	0%	
R\$ 110,00	0%	-1,00%	0%	0,91%	0%	0%	0%	
R\$ 120,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0,54%
R\$ 130,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 140,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0,67%
R\$ 150,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 160,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 170,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 180,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 190,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 200,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-2,60%	0%
R\$ 210,00	-1,72%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 220,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 230,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 240,00	-0,03%	0%	-0,06%	0%	-0,03%	0%	-0,07%	0%
R\$ 250,00	-0,03%	0%	-0,06%	0%	-0,03%	0%	-0,06%	0%

Fonte: Autoria própria (2019)

Tabela 5.18 – Variação da TIR e do TR quando os custos de O&amp;M são inseridos na simulação – hipótese: O&amp;M 2x – Dois Riachos

Tarifa	30 MW Acciona 3,0		30 MW Alstom 3,0		60 MW Acciona 3,0		60 MW Alstom 3,0	
	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR
R\$ 50,00	0%		0%		0%		141,05%	
R\$ 60,00	0%		0%		0%		0%	
R\$ 70,00	0%		0%		0%		0%	
R\$ 80,00	0%		0%		0%		0%	
R\$ 90,00	0%	0,59%	0%		0%	0,55%	0%	
R\$ 100,00	0%	0%	0%		0%	0,40%	-7,57%	
R\$ 110,00	0%	-1,00%	0%	0,91%	0%	0%	0%	
R\$ 120,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0,54%
R\$ 130,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 140,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0,67%
R\$ 150,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 160,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 170,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 180,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 190,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 200,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-2,60%	0%
R\$ 210,00	-1,72%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 220,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 230,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 240,00	-0,03%	0%	-0,08%	0%	-0,04%	0%	-0,09%	0%
R\$ 250,00	-0,03%	0%	-0,07%	0%	-0,03%	0%	-0,08%	0%

Fonte: Autoria própria (2019)

Tabela 5.19 – Variação da TIR e do TR quando os custos de O&amp;M são inseridos na simulação – hipótese: O&amp;M 4x – Dois Riachos

Tarifa	30 MW Acciona 3,0		30 MW Alstom 3,0		60 MW Acciona 3,0		60 MW Alstom 3,0	
	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR	$\Delta$ TIR	$\Delta$ TR
R\$ 50,00	0%		0%		-25,82%		141,05%	
R\$ 60,00	0%		0%		0%		0%	
R\$ 70,00	0%		-18,22%		0%		0%	
R\$ 80,00	0%		0%		-7%		0%	
R\$ 90,00	0%	0,59%	0%		0%	0,55%	0%	
R\$ 100,00	0%	0%	0%		0%	0,40%	-8%	
R\$ 110,00	0%	-1,00%	-6%	1,49%	0%	0%	0%	
R\$ 120,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1,18%
R\$ 130,00	-3,13%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 140,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0,67%
R\$ 150,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 160,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 170,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 180,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 190,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 200,00	0%	0%	-2,62%	0%	0%	0%	-2,60%	0%
R\$ 210,00	-1,72%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 220,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 230,00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
R\$ 240,00	-0,04%	0%	-0,11%	0%	-0,05%	0%	-0,13%	0%
R\$ 250,00	-0,04%	0%	-0,10%	0%	-0,04%	0%	-0,11%	0%

Fonte: Autoria própria (2019)

## 6 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Observando-se a Tabela 5.2 e a Figura 5.6, que contêm os resultados das simulações técnicas da Eólica de Taíba, pode-se perceber que, mantendo-se praticamente a mesma potência instalada, 6 MW, tem-se um ganho significativo na produção de energia e uma queda abrupta nas perdas por efeito esteira. Este ganho corresponde a um aumento de 161% na PAE para a turbina Gamesa 2,0 MW, 159% para Alstom 3,0 MW e 226% para Acciona 3,0 MW.

A extração de potência por uma turbina eólica obedece a equação (6.1).

$$\text{Potência} = \frac{1}{2} \rho A_v v^3 \quad (6.1)$$

Onde  $\rho$  é a densidade do ar,  $A_v$  é a área de varredura coberta pelas pás do rotor e  $v$  é a velocidade do vento. Os aerogeradores originais do parque têm altura do cubo de 45 m, enquanto o modelo Gamesa e o modelo Alstom têm altura do cubo de 100 m, e o modelo Acciona de 120 m. A elevação da altura do cubo permite que o rotor da turbina capte ventos mais velozes que, devido ao perfil logarítmico do escoamento, estão em alturas maiores.

A velocidade do vento é um fator que está elevado à terceira potência na equação e, por essa razão, permitir que a extração de potência ocorra em alturas mais elevadas tem influência significativa na PAE. O diâmetro do rotor é o parâmetro que dita a área de varredura das turbinas e, assim, quanto maior for o diâmetro, maior será a área de varredura e mais potência poderá ser extraída do vento. O diâmetro dos aerogeradores originais é de 40 m ( $A_v = 1.257 \text{ m}^2$ ), 90 m ( $A_v = 6.362 \text{ m}^2$ ) para a Gamesa, 110 m ( $A_v = 9.469 \text{ m}^2$ ) para a Alstom e 125 m ( $A_v = 12.305 \text{ m}^2$ ) para a Acciona, inferindo-se que turbinas maiores conseguem produzir mais energia.

Além das melhorias geométricas apresentadas, as turbinas utilizadas nos parques repotenciados fazem uso de geradores do tipo DFIG, que possibilitam a conversão parcial de energia e apresentam melhor eficiência e menores perdas

(BAROUDI; DINAHAHI; KNIGHT, 2007). Os resultados técnicos encontrados vão ao encontro dos resultados encontrados na literatura, turbinas mais modernas e tecnológicas apresentam melhor desempenho quando comparadas aos modelos antigos (DE SÁ et al., 2015; BEZBRADICA et al., 2016; PRABU, 2016; KAROUI; KHADRAOUI; BACHA, 2017; MARTÍNEZ et al., 2018; PAUL; SERRI et al., 2018). É interessante observar que a turbina Gamesa 2,0 MW tem melhor desempenho que a Alstom 3,0 MW, sendo que ambas estão à mesma altura, 100 m. Os fatores de capacidade acompanham o perfil da produção de energia neste caso.

O parque original conta com 10 aerogeradores, enquanto as versões repotenciadas com 6 MW contam com 3 turbinas de 2,0 MW ou apenas 2 turbinas de 3,0 MW. Esta diminuição no número de máquinas é o que justifica a queda nas perdas por efeito esteira apresentadas.

Ao se aumentar a potência instalada, observa-se um ganho ainda maior na geração de energia, 324% para a opção com Gamesa, 282% para Alstom e 385% para Acciona de aumento na PAE. Porém, observa-se uma queda nos fatores de capacidade. Este fato é explicado pelo efeito esteira, pois a inserção de turbinas maiores e em maior número no terreno eleva a perturbação no escoamento de ar, aumentando as perdas e, conseqüentemente, diminuindo os fatores de capacidade.

Maiores perturbações no escoamento tendem a acentuar o carregamento nas estruturas das turbinas, o que pode levar a uma taxa de degradação mais rápida. Conforme o exposto por Hughes (2012), parques maiores tendem a se deteriorar mais rapidamente que parques menores. Todavia, é preciso cautela nesta avaliação, pois este aumento nas perdas não significa que tal opção é inviável, uma vez que as perdas ainda são muito menores que no projeto original. Além disto, os fatores de capacidade ainda estão elevados, todos acima de 50%.

Os parques repotenciados com Acciona apresentam os melhores resultados técnicos, seguidos pelos parques repotenciados com Gamesa e, por último, as versões com Alstom. Este desempenho é comprovado pelos resultados do parque com Gamesa 2,0 MW e 10 MW de potência instalada, que produz menos energia que o parque com Acciona 3,0 MW e 9 MW, porém mais que o parque com Alstom 3,0 MW e 9 MW e possui exatamente o mesmo fator de capacidade deste.

A interpretação dos resultados técnicos deve ser feita juntamente com os resultados econômicos. O projeto original da Eólica de Taíba teve uma TIR calculada

de 17% e um TR de 5,3 anos. Analisando a Tabela 5.8 e a Figura 5.14 pode-se perceber que, a partir de uma tarifa de 130,00 R\$/MWh, as opções de repotenciação com as turbinas Acciona, tanto 6 MW quanto 9 MW, ultrapassam a TIR do projeto original. Para que o mesmo ocorra com as opções de repotenciação com as turbinas Alstom, a tarifa deve ser de no mínimo 180,00 R\$/MWh, e este valor sobe para 220,00 R\$/MWh no caso da repotenciação com turbinas Gamesa. Com relação ao TR, cujos resultados estão mostrados na Tabela 5.9 e Figura 5.15, as tarifas que igualam os projetos repotenciados ao original são outras. No caso Acciona, é preciso uma tarifa de 180,00 R\$/MWh para que o TR seja menor que 5,3 anos. Para o caso Alstom a tarifa deve estar entre 240,00 e 250,00 R\$/MWh, enquanto no caso Gamesa é preciso ir além do proposto e encontrar uma tarifa acima de 250,00 R\$/MWh.

Ainda na Figura 5.14 e Figura 5.15 nota-se que as curvas para cada modelo de turbina, com uma ou duas vezes a potência, são semelhantes, sendo que as curvas com o dobro de potência ficam levemente abaixo daquelas com uma vez a potência. O valor do investimento é um múltiplo da potência instalada, assim como a receita também é proporcional a esta potência. Assim, o aumento da potência instalada é proporcional para cada modelo de turbina, aumenta-se o investimento e as receitas com base nas potências das turbinas, o que justifica os indicadores financeiros serem similares para um mesmo modelo. O fato de as curvas para as opções com duas vezes a potência instalada estarem abaixo, está relacionado ao fato de que as perdas são maiores nestes casos. Maiores perdas levam a uma diminuição na energia líquida produzida, o que conseqüentemente impactará na receita, na TIR e no TR.

Avaliando-se novamente a Tabela 5.5, percebe-se que as turbinas Acciona apresentam o menor custo por megawatt instalado, enquanto as turbinas Gamesa apresentam o maior custo por megawatt. Uma vez que as turbinas Acciona apresentam o menor custo e a maior produção de energia e, conseqüentemente, a maior receita, faz sentido que as opções de repotenciação com este modelo apresentem os melhores resultados financeiros. Como as turbinas Gamesa possuem

um custo agregado maior, apesar dos bons resultados técnicos obtidos nas simulações, elas apresentam resultados econômicos menos atrativos.

A inserção dos custos de O&M mostrou ter pouco ou nenhum impacto nos resultados. Ao analisar a Tabela 5.10, Tabela 5.11 e Tabela 5.12 observam-se variações mínimas e pontuais. A maior variação observada corresponde a uma mudança na TIR de -0,47% para -1%. Estes resultados se mostraram contraintuitivos, pois se esperava um impacto mais significativo. Para entender estes resultados buscou-se avaliar algumas premissas consideradas. Primeiramente é preciso lembrar que os valores de O&M utilizados foram retirados do questionário aplicado, e que a pergunta sobre estes custos foi justamente aquela com maior dispersão de respostas. Assim, uma possibilidade é que os valores usados não são representativos. Alguns trabalhos na área afirmam que os custos de O&M correspondem a menos que 1% do investimento (QUBAISI et al., 2018), que podem chegar a 2% (RIBEIRO, 2017) ou até mesmo 10% (BLANCO, 2009). O valor utilizado, 6.000,00 R\$/MW por ano, pode ser muito baixo, tendo-se subestimado o impacto destas operações nos indicadores financeiros. Outra possibilidade pode ser a alta qualidade dos ventos no Brasil, que eleva os fatores de capacidade e a receita, diluindo ou mascarando os custos de O&M. Todavia, neste caso, deve-se lembrar que um maior fator de capacidade leva a um maior desgaste da máquina, logo, a maiores gastos com manutenção ao longo do tempo.

O parque Dois Riachos já faz uso de uma tecnologia de aerogeradores mais moderna, sendo composto por turbinas Gamesa 2,0 MW, um modelo com altura de cubo de 90 m. Como pode ser observado tanto na Tabela 5.4 quanto na Figura 5.12, a repotenciação com a turbina Alstom 3,0 MW resulta em uma queda na produção de energia, resultado também encontrado na Eólica de Taíba. Por outro lado, com a turbina Acciona 3,0 MW há um aumento na energia gerada. É interessante perceber que mesmo apresentando melhores resultados, o ganho energético no parque repotenciado com Acciona de 30 MW é de apenas 13%.

As perdas por efeito esteira têm o mesmo comportamento visto na Eólica de Taíba, isto é, quando se duplica a potência instalada há uma queda nos fatores de capacidade devido ao aumento do efeito esteira. Todavia, neste caso tem-se uma variação mais acentuada. Quando as potências instaladas são duplicadas tem-se um aumento de 180% nas perdas por efeito esteira. Enquanto na Eólica de Taíba o

aumento de potência significava a inserção de uma ou duas turbinas a mais no terreno, no caso do parque Dois Riachos, este aumento corresponde a dez turbinas novas na mesma área, o que justifica tal agravação nas perdas por efeito esteira.

Partindo-se para a avaliação econômica, os indicadores do projeto original do parque Dois Riachos são uma TIR de 11% e um TR de 18,4 anos. Ao comparar tais resultados com os obtidos para a Eólica de Taíba, percebe-se que este último foi muito mais atrativo. Tal fato pode ser justificado pelo alto incentivo recebido pelos primeiros parques eólicos instalados no Brasil, uma medida governamental que visava a atração da indústria eólica para o país. Para que os parques repotenciados alcancem e ultrapassem a TIR do projeto original é preciso uma tarifa a partir de 90,00 R\$/MWh para as versões com Acciona e 120,00 R\$/MWh para as versões com Alstom.

Nota-se na Figura 5.17 que a partir de 90,00 e 110,00 R\$/MWh os TRs são menores que o do projeto original para as opções com Acciona e Alstom respectivamente. O parque Dois Riachos comercializou a sua energia a uma tarifa de 89,20 R\$/MWh, aproximadamente 130,00 R\$/MWh em valores atuais e, com este patamar de tarifa, ambas as versões repotenciadas apresentam melhores indicadores financeiros.

A análise dos custos de O&M obteve resultados ínfimos, similares aos da Eólica de Taíba. As mesmas hipóteses levantadas anteriormente se aplicam, isto é, ou esses custos podem estar subestimados ou a produção de energia é tão alta que faz com que os impactos dos custos de O&M sejam mínimos.

Por fim, é importante avaliar a percepção do mercado perante a repotenciação. No questionário proposto, a maioria dos entrevistados respondeu que um projeto atrativo de repotenciação deveria ter um custo de 30% a 50% do custo do projeto original, e alguns ainda mencionaram que este valor deveria ser menor que 30%, enquanto outros apontaram que deveria estar entre 50% e 70%.

Analisando-se os custos de investimento encontrados neste trabalho (Tabela 5.7 e Tabela 5.14) e dividindo-os pelo custo do empreendimento original, chegou-se à Tabela 6.1 e Tabela 6.2. No caso do parque Dois Riachos, a expectativa do mercado está em consonância com uma parcela dos entrevistados. Mantendo-se a

potência do parque (30 MW) as relações de investimentos dos parques repotenciados estão entre 60% e 70% do custo do projeto original. Ao dobrar-se a potência instalada os custos aumentam e ultrapassam o investimento original. No caso da Eólica de Taíba os valores encontrados mostram que a relação de investimento é mais alta. É preciso lembrar que as condições de financiamento e incentivos oferecidos em 1999 são completamente diferentes do que se tem hoje, o que torna difícil uma comparação entre projetos com tantos anos de diferença.

Tabela 6.1 – Relação de investimento entre o projeto original e os projetos de repotenciação – Eólica de Taíba

		Valor investimento*	Relação de investimento
<b>Eólica de Taíba</b>	5 MW - Original	R\$ 30.705.823,61	-
	6 MW - Gamesa 2,0	R\$ 35.125.151,19	114%
	6 MW - Alstom 3,0	R\$ 28.695.828,79	93%
	6 MW - Acciona 3,0	R\$ 25.990.842,66	85%
	10 MW - Gamesa 2,0	R\$ 58.541.918,65	191%
	9 MW - Alstom 3,0	R\$ 43.043.743,19	140%
	9 MW - Acciona 3,0	R\$ 38.986.263,98	127%
* Valores atualizados até dez/2018			

Fonte: Autoria própria (2019)

Tabela 6.2 – Relação de investimento entre o projeto original e os projetos de repotenciação – Dois Riachos

		Valor investimento*	Relação de investimento
<b>Dois Riachos</b>	30 MW - Original	R\$ 204.057.873,89	-
	30 MW - Acciona 3,0	R\$ 129.954.213,28	64%
	30 MW - Alstom 3,0	R\$ 143.479.143,96	70%
	60 MW - Acciona 3,0	R\$ 259.908.426,56	127%
	60 MW - Alstom 3,0	R\$ 286.958.287,91	141%
* Valores atualizados até dez/2018			

Fonte: Autoria própria (2019)

## 7 CONCLUSÕES

A repotenciação, como mencionado na literatura e comprovado pelos resultados deste trabalho, trata-se de um projeto complexo. Neste estudo buscou-se avaliar a repotenciação sob duas óticas: a técnica e a econômica.

Os resultados obtidos com a repotenciação da Eólica de Taíba mostram que a evolução tecnológica dos aerogeradores permite um ganho expressivo na produção de energia. A PAE das turbinas de 0,5 MW é muito inferior aos novos modelos de 2,0 e 3,0 MW. Nas simulações de repotenciação do parque Dois Riachos pode-se observar que as turbinas de 2,0 MW a 100 m de altura têm desempenho muito bom, melhor inclusive que um dos modelos de 3,0 MW analisados. Aliando-se os resultados das duas avaliações técnicas, pode-se apontar que não é vantajoso substituir os aerogeradores de 2,0 MW por modelos de 3,0 MW (a não ser que se eleve a altura da turbina).

Desta análise pode-se concluir que, como as turbinas de 2,0 MW apresentam bons resultados técnicos, o foco da repotenciação no Brasil deve ser em turbinas com potência nominal inferior a 2,0 MW nos próximos anos. Sabe-se que a indústria eólica já trabalha com máquinas mais potentes, uma vez que existem modelos com 4,5 MW, 6,0 MW e até 8,0 MW de potência nominal. Porém, estes modelos ainda não entraram efetivamente no mercado, alguns parques trabalham com tais máquinas ainda em caráter experimental. Quando estes modelos se tornarem mais comuns e acessíveis no mercado, possivelmente a repotenciação de turbinas de 2,0 MW se tornará mais frequente. No entanto, neste momento, recomenda-se o foco em turbinas com até 2,0 MW. O Brasil conta hoje com aproximadamente 2.489 aerogeradores até 2,0 MW distribuídos em 179 parques eólicos, e este deve ser o mercado-alvo da repotenciação nos próximos anos.

Ainda que tecnicamente comprovada a viabilidade da repotenciação de turbinas de até 2,0 MW, muitas vezes o parque eólico está atrelado a um contrato de venda de energia com uma alta tarifa e outros incentivos. O proprietário de um parque com tais características não terá interesse em repotenciar tão cedo e, por esta razão, uma avaliação econômica se faz tão importante. A tarifa de venda de

energia foi mencionada em diversos trabalhos como um dos principais fatores que influenciam os indicadores econômicos, e pode-se afirmar que esta premissa se aplica também ao Brasil.

Uma vez que a maior parte da energia comercializada no país é feita por meio de leilões, a previsão das receitas futuras pode ser realizada com uma baixa margem de incerteza. Isto possibilitou a simulação da taxa interna de retorno e tempo de retorno para os parques repotenciados a partir da variação da tarifa. Esta variação da tarifa permitiu avaliar diferentes cenários econômicos que podem ser realizar nos próximos anos.

A tendência apresentada pelos leilões de energia é a de queda no valor das tarifas, sendo a tarifa do último leilão realizado em 2018 de aproximadamente 90,00 R\$/MWh. Com uma tarifa de 90,00 R\$/MWh, um dos parques repotenciados para o caso de Dois Riachos já apresenta melhores resultados, tanto econômicos quanto técnicos, do que o parque original. No caso da Eólica de Taíba, tarifas mais altas são necessárias para que os indicadores econômicos sobreponham aqueles do projeto original. Contudo, este caso, em especial, trata-se de um parque com elevados incentivos, cuja tarifa de venda de energia, em valores atuais, corresponde a aproximadamente 340,00 R\$/MWh. Tais resultados corroboram com as conclusões de outros autores que já haviam apontado que parques com muitos incentivos possuem altas receitas, o que posterga o interesse na repotenciação (LANTZ; LEVENTHAL; BARING-GOULD, 2013; SERRI et al., 2018).

Como o parque Dois Riachos teve uma das tarifas de venda de energia mais baixa dos leilões, os indicadores técnicos e econômicos das opções repotenciadas ultrapassam os indicadores originais com tarifas menores que no caso da Eólica de Taíba, cujos incentivos financeiros foram maiores. Com isto, pode-se concluir que, em um cenário onde as tarifas diminuem, a repotenciação pode se tornar atrativa antes do que se espera.

A falta de experiência com repotenciação no Brasil faz com que a percepção da viabilidade econômica de um projeto deste tipo esteja distorcida. Como conclusão deste trabalho recomenda-se não se ater a uma relação de investimento fixa entre o projeto original e o repotenciado, pois as mudanças de tecnologia e de condições financeiras ao longo dos anos torna este tipo de indicador apenas quantitativo e não qualitativo.

A questão sobre a idade ideal para repotenciar é delicada. No questionário, não houve uma unanimidade entre os entrevistados. Esta falta de unanimidade não é exclusividade do mercado brasileiro, uma vez que nos diversos trabalhos analisados os autores também têm dificuldade em estipular uma idade ideal para a repotenciação. Esta dificuldade não se dá somente pela falta de experiência do setor, mas sim porque, de fato, um projeto de repotenciação é muito singular, pois cada parque tem certa tecnologia instalada, uma condição geográfica, ambiental e social e contratos específicos de venda de energia.

É difícil, senão impossível, generalizar todos estes aspectos, ainda mais em um país tão grande como o Brasil, cujas regiões se diferenciam muito umas das outras. Os gastos com a operação e manutenção de um parque eólico têm papel decisivo nesta questão, pois, conforme eles aumentam ao longo do tempo, devido ao envelhecimento da infraestrutura, mais cedo será viável repotenciar. Como os resultados sobre a escalada dos custos de O&M não foram conclusivos na avaliação conduzida, conclusões sobre esta questão podem induzir ao erro. Para evitar falsas afirmações, como resultado deste trabalho recomenda-se focar na tecnologia de aerogerador utilizada e na tarifa de venda de energia. A avaliação destes dois critérios é suficiente para estipular a viabilidade da repotenciação.

Por fim, o Brasil possui, comprovadamente, um potencial atrativo para a repotenciação. Ainda que não haja, até o momento, alguma política pública que expressamente incentive a repotenciação, não há barreiras legislatórias que impeçam o seu desenvolvimento. Este potencial para repotenciação aumenta a cada ano e, com a tendência de queda de preços, os projetos deverão se tornar mais atrativos. Este trabalho buscou mapear este mercado no Brasil e avaliar diversos cenários, fornecendo assim um panorama a para a repotenciação eólica nacional.

Com relação a trabalhos futuros, a repotenciação é um tema novo no Brasil e, deste modo, há muitos aspectos que precisam ser melhor entendidos e explorados. Trabalhos futuros na área podem focar em:

1. Mapeamento da potência ideal a ser instalada para cada altura de cubo de turbina;
2. Impacto do tempo de manutenção das turbinas nas receitas;

3. Progressão dos custos e paradas para atividades de O&M ao longo dos anos;
4. Comportamento dos fatores de capacidade dos aerogeradores brasileiros;
5. Avaliação de incentivos financeiros e políticas públicas de apoio à repotenciação;
6. Avaliação dos custos de descomissionamento e valor residual dos aerogeradores;
7. Avaliação da vida operacional dos parques eólicos em 25 anos;
8. Levantamento de critérios ambientais relativos à repotenciação.

## REFERÊNCIAS

- ABDEL-HALIM, M. A.; MAHFOUZ, A. A.; ALMARSHOUD, A. F. Enhancing the Performance of Wind - Energy - Driven Double - Fed Induction Generators. **Journal of Engineering and Computer Sciences**, v. 7, n. 1, p. 23–41, 2014.
- ABEEÓLICA. **Informativo Infovento 10**, 2019. Disponível em: [http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/04/Infovento10\\_Portugues\\_Baixa-Resolu%C3%A7%C3%A3o.pdf](http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/04/Infovento10_Portugues_Baixa-Resolu%C3%A7%C3%A3o.pdf)
- ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2ª Edição, 2005.
- ANEEL, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>, acessado em 18/03/2019.
- ANEEL, **Resolução Normativa Nº 233 de 29 de Julho de 1999**.
- ANEEL, **Resolução Normativa Nº 22 de 1 de Fevereiro de 2001**.
- ANEEL, **Resolução Normativa Nº 391 de 15 de Dezembro de 2009**.
- BAROUDI, J. A.; DINAHAHI, V.; KNIGHT, A. M. A review of power converter topologies for wind generators. **Renewable Energy**, v. 32, p. 2369–2385, 2007.
- BEZBRADICA, M. et al. Introducing multi-criteria decision analysis for wind farm repowering: A case study on Gotland. **1st International Conference on Multidisciplinary Engineering Design Optimization**, MEDO 2016.
- BLANCO, M. I. The economics of wind energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2009.
- BNDES, Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>, acessado em 15/02/2019a.
- BNDES, Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/tlp-taxa-de-longo-prazo>, acessado em 15/02/2019b.
- BONA, J. C. DE; ROMIO, P. C.; DIAS, A. Characterization of the Technology Used in Wind Turbines in the Brazilian. **International Journal of Latest Research in Science and Technology**, v. 5, n. April, p. 91–97, 2016.

BRASIL, **Decreto Nº 76.593 de 14 de Novembro de 1975.**

BRASIL, **Lei Nº 9.427 de 26 de Dezembro de 1996.**

BRASIL, **Lei Nº 10.438 de 26 de Abril de 2002.**

BRASIL, **Lei Nº 10.762 de 11 de Novembro de 2003.**

BRASIL, **Lei Nº 13.203 de 8 de Dezembro de 2015.**

BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook**. 2nd Edition, John Wiley & Sons Ltd. 2011.

CALVO SILVOSA, A.; DEL RÍO, P.; IGLESIAS GÓMEZ, G. Policies and design elements for the repowering of wind farms: A qualitative analysis of different options. **Energy Policy**, v. 39, n. 4, p. 1897–1908, 2011.

CANAL ENERGIA, Disponível em:

<https://canalenergia.com.br/noticias/4930227/eolica-comemora-mas-agentes-criticam-preco-do-leilao-a3>, acessado em 15/08/2018.

CARLIN, P. W.; LAXSON, A. S.; MULJADI, E. B. The history and state of the art of variable-speed wind turbine technology. **Wind Energy**, v. 6, n. 2, p. 129–159, 2003.

CASTRO-SANTOS, L. et al. Costs and feasibility of repowering wind farms. **Energy Sources, Part B: Economics, Planning and Policy**, 2016.

CCEE, Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/precos\\_medios?\\_adf.ctrl-state=9h2z8ch6b\\_1&\\_afLoop=1241161854928697#!%40%40%3F\\_afLoop%3D1241161854928697%26\\_adf.ctrl-state%3D9h2z8ch6b\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_adf.ctrl-state=9h2z8ch6b_1&_afLoop=1241161854928697#!%40%40%3F_afLoop%3D1241161854928697%26_adf.ctrl-state%3D9h2z8ch6b_5), acessado em 25/01/2019.

COLMENAR-SANTOS, A. et al. Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2015.

DAMAS, L. B. Análise De Geração E Aplicação Do Método Mcp Em Dois Parques Eólicos Em Operação No Brasil. **Dissertação de Mestrado**. Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.

DE SÁ, F. I. P. et al. SIMULAÇÃO NO WAsP VISANDO À REPOTENCIAÇÃO DO PARQUE EÓLICO DE BEBERIBE, Rio de Janeiro, **Brazil Windpower 2015 Conference and Exhibition**, 2015.

DUTRA, R. M. Viabilidade Técnico-Econômica Da Energia Eólica Face Ao Novo Marco Regulatório Do Setor Elétrico Brasileiro. **Dissertação de Mestrado**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2001.

EMD INTERNACIONAL. **WindPRO 2.8 User Guide**, 2012.

ENEL BRASIL PARTICIPAÇÕES LTDA. **Documento De Concepção De Projeto Parques Eólicos Serra Azul**. 2012.

EPE, **Informe Leilões de Geração de Energia Elétrica**, Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-268/Informe%20Leil%C3%B5es%202017%20-%20Portugues.pdf>, acessado em 09/05/2018.

ESA, Disponível em: [http://due.esrin.esa.int/page\\_globcover.php](http://due.esrin.esa.int/page_globcover.php), acessado em 07/05/2019.

GONZALEZ, E. et al. Key Performance Indicators for Wind Farm Operation and Maintenance. **Energy Procedia**. 2017.

GOYAL, M. Repowering - Next big thing in India. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2010.

GWEC. **Global Wind Report Annual Market Update 2017**. 2018.

HAU, E. **Wind Turbines Fundamentals, Technologies, Application, Economics**. 2nd Edition, Springer, 2006.

HEMAMI, A. **Wind Turbine Technology**. Cengage Learning, 2012.

HIMPLER, S.; MADLENER, R. **Repowering of Wind Turbines: Economics and Optimal Timing**. Aachen, Germany. 2012.

HUGHES, G. **The Performance of Wind Farms in the United Kingdom and Denmark**. Londres. 2012.

INSTITUTO ACENDE BRASIL, Disponível em:

[http://www.acendebrasil.com.br/media/analises/20170828\\_AnalisePos\\_\\_MecanismoDescontratacao\\_2017.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/media/analises/20170828_AnalisePos__MecanismoDescontratacao_2017.pdf), acessado em 15/05/2018.

KAROUI, R.; KHADRAOUI, H.; BACHA, F. Repowering of the wind farm of Sidi-Daoud Tunisia. **Proceedings of International Conference on Advanced Systems and Electric Technologies**, IC\_ASET 2017.

KOSOW, I. L. Máquinas Elétricas e Transformadores. 4ª Edição ed. Rio de Janeiro: Editora Globo, 1982.

LANTZ, E.; LEVENTHAL, M.; BARING-GOULD, I. **Wind Power Project**

**Repowering: Financial Feasibility, Decision Drivers, and Supply Chain Effects.** 2013.

LEÃO, R. P. S.; ANTUNES, F. L. M.; FROTA, E. E. As perspectivas da energia eólica no estado do Ceará. **Congresso Brasileiro de Ensino de Engenharia - COBENGE.** 1999.

LIU, G. et al. General indicator for techno-economic assessment of renewable energy resources. **Energy Conversion and Management**, v. 156, n. November 2017, p. 416–426, 2018.

LOUW, A. Clean Energy Investment Trends 2017. **Bloomberg New Energy Finance.** 2018.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained Theory, Design and Application.** 2nd Edition. John Wiley & Sons Ltd. 2009.

MARTÍNEZ, E. et al. Life cycle assessment of a wind farm repowering process. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 93, p. 260–271, 2018.

MEDEIROS, L. E.; COSTA, F. D.; DEMARCO, G. Comparação entre os dados de vento das reanálises meteorológicas ERA-Interim e CFSR com os dados das estações automáticas do INMET no Rio Grande do Sul. **Revista do Centro de Ciências Naturais e Exatas**, p. 284–290, 2016.

MME, **Portaria Nº 45 de 30 de Março de 2004.**

MME/EPE. **Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica.** 2017.

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027.** 2018.

NASA - JET PROPULSION LABORATORY, Disponível em:

<https://www2.jpl.nasa.gov/srtm/mission.htm>, acessado em 07/05/2019.

ONS, Disponível em: [http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx), acessado em 20/04/2019.

PAUL, A.; PRABU, T. Technical and economic feasibility study on repowering of wind farms. **Indian Journal of Science and Technology**, v. 9, n. 38, 2016.

QUBAISI, A. A. AL et al. Feasibility Study and Design of Floating Offshore Wind Turbine Farm in United Arab Emirates. **2018 Advances in Science and Engineering Technology International Conferences (ASET)**, p. 1–5, 2018.

REUTERS, Disponível em:

<https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKCN0S71YS20151013>, acessado

em 15/05/2018.

RIBEIRO, L. B. Um estudo sobre energia eólica no Brasil. **Trabalho de Conclusão de Curso**. Universidade Federal De Ouro Preto, 2017.

SALLES, A. C. N. DE. Metodologias De Análise De Risco Para Avaliação Financeira De Projetos De Geração Eólica. **Dissertação de Mestrado**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.

SANTOS-ALAMILLOS, F. J. et al. Exploring the mean-variance portfolio optimization approach for planning wind repowering actions in Spain. **Renewable Energy**, v. 106, p. 335–342, 2017.

SERRANO-GONZÁLEZ, J.; LACAL-ARÁNTEGUI, R. Technological evolution of onshore wind turbines - A market-based analysis. **Wind Energy**, v. 19, n. 12, p. 2171–2187, 2016.

SERRI, L. et al. Wind energy plants repowering potential in Italy: technical-economic assessment. **Renewable Energy**, v. 115, p. 382–390, 2018.

SIGEL, Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/>, acessado em 12/01/2019.

SMART BLADE, Disponível em: <https://www.smart-blade.com/vortex-generators>, acessado em 15/02/2019.

SPERA, D. A. **Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts in Wind Turbine Engineering**, Second Edition. Three Park Avenue New York, NY 10016-5990: ASME, 2009.

SPERLING, K.; HVELPLUND, F.; MATHIESEN, B. V. Evaluation of wind power planning in Denmark - Towards an integrated perspective. **Energy**, v. 35, n. 12, p. 5443–5454, 2010.

STAFFELL, I.; GREEN, R. How does wind farm performance decline with age? **Renewable Energy**, v. 66, p. 775–786, 2014.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Empresa de Pesquisa Energética, 2016.

VILLENA-RUIZ, R. et al. A techno-economic analysis of a real wind farm repowering experience: The Malpica case. **Energy Conversion and Management**, 2018.

ZIEGLER, L. et al. Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering

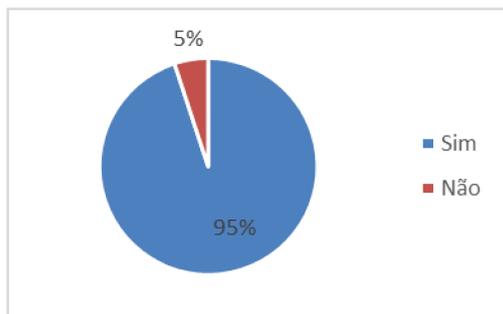
Germany, Spain, Denmark, and the UK. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2018.

WISER, R.; O'CONNELL, R.; BOLINGER, M. **A Scoping-Level Study of the Economics of Wind-Project Repowering Decisions in California**. California Energy Commission, 2008.

WISER, R. **Barriers and Incentives for Wind Repowering in Europe and Elsewhere**. California Energy Commission, 2007.

## APÊNDICE A – QUESTIONÁRIO

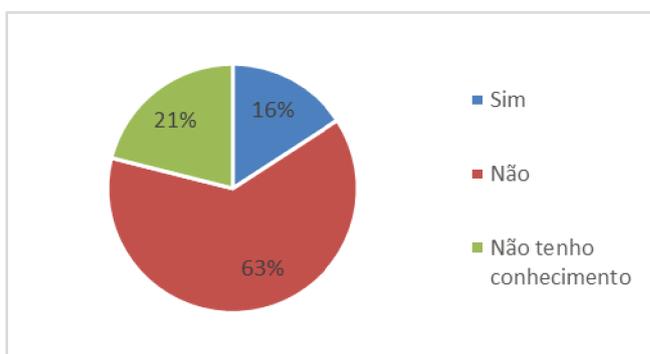
### 1. Você já ouviu falar sobre o tema repotenciação?



### 2. Em quanto tempo, após o início da operação de um parque eólico, você acha que a repotenciação deve ser pensada?

Resposta	Nº de respostas
Após mais de 20 anos de operação.	7
Entre 15 e 20 anos de operação.	6
Entre 10 e 15 anos de operação.	2
Ao final do contrato de O&M com o fabricante, que teoricamente impede ou limita ações deste tipo.	1
Em geral, os aerogeradores são projetados para ter uma vida útil de 20 anos. Porém, especificamente para alguns parques, pode ocorrer necessidade de manutenção preventiva em alguns componentes a partir de 10 anos de utilização. Já o tema repotenciação é mais amplo e complexo. Acredito que 20 anos seja a idade ideal para se pensar numa manutenção mais abrangente, com eventual ganho de potência.	1
Em qualquer tempo.	1
Dependendo da tecnologia aplicada pode variar entre 10 e 15 anos de operação.	1

### 3. Na empresa que você trabalha - ou outra empresa na qual você tenha trabalhado - existe algum projeto para repotenciar algum parque eólico e/ou algum aerogerador?

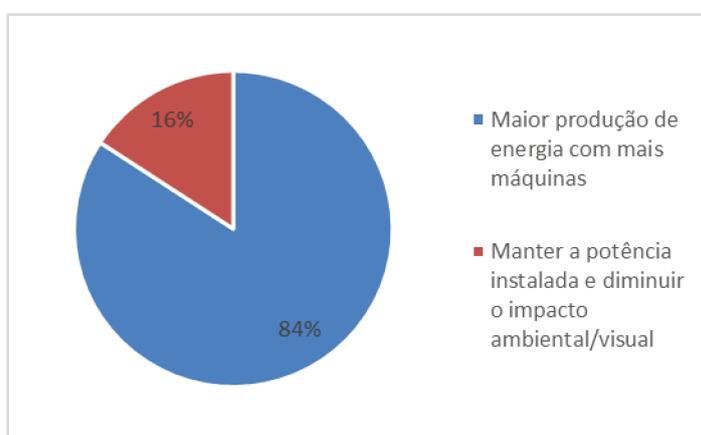


### 4. Você considera economicamente atrativo um projeto de repotenciação que tenha qual custo de investimento em relação ao projeto original?

Resposta	Nº de respostas
Custo para repotenciação entre 30% e 50% do custo do projeto original.	7
Custo para repotenciação entre 50% e 70% do custo do projeto	2

original.	
TIR e outros indicadores econômicos usados pelo investidor para análise. Não creio que esteja conectado com o custo original diretamente.	1
Acredito que repotenciação deve se dar após o fim da concessão (excetuando-se os parques do PROINFA que já tem receita alta). Neste caso, como se trataria de uma nova concessão, a escolha do valor se daria pela T.I.R.	1
Depende da taxa de retorno a ser obtida com a repotenciação.	1
Depende muito do tempo de vida útil que esta "repotenciação" agregará ao produto. Só faz sentido repotenciar se a vida útil puder ser consideravelmente prolongada.	1
Custo para repotenciação menor que 30% do custo do projeto original.	1
Depende da quantidade de energia extra a ser gerada.	1
Requer uma análise técnica-econômica, não realizada pela empresa, porque seus parques são novos.	1
Depende de uma análise detalhada dos custos, prazo etc.	1
Depende das condições comerciais após a repotenciação.	1
Entre 30% e 50% dependendo da garantia do executante e da modalidade de contrato de manutenção.	1

**5. Pensando na repotenciação de um parque eólico, você considera mais importante aumentar a produção de energia, com a instalação de mais turbinas, ou, manter a mesma potência instalada e diminuir a quantidade de máquinas, diminuindo assim o impacto ambiental/visual?**



**6. Na sua opinião qual(is) a(s) estratégias de gestão de manutenção mais recomendada(s) aos parques eólicos?**

Resposta	Nº de respostas
RCM	6
TPM	5
BCM	2
RCM + SMC	1
RCM + TPM + BCM	1

RCM + TPM	1
Não sei	1
Uma mistura das várias estratégias listadas acima.	1
TPM + RBM + BCM	1
RCM pode ser um pouco mais custosa, mas dependendo da localização do parque existe as épocas de vento forte, período este que se tem maior produtividade. Uma vez que as máquinas estejam ok, será garantido essa produção.	1

RCM (Reliability Centered Maintenance - Manutenção Centrada na Confiabilidade)

SMC (Strategic Maintenance Conception - Concepção Estratégica de Manutenção)

BCM (Business Centered Maintenance - Manutenção Centrada no Negócio)

RCM (Reliability Centered Maintenance - Manutenção Centrada na Confiabilidade)

TPM (Total Production Maintenance - Manutenção Produtividade Total)

### 7. Com relação à gestão de manutenção dos aerogeradores do(s) parque(s) que sua empresa controla, em qual situação a maioria das máquinas se encontra?

Resposta	Nº de respostas
Manutenção a cargo do fabricante (prazo de garantia ainda não expirado ou estendido).	15
Manutenção a cargo do fabricante (prazo de garantia já expirado). Ou seja, o fabricante é a empresa terceirizada.	1
Não somos responsáveis pela operação e manutenção de parques eólicos. Apenas desenvolvemos projetos até o início da operação, o que não se aplica a este estudo.	1
Não tenho esta informação com exatidão.	1
Manutenção a cargo de terceiros.	1
Não opinamos, pois somos fabricantes do sistema de frenagem dos AEG.	1

### 8. Qual a disponibilidade média das turbinas eólicas do portfólio de projetos da sua empresa?

Resposta	Nº de respostas
Acima de 90%.	15
Entre 75% e 90%.	1
Entre 50% e 75%.	1
Não somos responsáveis pela operação e manutenção de parques eólicos. Apenas desenvolvemos projetos até o início da operação, o que não se aplica a este estudo.	1
Não tenho conhecimento.	1
Em algumas visitas que fiz (SC, RN, PB e CE) grande parte dos parques se encontram acima de 90%. Salvo alguns parques que possuem AEG Impsa que estão abaixo de 50% (SC).	1

### 9. Quanto sua empresa gasta, em média, com manutenção?

Resposta	Nº de respostas
Não tenho conhecimento.	6
Entre 200,00 e 300,00 R\$/MWh.	3
Até 100,00 R\$/MWh.	2

Entre 100,00 e 200,00 R\$/MWh.	2
Atuamos somente no BOP, porém temos conhecimento dos valores.	1
12.000,00 R\$/aerogerador/ano (AEG de 2 MW).	1
Não somos responsáveis pela operação e manutenção de parques eólicos. Apenas desenvolvemos projetos até o início da operação, o que não se aplica a este estudo.	1
Abaixo de R\$ 20/MWh.	1
Acho que a pergunta ficou mal elaborada. Para se ter uma ideia a tarifa do último leilão foi de 90R\$/MWh. Logo, o custo de O&M é menor que 10 R\$/MWh.	1
Prefiro não responder	1
Trata-se de valor contratual com fabricante por 10 anos. Não sabemos o custo real.	1

## 10. Quais fatores você acha que influenciam a tomada de decisão com relação a repotenciação?

- a. Melhoria das taxas de retorno e viabilidade econômica do projeto.
- b. Taxa de falhas elevada & Preço da energia vendida.
- c. Custo e retorno financeiro a médio/longo prazo.
- d. Taxa de retorno do investimento.
- e. Entraves técnicos envolvidos no processo, Custos, Aumento de produtividade equivalente, custo de energia.
- f. Idade do parque, relação custo x benefício entre a repotenciação e o incremento na produção de energia.
- g. Retorno financeiro.
- h. Custo e performance.
- i. Fim da vida útil do ativo e custo de oportunidade.
- j. 1) A possibilidade de aumentar a potência injetada no sistema de transmissão
  - 2) Reconhecimento de indisponibilidade prolongada sem sofrer consequências com déficit de geração
  - 3) Avaliação da disponibilidade do recurso eólico (foi conforme previsto na certificação)
  - 4) Prazo de outorga do empreendimento
  - 5) Validade dos contratos de uso e conexão do sistema de transmissão (perda do desconto na tarifa)
  - 6) Análise dos equipamentos do sistema de transmissão (superação do limite dos disjuntores, cabos e transformadores)
  - 8) Condições operacionais dos aerogeradores (tecnologia

- e vida útil) 9) Condições estruturais da torre, pás, hub e demais componentes.
- k. Melhor aproveitamento da área e das instalações existentes.
  - l. Prazo do contrato de venda de energia. Não seria possível fazer uma repotenciação antes do prazo do PPA. Outro ponto é a condição dos aerogeradores - caso ainda estejam em condições de produzir energia.
  - m. Custo x retorno.
  - n. Custo benefício.
  - o. Possibilidade de aumento de produção ou redução de custos, a depender da viabilidade técnico-econômica.
  - p. Retorno do investimento.
  - q. Retorno financeiro.
  - r. Custo de equipamentos e logística.
  - s. Condições comercial.
  - t. Rendimento da máquina, tomando como base o custo de manutenção (horas paradas, M.O., equipamentos necessários, quebras prematuras de componentes antes do fim da sua vida útil) e a produção dela no decorrer dos meses. Outro ponto seria o melhor aproveitamento do projeto liberado com as novas tecnologias existentes dos AEGs, porque as novas tecnologias têm um melhor rendimento por AEG.

**11. Quais políticas públicas você julga necessárias para a continuidade da cadeia eólica no Brasil?**

- a. Garantia de conexão.
- b. Nenhuma. O setor já está maduro e já é competitivo.
- c. Incentivo frente a outras fontes de energia tradicionais, bem como redução dos tributos sobre equipamentos importados, haja visto que o Brasil não é um país tradicional na fabricação de aerogeradores.
- d. Manutenção na Oferta em Leilões, Financiamentos disponíveis para implementação de novos projetos.
- e. Incentivo ao processo de desenvolvimento de tecnologias nacionais, minimizando a importação de tecnologia, produzindo assim um maior nível de independência e maturidade tecnológica.

- f.O governo deve ser capaz de criar um ambiente de negócio onde a expansão das linhas de transmissão e conexões propiciem a viabilização dos empreendimentos. Quanto à cadeia produtiva de equipamentos, creio que o Brasil esteja capacitado.
- g.Redução da carga tributária.
- h.O próprio mercado vai demandar energias renováveis, independente de políticas públicas.
- i.As políticas públicas devem: 1) fomentar o desenvolvimento dos fabricantes de aerogeradores no território nacional, a fim de se fabricar máquinas de maior porte e reduzindo a importação de aerogeradores; 2) manter o desconto nas tarifas de uso do sistema de transmissão para empreendimentos eólicos; 3) Incentivar as distribuidoras de energia a contratarem geração distribuída por chamadas públicas; 4) regulamentar a implantação de usinas híbridas; 5) regulamentar a maior participação de energias renováveis na matriz energética até 2040; 6) expandir o número de projetos ao qual o engenheiro é responsável pela prestação de serviços/ART (número atual é 3 empresas).
- j.Mais Leilões, investimento em transmissão.
- k.Melhoria nas condições para venda da energia no Mercado Livre. E continuidade de realização dos leilões.
- l.Destravamento do mercado livre ou manutenção da contratação de energia regulada.
- m.Juro baixo.
- n.A energia eólica é atualmente a mais competitiva no Brasil, talvez fosse o caso de estímulo ao armazenamento de energia, visando minimizar um inconveniente da energia eólica.
- o.Mais liberdade às empresas, junto com maior responsabilidade/penalidade.
- p.Crescimento econômico.
- q.Facilitação para novos entrantes em fábricas de apoio ao setor elétrico brasileiro, bem como a acessibilidade de financiamentos para equipamentos de tecnologia de ponta.

- r. Realizar mais leilões que contrate a fonte eólica e reduzir as exigências para o financiamento pelos bancos públicos.
- s. Intensificar o incentivo de produção local e bem como desenvolvimento de tecnologias nacionais, desenvolvimento de WT de pequeno porte para edifícios comerciais, fazendas etc.

**ANEXO A – CORRESPONDÊNCIA WOBEN WIND POWER E ANEEL**

**FAX MESSAGE**

<i>To/Para: ANEEL</i>	<i>From / De : Pedro Angelo Vial</i>
<i>Att/At.: OUVIDORIA DA AGÊNCIA</i>	<i>Francisco Aidar</i>
<i>Ref.:Resolução Aneel – Valores Normativos – AP 002 / 1999</i>	
<i>Nr. Of pages (including this page) :</i>	<i>Date / Data : 20 de Maio de 1999</i>
<i>Nº de páginas (incluindo esta página) :</i>	<i>Fax nr.</i>

Prezados Senhores

Vários seriam os aspectos passíveis de abordagem referentes à proposta de Resolução dessa Agencia, que estabelece os Valores Normativos, que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários de distribuição.

Nossa abordagem está norteada na postura e nas expectativas de uma empresa associada à Enercon GmbH, detentora da mais avançada tecnologia no ramo de aerogeradores (turbinas eólicas), que já investiu no Brasil cerca de US\$ 25 milhões, sendo que cerca de US\$ 17 milhões nas 3 Usinas Eólicas instaladas no Brasil em 1998, totalizando 17.5 MW de capacidade.

Sob esta ótica, permitam-nos abordar três das principais variáveis, que sem dúvida são de significativa importância para a composição da tarifa que em última análise é um dos fatores decisivos para o incremento da energia eólica no Brasil, bem como aproveitamento do potencial eólico nacional estimado , no mínimo , em 12 GW, que é o principal objetivo da nossa empresa.

As três variáveis acima mencionadas são: remuneração, custo de instalação e custo de geração.

Sobre essas três variáveis apresentamos a seguir um comparativo entre o mercado internacional e o nosso mercado:

**1) Mercado Internacional:**

a) A remuneração da energia gerada através de fonte eólica varia entre US\$ 40 a US\$ 110 por MWh, dependendo da política de incentivos de cada país para as energias renováveis e dos ventos predominantes dos respectivos países ( ventos baixos, tarifas altas, e vice versa).

Exemplo: A Alemanha e a Espanha, onde os ventos anuais situam-se nas faixas de 5,5 a 7,0 m/s ( interior e litoral respectivamente), pagam respectivamente US\$ 93/MWh e US\$ 110/MWh para energia gerada por fonte eólica.

b) Os custos de instalação no mercado internacional variam entre US\$ 1000 a US\$ 1400 o kW de potência instalada, em função do tamanho e capacidade da Usina Eólica, distância e características das linhas elétricas, topografia, custo e características do terreno, disponibilidade e custo de equipamentos para transporte e montagem, disponibilidade e custo de mão de obra, entre outros.

c) O custo de geração varia diretamente em função da velocidade média dos ventos, sendo de US\$ 35/MWh ( regiões com ventos médios acima de 10m/s) e US\$ 90/MWh ( regiões com ventos médios de 5,5m/s).

**Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda**

Av. Fernando Stecca nº 100 - Distrito Industrial - CEP 18087 450 - Sorocaba - São Paulo - Brasil

Fone (015) 2283737 - Fax (015) 2283887 - Phone 55 15 2283737 - Fax 55 15 2283887

Email : [wobben@splicenet.com.br](mailto:wobben@splicenet.com.br)

CGC 01 027 335 / 0001 - 66 Inscrição Estadual 669 312 744 - 110

**FAX MESSAGE**

Nota: Lembramos que a produção eólica ( e portanto o faturamento) são proporcionais ao cubo da velocidade do vento, daí essas grandes variações.

**2) Usinas Eólicas da nossa empresa Wobben Windpower no Brasil:****a) Custo de instalação:**

a 1) Usina Eólica da Taíba – Ceará ( 5 MW de potência):  
US\$ 1.07 milhões/MW instalado ( US\$ 1070/kW instalado)

a 2) Usina Eólica da Prainha – Ceará ( 10 MW de potência):  
US\$ 1.07 milhões/MW instalado ( US\$ 1070/kW instalado)

a 3) Usina Eólica de Palmas – Paraná ( 2.5 MW de potência);  
US\$ 1.2 milhões/MW instalado ( US\$ 1200/kW instalado)

**b) Custos de Geração:**

b 1) Nas nossas Usinas Eólicas da Taíba e da Prainha no Ceará, onde os ventos médios anuais atingem aproximadamente 8m/s, o custo de geração situa-se na faixa de US\$ 45/MWh ( US\$ 0,045/kWh).

c) b 2) Na Usina Eólica de Palmas no Paraná onde os ventos médios estimados anuais provavelmente ficarão um pouco abaixo de 7m/s, o custo de geração situa-se na faixa de US\$ 65/MWh ( US\$ 0.065/kWh).

d) Remuneração: Considerando-se que os projetos de geração eólica se tornam economicamente viáveis com ventos cuja velocidade média seja  $\geq 5,5$  m / s , temos o seguinte quadro :

Veloc Média do Vento Vv ( m/s )	Custo de Geração US\$ /
MWh	
$5,5 \leq Vv < 7,0$	90
$7,0 \leq Vv < 8,0$	65
Vv	$\geq$ 8,0
45	

**Wobben Windpower Indústria e Comércio Ltda**

Av. Fernando Stecca nº 100 - Distrito Industrial - CEP 18087 450 - Sorocaba - São Paulo - Brasil

Fone (015) 2283737 - Fax (015) 2283887 - Phone 55 15 2283737 - Fax 55 15 2283887

Email : [wobben@splicenet.com.br](mailto:wobben@splicenet.com.br)

CGC 01 027 335 / 0001 - 66 Inscrição Estadual 669 312 744 - 110

## FAX MESSAGE

Pelo quadro acima , julgamos que para haver ao menos remuneração dos custos de geração, o Valor Normativo ( Vn ) para energia oriunda de fonte eólica não poderá ser inferior a média aritmética dos valores acima , ou seja :

$$Vn \geq \frac{90 + 65 + 45}{3} \Rightarrow Vn \geq \text{US\$ } 66,7$$

**Considerando-se que 1 US\$ = R\$ 1,70 temos que o Valor Normativo não poderá ser inferior a R\$ 113,00** para que o potencial eólico do Brasil seja convertido em energia elétrica contribuindo efetivamente para o crescimento da matriz energética nacional .

- 3) Permitam-nos abordar ainda que , por questão de sobrevivência das Usinas Eólicas já instaladas em nosso país , o **Valor Normativo** a ser estabelecido na Resolução em questão , **retroaja às Usinas já instaladas** , a exemplo do que ocorre com as legislações da Argentina , Alemanha , Espanha, Índia e outros países.

atenciosamente

---

Engº Pedro Angelo Vial  
Antonio Aidar  
Diretor Superintendente

Engº Francisco  
Diretor Adjunto