



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

ALESSON ITALLO RIBEIRO DIAS DA SILVA

**ANÁLISE DA REPOTENCIAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS: estudos de casos no
Brasil**

Recife

2023

ALESSON ITALLO RIBEIRO DIAS DA SILVA

**ANÁLISE DA REPOTENCIAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS: estudos de casos no
Brasil**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Área de concentração: Energia.

Orientador: Prof. Dr. Alex Mauricio Araújo.

Coorientador: Prof. Dr. Gustavo de Novaes Pires Leite.

Recife

2023

Catálogo na fonte:
Bibliotecária Sandra Maria Neri Santiago, CRB-4 / 1267

S586a

Silva, Alesson Itallo Ribeiro Dias da.

Análise da repotenciação de parques eólicos: estudos de casos no Brasil /
Alesson Itallo Ribeiro Dias da Silva. – 2023.

74 f.: il., fig., quad., tab., abrev. e siglas.

Orientador: Prof. Dr. Alex Mauricio Araújo.

Coorientador: Prof. Dr. Gustavo de Novaes Pires Leite.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa
de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Recife, 2023.

Inclui referências e apêndice.

1. Engenharia mecânica. 2. Repotenciação. 3. Efeito de esteira. 4. Fim de
vida útil. I. Araújo, Alex Mauricio (Orientador). II. Leite, Gustavo de Novaes
Pires (Coorientador). III. Título.

UFPE

621 CDD (22. ed.)

BCTG/2023-82

ALESSON ITALLO RIBEIRO DIAS DA SILVA

**ANÁLISE DA REPOTENCIAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS: estudos de casos no
Brasil**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Energia.

Aprovado em: 18 / 01 /2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Alex Maurício Araújo (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Gustavo de Novaes Pires Leite (Coorientador)
Instituto Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Alvaro Antonio Ochoa Villa (Examinador Interno)
Instituto Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Alexandre Calos Araújo da Costa (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por me capacitar e me dar forças nos momentos que pensei em desistir. Também expresso meus agradecimentos, a minha companheira, Anna Maria, por estar me apoiando do momento da inscrição até o seu fim.

Também agradeço à minha mãe, Mônica Ribeiro, por sempre acreditar em mim, e ao meu irmão, Maykel Douglas.

Agradeço também aos meus amigos que sempre acreditaram e me deram forças para concluir o mestrado.

Também, sou muito grato ao meu orientador, Alex Maurício Araújo e ao meu coorientador Gustavo de Novaes Pires Leite, sem as suas orientações e apoio eu jamais teria conseguido concluir minha dissertação. Também agradeço ao professor Cezar e Franciele onde contribuíram para a evolução do meu trabalho.

RESUMO

Os aerogeradores comerciais instalados em parques eólicos de grande escala possuem uma vida útil média de 20 anos. No Brasil, até 2030, mais de 50 parques alcançarão a faixa dos 20 anos de operação, o que representa mais de 600 aerogeradores e uma potência 940 MW. Ao final da vida dos aerogeradores, atualmente a engenharia oferece três alternativas: descomissionamento, extensão de vida útil e a repotenciação. A repotenciação é a alternativa que consiste na troca dos aerogeradores por outros de tecnologia mais avançada. Este trabalho teve como objetivo realizar a análise técnica, econômica, considerando, adicionalmente, a sua interferência em parques eólicos vizinhos. O estudo investigou quatro parques em diferentes localidades, sendo três na região Nordeste e um na Sudeste, utilizando três aerogerador diferentes para a repotenciação total. A análise técnica foi realizada através do *software* WAsP. Os resultados obtidos mostraram que a repotenciação é tecnicamente viável, visto que, em todos os cenários analisados houve um aumento da produção anual de energia e o fator de capacidade em todos os cenários, além de reduzir, em alguns cenários, perdas pelo efeito esteira. O parque eólico de PE1 apresentou o maior ganho de potência, cerca de 400% com a repotenciação. A repotenciação também se mostrou viável economicamente, visto que todas as configurações, mantendo a tarifa, apresentaram a TIR (Taxa Interna de Retorno) superior ao empreendimento já instalado, sendo em PE3 o parque eólico que atingiu o melhor resultado com a tarifa de R\$70/MWh. Todos os aerogeradores utilizados na repotenciação tiveram uma TIR superior à de 7,71% ao parque com o aerogerador inicial. O *payback* também se mostrou atrativo, pois, em alguns casos, o tempo de retorno é inferior a 4 anos. A distância entre o parque a ser repotencializado e parque eólico vizinho, pode ser uma barreira, já que, na maioria dos casos, a troca do aerogerador por outro de maior potência e de maior altura do cubo implicou no aumento do efeito esteira causado ao parque eólico vizinho.

Palavra-chave: repotenciação; efeito de esteira; fim de vida útil.

ABSTRACT

Commercial wind turbines installed in large-scale wind farms have an average useful life of 20 years. In Brazil, by 2030, more than 50 wind farms will reach the age of 20 years of operation, representing more than 600 wind turbines and 940 MW of power. Engineering currently offers three alternatives applicable at the wind turbines' end of life: decommissioning, useful life extension, and repowering. Repowering is an alternative that consists of wind turbine replacements for more advanced technology. This work aimed to carry out technical and economic analysis, considering, in addition, its interference in neighboring wind farms. The study investigated four parks in different locations, three in the Northeast and one in the Southeast, using three models of wind turbines for total repowering. For technical analysis, WAsP software was used. The results showed that repowering is technically feasible in all scenarios analyzed since there was an increase in annual energy production and capacity factor in all scenarios, in addition to reducing losses due to the wake effect in some scenarios. The PE1 wind farm had the highest power gain, around 400% with repowering. The repowering also proved economically feasible since all configurations, maintaining the tariff, presented the IRR (Internal Rate of Return) higher than the already installed project, with PE3 being the wind farm that reached the best result with the tariff of R\$70 /MWh. All wind turbines used in the repowering had an IRR higher than the 7.71% of the park with the initial wind turbine. The payback was also attractive since, in some cases, the payback time was less than four years. The distance between the park to be repowered and the neighboring wind farm can be a barrier since, in most cases, replacing the wind turbine with greater power and with a higher cube height increased the wake effect caused to the neighbor wind farm.

Keyword: repowering; wind farm wake effect; end of life.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 –	Evolução da capacidade instalada (MW).....	17
Figura 2 –	Matriz Elétrica Brasileira.....	17
Figura 3 –	(a e b) Aerogerador de eixo horizontal e (c) Aerogerador de eixo vertical (modelo Darrieus).....	20
Figura 4 –	Componentes de um aerogerador.....	21
Figura 5 –	Evolução dos aerogeradores.....	22
Figura 6 –	Média de potência nominal da turbina, comparando com altura do cubo e diâmetro do rotor por ano de entrada em operação comercial.....	23
Figura 7 –	Curva de potência do aerogerador Vestas V150.....	26
Figura 8 –	Dados de vento do parque eólico de Alegria I.....	27
Figura 9 –	Modelo de esteira de Jensen assumindo a linearidade com expansão do cone de esteira.....	29
Figura 10 –	Múltiplas esteiras atuando em um aerogerador.....	31
Figura 11 –	Interferência da esteira causada em um aerogerador no outro.....	31
Figura 12 –	Mapa dos dados de vento.....	33
Figura 13 –	Número de Artigos sobre repotenciação com base nos anos de publicação.	34
Figura 14 –	Disposição temporal dos estudos científicos sobre a repotenciação.....	39
Figura 15 –	Fluxograma da metodologia da dissertação.....	40
Figura 16 –	Quantidades de parque por localidade.....	41
Figura 17 –	Distribuição espacial dos parques eólicos analisados no estudo de caso.....	42
Figura 18 –	(a) Curva de potência dos aerogeradores do parque sem a repotenciação (b) Curva de potência dos aerogeradores usados na repotenciação.....	43
Figura 19 –	(a) Curva de empuxo dos aerogeradores do parque sem a repotenciação (b) Curva de empuxo dos aerogeradores usados na repotenciação.....	44
Figura 20 –	Fluxograma da metodologia WAsP.....	45
Figura 21 –	Metodologia aplicado na análise técnica.....	47
Figura 22 –	Posicionamento do parque eólico vizinho ao parque a ser repotencializado	48
Figura 23 –	(a) layout do parque eólico PE1; (b) layout do parque eólico PE2; (c) layout do parque eólico PE3; (d) layout do parque eólico PE4.....	52
Figura 24 –	Mapa orográfico do parque eólico PE1.....	53
Figura 25 –	Mapa orográfico do parque eólico PE2.....	54

Figura 26 –	Mapa orográfico do parque eólico PE3.....	54
Figura 27 –	Mapa orográfico do parque eólico PE4.....	55
Figura 28 –	(a) Rosa de vento do parque eólico PE1; (b) Rosa de vento do parque eólico PE2; (c) Rosa de vento do parque eólico PE3; (d) Rosa de vento do parque eólico PE4.....	56
Figura 29 –	Produção anual de energia dos parques eólicos estudados com a repotenciação.....	57
Figura 30 –	Fator de capacidade dos parques eólicos estudados com a repotenciação....	57
Figura 31 –	Perdas pelo efeito esteira dos parques eólicos estudados com a repotenciação.....	58
Figura 32 –	TIR do parque eólico PE1.....	59
Figura 33 –	TIR do parque eólico PE2.....	59
Figura 34 –	TIR do parque eólico PE3.....	60
Figura 35 –	TIR do parque eólico PE4.....	61
Figura 36 –	Perdas da PAE em parques eólicos próximos causado pela repotenciação..	62

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 –	Localizações dos aerogeradores de PE1 em UTM.....	73
Quadro 2 –	Localizações dos aerogeradores de PE4 em UTM.....	73
Quadro 3 –	Localizações dos aerogeradores de PE3 em UTM.....	74
Quadro 4 –	Localizações dos aerogeradores de PE2 em UTM.....	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Classes de Rugosidade.....	25
Tabela 2 –	Parques eólicos selecionados levando-se em consideração os estados com maior potência instalada de aerogeradores e ano de instalação dos parques eólicos.....	42
Tabela 3 –	Aerogeradores selecionados para análise de repotenciação.....	43
Tabela 4 –	Quantidade de aerogeradores para análise de repotenciação.....	45
Tabela 5 –	CAPEX médio por aerogerador	48
Tabela 6 –	Premissas adotadas para análise econômica.....	49
Tabela 7 –	Payback dos parques eólicos repotencializado.....	61
Tabela 8 –	Perdas na produção anual de energia em MWh em parques eólicos vizinhos.....	63

LISTA DE ABRAVIATURAS E SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ACV	Análise do Ciclo de Vida
AT	Arrendamento de terra
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CO ₂	Dióxido de carbono
CT	Curva de empuxo
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
DP	Distância até a ponta da pá do aerogerador
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
FDC	Fluxo de Caixa
FE	Fator de emissão
FIT	<i>Feed-in tariff</i>
GWA	Global Wind Atlas
IE	Impacto Econômico
IP	Imposto
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
O&M	Operação e manutenção
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PAE	Produção Anual de Energia
PAEP	Produção Anual de Energia Perdida
PE1	Parque eólico 1
PE2	Parque eólico 2
PE3	Parque eólico 3
PE4	Parque eólico 4
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RIX	<i>Ruggedness Index</i>
SE	Seguro

SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SIGA	Sistema de Informações de Geração da ANEEL
SRTM	<i>Shuttle Radar Topography Mission</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa mínima de atratividade
UTM	<i>Universal Transverso de Mercator</i>
VDE	Venda de energia
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

a	Fator de indução axial
A_0	Área varrida pelo rotor eólico
$A_{\text{shadow},i}$	Área sobreposta do efeito esteira entre os aerogeradores
c_t	Coefficiente de Empuxo
D	Diâmetro do rotor
h	Altura do cubo do aerogerador
i	Taxa de juros
I	Investimento inicial
k	Constante no valor de 8760
K_w	Constante de decaimento da esteira
L	Comprimento
n	Número de períodos
P	Produção de energia
$Pr(u)$	Função de densidade da probabilidade (Dada como a função de Weibull)
$P(u)$	Curva de potência
r_0	Raio do rotor
u	Velocidade calculada na esteira
u_0	Velocidade do vento livre
X_1	Distância entre o aerogerador frontal ao de trás
v_1	Déficit da velocidade na esteira
v_0	Velocidade do vento ambiente
z_0	Rugosidade
φ_m	Função da estabilidade atmosférica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	JUSTIFICATIVA.....	18
1.2	MOTIVAÇÃO.....	19
1.3	OBJETIVO GERAL.....	19
1.4	OBJETIVO ESPECÍFICOS.....	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	20
2.1	TECNOLOGIA DOS AEROGERADORES.....	20
2.2	A IMPORTÂNCIA DA REPOTENCIAÇÃO.....	23
2.3	METODOLOGIA WASP.....	24
2.3.1	Rugosidade.....	25
2.3.2	Orografia e Obstáculo.....	25
2.3.3	Curva de potência.....	26
2.3.4	Dados de vento.....	27
2.4	EFEITO ESTEIRA.....	27
2.4.1	Modelo de Jensen.....	28
2.5	ATLAS GLOBAL DE VENTO.....	32
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	34
3.1	METODOLOGIA.....	34
3.2	O ESTADO DA ARTE.....	35
4	METODOLÓGIA	40
4.1	ESCOLHA DAS LOCALIDADES E SELEÇÃO DOS PARQUES EÓLICOS PARA O ESTUDO DE CASO.....	40
4.2	AEROGERADORES SELECIONADOS PARA A REPOTENCIAÇÃO.....	43
4.3	ANÁLISE TÉCNICA.....	44
4.3.1	Repotenciação dos parques eólicos.....	46
4.3.2	Impacto no parque eólico vizinho.....	47
4.4	VIABILIDADE ECÔNOMICA.....	48
4.4.1	Valor Presente Líquido – VPL.....	49
4.4.2	Taxa Interna de Retorno – TIR.....	50
4.4.3	Tempo de Retorno do Investimento (<i>Payback</i>).....	50
4.4.4	Taxa mínima de atratividade (TMA).....	51

4.5	IMPACTO ECONÔMICO.....	51
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	52
5.1	MICROSITING DA REGIÃO DOS PARQUES EÓLICOS REPOTENCIALIZADOS.....	52
5.2	ANÁLISE TÉCNICA DA REPOTENCIAÇÃO DOS ESTUDOS DE CASOS.....	56
5.3	ANÁLISE ECONÔMICA DA REPOTENCIAÇÃO DOS ESTUDOS DE CASOS.....	58
5.4	EFEITO ESTEIRA CAUSADO PELA REPOTENCIAÇÃO EM PARQUES EÓLICOS VIZINHOS.....	62
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	66
	REFERÊNCIAS.....	68
	APÊNDICE A - LOCALIZAÇÃO DOS AEROGERADORES.....	73

1 INTRODUÇÃO

Ao passar dos anos, diversas políticas estão sendo adotadas para a redução da energia fóssil e o aumento da produção de energia oriunda de fontes renováveis. Com isto, a energia eólica vem se destacando nesta transição (DEMOLLI et al., 2019).

A geração de energia elétrica a partir dos ventos foi iniciada em 1887. No entanto, os aerogeradores, que são conhecidos atualmente, surgiram há cerca de 70 décadas depois, em 1956. O primeiro aerogerador comercial ligado à rede elétrica pública foi instalado na Dinamarca em 1976 (MACHUCA, 2015).

A geração de energia eólica no Brasil iniciou em 1992, com a operação comercial do primeiro aerogerador, que foi resultado de uma parceria entre a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) e o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE), através de financiamento do instituto de pesquisa dinamarquês Folkecenter. Esse aerogerador tinha uma potência nominal de 75 kW, e foi o primeiro a entrar em operação comercial na América do Sul instalado no arquipélago de Fernando de Noronha (Pernambuco) (ABEEÓLICA, 2020b).

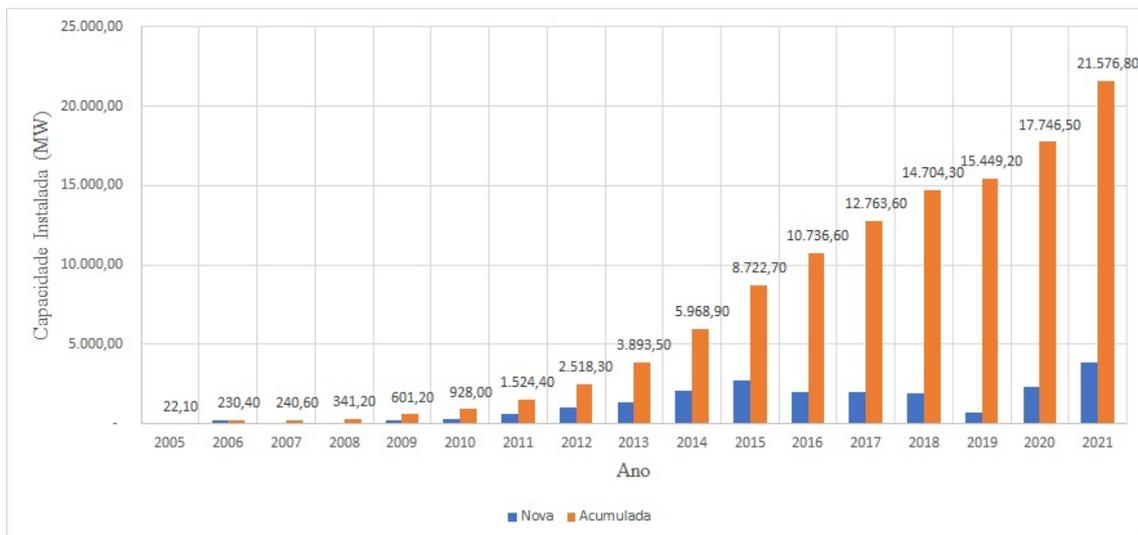
O primeiro parque eólico a atuar como produtor independente no país foi a central eólica de Taíba, que iniciou sua operação em 1999, no Ceará (ANEEL, 2005). Em 2001, a crise energética estimulou a implantação de novos parques eólicos com a criação de programas de incentivo. O principal deles foi o PROINFA (Programa para o Incentivo de Fontes Renováveis de Energia), criado em 2003. O primeiro parque eólico implantado a partir deste programa foi o complexo eólico de Osório que entrou em operação em abril de 2006 em Osório no Rio Grande do Sul (TENDERO, 2013).

A partir de 2009, ocorreram diversos leilões com a contratação da energia eólica. O primeiro deles foi exclusivo para fonte eólica e o 2º Leilão foi voltado Energia de Reserva (LER) foi considerado um sucesso com a contratação de 1,8 GW. Em 2010, foi realizado o 3º LER e o Leilão de Fontes Alternativas (LFA) com a contratação de 2 GW de geração eólica. Esses leilões provocaram uma competição entre as diversas fontes de energia renovável por não se comercializarem exclusivamente a fonte eólica. Em 2013, foram contratados 4,71 GW de potência, sendo considerado um recorde do setor. Em 2014, foram contratados 2,25 GW e, em 2015, 1,2 GW (ABEEÓLICA, 2021b).

Como consequência do sucesso desses leilões, observa-se na Figura 1 que a taxa do incremento médio anual da capacidade instalada da geração eólica no Brasil a partir do ano de 2013, apresentou um aumento considerável. A maior concentração dessa capacidade instalada

está nas regiões Nordeste e Sul do Brasil, em que a região Nordeste possui cerca de 88,7 % e a região Sul 8,7% da capacidade total (ABEEÓLICA, 2021a).

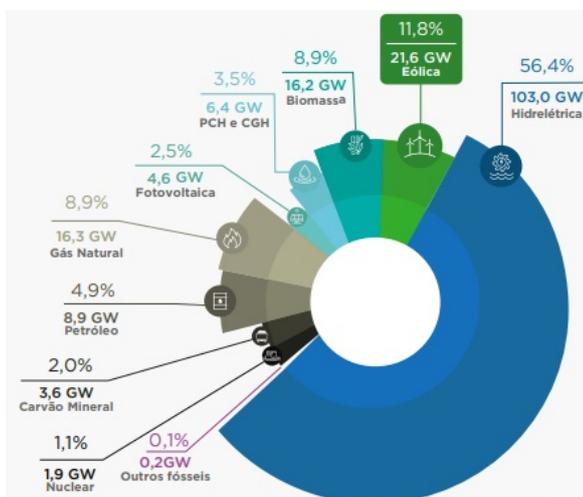
Figura 1 - Evolução da capacidade instalada (MW).



Fonte: Adaptação da ABEEÓLICA (2021).

A matriz elétrica brasileira é vista na Figura 2. Segundo o boletim anual de geração eólica de 2021 da ABEEólica, o Brasil possui uma matriz elétrica com a predominância de hidrelétricas, provendo 56,4% da potência instalada. Em seguida estão a energia eólica com 11,8% e a biomassa com 8,9% (ABEEÓLICA, 2021a).

Figura 2 - Matriz Elétrica Brasileira.



Fonte: ABEEólica (2021).

É importante salientar que a energia produzida da fonte eólica é menor do que a sua capacidade instalada, visto que, a produção de energia do parque é geralmente de 25 a 40% de sua capacidade (IEA WIND, 2015).

Como todo equipamento eletromecânico, os aerogeradores possuem uma vida útil de funcionamento prevista em projeto que depende tanto da durabilidade dos componentes específicos (gerador, caixa multiplicadora, pás, entre outros) como também das condições climáticas e operacionais a que esses aerogeradores forem submetidos ao longo do período de operação, como velocidade do vento, rajadas máximas, modos de operação, entre outros fatores. De acordo com a norma IEC 61400-1 (2019), recomenda-se que o projeto de um aerogerador tenha vida útil mínima de 20 anos. Os primeiros projetos contratados no âmbito do PROINFA atingirão esse tempo nos próximos 5 anos. Até 2030, mais de 50 parques alcançarão a faixa dos 20 anos de operação, representando mais de 600 aerogeradores e de 940 MW de potência (EPE, 2021).

Como alternativa para o final da vida dos aerogeradores, a engenharia atualmente oferece três opções de análise: descomissionamento, extensão de vida útil e a repotenciação (MARTÍNEZ et al., 2018). A repotenciação, pode ser considerada para prolongar a vida útil de parques eólicos, substituindo componentes dos aerogeradores ou os aerogeradores existentes por máquinas novas e mais potentes (Hu et al., 2020). Ela é comumente dividida em dois conceitos: total e parcial. A repotenciação total refere-se à desinstalação e substituição completa do aerogerador, enquanto a parcial é definida como a instalação de novo rotor e sistema de transmissão nas torres e fundações já existentes (LANTZ et al., 2013).

1.1 JUSTIFICATIVA

Ao passar dos anos, locais com bons potenciais eólicos para o comissionamento de novos parques estarão escassos em algumas localidades, pois os parques já existentes ocuparão esses locais, resultando em um olhar mais holístico para repotenciação (KITZING et al., 2020). Além de aproveitar os locais com bons potenciais eólicos a repotenciação traz vantagem no aumento da produção de energia do parque, e como consequência no seu fator de capacidade, visto que, os aerogeradores atuais apresentam melhores tecnologia, o que gera um melhor o potencial eólico local (Ruiz et al., 2018; Bona et al. 2021). O presente trabalho buscar investigar a viabilidade da repotenciação total de parques eólicos no Brasil em diferentes cenários.

1.2 MOTIVAÇÃO

Na maioria dos parques eólicos a disposição das máquinas ocorre em forma de linhas e colunas na direção predominante do vento. As máquinas que ficam a jusante operam na esteira formada pelos aerogeradores a montante. Os aerogeradores que operam na região da esteira sofrem uma redução da eficiência na extração da energia dos ventos, além de ficarem submetidas a um regime de cargas de fadiga mais complexas nas suas pás (Zhu et. al., 2022). Uma estratégia utilizada para maximizar a quantidade de energia extraída do vento na esteira é atuar no espaçamento entre os aerogeradores, que deve ser maior que 3 ou 4 vezes o diâmetro do rotor na direção perpendicular do vento preponderante e 8 a 10 vezes o diâmetro do rotor na direção paralela ao vento (LETCHER, 2017). A indisponibilidade de novos locais com bons potenciais eólicos para implantação de parques *onshore* fará com que haja proximidade física entre eles, evidenciando a importância de estudos e desenvolvimento de novas metodologias que considerem de forma adequada a interação dos ventos nos parques, além de verificar a viabilidade técnica e econômica da repotenciação.

1.3 OBJETIVO GERAL

Realizar uma análise técnica, econômica da repotenciação total, considerando, adicionalmente, a sua interferência em parques eólicos vizinhos.

1.4 OBJETIVO ESPECÍFICOS

- Definir as localidades dos parques eólicos e os aerogeradores para o estudo;
- Extrair os dados a serem utilizados como *inputs* nas análises;
- Realizar análise técnica e econômica dos parques eólicos;
- Verificar a interferência do efeito esteira causada pela repotenciação em parques eólicos vizinhos.

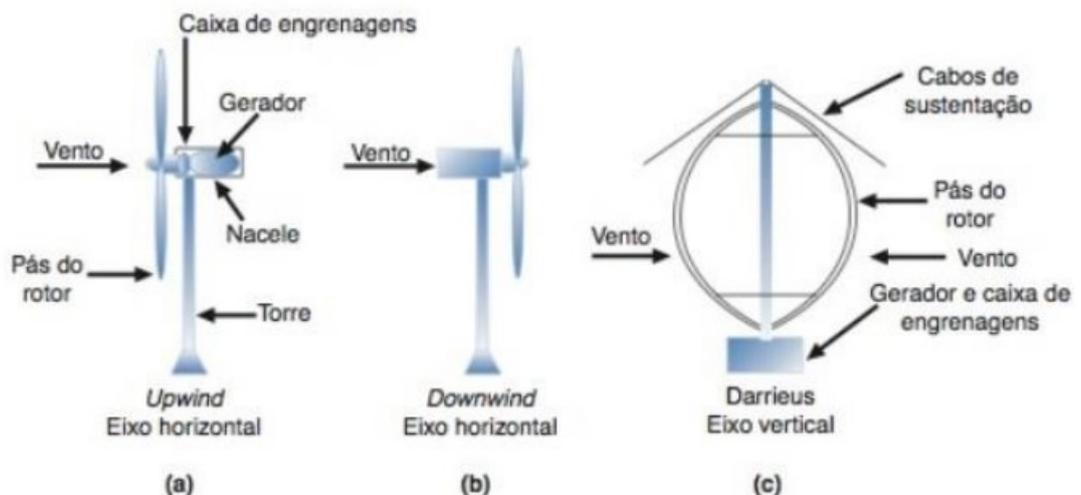
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentados os conceitos de: tecnologia dos aerogeradores, importância da repotenciação, ferramenta computacional WAsP e suas limitações, efeito esteira e Atlas Global de Vento.

2.1 TECNOLOGIA DOS AEROGERADORES EÓLICOS

O aerogerador é uma máquina cujo vento é o fluido de trabalho. Ele é projetado para extrair energia mecânica do vento e transformá-la em energia elétrica (MENEZES, 2016). A classificação dos aerogeradores se dá pelo eixo de rotação, no qual as pás giram, esse eixo de rotação poder ser vertical ou horizontal (PINTO, 2013). Os aerogeradores, ainda, podem ter suas pás viradas para a direção do vento, chamadas upwind, ou o oposto, com o vento passando por trás do aerogerador, chamadas downwind. Os aerogeradores upwind são mais comuns pelo fato de o vento não sofrer perturbações pela torre (CASTRO, 2009). A Figura 3 mostra os tipos de aerogeradores.

Figura 3 - (a e b) Aerogerador de eixo horizontal e (c) Aerogerador de eixo vertical (modelo Darrieus).

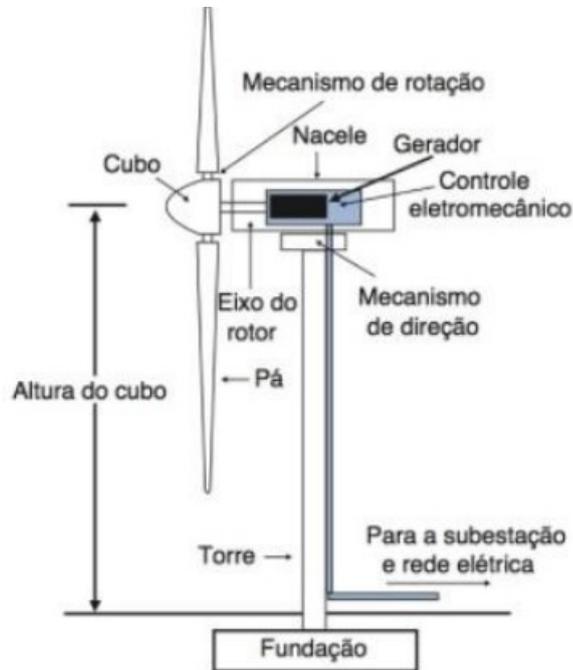


Fonte: Pinto (2013).

A estrutura do aerogerador é basicamente a mesma, independentemente da localização da torre eólica (*onshore* ou *offshore*). Como maior diferença, pode-se citar o tipo de fundação utilizada em cada uma delas. Essas torres são compostas por um gerador, três pás

acopladas, podendo ter variação no número de pás, mastro e fundação. (BERTUZZI, 2013). Os principais componentes de um aerogerador são representados na Figura 4 (Fadigas, 2011).

Figura 4 - Componentes de um aerogerador.



Fonte: Fadigas (2011).

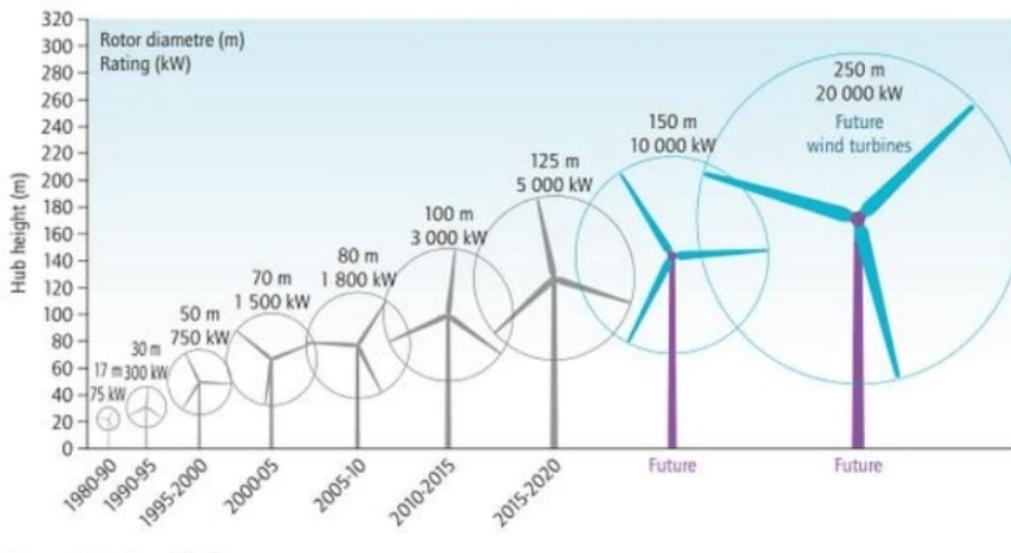
Dentre os principais componentes, destacam-se:

- **Torre:** Responsável pela sustentação e posicionamento do rotor e nacelle;
- **Rotor:** Responsável por transferir o movimento das pás para o eixo central;
- **Caixa de transmissão:** Responsável pelo aumento da velocidade oriunda do rotor;
- **Gerador:** Tem a função de transformar a energia mecânica de rotação do eixo em energia elétrica;
- **Nacelle:** É a estrutura que armazena os principais componentes do aerogerador como: caixa multiplicadora, gerador elétrico, mecanismos de controle (de orientação, velocidade e carga) e o eixo principal.

O funcionamento dos aerogeradores ocorre quando o vento atinge a velocidade mínima do aerogerador, as pás e o eixo começam a girar o gerador. 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 (Bona, 2019).

Um estudo feito pela associação WindEurope (2021) mostrou o histórico da evolução da geração de energia eólica na Europa desde 1982 até 2021. Observou-se uma melhoria da tecnologia empregada, em especial, o aumento do diâmetro dos aerogeradores e da potência acumulada anual. A tendência crescente da potência nominal é relacionada com diâmetro do rotor, como é ilustrada na Figura 5.

Figura 5 - Evolução dos aerogeradores.



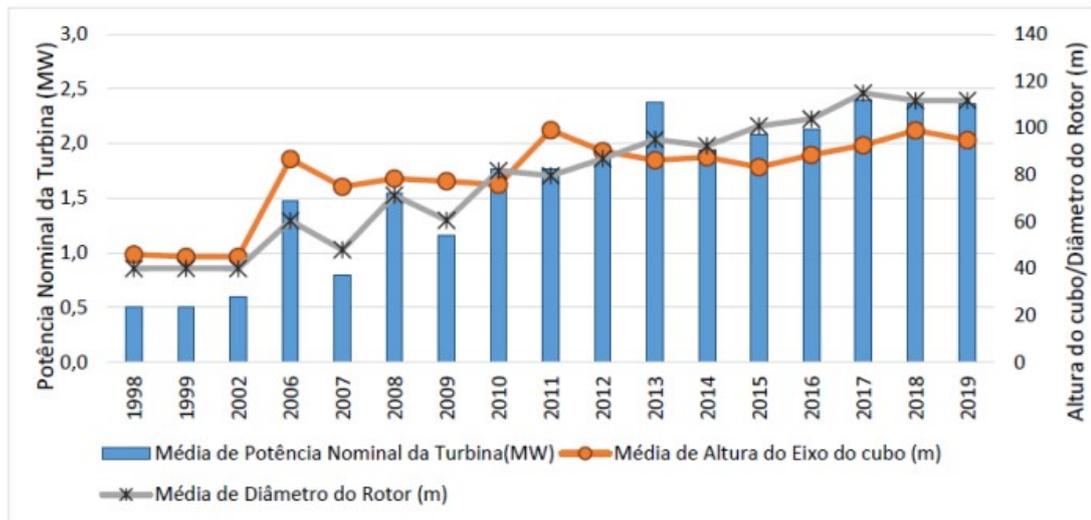
Fonte: IEA WIND (2013).

Até o ano de 2005, o aerogerador de maior capacidade instalada no mundo tinha diâmetro de rotor entre 60 e 90 metros e capacidade variando entre 1MW e 3MW de potência nominal. Nesta época começaram a ser desenvolvidos os primeiros protótipos de aerogeradores de 5MW, em que o maior diâmetro de rotor foi de 120 metros. Atualmente no mercado brasileiro, até o ano de 2020, o aerogerador com maior potência instalada foi o Vestas com 150 metros de diâmetro e 4,2MW de potência unitária, seguido pelo SG170, modelo da Siemens Gamesa, com 170 metros de diâmetro e 6,2 MW de potência unitária (SALLES, 2021). A tendência de implantação de aerogeradores com maior diâmetro é justificada pela maior captura da energia cinética no ar. Em 2020, 90% dos parques, com a autorização de implantação pela ANEEL, possuíam rotor maior que 132 metros de diâmetro. O menor rotor com a autorização da ANEEL para implantação possui 110 metros, evidenciando a tendência de mercado de aumento dos rotores (EPOWERBAY, 2020).

O resultado desse aumento no diâmetro dos rotores dos aerogeradores apresenta um crescimento na potência nominal dos aerogeradores. A Figura 6 apresenta essa comparação

entre os empreendimentos em operação, desde 1998 até 2019, considerando dados das plataformas da ANEEL (EPE, 2021).

Figura 6 - Média de potência nominal da turbina, comparando com altura do cubo e diâmetro do rotor por ano de entrada em operação comercial.



Fonte: EPE (2021).

2.2 A IMPORTÂNCIA DA REPOTENCIAÇÃO

As instalações de energia eólica, como outras tecnologias de geração de energia, estão sujeitas ao envelhecimento, induzindo a redução de eficiência, produção e disponibilidade (ARÁNTGUI, 2019). A repotenciação é uma alternativa para vencer esses problemas e traz como vantagens (ARÁNTGUI et al., 2019) (KITZING et al., 2020) (MANCHADO et al., 2018):

- O aumento do fator de capacidade: com a repotenciação há uma troca dos aerogeradores por outros de tecnologia mais avançada com maior altura de cubo e diâmetro do rotor, permitindo uma maior extração da energia oriunda dos ventos;
- Redução ruído: ao passar dos anos, o aerogerador vai envelhecendo e com isso há um aumento do ruído causado por ele, com a troca de aerogeradores velhos por novos, há uma redução do ruído causado pelo parque eólico;
- Melhoria na economia local do parque instalado: a implantação de parques eólicos, movimentam a economia local, gerando empregos para os moradores da região;
- Aproveitamento dos espaços com o melhor potencial eólico: ao passar dos anos a implantação de parques eólicos vem crescendo, e no futuro próximo, os locais com bons

potenciais eólicos já estarão em uso, por isso a repotenciação de parques eólicos mais antigos poderá ser uma estratégia para o aproveitamento desses locais;

- Redução do impacto visual: a potência instalada é mantida com a repotenciação para o cumprimento da legislação do contrato, e com isso, há uma diminuição no número de aerogeradores e redução do impacto visual.

2.3 METODOLOGIA WASP

O *software* WASP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) foi desenvolvido pelo Laboratório Risø, na Dinamarca, em 1987. O *software* utiliza um modelo linear das equações de Navier-Stokes. Ele é construído sobre soluções de equações simplificadas, onde os efeitos não lineares não são levados em consideração, assim obtendo resultados rápidos e menos precisos (Ramos et. al., 2016). O WASP utiliza um modelo linearizado que realiza extrapolação horizontal e vertical da climatologia estatística do vento em microescala, utilizando informações do terreno (relevo, rugosidade e obstáculos), além de leis físicas da atmosfera, também utiliza a curva de potência e a curva de empuxo do aerogerador, dados de ventos obtidos pela distribuição de Weibull e o layout do parque para obter seus *outputs* (MORTENSEN et al., 2014).

A maioria dos modelos lineares baseia-se na teoria de Jackson e Hunt (1975), a qual não leva em consideração a modelagem do escoamento de vento, o que afeta os resultados em terrenos complexos (Ramos et. al., 2016). Por este motivo, o método numérico usado no WASP é utilizado para estimar o potencial eólico em parques eólicos cuja área apresenta topografia plana e sem a presença de obstáculos. Vale ressaltar que a utilização de modelos lineares para modelagem de terrenos complexos leva à superestimação do potencial eólico na região. O modelo WASP tem como padrão uma série de características definidas para uma atmosfera típica europeia. Com base nessas limitações estimativas, para o WASP obter resultados mais próximos da realidade, as simulações devem ser feitas quando o local de medição e os locais de estimativas estiverem conforme os seguintes critérios (LOUREIRO, 2011):

- Sujeitos ao mesmo regime climatológico;
- Condições climáticas próximas da estabilidade neutra;

- Não existirem inclinações abruptas na área que possam provocar um descolamento do fluido (inclinações maiores que 17°);
- Os dados medidos serem confiáveis.

2.3.1 Rugosidade

A rugosidade de uma área de superfície é determinada pelo tamanho e distribuição dos elementos de rugosidade que ela contém, para superfícies terrestres são tipicamente vegetação, áreas construídas e a superfície do solo. Segundo Petersen (1989), os diferentes terrenos foram divididos em quatro tipos, cada um caracterizado por seus elementos de rugosidade. Cada tipo de terreno pode ser referido como uma classe de rugosidade. Uma descrição dos quatro tipos dessas classes de rugosidade é dada na Tabela 1.

Tabela 1 - Classes de Rugosidade.

Classe	z(m)	Características da superfície
0	0,0002	Áreas cobertas por água como o oceano, lagos e rios.
1	0,1	Áreas de fazenda com obstáculos na distância de pelo menos 1000 m entre si e poucas construções espalhadas, podendo existir muitas árvores e casas.
2	0,03	Áreas abertas com poucos obstáculos. O terreno deve ser plano ou levemente ondulado. Árvores e arbustos isolados podem ser encontrados na área.
3	0,4	Áreas urbanas, florestas e fazendas com muitos obstáculos.

Fonte: Adaptado de Mortensen et al. (2014).

2.3.2 Orografia e Obstáculo

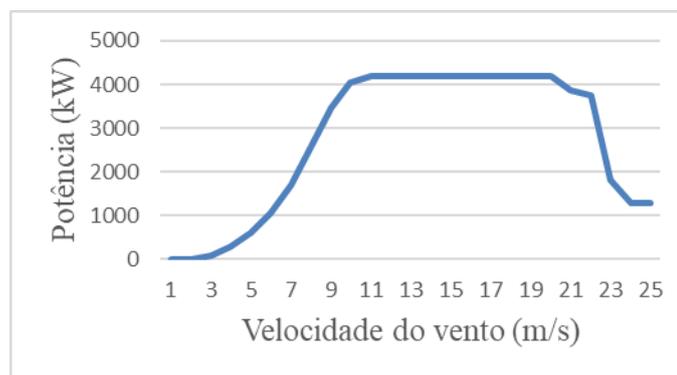
Elementos orográficos são colinas, vales, falésias, escarpas e cumes. Estes exercem uma influência adicional ao vento. Por exemplo: em um terreno com montanhas perto da crista o vento tende a acelerar, enquanto perto dos vales ele irá desacelerar. O WASP utiliza uma forma de avaliar a complexidade da orografia de um terreno através do índice RIX (*Ruggedness Index*), este índice indica a porcentagem de um terreno circular de raio 3,5 km que quando ultrapassa a inclinação de 17° é considerado uma inclinação crítica. O WASP foi desenvolvido para operar em terrenos que apresentam o índice RIX igual ou próximo de zero, ou seja, terrenos praticamente suaves (MORTENSEN et al., 2014).

Além da orografia e da rugosidade, o vento é também fortemente influenciado pela presença de obstáculos, como um edifício em que o efeito deste obstáculo estende-se verticalmente até aproximadamente três vezes a sua altura. Para o WAsP, se o ponto de interesse estiver dentro desta zona, é necessário levar em consideração os efeitos do obstáculo, enquanto se estiver fora da zona o obstáculo deve ser tratado como um elemento de rugosidade (MORTENSEN et al., 2014).

2.3.3 Curva de potência

A energia produzida como a função da velocidade do vento na altura do cubo é convencionalmente chamada de curva de potência. A produção de energia por um aerogerador varia com o vento que atinge o rotor, como mostra a Figura 7. É prática comum usar a velocidade do vento na altura do cubo como referência para a resposta de potência do aerogerador.

Figura 7 - Curva de potência do aerogerador Vestas V150.



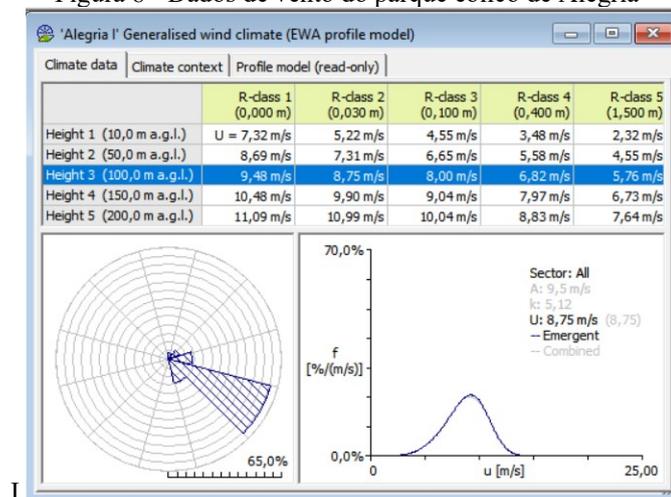
Fonte: Adaptado do *The Wind Power* (2022).

Quando a velocidade do vento é menor que a velocidade de corte, o aerogerador não será capaz de produzir energia. Quando a velocidade do vento excede a velocidade de corte, a potência de saída aumenta com o aumento da velocidade do vento até um máximo valor, a potência nominal; depois disso, a saída é quase constante. Em velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o aerogerador é parado para evitar falhas estruturais (MORTENSEN et al., 2014).

2.3.4 Dados de vento

Os dados de vento usados no WASP mostram a velocidade média do vento e a densidade de potência média do vento para diferentes comprimentos de rugosidade (classes) e alturas padrão. A rosa dos ventos exibe as frequências setoriais da direção do vento, dividida em 12 setores, cada um com 30°, além de possuir uma distribuição de frequência da velocidade do vento e os parâmetros Weibull (fator de escala da distribuição) e Weibull-k (fator de forma da distribuição) diferente para cada setor. A Figura 8, abaixo, mostra um exemplo de um dado de vento do parque eólico de Alegria I apresentado no *Software* WASP.

Figura 8 - Dados de vento do parque eólico de Alegria



Fonte: O Autor (2023).

Como mostra a figura acima, para cada combinação de comprimento de rugosidade e altura padrão existe uma rosa dos ventos. Para a exibição da rosa em uma determinada combinação de comprimento de rugosidade e altura padrão, com o intuito de obter as diversas distribuições por setor, basta clicar na célula correspondente na grade (MORTENSEN et al., 2014).

2.4 EFEITO ESTEIRA

Os aerogeradores extraem energia cinética do vento causando redução na sua velocidade e aumento da turbulência resultantes da interação do escoamento do ar com as pás do rotor. A região do campo de escoamento eólico, que sofreu perturbação pelo rotor, é

chamada de efeito esteira. Esse fenômeno deverá diminuir a eficiência na captação dos aerogeradores nessa região (LONGATT et. al., 2012).

A esteira gerada apresenta duas regiões distintas: a primeira, chamada de esteira próxima (*near wake*), e a segunda, chamada de esteira distante (*far wake*). A *near wake* é a região localizada atrás do rotor, onde as características do rotor, como número e aerodinâmica das pás, influenciam diretamente nessa região. A região *far wake* é aquela que em geral pode influenciar na operação de máquinas do seu parque eólico e em outros parques vizinhos. Nesse caso devem ser analisados o modelo da esteira, sua influência, modelos de turbulência e os efeitos da topografia (VERMEER; SØRENSEN; CRESPO, 2003).

É importante considerar os efeitos de esteira dos parques eólicos vizinhos e o possível impacto dos parques eólicos que serão construídos no futuro. E para o presente trabalho foi escolhido o modelo de unidimensional de Jensen (Jensen, 1983), pois se trata de um modelo linear de resposta rápida, facilitando uma estimativa inicial ao estudar o efeito esteira na região *far wake*.

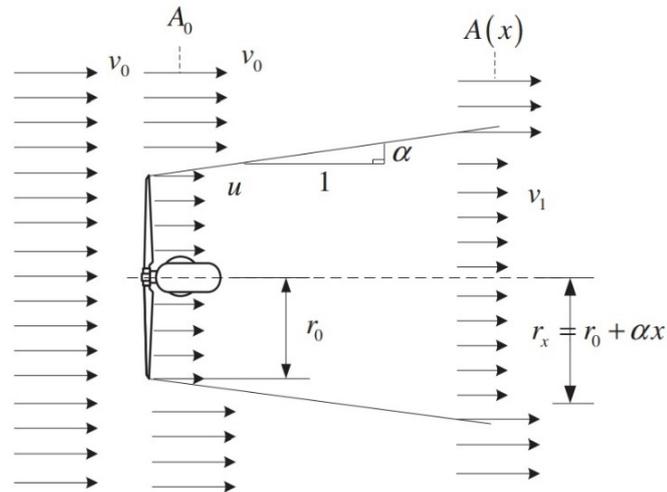
Na seção seguinte, será apresentada a dedução e a evolução do modelo de Jensen usado no *software* WAsP.

2.4.1 Modelo de Jensen

O modelo de Jensen é baseado na conservação da massa para estimar a velocidade do vento na altura do cubo a jusante de um aerogerador. Várias simplificações são assumidas no modelo: a velocidade de vento é uniforme, ao invés de uma distribuição gaussiana das velocidades na seção transversal da esteira; o diâmetro inicial da esteira é assumido como sendo o diâmetro do rotor da turbina; a esteira se expande linearmente em função da distância a favor do vento, e a interação da esteira com o solo é desconsiderada (Jensen, 1983).

O modelo de esteira de Jensen é unidimensional, e uma hipótese de distribuição *Top-hat* é adotada para sua estimativa, ou seja, o déficit de velocidade na esteira é modelado como radialmente independente (GE et al., 2019). A Figura 9 mostra um esquema do fluxo 1D passando pelo aerogerador.

Figura 9 - Modelo de esteira de Jensen assumindo a linearidade com expansão do cone de esteira.



Fonte: LONGATT (2012).

Jensen usando a conservação da massa obteve a equação 1.

$$\pi r_0^2 u + \pi (r_x^2 - r_0^2) v_0 = \pi r_x^2 v_1 \quad (1)$$

O r_0 é o raio do rotor, u é o déficit de velocidade da esteira inicialmente na posição do rotor, v_1 é o déficit da velocidade na esteira e v_0 é a velocidade do vento ambiente. O déficit inicial da velocidade na esteira, u , é obtido da teoria do momento do disco atuador, onde a é o fator de indução axial, como mostra a equação 2 abaixo.

$$u = (1 - a)v_0 \quad (2)$$

A expansão linear da esteira, r , é função do seu coeficiente de expansão α e da distância x a jusante.

$$r = \alpha x + r_0 \quad (3)$$

Substituindo a equação 2 e 3 na 1, obtemos a equação 4.

$$\frac{v_1}{v_0} = 1 + \left(-\alpha \left(\frac{r_0}{\alpha x + r_0} \right)^2 \right) \quad (4)$$

Três anos após a publicação do modelo original, novos desenvolvimentos foram feitos por Katic et al. (1987) para considerar topografia, direção do vento e a característica do aerogerador a fim de aumentar a precisão do modelo Jensen (KOLLWITZ, 2016). Katic considera a expansão da esteira de forma linear da seguinte forma:

$$D = D_0 + 2k_w x \quad (5)$$

O coeficiente de empuxo (C_t) é obtido com base no teorema do disco atuador, mostrado na equação 6.

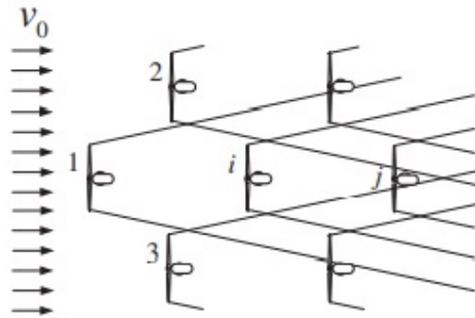
$$(1 - 2\alpha) = \sqrt{1 - C_t} \quad (6)$$

Inserindo a equação 5 e a 6 na equação 4, Katic obteve a equação abaixo.

$$\frac{v_1}{v_0} = 1 - \frac{1 - (\sqrt{1 - C_t})}{\left(1 + \frac{2k_w x}{r}\right)^2} \quad (7)$$

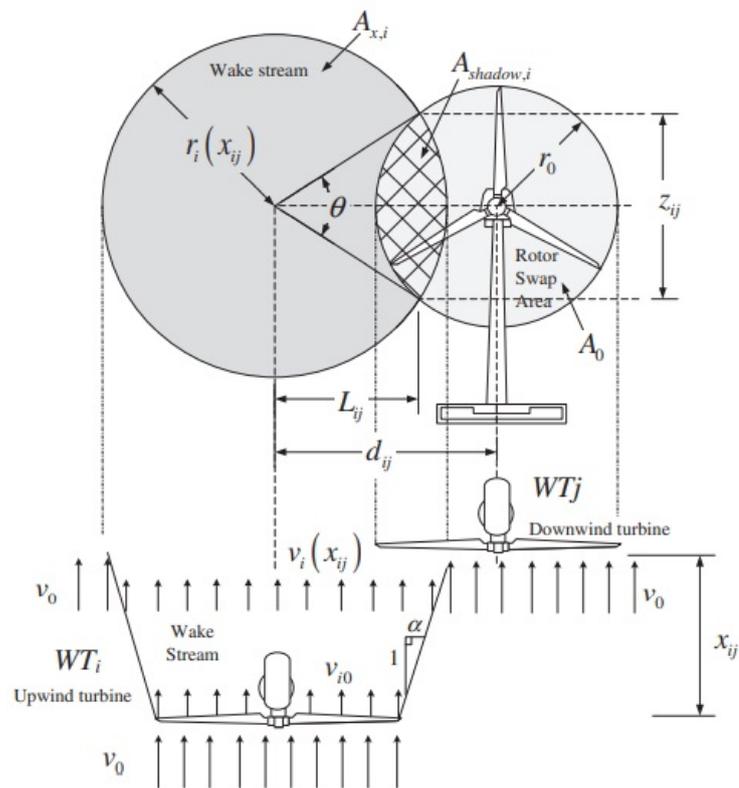
O efeito modelado na equação 7 é produzido por um único aerogerador. Em um parque eólico, cada aerogerador a montante que sombreia um aerogerador a jusante, terá um efeito sobre o desempenho desse aerogerador (ZHANG, 2009). Este efeito de esteira múltipla é mostrado na Figura 10. Nesta configuração de parque eólico, a velocidade do vento no aerogerador j é afetado não apenas pelo aerogerador a montante que está diretamente à sua frente, mas também pelos demais aerogeradores próximos. Para obter um resultado do efeito esteira do parque eólico, os efeitos das múltiplas esteiras dos aerogeradores devem ser combinados em um único efeito. Uma média puramente empírica é geralmente usada para modelar a interação entre essas múltiplas esteiras. Um modelo detalhado de efeitos de esteira considera as áreas sombreadas do aerogerador a montante. Este sombreamento é uma medida do grau de sobreposição entre a área abrangida pelo cone de sombra de esteira ($A_{Shadow,i}$) e a área varrida pelo aerogerador sofrendo sombreamento (A_0); um exemplo do qual é representado na Figura 11 (LONGATT, et al., 2012).

Figura 10 - Múltiplas esteiras atuando em um aerogerador.



Fonte: LONGATT (2012).

Figura 11 - Interferência da esteira causada em um aerogerador no outro.



Fonte: LONGATT (2012).

$$v_j(x_{ij}) = v_i \left[1 - \sum_{i=1}^n (1 - \sqrt{1 - C_t}) \left(\frac{D_0}{D_i + 2k_w x_{ij}} \right)^2 \right] * \frac{A_{\text{Overlap}}}{A_0} \quad (8)$$

O *Software WAsP* utiliza o modelo de Jensen e Katic para calcular o efeito esteira com base na equação 8. A constante de decaimento do efeito esteira tem o valor padrão $k_w = 0,075$

para aplicação *onshore* e $k_w = 0,04$ para aplicação *offshore* (Mortensen, 2014). Esse valor pode ser alterado inserindo a constante que mais se adeque ao estudo.

A constante de decaimento obtida por Frandsen (1992) pode ser calculada com base na equação 9, onde h é a altura do cubo do aerogerador e z_0 é a rugosidade.

$$K_w = \frac{0,5}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad (9)$$

Outra forma de calcular a constante é com base no teorema desenvolvido por Penã (2014), que sugere incluir a correção da estabilidade atmosférica no cálculo da constante de decaimento, uma vez que uma esteira decai mais lentamente quando a camada limite atmosférica está estratificadamente estável. A equação 10 mostra como calcular o K_w , considerando a estabilidade atmosférica, k é a constante de Von Kármán, φ_m é uma função da estabilidade atmosférica em função do comprimento L de Obukhov e altura do cubo da turbina h em uma rugosidade z_0 .

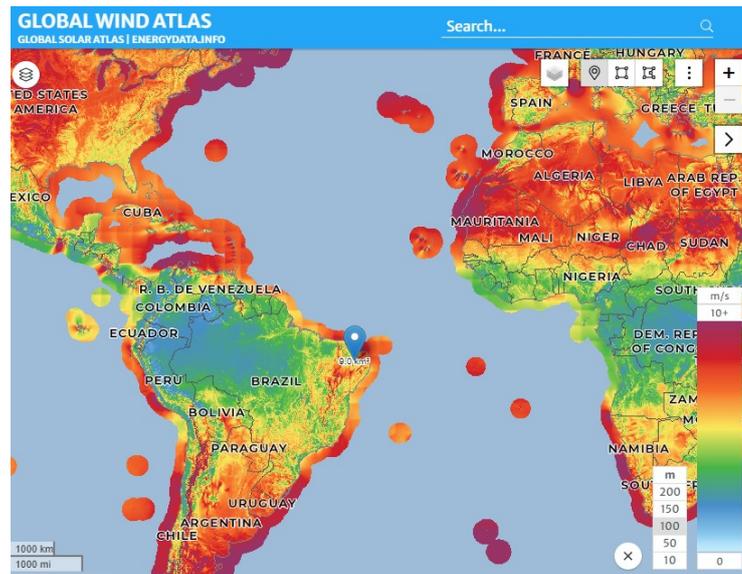
$$K_w = \frac{k}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right) - \varphi_m\left(\frac{h}{L}\right)} \quad (10)$$

Na literatura encontram-se modelagens 2D (GE et. al., 2019) e 3D (XIAOXIA et. al., 2020) para esteira dos aerogeradores em parques eólicos que fogem do escopo de modelagem 1D desse trabalho.

2.5 ATLAS GLOBAL DE VENTO

O *Global Wind Atlas* na Figura 12 é um aplicativo gratuito desenvolvido para ajudar formuladores de políticas ambientais, planejadores e investidores a identificar áreas de ventos fortes para geração de energia eólica em praticamente qualquer lugar do mundo, em seguida, realiza cálculos preliminares (Global Wind Atlas, 2022).

Figura 12 - Mapa dos dados de vento.



Fonte: Global Wind Atlas (2022)

No Global Wind Atlas na versão GWA 3.0, os recursos eólicos calculados utilizam simulações de modelos de séries temporais de mesoescala, realizados com base em 10 anos, com uma resolução de 3 km^2 , usando os dados de reanálise mais recentes da base de dados do ERA5. As simulações de modelos de mesoescala e microescala são expandidas para incluir locais até 200 km de todas as costas, para fornecer informações adicionais sobre o recurso eólico *offshore*, para reduzir a incerteza ao interpolar os resultados na vertical, é permitido extrair dados na altura de 10, 50, 100, 150, 200 metros (Global Wind Atlas, 2022).

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será abordada a metodologia de como foi realizado o levantamento do estado da arte sobre a repotenciação de parques eólicos.

3.1 METODOLOGIA

Para a elaboração dessa seção, utilizou-se como base de dados as plataformas de pesquisa de artigos: Scopus e Web of Science. Nelas, a expressão-chave “*repowering of wind farms*” foi utilizada para obter a seleção de artigos sobre o tema, sendo a pesquisa realizada no dia 02 de maio de 2022. Após a pesquisa, cada plataforma gerou um arquivo com as informações referentes aos materiais que corresponderam à expressão-chave pesquisada. Dentre tais materiais estão artigos de periódicos, capítulos de livros, artigos de eventos científicos, relatórios técnicos. Os arquivos gerados pelas plataformas listaram, respectivamente, 83 e 73 trabalhos, totalizando 156 artigos. Para a união dessas listagens de artigos geradas pelos bancos de dados e remoção dos artigos duplicados utilizou-se um script disponibilizado no *Science Mapping* (bibliometria), que obteve um total de 98 artigos diferentes. Após o refinamento com a leitura do título e resumo de cada trabalho, houve uma redução nos números de artigos a serem analisados, totalizando 60 artigos. A Figura 13, mostra o número de artigos publicados com base nos anos. Pode-se evidenciar que entre 2019 e 2022 houve um aumento nos estudos sobre o tema, demonstrando sua relevância para o seguimento da energia eólica.

Figura 13 - Números de Artigos sobre repotenciação com base nos anos de Publicação.



Fonte: O Autor (2023).

3.2 O ESTADO DA ARTE

Smallwood et al. (2009) estudou o impacto dos aerogeradores na taxa de mortalidade de Aves e morcegos, e discutiu possíveis estratégias de repotenciação para mitigar as suas mortes na Califórnia. Foram comparados a taxa de mortalidade entre os anos de 1998 até 2003 onde foram analisados 75% dos aerogeradores da APWRA (*Altamont Pass Wind Resource*) e entre os anos de 2005 até 2007, nessa faixa de tempo analisaram aerogeradores que foram repotencializados e as que não foram. Ele percebeu que a média anual de mortes das aves no *Altamont Pass* poderia ser reduzida em 65%, além desse fator ambiental, também se percebeu uma melhora na parte técnica, onde obteve-se um aumento de quase três vezes no fator de capacidade, implicando no aumento de cerca de 1.000 GWh de energia eólica anualmente.

Goyal (2010) analisou a situação atual da energia eólica na Índia, avaliando os diferentes segmentos de mercado, incluindo o mercado de repotenciação. Foram feitas análises dos estados com mais potencial para a repotenciação com base nos critérios: CUF (*Cumulative Utilization Factor*), condição das máquinas eólicas, vida do projeto eólico e localização. Além disso, analisou-se as perspectivas futuras no investimento com base em alguns obstáculos como: disponibilidade de bons locais eólicos em terra, tarifa eólica aplicável, grandes requisitos de investimento e questões logísticas. Concluiu-se que a repotenciação é uma alternativa mais viável do que a implantação de novos parques eólicos, visto que apresentou um valor superior na TIR (Taxa Interna de Retorno), mas deve-se dar uma atenção a CUF, devido à TIR ser bastante sensível a este parâmetro.

Río et al. (2011) observou através do seu estudo sobre análise qualitativa de instrumentos e opções de projeto para apoiar a repotenciação de energia eólica *onshore*, que o *design* do parque eólico é um elemento que influencia a tomada de decisão devido ao seu valor interferir diretamente no fator de capacidade e no custo do investimento. Também concluiu que algumas políticas de subsídio podem ajudar na escolha da repotenciação, além do valor da tarifa.

Castro et al. (2011) estudou a descrição dos aspectos econômicos da repotenciação, no estudo de caso de um parque eólico no norte da Espanha, onde seu início de operação ocorreu no ano de 1998. O estudo se dividiu em duas etapas, na qual a primeira criou nove alternativas para a repotenciação utilizando três aerogeradores na escala de 2 MW em três tipos de configuração diferentes. Na segunda etapa, analisou-se o aumento de até 40% da produção de energia, visto que, acima disso a emissão de novas licenças é de extrema complexidade. Os

resultados mostraram um *payback* de 5 anos dentro da restrição imposta na etapa 2, além do ganho na produção de energia, podendo fornecer um lucro de até 6,6 M€. Uma forma de aumentar esse lucro analisado no trabalho é a venda de sucata oriundo do descomissionamento do parque para outros países. A quantidade de energia vendida e a tarifa média se mostraram os principais parâmetros que interferem na tomada de decisão sobre a repotenciação.

Silvosa et al. (2013) analisou a importância relativa de aspectos técnicos e variáveis econômicas na viabilidade financeira de projetos de repotenciação de parques eólicos. Um modelo financeiro foi construído para a análise das decisões sobre várias frentes, além de uma análise de sensibilidade feita com o objetivo de verificar quais variáveis tem um maior impacto. A metodologia proposta nesse trabalho é de Schneider (1978), que foi adaptada para criação de um modelo de análise econômica da repotenciação. Verificou-se que a produção de energia e a tarifa de incentivo como a FIT (*Feed-in tariff*) auxiliam diretamente na escolha da repotenciação, mas os custos da O&M não apresentam um impacto relevante na decisão. O WACC (*weighted average cost of capital*) também foi importante em alguns cenários, mostrando que uma pequena redução pode afetar a viabilidade do projeto.

Luengo et al. (2015) observou os modos de falha de um parque eólico *offshore* ao longo da sua vida útil, verificando três cenários para o fim de vida dos aerogeradores: extensão de vida útil, repotenciação e descomissionamento. A melhor opção entre as três seria a extensão de vida útil, tendo um controle sobre os componentes e elaborando um plano de manutenção eficiente, mas se essa opção não for viável, a repotenciação poderia ser uma alternativa. Uma forma de ajudar na escolha da repotenciação seria a redução dos custos para realizá-la, como a reutilização da infraestrutura.

Serri et al. (2017) estudou as características, distribuição geográfica dos parques eólicos e a capacidade eólica que atingiria o fim de vida em 2020. Foram desenvolvidos cenários de repotenciação avaliando a sustentabilidade técnica e econômica. Os resultados exibiram uma melhoria na produção de energia em todos os cenários, bem como uma diminuição do impacto visual. No aspecto econômico, uma tarifa de incentivo deve ser aplicada para deixar a repotenciação mais atrativa assegurando uma TIR entre 6% a 9%.

Martínez et al. (2018) analisou o impacto ambiental da repotenciação de um parque eólico, tendo como referência a ACV (Análise do Ciclo de Vida) de um parque que substituiu um aerogerador de potência nominal de 660 kW por uma de 2 MW. Os resultados do trabalho mostraram que os aerogeradores, subestação e a linha de distribuição elétrica são os elementos que mais causam impacto ambiental com a repotenciação. Mesmo levando em

conta a substituição de todos esses componentes, a repotenciação ainda se mostra viável, considerando que o benefício da energia produzida consegue ser duas vezes maior que o impacto causado por uma produção de energia de uma fonte elétrica convencional.

Ruiz et al. (2018) realizou uma análise técnico-econômica de uma experiência real de repotenciação de um parque eólico localizado na Espanha, no município de Malpica. O objetivo do trabalho foi descobrir as vantagens econômicas da repotenciação e, através de uma análise de sensibilidade, localizar qual parâmetro o afetaria mais. Os resultados mostraram que a repotenciação duplicou o AEP (Produção Anual de Energia) do parque, mesmo mantendo a potência instalada, e se mostrou viável economicamente considerando uma tarifa de no mínimo 36,081 €/MWh. A análise de sensibilidade revelou que a curva de potência, tarifa de energia, custo de manutenção e o AEP são as variáveis que mais afetam a viabilidade da repotenciação.

Madlener et al. (2019) investigou a repotenciação na Alemanha para quatro tipos de regulamentação diferentes. Os resultados mostraram que a repotenciação precoce pode ser economicamente viável sob as condições da lei de fontes de energia renovável de 2014. O momento ideal para a repotenciação depende da duração da tarifa inicial concedida. Ele concluiu que a repotenciação sob o regime de mercado livre não é tão lucrativa comparado a um sob regime de prêmio de mercado.

Rajaram et al. (2020) observou com a repotenciação, que a substituição dos aerogeradores por outros de maior potência, permitiria um aumento da área disponível, visto que, mantendo a potência instalada no parque eólico o número de aerogeradores reduz e esta redução poderia ser aproveitada com implantação de painéis fotovoltaicos. No estudo de caso analisado a capacidade híbrida (parque eólico repotencializado mais painéis fotovoltaicos) permitiu um aumento de 17 vezes no valor comparado ao parque antes da repotenciação, além de reduzir 27.878,04 toneladas de CO₂ por ano.

Kitzing et al. (2020) mostrou em seu trabalho que ao passar dos anos, os locais com bons potenciais eólico estarão escassos em algumas localidades, ressaltando a importância de um olhar mais holístico para a repotenciação. O artigo estudou a repotenciação dos parques eólicos no período de 2012 até 2019 na Dinamarca, analisando quais desses fatores: espaço, ruído, estética e política, com as suas conjunções, foram os motivos para a repotenciação. Os resultados mostraram que o principal motivo para a repotenciação na Dinamarca foi o espaço apresentado em 67% dos casos e em segundo o ruído com 13%. Concluiu-se que a repotenciação é uma boa alternativa, devido à otimização dos espaços, reduzindo os números de aerogeradores, além de melhorar os aspectos estéticos do parque.

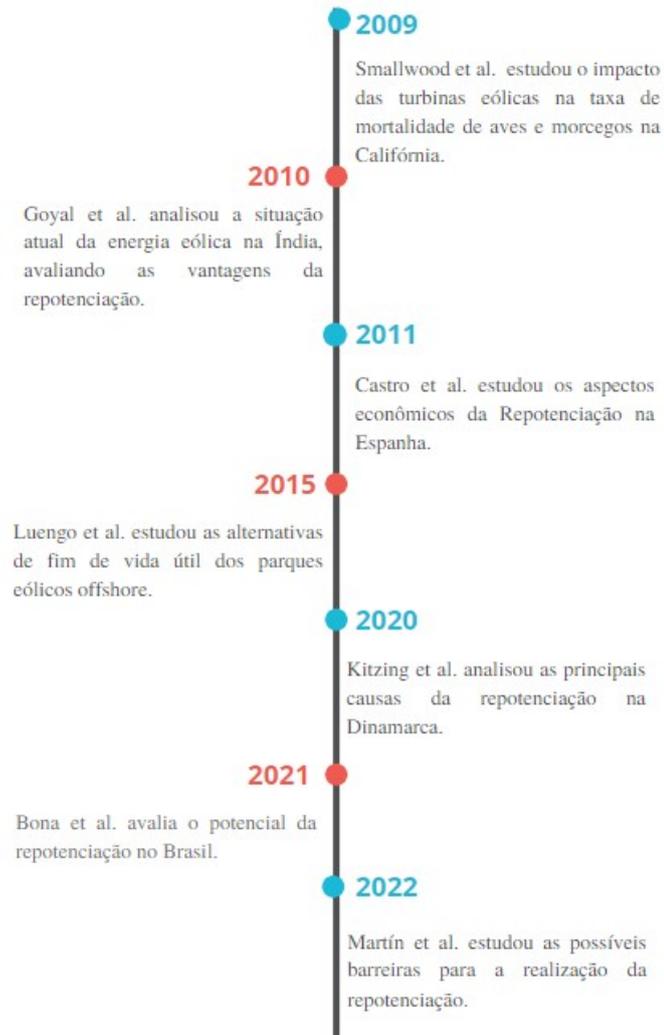
Bona et al. (2021) investigou o potencial de repotenciação no Brasil e simulou os diferentes cenários técnico-econômicos para determinar quais parâmetros são mais relevantes para o projeto. A simulação técnica foi feita usando o *software* windPRO para o cálculo do AEP e das perdas por esteiras. Na análise econômica, foram avaliados a TIR e o *payback* com a variação do custo da O&M (Operação & Manutenção). A repotenciação se mostrou viável na parte técnica, devido a evolução das tecnologias dos aerogeradores. Na análise econômica, a tarifa de venda de energia é um parâmetro que influencia diretamente na tomada de decisão sobre a repotenciação.

Leite et al. (2022) estudou as alternativas de fim de vida útil de um parque eólico realizando uma análise econômica e de sensibilidade. Ele estudou três alternativas: descomissionamento, repotenciação e extensão da vida útil em três casos diferentes. O método da análise global de sensibilidade utilizado foi o Sobol, onde identificou-se que a repotenciação é a escolha mais viável para a tomada de decisão do fim de vida dos parques, porém é o mais arriscado em relação aos parâmetros de entrada. A tarifa de energia e o fator de capacidade são as variáveis que mais afetam a TIR e VPL (Valor Presente Líquido), já o OPEX (*Operational Expenditure*) e CAPEX (*Capital Expenditure*) demonstraram ter um impacto insignificantes comparados as outras variáveis.

Martín et al. (2022) investigou as barreiras que afetam a realização da repotenciação dos parques eólicos, especialmente na Espanha. Foi realizado um estudo de levantamento sistemático com acadêmicos, promotores, especialistas financeiros, fabricantes, operadores, mantenedores e formuladores de políticas para identificar as barreiras reais para a repotenciação. A principal barreira para a repotenciação encontrada na Espanha foi a regulatória, ficando em segundo lugar a parte técnica e a econômica.

A Figura 14 abaixo mostra a disposição temporal dos estudos científicos sobre a repotenciação.

Figura 14 - Disposição temporal dos estudos científicos sobre a repotenciação.

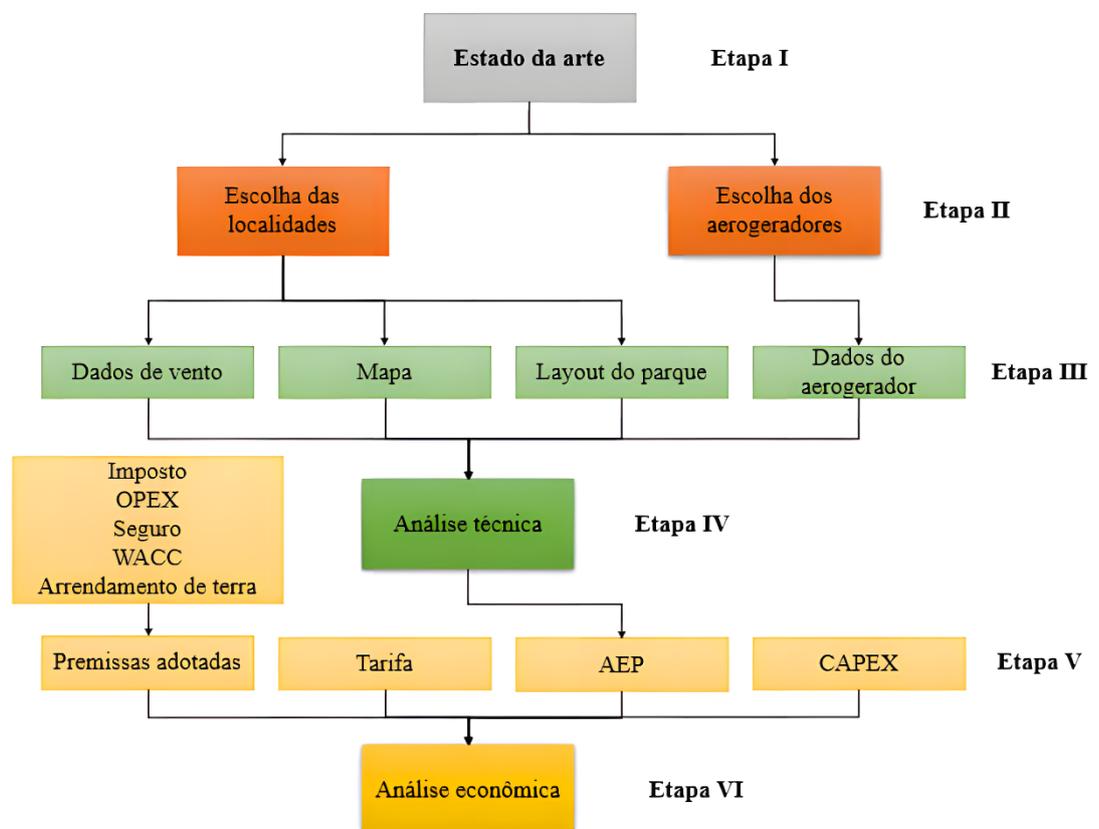


Fonte: O Autor (2023)

4 METODOLOGIA

Nesse capítulo descreve-se a metodologia aplicada na dissertação onde o presente trabalho foi dividido em seis etapas: (i) estado da arte; (ii) escolha das localidades e dos aerogeradores; (iii) a obtenção dos *inputs* para análise técnica; (iv) análise técnica; (v) a obtenção dos *inputs* a ser inserido na análise econômica e (vi) análise econômica. Na Figura 15 mostra como foi realizado a metodologia aplicada.

Figura 15 - Fluxograma da metodologia da dissertação.



Fonte: O Autor (2023).

Os próximos tópicos apresentarão mais detalhes de como foram realizadas as etapas apresentadas no fluxograma acima.

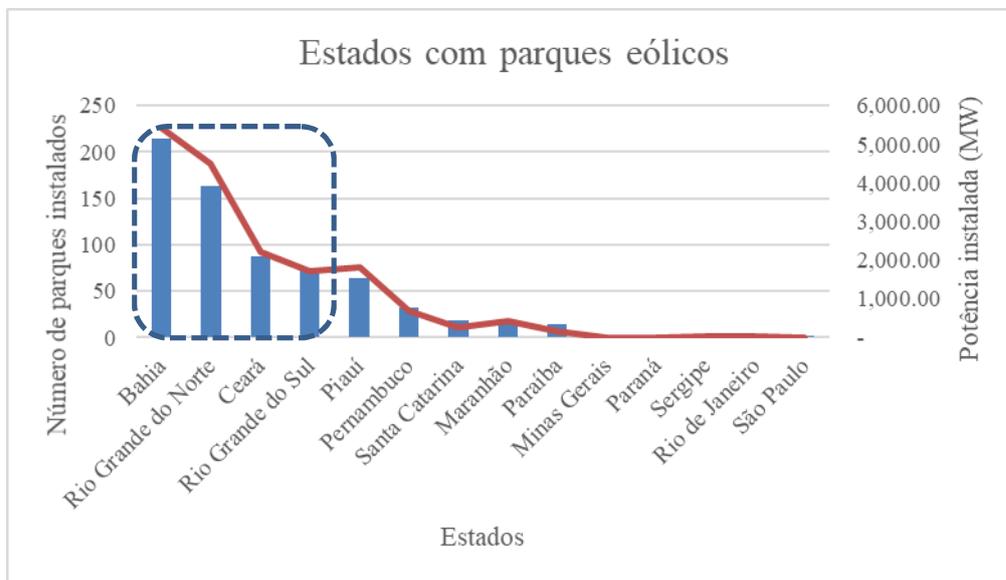
4.1 ESCOLHA DAS LOCALIDADES E SELEÇÃO DOS PARQUES EÓLICOS PARA O ESTUDO DE CASO

Os critérios para seleção dos possíveis parques eólicos a serem repotencializados neste trabalho foram: (i) o tempo de operação do parque eólico desde o seu início de funcionamento

e (ii) a região geográfica com mais parques eólicos instalados. As principais justificativas na escolha desses critérios foram estudar os parques eólicos com maior probabilidade de repotenciação nos próximos anos e avaliar parques em locais com características distintas, no que diz respeito ao recurso eólico.

A Figura 16 mostra os resultados do levantamento, por região/Estado, dos parques eólicos instalados no Brasil, baseado em dados até o mês de abril de 2022 da plataforma SIGA da ANEEL (2022).

Figura 16 - Quantidades de parque por localidade.



Fonte: ANEEL (2022).

Para o presente estudo, foram selecionados os quatro estados com mais parques instalados no Brasil, sendo eles: Bahia, Rio Grande do Norte, Ceará e Rio Grande do Sul. Esses quatro estados representam regiões bastante distintas no que se refere a questões climáticas e geográficas. Os parques eólicos localizados na Bahia e no Rio Grande do Norte têm por características o vento predominantemente leste. Já no Ceará um vento mais sudeste. No Rio Grande Sul o vento se comporta de forma multidirecional, como pode ser visto na Figura 28.

Dessa forma, foram escolhidos quatro parques, sendo um em cada Estado, e levando-se também em consideração o seu ano de instalação.

Com base nessas premissas foram selecionados os seguintes parques eólicos conforme apresentado na Tabela 2.

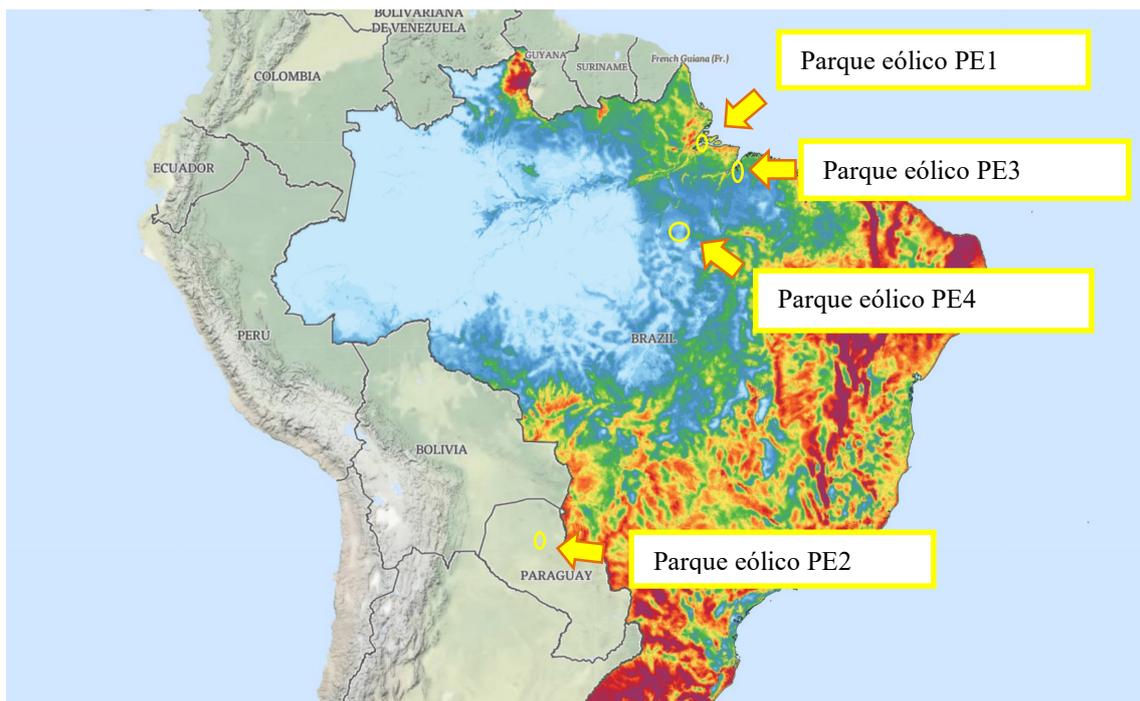
Tabela 2 - Parques eólicos selecionados levando-se em consideração os estados com maior potência instalada de aerogeradores e ano de instalação dos parques eólicos.

Parque eólico	Ano de instalação do parque eólico	Localidade	Potência instalada do parque eólico (MW)	Aerogerador			
				Modelo	Potência (kW)	Diâmetro do rotor (m)	Altura do cubo (m)
PE1	1999	Ceará	5	Enercon E40	500	40	45
PE2	2006	Rio Grande do Sul	50	Enercon E70	2000	70	100
PE3	2010	Rio Grande do Norte	51	Vestas V82	1650	82	70
PE4	2014	Bahia	30	Gamesa G90	2000	90	100

Fonte: ANEEL (2022).

A Figura 17 apresenta a localização geográfica de cada parque eólico estudado no mapa eólico do Brasil. Como pode ser observado na Figura 5, os parques localizam-se em zonas de alto potencial eólico de acordo com o mapa eólico, apresentando as seguintes velocidades de vento de longo prazo estimadas para 100m de altura do cubo: (i) PE1: 7,5 m/s, (ii) PE2: 8,26 m/s, (iii) PE3: 8,75 m/s, (iv) PE4: 8,39 m/s.

Figura 17- Distribuição espacial dos parques eólicos analisados no estudo de caso.



Fonte: *Global wind atlas* (2022).

4.2 AEROGERADORES SELECIONADOS PARA A REPOTENCIAÇÃO

Os critérios para seleção dos aerogeradores para repotenciação foram: (i) diferentes potências nominais e diâmetro de rotor; e (ii) fabricantes com prevalência no mercado do país nos últimos 4 anos. Para a análise da repotenciação foram selecionados três aerogeradores, de diferentes fabricantes, com potência nominal na faixa de 2 MW, 3MW e 4MW. Os aerogeradores escolhidos são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Aerogeradores selecionados para análise de repotenciação.

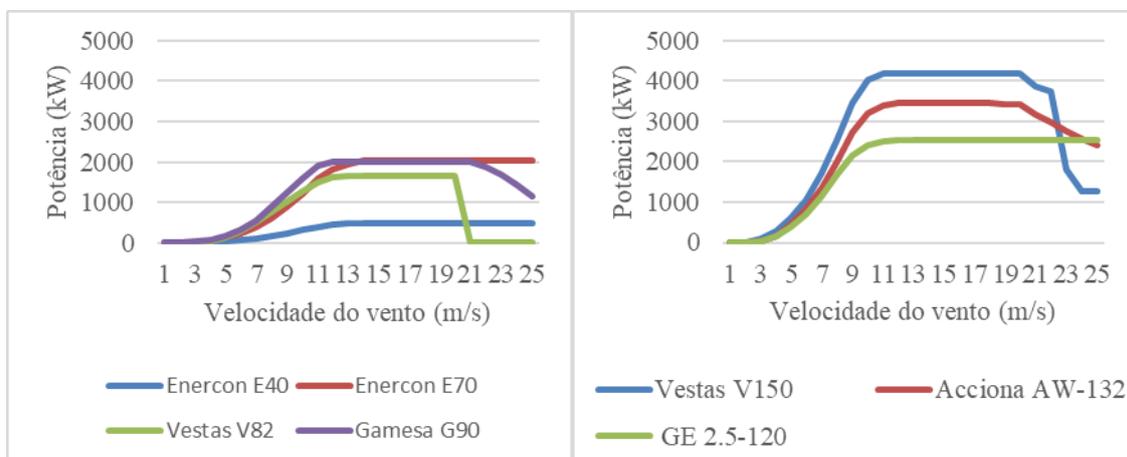
Aerogerador	Potência nominal (kW)	Diâmetro do rotor (m)	Altura do cubo (m)
GE 2.5-120	2500	120	110
Acciona AW-132	3450	132	120
Vestas V150	4200	150	120

Fonte: ANEEL (2022).

A Figura 18 apresenta as curvas de potência dos aerogeradores originalmente instalados nos parques eólicos selecionados para o estudo (Tabela 1), conforme Figura 17a e os aerogeradores utilizados na análise de repotenciação (Figura 17b).

Conforme observado, o aerogerador Enercon E40 apresenta a menor potência nominal comparada as outras. Como pode ser observado na Figura 6, com passar dos anos houve um aumento da potência nominal com o aumento do diâmetro do rotor e altura do cubo (EPE, 2021).

Figura 18 - (a) Curva de potência dos aerogeradores do parque sem a repotenciação (b) Curva de potência dos aerogeradores usados na repotenciação.



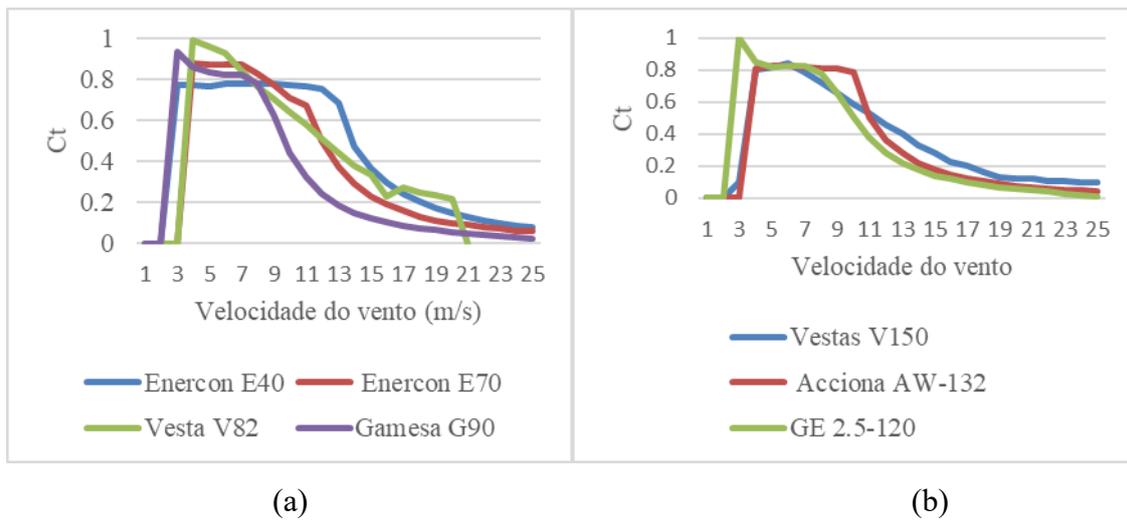
(a)

(b)

Fonte: ANEEL (2022).

Como pode ser observado na Equação 8, o coeficiente de empuxo, C_t , é fundamental para o cálculo da esteira. A Figura 19 apresenta as curvas de empuxo dos aerogeradores usados na repotenciação e a dos aerogeradores originais.

Figura 19 - (a) Curva de empuxo dos aerogeradores do parque sem a repotenciação (b) Curva de empuxo dos aerogeradores usados na repotenciação.



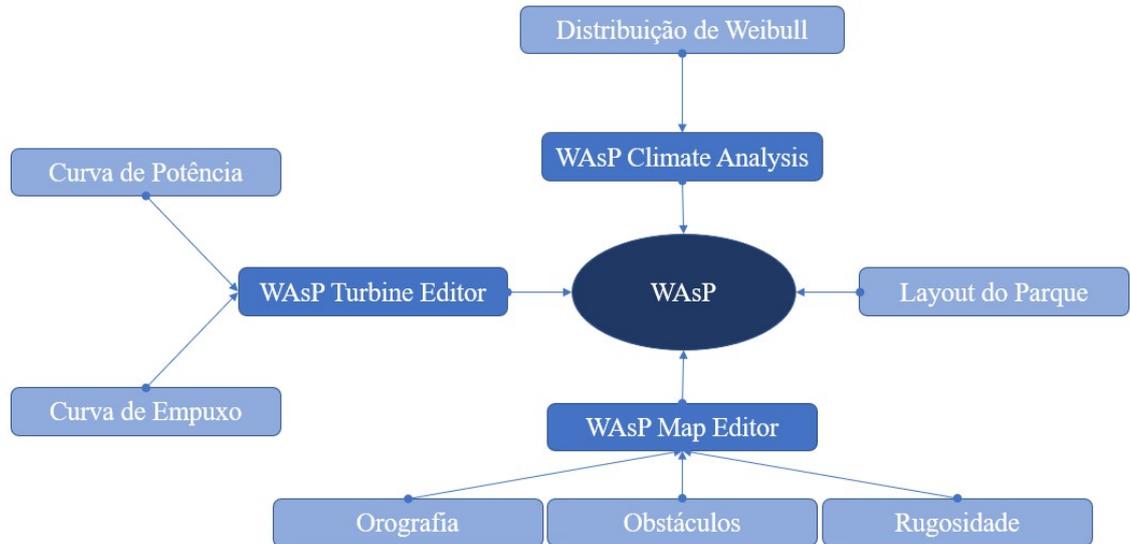
Fonte: ANEEL (2022).

4.3 ANÁLISE TÉCNICA

As simulações de interferência de um parque eólico repotencializado nos parques eólicos próximos foram realizadas através do *software* *WAsP* 12, cuja licença educacional foi cedida pela Universidade Técnica da Dinamarca (DTU) por um período de 1 ano. Os dados de k_w de 0,04, usados como padrão no *software* para simulações *onshore*, foram mantidos nas simulações do presente trabalho.

Para o cálculo de energia anual gerada, que representa o *output* do *software* *WasP*, são necessários os *inputs* apresentados no fluxograma da Figura 20. A distribuição de *Weibull* serve como entrada para o *Wasp Climate Analysis*, que calcula a rosa de vento e a velocidade do vento, em diferentes alturas e rugosidades. No *WAsP Turbine Editor* a curva de potência e a curva de empuxo são inseridas para mostrarem a característica do aerogerador a ser selecionado no *WAsP*. O mapa do local em estudo é criado pelo *WAsP Map Editor*, onde tem como *inputs* a orografia, rugosidade e obstáculo do local. O *Layout do Parque* serve para saber a disposição espacial de cada aerogerador.

Figura 20 - Fluxograma da metodologia WAsP.



Fonte: Mortensen (2014).

A localização dos aerogeradores, em UTM (*Universal Transverso de Mercator*), foi obtida através do *software Google Earth*. A curva de relevo foi obtida pelo *software Global Mapper*, usando dados SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*), com as curvas de nível de 10 m.

Os dados de vento usados no *WAsP*, foram retirados do *Global Wind Atlas*, onde é apresentada a velocidade média do vento para diferentes comprimentos de rugosidade e alturas, que exibe a rosa de vento, dividida em 12 setores cada um com 30°.

Na repotenciação a potência instalada do parque foi mantida, assim, como a potência individual de cada aerogerador aumenta, obtém-se uma redução no número de aerogeradores como mostra a Tabela 4.

Tabela 4 - Quantidade de aerogeradores por parque eólico na configuração original e após a repotenciação.

Nome das Aerogeradores	PE1	PE2	PE3	PE4
Aerogeradores iniciais do parque	10	25	31	15
GE-120-2500KW	2	20	21	12
Acciona-AW132-3465KW	2	15	15	9
Vestas V150-4200KW	2	12	13	8

Fonte: O Autor (2022).

O *Wasp* utiliza a curva de potência do aerogerador e a função de densidade de probabilidade da velocidade do vento para cada direção na altura do cubo é dada pela distribuição de Weibull. O cálculo da produção de energia pode ser estimada pela equação 11.

$$PAE = k * \int_0^{\infty} Pr(u) P(u) du \quad (11)$$

Onde, *PAE* representa a produção anual de energia, *Pr(u)*, a função de densidade da probabilidade, *P(u)* a curva de potência do aerogerador e *k* a constante no valor de 8760 que representa o número horas do ano.

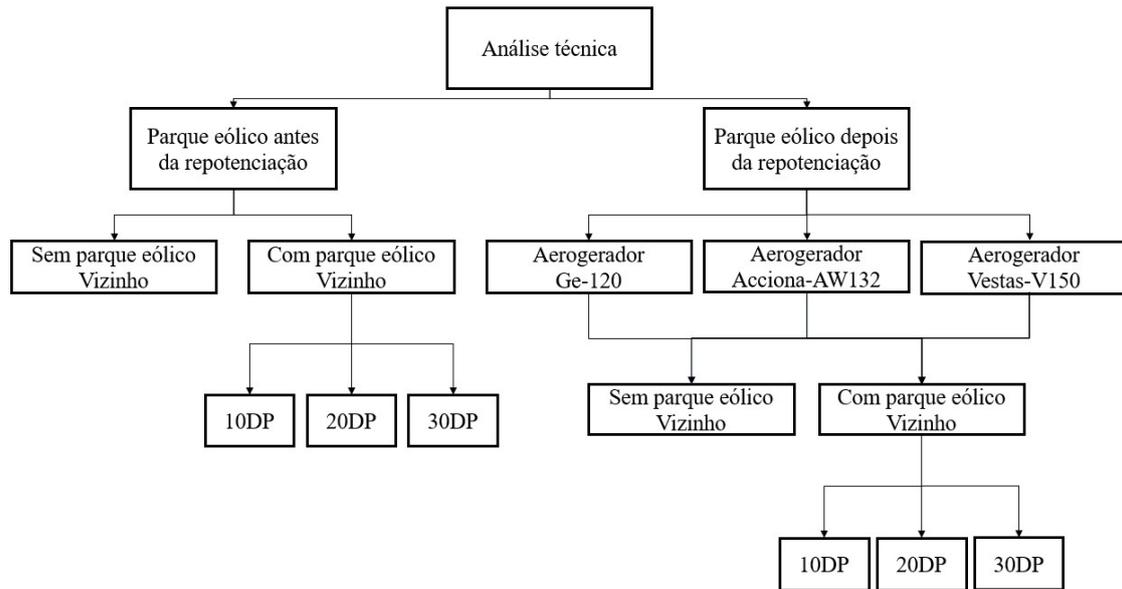
O fator de capacidade (FC) é o indicador que define o quanto uma usina gera de energia em relação ao máximo que ela poderia gerar. O cálculo do FC é mostrado na equação 12, no qual *P_{instalada}* é a potência instalada no parque eólico.

$$FC = \frac{PAE}{k * P_{instalada}} \quad (12)$$

4.3.1 Repotenciação dos parques eólicos

Foram realizadas as simulações de repotenciação de quatro parques eólicos, com três tipos de aerogeradores diferentes, com ou sem parque eólico vizinho. Os parques eólicos vizinhos foram inseridos a distância de 10, 20 e 30 vezes da base (solo) até a ponta da pá do aerogerador, sendo chamado respectivamente de 10DP, 20DP e 30DP. A Figura 21 mostra como foram realizadas as simulações.

Figura 21 - Metodologia aplicada na análise técnica.



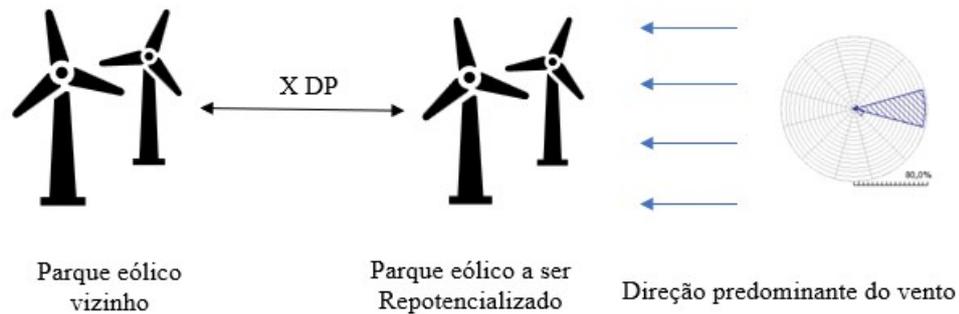
Fonte: O Autor (2023).

4.3.2 Impacto no parque eólico vizinho

Segundo Jain (2016), o efeito esteira pode afetar a produção dos aerogeradores entre 2 e 20% dependendo da distância entre os aerogeradores e da intensidade de turbulência ambiente. Já a norma brasileira ANEEL nº 391/2009, também limita a implantação de parques eólicos vizinhos numa distância mínima de 20DP, além de exigir a apresentação de um relatório técnico considerando-se todas as direções do vento com permanência superior a 10% (EPE, 2021). Pensando nisto, o estudo de interferência da repotenciação no parque eólico vizinho foi realizado utilizando um múltiplo da distância da base até a ponta da pá do aerogerador (DP). No presente estudo serão utilizadas na constante X as distâncias de 10, 20 e 30 vezes, posicionado a jusante do parque eólico repotencializado considerando a direção predominante do vento na localidade estudada.

O parque eólico vizinho tem um grupo de aerogeradores enfileirados, o aerogerador escolhido para simular esse parque eólico vizinho foi o Gamesa G90 de 100 m de altura de cubo e diâmetro do rotor 90 m, devido ser uns dos aerogeradores instalados nas regiões brasileira a 10 anos atrás simulando um parque já instalado próximo do parque a ser repotencializado. A Figura 22 ilustra a posição do parque eólico vizinho.

Figura 22 - Posicionamento do parque eólico vizinho ao parque a ser repotencializado.



Fonte: O Autor (2023).

4.4 VIABILIDADE ECÔNOMICA

Após os estudos de viabilidade técnica de um projeto de geração eólica, é fundamental a realização da análise econômica para validação desse investimento (TAVARES, 2016). Foram realizados o cálculo do VPL (Valor Presente Líquido), TIR (Taxa Interna de Retorno) e *payback* (Tempo de retorno), a fim de analisar a atratividade da repotenciação. Para se obter os índices financeiros mencionados, foi necessário estimar o valor do investimento, considerando o valor do parque eólico como um todo. Todavia, as simulações trabalharam com potências e aerogeradores diferentes, desta forma foi necessário encontrar um valor médio de investimento por MW instalado (R\$/MW instalado) para cada modelo de aerogerador. Para encontrar este valor, foram analisados o valor de investimento de dois empreendimentos que continham esse aerogerador e calculou-se o valor médio, segundo os dados fornecidos pelos boletins da EPE (2022). O valor do CAPEX médio por aerogerador é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 - CAPEX médio por aerogerador.

Aerogerador	CAPEX (R\$/MW)
Vestas V150	4.005.000,00
Acciona AW132	3.781.432,00
GE -120	3.428.013,00
Enercon E40	1.819.000,00
Enercon E70	4.466.670,00
Vestas V82	5.171.280,00
Gamesa G90	5.006.720,00

Fonte: EPE (2022)

Outras premissas adotadas para o cálculo da TIR e do *payback* foram baseadas no trabalho de LEITE et al. (2022). Essas premissas são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6 - Premissas adotadas para análise econômica.

Parâmetros	Valores
OPEX	1% do investimento
Seguro	1% do investimento
Arrendamento de Terra	0,5% da venda de energia
Imposto	10% da venda de energia
WACC	8%

Fonte: Adaptado de Leite et al. (2022).

Segundo Colmenar-Santos et al. (2015), o valor do CAPEX de um parque repotencializado é de 89% do valor de um parque novo. Levando em conta essa premissa, cada valor do CAPEX encontrado para a repotenciação foi multiplicado por 0,89 considerando que parte da infraestrutura existente será reutilizada. O fluxo de caixa (FDC) adotado para o estudo da análise econômica é apresentado na equação 12.

$$FDC = - CAPEX + VDE - OPE - IP - SE - AT \quad (12)$$

Onde CAPEX é o valor investido para implantação do parque, VDE a venda de energia do parque eólico, OPEX os gastos com a manutenção do parque, IP o imposto, SE é o seguro e AT é o arrendamento de terra feito para a implantação do parque eólico.

4.4.1 Valor Presente Líquido - VPL

Puccini (2011) define o VPL de um fluxo de caixa como sendo o valor presente de suas parcelas futuras, descontadas com uma taxa de juros (denominada de taxa de desconto), somadas à primeira entrada ou saída do fluxo de caixa, localizada no ponto zero. Isto implica que quando o VPL é positivo significa que o projeto em análise tem taxa de remuneração maior que a taxa de juros considerada, devendo ser aceito. Ao contrário, quando o VPL resulta negativo significa que a taxa de remuneração é inferior à taxa de juros considerada, devendo o projeto ser rejeitado ao passo que não apresenta atratividade frente a outras oportunidades de investimento disponíveis no mercado. A equação 13 abaixo mostra como foi feito o cálculo do VPL.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \left[\frac{\text{Fluxo de Caixa}_t}{(1+i)^t} \right] - I \quad (13)$$

onde:

- VPL - valor presente líquido;
- Fluxo de Caixa - fluxo de caixa no período t;
- I - Investimento inicial (montante a ser aplicado no período zero), considerado negativo por se tratar de um desembolso;
- i - taxa de juros;
- n - número de períodos considerados.

4.4.2 Taxa Interna de Retorno - TIR

A TIR trata-se da taxa, que se iguala o VPL de uma oportunidade de investimento a zero (Gitman, 2004). Em outras palavras, a TIR calcula qual é a rentabilidade do projeto analisado. Quanto maior for o valor da TIR mais rentável é o investimento e caso a TIR venha ser negativa o investimento é inviável. A equação 14 abaixo mostra como é feito o cálculo da TIR.

$$\sum_{t=1}^n \left[\frac{\text{Fluxo de caixa}_t}{(1+TIR)^t} \right] - I = 0 \quad (14)$$

4.4.3 Tempo de Retorno do Investimento (*Payback*)

O Tempo de retorno do investimento indica em quantos anos haverá a recuperação do investimento em um projeto (PRATES, 2016). O cálculo do *payback*, foi realizado pela seguinte equação 15:

$$Payback = \frac{\text{Investimento}}{\text{Fluxo de caixa}} \quad (15)$$

4.4.4 Taxa mínima de atratividade (TMA)

A TMA é a taxa de referência da empresa ou investidor para aceitação ou rejeição de um projeto de investimento. Se o investidor possui seu capital em uma aplicação com determinada taxa de juros, essa será a taxa mínima exigida para que outros projetos sejam atrativos, ou seja, se o valor da TMA for inferior ao valor da TIR o projeto é atrativo (PUCCINI, 2011).

O valor da TMA adotado no presente trabalho foi 12,75% que a taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) do mês de maio do ano de 2022, no qual foi realizado o leilão de energia nova A-4.

4.5 IMPACTO ECONÔMICO

A repotenciação pode vir a interferir na produção de energia do parque eólico vizinho, e como consequência, causar uma diminuição do seu faturamento prejudicando a viabilidade do seu empreendimento. O impacto econômico no faturamento causado pela repotenciação pode ser representado a partir da equação 16.

$$IE = TF * PAEP \quad (16)$$

Sendo:

- IE - Impacto Econômico;
- TF - Tarifa;
- PAEP - Produção Anual de Energia Perdida.

No presente estudo, o valor escolhido para a tarifa, TF, foi de R\$ 179,30/MWh por ser o valor médio do leilão de energia nova A-4 de 2022 no Brasil (EPE, 2022). A fim de quantificar o impacto econômico dado por uma central eólica repotencializada à montante do parque eólico vizinho, será avaliada a redução na sua PAE como critério de viabilidade econômica.

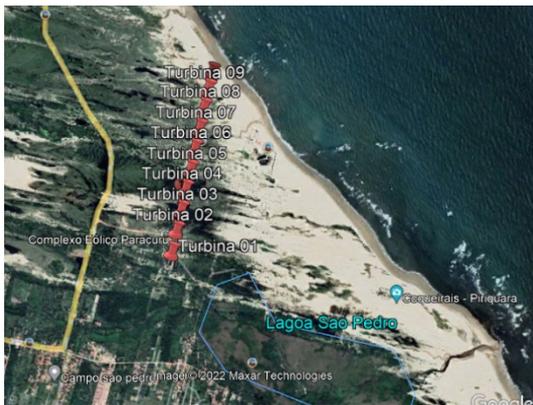
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, será abordado o *micrositing* da região dos parques eólicos repotencializados e os resultados da análise técnica, econômica e do impacto causado pela repotenciação em parques eólicos vizinhos.

5.1 MICROSITING DA REGIÃO DOS PARQUES EÓLICOS REPOTENCIALIZADOS.

A Figura 23 apresenta o layout e no anexo A é apresentado a localização exata dos aerogeradores analisados no parque, sendo utilizado o *software Google Earth* para extrair as localizações. O layout do parque eólico de PE1 é uma fileira com 10 aerogeradores, próximos da costa do mar. Em PE2 o layout do parque tem duas fileiras de aerogeradores bem espaçadas entre elas com a distância de aproximadamente 17 vezes o diâmetro do rotor do aerogerador instalado no parque eólico, o parque contém 25 aerogeradores do fabricante Enercon E70. A disposição espacial dos 31 aerogeradores em PE3 é dividida em duas regiões, uma com três fileiras na direção mais vertical e a segunda com duas fileiras mais horizontal próximo da costa do mar. O layout em PE4 é uma fileira curvada de 15 aerogeradores.

Figura 23 - (a) layout do parque eólico PE1; (b) layout do parque eólico PE2; (c) layout do parque eólico PE3; (d) layout do parque eólico PE4.



(a)



(b)



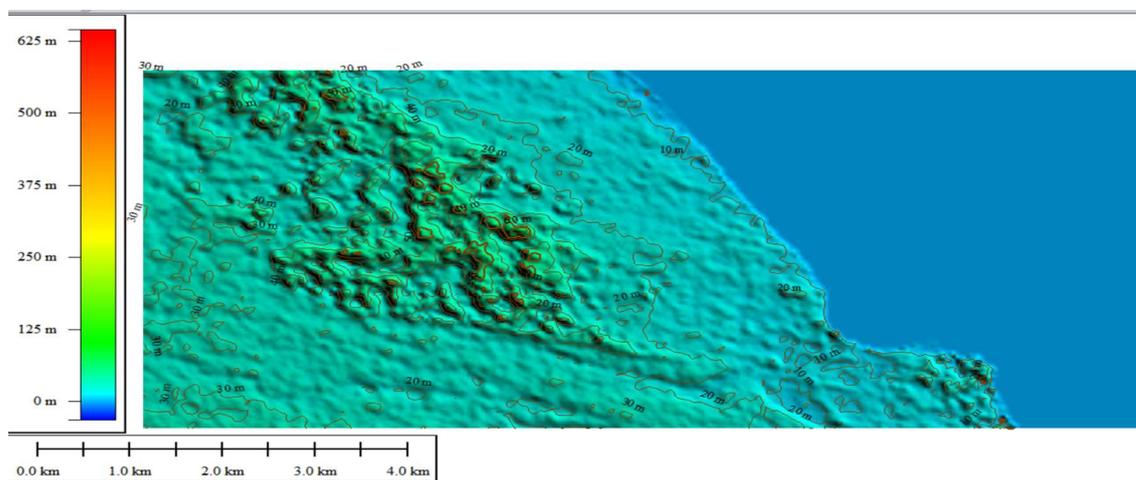
(c)

(d)

Fonte: Google Earth (2022).

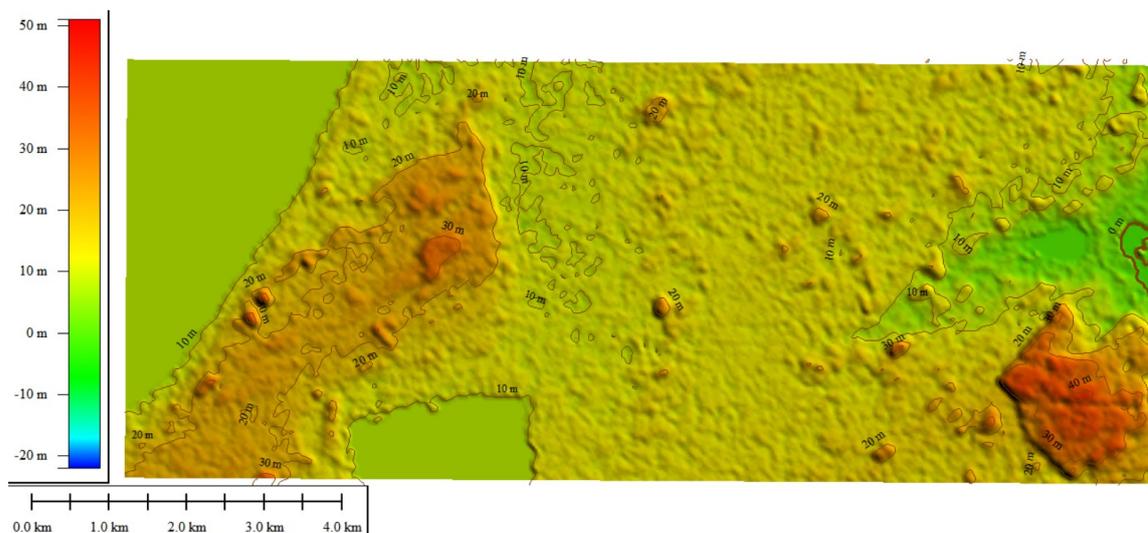
O parque eólico PE1 apresenta um relevo plano, como pode ser visto na Figura 24, onde a curva de nível não apresenta nenhuma elevação de altura próximo à costa do mar onde os aerogeradores estão instalados. A Figura 25 mostra o mapa orográfico na região que o parque eólico PE2 se encontra, onde se evidencia um relevo plano como do parque eólico PE1, com a curva de nível não apresentando grandes elevações, o parque eólico de PE2 se localiza próximo de rios.

Figura 24 - Mapa orográfico do parque eólico PE1.



Fonte: Global Mapper (2022).

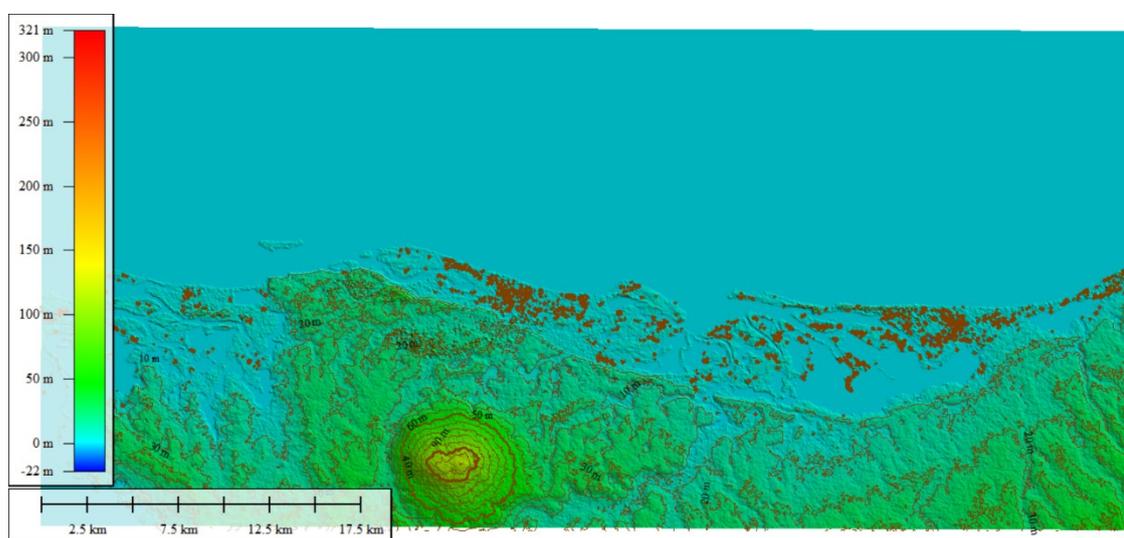
Figura 25 - Mapa orográfico do parque eólico PE2.



Fonte: *Global Mapper* (2022).

Na Figura 26 podemos analisar o mapa orográfico da localidade onde o parque eólico de PE3 é instalado, no qual apresenta um relevo plano com alguns pontos de elevação, próximo de uma colina e do litoral.

Figura 26 – Mapa orográfico do parque eólico PE3.

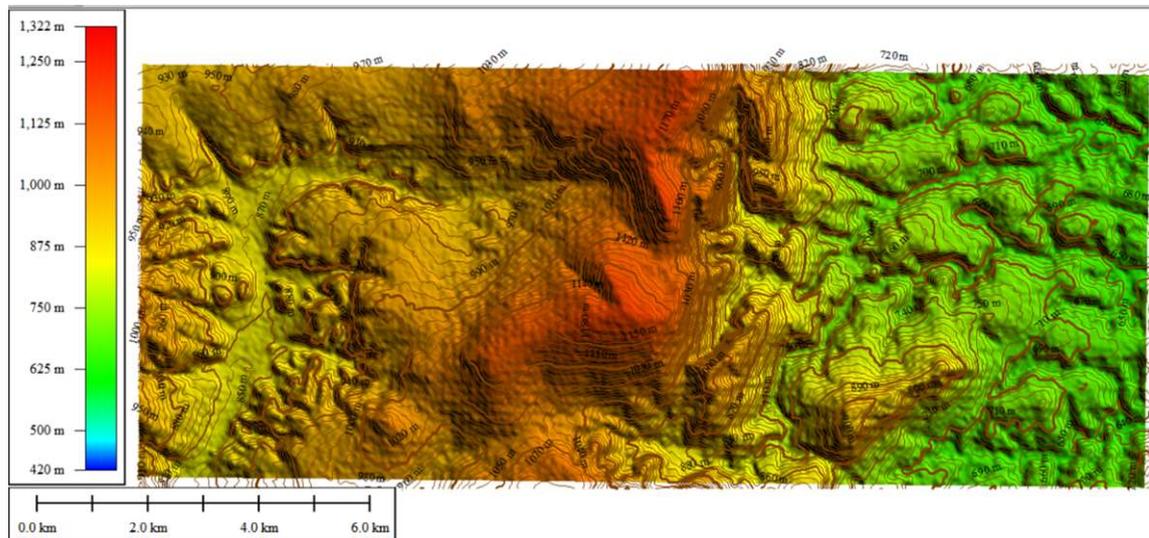


Fonte: *Global Mapper* (2022).

Entre todos os parques eólicos analisados o parque eólico PE4 é o único com grandes variações de inclinação como podemos verificar na Figura 27. Do lado esquerdo da imagem verificamos uma elevação maior do que o lado direito, como é visto na legenda. Na parte direita, apresenta uma cor mais esverdeada com elevação de aproximadamente 625m na

esquerda mais avermelhada com elevações superiores a 1000m. O parque eólico PE4 está localizado na parte com maior elevação no centro da ilustração na parte vermelha.

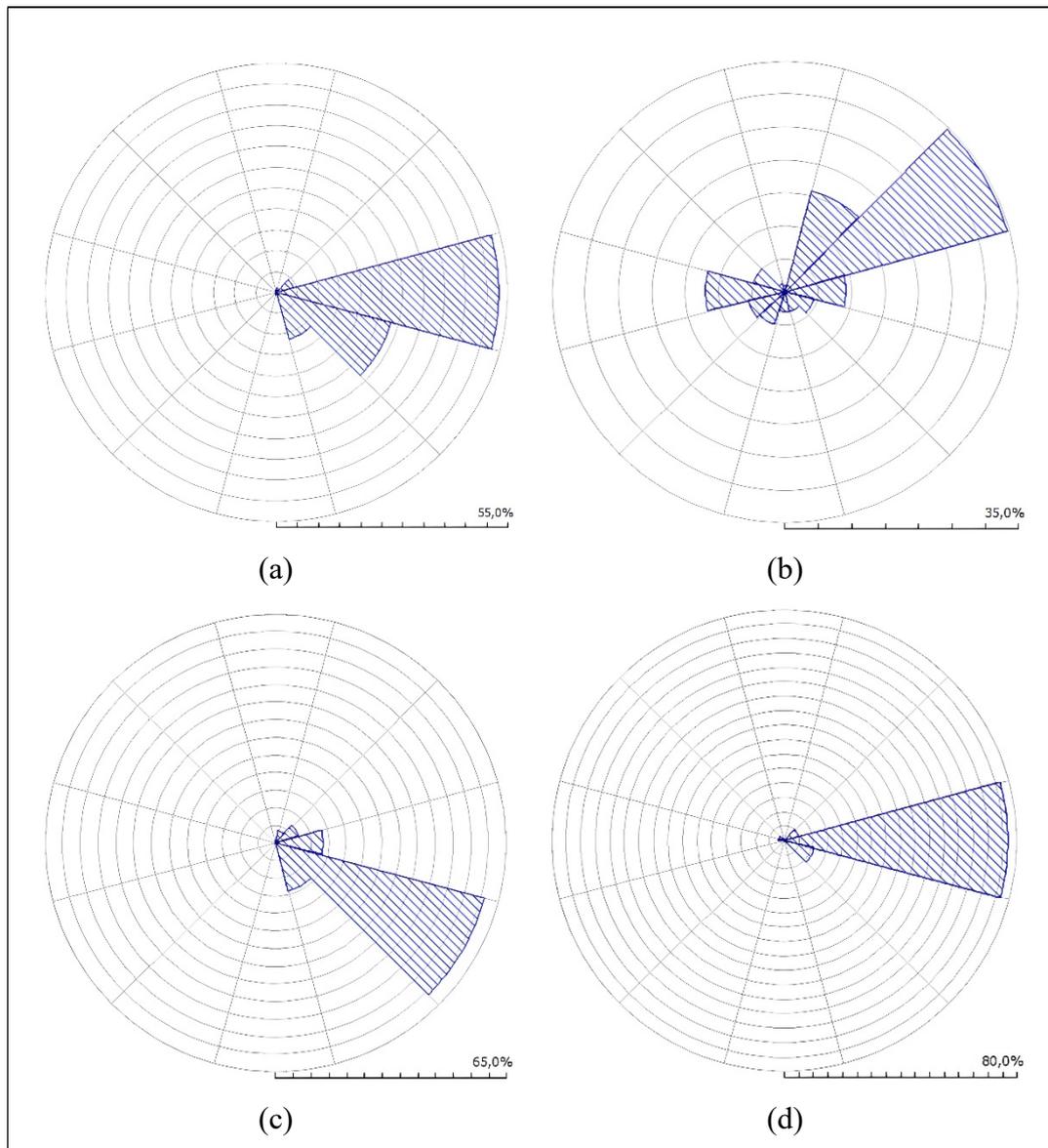
Figura 27 - Mapa orográfico do parque eólico PE4.



Fonte: *Global Mapper* (2022).

Na Figura 28 são apresentadas as rosas de ventos dos parques estudados. As rosas de ventos serão importantes para o cálculo da produção anual de energia do parque eólico, como o impacto que a repotenciação causa no parque eólico vizinho, uma vez que o presente trabalho considera o parque vizinho nas distâncias de 10DP, 20DP e 30DP a jusante do parque eólico repotencializado na direção predominante do vento. As rosas de vento dos parques analisados têm uma predominância leste, devido ao Brasil se encontrar na linha do equador. A massa de ar se desloca da região alta subtropical para a baixa equatorial, partindo de uma região de alta latitude para uma de baixa latitude. O comportamento do vento em PE1 e PE4 é predominante na direção leste. Em PE3 a direção predominante do vento é sudeste. Dos parques analisados PE2 é o único a apresentar uma rosa de vento com características multidirecionais com predominância nordeste.

Figura 28 - (a) Rosa de vento do parque eólico PE1; (b) Rosa de vento do parque eólico PE2; (c) Rosa de vento do parque eólico PE3; (d) Rosa de vento do parque eólico PE4.

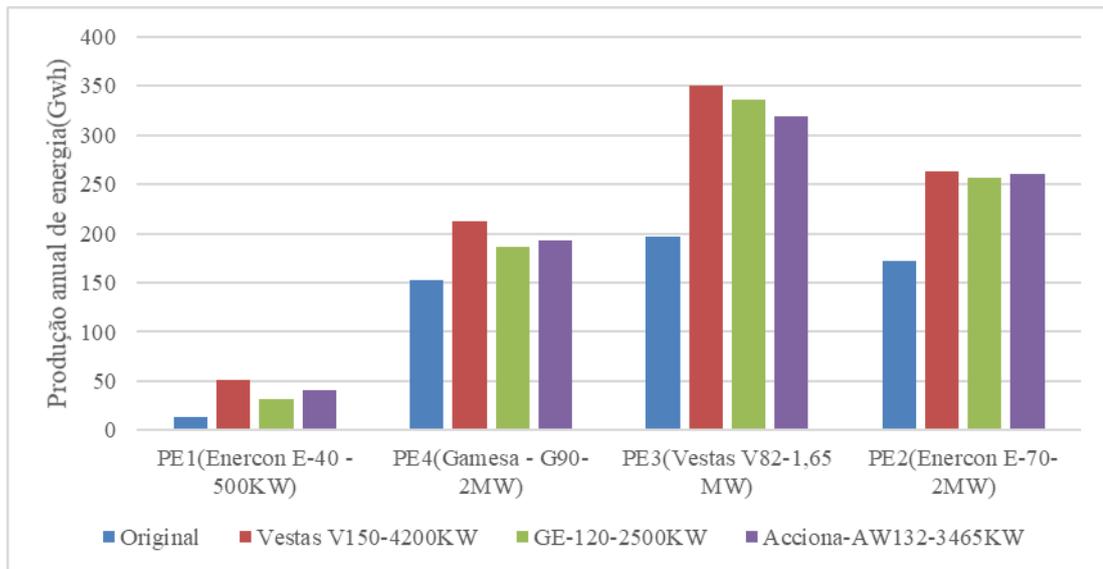


Fonte – *Global Wind Atlas* (2022).

5.2 ANÁLISE TÉCNICA DA REPOTENCIAÇÃO DOS ESTUDOS DE CASOS

Pode-se observar na Figura 29, que a repotenciação dos parques eólicos mostrou um ganho na produção anual de energia. Um dos motivos para o ganho do AEP foi o aumento da potência nominal da máquina. Porém, foi possível observar em PE4 e PE2 ganhos menores de AEP comparado aos outros dois parques, visto que seus aerogeradores já continham uma potência alta antes da repotenciação. O parque eólico de PE1 foi o que apresentou o maior acréscimo de potência resultando em cerca de 400% com a repotenciação.

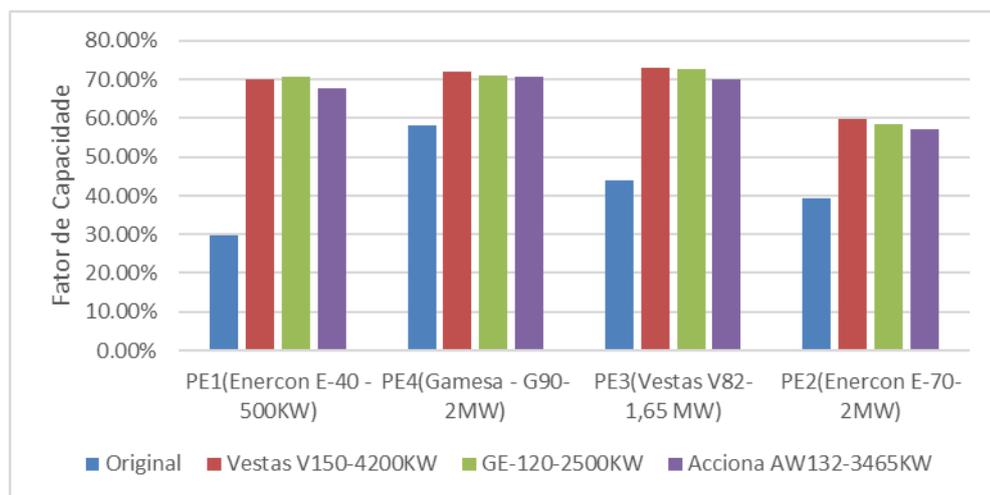
Figura 29 - Produção anual de energia dos parques eólicos estudados com a repotenciação.



Fonte: O Autor (2023).

O fator de capacidade apresentou um aumento com a repotenciação, pois os aerogeradores utilizados na repotenciação apresentavam melhor tecnologia. Pode-se observar que, mesmo um aerogerador com maior potência, como é o caso da Acciona-AW132, o fator de capacidade é menor, quando comparada com um aerogerador de potência menor, no caso da GE-120, como podemos ver na Figura 30, devido a curva de potência do GE-120 ser mais indicada para a velocidade de vento da região.

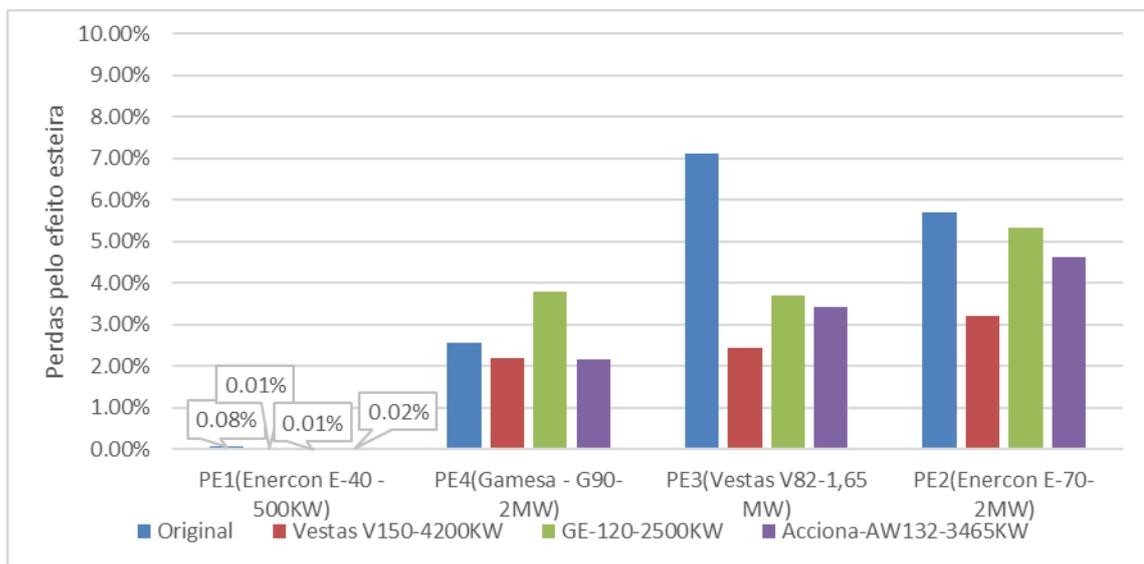
Figura 30 - Fator de capacidade dos parques eólicos estudados com a repotenciação.



Fonte: O Autor (2023).

Com a troca dos aerogeradores antigos por novos com maiores potências, reduziu-se a quantidade de aerogeradores no parque, com isso, foi possível observar uma redução do efeito esteira, mitigando a perda da produção de energia, especialmente pelos aerogeradores Acciona AW132 e Vestas V150, com um ganho de energia, e conseqüentemente, um ganho no fator de capacidade. Porém, o efeito esteira pode aumentar se a altura do cubo do aerogerador for maior e a redução do número de aerogeradores não for o suficiente para mitigar esse efeito, a Figura 31 ilustra essa informação.

Figura 31 - Perdas pelo efeito esteira dos parques eólicos estudados com a repotenciação.



Fonte: O Autor (2023).

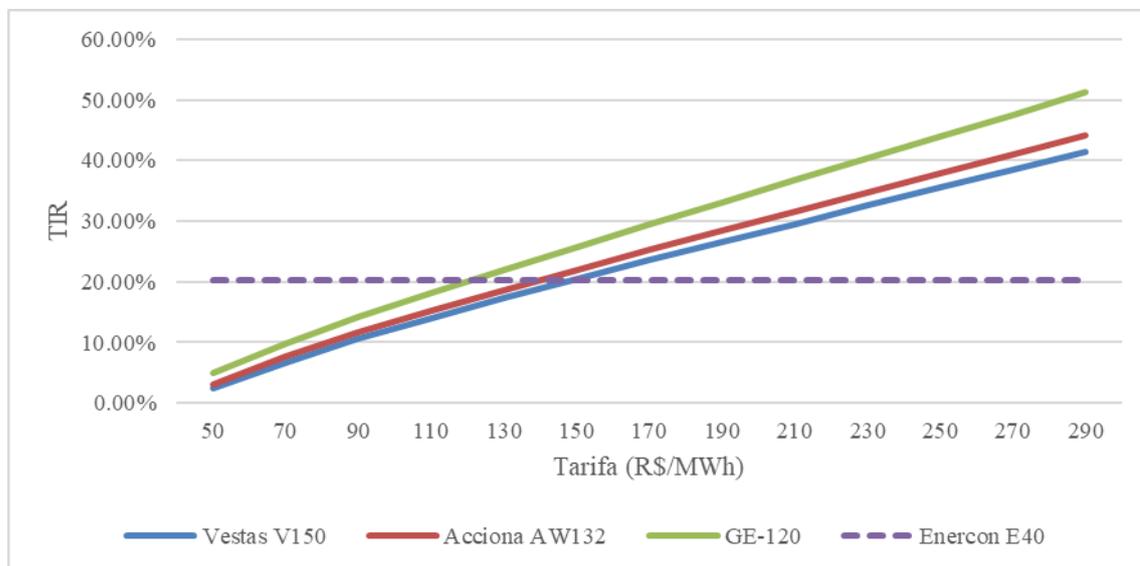
5.3 ANÁLISE ECONÔMICA DA REPOTENCIAÇÃO DOS ESTUDOS DE CASOS

Nas simulações, o valor da tarifa para simular o parque eólico antes da repotenciação foi de R\$ 179,30/MWh. Pode-se observar que a repotenciação foi viável em todos os cenários, pois para essa tarifa o valor da TMA ficou inferior ao valor da TIR. O aerogerador GE-120 foi o que apresentou os melhores resultados e o que apresentou o pior resultado foi o aerogerador Vestas V150, isso se explica pelo valor do CAPEX de cada aerogerador, onde quanto maior for o CAPEX menor a rentabilidade do empreendimento.

O valor da produção de energia e o fator de capacidade são parâmetros impactantes na viabilidade econômica, visto que em PE1 o aumento de aproximadamente 400% no AEP fez com que os aerogeradores utilizados na repotenciação apresentassem uma TIR superior ao aerogerador inicial do parque, mantendo a mesma tarifa, sabendo que, o CAPEX do

aerogerador inicial é inferior aos demais utilizados na repotenciação. A Figura 32 mostra o comportamento da TIR em PE1.

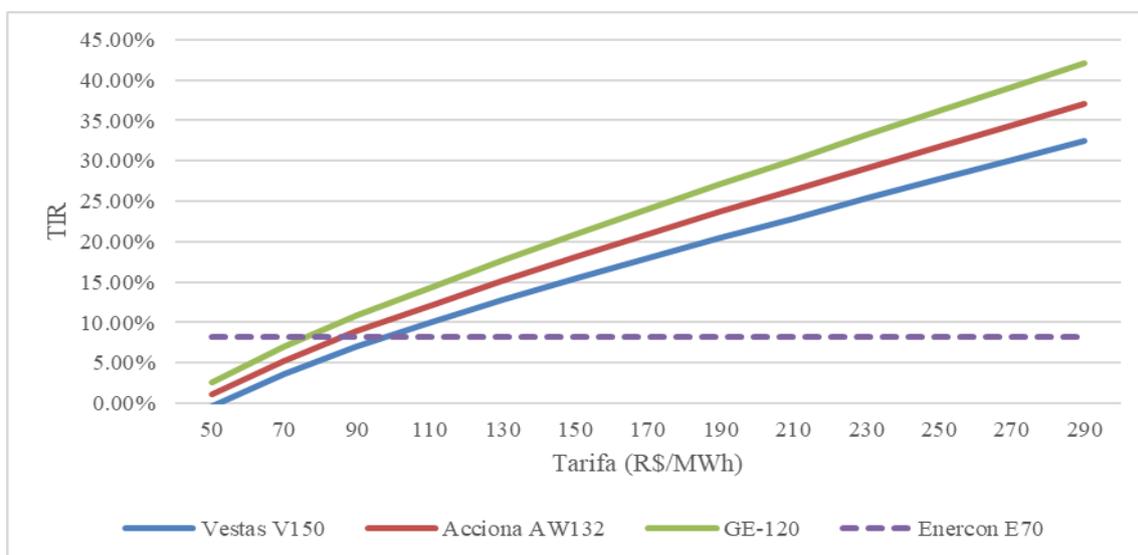
Figura 32 - TIR do parque eólico PE1.



Fonte: O Autor (2023).

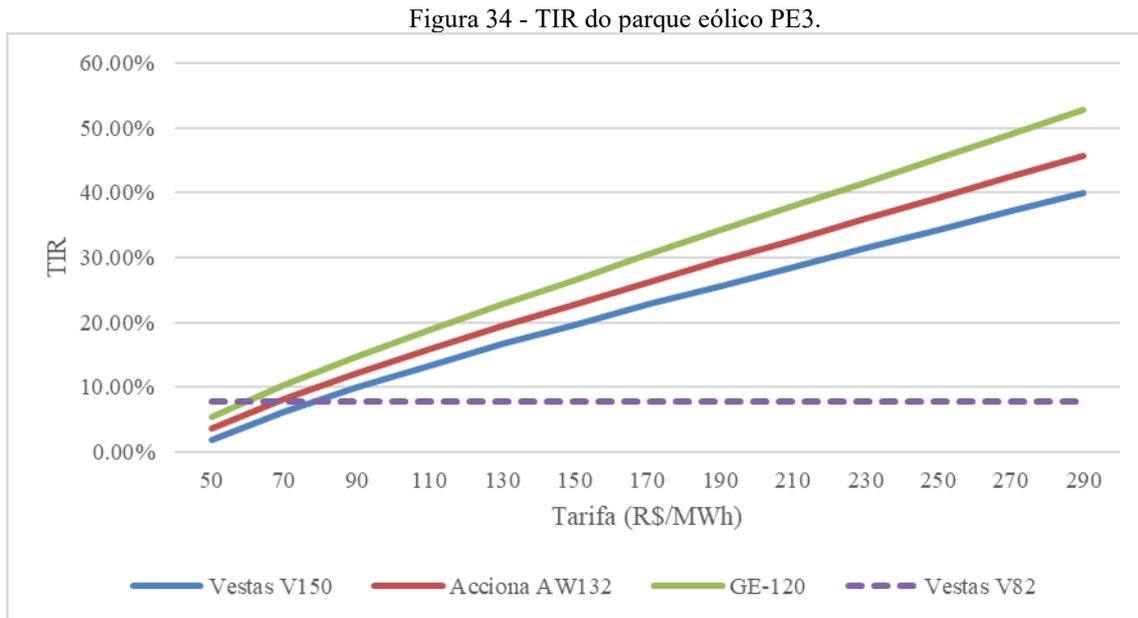
Figura 33 mostra o comportamento da TIR com base na tarifa do parque eólico de PE2. A partir da tarifa de aproximadamente R\$100/MWh a repotenciação se mostra viável em todos os cenários. Isto se deve ao CAPEX dos aerogeradores utilizados na repotenciação ser inferior e o AEP superior ao do parque eólico antes da repotenciação.

Figura 33 - TIR do parque eólico PE2.



Fonte: O Autor (2023).

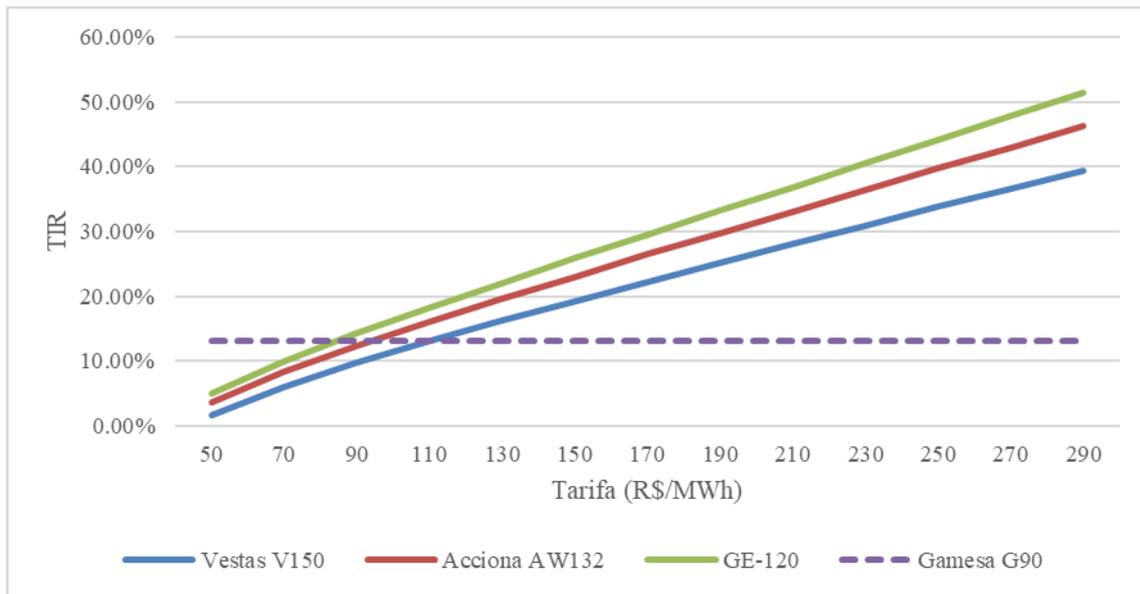
O parque eólico de PE3 foi o que obteve o melhor resultado com a repotenciação como mostra a Figura 34, com a tarifa de R\$70/MWh, todos os aerogeradores utilizados na repotenciação tiveram uma TIR superior à de 7,71% do parque com o aerogerador inicial. Uma justificativa para esse resultado é o fato do CAPEX do aerogerador inicial de PE3 ser o maior entre os parques eólicos estudados.



Fonte: O Autor (2023).

O parque eólico de PE4 foi o segundo parque com o pior resultado para a repotenciação, tornando-a atrativa a partir da tarifa de aproximadamente R\$ 110/MWh como mostra a Figura 35. Esse resultado poderia ser explicado pelo fator de que, em PE4, o aumento da produção de anual de energia e o fator de capacidade são inferiores aos demais locais estudados. Com base nisto, o valor da tarifa se mostra importante na viabilidade do parque eólico, sendo que, dependendo do valor da tarifa na repotenciação o investimento se tornaria inviável. Leite et al. (2022) relata no seu trabalho que a tarifa de energia e o fator de capacidade são as variáveis que mais afetam a TIR e VPL (Valor Presente Líquido), o CAPEX demonstrou ter um impacto, no entanto seu impacto é inferior em comparação as outras duas variáveis. Ruiz et al. (2018) também concluiu no seu trabalho que a tarifa de energia, custo de manutenção e o AEP (Produção anual de energia) são as variáveis que mais afetam a viabilidade da repotenciação.

Figura 35 - TIR do parque eólico PE4.



Fonte: O Autor (2023).

A Tabela 7 mostra o *payback* dos parques eólicos com a realização da repotenciação. Os menores valores apresentados para o *payback* foram em PE1, PE3 e PE4 com o aerogerador GE-120, isso se deve ao fato de que o FC desses parques é superior ao de PE2, além de que o CAPEX para a implantação do aerogerador GE-120 é inferior ao demais aerogeradores estudados para a repotenciação. Os valores do FC ficaram próximos em todos os estudos de caso, menos em PE2. Por este motivo, o valor do *Payback* com a repotenciação se mostrou superior as demais localidades estudadas, sendo que a repotenciação com o aerogerador Vestas V150 apresentou o maior *payback* encontrado no estudo, devido ao CAPEX ser maior para a implantação com esse aerogerador.

Tabela 7 - Payback dos parques eólicos repotencializado.

	GE-120	Acciona AW132	Vestas V150
PE1	3,1	3,7	4,3
PE2	3,9	4,4	5,1
PE3	3,1	3,6	4,1
PE4	3,2	3,6	4,2

Fonte: O Autor (2023).

5.4 EFEITO ESTEIRA CAUSADO PELA REPOTENCIAÇÃO EM PARQUES EÓLICOS VIZINHOS

A Figura 36 mostra as configurações da perda de PAE em MWh para as distâncias de 10, 20 e 30 DP com os aerogeradores do parque atual e com os aerogeradores selecionados para repotenciação. Na apresenta os valores para todas as simulações realizadas.

Figura 36 - Perdas da PAE em parques eólicos próximos causado pela repotenciação.



Fonte: O Autor (2023).

Tabela 8 - Perdas na produção anual de energia em MWh em parques eólicos vizinhos.

	PE1			PE2		
	10DP	20DP	30DP	10DP	20DP	30DP
GE - 120	1.944	1.070	775	8.490	3.337	1.607
	PE3			PE4		
	10DP	20DP	30DP	10DP	20DP	30DP
	12.311	6.640	3.976	10.723	5.400	3.194
Acciona - AW132	PE1			PE2		
	2.836	1.591	1.171	8.436	3.281	1.588
	PE3			PE4		
	10DP	20DP	30DP	10DP	20DP	30DP
	13.791	7.543	4.856	12.132	6.215	3.651
Vestas - V150	PE1			PE2		
	2.912	1.653	1.228	7.943	3.124	1.506
	PE3			PE4		
	10DP	20DP	30DP	10DP	20DP	30DP
	12.379	6.872	4.221	11.735	6.560	4.045

Fonte: O Autor (2023).

O parque eólico vizinho situado na região de PE1 apresenta a menor interferência na sua produção de energia causada pela repotenciação. As prováveis justificativas para esse resultado decorrem de dois fatores: o primeiro deve-se a grande redução no número de aerogeradores com a repotenciação; e o segundo pelo fato de ser um parque eólico de uma única fileira de aerogeradores.

O parque eólico de PE2 seria o segundo com o menor impacto causado pela repotenciação, sendo de 7943, 3124, 1506 MWh nas distâncias de 10, 20 e 30 DP respectivamente. Uma possível justificativa para esse resultado é o fato de apresentar um regime eólico com característica multidirecional, visto que, uma parcela do vento não causaria o efeito esteira no parque eólico vizinho.

Em PE3 há a maior interferência no parque eólico vizinho. Esse resultado poderia ser explicado face ao seu arranjo espacial que, no caso, é composto por três fileiras de aerogeradores, causando uma interferência maior ao parque eólico vizinho do que um parque com uma única fileira de aerogeradores.

Apesar de PE4 possuir uma única fileira de aerogeradores e uma rosa de vento similar ao de PE1, é o segundo parque que mais causaria interferência no parque eólico vizinho. Uma

provável justificativa para o resultado encontrado é o relevo presente na localização do parque com variações na altitude.

Sobre os aerogeradores estudados o GE-120 foi o que causaria a menor interferência com a repotenciação, o que, provavelmente, se deve ao fato de apresentar o menor diâmetro de rotor e a menor altura de cubo comparado com os demais, como é visto na Tabela 3. A redução de número de aerogeradores também se mostra impactante sobre a interferência que a repotenciação causa em parques eólicos vizinhos, visto que o aerogerador Acciona-AW132 apresentou um resultado mais desfavorável do que o Vestas V150, apresentando a mesma altura do cubo é uma à proximidade no valor do diâmetro do rotor, tendo como a principal diferença para explicar esse resultado a redução do número de aerogeradores com a repotenciação com o modelo Vestas V150 ser inferior, como é visto na Tabela 4.

Relativamente ao fator distanciamento dos aerogeradores observa-se uma redução quase pela metade da interferência, no caso de aumento de 10DP para 20DP e de 20DP para 30DP, como é evidenciado na Tabela 8 em PE3 com o aerogerador GE-120.

Na maioria dos casos com a distância de 30DP os valores de interferência nos parques eólicos próximos ficaram abaixo de 5%. Nas distâncias de 10DP, a maioria dos casos, apresentou uma interferência superior a 5%. Com base na análise dos resultados obtidos, o único parque que a interferência seria mínima na distância de 10DP, seria o parque eólico PE1. Nesse caso trata-se do parque eólico mais antigo dentre os analisados, repercutindo na potência atual do parque ser bastante inferior aos aerogeradores atuais escolhidos para a repotenciação, causando uma redução brusca no número de aerogeradores de 10 para 2 aerogeradores como é visto na Tabela 4, com o qual o efeito da esteira gerado por este parque foi reduzido drasticamente e mitigando a perda na geração de energia do parque eólico vizinho.

Em relação ao impacto econômico sofrido pelo parque eólico vizinho, em WF3, a repotenciação com o aerogerador Acciona AW-132 na distância de 10DP, apresentou a maior interferência dos parques estudados nesta distância, com um impacto de 16,62% na AEP do parque eólico vizinho, o que causaria um impacto financeiro anual de aproximadamente R\$3.861.480,00. No caso de WF1 utilizando o aerogerador GE-120, causaria um impacto de 3,27% no parque eólico vizinho, o que resultaria uma perda financeira anual de R\$ 348.599,20 sendo a menor nesta distância dentre os estudos de caso. Com base no distanciamento esse impacto diminui como é no caso de WF2 com a repotenciação do aerogerador Vestas V150 que na distância de 10 DP apresenta um impacto de R\$

2.224.040,00 e na distância de 30DP apresenta um impacto de R\$ 421.680,00 no parque eólico vizinho.

Os aerogeradores que apresentam altas perdas, superiores a 12%, causadas pelo efeito esteira, devem ser retirados do parque para que se promova uma mudança em seu *layout* (PINTO, 2012). Nessa hipótese, nos resultados obtidos nesse trabalho, não seria possível a repotenciação dos parques eólicos numa distância de 10DP do parque eólico vizinho, nominalmente em PE2, PE3 e PE4.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve como objetivo avaliar tecnicamente e economicamente a repotenciação de parques eólicos e seu impacto em parques eólicos vizinhos do ponto de vista das perdas na PAE e o seu respectivo impacto econômico. Os resultados obtidos mostraram que a repotenciação é tecnicamente viável, visto que em todos os cenários analisados houve um aumento, tanto na produção anual de energia, quanto no fator de capacidade do parque eólico. Dentre os parques eólicos estudados, o PE1 se destacou porque apresentou o maior acréscimo na produção anual de energia, cerca de 400% com a repotenciação, além do maior aumento no fator de capacidade quando comparado aos demais.

A repotenciação nos parques eólicos mostrou uma redução do efeito esteira no parque eólico estudado com as novas máquinas, uma justificativa para este acontecimento é a troca dos aerogeradores antigos por novos com maiores potências, reduziu a quantidade de aerogeradores no parque.

Na análise econômica realizada a repotenciação também se mostrou viável em todas as configurações. O aerogerador GE-120 foi o que apresentou os melhores resultados e o que apresentou o pior resultado foi o aerogerador Vestas V150, isso se explica pelo valor do CAPEX de cada aerogerador, onde quanto maior for o CAPEX menor a rentabilidade do empreendimento. Foi evidenciado que o valor da produção de energia e o fator de capacidade são os parâmetros mais impactantes na viabilidade econômica, uma vez que mesmo em PE1 onde o aerogerador do parque eólico apresenta um CAPEX inferior aos aerogeradores repotencializado a repotenciação foi viável.

Em relação ao *payback* os menores valores apresentados foram em PE1, PE3 e PE4 com o aerogerador GE-120. Isso se deve ao fato de que o FC desses parques ser superior ao de PE2, além disso o CAPEX para a implantação do aerogerador GE-120 foi inferior ao demais aerogeradores estudados para a repotenciação.

Em relação ao impacto que a repotenciação causa em parques eólicos vizinhos, foi observado que PE1 apresentou o menor impacto, enquanto o parque eólico de PE3 o maior com a repotenciação entre os parques analisados.

Foram analisados três aerogeradores para a repotenciação. O que apresentou os melhores resultados, foi o aerogerador GE-120, e o mais desfavorável foi o Acciona-AW132.

O distanciamento entre o parque eólico a ser repotencializado e o parque eólico vizinho interfere diretamente nas perdas da produção anual de energia do parque eólico

vizinho. A distância de 20DP se mostrou adequada, visto que em todos os casos estudados a interferência ficaria menor que 10%.

A pior configuração estudada nas distâncias de 10DP, foi em PE3 com a repotenciação do aerogerador Acciona AW-132. Nesse caso apresentaria uma interferência de 16,62% na PAE, o que causaria o maior impacto financeiro anual. Em contrapartida na distância de 10DP, no PE1 o impacto se mostrou aceitável para uma possível repotenciação sendo a menor entre todas as configurações estudadas.

Em relação a trabalhos futuros, a repotenciação de parques eólicos é um tema bastante relevante tanto no Brasil e no mundo, visto que, os parques eólicos a serem repotenciados encontram-se em locais com elevado potencial eólico e, conseqüentemente, alta concentração de parques vizinhos. Sabendo-se das limitações do cálculo da produção anual de energia com o *WASP*. Sugere-se para trabalhos futuros: (i) avaliar os efeitos da estabilidade atmosférica no regime eólico da região em estudo; (ii) empregar metodologias de análise técnica da formação e evolução espacial da esteira com modelos computacional *fluid dynamics* (CFD); (iii) verificar os resultados das metodologias e procedimentos com dados de torres anemométricas instaladas nas regiões estudadas; (iv) realizar análises de modelos de esteira com 2 e 3 dimensões; (v) verificar o efeito da turbulência causados pelo aerogeradores com a repotenciação ; (vi) otimização do layout na repotenciação, para mitigar o efeito esteira causado na repotenciação em parques eólicos vizinhos.

REFERÊNCIAS

- ABEEOLICA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica 2020**. São Paulo: ABEEolica, 2020a.
- ABEEOLICA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica 2021**. São Paulo: ABEEolica, 2021a.
- ABEEOLICA - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Eólica: energia para um futuro inovador**, 2020b. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/energia-eolica-o-setor/>>. Acesso em: 27 mar. 2022.
- ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2ª. ed. Brasília, p.243, 2005.
- ARÁNTGUI, R. L.; UIHLEIN, A.; YUSTA, J. M. Technology effects in repowering wind turbines. **Wind Energy**. v.23, p.660-675, 2020
- BERTUZZI, P. J. **Estudos de aspectos de engenharia para implantação de torres eólicas**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, p.102, 2013.
- Bona, J. C. De; Ferreira, J. C. E.; Duran, J. F. O.; Analysis of scenarios for repowering wind farms in Brazil, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.135, n.110197, 2021.
- BEZBRADICA, M. et al. Introducing multi-criteria decision analysis for wind farm repowering: A case study on Gotland. **International Conference on Multidisciplinary Engineering Design Optimization (MEDO)**, p. 1-8, 2016.
- EPOWERBAY. **Acompanhamento do Mercado de Projetos - Fornecedores de Aerogerador**. Relatório técnico, 2020.
- CASTRO, R. M. G. **Energias Renováveis e Produção Descentralizada – Introdução à Energia Eólica**. 4ª. ed. Lisboa, p.94, 2009.
- CASTRO, L.; FIGUEIRA, A.; SEIJO, M. A.; MUÑOZ, E.; PIEGIARI, L. Is it economically possible repowering Wind Farms. A general analysis in Spain. **Renewable Energy and Power Quality Journal**. v.1, n.9, p. 1225-1228, 2011.
- EPE. **Empreendimento eólicos ao fim da vida útil**. Relatório técnico, p.57, 2021.
- EPE. **Leilões de Energia**, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes>>. Acesso em: 01 Dez. 2022.
- FADIGAS, E. A. F. A. **Energia Eólica**. Editora: Manole. 1ª. ed. São Paulo, p.285, 2011.
- GITMAN, L.G. **Princípios de Administração Financeira**. 10ª. ed. São Paulo, p.384, 2004.
- GLOBAL WIND ATLAS. **ENERGYDATA.INFO**, 2022. Disponível em: <<https://globalwindatlas.info/about/introduction>>. Acesso em: 22 mar. 2022.

GOYAL, M. Repowering – Next big thing in India. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v.14, p. 1400-1409, 2010.

IEA. **Technology roadmap wind energy**, p.63, 2013

IEA WIND. **IEA WIND: 2014 Annual Report**. 200 p. 2015. Disponível em: <https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/reports/iea_wind_annual_report_2014.pdf>. Acesso em: 24 mar. 2022.

IEC. **IEC 61400-1**. Wind Turbines Generation Systems – Part 1: Design Requirements, 4^{ed}. P.347, 2019.

JACKSON, P. S.; HUNT, J. C. R. Turbulent wind flow over a low hill. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**. vol. 101, p.929–955, 1975.

JENSEN, N.O. **A Note on Wind Generator Interaction**. Risø National Laboratory, Roskilde. p.16, 1984.

KITZING, L.; JENSEN, M. K.; TELSNIG, T.; LANTZ, E. Multifaceted drivers for onshore wind energy repowering and their implications for energy transition. **Nature Energy**. v.5, p. 1012-1021, 2020.

LANTZ, E.; LEVANTHAL, M.; GOULD, I. B. Wind Power Project Repowering: Feasibility, Decision Drivers, and Supply Chain Effects. **National Renewable Energy Laboratory**, p. 40, 2013.

LEITE, G. DE N. P.; WESCHENFELDER, F.; FARIAS, J. G.; AHMAD, M. K. Economic and sensitivity analysis on wind farm end-of-life strategies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v.160, p.112273, 2022.

Letcher, T. M. **Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines**, chennai. p.601, 2017.

Longatt, F. G., Wall PP, Terzija V. Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior. **Renew Energy**. v.39, p.329–338, 2012.

LOUREIRO, B. A. **AVALIAÇÃO DE FERRAMENTAS E MÉTODOS PARA ELABORAÇÃO DE MAPAS EÓLICOS**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Pernambuco. Recife, p.74, 2011.

Luengo, M. M.; Kolios, A. Failure Mode Identification and End of Life Scenarios of offshore wind turbines: A review. **Energies**. v.8, p. 8339-8354, 2015.

MACHUCA, N. M. **ANÁLISE AMBIENTAL, TÉCNICA E ECONÔMICA DA PÓS-OPERAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS**. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia sanitária e Ambiental) – Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, p.118, 2015.

MADLENER, R.; GLENSK. B.; GLÄSEL, L. Optimal Timing of Onshore Wind Repowering in Germany under Policy Regime Changes: A Real Options Analysis. **Energies**. v.12, p.33, 2019.

MANCHADO, C.; JAUREGUI, V. G.; LIZCANO, P. E.; IGLESIAS, A.; GALVEZ, A.; OTERO, C. Wind farm repowering guided by visual impact criteria. **Renewable Energy**. v.135. p.197-207, 2019.

MARTÍNEZ, A. C.; R.; DÍAZ, J. C. B.; GÓMEZ, S. **A Principios de conversión de la energía eólica**. Sistemas Eolicos de Produccion de Energia Electrica. Madrid, p. 27–95, 2003.

MARTÍN, M. S.; GARCÉS, T. C.; ASENSIO, E. R.; MARTÍNEZ, A. G. Multi-dimensional barrier identification for wind farm repowering in Spain through an expert judgment approach. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v.161, p.112387, 2022.

MARTÍNEZ, E.; BIEL, J. I. L.; JIMÉNEZ, E.; SANZ, F.; BLANCO, J. Life cycle assessment of a wind farm repowering process. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v. 93, p. 260-271, 2018.

MELO, M. S. M. **ENERGIA EÓLICA: ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS**, Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p.137, 2012.

MENEZES, E. J. N. **Controle de turbinas eólicas: desenvolvimento, simulação e análise de sistemas de controle avançados para turbinas eólicas de grande porte**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Pernambuco. Recife, p.173, 2016.

MIRANDA, M. M. **Fator de emissão de gases efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida**. Dissertação (Mestrado em Ciências da Engenharia Ambiental), Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, p.162, 2012.

MORTENSEN, N. G.; HEATHFIELD, D. N.; RATHMANN, O.; NIELSEN, M. Wind Atlas Analysis and Application Program: WAsP 11 Help Facility. DTU. p.241, 2014.

RAJARAM, H. R.; KRISHNAN, B.; GURU, B. Leveraging on Repowering of Wind Sites for Potential Wind-Solar Hybrid Capacities: a Case Study. **International Energy Journal**. v. 21. p. 183 – 192, 2021

RAMOS, D. A.; GUEDES, V. G.; PEREIRA, R. R. S.; VALENTIM, T. A. S.; NETTO, W. A. C. Further considerations on WAsP, OpenWind and WindSim comparison study: Atmospheric flow modelling over complex terrain and energy production estimate. **Brazil Windpower**, p.11, 2017.

RÍO, D. P.; SILVOSA, A. C.; GÓMEZ, G. I. Policies and design elements for the repowering of wind farms: A qualitative analysis of diferente options. **Energy Policy**. v.39, p. 1897-1908, 2011.

RUIZ, R. V.; RAMIREZ, F. J.; ESCRIBANO, A. H.; LÁZARO, E. G. A techno-economic analysis of a real wind farm repowering experience: The Malpica case. **Energy Conversion and Management**. v. 172, p. 182-199, 2018.

SALLES, J. B. **EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: REGULAÇÃO, TECNOLOGIA DE AEROGERADORES E COMERCIALIZAÇÃO**, Monografia (Engenharia Elétrica) – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p.73. 2021.

SANTOS, A. C.; ROMERO, S. C.; MOLINA, C. P.; PÉREZ, F. M. Repowering: An actual possibility for wind energy in Spain in a new scenario without feed-in-tariffs. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. v.41, p. 319-337. 2015.

SCHNEIDER, E. **Teoría de la inversion**. Cálculo económico. 7^a ed. Buenos Aires, Argentina. 1978.

SERRI, L.; LEMBO, E.; AIROLDI, D.; GELLI, C.; BECCARELLO, M. Wind energy plants repowering potential in Italy: technical-economic assessment. **Renewable Energy**. v. 115. p. 382 - 390. 2018.

SILVOSA, A. C.; GÓMEZ, G. I.; RÍO, P. D. Analyzing the Techno-Economic Determinants for the Repowering of Wind Farms. **Engineering Economist**. v.58, p. 282-303. 2013

SMALLWOOD, K. S.; KARAS, B. Avian and Bat Fatality Rates at Old-Generation and Repowered Wind Turbines in California. **Management and Conservation Article**. v.73, n. 7, p. 1062 – 1071, 2009.

PETERSEN, E.L.; MORTENSEN, N.G.; LANDBERG, L.; HØJSTRUP, L.; FRANK H.P. Wind Power Meteorology. Part II: Siting and Models. **Wind Energy**. v. 1, p. 55-72, 1998.

PRATES, W. R. Qual a diferença entre payback simples e descontado. 2016. Disponível em: <Qual a diferença entre payback simples e descontado? - Ciência e Negócios (cienciaenegocios.com)>. Acesso em: 30 mar. 2022.

PINTO, M. O. **Fundamentos de Energia Eólica**. Editora: LTC. p.392. 2012.

PUCCINI, A. L. **Matemática financeira: objetiva e aplicada**. 9. ed. São Paulo: Elsevier, p.382. 2011.

TAVARES, E. **Energia Eólica: Viabilidade técnica e econômico-financeira**. Monografia (Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, p.49. 2016.

TENDERO, S. **PARQUE EÓLICOS E IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS E AMBIENTAIS NA PERCEPÇÃO DE AGRICULTORES EM OSÓRIO – RS**, Monografia (Tecnólogo em Desenvolvimento Rural) – Universidade Federal Rural do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, p.78. 2013.

TRUEPOWER, A. **OpenWind Theoretical Basis and Validation**. AWS Truepower. Albany, V. 1.3, p.27. 2010.

THE WIND POWER. Vesta V150. 2022. Disponível em: <https://www.thewindpower.net/turbine_es_1490_vestas_v150-4000-4200.php>. Acesso em 06 mai. 2022.

WINDEUROPE. **History of Europe's Wind Industry**. 2021. Disponível em: <<https://windeurope.org/about-wind/history/>>. Acesso em: 20 mar. 2022.

APÊNDICE A – LOCALIZAÇÃO DOS AEROGERADORES

Quadro 1 - Localizações dos aerogeradores de PE1 em UTM.

Turbina	x	y
1	504137,1	9619150
2	504175,2	9619334
3	504213,9	9619511
4	504252,1	9619690
5	504294,4	9619864
6	504330,3	9620045
7	504372,1	9620220
8	504409,5	9620402
9	504447,6	9620567
10	504479,4	9620709

Fonte: O Autor (2023)

Quadro 2 - Localizações dos aerogeradores de PE4 em UTM.

Turbina	x	y
1	768164	8429172
2	768337	8429335
3	768536	8429460
4	768730	8429586
5	768960	8429666
6	769242	8429766
7	769601	8429875
8	769807	8429971
9	770029	8430075
10	770212	8430209
11	770368	8430445
12	770371	8430691
13	770337	8430943
14	770327	8431176
15	770331	8431421

Fonte: O Autor (2023).

Quadro 3 - Localizações dos aerogeradores de PE3 em UTM.

Turbina	x	y	Turbina	x	y
1	793415	9436474	16	791076	9434895
2	792908	9436261	17	791146	9435130
3	792316	9436123	18	790363	9434273
4	791625	9435886	19	790536	9434732
5	791050	9435734	20	789368	9433053
6	792908	9436505	21	789457	9433288
7	792066	9436368	22	789543	9433522
8	791625	9436132	23	789630	9433754
9	791027	9436049	24	789715	9433985
10	790536	9433256	25	789808	9434217
11	790610	9433486	26	789893	9434449
12	790687	9433725	27	789979	9434679
13	790770	9433958	28	790065	9434909
14	790846	9434194	29	790151	9435140
15	790925	9434428	30	790235	9435369
			31	790322	9435599

Fonte: O Autor (2023).

Quadro 4 - Localizações dos aerogeradores de PE2 em UTM.

Turbina	x	y	Turbina	x	y
1	569303,57	6684141,90	13	568094,50	6683602,23
2	569328,80	6684323,82	14	568117,40	6683780,36
3	569348,95	6684499,22	15	568133,73	6683951,25
4	569367,12	6684668,66	16	568153,45	6684123,89
5	569385,16	6684847,39	17	568172,55	6684299,13
6	569406,12	6685018,44	18	568191,82	6684472,82
7	569420,95	6685194,33	19	568211,31	6684643,23
8	569440,43	6685368,23	20	568232,85	6684816,78
9	569461,46	6685543,04	21	568251,43	6684993,16
10	568045,81	6683075,67	22	568273,90	6685164,00
11	568060,17	6683256,89	23	568287,28	6685342,59
12	568080,47	6683429,15	24	568308,98	6685513,89
			25	568327,65	6685687,70

Fonte: O Autor (2023).