



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**KÊNIO MONTELES UCHÔA**

**EFEITO DO DISTANCIAMENTO DE AEROGERADORES SOBRE A GERAÇÃO  
ELÉTRICA DOS PARQUES EÓLICOS DO CEARÁ**

**FORTALEZA**  
**2022**

KÊNIO MONTELES UCHÔA

EFEITO DO DISTANCIAMENTO DE AEROGERADORES SOBRE A GERAÇÃO  
ELÉTRICA DOS PARQUES EÓLICOS DO CEARÁ

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Energias Renováveis e Sistemas Elétricos

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

- U19e Uchôa, Kênio Monteles.  
Efeito do distanciamento de aerogeradores sobre a geração elétrica dos parques eólicos do Ceará /  
Kênio Monteles Uchôa. – 2022.  
106 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.  
Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.
1. Distanciamento de aerogeradores. 2. Efeito esteira. 3. Parque eólico. I. Título.

CDD 621.3

---

KÊNIO MONTELES UCHÔA

EFEITO DO DISTANCIAMENTO DE AEROGERADORES SOBRE A GERAÇÃO  
ELÉTRICA DOS PARQUES EÓLICOS DO CEARÁ

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Energias Renováveis e Sistemas Elétricos

Aprovada em: \_\_\_ / \_\_\_ / \_\_\_\_.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Paulo Peixoto Praça  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. João Bosco Verçosa Leal Junior  
Universidade Estadual do Ceará (UECE)

Aos meus pais, Helena e Edilmo. A Kélio e Amanda. E ao nosso mais importante elo familiar e exemplo de amor: Keula Monteles Uchôa.

## AGRADECIMENTOS

A Deus, pela vida e saúde.

Ao meu pai Edilmo, que sempre incentivou os meus estudos e me iniciou nos caminhos da Engenharia Elétrica. À minha mãe Helena, pelos valiosos conselhos e apoio incondicional. À minha irmã Keula, pelo exemplo de força e amor. Ao meu irmão Kélio e sua esposa Amanda pelo carinho de sempre.

Ao Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, pela grande oportunidade concedida, paciência, conhecimento repassado e excelente orientação.

Aos professores participantes da banca examinadora: Dr. Paulo Peixoto Praça, Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima e Dr. João Bosco Verçosa Leal Junior pelas valiosas sugestões. Aos professores: Me. Adriano Holanda Pereira e Dra. Brígida Miola Rocha pelas oportunidades concedidas durante o curso técnico e graduação.

Ao Me. Diego Teixeira de Araújo, pela ajuda na criação do mapa utilizado nas simulações da presente dissertação.

A Universidade Federal do Ceará (UFC), aos membros participantes do Laboratório de Energias Alternativas (LEA) e a todos que contribuíram de alguma forma para a realização desse trabalho.

A todas as instituições de ensino.

“Tenho-vos dito isso, para que em mim tenhais paz; no mundo tereis aflições, mas tende bom ânimo; eu venci o mundo.” (João 16:33).

“Mas Deus escolheu as coisas loucas deste mundo para confundir as sábias; e Deus escolheu as coisas fracas deste mundo para confundir as fortes.” (1 Coríntios 1:27).

## RESUMO

O objetivo da presente dissertação é analisar o efeito do distanciamento de aerogeradores sobre as perdas por efeito esteira e a geração de energia elétrica, através de simulações no *software Wasp*. A dissertação reuniu inicialmente dados de 11 parques eólicos em operação em Trairi-CE e 1 em Amontada-CE: coordenadas geográficas, capacidade instalada, área ocupada, modelo do aerogerador e diâmetro do rotor. Identificado o parque eólico, foi medido o distanciamento entre os aerogeradores e calculada a relação da média desses distanciamentos com o respectivo diâmetro do rotor, relação que evidencia a proximidade dos aerogeradores. Após esta etapa, foi calculada a relação entre a área ocupada e capacidade instalada (em  $\text{km}^2/\text{MW}$ ) e densidade de capacidade (em  $\text{MW}/\text{km}^2$ ), a fim de avaliar o uso da área ocupada e a concentração de capacidade instalada. Em seguida, foi calculada a área imobilizada (em  $\text{m}^2\text{ano}/\text{MWh}$ ), relação entre a área ocupada ao longo da vida útil da planta e a geração de energia elétrica. A fim de verificar a influência do distanciamento de aerogeradores sobre a geração de energia elétrica, foi escolhido um parque em operação em Amontada-CE (Icaraí) e realizada sua transposição para Parnaíba (PI), onde foi simulado um parque fictício em três cenários: cenário 1 (sem reposicionamento de aerogeradores), cenário 2 (reposicionamento individual de aerogeradores) e cenário 3 (reposicionamento coletivo de aerogeradores) no *Wasp*. Ao analisar a relação da média dos distanciamentos com o diâmetro do rotor, os parques de Trairi-CE, Icaraí e Parnaíba mostram um distanciamento superior ao distanciamento inferior orientado pela norma IEC 61400-12; porém não estão em conformidade parcialmente com a literatura e parques eólicos internacionais. Quando comparado com as faixas do relatório do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), ao analisar a relação entre área ocupada e capacidade instalada, verificou-se que 5 dos 11 parques estão com valores superiores à faixa inferior; somente 1 apresenta densidade de capacidade com valor abaixo da faixa superior, indicando para os demais parques eólicos, baixa quantidade de área ocupada e concentração de capacidade instalada. Quanto às áreas imobilizadas, a média dos resultados calculados ( $712,24 \text{ m}^2\text{ano}/\text{MWh}$ ) indica que as áreas imobilizadas analisadas estão abaixo da média global ( $1.129 \text{ m}^2\text{ano}/\text{MWh}$ ). As simulações do parque fictício no *Wasp* apresentaram os seguintes resultados de perdas por efeito esteira (%): 3,80% (cenário 1), 3,71% (no melhor reposicionamento individual do cenário 2) e 3,45% (cenário 3), e eletricidade anual gerada líquida (GWh): 33,596 GWh (cenário 1), 33,629 GWh (no melhor reposicionamento individual do cenário 2) e 33,721 GWh (cenário 3).

**Palavras-chave:** Distanciamento de aerogeradores. Efeito esteira. Parque eólico.

## ABSTRACT

The objective of this dissertation is to analyze the effect of the distance between wind turbines on the wake effect losses and electricity generation, through simulations in *Wasp* software. The dissertation initially gathered data from 11 wind farms in operation in Trairi-CE and 1 in Amontada-CE: geographic coordinates, installed capacity, occupied area, wind turbine model and rotor diameter. Once the wind farm was identified, the distance between the wind turbines was measured and the ratio of the average of these distances with the respective rotor diameter was calculated. After this step, the relationship between the occupied area and installed capacity (in  $\text{km}^2/\text{MW}$ ) and capacity density (in  $\text{MW}/\text{km}^2$ ) was calculated, in order to evaluate the use of the occupied area and the concentration of the installed capacity. Then, the immobilized area (in  $\text{m}^2\text{year}/\text{MWh}$ ), the ratio between the occupied area over the plant's lifetime and the generation of electric energy were calculated. In order to verify the influence of the distance of wind turbines on electricity generation, a farm in operation in Amontada-CE (Icaraí) was chosen and transposed to Parnaíba (PI), where a fictitious farm was simulated in three scenarios: scenario 1 (no repositioning of wind turbines), scenario 2 (individual repositioning of wind turbines) and scenario 3 (collective repositioning of wind turbines) in *Wasp*. When analyzing the relationship of the average distance with the rotor diameter, Trairi-CE, Icaraí and Parnaíba farms show a higher distance than the lower distance guided by the IEC 61400-12 standard; however, they are partially not in accordance with the literature and international wind farms. When compared with the ranges of the National Renewable Energy Laboratory (NREL) report, considering the relationship between occupied area and installed capacity, it was found that 5 of the 11 farms are with values above the lower range; only 1 presents capacity density with a value below the upper range, indicating for the other wind farms, low amount of occupied area and concentration of the installed capacity. As for the immobilized areas, the average of the calculated results ( $712.24 \text{ m}^2\text{year}/\text{MWh}$ ) indicates that the analyzed immobilized areas are below the global average ( $1,129 \text{ m}^2\text{year}/\text{MWh}$ ). The simulations of the fictitious park in *Wasp* presented the following results of losses by wake effect (%): 3.80% (scenario 1), 3.71% (in the best individual repositioning of scenario 2) and 3.45% (scenario 3), and net annual generated electricity (GWh): 33.596 GWh (scenario 1), 33.629 GWh (in the best individual repositioning of scenario 2) and 33.721 GWh (scenario 3).

**Keywords:** Aerogenerator distancing. Wake effect. Wind farm.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Complementaridade anual das fontes eólica e hidráulica no nordeste brasileiro	21
Figura 2	– Geração eólicoelétrica e FC mensal no CE em 2021	23
Figura 3	– Evolução da CI acumulada por fonte eólica no BR de 2005 a 2021	29
Figura 4	– Evolução da CI acumulada por fonte eólica no CE de 2008 a 2020	31
Figura 5	– Força de sustentação em uma pá eólica	32
Figura 6	– Princípio da conversão da energia cinética do vento em energia elétrica	33
Figura 7	– CP típica de um aerogerador de eixo horizontal de grande porte (MW)	33
Figura 8	– Componentes e características de um aerogerador de eixo horizontal com caixa de engrenagens	34
Figura 9	– Arranjo físico radial (A) e ramificado (B)	35
Figura 10	– Anemômetro instalado em uma torre anemométrica em Maracanaú (CE)	36
Figura 11	– Distribuição de frequência de <i>Rayleigh</i> com variação do fator de escala	38
Figura 12	– Distribuição de <i>Weibull</i> com $k = 1,2$ e $3$ e $c = 8$	39
Figura 13	– Efeito esteira no parque eólico <i>offshore</i> de <i>Horns Ver</i> na Dinamarca	42
Figura 14	– Modelo de esteira <i>Jensen</i>	42
Figura 15	– Esteira aerodinâmica e D em um parque eólico	45
Figura 16	– ADA, AID e AII do parque eólico Estrela	50
Figura 17	– Parque eólico Estrela	98
Figura 18	– Parque eólico Mundaú	98
Figura 19	– Parque eólico Fleixeiras I	99
Figura 20	– Parque eólico Guajiru	99
Figura 21	– Parque eólico Trairi	100
Figura 22	– Complexo eólico Faísa (Faísa I, Faísa II, Faísa III, Faísa IV, Faísa V)	100
Figura 23	– Parque eólico Embuaca	101

Figura 24 – AOC do parque eólico Estrela (polígono amarelo) .....	102
Figura 25 – AOC do parque eólico Mundaú (polígono vermelho) .....	102
Figura 26 – AOC do parque eólico Fleixeiras I (polígono vermelho) .....	103
Figura 27 – AOC do parque eólico Guajiru (polígono vermelho) .....	103
Figura 28 – AOC do parque eólico Trairi (polígono vermelho) .....	104
Figura 29 – AOC do complexo eólico Faísa (Faísa I, Faísa II, Faísa III, Faísa IV, Faísa V) (polígonos vermelhos) .....	104
Figura 30 – AOC do parque eólico Embuaca (polígono vermelho) .....	105
Figura 31 – Coordenadas dos vértices da AOC do parque eólico Icaraí .....	61
Figura 32 – Vértices da AOC e localização dos oito aerogeradores do parque eólico Icaraí ..	62
Figura 33 – DL e DF entre aerogeradores a partir da direção leste do vento no parque eólico Icaraí .....	63
Figura 34 – DL e DF entre aerogeradores a partir da direção norte do vento no parque eólico Icaraí .....	63
Figura 35 – Medições de DL, DF e AOC do parque eólico Icaraí .....	64
Figura 36 – AOC, localização da torre anemométrica de Parnaíba, dos oito aerogeradores simulados e as medições de DL e DF .....	67
Figura 37 – Frequência do vento por setor de direção, velocidade média e densidade de potência da torre anemométrica de Parnaíba .....	69
Figura 38 – Localização e a frequência de vento prevista da torre anemométrica de Parnaíba, a AOC e a localização dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba .....	70
Figura 39 – Cenário 1: Geração anual bruta e PEE dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba .....	71
Figura 40 – Cenário 2: AOC, localização da torre anemométrica de Parnaíba, dos oito aerogeradores no cenário 1 e localização do aerogerador 7 depois do aumento do DF em relação ao aerogerador 6 .....	73

Figura 41 – Cenário 2: Nova localização, geração anual bruta e PEE do aerogerador 7 após o seu reposicionamento individual .....	74
Figura 42 – Aerogerador 7: Cenário 1 (Sem reposicionamento de aerogeradores) .....	106
Figura 43 – Aerogerador 7: Cenário 2 (Reposicionamento individual do aerogerador 7) .....	106
Figura 44 – Cenário 2: AOC, localização da torre anemométrica de Parnaíba, dos oito aerogeradores no cenário 1 e localização do aerogerador 5 depois do aumento do DF em relação ao aerogerador 4 .....	75
Figura 45 – Cenário 2: Nova localização, geração anual bruta e PEE do aerogerador 5 após o seu reposicionamento individual .....	76
Figura 46 – Cenário 2: Área não ocupada do parque eólico Parnaíba .....	77
Figura 47 – Cenário 2: AOC, localização da torre anemométrica de Parnaíba, dos oito aerogeradores no cenário 1 e localização do aerogerador 8 depois do aumento do DF em relação ao aerogerador 6 .....	78
Figura 48 – Cenário 2: Nova localização, geração anual bruta e PEE do aerogerador 8 após o seu reposicionamento individual .....	79
Figura 49 – Cenário 3: AOC, localização da torre anemométrica de Parnaíba, dos oito aerogeradores no cenário 1 e localização do aerogerador 7, aerogerador 5 e aerogerador 8 depois do aumento do DF .....	80
Figura 50 – Cenário 3: Novas localizações, geração anual bruta e PEE após reposicionamento coletivo do aerogerador 7, aerogerador 5 e aerogerador 8 .....	81
Figura 51 – D em função do DR (2DR) do parque eólico Parnaíba no cenário 1 .....	89

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Matriz elétrica brasileira: CI e porcentagem em março de 2022 .....	21
Tabela 2 – Número de parques eólicos por estado no BR, CI e porcentagem em março de 2022 .....	22
Tabela 3 – FC médio no CE de 2017 a 2019 .....	23
Tabela 4 – AIM de diversas fontes de energia elétrica .....	24
Tabela 5 – Coeficientes de rugosidade para diversos tipos de terrenos .....	28
Tabela 6 – Resumo com os estudos do potencial eólico brasileiro .....	37
Tabela 7 – Características do recurso eólico nacional .....	40
Tabela 8 – Resumo quanto ao D em função do DR .....	44
Tabela 9 – D em parques eólicos da Suécia e Dinamarca em função do DR .....	45
Tabela 10 – Resumo das normas IEC 61400-1, 61400-12-1 e 61400-21 .....	46
Tabela 11 – Orientações da literatura e IEC61400-12 de distanciamento mínimo entre aerogeradores .....	47
Tabela 12 – Municípios do CE com parques eólicos em operação e potência outorgada .....	52
Tabela 13 – Resumo dos parques eólicos em operação do município de Trairi-CE .....	53
Tabela 14 – Modelo do aerogerador, PN e respectivo DR dos onze parques eólicos analisados de Trairi-CE .....	54
Tabela 15 – D e MD dos parques eólicos analisados do município de Trairi-CE .....	55
Tabela 16 – Relação MD/DR dos aerogeradores dos parques eólicos analisados de Trairi-CE .....	56
Tabela 17 – Comparação da relação MD/DR dos aerogeradores dos parques eólicos analisados de Trairi-CE com o distanciamento mínimo orientado pela literatura e IEC 61400-12 .....	56

Tabela 18 – Comparação da relação MD/DR dos parques eólicos analisados de Trairi-CE com os distanciamentos em função do DR de alguns parques eólicos da Suécia e Dinamarca .....	57
Tabela 19 – Relação AOC/CI e DC dos parques eólicos analisados de Trairi-CE .....	57
Tabela 20 – AIM dos parques eólicos analisados de Trairi-CE .....	58
Tabela 21 – Dados de CI, MD, DR, MD/DR, AOC, DC, AOC/CI, geração anual e AIM dos parques eólicos analisados de Trairi-CE .....	59
Tabela 22 – Medições do DL, DF, DLM, DFM e AOC do Parque Eólico Icarai .....	65
Tabela 23 – Localização e resumo técnico da torre anemométrica de Parnaíba .....	66
Tabela 24 – Medições do DL, DF, DLM, DFM e AOC do Parque Eólico Parnaíba .....	68
Tabela 25 – Direção do vento por setor e as respectivas frequências de incidência da torre anemométrica de Parnaíba .....	69
Tabela 26 – Cenário 1: Localização, geração anual líquida e PEE dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba .....	72
Tabela 27 – Dados reunidos de localização, geração anual líquida e as PEE de todos os aerogeradores e do parque eólico Parnaíba nos cenários 1, 2 e 3 .....	82
Tabela 28 – Medições dos D do parque eólico Parnaíba feito pelo <i>Wasp</i> nos cenários 1, 2 e 3 .....	84
Tabela 29 – Comparativo das medições do DL, DF, DLM e DFM do parque eólico Parnaíba feitas pelo <i>Google Earth</i> e <i>Wasp</i> no cenário 1 .....	85
Tabela 30 – Comparativo das medições de DF feitas pelo <i>Google Earth</i> e <i>Wasp</i> no cenário 2 .....	86
Tabela 31 – Relação D/DR dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba nos cenários 1, 2 e 3 .....	87
Tabela 32 – Medições da relação D/DR, D/DRDLM e D/DRDFM dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba no cenário 1 .....	88

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ADA	Área Diretamente Afetada
ADECE	Agência de Desenvolvimento do Ceará
AI	Área(s) de Influência
AID	Área de Influência Direta
AII	Área de Influência Indireta
AIM	Área(s) Imobilizada(s)
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AOC	Área(s) Ocupada(s)
AOC/CI	Relação entre a(s) Área(s) Ocupada(s) e Capacidade(s) Instalada(s)
BR	Brasil
CCIR	Certificado de Cadastro do Imóvel Rural
CDA	Coordenação de Desenvolvimento Agrário
CE	Estado do Ceará
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CI	Capacidade(s) Instalada(s)
CNPQ	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
COELCE	Companhia Energética do Ceará
COEMA	Conselho Estadual do Meio Ambiente
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
CP	Curva de Potência
CTA	Centro Técnico Aeroespacial
D	Distanciamento(s) entre aerogerador(es)
DC	Densidade de Capacidade: Relação entre Capacidade(s) Instalada(s) e Área(s) Ocupada(s)
D/DR	Relação entre Distanciamento entre aerogerador(es) em função do Diâmetro do Rotor

D/DRDLM	Relação entre distanciamento entre aerogerador(es) em função do diâmetro do rotor a partir do distanciamento lateral médio
D/DRDFM	Relação entre distanciamento entre aerogerador(es) em função do diâmetro do rotor a partir do distanciamento frontal médio
DF	Distanciamento Frontal
DFM	Distanciamento Frontal Médio
DI	Distanciamento inferior
DL	Distanciamento Lateral
DLM	Distanciamento Lateral Médio
DLR	<i>Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt</i>
DR	Diâmetro do Rotor
DS	Distanciamento superior
DTU	<i>Technical University of Denmark</i>
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
ELETOBRAS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
FC	Fator de Capacidade
FIEC	Federação das Indústrias do Ceará
GEE	Gases do Efeito Estufa
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
INCT-CLIMA	Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas
IAE	Instituto de Atividades Espaciais
ICMBIO	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
INCRA	Instituto de Colonização e Reforma Agrária
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
ITR	Imposto Sobre a Propriedade Rural
LEA	Laboratório de Energias Alternativas
MD	Média dos Distanciamentos entre Aerogeradores
MD/DR	Relação entre a Média dos Distanciamentos entre Aerogeradores e o Diâmetro do Rotor

MMA	Ministério do Meio Ambiente
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PE	Estado de Pernambuco
PEE	Perda(s) por Efeito Esteira
PI	Estado do Piauí
PIB	Produto Interno Bruto
PN	Potência Nominal
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
RN	Estado do Rio Grande do Norte
SEBRAE	Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas
SEMA	Secretaria do Meio Ambiente do Ceará
SEMACE	Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Ceará
SIGA	Sistema de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SUDENE	Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste
UC	Unidades de Conservação
UFC	Universidade Federal do Ceará

## SUMÁRIO

1	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	20
2	<b>FUNDAMENTOS DE ENERGIA EÓLICA</b> .....	27
2.1	<b>O vento</b> .....	27
2.2	<b>Uso da energia eólica no mundo</b> .....	28
2.3	<b>Uso da energia eólica no Brasil</b> .....	28
2.4	<b>Uso da energia eólica no Ceará</b> .....	29
2.5	<b>Turbinas e parques eólicos</b> .....	31
3	<b>POTENCIAL E AVALIAÇÃO DA GERAÇÃO EOLIOELÉTRICA</b> .....	36
3.1	<b>Distribuição de frequência de <i>Rayleigh</i></b> .....	38
3.2	<b>Distribuição de <i>Weibull</i></b> .....	39
3.3	<b>Energia anual gerada e fator de capacidade</b> .....	40
3.4	<b>Área imobilizada</b> .....	40
3.5	<b>Efeito esteira</b> .....	41
3.6	<b><i>Wasp</i> e o modelo de esteira <i>Jensen</i></b> .....	42
3.7	<b>Distanciamento entre aerogeradores</b> .....	44
3.8	<b>Normas técnicas</b> .....	45
3.9	<b>Legislação ambiental nos parques eólicos e o impacto pelo uso da terra</b> .....	47
3.10	<b>Áreas de influência</b> .....	49
4	<b>RESULTADOS</b> .....	51
4.1	<b>Caracterização dos parques eólicos do Ceará</b> .....	52
4.2	<b>Parques eólicos em operação do município de Trairi-CE</b> .....	52
4.2.1	<b><i>Relação entre a média dos distanciamentos entre os aerogeradores e o diâmetro do rotor</i></b> .....	54
4.2.2	<b><i>Relação entre a área ocupada e capacidade instalada e densidade de capacidade: relação entre capacidade instalada e área ocupada</i></b> .....	57
4.2.3	<b><i>Áreas imobilizadas</i></b> .....	58
4.2.4	<b><i>Resumo dos dados</i></b> .....	58
4.2.5	<b><i>Análise dos dados</i></b> .....	59
4.3	<b>Parque eólico Icarai: medição de área ocupada, distanciamento lateral e distanciamento frontal</b> .....	61

<b>5</b>	<b>USO DO WASP PARA ESTUDO DO EFEITO DO DISTANCIAMENTO ENTRE AEROGERADORES DE PARQUES EÓLICOS .....</b>	<b>66</b>
<b>5.1</b>	<b>Localização e características da torre anemométrica de Parnaíba .....</b>	<b>66</b>
<b>5.2</b>	<b>Parque eólico Parnaíba (fictício): medição de área ocupada, distanciamento lateral e distanciamento frontal .....</b>	<b>66</b>
<b>5.3</b>	<b>Simulações Wasp .....</b>	<b>68</b>
<b>5.3.1</b>	<b><i>Dados de vento .....</i></b>	<b>68</b>
<b>5.3.2</b>	<b><i>Área ocupada, localização dos aerogeradores e torre anemométrica .....</i></b>	<b>69</b>
<b>5.3.3</b>	<b><i>Energia anual gerada e perdas por efeito esteira .....</i></b>	<b>70</b>
<b>5.3.3.1</b>	<b><i>Cenário 1 - sem reposicionamento de aerogeradores .....</i></b>	<b>70</b>
<b>5.3.3.2</b>	<b><i>Cenário 2 - reposicionamento individual dos aerogeradores com perdas por efeito esteira: aerogerador 7, aerogerador 5 e aerogerador 8 .....</i></b>	<b>72</b>
<b>5.3.3.2.1</b>	<b><i>Aerogerador 7 .....</i></b>	<b>72</b>
<b>5.3.3.2.2</b>	<b><i>Aerogerador 5 .....</i></b>	<b>74</b>
<b>5.3.3.2.3</b>	<b><i>Aerogerador 8 .....</i></b>	<b>76</b>
<b>5.3.3.3</b>	<b><i>Cenário 3 - reposicionamento coletivo dos aerogeradores com perdas por efeito esteira: aerogerador 7, aerogerador 5 e aerogerador 8 .....</i></b>	<b>79</b>
<b>5.3.3.4</b>	<b><i>Dados de localização, energia anual gerada e perdas por efeito esteira de todos os aerogeradores e do parque eólico Parnaíba nos cenários 1, 2 e 3 .....</i></b>	<b>81</b>
<b>5.3.3.5</b>	<b><i>Avaliação das perdas por efeito esteira, energia anual gerada e comparação dos cenários 1, 2 e 3 .....</i></b>	<b>82</b>
<b>5.3.4</b>	<b><i>Distanciamento entre aerogeradores nos cenários 1, 2 e 3 .....</i></b>	<b>83</b>
<b>5.3.5</b>	<b><i>Relação entre distanciamento entre aerogeradores em função do diâmetro do rotor nos cenários 1, 2 e 3 .....</i></b>	<b>86</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES .....</b>	<b>90</b>
	<b>SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>93</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>94</b>
	<b>ANEXO A - IMAGENS DOS PARQUES EÓLICOS ANALISADOS DE TRAIRI-CE E MEDIÇÕES DOS DISTANCIAMENTOS ENTRE AEROGERADORES .....</b>	<b>98</b>
	<b>ANEXO B - ÁREA OCUPADA DOS PARQUES EÓLICOS ANALISADOS DE TRAIRI-CE .....</b>	<b>102</b>

<b>ANEXO C - AEROGERADOR 7 DO PARQUE EÓLICO PARNAÍBA</b>	
<b>NOS CENÁRIOS 1 E 2 .....</b>	<b>106</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A geração para suprir a demanda energética global tem acarretado diversos problemas ambientais e socioeconômicos. Os impactos são diversos, como poluição do ar, visual e sonora, uso de terras antes intactas impactando a fauna e flora desses locais, consumo de água, migração de populações de seus locais de origem e consumo de matérias primas utilizadas na geração, que quando de origem fóssil, emitem gases do efeito estufa (GEE) na fase de operação desses empreendimentos, sendo esses associados ao aquecimento global.

Uma das possibilidades para que se mitiguem esses efeitos danosos é o uso de fontes renováveis de energia como biomassa, solar e eólica, onde o recurso é disponibilizado através de ciclos naturais sazonais, e que quando aproveitados para geração, possuem benefícios comparáveis às fontes fósseis como carvão mineral e petróleo. Nesse contexto, o Brasil (BR) apresenta elevado potencial de recursos naturais renováveis pela sua favorável posição geográfica e clima. Em contramão a outros países do mundo como Japão e França, a matriz elétrica brasileira é composta em grande parte por fontes renováveis de energia.

A energia eólica é atualmente a segunda maior fonte em capacidade(s) instalada(s) (CI) e percentual no BR, possuindo benefícios ambientais na sua fase de operação como: não poluem, não emitem dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), possibilidade dos proprietários das terras do parque eólico desenvolverem suas atividades como plantações e criações de animais, e socioeconômicos como: aumento do Produto Interno Bruto (PIB) nos municípios que instalaram parques eólicos comparados aos que não o possuem, e geração de renda aos proprietários das terras onde são instalados os empreendimentos (ABEEÓLICA, 2020). A partir de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através do Sistema de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (SIGA), compilados pela Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA), a Tabela 1 apresenta a matriz elétrica brasileira e as participações das fontes em CI (GW) e sua porcentagem (%) em relação a capacidade total instalada.

Tabela 1 – Matriz elétrica brasileira: CI e porcentagem em março de 2022.

<b>MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA</b>		
<b>FONTE</b>	<b>CI (GW)</b>	<b>PERCENTUAL (%)</b>
Hidrelétrica	103,00	56,40
Eólica	21,50	11,80
Biomassa	15,80	8,70
PCH e CGH	6,40	3,50
Fotovoltaica	4,80	2,60
Gás Natural	3,60	2,00
Petróleo	8,90	4,90
Carvão Mineral	16,40	9,00
Nuclear	2,00	1,10
Outros fósseis	0,20	0,10
<b>TOTAL</b>	<b>182,60</b>	<b>100,0</b>

Fonte: (ABEEÓLICA, 2022).

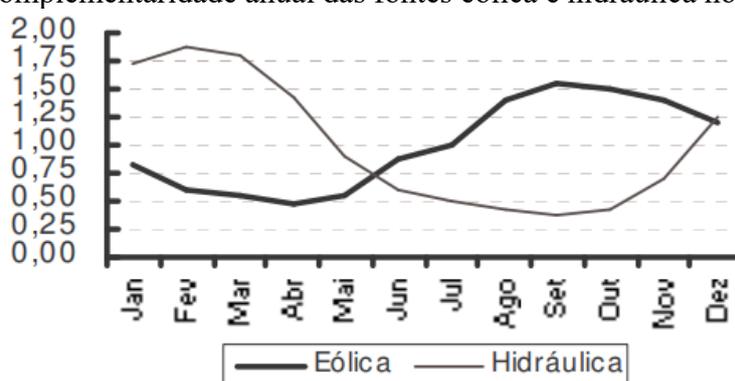
Onde:

PCH = Pequena Central Hidrelétrica.

CGH = Central Geradora Hidrelétrica.

Outro ponto favorável do uso da energia eólica no BR é a sua complementaridade com a fonte hidráulica. Através de simulações realizadas por (SCHULTZ *et al.*, 2005), a fim de se verificar a complementaridade das fontes eólica e hídrica na região nordeste, relacionando dados de geração de parques eólicos do Estado do Ceará (CE) com um conjunto de usinas hidráulicas da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) ao longo do rio São Francisco, através da relação entre os valores médios mensais e das médias anuais das duas fontes, observou-se a complementaridade anual apresentado na Figura 1, principalmente durante o período seco do rio São Francisco.

Figura 1 – Complementaridade anual das fontes eólica e hidráulica no nordeste brasileiro.



Fonte: (SCHULTZ *et al.*, 2005).

A partir de dados do SIGA, compilados pela ABEEÓLICA em 18 de março de 2022, o BR possui 795 parques eólicos e 9.176 aerogeradores em operação. Em 2020, foram gerados 57,0 TWh pela fonte eólica, responsáveis por 10,0% de toda geração injetada no Sistema Interligado Nacional (SIN) no mesmo ano (ABEEÓLICA, 2022). Considerando os parques eólicos e aerogeradores em testes, a Tabela 2 apresenta um resumo do número de parques eólicos por estado no BR, sua respectiva CI (GW) e porcentagem (%) em relação a capacidade total instalada.

Tabela 2 – Número de parques eólicos por estado no BR, CI e porcentagem em março de 2022.

<b>ESTADO</b>	<b>Nº DE PARQUES EÓLICOS EM OPERAÇÃO</b>	<b>CI (GW)</b>	<b>PERCENTUAL (%)</b>
Rio Grande do Norte	219	6,71	30,78
Bahia	227	6,06	27,80
Ceará	97	2,50	11,47
Piauí	83	2,44	11,19
Rio Grande do Sul	80	1,84	8,44
Pernambuco	36	0,90	4,13
Paraíba	30	0,63	2,89
Maranhão	15	0,43	1,97
Santa Catarina	15	0,24	1,10
Sergipe	1	0,03	0,14
Rio de Janeiro	1	0,03	0,14
Paraná	1	0,003	0,01
<b>TOTAL</b>	<b>805</b>	<b>21,80</b>	<b>100,00</b>

Fonte: (ABEEÓLICA, 2022).

Evidenciando a crescente importância da geração eolielétrica para o país, são os recordes de geração por região verificados, em especial para a região nordeste, onde em 06/08/2020 94,40% da energia consumida do subsistema nordeste foi proveniente dos parques eólicos com fator de capacidade (FC) de 71,14% e geração de 9.255,73 MW médios (ABEEÓLICA, 2020).

Segundo os boletins anuais de geração eólica de 2017 a 2019 da ABEEÓLICA, o FC médio de 2017 a 2019 mensal e anual no CE é apresentado na Tabela 3 (ABEEÓLICA, 2017, 2018, 2019).

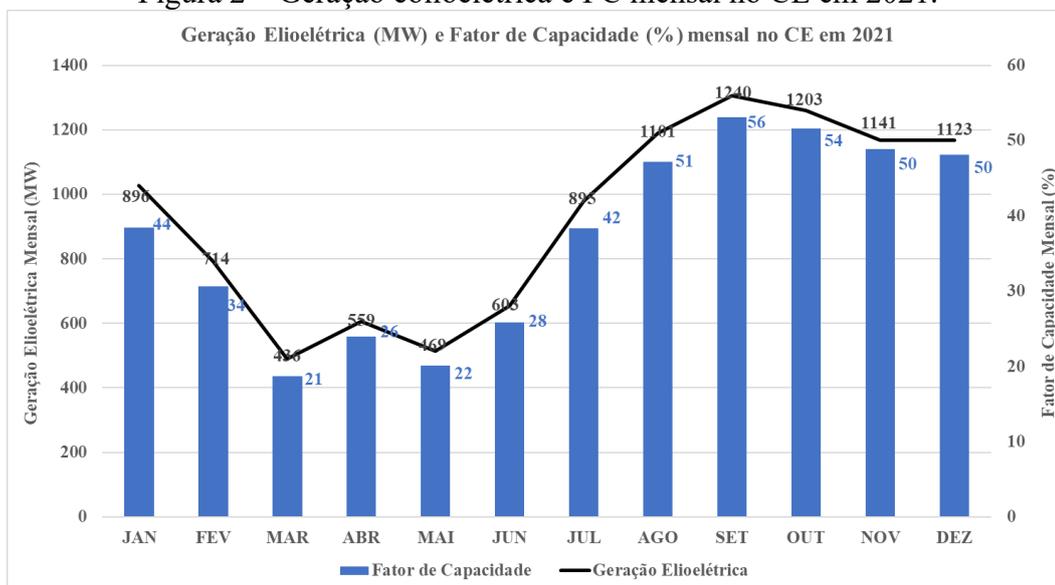
Tabela 3 – FC médio no CE de 2017 a 2019.

	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
<b>2017</b>	34,00	24,00	12,40	17,10	21,70	26,90	26,40	47,20	51,80	54,20	50,50	43,50
<b>2018</b>	32,70	14,00	19,60	12,30	16,50	30,60	37,20	48,10	57,10	52,30	52,90	30,20
<b>2019</b>	30,50	17,80	11,10	12,20	23,00	32,70	39,20	53,00	61,20	58,80	55,70	49,60
<b>MÉDIA 2017-2019/MÊS</b>	32,40	18,60	14,37	13,87	20,40	30,07	34,27	49,43	56,70	55,10	53,03	41,10
<b>MÉDIA 2017-2019/ANO</b>	34,94											

Fonte: (ABEEÓLICA, 2017, 2018, 2019) e elaborado pelo autor.

Na Figura 2 é apresentado o gráfico de geração eólicoelétrica e FC mensal no CE em 2021.

Figura 2 – Geração eólicoelétrica e FC mensal no CE em 2021.



Fonte: (ONS, 2022).

Para o melhor aproveitamento da geração eólicoelétrica, é imprescindível que haja redução das perdas durante o processo da extração da energia cinética dos ventos pelos aerogeradores. Durante esse processo, os aerogeradores fazem com que o vento que passa pela turbina fique turbulento devido ao movimento de rotação das pás, acarretando perda de recurso eólico a jusante. Essa região atrás da turbina é chamada de esteira e os seus efeitos denominados de efeito esteira, podendo a(s) perda(s) por efeito esteira (PEE) ter parcela significativa na geração do parque eólico. Para reduzir este efeito, é essencial que haja um distanciamento adequado entre os aerogeradores para que o vento assuma novamente suas características normais e não haja perda de eficiência na extração do potencial eólico das

demais turbinas. Esses distanciamentos são orientados pela literatura e normas técnicas, e são calculados em função do diâmetro do rotor (DR) do aerogerador a ser instalado. Nesse contexto, no processo de avaliação do potencial eólico de uma região, feito através de *softwares* como *WasP*, *WindFarmer* e *WindPRO*, deve ser avaliada a disposição das turbinas (*layout*) e o distanciamento entre aerogeradores (D), para que se mitigue as PEE, com otimização da área(s) ocupada(s) (AOC) e consequente ganho na geração.

Outro ponto importante para a instalação dos parques eólicos é o uso da terra e as áreas afetadas desses empreendimentos, não se limitando somente as AOC pelos aerogeradores, representando um impacto ambiental significativo. Segundo Moreira *et al* (2015), um dos critérios para se avaliar a sustentabilidade das plantas de geração é a relação entre a AOC ao longo do tempo de vida das plantas e sua geração anual ( $m^2\text{ano}/MWh$ ), denominada de área(s) imobilizada(s) (AIM). A Tabela 4 apresenta um resumo das AIM a partir de dados de diversas plantas de geração.

Tabela 4 – AIM de diversas fontes de energia elétrica.

<b>FONTE DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>AIM (<math>m^2\text{ano}/MWh</math>)</b>
Biomassa	21320
Eólica	1129
Nuclear	346
Fotovoltaica	290
Hidrelétricas	186
Carvão	33
Gás Natural	11
Diesel	11

Fonte: (MOREIRA *et al.*, 2015) e (CARVALHO *et al.*, 2018).

Conforme Tabela 4, a energia eólica é a segunda fonte que mais necessita de AOC por ano ( $m^2\text{ano}$ ) para a geração (MWh), ficando somente atrás das plantas de geração a biomassa. O conceito de AIM representa um importante indicador de diversos impactos:

- na geração e densidade energética dessas plantas, já que as áreas para a instalação dessas plantas são limitadas, acarretando possíveis impeditivos para a instalação de novos empreendimentos ou expansão dos já existentes;
- impactos ambientais pelo uso da terra, já que esses empreendimentos afetam diretamente e indiretamente o meio ambiente;

- socioeconômicos, pois o uso da terra representa em algumas ocasiões disputas territoriais e fontes de renda onde esses empreendimentos serão instalados.

O objetivo geral e os específicos da presente dissertação são:

Objetivo Geral:

- Análise do efeito do D nas PEE e geração, através de simulações no *software Wasp*.

Objetivos Específicos:

- Identificação dos parques eólicos em operação no CE e suas respectivas CI, modelos de aerogeradores, sua potência nominal (PN) e DR.
- Cálculo da relação (MD/DR): Relação entre a média dos distanciamentos entre aerogeradores (MD) e o DR dos parques eólicos analisados, e sua comparação com a literatura, norma técnica e parques eólicos internacionais.
- Cálculo da relação (AOC/CI): relação entre a(s) Área(s) Ocupada(s) e Capacidade(s) Instalada(s) e Densidade de Capacidade (DC): relação entre Capacidade(s) Instalada(s) e Área(s) Ocupada(s), e das AIM dos parques eólicos analisados.
- Reunião dos dados de CI, MD, DR, MD/DR, AOC, DC, AOC/CI, geração anual e AIM dos parques eólicos analisados.
- Através de simulações em três cenários de um parque eólico fictício no *software Wasp*, analisar os resultados das PEE e geração anual, através da mudança de *layout* e reposicionamento de aerogeradores.

A presente dissertação está dividida em seis capítulos:

No capítulo 1, está a introdução, a fim de esclarecer os pontos importantes envolvidos sobre a temática da dissertação e os objetivos geral e específicos, onde é apresentado o foco da pesquisa a ser desenvolvido no decorrer da dissertação, e o que deverá ser alcançado durante seu desenvolvimento.

No Capítulo 2, são apresentados conceitos como o recurso eólico, o uso da energia eólica no mundo, BR e CE, com a apresentação do histórico da fonte eólica e suas características. O conceito de turbinas e parques eólicos é apresentado a fim de apresentar conceitos envolvidos na geração eólicoelétrica.

No capítulo 3, é apresentado um resumo do histórico do estudo do potencial eólico no BR e técnicas para avaliação da geração pela fonte eólica, como a distribuição de frequência de *Rayleigh* e a distribuição de *Weibull*. Em seguida, é apresentado um histórico da

legislação ambiental aplicado aos parques eólicos e os órgãos competentes envolvidos no processo de licenciamento ambiental desses empreendimentos. Em seguida, é apresentado o processo para aquisição das terras para a instalação dos parques eólicos e as áreas de influência (AI) que esses empreendimentos têm e suas diferenciações.

No capítulo 4, inicialmente é apresentada a metodologia usada na presente dissertação, a fim de se chegar aos objetivos propostos no capítulo 1, e são apresentados os resultados encontrados através da metodologia utilizada, como a identificação dos parques eólicos em operação no CE, as relações entre a média do(s) distanciamento(s) entre os aerogeradores e o diâmetro do rotor (MD/DR) (adimensional) dos parques eólicos analisados, AOC/CI ( $\text{km}^2/\text{MW}$ ), DC ( $\text{MW}/\text{km}^2$ ) e AIM ( $\text{m}^2\text{ano}/\text{MWh}$ ).

No capítulo 5, é apresentado simulações no *software Wasp* de um parque eólico fictício, através de três cenários, a fim de se evidenciar o efeito do D nas PEE e geração.

No Capítulo 6, são apresentadas as conclusões observadas a partir das informações levantadas nos capítulos 4 e 5, seguidas por sugestões de trabalhos futuros.

## 2 FUNDAMENTOS DE ENERGIA EÓLICA

### 2.1 O vento

A inclinação do eixo da terra e o movimento de translação faz com que haja um aquecimento não homogêneo da superfície da Terra pelo Sol, induzindo o movimento das massas de ar (vento) (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019), provocando gradientes de pressão (EPE, 2016), sendo considerado o vento uma fonte renovável de energia (AMARANTE *et al.*, 2001), podendo ser usada na geração complementar de eletricidade em grandes quantidades (LEÃO; ANTUNES; FROTA, 1999). O vento sofre influência da topografia e vegetação (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019), e a sua variação com a altura influencia a avaliação do recurso eólico. Como nem sempre os anemômetros de medição estão na altura do cubo da turbina eólica, usa-se a lei de potência para corrigir a velocidade do vento com a altura conforme Equação (1) (MOREIRA, 2021). Devido também a esses fatores, procura-se instalar aerogeradores em maiores alturas possíveis e em locais com baixa rugosidade, próximo a espelhos d'água e terrenos descobertos (EPE, 2016). Devido aos diferentes tipos de cobertura superficial, é recomendado que se faça uma visita de inspeção para se determinar a rugosidade de uma área (SILVA, 2013). Quanto a circulação, podem ser classificadas em diferentes escalas: global (macroescala), regional (mesoescala) e local (microescala) (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019).

$$V = V_r \left( \frac{H}{H_r} \right)^n \quad (1)$$

Onde:

V = Velocidade do vento na altura H.

V<sub>r</sub> = Velocidade do vento na altura de referência (medida).

H = Altura desejada.

H<sub>r</sub> = Altura de referência.

n = Expoente da lei de potência – coeficiente de rugosidade.

A Tabela 5 apresenta valores do coeficiente de rugosidade para diversos tipos de terreno.

Tabela 5 – Coeficientes de rugosidade para diversos tipos de terrenos.

<b>TERRENO</b>	<b>COEFICIENTE DE RUGOSIDADE</b>
Solo suave	0,10
Gramma alta	0,15
Arbustos e cercas	0,20
Áreas Rurais	0,25
Pequenas cidades	0,30
Grandes cidades	0,40

Fonte: (PINTO, 2013) *apud* (MOREIRA, 2021).

## 2.2 Uso da energia eólica no mundo

A energia cinética do ar em movimento é definida como energia eólica (PINTO, 2013). A década de 1970 representou um marco para a geração eolielétrica devido aos avanços tecnológicos na área, e incentivos fiscais promovidos por governos de diversas nações (DE OLIVEIRA; PENIDO; DE ARAUJO, 2018). No meio da década de 2000, a geração eolielétrica estava disseminada mundialmente, e após 2010, teve relevante contribuição para redução dos GEE (EPE, 2016). Segundo dados do *Global Wind Energy Council* (GWEC), em relação aos parques eólicos instalados em terra (*onshore*), em 2021 estão instalados no mundo 780,30 GW de CI, tendo a China 40%, Estados Unidos 17%, Alemanha 7%, Índia 5%, Espanha 4%, França 3%, BR 3%, Reino Unido 2%, Canadá 2%, Suécia 2% e o restante dos demais países 17% da CI total no mundo pela fonte eólica (GWEC, 2022).

## 2.3 Uso da energia eólica no Brasil

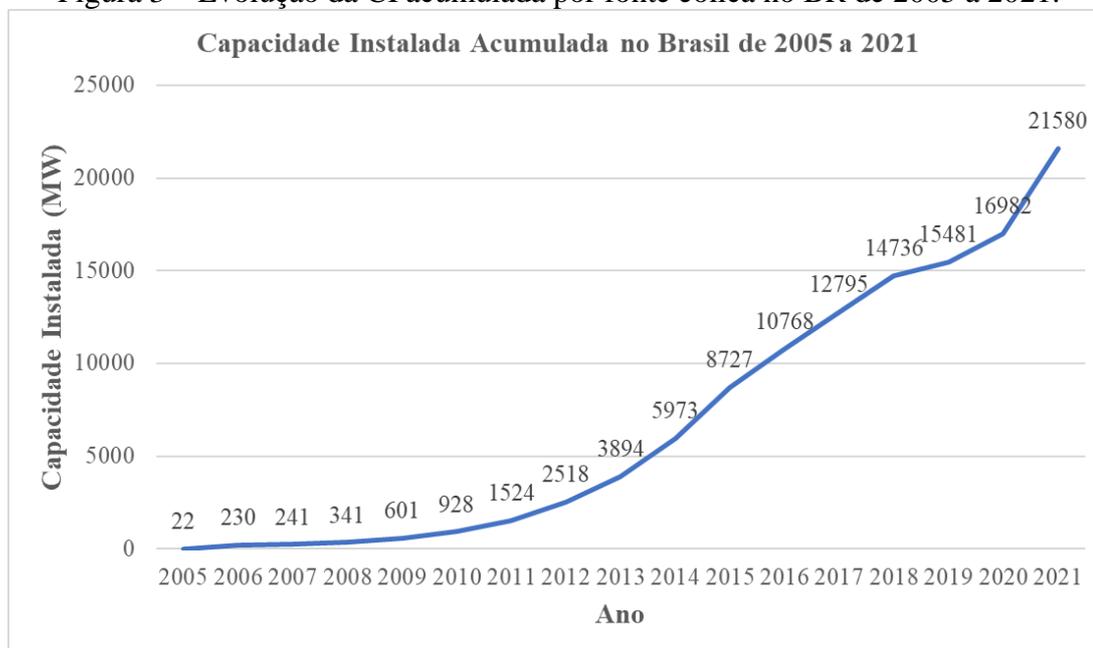
Devido à crescente utilização da energia eólica no mundo, houve uma maturidade na tecnologia envolvida, e o BR apresenta-se adequado e estratégico para a implementação da geração eolielétrica (AMARANTE *et al.*, 2001), sendo a sua concentração nas regiões Nordeste e Sul do país (IPECE, 2018). Em busca de se reduzir a dependência econômica do petróleo, evidenciada com a primeira crise energética em 1973, no BR o Centro Técnico Aeroespacial (CTA) juntamente com *Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt* (DLR) desenvolveram a turbina eólica DEBRA 100 kW, comercializada na Alemanha como Adler 25 (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019). Pesquisas em andamento do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas (INCT-CLIMA) sediado no Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), estimam que o

potencial eólico brasileiro pode chegar a 880,5 GW, sendo 522 GW tecnicamente viáveis (CANALENERGIA, 2016).

O primeiro grande impulso visando o desenvolvimento da geração eólicoelétrica no BR foi a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) em 2004, que contratou 1,1 GW das fontes eólica, biomassa e PCH, visando aumentar a participação dessas fontes na matriz energética do país. Com a instalação de indústrias do setor no país e incentivos através de leilões de energia, a geração eólicoelétrica começou a se tornar competitiva no mercado com queda nos custos de produção (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019).

De 2009 a 2015 foram contratados 14.626 MW no ambiente regulado, confirmando a evolução da geração eólicoelétrica no país (EPE, 2016). Segundo o relatório INFOVENTO 25 da ABEEÓLICA de março de 2022, a CI por fonte eólica no BR atingiu 21,56 GW, estando presente em 12 estados com 795 parques eólicos e 9.176 aerogeradores em operação (ABEEÓLICA, 2022). A Figura 3 apresenta a evolução da CI acumulada da fonte eólica no BR de 2005 a 2021.

Figura 3 – Evolução da CI acumulada por fonte eólica no BR de 2005 a 2021.



Fonte: (ABEEÓLICA, 2020) e (GWEC, 2022).

## 2.4 Uso da energia eólica no Ceará

Segundo Schubert (2019), o CE possui área total de 148.920,47 km<sup>2</sup> com 184 municípios organizados em 14 regiões de planejamento. Possui 93% do seu território inserido

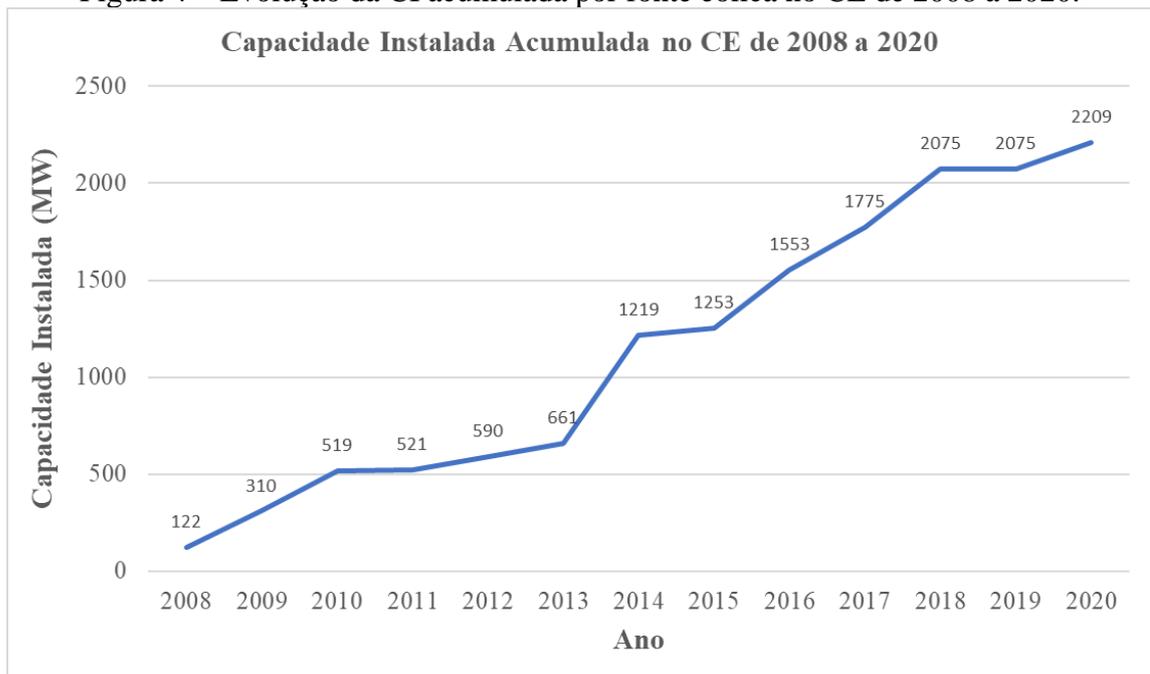
no clima semiárido, caracterizado por escassez pluviométrica, balanços hídricos anuais negativos, elevada incidência solar e recursos hídricos intermitentes. Devido às condições anemométricas favoráveis, disponibilidade de infraestrutura, proximidade do mercado consumidor de maior demanda, há uma concentração da geração eólicoelétrica no litoral cearense, porém já havendo uma descentralização em direção a serra da Ibiapaba, devido ao seu relevo e boas condições anemométricas da região (IPECE, 2018).

A região litorânea e as regiões de serra são as que apresentam os melhores potenciais para o aproveitamento da energia eólica no CE, prevalecendo no segundo semestre, entre os meses de setembro a dezembro, as velocidades de vento mais altas, período também de maior radiação, menor nebulosidade e baixa precipitação (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019). O comportamento da geração eólicoelétrica nos meses de estiagem, onde os recursos hídricos são reduzidos é benéfica, pois mostra a complementaridade entre as fontes hídrica e eólica, garantindo maior constância e segurança na geração (IPECE, 2018). Em relação à direção, registram-se as maiores frequências nos setores entre 60° e 120°, tendendo incidências de leste no norte do estado e de sudeste no extremo sul (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019).

Dentre os fatores que levaram o CE na busca de alternativas para sua demanda de energia elétrica, visando tornar o estado menos dependente da importação de energia elétrica, foi a necessidade da diversificação das fontes, o novo modelo do setor elétrico e a presença de produtores independentes (LEÃO; ANTUNES; FROTA, 1999). Em outubro de 1996, entrou em operação o parque eólico do Mucuripe (FERREIRA, 2008), com 1,2 MW de CI, sendo 4 aerogeradores de 300 kW, com 40 m de altura da torre e 33 m de DR (LEÃO; ANTUNES; FROTA, 1999). Após trinta meses depois da instalação do parque do Mucuripe, o CE tornou-se o maior produtor da América Latina com a implantação dos parques eólicos de Taíba com 5 MW e o da Prainha com 10 MW, ambos construídos através de contrato com a empresa *WOBLEN WindPower* Indústria e Comércio Ltda., como produtores independentes, com compra da energia elétrica feita pela Companhia Energética do Ceará (COELCE) por um período de 15 anos (LEÃO; ANTUNES; FROTA, 1999).

Segundo o SIGA, a matriz elétrica do CE em 2022 conta com 160 empreendimentos em operação, totalizando aproximadamente 5,17 GW, sendo as principais fontes as usinas eólicas com 99 empreendimentos que representam 48,55% (2,51 GW) de CI e 37 usinas térmicas que representam 41,78% (2,16 GW) de CI (ANEEL, 2022). A Figura 4 apresenta a evolução da CI por fonte eólica no CE de 2008 a 2020.

Figura 4 – Evolução da CI acumulada por fonte eólica no CE de 2008 a 2020.



Fonte: (EPE, 2021).

Essa energia elétrica produzida é transmitida principalmente pela CHESF e distribuída pela Enel Distribuição Ceará (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019). Em 2020, o CE apresentou uma geração de 6.247 GWh por fonte eólica, o que representou aproximadamente 12,39% da geração do nordeste por fonte eólica (50.416 GWh), 10,95% da geração nacional por fonte eólica (57.051 GWh), e aproximadamente 60,39% da geração total do estado (10.345 GWh) (EPE, 2021).

## 2.5 Turbinas e parques eólicos

As pás do aerogerador captam parte da energia cinética do vento e a convertem através de sua área varrida em energia elétrica, sendo a potência elétrica uma função do cubo da velocidade do vento, expressa na Equação (2) (AMARANTE *et al.*, 2001).

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

$\rho$  = Densidade do ar em  $\text{kg}/\text{m}^3$ .

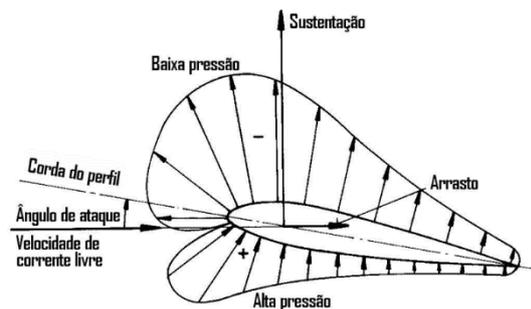
$A_r$  = Área do rotor =  $\pi \cdot D^2 / 4$ , em que D é o DR.

$C_p$  = Coeficiente aerodinâmico de potência do rotor.

$\eta$  = Eficiência do conjunto gerador / transmissão.

O ar ao percorrer um aerofólio faz com que o mesmo tenha uma trajetória maior na parte de cima do aerofólio comparado com a parte de baixo. Pelo princípio de *Bernoulli*, surgirá uma pressão na parte superior do aerofólio menor que na parte inferior, surgindo uma força vertical conhecida como força de sustentação, que irá fazer com que as pás de uma turbina eólica girem (PINTO, 2013). A Figura 5 apresenta a força de sustentação em uma pá eólica.

Figura 5 - Força de sustentação em uma pá eólica.

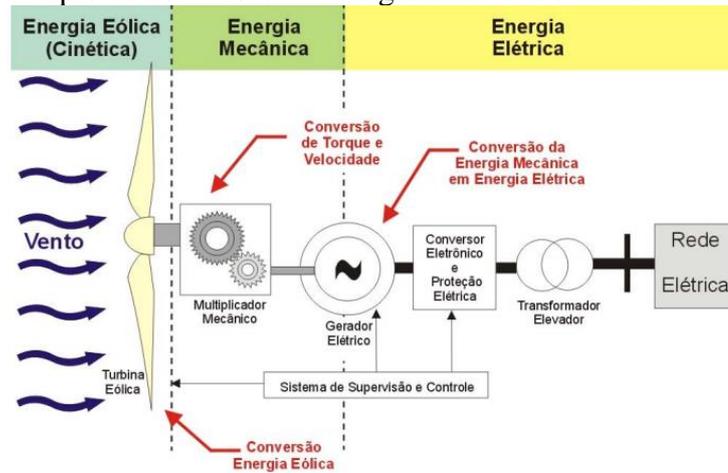


Fonte: (WENZEL, 2007).

Segundo Hodge (2011), as turbinas podem ser classificadas simplesmente quanto ao seu eixo de rotação, podendo ser de eixo horizontal, sendo as configurações mais comuns as turbinas de duas e três pás, desenvolvidas entre 1940 a 1960 (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019) e as de eixo vertical, com modelos mais comuns os modelos de *Savonius* e *Darrieus*. Em relação à CI no mundo, há predominância das turbinas de eixo horizontal (HODGE, 2011).

A geração eolielétrica se dá através da conversão da energia cinética das massas de ar em energia mecânica, através das turbinas eólicas. Essa energia mecânica é convertida posteriormente em energia elétrica através de um gerador (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019). A Figura 6 apresenta o princípio de conversão da energia cinética do vento em energia elétrica em uma turbina eólica.

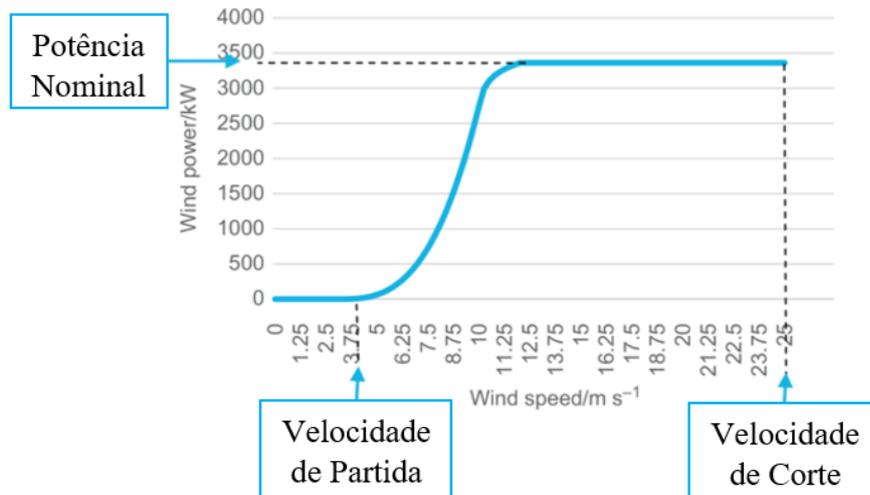
Figura 6 - Princípio da conversão da energia cinética do vento em energia elétrica.



Fonte: (PAVINATTO, 2005).

Nem sempre é possível a conversão da energia contida no vento em eletricidade, devido restrições técnicas dos aerogeradores e perdas de conversão. Há uma velocidade mínima (*cut-in*), em que o aerogerador é capaz de produzir trabalho, somente acima desse valor acontece a conversão em eletricidade (EPE, 2016), que se inicia com velocidades de vento entre 2,5 - 3 m/s. Entre 12 a 15 m/s é ativado um sistema automático de limitação de potência (AMARANTE *et al.*, 2001). Há também uma velocidade máxima (*cut-out*) (EPE, 2016), acima de 25 m/s, onde é atuado um sistema de proteção automático (AMARANTE *et al.*, 2001), que representa um limite de segurança da máquina em preservação a sua estrutura (EPE, 2016). A Figura 7 apresenta uma curva de potência (CP) típica de um aerogerador de eixo horizontal de grande porte (MW).

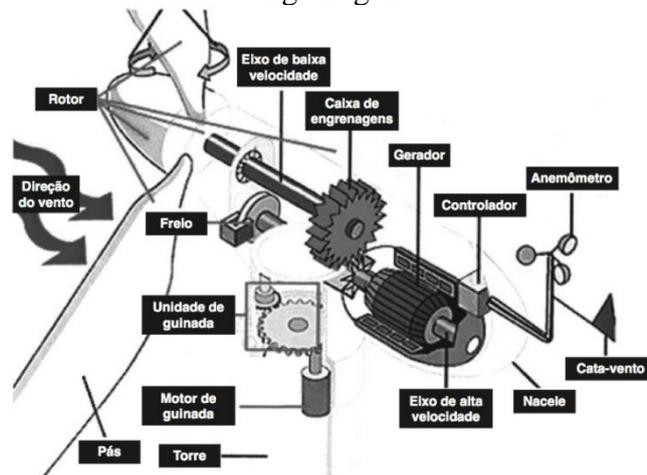
Figura 7 - CP típica de um aerogerador de eixo horizontal de grande porte (MW).



Fonte: Adaptado de (TREVOR M. LETCHER, 2017).

Os aerogeradores contêm três componentes principais, o rotor (conjunto das pás e cubo) que captam a energia do vento, o eixo que transfere a energia captada do rotor para o gerador, e o gerador, responsável por converter a energia mecânica em elétrica (EPE, 2016). Uma outra tecnologia denominada *Gearless Wind Energy Converters* dispensa o uso da caixa de engrenagens, sendo a turbina eólica conectada diretamente no gerador. Esse conceito foi desenvolvido pela empresa alemã Enercon, sendo testado pela primeira vez no modelo E-40 de 500 kW (PAVINATTO, 2005). A Figura 8 apresenta os principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal com caixa de engrenagens.

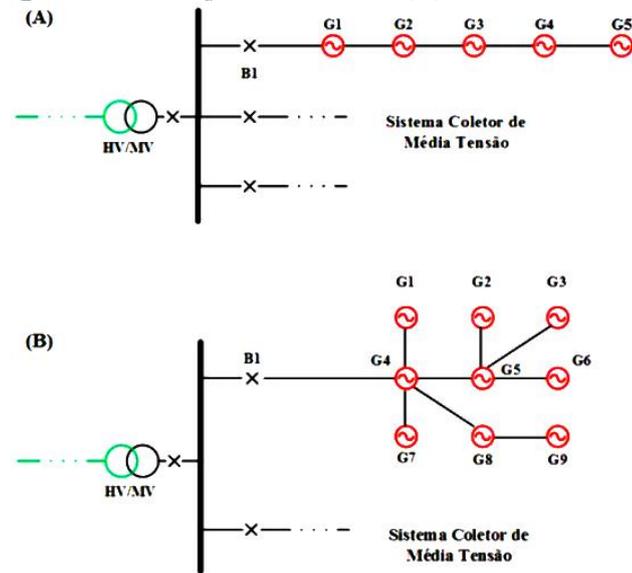
Figura 8 – Componentes e características de um aerogerador de eixo horizontal com caixa de engrenagens.



Fonte: (HODGE, 2011).

Ao agruparmos um conjunto de aerogeradores em uma mesma área temos um parque eólico (AMARANTE *et al.*, 2001). A instalação dos aerogeradores pode ser feita em terra (*onshore*) ou no mar (*offshore*) (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019). A maior parte dos parques eólicos é *onshore*, porém devido bom potencial dos ventos no mar e a diminuição de terras para novos empreendimentos, vários parques *offshore* estão sendo implantados (EPE, 2016). A maneira como os cabos de média tensão dos aerogeradores são interligados em um parque eólico forma os arranjos físicos, sendo os mais utilizados o sistema radial e ramificado. Devido ao custo considerável do sistema coletor de média tensão na construção dos parques eólicos, a otimização do *layout* da rede coletora tem sido debatida na comunidade científica nos últimos anos (DE OLIVEIRA; PENIDO; DE ARAUJO, 2018). A Figura 9 apresenta os arranjos físicos radial (A), onde os aerogeradores são conectados em fileiras únicas e ramificado (B), onde há ramificações das fileiras dos aerogeradores no parque eólico.

Figura 9 – Arranjo físico radial (A) e ramificado (B).



Fonte: (DE OLIVEIRA; PENIDO; DE ARAUJO, 2018).

### 3 POTENCIAL E AVALIAÇÃO DA GERAÇÃO EOLIOELÉTRICA

A fim de se quantificar o recurso energético de um local e a viabilidade de um parque eólico, se faz necessário para a prospecção eólica o uso de torres anemométricas, onde são instalados anemômetros, sistemas de aquisição de dados, sensores de direção, temperatura, pressão atmosférica e umidade. Devido às incertezas nas medições de velocidade de vento, da qualidade do anemômetro e sua calibração, as correlações são necessárias para a determinação da velocidade do vento para a estimativa da geração. A calibração é feita correlacionando em túnel de vento as velocidades de vento (4 a 16 m/s) à frequência de saída do anemômetro. Em seguida, é definida a equação da reta que relaciona a velocidade do vento em função da rotação do anemômetro através de uma análise de regressão linear, a fim de se obter parâmetros estatísticos da regressão como: coeficiente linear (*offset*), coeficiente angular (*slope*), desvio padrão e coeficiente de correlação (ALÉ; SIMIONI; HACK, 2008). A Figura 10 apresenta um anemômetro instalado em uma torre anemométrica no município de Maracanaú (CE).

Figura 10 – Anemômetro instalado em uma torre anemométrica em Maracanaú (CE).



Fonte: (CHAVES, 2013).

A estimativa da geração de uma planta eólica é o primeiro passo para o aproveitamento do potencial eólico, e com base nessa avaliação, define-se também a

viabilidade do projeto (NETO; CARVALHO, 2012). O potencial eólico brasileiro é estudado desde a década de 70. A Tabela 6 apresenta um resumo com os estudos do potencial eólico brasileiro ao longo dos anos (AMARANTE *et al.*, 2001). Devido fatores como avanço tecnológicos, surgimento de fabricantes de aerogeradores e incentivos provenientes das preocupações ambientais devido a efeitos dos GEE, nos anos de 1990 o uso do vento para fins elétricos ganhou relevância (EPE, 2016).

Tabela 6 - Resumo com os estudos do potencial eólico brasileiro.

<b>ANO</b>	<b>EVENTO</b>
1976-1977	O Instituto de Atividades Espaciais (IAE), no CTA processou dados anemométricos medidos em aeroportos, sendo encontrados as maiores velocidades de ventos anuais da ordem de 4 m/s a 10 m de altura.
1979	Iniciado o primeiro “Atlas do Levantamento Preliminar do Potencial Eólico Nacional” pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRAS) e CONSULPUC. Mais tarde, a ELETROBRAS e a Fundação Padre Leonel Franca realizaram processamento de dados de 389 estações anemométricas de 10 m de altura.
1987	A partir de registros anemográficos de cinco anos (1977-1981) de 81 estações a 10 m de altura da rede meteorológica do Nordeste - Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE), a CHESF finalizou um inventário do potencial eólico da região nordeste.
1996	A CHESF apresentou estudo do potencial eólico do litoral do CE e do Estado do Rio Grande do Norte (RN), indicando possibilidade de geração eolioelétrica de 9,55 TWh/ano e 2,96 TWh/ano para o CE e RN com ocupação de 10% do litoral.
1999	A Companhia Paranaense de Energia (COPEL) publicou um Mapa do Potencial Eólico do Estado do Paraná a partir de medições de 5 anos com torres de 18 a 64 m de altura.
2001	A Secretaria da infraestrutura do Governo do CE publicou o “Atlas do Potencial Eólico do CE” para alturas de 50 m e 70 m, destacando-se áreas de baixa rugosidade das dunas no litoral com velocidades anuais de 9 m/s. Revelou-se um potencial da ordem de 12 TWh a 50 m e de 51,9 TWh a 70 m para velocidades anuais acima de 7 m/s. No mesmo ano foi publicado o atlas do potencial eólico brasileiro de 2001 que indicou maiores velocidades de vento no litoral e em áreas do interior favorecidas por relevo e baixa rugosidade.
2019	Uma parceria entre a Agência de Desenvolvimento do CE (ADECE), Federação das Indústrias do Ceará (FIEC) e o Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas (SEBRAE) lança o Atlas eólico e solar do CE.

Fonte: (AMARANTE *et al.*, 2001) e (ADECE, 2022).

Como requisitos para a avaliação da geração da fonte eólica temos a CP do aerogerador e o histograma ou diagrama de frequência de ocorrência das velocidades de vento através das medições no local da instalação. A distribuição de frequência de *Rayleigh* e a distribuição de *Weibull* são funções utilizadas no setor eólico (NETO; CARVALHO, 2012).

### 3.1 Distribuição de frequência de *Rayleigh*

Uma vantagem dessa distribuição é a necessidade de apenas um parâmetro para a sua definição. O seu uso pode ser feito em locais onde se há apenas valores médios de velocidade de vento (NETO; CARVALHO, 2012). Segundo Pinto (2013), é utilizada em estudos preliminares, quando se tem pouco conhecimento do regime dos ventos, sendo dada pela Equação (3).

$$f(v) = \frac{\pi}{2v^{-2}} \exp \left[ -\frac{\pi}{4} \left( \frac{v}{v^{-}} \right)^2 \right] \quad (3)$$

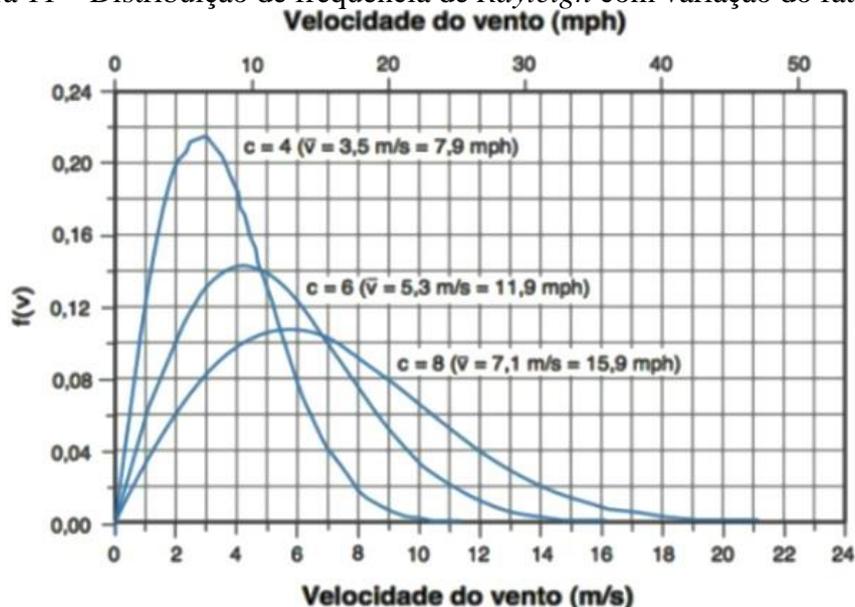
Onde :

$v^{-}$  = velocidade média do vento (m/s).

$v$  = velocidade do vento (m/s).

A Figura 11 apresenta a distribuição de frequência de *Rayleigh* para diversos fatores de escala:  $c = 4, 6$  e  $8$ .

Figura 11 – Distribuição de frequência de *Rayleigh* com variação do fator de escala.



Fonte: (PINTO, 2013).

### 3.2 Distribuição de Weibull

Quando não se aplica a distribuição de *Rayleigh*, utiliza-se a de *Weibull*, que é uma forma generalizada da distribuição de *Rayleigh* (NETO; CARVALHO, 2012). Segundo Pinto (2013), é usada como partida para caracterização das estatísticas da velocidade do vento, sendo dada pela Equação (4).

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4)$$

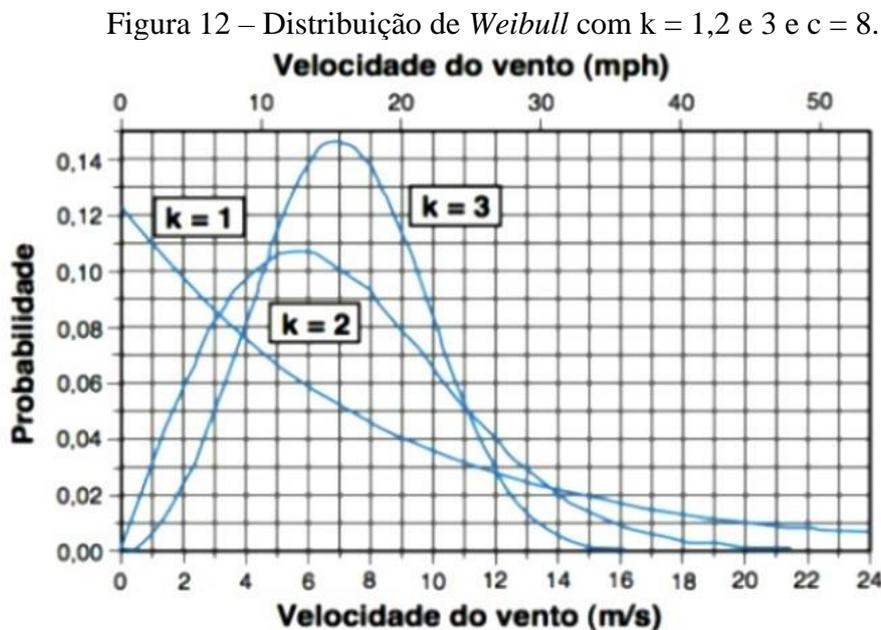
Onde:

$v$  = velocidade do vento (m/s).

$k$  = fator de forma (m/s).

$c$  = fator de escala (adimensional).

A Figura 12 apresenta a distribuição de frequência de *Weibull* para diversos fatores de forma:  $k = 1, 2$  e  $3$  e  $c = 8$ .



Fonte: (PINTO, 2013).

A partir das medições de mais de 450 estações anemométricas das principais bacias eólicas do BR (litoral nordeste, Rio Grande do Sul e Bahia), o Atlas do Potencial

Eólico Brasileiro de 2001 reuniu as principais características do recurso eólico nacional conforme mostra a Tabela 7 (EPE, 2016).

Tabela 7 - Características do recurso eólico nacional.

Parâmetros de Weibull	Litoral Nordeste	Bahia	Rio Grande do Sul
Fator de forma	$3,0 < k < 5,2$	$2,4 < k < 3,7$	$1,7 < k < 2,6$
Fator de escala, m/s	$8,6 < c < 10,2$	$8,9 < c < 11,0$	$7,4 < c < 8,0$
<b>Velocidades máximas</b>			
Em média de 10 minutos, m/s	19,8	25,3	31,0
Em máxima de 1 segundo, m/s	25,9	30,8	39,0
Permanência acima de 3,5 m/s (10 min.)	98%	92%	80%

Fonte: (EPE, 2016).

### 3.3 Energia anual gerada e fator de capacidade

Segundo Pinto (2013), o FC é uma relação da energia elétrica gerada e a sua capacidade de produção nominal, que exprime os limites da produção de potência. O FC de uma turbina varia na faixa de 40 a 50%. Para um período de um ano, a geração anual e o FC de uma turbina eólica são dadas nas Equações 5 e 6.

$$\text{Geração anual} = \sum [f(v)P(v)].365.24\text{horas} = \sum [f(v)P(v)].8760 \quad (5)$$

$$\text{FC} = \frac{\text{Geração anual}}{(8760.P_n)} \quad (6)$$

Onde :

$f(v)$  = Frequência percentual de ocorrência da velocidade do vento (em %).

$P(v)$  = Potência produzida pela turbina na velocidade  $v$  (W).

$P_n$  = Potência nominal do aerogerador(es) (W).

Geração anual (Wh / ano).

### 3.4 Área imobilizada

Segundo Moreira *et. al* (2015), a AIM é um dos critérios para se avaliar a sustentabilidade de uma planta de geração. Segundo Vitoriano (2017), a AIM, relação entre a

AOC ao longo da vida útil da planta e sua respectiva geração anual, é calculada conforme Equação (7).

$$AIM = \frac{AOC.VU}{\text{Geração anual}} \quad (7)$$

Onde :

AIM = Área(s) imobilizada(s) (m<sup>2</sup>ano / MWh).

AOC = Área(s) ocupada(s) (m<sup>2</sup>).

VU = Vida útil da planta (em anos).

Geração anual (MWh / ano).

### 3.5 Efeito esteira

Quando a turbina eólica extrai a energia cinética do vento, a sua jusante a velocidade do vento é reduzida, resultando em uma esteira helicoidal de vórtices (AMARANTE *et al.*, 2001). O vento de saída tem conteúdo energético menor que o vento de entrada na turbina, devido ao vento turbulento e de menor velocidade (CASTRO, 2009). A esteira é definida como a região atrás da turbina onde são alteradas essas propriedades e os seus efeitos são denominados de efeito esteira (RENKEMA, 2007). Após certa distância, o escoamento praticamente recupera as suas condições originais, podendo então ser instaladas outras turbinas eólicas (AMARANTE *et al.*, 2001). O efeito esteira é desconsiderado quando as turbinas são espaçadas com mais de 10 vezes o DR (10DR) de uma das outras (RENKEMA, 2007).

Aumentando-se o D, aumenta-se também a eficiência de cada aerogerador em si, com consequência do parque eólico. As perdas em um parque eólico são em geral de 10% (para turbinas espaçadas entre 8 e 10 vezes o DR) a 20% (PINTO, 2013). Porém, devido ao potencial eólico de certas localidades, as turbinas estão cada vez mais agrupadas nos parques eólicos, com menores usos de terra e menores custos de instalação de cabeamentos. Esses espaçamentos cada vez menores entre as turbinas resultam em uma maior influência do efeito esteira (RENKEMA, 2007). O parque eólico *Danwind* em *Alsvik* na Suécia foi construído com o propósito de evidenciar experimentalmente o efeito esteira na geração (FRANDSEN, 2007). A Figura 13 mostra o efeito esteira em um parque eólico na Dinamarca.

Figura 13 - Efeito esteira no parque eólico *offshore* de *Horns Ver* na Dinamarca.

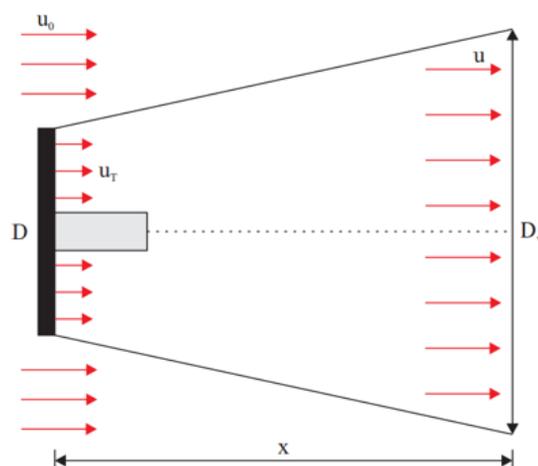


Fonte: (PINTO, 2013).

### 3.6 *Wasp* e o modelo de esteira *Jensen*

O *Wasp* é um software desenvolvido pela *Wind Energy Division at Risø* da *Technical University of Denmark* (DTU), usado para estimativas de produção de energia elétrica por parques eólicos, sendo essencial para análise nas fases de pré construção e operação (WU *et al.*, 2015). O modelo de esteira utilizado no *Wasp* é o modelo *Jensen*, onde há uma expansão linear com déficit de velocidade que só depende da distância atrás do rotor (RENKEMA, 2007). O modelo de esteira *Jensen* e suas equações são apresentados por Sá (2015) na Figura 14 e Equações 8, 9 e 10.

Figura 14 – Modelo de esteira *Jensen*.



Fonte: (CHOI; SHAN, 2013) *apud* (SÁ, 2015).

$$D_w = D(1 + 2k_w s) \quad (8)$$

Sendo:

$$s = \frac{x}{D} \quad (9)$$

$$k_w = \frac{0,5}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad (10)$$

Onde:

$D$  = Diâmetro do rotor.

$D_w$  = Diâmetro da esteira.

$k_w$  = Coeficiente de decaimento da esteira.

$x$  = Distância relativa que se deseja calcular.

$h$  = Altura do cubo da turbina.

$z_0$  = Rugosidade média do terreno.

Segundo Sá (2015), a velocidade do vento para uma esteira é dada conforme Equação 11.

$$u = u_0 \left[ 1 - \frac{2a}{\left(1 + \frac{k_w x}{r_0}\right)^2} \right] = u_0 \left[ 1 - \frac{(1 - \sqrt{1 - c_T})}{\left(1 + \frac{k_w x}{r_0}\right)^2} \right] \quad (11)$$

O coeficiente de empuxo é dado pela Equação 12.

$$c_T = \frac{F}{F_v} = \frac{8}{9} \quad (12)$$

Onde:

$c_T$  = Razão entre força de empuxo do vento sobre o rotor e a força que o vento exerce sobre a máquina.

$r_0$  = Raio do rotor da turbina.

Nos casos em que há uma sobreposição de esteiras (múltiplas esteiras), (KATIC; HØJSTRUP; JENSEN, 1986) *apud* (SÁ, 2015), propõem que a velocidade do vento na esteira é a soma das velocidades dos ventos que se encontram na esteira conforme Equação 13.

$$u_i = u_0 \left[ 1 - \sqrt{\sum_{k=1}^{i-1} \left( 1 - \frac{u_{k,i}}{u_0} \right)^2} \right] \quad (13)$$

Onde:

$u_{k,i}$  = velocidade do vento na turbina com coeficiente de decaimento  $k$  no local da turbina  $i$ .

$u_i$  = velocidade do vento em frente à turbina  $i$ .

### 3.7 Distanciamento entre aerogeradores

Devido às perdas indesejáveis por efeito esteira que prejudicam a geração dos aerogeradores a jusante, os mesmos devem ser instalados respeitando certo  $D$  (OLIVEIRA, 2016), devendo a disposição das turbinas do parque eólico ser feita de forma criteriosa (CASTRO, 2009). Há várias recomendações quanto ao  $D$  na literatura. A Tabela 8 apresenta um resumo com o distanciamento lateral (DL) e o distanciamento frontal (DF) em função do DR recomendados pela literatura, levando-se em conta a direção preferencial do vento.

Tabela 8 – Resumo quanto ao  $D$  em função do DR.

ORIENTAÇÃO	FONTE	DL (m)	DF (m)
Literatura	(CASTRO, 2009)	3DR a 5DR	5DR a 9DR
	(AMARANTE <i>et al.</i> , 2001)	5DR	10DR
	(OLIVEIRA, 2016)	1,5 a 3DR	8 a 10DR
	(HODGE, 2011)	2DR a 4DR	8DR a 12DR

Fonte: (CASTRO, 2009); (OLIVEIRA, 2016); (AMARANTE *et al.*, 2001); (HODGE, 2011).

Onde:

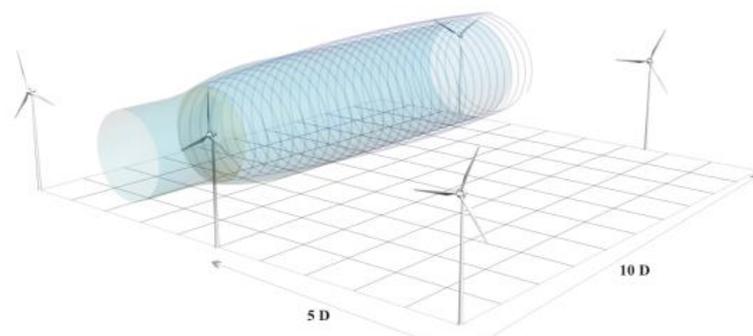
DR = Diâmetro do rotor (m).

DL = Distanciamento Lateral (m).

DF = Distanciamento Frontal (m).

A Figura 15 exemplifica a recomendação do D feita por (AMARANTE *et al.*, 2001).

Figura 15 - Esteira aerodinâmica e D em um parque eólico.



Fonte: (AMARANTE *et al.*, 2001).

A Tabela 9 apresenta o D em parques eólicos na Suécia e Dinamarca em função do DR.

Tabela 9 – D em parques eólicos da Suécia e Dinamarca em função do DR.

<b>PARQUE EÓLICO</b>	<b>DISTANCIAMENTO (função do DR)</b>
<i>Alsvik</i>	9,5DR
<i>Vindeby</i>	8,5DR
<i>Kappel</i>	3,7DR
<i>Kegnæs</i>	2,5DR
<i>Bonus</i>	2,4DR
<i>Risø</i>	2DR

Fonte: (FRANSEN, 2007).

### 3.8 Normas técnicas

As normas nacionais e internacionais contribuem para a qualidade, padrão e segurança do empreendimento, auxiliando o planejamento, a fim de se evitar falhas no seu desenvolvimento (WINTER; SEGALOVICH, 2018). O Comitê Técnico 88 da Comissão Eletrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission – IEC*) desenvolveu um conjunto de normas 61400, sendo a IEC 61400-1 a principal norma internacional para projetos eólicos, que estabelece desde orientações de projeto até qualidade de energia. No BR, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) exige conformidade com as normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), orientando a aplicação da ABNT NBR IEC 61400-21, que é a tradução da IEC 61400-21, como requisito para operação dos parques eólicos. A ABNT traduziu e adotou as normas IEC 61400-1, 61400-12-1 e 61400-21 (EPE,

2016). A Tabela 10 apresenta um resumo das normas IEC 61400-1, 61400-12, 61400-21 que auxiliam o planejamento e execução das obras no setor de energia eólica.

Tabela 10 – Resumo das normas IEC 61400-1, 61400-12-1 e 61400-21.

<b>NORMA</b>	<b>TÍTULO</b>	<b>RESUMO</b>
IEC 61400-1	<i>Wind Turbine</i>	Apresenta requisitos de projeto de aerogeradores, mecanismos de controle e proteção, sistemas mecânicos e estruturas e suporte.
IEC 61400-12	<i>Power performance measurements of electricity producing wind turbines</i>	Apresenta requisitos de medições de desempenho de geração pelos aerogeradores, como procedimentos para testes de performance e em equipamentos.
IEC 61400-21	<i>Wind Turbine generator systems</i>	Apresenta especificações de qualidade de energia elétrica de um aerogerador conectado à rede e procedimentos de medição para avaliação dessas especificações.

Fonte: (IEC, 2005) e (WINTER; SEGALOVICH, 2018).

A IEC 61400-1 orienta que o efeito esteira deve ser considerado na geração dos aerogeradores (IEC, 2005). O principal objetivo de análise de desempenho de um aerogerador é a definição de sua CP, um exemplo de CP é apresentado na Figura 7. Nela há a relação entre vento incidente no aerogerador e sua respectiva potência elétrica gerada. Para que essa análise seja feita pelos fabricantes, é preciso haver uma torre meteorológica a certa distância do aerogerador a ser testado, nem tão próximo para que não seja causada interferência do vento, e nem tão longe, para que não seja diminuída a relação entre vento incidente e potência elétrica gerada. Devido à possibilidade da torre meteorológica ficar atrás do aerogerador e sofrer influência de sua esteira, as medições para levantamento da CP não são válidas para todas as direções de vento (CTGÁS-ER, 2012). A IEC 61400-12 orienta que deve haver um distanciamento de 2DR a 4DR, indicando 2,5DR entre a torre meteorológica e o aerogerador (IEC, 2005). Na Tabela 11 é apresentado um resumo com as orientações de distanciamento mínimo entre os aerogeradores, tendo como fonte a literatura e a IEC 61400-12.

Tabela 11 – Orientações da literatura e IEC61400-12 de distanciamento mínimo entre aerogeradores.

<b>ORIENTAÇÃO</b>	<b>FONTE</b>	<b>DISTANCIAMENTO (função do DR)</b>
Literatura*	(CASTRO, 2009)	3DR
	(AMARANTE <i>et al.</i> , 2001)	5DR
	(OLIVEIRA, 2016)	1,5DR
	(HODGE, 2011)	2DR
Norma Técnica**	(IEC, 2005)	2DR

Fonte: (CASTRO, 2009); (AMARANTE *et al.*, 2001); (OLIVEIRA, 2016); (HODGE, 2011); (IEC, 2005).

\* Sem considerar a direção predominante do vento e *layout* do parque eólico.

\*\* Considerando todas as direções de vento.

### 3.9 Legislação ambiental nos parques eólicos e o impacto pelo uso da terra

A conciliação do desenvolvimento de grandes projetos de engenharia com preservação do meio ambiente teve marco na implementação da Política Nacional de Meio Ambiente, pela Lei Federal nº 6.938, de 31 de agosto de 1981 e da Resolução 001/86 do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) (CARVALHO *et al.*, 2018). Os empreendimentos de geração por fonte eólica estão sujeitos à legislação federal, estadual e municipal, onde há a aplicação de procedimentos para licenciar sua localização, instalação, ampliação, modificação ou operação (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019). Para a participação nos leilões de energia no ambiente regulado, sob competência da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no processo de habilitação técnica, é analisado o licenciamento ambiental, viabilidade técnica e orçamentária, acesso à rede elétrica e avaliação do montante de energia passível de comercialização (EPE, 2016).

O licenciamento ambiental junto aos órgãos competentes, incluem na esfera federal, o novo Código Florestal Brasileiro, a Política Nacional do Meio Ambiente e as resoluções do CONAMA, sob regulamentação do Ministério do Meio Ambiente (MMA) e gestão do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Quando são envolvidas Unidades de conservação (UC) federais, o parecer de autorização do licenciamento deve ser gerido pelo Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBIO). No âmbito estadual, existem marcos do Conselho Estadual do Meio Ambiente (COEMA) que estabelecem critérios e procedimentos para o licenciamento ambiental sob regulamentação da Superintendência Estadual do Meio Ambiente do Ceará

(SEMACE). Quando há UC estaduais, o órgão gestor que emite a autorização para licenciamento é a Secretaria do Meio Ambiente do Ceará (SEMA) (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019).

Os procedimentos para o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração por fonte eólica em superfície terrestre foram estabelecidos em 2014 com a publicação da Resolução CONAMA nº 462, sendo os prazos para análise das licenças sob regulamentação da Resolução CONAMA nº 279. Dependendo do nível de impacto que o empreendimento tenha, caso não tenha um baixo impacto, exige-se a apresentação do Estudo de Impacto Ambiental (EIA)/Relatório de Impacto Ambiental (RIMA), além de audiências públicas (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019). Segundo o Art.6º da RESOLUÇÃO CONAMA nº1, o EIA desenvolverá o diagnóstico ambiental das AI do projeto antes de sua implantação, descrição e análise dos recursos ambientais, caracterizando a situação ambiental da área, considerando o meio físico, biológico e socioeconômico (CONAMA, 1986).

Dentre os impactos que a geração eolielétrica causa, temos o uso de grandes AOC que alteram a cobertura vegetal, interferindo na flora e na fauna, gerando também poluição visual, cintilação de sombra (*shadow flickr*) e ruído causado pela rotação das pás. Quando a AOC do empreendimento (parque eólico) não pertence ao empreendedor em questão, ocorre o arrendamento das terras, gerando renda para os proprietários. Os arrendamentos ocorrem em geral durante todo o período de vida útil do parque eólico, em torno de 20 anos, sendo o uso da terra restrito somente às áreas das bases e dos acessos aos aerogeradores (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019).

Segundo o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), a AOC de um parque eólico não é apenas a terra diretamente perturbada, mas também a área ao redor que pode ser potencialmente impactada. Em seu relatório técnico *Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States*, feito com 172 projetos, que somados na época mais de 26 GW de CI nos Estados Unidos da América (EUA), sendo o uso significativo de terra uma das preocupações da larga implantação da energia eólica, porém a sua quantificação é um desafio devido sua natureza descontínua. Mesmo havendo as descrições do uso das terras pelas agências licenciadoras e por fontes públicas, não se tem o conhecimento de uma única fonte que compile ou resuma esses dados. Segundo o mesmo relatório, a DC ficou na média de 1,3 a 4,7 MW/km<sup>2</sup> e a relação AOC/CI 0,12 a 0,56 km<sup>2</sup>/MW (NREL, 2009).

Quando há o interesse do proprietário no arrendamento das terras, as condições de arrendamento são apresentadas ao proprietário após a identificação da área de interesse para o parque eólico, onde é então estabelecida como será a remuneração pelo uso da terra nas fases pré-operacional (projeto e/ou implantação) e operacional. Depois que é aceito o arrendamento pelo proprietário, é feita assinatura do contrato e averbação na matrícula do imóvel, quando não o possui, é feita avaliação jurídica, dando início ao processo de usucapião junto à justiça, ou solicita-se a emissão de título com a Coordenação de Desenvolvimento Agrário (CDA), ou realiza-se inventário, quando o caso demanda. É feito georreferenciamento da propriedade, definido pelo Instituto de Colonização e Reforma Agrária (INCRA), e solicita-se a emissão do Certificado de Cadastro do Imóvel Rural (CCIR). Também é feita a verificação da situação da propriedade junto à Receita Federal, quando houver pendência, realiza-se o pagamento do imposto sobre a propriedade rural (ITR). Quando o proprietário não tem interesse no arrendamento, em quase todos os casos, a empresa faz a aquisição da propriedade e oferta para o antigo proprietário em arrendamento de volta, em um período de 25 a 30 anos, renováveis, sem custo, para que se mantenha a atividade que se desenvolvia anteriormente (STAUT, 2011).

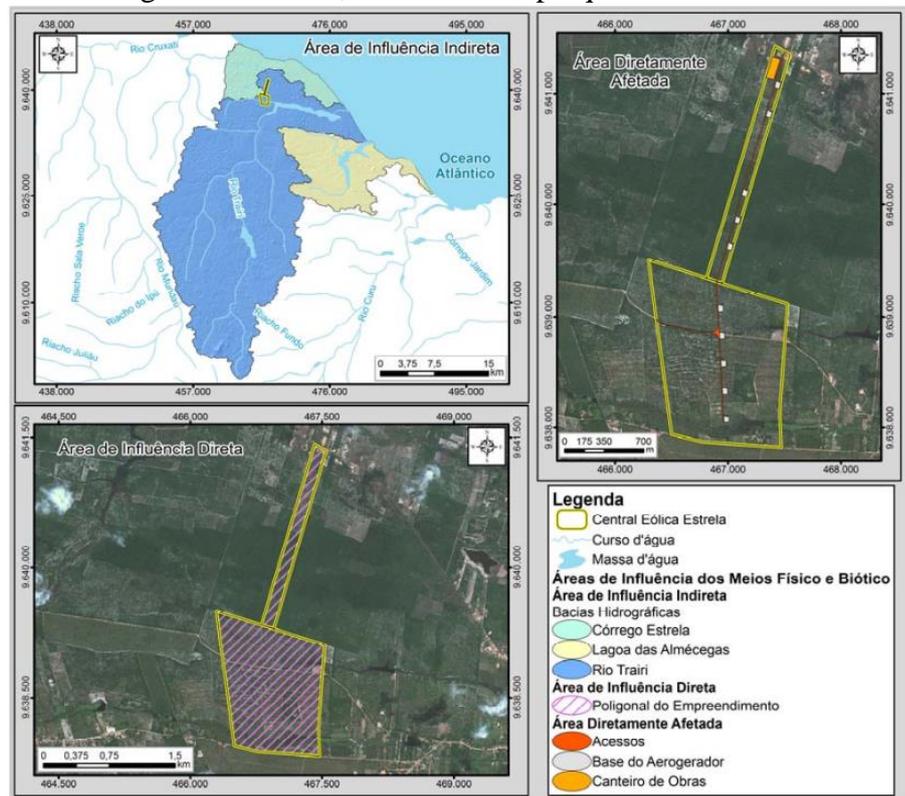
### **3.10 Áreas de influência**

O conceito de AI está relacionado com a abrangência dos impactos gerados pelo empreendimento, sendo a área onde serão sentidos os efeitos positivos e negativos do projeto, compreendendo a extensão geográfica afetada direta e indiretamente pelos impactos nas fases de planejamento, implantação, operação e, quando for o caso, desativação do empreendimento. As AI são comumente divididas em: Área Diretamente Afetada (ADA): área onde o empreendimento será instalado, sendo a que sofrerá mais impactos ambientais, são locais afetados efetivamente como canteiro de obras e acessos. Área de Influência Direta (AID): engloba a ADA, local onde os impactos afetam diretamente o meio ambiente e a sociedade como propriedades rurais e comunidades. Área de Influência Indireta (AII): região onde os impactos são observados de forma indireta como a área total do município afetado. Devem ser apresentados no EIA/RIMA os critérios para a delimitação das AI do projeto, no entanto, devido dificuldades para essa delimitação e deficiência em legislações que una e oriente os empreendedores, faz-se com que se gere dúvidas e incertezas na avaliação do estudo (CARVALHO *et al.*, 2018).

Segundo NREL (2009), há duas formas de uso do solo nos parques eólicos: 1) impactos diretos: solo perturbado pelo desenvolvimento da estrutura física, como fundações, acessos, subestações, que criam superfícies impermeáveis e 2) Área Total: de natureza subjetiva e de mais difícil definição, é o terreno associado a todo projeto do parque eólico, geralmente consistindo na área dentro do perímetro, que dependem do tipo de terreno, tamanho da turbina e o uso atual do solo.

Na Figura 16 é apresentada as divisões da AI do parque eólico Estrela, pertencente ao município de Trairi-CE da seguinte forma: ADA: Acessos, Base dos aerogeradores e canteiro de obras; AID: Poligonal do empreendimento; AII: Córrego Estrela, Lagoa das Almêcegas, Rio Trairi.

Figura 16 – ADA, AID e AII do parque eólico Estrela.



Fonte: (SEMACE, 2021).

## 4 RESULTADOS

A primeira etapa da metodologia da presente dissertação é a identificação dos parques eólicos em operação no CE: nome do parque eólico, município em que está instalado e sua CI, informações disponibilizadas através do SIGA. Em seguida, foram coletadas informações desses parques eólicos através dos EIA/RIMA disponibilizados na SEMACE, com vistas a buscar informações mais detalhadas desses parques eólicos como: mapas com as coordenadas geográficas, modelo, PN e DR dos aerogeradores e mapas com as coordenadas geográficas da AOC desses parques eólicos.

Em seguida, as coordenadas geográficas foram incluídas no *software Google Earth*, a fim de identificar a localização dos parques eólicos e aerogeradores. Incluídas as coordenadas dos aerogeradores, foram feitas medições dos D de cada parque eólico analisado. Com esses dados coletados, foi calculada a relação (MD/DR) (adimensional) de cada parque eólico analisado; em seguida, essas informações foram registradas em tabelas para posterior comparação com a literatura e norma técnica. Após essa análise, foram calculadas as relações (AOC/CI) (em km<sup>2</sup>/MW), DC (em MW/km<sup>2</sup>) e AIM (em m<sup>2</sup>ano/MWh).

Em seguida, foi escolhido um parque eólico em operação no CE e feita a transposição do *layout* desse parque para Parnaíba (PI), local de uma torre anemométrica em operação entre 2012 e 2013. A partir dos dados de direção e velocidade de vento a uma altura de 78 m, foram feitas simulações do parque eólico transposto (fictício) no *software Wasp* em três cenários distintos. No cenário 1 foi simulado o “parque eólico Parnaíba” sem haver mudança de *layout*, procurando-se manter os D coerentes com o parque eólico escolhido do CE. A partir das informações de geração anual e PEE do cenário 1, e usando-o como referência para futuras comparações, no cenário 2 houve a mudança de *layout* com o reposicionamento dos três aerogeradores com maiores PEE do cenário 1, através do aumento do DF em relação ao aerogerador que representa a esteira predominante, porém cada aerogerador simulado individualmente em sua nova posição. Também através do aumento do DF, no cenário 3 houve mudança de *layout* com o reposicionamento dos três aerogeradores com maiores PEE do cenário 1, porém os três aerogeradores simulados coletivamente em suas novas posições. Por último, foram registradas as informações de D, D/DR, geração anual e PEE, a fim de analisar o efeito da AOC e do D sobre a geração.

#### 4.1 Caracterização dos parques eólicos do Ceará

Segundo dados do SIGA de abril de 2022, o CE possui 99 parques eólicos em operação que somam uma CI total de aproximadamente 2,51 GW (ANEEL, 2022). A Tabela 12 apresenta a distribuição dos parques eólicos em operação do CE por município, quantidade e respectiva potência outorgada.

Tabela 12 – Municípios do CE com parques eólicos em operação e potência outorgada.

<b>MUNICÍPIO</b>	<b>Nº DE PARQUES EÓLICOS EM OPERAÇÃO</b>	<b>POTÊNCIA OUTORGADA (MW)</b>
Trairi	31	768,00
Itarema	12	285,30
Aracati	11	276,43
Amontada	7	212,10
Ubajara	5	111,23
Acaraú	5	155,80
Fortim	5	123,00
São Gonçalo do Amarante	5	78,20
Icapuí	4	98,70
Beberibe	3	79,60
Ibiapina	3	54,60
Tianguá	3	84,38
Paracuru	2	67,20
Camocim	1	105,00
Fortaleza	1	2,40
Pindoretama	1	4,50
<b>TOTAL</b>	<b>99</b>	<b>2506,44</b>

Fonte: (ANEEL, 2022).

#### 4.2 Parques eólicos em operação do município de Trairi-CE

Segundo dados do SIGA da Tabela 12, Trairi-CE é o município com o maior número de parques eólicos e CI do CE, com 31 parques eólicos em operação, que somados representam 768,00 MW de CI. A Tabela 13 apresenta os parques eólicos em operação de Trairi-CE e suas características como: nome do empreendimento, data da entrada em operação e potência outorgada.

Tabela 13 – Resumo dos parques eólicos em operação do município de Trairi-CE.

<b>EMPREENHIMENTO</b>	<b>ENTRADA EM OPERAÇÃO</b>	<b>POTÊNCIA OUTORGADA (MW)</b>
Cacimbas 1	20/12/2016	18,90
Embuaca	29/03/2014	27,30
Estrela	18/03/2017	29,70
Faixa I	29/03/2014	29,40
Faixa II	31/07/2014	27,30
Faixa III	29/03/2014	25,20
Faixa IV	29/03/2014	25,20
Faixa V	30/10/2014	29,40
Fleixeiros I	28/01/2014	30,00
Guajirú	22/11/2013	30,00
Mundaú	01/04/2014	30,00
Ouro Verde	06/04/2017	29,70
Santa Mônica I	11/10/2016	18,90
Santo Antônio de Pádua	11/11/2014	14,00
São Cristovão	11/11/2014	26,00
São Jorge	11/11/2014	24,00
Trairi	22/11/2013	25,39
Serra do Mato I	28/10/2021	21,00
Serra do Mato II	29/10/2021	21,00
Serra do Mato III	29/10/2021	21,00
Serra do Mato IV	04/12/2021	21,00
Serra do Mato V	30/11/2021	21,00
Serra do Mato VI	18/11/2021	16,80
Serrote I	12/01/2021	25,20
Serrote II	12/01/2021	25,20
Serrote III	19/05/2021	21,00
Serrote IV	12/01/2021	16,80
Serrote V	27/01/2021	29,40
Serrote VI	27/02/2021	29,40
Serrote VII	17/05/2021	29,40
Serrote VIII	23/03/2021	29,40
<b>TOTAL</b>	-	768,00

Fonte: (ANEEL, 2022).

Devido ao maior número dos EIA/RIMA dos parques eólicos de Trairi-CE disponíveis na SEMACE, e devido ao município ser o que possui o maior número de parques eólicos do CE, o município de Trairi-CE foi o escolhido para análise. Dos 31 parques eólicos mencionados foram analisados 11: Faixa I, Faixa II, Faixa III, Faixa IV, Faixa V, Guajiru, Embuaca, Mundaú, Trairi, Fleixeiros I e Estrela que somam 308,90 MW de CI, representando aproximadamente 40,22% da CI total do município. A Tabela 14 apresenta o modelo do aerogerador, sua PN e respectivo DR dos onze parques eólicos analisados de Trairi-CE.

Tabela 14 – Modelo do aerogerador, PN e respectivo DR dos onze parques eólicos analisados de Trairi-CE.

PARQUE EÓLICO	PN (MW)	MODELO	DR (m)
Estrela	3,00	Acciona <i>Wind Power</i> – AW 125/3000	125
Mundaú	2,30	SIEMENS SWT 2.3-101	101
Fleixeiras I	2,30	SIEMENS SWT 2.3-101	101
Guajiru	2,30	SIEMENS SWT 2.3-101	101
Trairi	2,30	SIEMENS SWT 2.3-101	101
Faísa I	2,10	SUZLON S88	88
Faísa II	2,10	SUZLON S88	88
Faísa III	2,10	SUZLON S88	88
Faísa IV	2,10	SUZLON S88	88
Faísa V	2,10	SUZLON S88	88
Embuaca	2,10	SUZLON S88	88

Fonte: (SEMACE, 2021).

#### 4.2.1 Relação entre a média dos distanciamentos entre os aerogeradores e o diâmetro do rotor

Após a coleta dos dados das coordenadas geográficas dos aerogeradores ou da localização dos parques eólicos através de mapas cartográficos dos EIA/RIMA, os aerogeradores dos parques eólicos analisados foram identificados visualmente no *software Google Earth*, e comparados com os dos mapas, e feita a medição dos D e da MD. Como no EIA/RIMA do complexo eólico de Faísa não foi possível identificar a divisão dos aerogeradores de cada parque eólico, pela falta dessa informação no próprio documento, foram identificados os aerogeradores do complexo eólico como um todo, e a MD foi adotada como sendo a média do distanciamento de todos os aerogeradores do complexo eólico Faísa. As imagens dos onze parques eólicos analisados de Trairi-CE da Tabela 14, e os registros dos D e da MD entre os aerogeradores (marcadores em amarelo) retirados das medições (linhas vermelhas) do *Google Earth* da Figura 17, Figura 18, Figura 19, Figura 20, Figura 21, Figura 22 e Figura 23 presentes no ANEXO A são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 – D e MD dos parques eólicos analisados do município de Trairi-CE.

D e MD (m) - TRAIRI-CE															
Complexo eólico Faísá: Faísá I, II, III, IV e V					Parque eólico Guajiru					Parque eólico Embuaca					
D	264	D	214	D	345	D	202	D	256						
D	335	D	214	D	321	D	176	D	208						
D	307	D	173	D	284	D	203	D	273						
D	455	D	299	D	291	D	199	D	627						
D	310	D	297	D	289	D	190	D	222						
D	350	D	306	D	284	D	257	D	227						
D	318	D	282	D	306	D	202	D	320						
D	332	D	405	D	274	D	200	D	276						
D	315	D	577	D	292	D	202	D	244						
D	319	D	322	D	290	D	195	D	197						
D	349	D	471	D	296	D	200	D	200						
D	300	D	223	D	323	D	229	D	249						
D	296	D	244	D	293	MD	204,58	MD	274,92						
D	278	D	213	D	295	Parque eólico Mundaú					Parque eólico Trairi				
D	301	D	242	D	294	D	218	D	209						
D	261	D	520	D	291	D	224	D	211						
D	309	D	300	D	293	D	202	D	225						
D	296	D	290	D	296	D	199	D	201						
D	280	D	338	D	302	D	218	D	204						
D	164	D	327	D	292	D	208	D	214						
MD	305,78				D	200	D	196							
					D	201	D	221							
					D	226	D	265							
					D	204	D	231							
					MD	210,00	MD	217,70							
					Parque eólico Fleixeiras I					Parque eólico Estrela					
					D	215	D	276							
					D	226	D	738							
					D	217	D	279							
					D	221	D	228							
					D	219	D	250							
					D	215	D	308							
					D	217	D	252							
					D	200	D	250							
					D	194	D	249							
					D	190	D	250							
					D	201	MD	308,00							
					MD	210,45									

Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021) e elaborado pelo autor.

A partir do DR dos aerogeradores dos parques eólicos analisados de Trairi-CE apresentados na Tabela 14, e da MD apresentada na Tabela 15, foi feita a relação MD/DR (adimensional) apresentada na Tabela 16.

Tabela 16 – Relação MD/DR dos aerogeradores dos parques eólicos analisados de Trairi-CE.

<b>PARQUE EÓLICO</b>	<b>MD (m)</b>	<b>DR (m)</b>	<b>MD/DR</b>
Estrela	308,00	125	2,46
Mundaú	210,00	101	2,08
Fleixeiras I	210,45	101	2,08
Guajiru	204,58	101	2,03
Trairi	217,70	101	2,16
Complexo Faísa (Faísa I, Faísa II, Faísa III, Faísa IV, Faísa V)	305,00	88	3,47
Embuaca	274,92	88	3,12

Fonte: (SEMACE, 2021) e elaborado pelo autor.

A Tabela 17 apresenta a relação MD/DR dos parques eólicos de Trairi-CE e a informação se estão com distanciamento superior (DS) ou distanciamento inferior (DI) ao distanciamento mínimo orientado, em função do DR, pela literatura e a IEC 61400-12.

Tabela 17 – Comparação da relação MD/DR dos aerogeradores dos parques eólicos analisados de Trairi-CE com o distanciamento mínimo orientado pela literatura e IEC 61400-12.

<b>PARQUE EÓLICO - TRAIRI</b>	<b>MD/DR</b>	<b>FONTE</b>				
		(CASTRO, 2009)	(AMARANTE <i>et al.</i> , 2001) (5DR)	(OLIVEIR, 2016) (1,5DR)	(HODGE, 2011) (2DR)	(IEC, 2005) (2DR)
Estrela	2,46	DI	DI	DS	DS	DS
Mundaú	2,08	DI	DI	DS	DS	DS
Fleixeiras I	2,08	DI	DI	DS	DS	DS
Guajiru	2,03	DI	DI	DS	DS	DS
Trairi	2,16	DI	DI	DS	DS	DS
Complexo Faísa (Faísa I, Faísa II, Faísa III, Faísa IV, Faísa V)	3,47	DS	DI	DS	DS	DS
Embuaca	3,12	DS	DI	DS	DS	DS

Fonte: (CASTRO, 2009); (AMARANTE *et al.*, 2001); (IEC, 2005); (OLIVEIRA, 2016); (HODGE, 2011).

A Tabela 18 apresenta uma comparação da relação MD/DR dos parques eólicos de Trairi-CE e a informação se estão com DS ou DI ao distanciamento, em função do DR, verificado em alguns parques eólicos da Dinamarca e Suécia.

Tabela 18 – Comparação da relação MD/DR dos parques eólicos analisados de Trairi-CE com os distanciamentos em função do DR de alguns parques eólicos da Suécia e Dinamarca.

PARQUES EÓLICOS - TRAIRI	MD/DR	PARQUES EÓLICOS - SUÉCIA E DINAMARCA					
		<i>Alsvik</i> (9,5DR)	<i>Vindeby</i> (8,5DR)	<i>Kappel</i> (3,7DR)	<i>Kegnæs</i> (2,5DR)	<i>Bonus</i> (2,4DR)	<i>Risø</i> (2DR)
Estrela	2,46	DI	DI	DI	DI	DS	DS
Mundaú	2,08	DI	DI	DI	DI	DI	DS
Fleixeiras I	2,08	DI	DI	DI	DI	DI	DS
Guajiru	2,03	DI	DI	DI	DI	DI	DS
Trairi	2,16	DI	DI	DI	DI	DI	DS
Complexo Faísa (Faísa I, Faísa II, Faísa III, Faísa IV, Faísa V)	3,47	DI	DI	DI	DS	DS	DS
Embuaca	3,12	DI	DI	DI	DS	DS	DS

Fonte: (FRANSEN, 2007) e elaborado pelo autor.

#### 4.2.2 Relação entre a área ocupada e capacidade instalada e densidade de capacidade: relação entre capacidade instalada e área ocupada

A partir dos dados de CI da Tabela 13 e do valor das AOC dos parques eólicos de Trairi-CE presentes nos EIA/RIMA, a Tabela 19 apresenta a relação AOC/CI (em km<sup>2</sup>/MW) e DC (em MW/km<sup>2</sup>) dos parques eólicos analisados de Trairi-CE.

Tabela 19 – Relação AOC/CI e DC dos parques eólicos analisados de Trairi-CE.

PARQUE EÓLICO	CI (MW)	AOC (km <sup>2</sup> )	DC (MW/km <sup>2</sup> )	AOC/CI (km <sup>2</sup> /MW)
Estrela	29,70	1,88	15,96	0,06
Mundaú	30,00	1,84	16,30	0,06
Flexeiras I	30,00	0,74	40,54	0,02
Guajiru	30,00	0,76	39,47	0,03
Trairi	25,39	0,38	66,84	0,01
Faísa I	29,40	4,95	5,52	0,18
Faísa II	27,30	5,99	4,21	0,24
Faísa III	25,20	4,78	5,71	0,18
Faísa IV	25,20	4,56	5,53	0,18
Faísa V	29,40	6,20	4,74	0,21
Embuaca	27,30	0,64	42,66	0,02
<b>TOTAL</b>	<b>308,90</b>	<b>32,72</b>	<b>247,48</b>	<b>1,20</b>

Fonte: (SEMACE, 2021); (ANEEL, 2022); elaborado pelo autor.

As imagens das AOC dos parques eólicos analisados de Trairi-CE, com sua extensão e geometrias (polígono amarelo e vermelho), também retiradas dos EIA/RIMA, são apresentadas na Figura 24, Figura 25, Figura 26, Figura 27, Figura 28, Figura 29 e Figura 30 presentes no ANEXO B.

#### 4.2.3 Áreas imobilizadas

A partir dos dados de AOC dos parques eólicos de Trairi-CE da Tabela 19, calculando a geração anual conforme Equação 6, considerando o FC do triênio de 2017 a 2019 (34,94%) calculado na Tabela 3, e considerando a vida útil dos parques eólicos de 20 anos, a Tabela 20 apresenta a AIM dos parques eólicos analisados de Trairi-CE.

Tabela 20 – AIM dos parques eólicos analisados de Trairi-CE.

<b>PARQUE EÓLICO</b>	<b>AIM (m<sup>2</sup>ano/MWh)</b>
Estrela	413,62
Mundaú	400,77
Fleixeiras I	161,18
Guajiru	165,54
Trairi	97,80
Faísa I	1184,80
Faísa II	1553,21
Faísa III	1144,11
Faísa IV	1182,41
Faísa V	1377,99
Embuaca	153,19
<b>MÉDIA</b>	<b>712,24</b>

Fonte: elaborado pelo autor.

#### 4.2.4 Resumo dos dados

Na Tabela 21 é apresentado um resumo dos dados de CI (MW), MD (em metros), DR (em metros), MD/DR (adimensional), AOC (km<sup>2</sup> e m<sup>2</sup>), DC (MW/km<sup>2</sup>), AOC/CI (km<sup>2</sup>/MW), geração anual (MWh/ano) e AIM (m<sup>2</sup>ano/MWh) dos parques eólicos analisados de Trairi-CE.

Tabela 21 – Dados de CI, MD, DR, MD/DR, AOC, DC, AOC/CI, geração anual e AIM dos parques eólicos analisados de Trairi-CE.

PARQUE EÓLICO	MUNICÍPIO	CI (MW)	MD (m)	DR (m)	MD/DR	AOC (km <sup>2</sup> )	AOC (m <sup>2</sup> )	DC (MW/km <sup>2</sup> )	AOC/CI (km <sup>2</sup> /MW)	EAG (MWh/ano)	AIM (m <sup>2</sup> ano/MWh)
Estrela	Trairi	29,70	308,00	125	2,46	1,88	1880000,00	15,96	0,06	90904,10	413,62
Mundaú	Trairi	30,00	210,00	101	2,08	1,84	1840000,00	16,30	0,06	91822,32	400,77
Fleixeiras I	Trairi	30,00	210,45	101	2,08	0,74	740000,00	40,54	0,02	91822,32	161,18
Guajiru	Trairi	30,00	204,58	101	2,03	0,76	760000,00	39,47	0,03	91822,32	165,54
Trairi	Trairi	25,39	217,70	101	2,16	0,38	380000,00	66,84	0,01	77712,29	97,80
Faixa I	Trairi	27,30	305,78	88	3,47	4,95	4950000,00	5,52	0,18	83558,31	1184,80
Faixa II	Trairi	25,20		88		5,99	5990000,00	4,21	0,24	77130,75	1553,21
Faixa III	Trairi	27,30		88		4,78	4780000,00	5,71	0,18	83558,31	1144,11
Faixa IV	Trairi	25,20		88		4,56	4560000,00	5,53	0,18	77130,75	1182,41
Faixa V	Trairi	29,40		88		6,2	6200000,00	4,74	0,21	89985,87	1377,99
Embuaca	Trairi	27,30	274,92	88	3,12	0,64	640000,00	42,66	0,02	83558,31	153,19
<b>MÉDIA</b>		27,89	247,35	96,09	2,49	2,97	2974545,45	22,50	0,11	85364,15	712,24
<b>TOTAL</b>		306,79	1731,43	1057,00	17,40	32,72	32720000,00	247,48	1,19	939005,65	7834,62

Fonte: (SEMACE, 2021); (ANEEL, 2022); elaborado pelo autor.

#### 4.2.5 Análise dos dados

Ao se analisar as medições dos D da Tabela 15, o parque Estrela foi o que apresentou a maior MD (308 m). Verificado que a MD do parque Estrela aumentou devido um distanciamento em particular de 738 metros, não sendo observado nenhum motivo aparente para esse distanciamento no *Google Earth*. Outra medição acima da média ocorre no parque eólico Embuaca, que apresentou uma medição de 627 m, no entanto, foi verificado nessa medição “poças d’água” entre os aerogeradores.

Os resultados dos parques eólicos analisados de Trairi-CE obtidos a partir da Tabela 15, mostram um distanciamento médio de 2,03 a 3,47 vezes o DR entre os aerogeradores, referentes aos parques eólicos de Guajiru (2,03DR) e do complexo eólico Faísa (3,47DR). Os parques eólicos do complexo Faísa e Embuaca, ambos os de menor DR (88 m), foram os que apresentaram a maior relação MD/DR (3,47DR e 3,12DR). Constatado que apesar do parque eólico Estrela possuir a maior MD (308 m), ele não é o parque eólico de maior AOC dentre os analisados, e ainda possui uma medição de distanciamento acima da média de 738 m, e é o que possui o aerogerador com o maior DR (125 m), fazendo com que a relação MD/DR não seja a maior (2,46DR) dentre os analisados.

Outro ponto que chama a atenção, é a comparação do parque eólico Embuaca (CI de 27,30 MW) com o complexo eólico Faísa (CI média de 27,30 MW). O parque eólico Embuaca apresentou uma MD de 274,92 m e possui uma AOC de 0,64 km<sup>2</sup>, 12,08% da AOC média do complexo eólico Faísa de 5,30 km<sup>2</sup>, possui 90,14% da MD do complexo eólico Faísa de 305 m, e possui 89,91% (3,12) da relação MD/DR do complexo eólico Faísa (3,47).

Ao comparar a relação AOC/CI dos parques eólicos analisados de Trairi-CE com os dados do NREL, os resultados mostram através da Tabela 19 que os parques eólicos de maior AOC, Faísa I, Faísa II, Faísa III, Faísa IV e Faísa V foram os únicos que apresentaram valores superiores a relação mínima de  $0,12 \text{ km}^2/\text{MW}$  do NREL, todos os demais apresentam valores inferiores. Para que esses parques apresentem a relação mínima de  $0,12 \text{ km}^2/\text{MW}$ , o parque Estrela de 29,70 MW, Mundaú, Fleixeiras I e Guajiru de 30 MW, deveriam ter uma AOC aproximada de  $3,5 \text{ km}^2$ , demonstrando que esses parques eólicos possuem na configuração atual 53,71% (Estrela), 52,57% (Mundaú), 21,71% (Guajiru) e 21,14% (Fleixeiras I) dessa AOC. Para os parques eólicos de Trairi e Embuaca de 25,39 MW e 27,30 MW, esses deveriam ter uma área de  $3,1 \text{ km}^2$  e  $3,2 \text{ km}^2$ , sendo que na configuração atual possuem 12,26% e 20% dessa AOC.

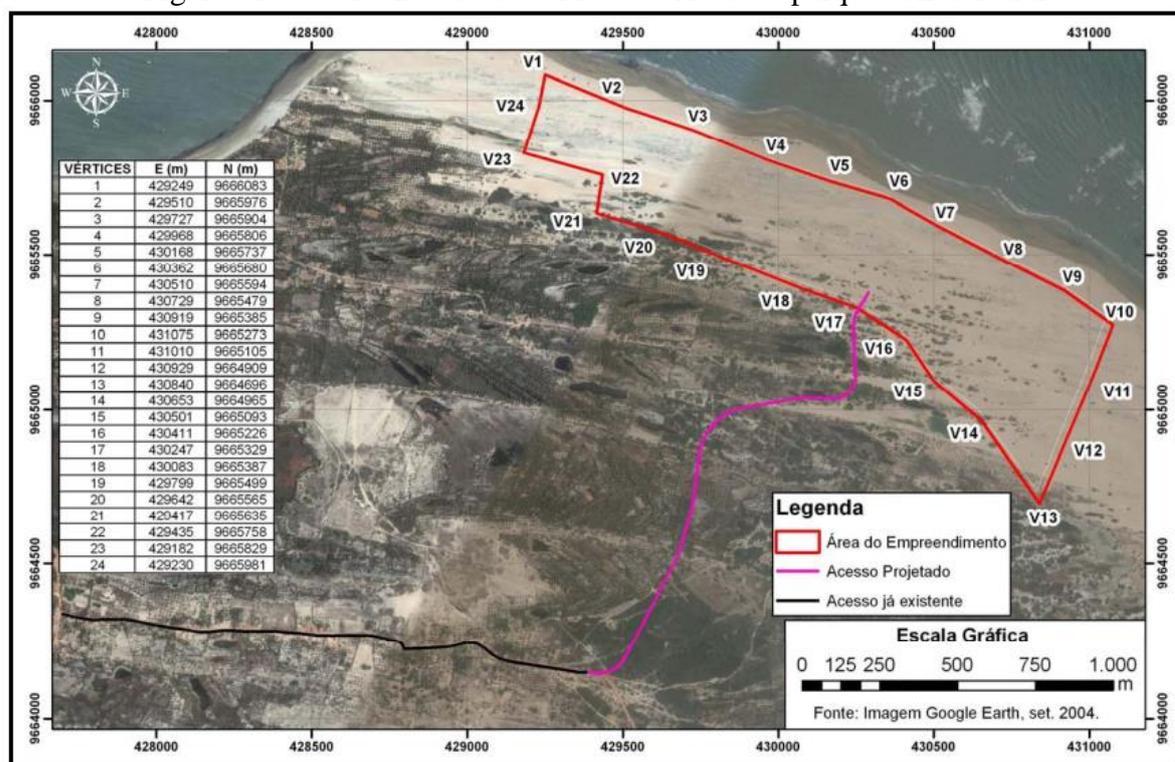
Ao se verificar a DC dos parques analisados através da Tabela 19, novamente os parques eólicos de maior AOC Faísa I, Faísa III, Faísa IV e Faísa V foram os que apresentaram o valor próximo da faixa superior de  $4,7 \text{ MW}/\text{km}^2$ , sendo o parque eólico Faísa II o único com valor abaixo da faixa máxima com  $4,21 \text{ MW}/\text{km}^2$ . Como comparação, os parques eólicos Estrela de 29,70 MW, Mundaú, Fleixeiras I e Guajiru de 30,00 MW, Embuaca de 27,30 MW e Trairi de 25,39 MW, para que os mesmos apresentem uma DC dentro da faixa superior de  $4,7 \text{ MW}/\text{km}^2$  do NREL, os parques deveriam apresentar uma AOC aproximada de  $6,32 \text{ km}^2$  (Estrela),  $6,38 \text{ km}^2$  (Mundaú, Fleixeiras I e Guajiru),  $5,81 \text{ km}^2$  (Embuaca) e  $5,40 \text{ km}^2$  (Trairi), mostrando que na configuração atual, as AOC de Estrela ( $1,88 \text{ km}^2$ ), Mundaú ( $1,84 \text{ km}^2$ ), Fleixeiras I ( $0,74 \text{ km}^2$ ), Guajiru ( $0,76 \text{ km}^2$ ), Embuaca ( $0,64 \text{ km}^2$ ) e Trairi ( $0,38 \text{ km}^2$ ) representam respectivamente, 29,75%, 28,84%, 11,60% e 11,91%, 11% e 7% dessa AOC.

Na comparação dos valores de AIM dos parques eólicos de Trairi-CE com os apresentados por Moreira *et al* (2015) na Tabela 4, os parques eólicos de maior AOC Faísa I ( $1184,80 \text{ m}^2\text{ano}/\text{MWh}$ ), Faísa II ( $1553,21 \text{ m}^2\text{ano}/\text{MWh}$ ), Faísa III ( $1144,11 \text{ m}^2\text{ano}/\text{MWh}$ ), Faísa IV ( $1182,41 \text{ m}^2\text{ano}/\text{MWh}$ ) e Faísa V ( $1377,99 \text{ m}^2\text{ano}/\text{MWh}$ ) foram os que apresentaram valores superiores ao de  $1129 \text{ m}^2\text{ano}/\text{MWh}$  apresentados por Moreira *et al* (2015). Todos os demais apresentaram valores bem inferiores, como o parque eólico Trairi com  $97,80 \text{ m}^2\text{ano}/\text{MWh}$  (8,66% da AIM de  $1129 \text{ m}^2\text{ano}/\text{MWh}$ ).

### 4.3 Parque eólico Icaraí: medição de área ocupada, distanciamento lateral e distanciamento frontal

O parque eólico em operação escolhido para análise de sua AOC, DL e DF foi o parque eólico Icaraí, pertencente ao município de Amontada, com 16,80 MW de CI, contendo 8 aerogeradores de 2,1 MW do modelo S88 da fabricante *Suzlon*, instalados em uma AOC de 724700 m<sup>2</sup> (SEMACE, 2021). A escolha desse parque eólico se deu pelo motivo de que no seu EIA/RIMA há as coordenadas dos vértices de sua AOC, o que facilitou a sua localização e medição. Na Figura 31 é apresentada as coordenadas (em UTM) dos vértices da AOC (polígono em vermelho) do parque eólico Icaraí, presente no seu EIA/RIMA.

Figura 31 – Coordenadas dos vértices da AOC do parque eólico Icaraí.



Fonte: (SEMACE, 2021).

Incluídas as coordenadas dos vértices da AOC do parque eólico Icaraí da Figura 31 no *Google Earth*, na Figura 32 são apresentados os 24 vértices da AOC (marcadores em vermelho), a AOC (polígono em vermelho) e a localização e numeração dos oito aerogeradores (marcadores em amarelo), sendo essa numeração dos aerogeradores escolhida aleatoriamente.

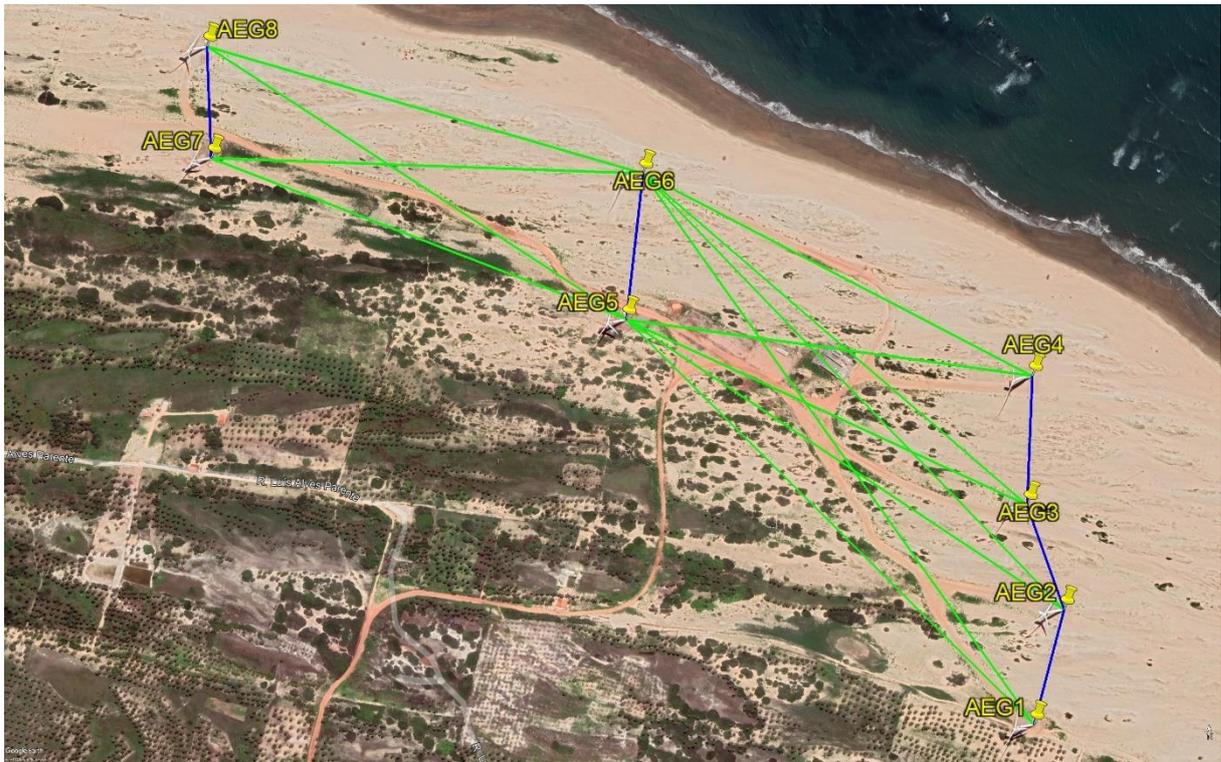
Figura 32 – Vértices da AOC e localização dos oito aerogeradores do parque eólico Icaraí.



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

Conforme levantamento do Atlas Eólico e Solar de 2019 do CE, apresentado pela ADECE, é baixa a variação temporal e espacial da direção do vento no CE, com maiores incidências de leste na região norte (CAMARGO SCHUBERT ENGENHEIROS ASSOCIADOS, 2019), mesorregião onde está inserido o município de Amontada (IPECE, 2022) e instalado o parque eólico Icaraí. A direção predominante do vento representa informação importante de orientação, pois a partir dessa referência é que sabemos quais aerogeradores estão lateralmente e frontalmente uns com os outros dentro do parque eólico. Desconsiderando o desalinhamento entre os aerogeradores, a Figura 33 e 34 apresentam a mudança de orientação do DL (linha azul) e DF (linha verde) entre os aerogeradores do parque eólico Icaraí, a partir da variação de direção leste para norte do vento (seta azul).

Figura 33 – DL e DF entre aerogeradores a partir da direção leste do vento no parque eólico Icaraí.



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

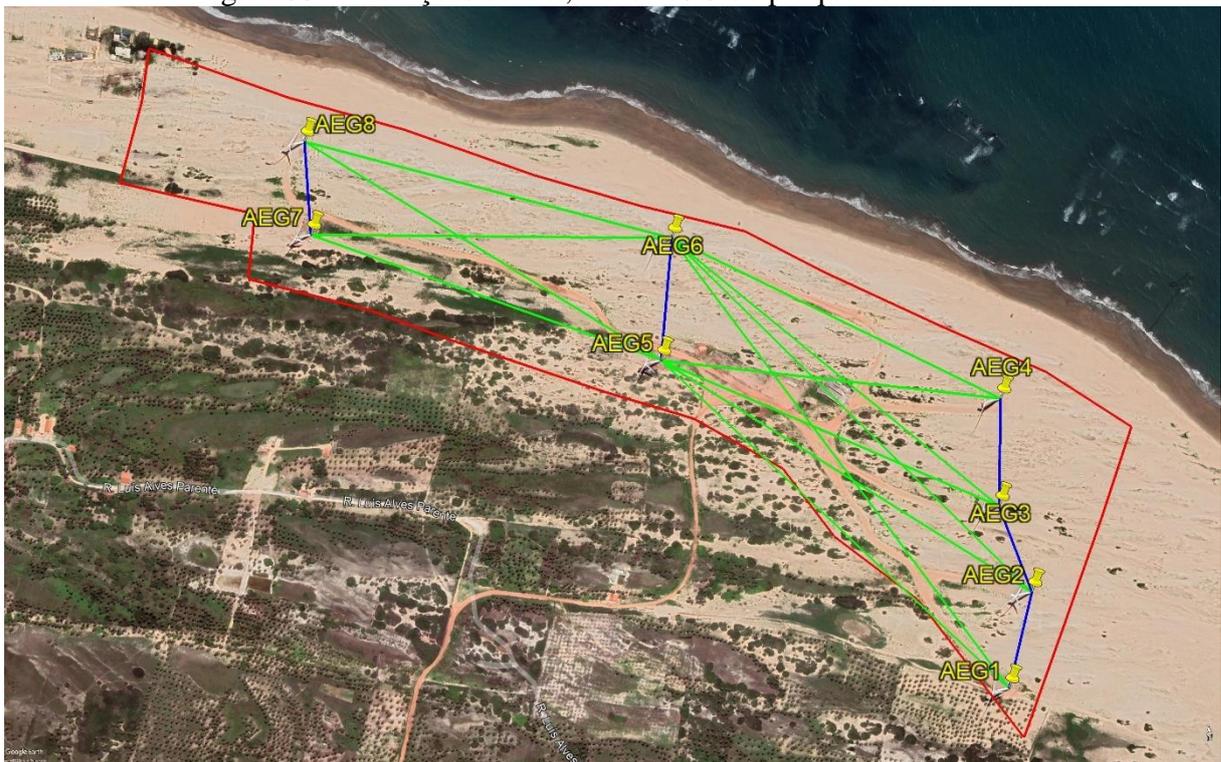
Figura 34 – DL e DF entre aerogeradores a partir da direção norte do vento no parque eólico Icaraí.



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

Tomando a direção leste como a direção preferencial do vento, na Figura 35 é apresentada as medições dos distanciamentos entre os oito aerogeradores do parque eólico Icaraí no *Google Earth*, onde a linha azul representa o DL, a linha verde o DF e o polígono em vermelho a AOC. Para a medição do DL, foi desconsiderado o desalinhamento entre os aerogeradores, e para a medição do DF, foi considerado a medição entre todos os aerogeradores que ficam a jusante com cada aerogerador analisado.

Figura 35 – Medições de DL, DF e AOC do parque eólico Icaraí.



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

Tomando como referência cada aerogerador, é apresentado na Tabela 22 os valores das medições do DL e DF de cada aerogerador, do DL Médio (DLM), do DF Médio (DFM) e da AOC do parque eólico Icaraí feitos no *Google Earth*.

Tabela 22 – Medições do DL, DF, DLM, DFM e AOC do Parque Eólico Icaraí.

<b>AEROGERADOR REFERÊNCIA</b>	<b>DL, DF, DLM, DFM e AOC</b>	<b>Medição (m)</b>
AEROGERADOR 1	DL (AEROGERADOR 1- AEROGERADOR 2)	187
	DF (AEROGERADOR 1 - AEROGERADOR 5)	905
	DF (AEROGERADOR 1 - AEROGERADOR 6)	1064
AEROGERADOR 2	DL (AEROGERADOR 2-AEROGERADOR 1)	187
	DL (AEROGERADOR 2-AEROGERADOR 3)	174
	DF (AEROGERADOR 2 - AEROGERADOR 5)	827
	DF (AEROGERADOR 2 - AEROGERADOR 6)	957
AEROGERADOR 3	DL (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 2)	174
	DL (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 4)	205
	DF (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 5)	698
	DF (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 6)	801
AEROGERADOR 4	DL (AEROGERADOR 4 - AEROGERADOR 3)	205
	DF (AEROGERADOR 4 - AEROGERADOR 5)	648
	DF (AEROGERADOR 4 - AEROGERADOR 6)	694
AEROGERADOR 5	DL (AEROGERADOR 5 - AEROGERADOR 6)	234
	DF (AEROGERADOR 5 - AEROGERADOR 7)	705
	DF (AEROGERADOR 5 - AEROGERADOR 8)	795
AEROGERADOR 6	DL (AEROGERADOR 6 - AEROGERADOR 5)	234
	DF (AEROGERADOR 6 - AEROGERADOR 7)	685
	DF (AEROGERADOR 6 - AEROGERADOR 8)	722
AEROGERADOR 7	DL (AEROGERADOR 7 - AEROGERADOR 8)	178
AEROGERADOR 8	DL (AEROGERADOR 8 - AEROGERADOR 7)	178
-	DLM	195,60
-	DFM	791,75
-	AOC	76,30

Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021) e elaborado pelo autor.

Onde:

DLM = Distanciamento Lateral Médio (m).

DFM = Distanciamento Frontal Médio (m).

## 5 USO DO WASP PARA ESTUDO DO EFEITO DO DISTANCIAMENTO ENTRE AEROGERADORES DE PARQUES EÓLICOS

### 5.1 Localização e características da torre anemométrica de Parnaíba

Através do projeto “Previsão de potencial eólico visando operação integrada ótima de unidades geradoras de eletricidade: estudo de caso para o Nordeste do Brasil” financiado pelo Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ), foram instaladas três torres anemométricas nos municípios de Maracanaú (CE) presente na Figura 10, Petrolina no Estado de Pernambuco (PE) e Parnaíba no Estado do Piauí (PI) (CARNEIRO, 2014). A Tabela 23 apresenta a localização e um resumo técnico das características da torre anemométrica de Parnaíba.

Tabela 23 – Localização e resumo técnico da torre anemométrica de Parnaíba.

<b>LOCALIZAÇÃO/ ESTAÇÃO</b>	<b>COORDENADA DA TORRE (UTM)</b>	<b>PERÍODO ANALISADO</b>
Parnaíba/ Instituto Federal de Parnaíba	0196562E/9674188N	Agosto/2012 até Julho/2013
<b>ALTURA DA TORRE (m)</b>	<b>ALTURA DOS ANEMÔMETROS (m)</b>	<b>INTERVALO DE MEDIÇÃO</b>
80	78,50 e 20	10 min
<b>ANEMÔMETRO</b>	<b>MODELO</b>	<b>SLOPE/OFFSET (78 m)</b>
	NRG 40c	0,756/0,37
<b>SENSOR DE DIREÇÃO</b>	<b>MODELO</b>	<b>SLOPE/OFFSET (78 m)</b>
	NRG 200P	-
<b>DATALOGGER</b>	<b>MODELO</b>	<b>FAIXA DE MEDIÇÃO</b>
	NRG <i>Symphonie-plus</i>	entre 0 e 96 m/s

Fonte: (CARNEIRO, 2014) e (BRASELCO, 2012).

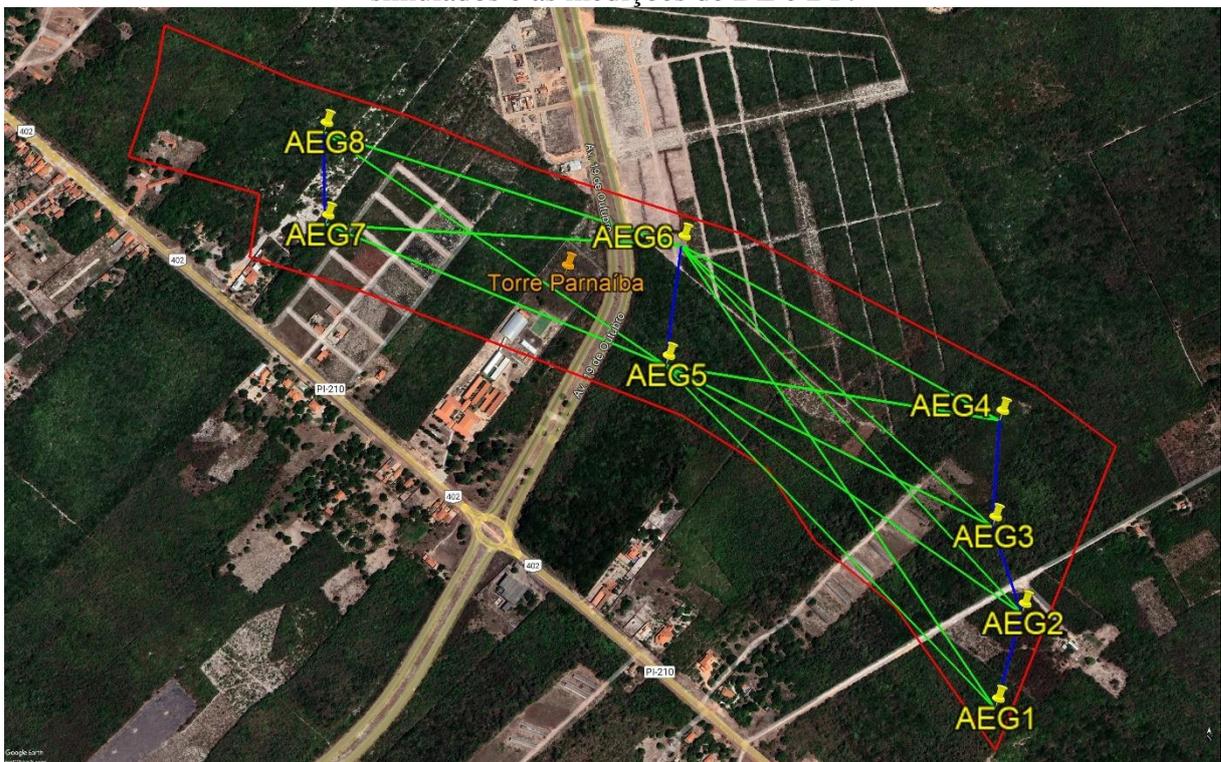
### 5.2 Parque eólico Parnaíba (fictício): medição de área ocupada, distanciamento lateral e distanciamento frontal

Tomando-se o cuidado para que a geometria, AOC, disposição (*layout*) e o D do parque eólico Icarai (Figura 34) mantenham-se coerentes, foi feita a sua transposição para o local da torre anemométrica de Parnaíba (PI) por meio do *software* de sistema de informação geográfica QGIS, onde é simulado posteriormente o “Parque eólico Parnaíba” (fictício) no *software Wasp*.

Assim como foi feito no parque eólico Icarai, assumindo a direção leste como a direção preferencial do vento em Parnaíba, na Figura 36 é apresentada a AOC (polígono em

vermelho), localização da torre anemométrica de Parnaíba (marcador em laranja), as medições de DL (linha azul) e DF (linha verde) feitas no *Google Earth*, os marcadores em amarelo representam as localizações onde ficarão os oito aerogeradores na simulação do parque eólico Parnaíba. Para a medição do DL, foi desconsiderado o desalinhamento entre os aerogeradores, e para a medição do DF, foi considerado a medição entre todos os aerogeradores que ficam à jusante com cada aerogerador analisado.

Figura 36 – AOC, localização da torre anemométrica de Parnaíba, dos oito aerogeradores simulados e as medições de DL e DF.



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

Tomando como referência cada aerogerador, são apresentados na Tabela 24 os valores verificados do DL, DF, DLM, DFM de cada aerogerador e da AOC do parque eólico Parnaíba.

Tabela 24 – Medições do DL, DF, DLM, DFM e AOC do Parque Eólico Parnaíba.

AEROGERADOR REFERÊNCIA	DL, DF, DLM, DFM e AOC	Medição (m)
AEROGERADOR 1	DL (AEROGERADOR 1-AEROGERADOR 2)	188
	DF (AEROGERADOR 1 - AEROGERADOR 5)	906
	DF (AEROGERADOR 1 - AEROGERADOR 6)	1065
AEROGERADOR 2	DL (AEROGERADOR 2 - AEROGERADOR 1)	188
	DL (AEROGERADOR 2 - AEROGERADOR 3)	174
	DF (AEROGERADOR 2 - AEROGERADOR 5)	825
	DF (AEROGERADOR 2 - AEROGERADOR 6)	955
AEROGERADOR 3	DL (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 2)	174
	DL (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 4)	204
	DF (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 5)	695
	DF (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 6)	800
AEROGERADOR 4	DL (AEROGERADOR 4 - AEROGERADOR 3)	204
	DF (AEROGERADOR 4 - AEROGERADOR 5)	645
	DF (AEROGERADOR 4 - AEROGERADOR 6)	695
AEROGERADOR 5	DL (AEROGERADOR 5 - AEROGERADOR 6)	233
	DF (AEROGERADOR 5 - AEROGERADOR 7)	710
	DF (AEROGERADOR 5 - AEROGERADOR 8)	799
AEROGERADOR 6	DL (AEROGERADOR 6 - AEROGERADOR 5)	233
	DF (AEROGERADOR 6 - AEROGERADOR 7)	687
	DF (AEROGERADOR 6 - AEROGERADOR 8)	723
AEROGERADOR 7	DL (AEROGERADOR 7 - AEROGERADOR 8)	179
AEROGERADOR 8	DL (AEROGERADOR 8 - AEROGERADOR 7)	179
-	DLM	195,60
-	DFM	792,08
-	AOC	76,30

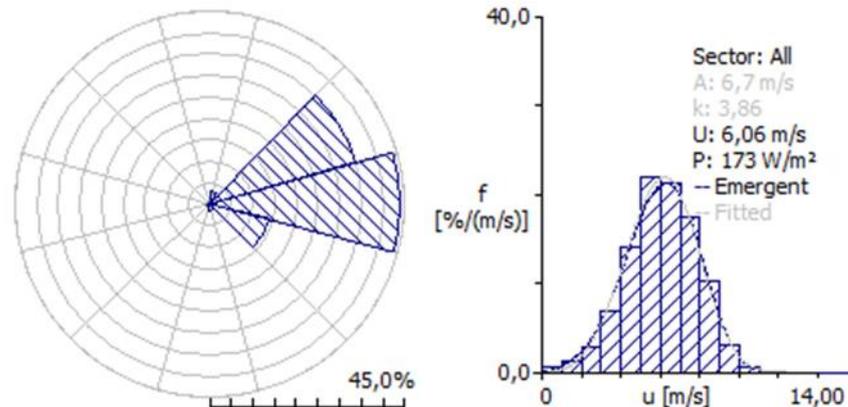
Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021) e elaborado pelo autor.

### 5.3 Simulações *Wasp*

#### 5.3.1 Dados de vento

A partir dos dados anemométricos da torre de Parnaíba medidos na altura de 78 m, e após correções feitas pelo *Wasp* nas medições (inclusão do *slope* e *offset*), são apresentados na Figura 37 os dados de frequência (%) por setor de direção (°), velocidade média (m/s) e densidade de potência (W/m<sup>2</sup>) dos dados de vento da torre anemométrica de Parnaíba durante o período de agosto de 2012 a julho de 2013.

Figura 37 – Frequência do vento por setor de direção, velocidade média e densidade de potência da torre anemométrica de Parnaíba.



Fonte: (WASP, 2022).

Na Tabela 25 são apresentadas a direção do vento por setor ( $^{\circ}$ ) e as respectivas frequências de incidência (%) da torre anemométrica de Parnaíba.

Tabela 25 – Direção do vento por setor e as respectivas frequências de incidência da torre anemométrica de Parnaíba.

DIREÇÃO (SETOR)	FREQUÊNCIA (%)
Setor 1 ( $0^{\circ}$ )	0,30
Setor 2 ( $30^{\circ}$ )	3,20
Setor 3 ( $60^{\circ}$ )	35,00
Setor 4 ( $90^{\circ}$ )	44,10
Setor 5 ( $120^{\circ}$ )	14,10
Setor 6 ( $150^{\circ}$ )	1,70
Setor 7 ( $180^{\circ}$ )	0,70
Setor 8 ( $210^{\circ}$ )	0,40
Setor 9 ( $240^{\circ}$ )	0,20
Setor 10 ( $270^{\circ}$ )	0,10
Setor 11 ( $300^{\circ}$ )	0,10
Setor 12 ( $330^{\circ}$ )	0,10
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>

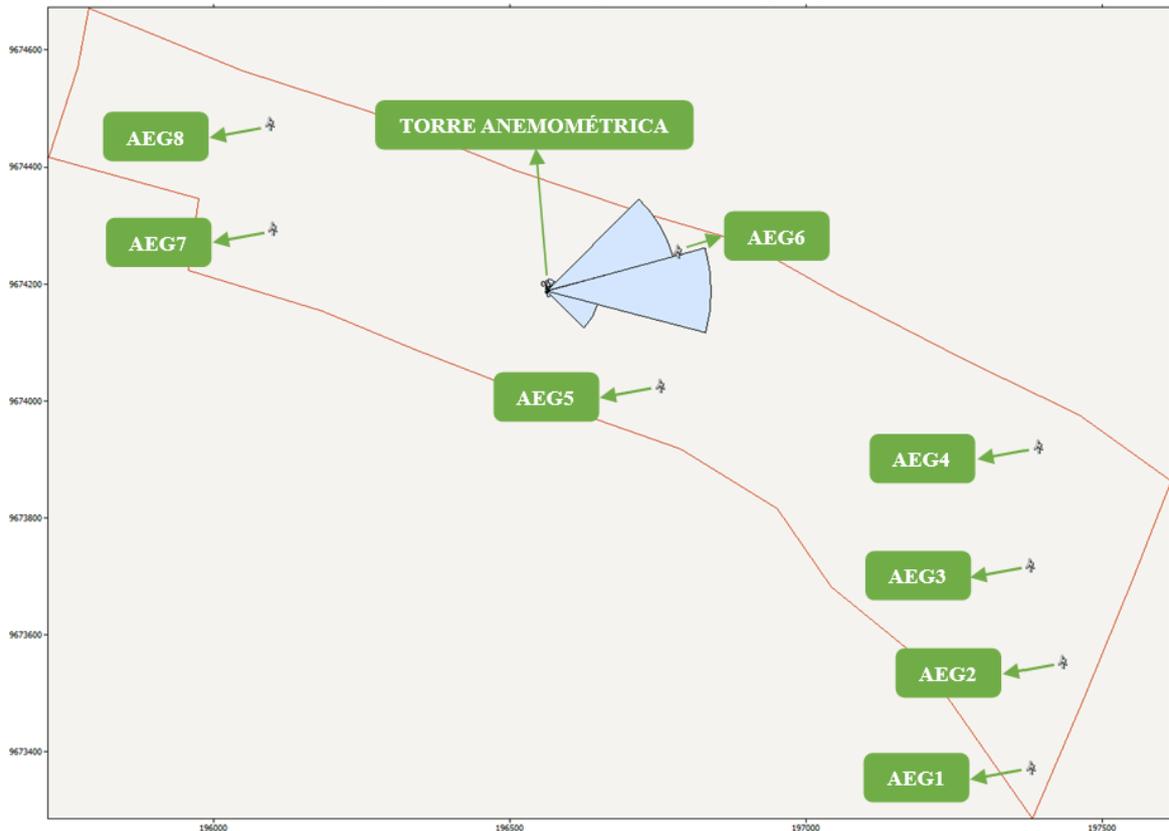
Fonte: (WASP, 2022).

### 5.3.2 Área ocupada, localização dos aerogeradores e torre anemométrica

Incluso os dados de vento da torre anemométrica, o mapa com a AOC (polígono em vermelho) e as coordenadas dos aerogeradores (marcadores em amarelo) da Figura 36 no *Wasp*, a Figura 38 apresenta a localização e a frequência de vento prevista (em azul) da torre

anemométrica de Parnaíba, a AOC (polígono em vermelho) e a localização dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba no *Wasp*.

Figura 38 – Localização e a frequência de vento prevista da torre anemométrica de Parnaíba, a AOC e a localização dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba.



Fonte: Adaptado de (WASP, 2022).

### 5.3.3 Energia anual gerada e perdas por efeito esteira

Para as simulações, foi escolhido no *Wasp* o aerogerador de modelo V90-2.0 MW *GridStreamer* da fabricante Vestas, com PN de 2,0 MW e 90 m de DR, simulado a uma altura de 80 m. Também foram desconsideradas para as simulações a rugosidade e a elevação dos aerogeradores no terreno. Para a análise de geração anual e das PEE, foram considerados três cenários para o parque eólico Parnaíba.

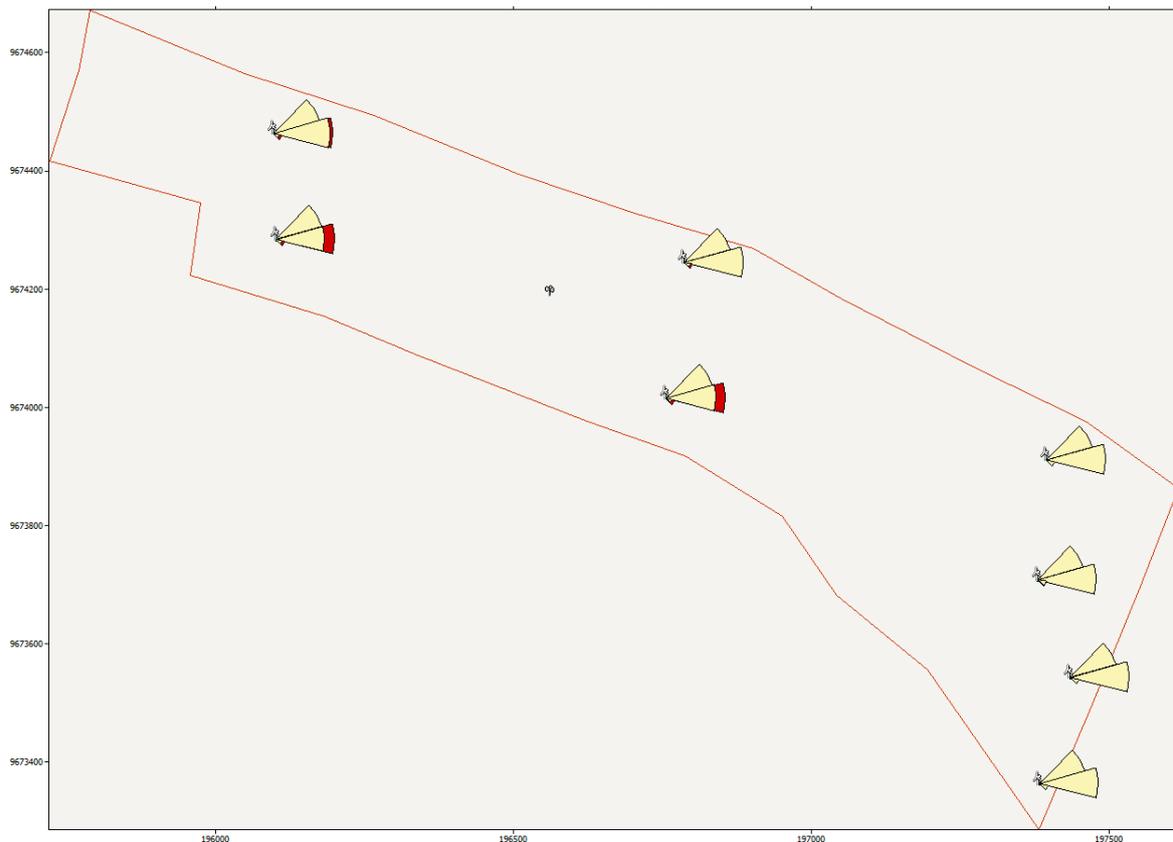
#### 5.3.3.1 Cenário 1 - sem reposicionamento de aerogeradores

No cenário 1 é simulado o parque eólico Parnaíba mantendo-se o *layout* da Figura 36, sem haver mudanças nos D. Nesse cenário, será identificado a geração anual e os percentuais de PEE de cada aerogerador e do parque eólico Parnaíba. E a partir dos resultados

apresentados, tomando o cenário 1 como referência, são feitas posteriores comparações com cenários onde há aumento nos D e mudanças de *layout* do parque eólico Parnaíba.

Feita a simulação no *Wasp* no cenário 1, a Figura 39 apresenta as direções de vento onde são produzidas a geração anual bruta (em amarelo) e as PEE (em vermelho) dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba.

Figura 39 – Cenário 1: Geração anual bruta e PEE dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba.



Fonte: (WASP, 2022).

O parque eólico Parnaíba no cenário 1 apresenta geração anual bruta de 34,925 GWh, geração anual líquida de 33,596 GWh e PEE de 3,80%. Na Tabela 26 são apresentados os dados de localização (em UTM), geração anual líquida (GWh) e as PEE (%) dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba no cenário 1.

Tabela 26 – Cenário 1: Localização, geração anual líquida e PEE dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba.

	LOCALIZAÇÃO (UTM)	GERAÇÃO ANUAL LÍQUIDA (GWh)	PEE (%)
AEROGERADOR 2	(197435, 9673543)	4,363	0,07
AEROGERADOR 4	(197395, 9673911)	4,361	0,10
AEROGERADOR 3	(197380, 9673708)	4,336	0,67
AEROGERADOR 1	(197383, 9673363)	4,329	0,83
AEROGERADOR 6	(196786, 9674245)	4,267	2,26
AEROGERADOR 8	(196097, 9674463)	4,143	5,10
AEROGERADOR 5	(196756, 9674015)	3,911	10,41
AEROGERADOR 7	(196101, 9674284)	3,886	10,99

Fonte: (WASP, 2022).

### 5.3.3.2 Cenário 2 - reposicionamento individual dos aerogeradores com perdas por efeito esteira: aerogerador 7, aerogerador 5 e aerogerador 8

De acordo com os dados das PEE dos aerogeradores do cenário 1, os três aerogeradores que apresentaram as maiores PEE no parque eólico Parnaíba foram: aerogerador 7 (10,99%), aerogerador 5 (10,41%) e o aerogerador 8 (5,10%).

No cenário 2, é feita a mudança do *layout* do parque eólico Parnaíba apresentado na Figura 36, através do reposicionamento dos aerogeradores 7, 5 e 8, aumentando-se aproximadamente 40% do DF do aerogerador 8 e 10% do DF do aerogerador 7 e aerogerador 5. Tomando como referência a Figura 40, em cada aerogerador a ser reposicionado, o aumento do DF é feito em relação ao aerogerador a montante que representa as maiores PEE. No cenário 2, é feita a simulação com cada aerogerador individualmente na sua nova posição, mantendo-se os outros dois aerogeradores nas posições do cenário 1.

#### 5.3.3.2.1 Aerogerador 7

Adotando a numeração dos aerogeradores da Figura 38, pela direção de vento onde é produzida as PEE (em vermelho) apresentado na Figura 39, o aerogerador 7 se encontra predominantemente na esteira do aerogerador 6. Tendo como base os dados de DF e DL do aerogerador 7 presente na Tabela 24, foi feito o reposicionamento do aerogerador 7, com o aumento do DF do aerogerador 7 em relação ao aerogerador 6 de 687 para 756 m (aumento aproximado de 10%). A Figura 40 apresenta a AOC (polígono em vermelho), a localização dos oito aerogeradores no cenário 1 (marcadores em amarelo), da torre

anemométrica de Parnaíba (marcador em laranja), do aerogerador 7 (marcador em verde) após aumento do DF (linha verde) em relação ao aerogerador 6.

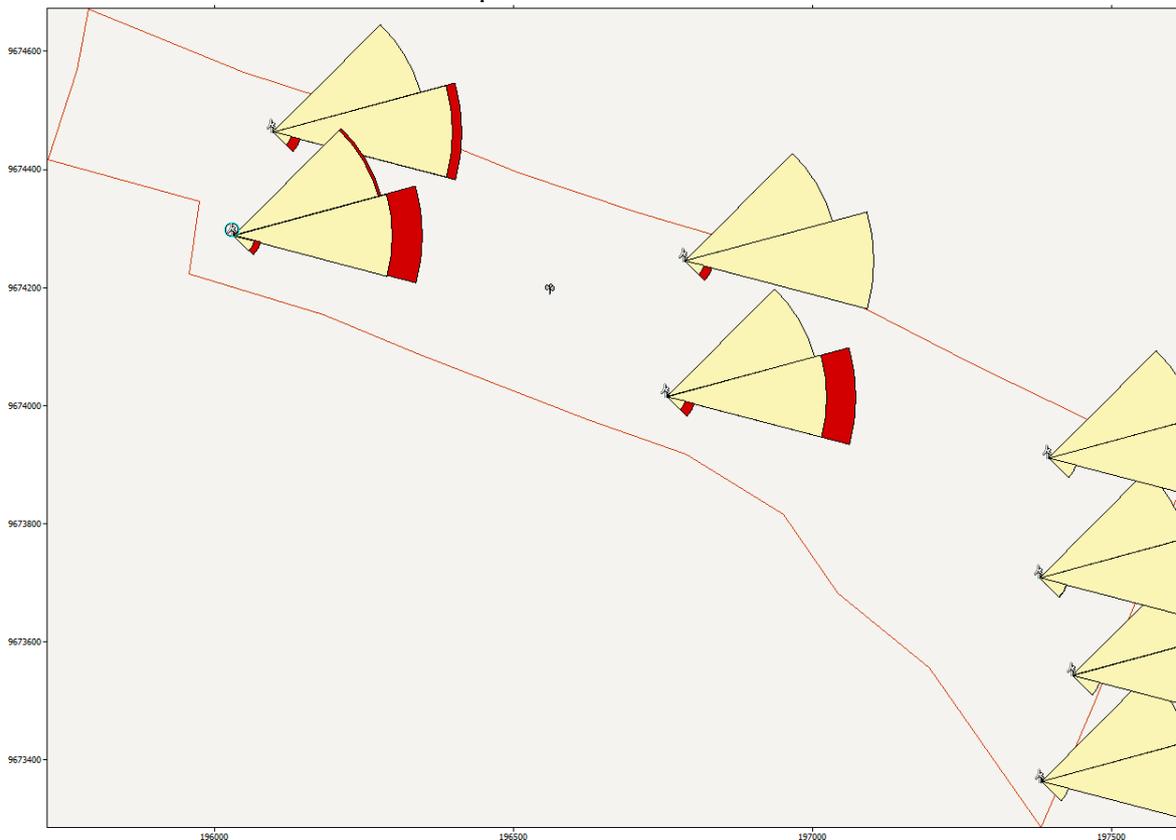
Figura 40 – Cenário 2: AOC, localização da torre anemométrica de Parnaíba, dos oito aerogeradores no cenário 1 e localização do aerogerador 7 depois do aumento do DF em relação ao aerogerador 6.



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

Incluída a nova coordenada do aerogerador 7 (marcador verde) da Figura 40 após o aumento do DF no *Wasp*, a Figura 41 apresenta a nova localização, as direções de vento onde são produzidas a geração anual bruta (em amarelo) e as PEE (em vermelho) do aerogerador 7 (selecionado) no cenário 2.

Figura 41 – Cenário 2: Nova localização, geração anual bruta e PEE do aerogerador 7 após o seu reposicionamento individual.



Fonte: (WASP, 2022).

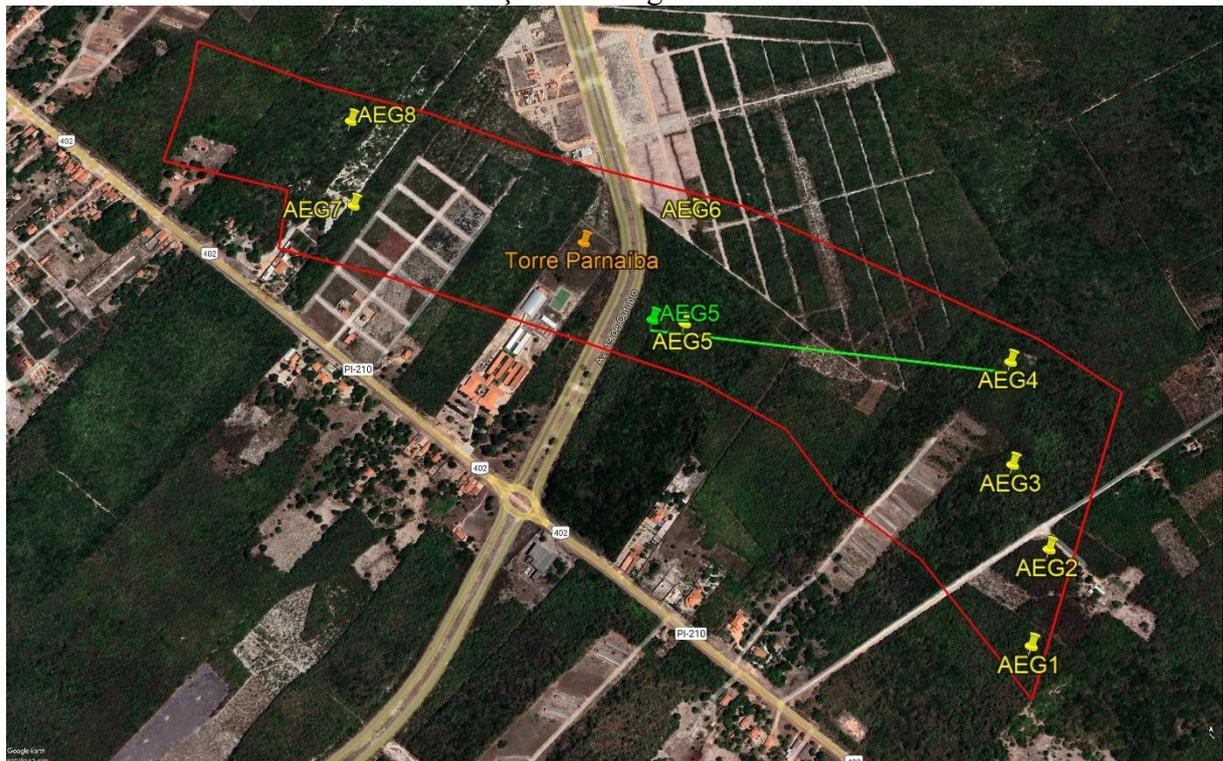
Após o seu reposicionamento individual, o aerogerador 7 no cenário 2 apresenta coordenada em UTM (196031,9674288), geração anual líquida de 3,874 GWh e PEE de 11,25%. O parque eólico Parnaíba apresenta geração anual líquida de 33,589 GWh e PEE de 3,83%. No ANEXO C, a Figura 42 e Figura 43 apresentam as direções de vento onde são produzidas a geração anual bruta (em azul) e a PEE (em vermelho) do aerogerador 7 nos cenários 1 e 2.

### 5.3.3.2 Aerogerador 5

Adotando a numeração dos aerogeradores da Figura 38, pela direção de vento onde é produzida as PEE (em vermelho) apresentado na Figura 39, o aerogerador 5 se encontra predominantemente na esteira do aerogerador 4. Tendo como base os dados de DF e DL do aerogerador 5 presente na Tabela 24, foi feito o reposicionamento do aerogerador 5, com o aumento do DF do aerogerador 5 em relação ao aerogerador 4 de 645 para 710 m (aumento aproximado de 10%). A Figura 44 apresenta a AOC (polígono em vermelho), a

localização dos oito aerogeradores no cenário 1 (marcadores em amarelo), da torre anemométrica de Parnaíba (marcador em laranja), do aerogerador 5 (marcador em verde) após aumento do DF (linha verde) em relação ao aerogerador 4.

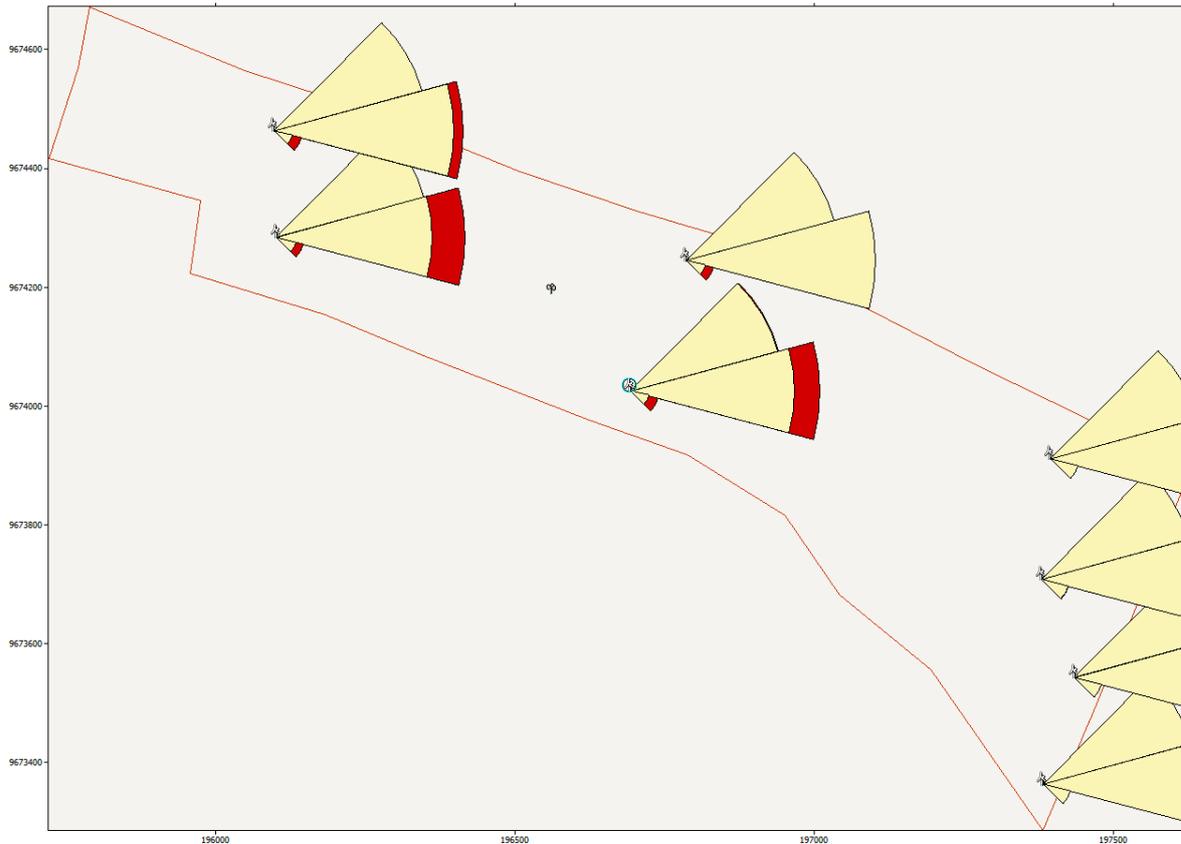
Figura 44 – Cenário 2: AOC, localização da torre anemométrica de Parnaíba, dos oito aerogeradores no cenário 1 e localização do aerogerador 5 depois do aumento do DF em relação ao aerogerador 4.



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

Incluída a nova coordenada do aerogerador 5 (marcador verde) da Figura 44 após o aumento do DF no *Wasp*, a Figura 45 apresenta a nova localização, as direções de vento onde são produzidas a geração anual bruta (em amarelo) e a PEE (em vermelho) do aerogerador 5 (selecionado) no cenário 2.

Figura 45 – Cenário 2: Nova localização, geração anual bruta e PEE do aerogerador 5 após o seu reposicionamento individual.



Fonte: (WASP, 2022).

Após o seu reposicionamento individual, o aerogerador 5 no cenário 2 apresenta coordenada em UTM (196693,9674025), geração anual líquida de 3,929 GWh e PEE de 9,99%. O parque eólico Parnaíba apresenta geração anual líquida de 33,605 GWh e PEE de 3,78%.

### 5.3.3.2.3 Aerogerador 8

Adotando a numeração dos aerogeradores da Figura 38, pela direção de vento onde é produzida as PEE (em vermelho) apresentado na Figura 39, o aerogerador 8 se encontra predominantemente na esteira do aerogerador 6. Tendo como base os dados de DF e DL do aerogerador 8 presente na Tabela 24, foi feito o reposicionamento do aerogerador 8, com o aumento do DF do aerogerador 8 em relação ao aerogerador 6 de 723 para 1.012 m (aumento aproximado de 40%). No reposicionamento individual do aerogerador 8 é possível ser observado o “uso” da área não ocupada por aerogeradores em azul, apresentada na Figura

46, área de 6,21 hectares (8,14% da AOC de 76,30 hectares verificada do parque eólico Parnaíba).

Figura 46 – Cenário 2: Área não ocupada do parque eólico Parnaíba.



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

A Figura 47 apresenta a AOC (polígono vermelho), a localização dos oito aerogeradores do cenário 1 (marcadores em amarelo), da torre anemométrica de Parnaíba (marcador em laranja), do aerogerador 8 (marcador em verde) após aumento do DF (linha verde) em relação ao aerogerador 6.

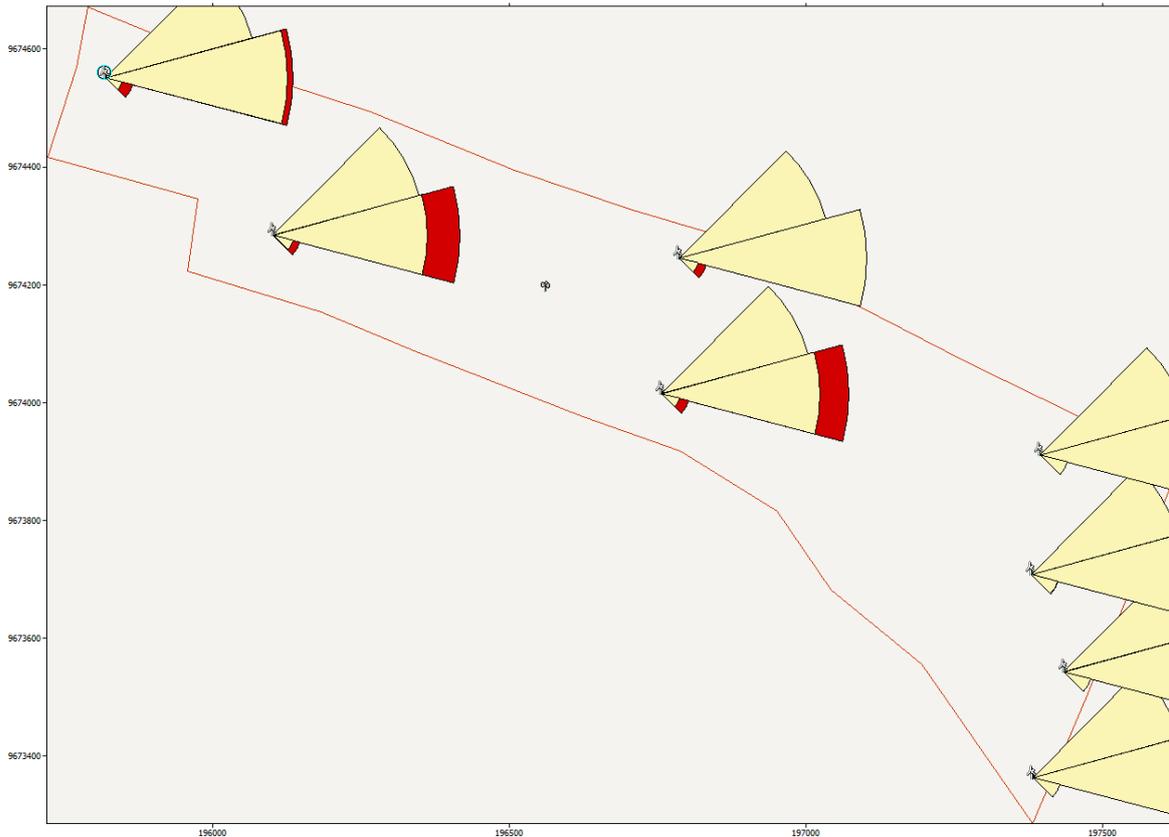
Figura 47 – Cenário 2: AOC, localização da torre anemométrica de Parnaíba, dos oito aerogeradores no cenário 1 e localização do aerogerador 8 depois do aumento do DF em relação ao aerogerador 6.



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

Incluída a nova coordenada do aerogerador 8 (marcador verde) da Figura 47 após o aumento do DF no *Wasp*, a Figura 48 apresenta a nova localização, as direções de vento onde são produzidas a geração anual bruta (em amarelo) e a PEE (em vermelho) do aerogerador 8 (selecionado) no cenário 2.

Figura 48 – Cenário 2: Nova localização, geração anual bruta e PEE do aerogerador 8 após o seu reposicionamento individual.



Fonte: (WASP, 2022).

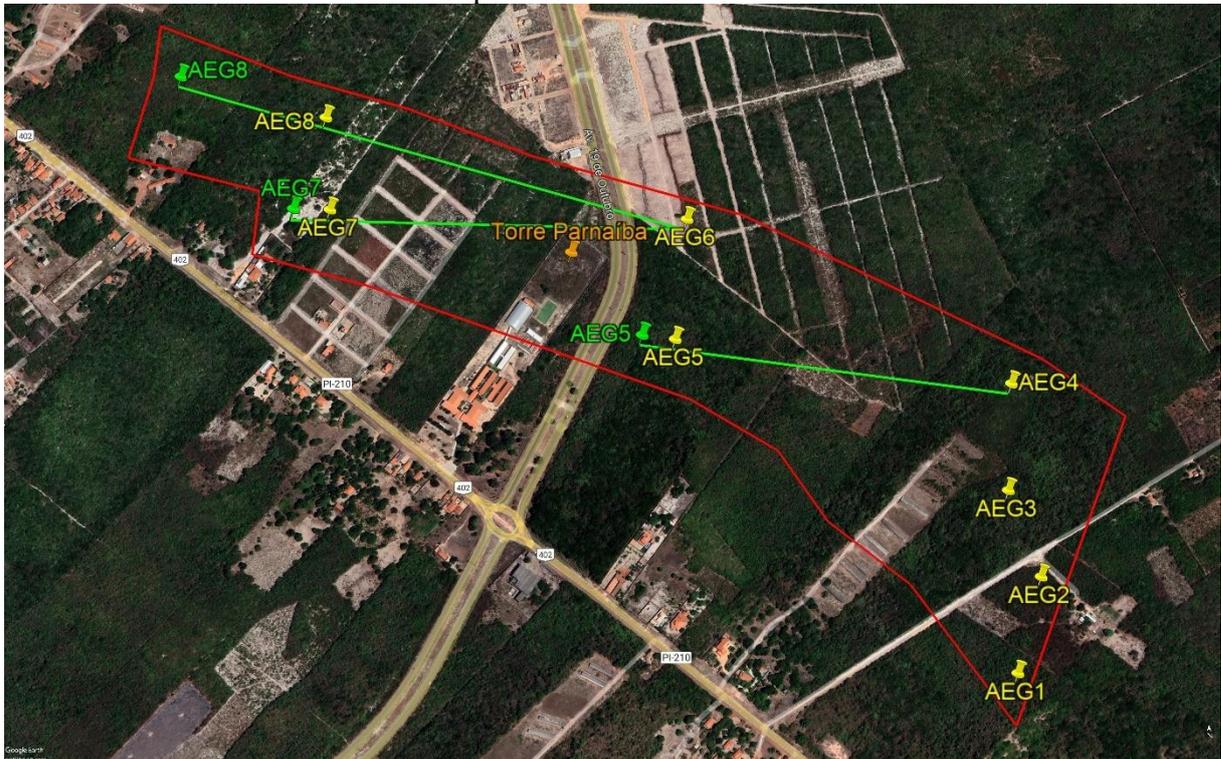
Após o seu reposicionamento individual, o aerogerador 8 no cenário 2 apresenta coordenada em UTM (195819,9674551), geração anual líquida de 4,166 GWh e PEE de 4,56%. O parque eólico Parnaíba apresenta geração anual líquida de 33,629 GWh e PEE de 3,71%.

### 5.3.3.3 Cenário 3 - reposicionamento coletivo dos aerogeradores com perdas por efeito esteira: aerogerador 7, aerogerador 5 e aerogerador 8

Assim como no cenário 2, no cenário 3 é feita a mudança do *layout* do parque eólico Parnaíba aumentando-se aproximadamente 40% do DF do aerogerador 8 (em relação ao aerogerador 6) e 10% no DF do aerogerador 7 (em relação ao aerogerador 6) e aerogerador 5 (em relação ao aerogerador 4). As novas posições dos aerogeradores 7, 5 e 8 após o aumento do DF são as mesmas do cenário 2, porém no cenário 3 é feita a simulação coletiva com os três aerogeradores em suas respectivas novas localizações. A Figura 49 apresenta a AOC (polígono em vermelho), a localização dos oito aerogeradores do cenário 1 (marcadores

em amarelo), da torre anemométrica de Parnaíba (marcador em laranja), dos aerogeradores 7, 5 e 8 (marcadores em verde) no cenário 3 após aumento do DF (linhas verdes).

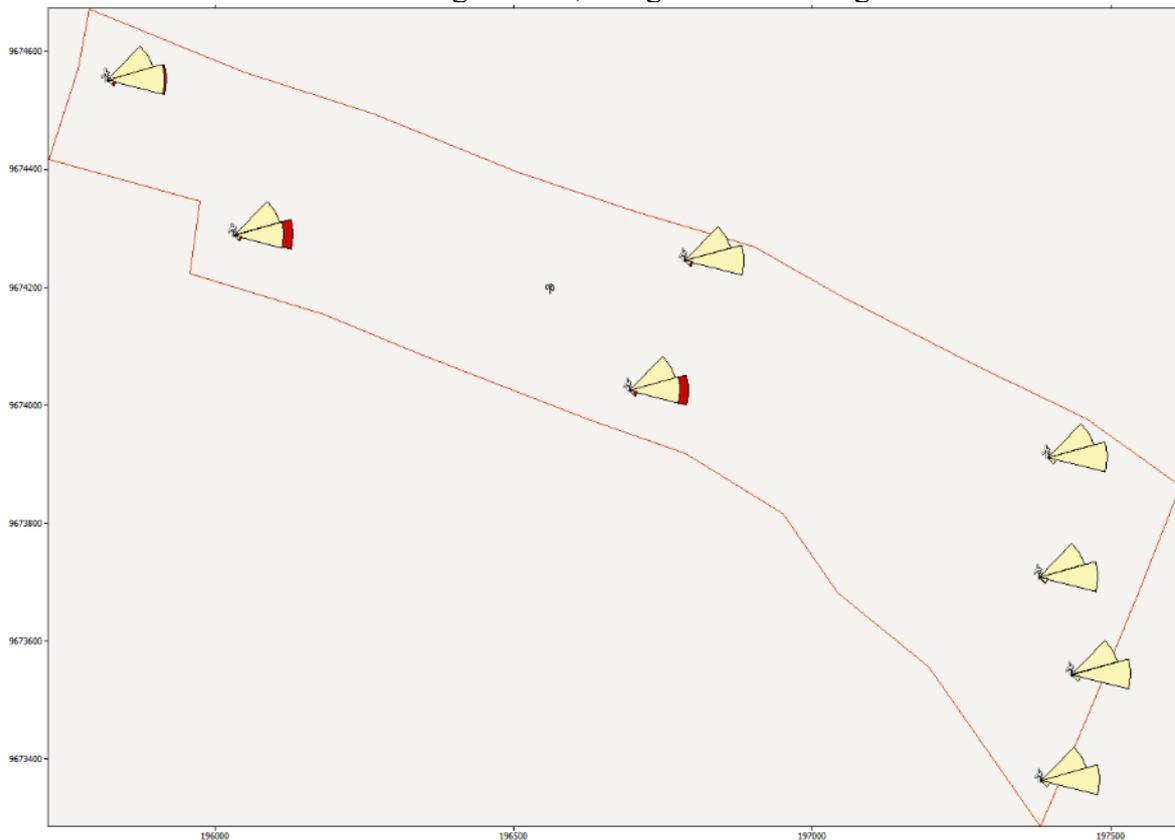
Figura 49 – Cenário 3: AOC, localização da torre anemométrica de Parnaíba, dos oito aerogeradores no cenário 1 e localização do aerogerador 7, aerogerador 5 e aerogerador 8 depois do aumento do DF.



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

Incluída as novas coordenadas dos aerogeradores 7, 5 e 8 (marcadores verdes) da Figura 49 após o aumento do DF no *Wasp*, a Figura 50 apresenta as novas localizações, as direções de vento onde são produzidas a geração anual bruta (em amarelo) e as PEE (em vermelho) do aerogerador 7, aerogerador 5 e aerogerador 8 no cenário 3.

Figura 50 – Cenário 3: Novas localizações, geração anual bruta e PEE após reposicionamento coletivo do aerogerador 7, aerogerador 5 e aerogerador 8.



Fonte: (WASP, 2022).

Após o seu reposicionamento coletivo, o aerogerador 7 no cenário 3 apresenta coordenada em UTM (196031,9674288), geração anual líquida de 3,945 GWh e PEE de 9,64%; o aerogerador 5 apresenta coordenada em UTM (196693,9674025), geração anual líquida de 3,930 GWh e PEE de 9,99%; o aerogerador 8 apresenta coordenada em UTM (195819,9674551), geração anual líquida de 4,189 GWh e PEE de 4,05%. O parque eólico Parnaíba apresenta geração anual líquida de 33,721 GWh e PEE de 3,45%.

#### 5.3.3.4 Dados de localização, energia anual gerada e perdas por efeito esteira de todos os aerogeradores e do parque eólico Parnaíba nos cenários 1, 2 e 3

Na Tabela 27 são apresentados os dados reunidos de localização (em UTM), geração anual líquida (GWh) e as PEE (%) de todos os aerogeradores e do parque eólico Parnaíba nos cenários 1, 2 e 3.

Tabela 27 – Dados reunidos de localização, geração anual líquida e as PEE de todos os aerogeradores e do parque eólico Parnaíba nos cenários 1, 2 e 3.

CENÁRIO 1: SEM REPOSICIONAMENTO DE AEG				CENÁRIO 2: REPOSICIONAMENTO INDIVIDUAL - AEG7			CENÁRIO 2: REPOSICIONAMENTO INDIVIDUAL - AEG5			CENÁRIO 2: REPOSICIONAMENTO INDIVIDUAL - AEG8			CENÁRIO 3: REPOSICIONAMENTO COLETIVO - AEG 5, 7 e 8		
AEG (n)	LOCALIZAÇÃO (UTM)	EAG LÍQUIDA (GWh)	PEE (%)	LOCALIZAÇÃO (UTM)	EAG LÍQUIDA (GWh)	PEE (%)	LOCALIZAÇÃO (UTM)	EAG LÍQUIDA (GWh)	PEE (%)	LOCALIZAÇÃO (UTM)	EAG LÍQUIDA (GWh)	PEE (%)	LOCALIZAÇÃO (UTM)	EAG LÍQUIDA (GWh)	PEE (%)
AEG2	(197435, 9673543)	4,363	0,07	(197435, 9673543)	4,363	0,07	(197435, 9673543)	4,363	0,07	(197435, 9673543)	4,363	0,07	(197435, 9673543)	4,363	0,07
AEG4	(197395, 9673911)	4,361	0,1	(197395, 9673911)	4,361	0,1	(197395, 9673911)	4,361	0,1	(197395, 9673911)	4,361	0,1	(197395, 9673911)	4,361	0,1
AEG3	(197380, 9673708)	4,336	0,67	(197380, 9673708)	4,336	0,67	(197380, 9673708)	4,336	0,67	(197380, 9673708)	4,336	0,67	(197380, 9673708)	4,336	0,67
AEG1	(197383, 9673363)	4,329	0,83	(197383, 9673363)	4,329	0,83	(197383, 9673363)	4,329	0,83	(197383, 9673363)	4,329	0,83	(197383, 9673363)	4,329	0,83
AEG6	(196786, 9674245)	4,267	2,26	(196786, 9674245)	4,267	2,26	(196786, 9674245)	4,268	2,23	(196786, 9674245)	4,267	2,26	(196786, 9674245)	4,268	2,23
AEG8	(196097, 9674463)	4,143	5,1	(196097, 9674463)	4,147	5,01	(196097, 9674463)	4,138	5,22	(195819, 9674551)	4,166	4,56	(195819, 9674551)	4,189	4,05
AEG5	(196756, 9674015)	3,911	10,41	(196756, 9674015)	3,911	10,41	(196693, 9674025)	3,929	9,99	(196756, 9674015)	3,911	10,41	(196693, 9674025)	3,93	9,99
AEG7	(196101, 9674284)	3,886	10,99	(196031, 9674288)	3,874	11,25	(196101, 9674284)	3,880	11,12	(196101, 9674284)	3,895	10,79	(196031, 9674288)	3,945	9,64
<b>PARQUE EÓLICO PARNAÍBA</b>		33,596	3,8		33,589	3,830		33,605	3,780		33,629	3,71		33,721	3,45

Fonte: (WASP, 2022).

### 5.3.3.5 Avaliação das perdas por efeito esteira, energia anual gerada e comparação dos cenários 1, 2 e 3

Ao analisar os dados da Tabela 27, na comparação entre os cenários 1, 2 e 3, o aerogerador 1 (geração anual líquida de 4,329 GWh e PEE de 0,83%), aerogerador 2 (geração anual líquida de 4,363 GWh e PEE de 0,07%), aerogerador 3 (geração anual líquida de 4,336 GWh e PEE de 0,67%) e aerogerador 4 (geração anual líquida de 4,361 GWh e PEE de 0,1%) não modificaram seus valores de geração anual líquida e PEE nos três cenários.

Na comparação dos cenários 1 e 2, no reposicionamento individual do aerogerador 7, o aumento do DF em relação ao aerogerador 6 resultou no aumento de sua PEE (de 10,99% para 11,25%) e redução da geração anual líquida (de 3,886 GWh para 3,874 GWh), porém representou ganhos no aerogerador 8 que fica lateralmente com redução da PEE (de 5,1% para 5,01%) e aumento de geração anual (de 4,143 GWh para 4,147 GWh). No reposicionamento individual do aerogerador 5, o aumento do DF em relação ao aerogerador 4 reduziu sua PEE (de 10,41% para 9,99%) e aumentou sua geração anual líquida (de 3,911 GWh para 3,929 GWh), como também a do aerogerador 6 que fica lateralmente, reduzindo

sua PEE (de 2,26% para 2,23%) e aumentando a geração anual líquida (de 4,267 GWh para 4,268 GWh). Porém, houve aumento da PEE (de 5,1% para 5,22%) e redução da geração anual líquida (de 4,143 GWh para 4,138 GWh) do aerogerador 8, como também aumento da PEE (de 10,99% para 11,12%) e redução da geração anual líquida (de 3,886 GWh para 3,880 GWh) do aerogerador 7. No reposicionamento individual do aerogerador 8, o aumento do DF em relação ao aerogerador 6 reduziu sua PEE (de 5,1% para 4,56%) e aumentou sua geração anual líquida (de 4,143 GWh para 4,166 GWh). No aerogerador 7 que se encontra lateralmente, houve redução da PEE (de 10,99% para 10,79%) e aumento da geração anual (de 3,886 GWh para 3,895 GWh). Na comparação dos cenários 1 e 2, o reposicionamento individual do aerogerador 8 foi o que apresentou a menor PEE e maior geração anual do parque eólico Parnaíba, com redução das PEE de 3,8% para 3,71% (redução de 0,09%) nas PEE e aumento da geração anual líquida de 33,596 GWh para 33,629 GWh (aumento de 0,033 GWh).

Na comparação dos cenários 1 e 3, desconsiderando os aerogeradores 1, 2, 3 e 4 que não tiveram variação nas PEE e geração anual, no reposicionamento coletivo dos aerogeradores 5, 7 e 8 não houve aumento das PEE e redução da geração anual líquida em nenhum aerogerador do parque eólico Parnaíba. O aerogerador 5 reduziu a PEE (de 10,41% para 9,99%) e aumentou a geração anual líquida (de 3,911 GWh para 3,93 GWh), o aerogerador 6 reduziu a PEE (de 2,26% para 2,23%) e aumentou a geração anual líquida (de 4,267 GWh para 4,268 GWh), o aerogerador 7 reduziu a PEE (de 10,99% para 9,64%) e aumentou a geração anual líquida (de 3,886 GWh para 3,945 GWh), o aerogerador 8 reduziu a PEE (de 5,1% para 4,05%) e aumentou a geração anual líquida (4,143 GWh para 4,189 GWh).

Na comparação entre os cenários 1, 2 e 3, o cenário 3 com o reposicionamento coletivo foi o que obteve os melhores resultados de ganhos para o parque eólico Parnaíba, com redução de 3,8% para 3,45% (redução de 0,35%) nas PEE e aumento da geração anual líquida de 33,596 GWh para 33,721 GWh (aumento de 0,125 GWh).

### **5.3.4 Distanciamento entre aerogeradores nos cenários 1, 2 e 3**

A partir das localizações dos aerogeradores nos cenários 1, 2 e 3 da Tabela 27, a Tabela 28 apresenta os distanciamentos verificados pelo *Wasp* (em metros) entre os oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba nos cenários 1, 2 e 3.

Tabela 28 – Medições dos D do parque eólico Parnaíba feito pelo *Wasp* nos cenários 1, 2 e 3.

		para AEG1	para AEG2	para AEG3	para AEG4	para AEG5	para AEG6	para AEG7	para AEG8
A partir do AEG1	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	0	187,36	345,01	548,13	904,56	1065,05	1.578,53	1.692,28
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	0	187,36	345,01	548,13	904,56	1.065,05	1.638,15	1.692,28
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	0	187,36	345,01	548,13	956,21	1.065,05	1.578,53	1.692,28
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	0	187,36	345,01	548,13	904,56	1.065,05	1.578,53	1.964,04
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	0	187,36	345,01	548,13	956,21	1.065,05	1.638,15	1.964,04
A partir do AEG2		para AEG1	para AEG2	para AEG3	para AEG4	para AEG5	para AEG6	para AEG7	para AEG8
	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	187,36	0	173,93	370,17	826,94	956,04	1.525,99	1.623,77
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	187,36	0	173,93	370,17	826,94	956,04	1.589,42	1.623,77
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	187,36	0	173,93	370,17	884,81	956,04	1.525,99	1.623,77
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	187,36	0	173,93	370,17	826,94	956,04	1.525,99	1.904,60
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	187,36	0	173,93	370,17	884,81	956,04	1.589,42	1.904,60
A partir do AEG3		para AEG1	para AEG2	para AEG3	para AEG4	para AEG5	para AEG6	para AEG7	para AEG8
	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	345,01	173,93	0	203,55	695,43	800,75	1.402,72	1.488,66
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	345,01	173,93	0	203,55	695,43	800,75	1.468,40	1.488,66
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	345,01	173,93	0	203,55	756,61	800,75	1.402,72	1.488,66
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	345,01	173,93	0	203,55	695,43	800,75	1.402,72	1.774,08
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	345,01	173,93	0	203,55	756,61	800,75	1.468,40	1.774,08
A partir do AEG4		para AEG1	para AEG2	para AEG3	para AEG4	para AEG5	para AEG6	para AEG7	para AEG8
	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	548,13	370,17	203,55	0	647,41	694,58	1.346,69	1.410,50
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	548,13	370,17	203,55	0	647,41	694,58	1.415,14	1.410,50
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	548,13	370,17	203,55	0	711,20	694,58	1.346,69	1.410,50
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	548,13	370,17	203,55	0	647,41	694,58	1.346,69	1.700,99
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	548,13	370,17	203,55	0	711,20	694,58	1.415,14	1.700,99
A partir do AEG5		para AEG1	para AEG2	para AEG3	para AEG4	para AEG5	para AEG6	para AEG7	para AEG8
	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	904,56	826,94	695,43	647,41	0	231,95	708,09	796,86
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	904,56	826,94	695,43	647,41	0	231,95	774,70	796,86
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	956,21	884,81	756,61	711,20	0	238,85	646,18	739,64
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	904,56	826,94	695,43	647,41	0	231,95	708,09	1.079,47
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	956,21	884,81	756,61	711,20	0	238,85	712,33	1.020,07
A partir do AEG6		para AEG1	para AEG2	para AEG3	para AEG4	para AEG5	para AEG6	para AEG7	para AEG8
	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	1.065,05	956,04	800,75	694,58	231,95	0	686,11	722,67
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	1.065,05	956,04	800,75	694,58	231,95	0	756,22	722,67
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	1.065,05	956,04	800,75	694,58	238,85	0	686,11	722,67
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	1.065,05	956,04	800,75	694,58	231,95	0	686,11	1.014,26
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	1.065,05	956,04	800,75	694,58	238,85	0	756,22	1.014,26
A partir do AEG7		para AEG1	para AEG2	para AEG3	para AEG4	para AEG5	para AEG6	para AEG7	para AEG8
	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	1.578,53	1.525,99	1.402,72	1.346,69	708,09	686,11	0	179,04
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	1.638,15	1.589,42	1.468,40	1.415,14	774,70	756,22	0	187,03
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	1.578,53	1.525,99	1.402,72	1.346,69	646,18	686,11	0	179,04
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	1.578,53	1.525,99	1.402,72	1.346,69	708,09	686,11	0	388,35
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	1.638,15	1.589,42	1.468,40	1.415,14	712,33	756,22	0	337,81
A partir do AEG8		para AEG1	para AEG2	para AEG3	para AEG4	para AEG5	para AEG6	para AEG7	para AEG8
	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	1.692,28	1.623,77	1.488,66	1.410,50	796,86	722,67	179,04	0
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	1.692,28	1.623,77	1.488,66	1.410,50	796,86	722,67	187,03	0
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	1.692,28	1.623,77	1.488,66	1.410,50	739,64	722,67	179,04	0
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	1.964,04	1.904,60	1.774,08	1.700,99	1.079,47	1.014,26	388,35	0
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	1.964,04	1.904,60	1.774,08	1.700,99	1.020,07	1.014,26	337,81	0

Fonte: (WASP, 2022).

A partir dos dados da Tabela 24 e Tabela 28, a Tabela 29 apresenta um comparativo das medições (em metros) de DL, DF, DLM e DFM feitas pelo *Google Earth* e *Wasp* de cada aerogerador no cenário 1 do parque eólico Parnaíba.

Tabela 29 – Comparativo das medições do DL, DF, DLM e DFM do parque eólico Parnaíba feitas pelo *Google Earth* e *Wasp* no cenário 1.

<b>AEROGERADOR REFERÊNCIA</b>	<b>DL, DF, DLM e DFM</b>	<b>Medição <i>Google Earth</i> (m)</b>	<b>Medição <i>Wasp</i> (m)</b>
AEROGERADOR 1	DL (AEROGERADOR 1 - AEROGERADOR 2)	188	187,36
	DF (AEROGERADOR 1 - AEROGERADOR 5)	906	904,56
	DF (AEROGERADOR 1 - AEROGERADOR 6)	1065	1065,5
AEROGERADOR 2	DL (AEROGERADOR 2 - AEROGERADOR 1)	188	187,36
	DL (AEROGERADOR 2 - AEROGERADOR 3)	174	173,93
	DF (AEROGERADOR 2 - AEROGERADOR 5)	825	826,94
	DF (AEROGERADOR 2 - AEROGERADOR 6)	955	956,04
AEROGERADOR 3	DL (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 2)	174	173,93
	DL (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 4)	204	203,55
	DF (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 5)	695	695,43
	DF (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 6)	800	800,75
AEROGERADOR 4	DL (AEROGERADOR 4 - AEROGERADOR 3)	204	203,55
	DF (AEROGERADOR 4 - AEROGERADOR 5)	645	647,41
	DF (AEROGERADOR 4 - AEROGERADOR 6)	695	694,58
AEROGERADOR 5	DL (AEROGERADOR 5 - AEROGERADOR 6)	233	231,95
	DF (AEROGERADOR 5 - AEROGERADOR 7)	710	708,09
	DF (AEROGERADOR 5 - AEROGERADOR 8)	799	796,86
AEROGERADOR 6	DL (AEROGERADOR 6 - AEROGERADOR 5)	233	231,95
	DF (AEROGERADOR 6 - AEROGERADOR 7)	687	686,11
	DF (AEROGERADOR 6 - AEROGERADOR 8)	723	722,67
AEROGERADOR 7	DL (AEROGERADOR 7 - AEROGERADOR 8)	179	179,04
AEROGERADOR 8	DL (AEROGERADOR 8 - AEROGERADOR 7)	179	179,04
-	DLM	195,60	195,17
-	DFM	792,08	792,08

Fonte: (*GOOGLE EARTH*, 2021); (*WASP*, 2022); elaborado pelo autor.

A partir das medições de DF (linhas verdes) da Figura 41 (aerogerador 7), Figura 45 (aerogerador 5) e Figura 48 (aerogerador 8), e dos dados da Tabela 28, a Tabela 30 apresenta um comparativo das medições (em metros) feitas pelo *Google Earth* e *Wasp* após aumento do DF dos aerogeradores 5, 7 e 8 no cenário 2 do parque eólico Parnaíba.

Tabela 30 – Comparativo das medições de DF feitas pelo *Google Earth* e *Wasp* no cenário 2.

<b>AEROGERADOR REFERÊNCIA</b>	<b>DF</b>	<b>Medição <i>Google Earth</i> (m)</b>	<b>Medição <i>Wasp</i> (m)</b>
AEROGERADOR 5	DF (AEROGERADOR 5 - AEROGERADOR 4)	710	711,20
AEROGERADOR 7	DF (AEROGERADOR 7 - AEROGERADOR 6)	756	756,22
AEROGERADOR 8	DF (AEROGERADOR 8 - AEROGERADOR 6)	1.012	1.014,26
-	DFM	826	827,23

Fonte: (*GOOGLE EARTH*, 2021); (*WASP*, 2022); elaborado pelo autor.

### 5.3.5 Relação entre distanciamento entre aerogeradores em função do diâmetro do rotor nos cenários 1, 2 e 3

A partir das medições dos D medidos na Tabela 28 e do DR (90 m) do aerogerador da simulação, a Tabela 31 apresenta a relação D/DR (adimensional) dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba nos cenários 1, 2 e 3.

Tabela 31 – Relação D/DR dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba nos cenários 1, 2 e 3.

		para AEG1	para AEG2	para AEG3	para AEG4	para AEG5	para AEG6	para AEG7	para AEG8
A partir do AEG1	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	0	2,1	3,8	6,1	10,1	11,8	17,5	18,8
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	0	2,1	3,8	6,1	10,1	11,8	18,2	18,8
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	0	2,1	3,8	6,1	10,6	11,8	17,5	18,8
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	0	2,1	3,8	6,1	10,1	11,8	17,5	21,8
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	0	2,1	3,8	6,1	10,6	11,8	18,2	21,8
A partir do AEG2	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	2,1	0	1,9	4,1	9,2	10,6	17,0	18,0
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	2,1	0	1,9	4,1	9,2	10,6	17,7	18,0
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	2,1	0	1,9	4,1	9,8	10,6	17,0	18,0
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	2,1	0	1,9	4,1	9,2	10,6	17,0	21,2
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	2,1	0	1,9	4,1	9,8	10,6	17,7	21,2
A partir do AEG3	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	3,8	1,9	0	2,3	7,7	8,9	15,6	16,5
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	3,8	1,9	0	2,3	7,7	8,9	16,3	16,5
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	3,8	1,9	0	2,3	8,4	8,9	15,6	16,5
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	3,8	1,9	0	2,3	7,7	8,9	15,6	19,7
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	3,8	1,9	0	2,3	8,4	8,9	16,3	19,7
A partir do AEG4	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	6,1	4,1	2,3	0	7,2	7,7	15,0	15,7
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	6,1	4,1	2,3	0	7,2	7,7	15,7	15,7
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	6,1	4,1	2,3	0	7,9	7,7	15,0	15,7
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	6,1	4,1	2,3	0	7,2	7,7	15,0	18,9
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	6,1	4,1	2,3	0	7,9	7,7	15,7	18,9
A partir do AEG5	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	10,1	9,2	7,7	7,2	0	2,6	7,9	8,9
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	10,1	9,2	7,7	7,2	0	2,6	8,6	8,9
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	10,6	9,8	8,4	7,9	0	2,7	7,2	8,2
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	10,1	9,2	7,7	7,2	0	2,6	7,9	12,0
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	10,6	9,8	8,4	7,9	0	2,7	7,9	11,3
A partir do AEG6	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	11,8	10,6	8,9	7,7	2,6	0	7,6	8,0
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	11,8	10,6	8,9	7,7	2,6	0	8,4	8,0
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	11,8	10,6	8,9	7,7	2,7	0	7,6	8,0
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	11,8	10,6	8,9	7,7	2,6	0	7,6	11,3
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	11,8	10,6	8,9	7,7	2,7	0	8,4	11,3
A partir do AEG7	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	17,5	17,0	15,6	15,0	7,9	7,6	0	2,0
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	18,2	17,7	16,3	15,7	8,6	8,4	0	2,1
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	17,5	17,0	15,6	15,0	7,2	7,6	0	2,0
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	17,5	17,0	15,6	15,0	7,9	7,6	0	4,3
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	18,2	17,7	16,3	15,7	7,9	8,4	0	3,8
A partir do AEG8	Cenário 1: Sem reposicionamento de AEG	18,8	18,0	16,5	15,7	8,9	8,0	2,0	0
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG7	18,8	18,0	16,5	15,7	8,9	8,0	2,1	0
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG5	18,8	18,0	16,5	15,7	8,2	8,0	2,0	0
	Cenário 2: Reposicionamento Individual: AEG8	21,8	21,2	19,7	18,9	12,0	11,3	4,3	0
	Cenário 3: Reposicionamento Coletivo:AEG7, AEG5 e AEG8	21,8	21,2	19,7	18,9	11,3	11,3	3,8	0

Fonte: (WASP, 2022).

Tomando como referência os aerogeradores que ficam lateralmente e frontalmente com cada aerogerador no parque eólico Parnaíba no cenário 1, a Tabela 32 apresenta um resumo da Tabela 31, com os valores da relação D/DR a partir de cada medição de DL e DF, relação D/DR a partir do DL médio (D/DRDLM) e a relação D/DR a partir do DF médio (D/DRDFM) medidos pelo *Wasp*.

Tabela 32 – Medições da relação D/DR, D/DRDLM e D/DRDFM dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba no cenário 1.

<b>AEROGERADOR REFERÊNCIA</b>	<b>DL, DF, D/DRDLM e D/DRDFM</b>	<b>D/DR (adimensional)</b>
AEROGERADOR 1	DL (AEROGERADOR 1-AEROGERADOR 2)	2,1
	DF (AEROGERADOR 1 - AEROGERADOR 5)	10,1
	DF (AEROGERADOR 1 - AEROGERADOR 6)	11,8
AEROGERADOR 2	DL (AEROGERADOR 2 - AEROGERADOR 1)	2,1
	DL (AEROGERADOR 2 - AEROGERADOR 3)	1,9
	DF (AEROGERADOR 2 - AEROGERADOR 5)	9,2
	DF (AEROGERADOR 2 - AEROGERADOR 6)	10,6
AEROGERADOR 3	DL (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 2)	1,9
	DL (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 4)	2,3
	DF (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 5)	7,7
	DF (AEROGERADOR 3 - AEROGERADOR 6)	8,9
AEROGERADOR 4	DL (AEROGERADOR 4 - AEROGERADOR 3)	2,3
	DF (AEROGERADOR 4 - AEROGERADOR 5)	7,2
	DF (AEROGERADOR 4 - AEROGERADOR 6)	7,7
AEROGERADOR 5	DL (AEROGERADOR 5 - AEROGERADOR 6)	2,6
	DF (AEROGERADOR 5 - AEROGERADOR 7)	7,9
	DF (AEROGERADOR 5 - AEROGERADOR 8)	8,9
AEROGERADOR 6	DL (AEROGERADOR 6 - AEROGERADOR 5)	2,6
	DF (AEROGERADOR 6 - AEROGERADOR 7)	7,6
	DF (AEROGERADOR 6 - AEROGERADOR 8)	8,0
AEROGERADOR 7	DL (AEROGERADOR 7 - AEROGERADOR 8)	2,0
AEROGERADOR 8	DL (AEROGERADOR 8 - AEROGERADOR 7)	2,0
-	D/DRDLM	2,18
-	D/DRDFM	8,8

Fonte: (WASP, 2022) e elaborado pelo autor.

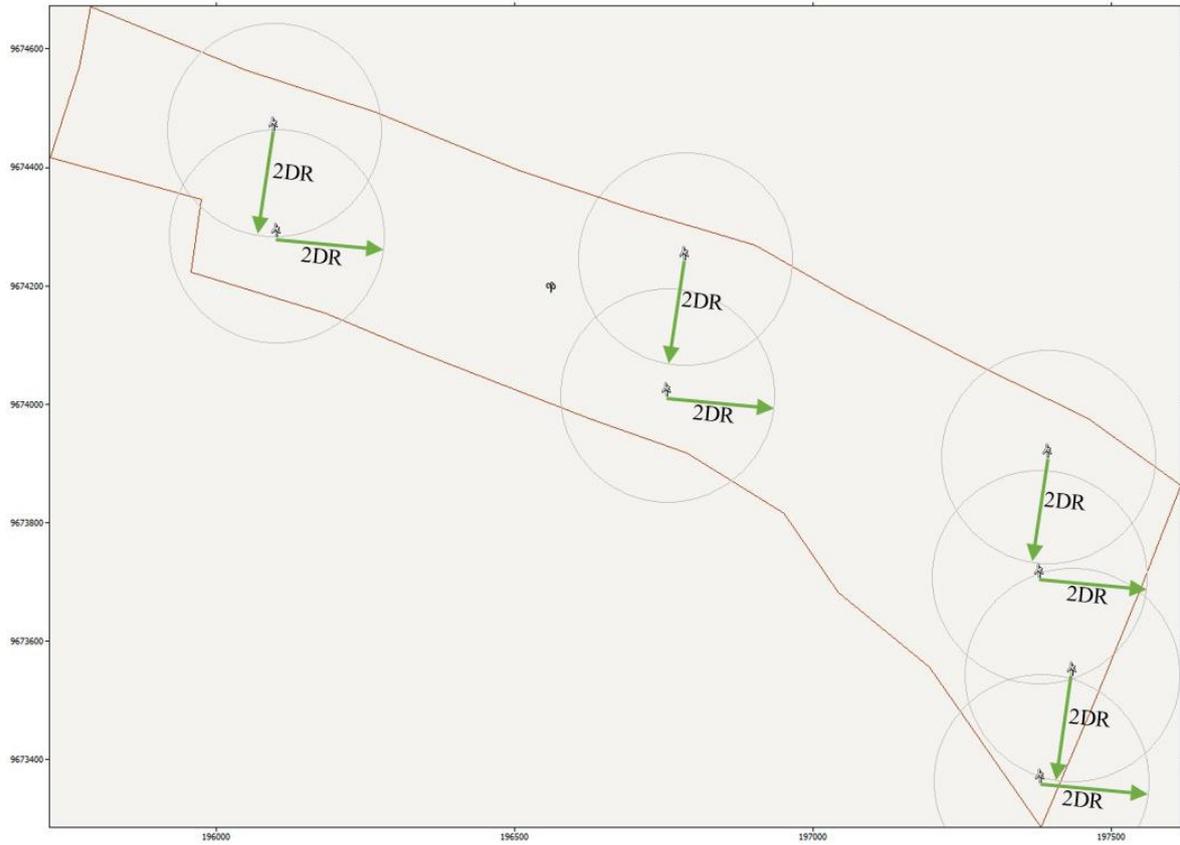
Onde:

D/DRDLM = Relação entre distanciamento entre aerogerador(es) em função do diâmetro do rotor a partir do distanciamento lateral médio (adimensional).

D/DRDFM = Relação entre distanciamento entre aerogerador(es) em função do diâmetro do rotor a partir do distanciamento frontal médio (adimensional).

A Figura 51 apresenta o distanciamento em função do diâmetro do rotor (2DR) dos oito aerogeradores do parque eólico Parnaíba no cenário 1.

Figura 51 – D em função do DR (2DR) do parque eólico Parnaíba no cenário 1.



Fonte: Adaptado de (WASP, 2022).

## 6 CONCLUSÕES

Na análise visual do *layout* e AOC dos parques eólicos analisados de Trairi-CE, verificou-se a predominância do arranjo físico radial e diferenciação na geometria e extensão das AOC. No parque eólico Icaraí, ao contrário do que a literatura apresenta, verificou-se desalinhamento entre os aerogeradores, o que afeta na uniformidade das medições e na análise do DL e DF. Quanto à análise das medições dos D dos parques eólicos analisados de Trairi-CE, a partir de uma medição em particular acima da média de 627 m do parque eólico Embuaca, verificou-se a existência de “poças d’água” entre os aerogeradores; assim, impeditivos ambientais também representam aumento no D. O parque eólico Estrela também apresentou um D acima da média de 738 m, mas ao contrário do parque eólico Embuaca, não apresenta aparente impeditivo ambiental para esse D. Se esse D em específico tivesse sido “distribuído” nos demais D do parque, os espaçamentos dos demais aerogeradores poderiam ser maiores e com valores mais uniformes, não afetando a relação MD/DR, podendo ter significado redução nas PEE e ganho na geração. Com o desenvolvimento da tecnologia dos aerogeradores há um aumento no DR; com essa evolução, em Trairi-CE, ocorreu uma diminuição na relação MD/DR, sendo a provável causa o fato da MD ter apresentado pouca variação comparada ao aumento do DR, indicando assim, um possível aumento nas PEE nesses parques eólicos. Na análise MD/DR, os parques eólicos analisados (Trairi-CE, Icaraí e Parnaíba) estão com DS ao distanciamento mínimo orientado pela norma IEC 61400-12 de 2DR; não estão, porém, em conformidade com parte da literatura e em comparação aos parques eólicos internacionais. Na análise da relação da MD e AOC dos parques eólicos analisados de Trairi-CE, o parque eólico Estrela apresentou a maior MD (308 m) e a sexta maior AOC (1,88 km<sup>2</sup>); conclui-se que uma maior MD não acarreta uma maior AOC e vice-versa, pois o complexo eólico Faísa de maior AOC (média de 5,30 km<sup>2</sup>) apresentou a segunda maior MD (305 m).

Na análise da relação MD/DR e AOC dos parques eólicos analisados de Trairi-CE, verificou-se através do parque eólico Embuaca, que uma maior relação MD/DR não acarreta necessariamente em uma maior AOC, uma vez que o parque eólico Embuaca obteve a segunda maior relação MD/DR (3,12), possuindo a segunda menor AOC (0,64 km<sup>2</sup>). A partir da comparação do parque eólico Embuaca (27,30 MW) com o complexo eólico Faísa (média de 27,30 MW), ambos com CI semelhantes, verificou-se que o complexo eólico Faísa possivelmente não usa devidamente sua AOC (média de 5,30 km<sup>2</sup>), uma vez que o parque eólico Embuaca apresentou 89,91% da relação MD/DR do complexo eólico Faísa, possuindo

apenas 12,08% de sua AOC. Desta forma, poderia ter havido uma otimização do *layout* do complexo eólico Faísa, elevando-se a relação MD/DR, o que poderia representar redução das PEE e ganho na geração. Comparando as relações AOC/CI e DC dos parques eólicos analisados de Trairi-CE com os do NREL, conclui-se que com exceção dos parques eólicos de Faísa I, Faísa II, Faísa III, Faísa IV e Faísa V, os demais parques analisados (Estrela, Mundaú, Fleixeiras I, Guajiru, Trairi e Embuaca) possuem uma quantidade baixa de AOC e uma alta concentração de CI por AOC. Na análise das AIM, novamente os parques eólicos de Faísa I, Faísa II, Faísa III, Faísa IV e Faísa V apresentaram valores de AIM superiores aos encontrados em Moreira *et al* (2015), sendo esses obtidos a partir de uma média global. O valor médio das AIM de 712,24 m<sup>2</sup>ano/MWh de Trairi-CE, comparado com o de Moreira *et al* (2015) de 1129 m<sup>2</sup>ano/MWh, indica que as AIM dos parques eólicos analisados estejam abaixo da média global.

Comparando dados de DLM, DFM e AOC do parque eólico Icarai e Parnaíba, verificou-se a proximidade das medições, indicando que se manteve coerente a geometria e *layout* na transposição do parque eólico Icarai para Parnaíba. Em relação às simulações no *Wasp*, os dados da torre de Parnaíba apresentaram velocidade média do vento de 6,06 m/s, densidade de potência de 173 W/m<sup>2</sup> e direção de vento predominante leste (setor de direção 4), concluindo que a orientação escolhida para as medições de DL e DF para o parque eólico Parnaíba foi a correta. Comparando DL, DF, DLM e DFM nos cenários 1 e 2, verificou-se a proximidade de todas as medições feitas pelo *Google Earth* e *Wasp*, concluindo que o *Wasp* interpretou corretamente as coordenadas dos aerogeradores retiradas do *Google Earth*, conseqüentemente do local do parque eólico Parnaíba. Quanto às simulações de PEE e geração anual, no cenário 1, o parque eólico Parnaíba apresentou PEE de 3,80% e geração anual de 33,596 GWh. No cenário 2, com o reposicionamento individual do aerogerador 7, surgiu PEE no setor 3 de direção de vento (ANEXO C), entrando o aerogerador 7 na esteira do aerogerador 8. Como conclusão, o reposicionamento individual com aumento do DF não necessariamente reduziu a PEE com aumento da geração anual no aerogerador que foi reposicionado; assim, todas as direções e frequências de vento também devem ser consideradas no reposicionamento, não só a que representa a direção de vento de sua esteira predominante, mas também as direções e frequências de vento dos aerogeradores que se encontram lateralmente.

No reposicionamento individual do aerogerador 5, verificou-se ganhos de eficiência no aerogerador 6, concluindo que o reposicionamento individual com o aumento do DF representa ganhos também nos aerogeradores que se encontram lateralmente. Porém, o

reposicionamento representou perdas de eficiência nos aerogeradores 7 e 8 que ficam a jusante, possivelmente pelo fato de que ao aumentar 10% do DF do aerogerador 5 em relação ao aerogerador 4, observou-se pelas medições de D do *Wasp* uma redução no DF em relação ao aerogerador 7 (de 708,09 m para 646,18 m) e aerogerador 8 (de 796,86 m para 739,64 m). Através da perda de eficiência do aerogerador 7 e aerogerador 8, conclui-se que as PEE afetam não só o aerogerador que está mais frontal a jusante (aerogerador 7), mas também o aerogerador menos frontal (aerogerador 8); assim, as medições e aumento do DF devem levar em conta todos os aerogeradores que se encontram a jusante do aerogerador reposicionado. Em comparação com o cenário 1, no cenário 2 o reposicionamento individual do aerogerador 8 foi o que apresentou os melhores resultados de redução de PEE (3,71%) e aumento de geração anual (33,629 GWh) para o parque eólico Parnaíba; assim, devido ao aumento de DF ser o maior entre os aerogeradores reposicionados (40%), reposicionado para uma área antes não ocupada e não possuir a jusante outros aerogeradores, esses fatores tenham sido os responsáveis pelos ganhos de eficiência, podendo indicar uma possível metodologia de ordem de reposicionamento de aerogeradores e mudança de *layout* em um parque eólico. Comparando os cenários 1, 2 e 3, verificou-se que os aerogeradores 1, 2, 3 e 4 não alteraram seus valores de geração anual líquida e PEE, devido esses aerogeradores não se encontrarem na esteira de nenhum outro aerogerador em ambos os três cenários. Verificou-se que o cenário 3, com reposicionamento coletivo de aerogeradores, foi o que apresentou os melhores resultados de redução de PEE (3,45%) e aumento de geração anual (33,721 GWh) para o parque eólico Parnaíba, mostrando-se nesse caso ser a melhor opção de mudança de *layout*.

A contribuição da presente dissertação está primeiramente na compilação e registro de informações dos parques eólicos do CE: não só informações técnicas de natureza elétrica, mas também informações a respeito da legislação, licenciamento e impactos ambientais desses empreendimentos. Outra contribuição foi a avaliação do uso das AOC dos parques eólicos analisados do CE, onde verificou-se o uso não adequado da AOC dos parques eólicos Parnaíba e Icarai, pois foi constatado 8,14% da AOC sem aerogeradores instalados, indicando que pode haver nesses e em outros parques eólicos do CE um melhor uso da AOC com aumento do DF e/ou DL, ou até mesmo a inclusão de aerogeradores, o que pode representar redução nas PEE e ganhos na geração. E por último, como principal contribuição, através das simulações no *Wasp* do parque eólico Parnaíba, verificou-se o efeito do D nas PEE e na geração.

## SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Desenvolvimento de uma metodologia de mudança de *layout* de parques eólicos através da otimização de sua AOC.
- Análise da influência da geometria da AOC e desalinhamento entre aerogeradores nos D, nas PEE e na geração anual de parque eólicos.
- Estudo comparativo e validação das AIM dos parques eólicos do CE com as de parques eólicos internacionais.

## REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA. Energia eólica: os bons ventos do Brasil infovento 18. 2020
- ABEEÓLICA. Energia eólica: os bons ventos do Brasil infovento 25. 2022
- ABEEÓLICA. Boletim anual de geração eólica 2017. 2017.
- ABEEÓLICA. Boletim anual de geração eólica 2018. 2018.
- ABEEÓLICA. Boletim anual de geração eólica 2019. 2019.
- ADECE. Atlas eólico e solar apresenta potenciais de geração do Ceará. Disponível em: <http://investeceara.adece.ce.gov.br/atlas-eolico-e-solar-apresenta-potenciais-de-geracao-do-ceara>. Acesso em: 21 maio 2022.
- ALÉ, J. A. V.; SIMIONI, G. C. DA S.; HACK, P. DA S. Aspectos da calibração de anemômetros nos empreendimentos eólicos. 2008.
- ANEEL. SIGA - Sistema de Informações de Geração da ANEEL Disponível em: <https://dados.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>. Acesso em: 22 maio 2022.
- ATLAS EÓLICO E SOLAR do Ceará. Curitiba: Camargo Schubert Engenheiros Associados, 2019.
- ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO. Brasília: AMARANTE *et al.*, 2001, 2001.
- BRASELCO. Ficha de instalação de torre anemométrica. Fortaleza, 2012.
- CANALENERGIA. Potencial eólico onshore brasileiro pode ser de 880 GW, indica estudo. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/31738562/potencial-eolico-onshore-brasileiro-pode-ser-de-880-gw-indica-estudo>. Acesso em: 21 maio 2022.
- CARNEIRO, T. C. Caracterização de potencial eólico para fins de geração eolielétrica: estudo de caso para Maracanaú (CE), Parnaíba (PI) e Petrolina (PI). 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2014.
- CARVALHO, P. C. M. *et al.* Land requirement scenarios of PV plants in Brazil. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, v. 1, n. 16, p. 170–174, 2018.
- CARVALHO, D. N. *et al.* Critérios usados na definição de áreas de influências, impactos e programas ambientais em estudos de impacto ambiental de usinas hidrelétricas brasileiras. *Geociências*, v. 37, n. 3, p. 639–653, 2018.
- CASTRO, R. M. G. Introdução à energia eólica. Lisboa, 2009.
- CEARÁ. Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará. Mesorregiões geográficas. Fortaleza: IPECE, 2022.

CHAVES, C. M. N. D. M. Utilização do modelo numérico WRF para fins de geração eólicoelétrica: estudo de caso para Maracanaú, Ceará. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013.

CHOI, J.; SHAN, M. Advancement of jensen (park) wake model. In: Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–8.

COMMISSION, I. E. IEC 61400-12-1: power performance measurements of electricity producing wind turbines. 2005.

COMMISSION, I. E. IEC 61400-1: wind turbines – part 1: design requirements. 2005.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE. Resolução CONAMA nº 1, de 23 de janeiro de 1986. Brasília, 1986.

CTGÁS-ER. Normalização e desempenho de aerogeradores. Natal, 2012.

DE OLIVEIRA, K. L. M.; PENIDO, D. R. R.; DE ARAUJO, L. R. Planning of the wind farm distribution network using heuristic methods. IEEE Latin America Transactions, v. 16, n. 12, p. 2917–2924, 2018.

EPE. Balanço energético nacional 2021. Rio de Janeiro, 2021.

EPE. Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro, 2016.

FERREIRA, H. T. Energia eólica: barreiras a sua participação no setor elétrico brasileiro. 2008. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

FRANDSEN, S. T. Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters. 2007. Tese (Doctor Technices) – Risø National Laboratory, Technical University of Denmark, Roskilde, 2007.

GOOGLE. Google earth pro. 2021. Disponível em: <https://www.google.com.br/intl/pt-BR/earth/>.

GWEC. Global Wind Report 2022. 2022.

HODGE, B. K. Sistemas e aplicações de energia alternativa. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

IPECE. Panorama da produção de energia elétrica no Estado do Ceará: um enfoque para a matriz eólica. Fortaleza: Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará, 2018- . ISSN 2594-8717.

KATIC, I.; HØJSTRUP, J.; JENSEN, N. A simple model for cluster efficiency. In: European Wind Energy Association Conference and Exhibition. Roma: [s.n.], 1986. p. 407–410.

LEÃO, R. P. S.; ANTUNES, F. L. M.; FROTA, E. E. As perspectivas da energia eólica no estado do Ceará, 1999.

LETCHER, T. M. Wind energy engineering. London: ELSEVIER, 2017.

MOREIRA, J. M. L. *et al.* Sustainability deterioration of electricity generation in Brazil. Energy Policy, v. 87, p. 334–346, 2015.

MOREIRA, J. R. S. Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.

NETO, M. R. B.; CARVALHO, P. C. M. DE. Geração de energia elétrica. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012.

NREL. Land-use requirements of modern wind power plants in the United States. Colorado, 2009.

OLIVEIRA, K. L. M. DE. Otimização da rede coletora de média tensão de parques eólicos utilizando um algoritmo genético modificado. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2016.

ONS. Dados da geração eólica. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-eolica.aspx>. Acesso em: 21 maio 2022. Acesso em: 21 maio 2022.

PAVINATTO, E. F. Ferramenta para auxílio à análise de viabilidade técnica da conexão de parques eólicos à rede elétrica. 2005. Tese (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

PINTO, M. DE O. Fundamentos de energia eólica. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

RENKEMA, D. J. Validation of wind turbine wake models. 2007. Dissertação – Faculty of Aerospace Engineering, Delft University of Technology, 2007.

SÁ, F. I. P. DE. Efeito da esteira de aerogeradores sobre a produção do parque eólico de Beberibe. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

SCHULTZ, D. J. *et al.* Sistemas complementares de energia eólica e hidráulica no Brasil. 2005

SILVA, R. V. Estudo da sensibilidade da estimativa de vento no modelo WAsp® relativa à rugosidade superficial. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2013.

STAUT, F. O processo de implantação de parques eólicos no nordeste brasileiro. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental Urbana) – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2011.

SUPERINTENDÊNCIA ESTADUAL DO MEIO AMBIENTE DO CEARÁ. Categoria: EIA-RIMA. Fortaleza: SEMACE, 2021. Disponível em: <https://www.semace.ce.gov.br/category/eia-rima>.

TECHNICAL UNIVERSITY OF DENMARK. WAsP. 2022. Disponível em: <https://www.wasp.dk/wasp>.

VITORIANO, C. T. Análise da viabilidade de instalação de plantas fotovoltaicas no Brasil pelo critério de área ocupada. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2017.

WENZEL, G. M. Projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal. 2007. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica e Mecatrônica, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

WINTER, A. C.; SEGALOVICH, R. N. Análise das condições de segurança em usinas eólicas. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2018.

WU, Y.-K. *et al.* Estimation of wake losses in an offshore wind farm by WAsP - a real project case study in Taiwan, 2015.

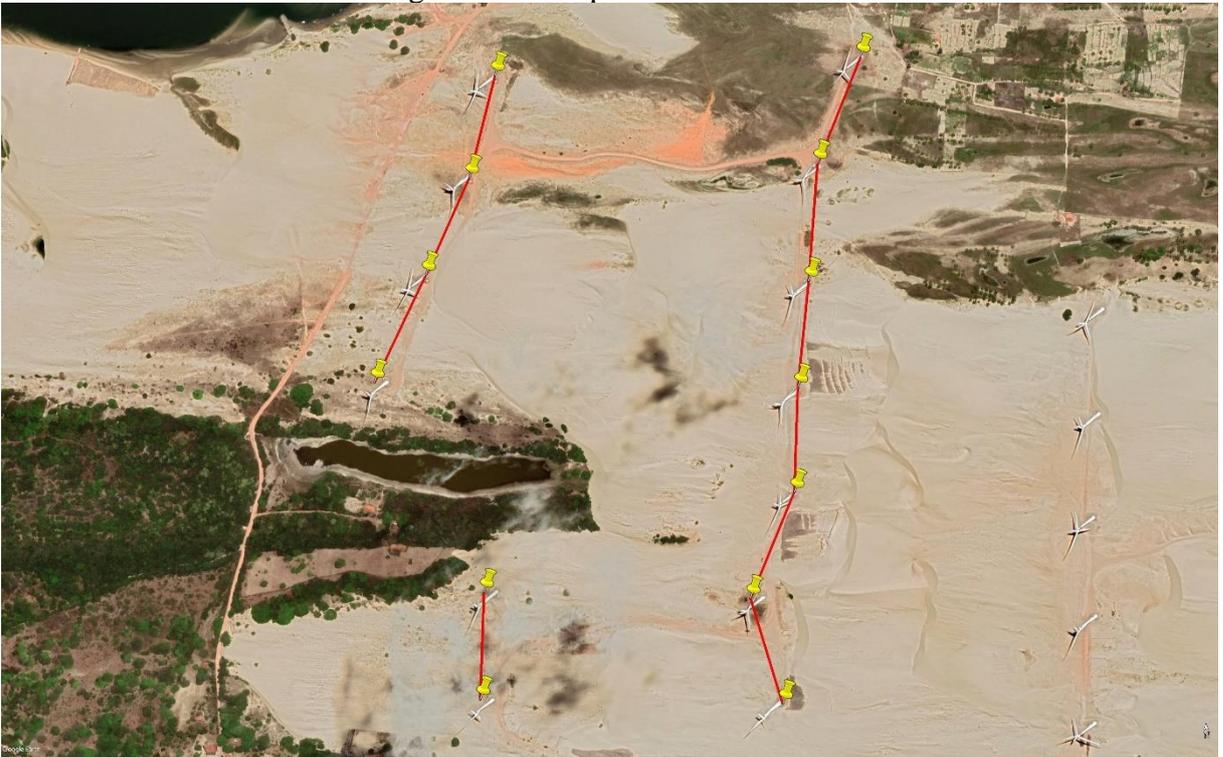
**ANEXO A – IMAGENS DOS PARQUES EÓLICOS ANALISADOS DE TRAIRI-CE E  
MEDIÇÕES DOS DISTANCIAMENTOS ENTRE AEROGERADORES**

Figura 17 – Parque eólico Estrela.



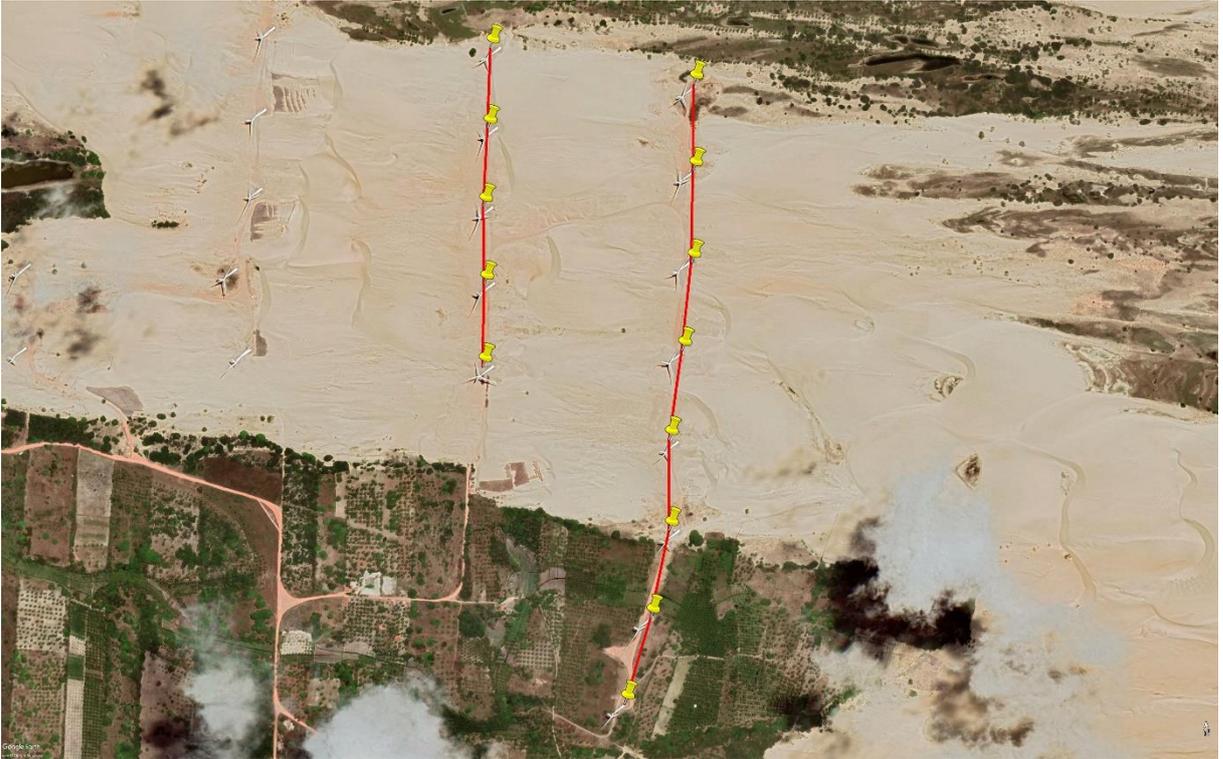
Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

Figura 18 – Parque eólico Mundaú.



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

Figura 19 – Parque eólico Fleixeiras I.



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

Figura 20 – Parque eólico Guajiru.



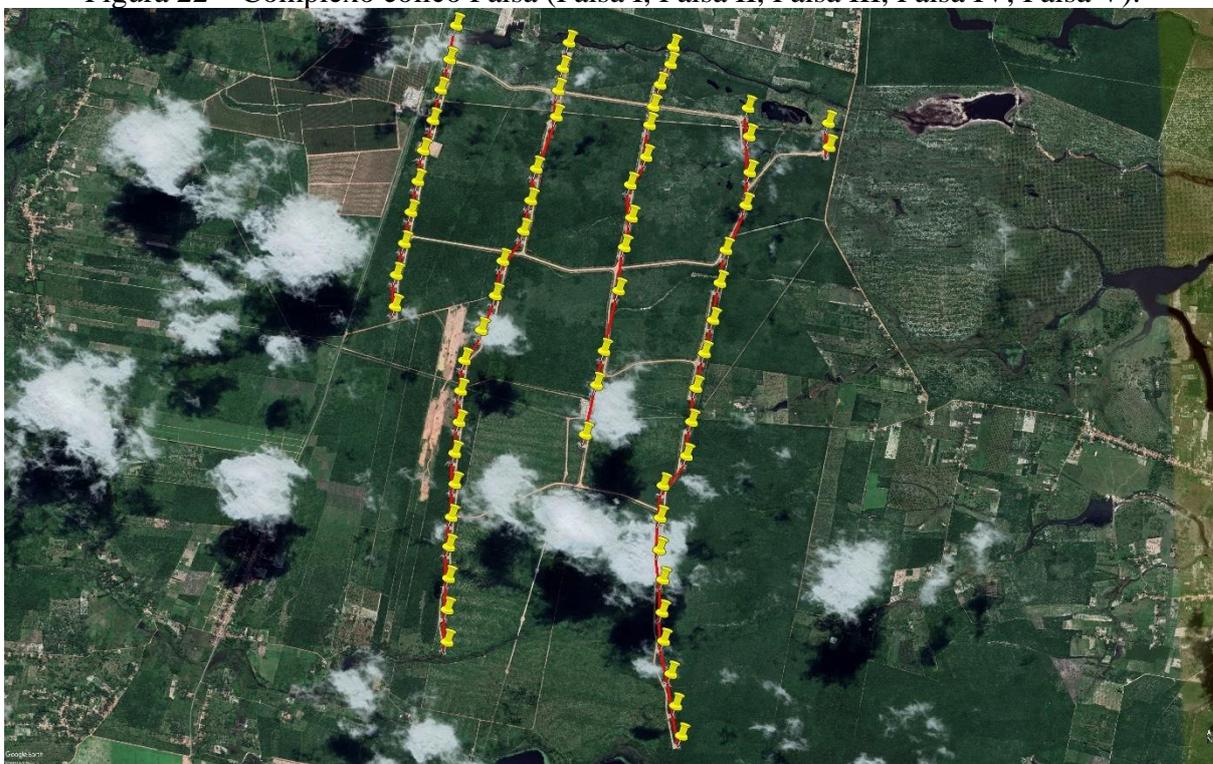
Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

Figura 21 – Parque eólico Trairi.



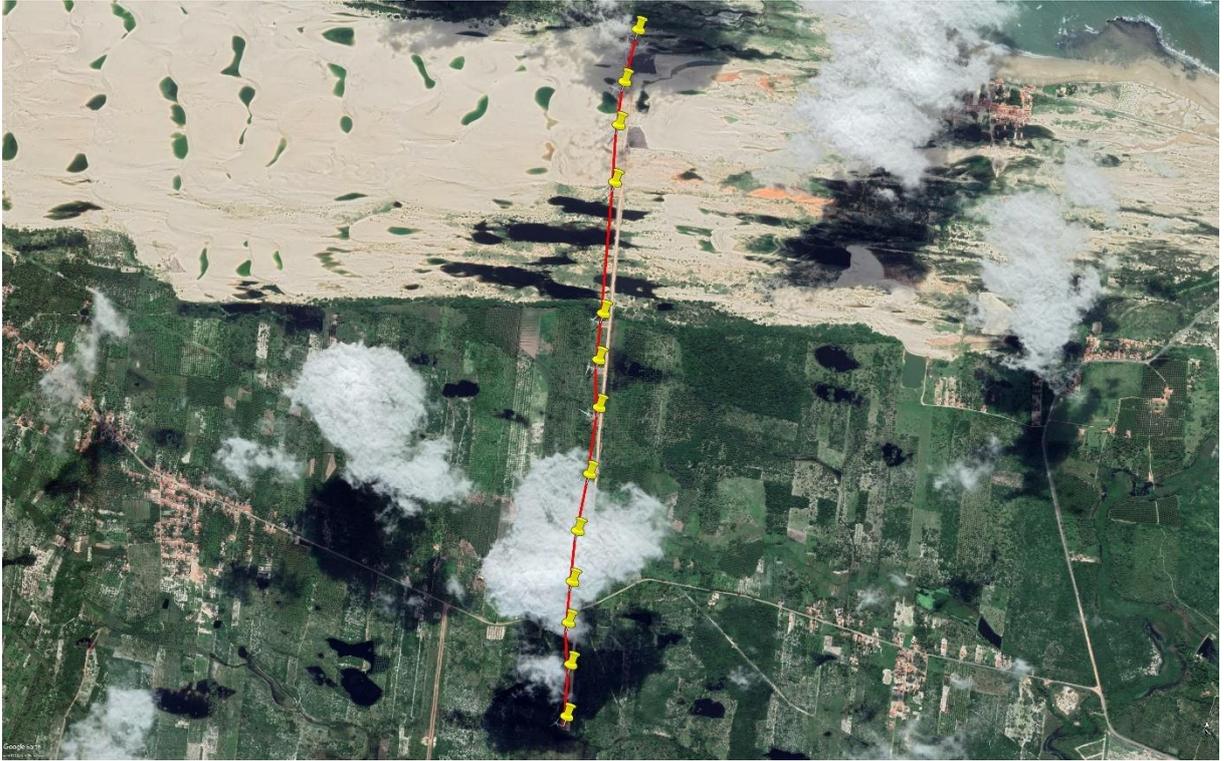
Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

Figura 22 – Complexo eólico Faísa (Faísa I, Faísa II, Faísa III, Faísa IV, Faísa V).



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

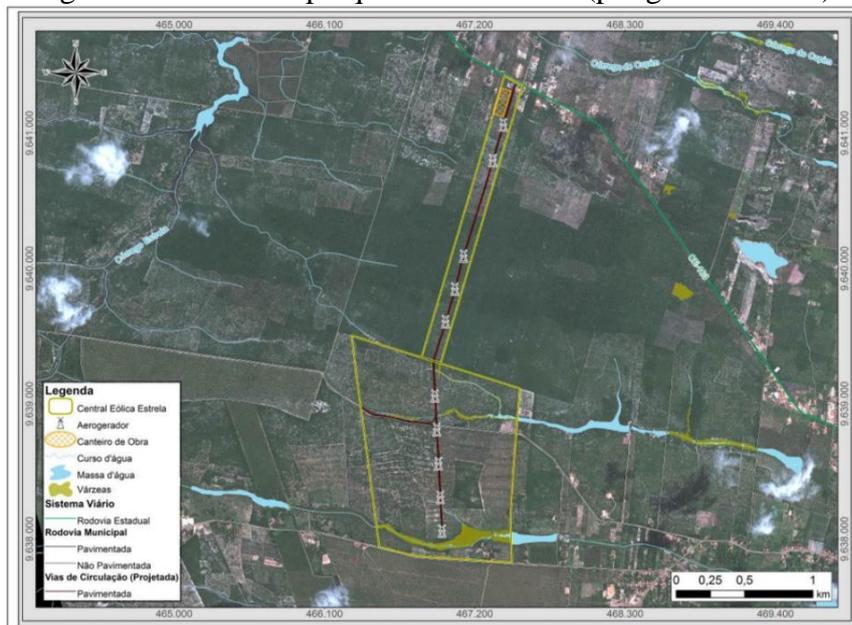
Figura 23 – Parque eólico Embuaca.



Fonte: (GOOGLE EARTH, 2021).

## ANEXO B – ÁREA OCUPADA DOS PARQUES EÓLICOS ANALISADOS DE TRAIRI-CE

Figura 24 – AOC do parque eólico Estrela (polígono amarelo).



Fonte: (SEMACE, 2021).

Figura 25 – AOC do parque eólico Mundaú (polígono vermelho).



Fonte: (SEMACE, 2021).

Figura 26 – AOC do parque eólico Fleixeiras I (polígono vermelho).



Fonte: (SEMACE, 2021).

Figura 27 – AOC do parque eólico Guajiru (polígono vermelho).



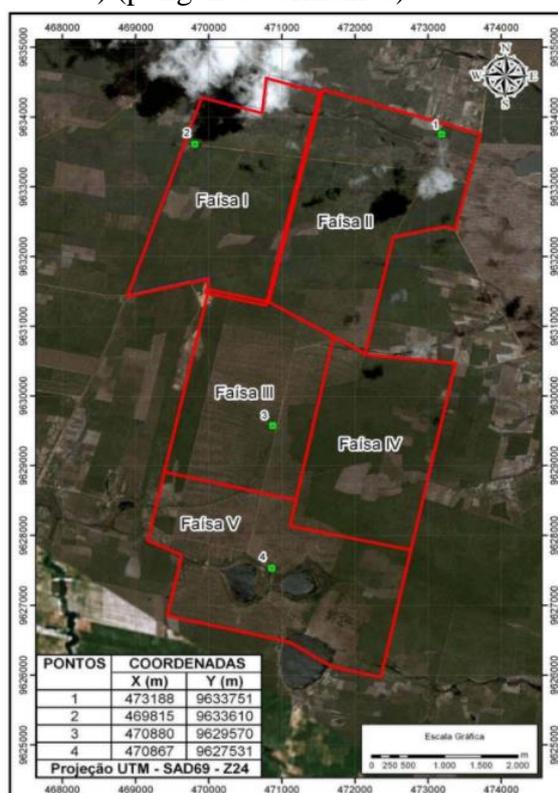
Fonte: (SEMACE, 2021).

Figura 28 – AOC do parque eólico Trairi (polígono vermelho).



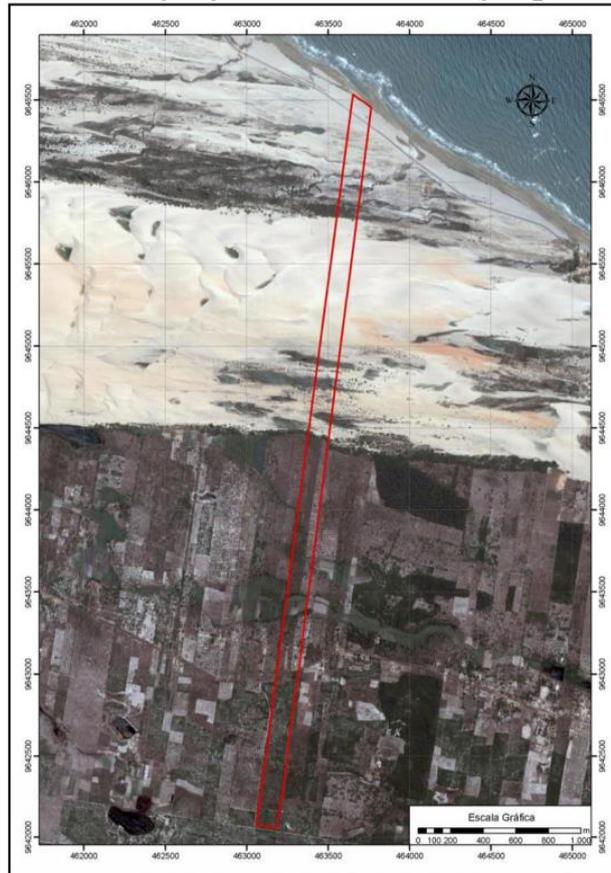
Fonte: (SEMACE, 2021).

Figura 29 – AOC do complexo eólico Faísa (Faísa I, Faísa II, Faísa III, Faísa IV, Faísa V) (polígonos vermelhos).



Fonte: (SEMACE, 2021).

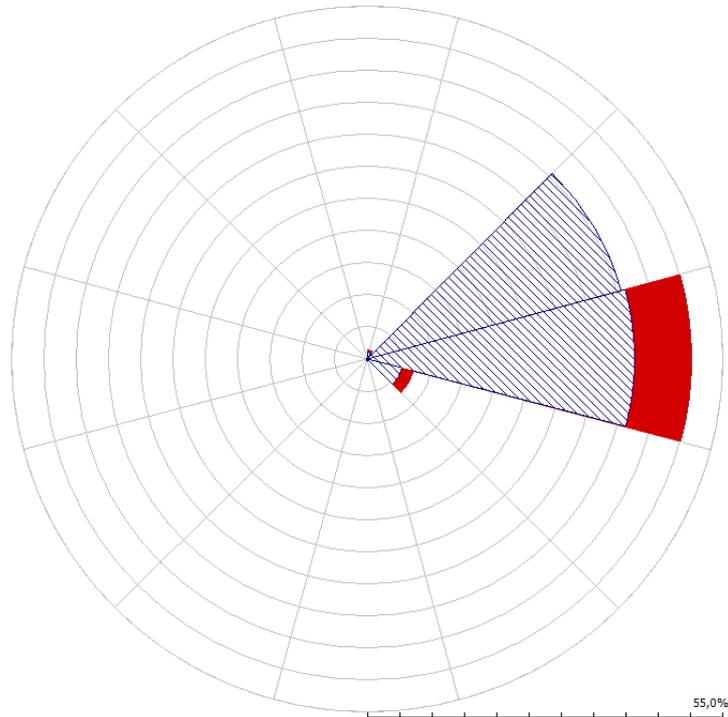
Figura 30 – AOC do parque eólico Embuaca (polígono vermelho).



Fonte: (SEMACE, 2021).

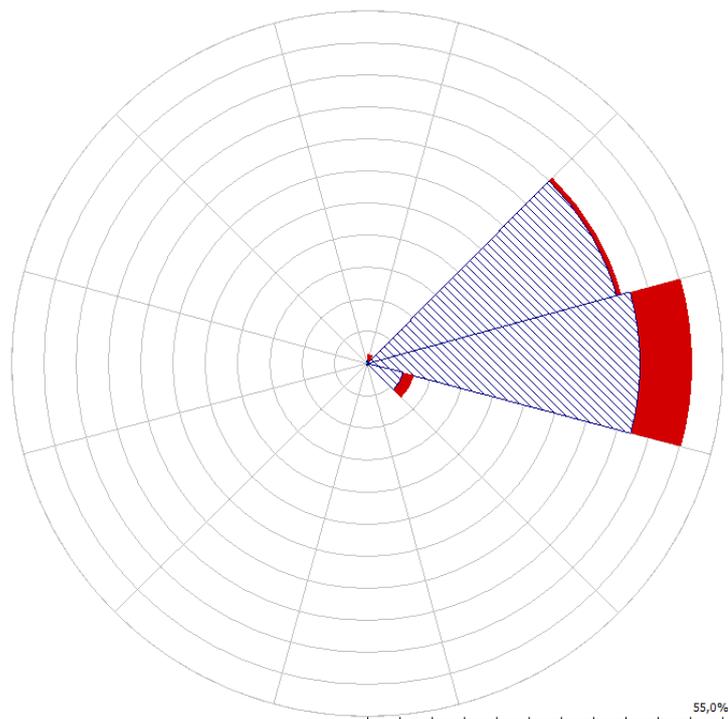
## ANEXO C – AEROGERADOR 7 DO PARQUE EÓLICO PARNAÍBA NOS CENÁRIOS 1 E 2

Figura 42 – Aerogerador 7: Cenário 1 (Sem reposicionamento de aerogeradores).



Fonte: (WASP, 2022).

Figura 43 – Aerogerador 7: Cenário 2 (Reposicionamento individual do aerogerador 7).



Fonte: (WASP, 2022).