

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Adriana Oliveira de Mendonça

Impacto na otimização do *layout* de parques eólicos *offshore* através de
diferentes modelagens de *wake effect*

Juiz de Fora

2024

Adriana Oliveira de Mendonça

Impacto na otimização do *layout* de parques eólicos *offshore* através de
diferentes modelagens de *wake effect*

Dissertação apresentada ao Programa de Pós
Graduação em Engenharia Elétrica da Univer-
sidade Federal de Juiz de Fora como requisito
parcial à obtenção do título de Mestre em
Engenharia. Área de concentração: Sistemas
de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Ivo Chaves da Silva Júnior

Juiz de Fora

2024

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Mendonça, Adriana.

Impacto na otimização do *layout* de parques eólicos *offshore* através de diferentes modelagens de *wake effect* / Adriana Oliveira de Mendonça. – 2024.

151 f. : il.

Orientador: Ivo Chaves da Silva Júnior

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de engenharia. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, 2024.

1. Palavra-chave. 2. Palavra-chave. 3. Palavra-chave. I. Chaves da Silva Junior, Ivo, orient. II. Título.

Adriana Oliveira de Mendonça

Impacto na Otimização do Layout de Parques Eólicos Offshore através de Diferentes Modelagens de Wake Effect

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestra em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 05 de setembro de 2024.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Ivo Chaves da Silva Junior - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Clóvis Bôsko Mendonça Oliveira

Universidade Federal do Maranhão

Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 25/07/2024.



Documento assinado eletronicamente por **Clóvis Bôsko Mendonça Oliveira, Usuário Externo**, em 05/09/2024, às 15:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 05/09/2024, às 15:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ivo Chaves da Silva Junior, Professor(a)**, em 05/09/2024, às 15:54, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1884476** e o código CRC **F058208E**.

Dedico este trabalho a minha mãe Rosely.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha profunda gratidão a todos que me apoiaram ao longo desta jornada de mestrado.

Primeiramente, agradeço a Deus por Sua constante presença em minha vida, guiando-me e fortalecendo-me nos momentos desafiadores.

Aos meus familiares e amigos, sou grata pelo apoio incondicional e encorajamento, especialmente nos últimos dois anos.

Um agradecimento especial ao meu orientador, Ivo Chaves da Silva Júnior, por acreditar em meu potencial, pelas inúmeras oportunidades e pelos valiosos ensinamentos compartilhados durante o curso. Agradeço ao Grupo de Otimização Heurística e Bioinspirada (GOHB) pela colaboração em busca de conhecimento ao longo de todo o processo.

Agradeço também à Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPEE) e a todos os professores que contribuíram para a minha formação.

Gostaria ainda de agradecer à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro e pelas oportunidades proporcionadas. O suporte da CAPES foi crucial para a realização deste trabalho e para o meu crescimento acadêmico.

Agradeço também ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) (Processo: 303677/2022-8), à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) e ao Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE).

A todos, meu sincero obrigada.

“Os tristes acham que o vento geme; os alegres acham que ele canta.”

Luís Fernando Veríssimo

RESUMO

Com o aumento da penetração da energia eólica na matriz elétrica global e brasileira, a análise de suas características se torna essencial. A otimização do *layout* das turbinas é crucial para maximizar a eficiência energética, minimizando o efeito de esteira (*wake effect*). Esse efeito reduz a velocidade do vento nas turbinas a jusante, resultando em menor potência extraída e aumento da carga estrutural devido à maior turbulência. Isso leva ao desgaste adicional e à redução da eficiência operacional das turbinas a jusante. Diversos modelos foram desenvolvidos para simular o efeito de esteira, cada um com características e aplicabilidades específicas. Cada modelo possui parâmetros distintos que devem ser calibrados adequadamente. A escolha do modelo depende das necessidades específicas de modelagem, complexidade do *layout* do parque, localização e disponibilidade de dados para calibração. Este trabalho propõe comparar esses modelos para usinas eólicas *offshore* no Brasil, visando determinar as diferenças de potência calculadas e os *layouts* identificados como ótimos para cada modelo. Este estudo analisa cinco modelos de efeito de esteira: Jensen, Larsen, Frandsen, 2D-k Jensen e Jensen Gaussiano, em um parque fictício e posteriormente em dois parques eólicos *offshore* em licenciamento no nordeste do Brasil. A análise possibilitou uma comparação detalhada da complexidade e da modelagem dos diferentes modelos, além de uma avaliação das variações nas estimativas de energia e nos *layouts* otimizados pelos algoritmos. O modelo de Jensen se destaca por sua simplicidade, enquanto o modelo de Frandsen e o de Larsen tendem a serem os mais otimistas. Em contraste, o modelo 2D-k Jensen e o Jensen Gaussiano apresentam uma perspectiva mais pessimista. Para resolver o problema de *layout* de parques eólicos, é necessário utilizar ferramentas computacionais e métodos apropriados devido à complexidade do problema como métodos heurísticos. Neste estudo, utilizou-se o *Bat Algorithm* (BA), uma técnica de otimização global inspirada na ecolocalização dos morcegos, que mapeia o ambiente e localiza presas e obstáculos usando ondas ultrassônicas. A análise comparativa dos modelos de efeito de esteira e a aplicação do BA para otimização de *layout* em parques eólicos *offshore* no Brasil destacam a importância de uma modelagem precisa e de métodos de soluções eficazes. A escolha adequada do modelo de efeito de esteira e a otimização eficiente do *layout* são essenciais para maximizar a geração de energia e assegurar a sustentabilidade e viabilidade econômica dos projetos eólicos *offshore*.

Palavras-chave: *Wake Effect*. Energia Eólica. Usina Eólica Offshore. Otimização *Layout*. *Bat Algorithm*.

ABSTRACT

With the increasing penetration of wind energy in both global and Brazilian energy matrices, analyzing its characteristics becomes essential. Optimizing turbine layout is crucial to maximize energy efficiency while minimizing the wake effect. This effect reduces wind speed for downstream turbines, resulting in lower power extraction and increased structural load due to higher turbulence. This leads to additional wear and reduced operational efficiency of downstream turbines.

Several models have been developed to simulate the wake effect, each with specific characteristics and applicability. Each model has distinct parameters that must be properly calibrated. The choice of model depends on the specific modeling needs, wind farm layout complexity, location, and availability of calibration data. This work proposes a comparison of these models for offshore wind farms in Brazil, aiming to determine the differences in calculated power and the layouts identified as optimal for each model.

This study analyzes five wake effect models: Jensen, Larsen, Frandsen, 2D-k Jensen, and Gaussian Jensen in a fictional wind farm and later in two offshore wind farms undergoing licensing in northeastern Brazil. The analysis allowed for a detailed comparison of the complexity and modeling of the different models, as well as an evaluation of variations in energy estimates and layouts optimized by the algorithms. The Jensen model stands out for its simplicity, while the Frandsen and Larsen models tend to be more optimistic. In contrast, the 2D-k Jensen and Gaussian Jensen models present a more pessimistic perspective.

To solve the wind farm layout problem, computational tools and appropriate methods are required due to the complexity of the problem, such as heuristic methods. In this study, the Bat Algorithm (BA), a global optimization technique inspired by bats' echolocation, which maps the environment and locates prey and obstacles using ultrasonic waves, was used.

The comparative analysis of wake effect models and the application of the BA for layout optimization in offshore wind farms in Brazil highlight the importance of precise modeling and effective solution methods. The proper choice of wake effect model and efficient layout optimization are essential to maximize energy generation and ensure the sustainability and economic viability of offshore wind projects.

Keywords: Wake Effect. Wind Power. Offshore Wind Farms. Turbine Layout Optimization. Bat Algorithm.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Ilustrações da descrição de Heron de Alexandria.	19
Figura 2 – Modelo de moinho persa (Deutsches Museum, Munique, Alemanha). . .	20
Figura 3 – Registros de moinhos de vento na arte renascentista e impressionista. . .	20
Figura 4 – Moinhos turísticos do Brasil.	21
Figura 5 – Fotografias da construção eólica de James Blyth.	22
Figura 6 – Fotografia de la Cour e de seu local de trabalho.	23
Figura 7 – Museu Poul la Cour.	23
Figura 8 – Trabalho de Hermann Honnef na Alemanha na década de 1930.	24
Figura 9 – Crescimento do tamanho das turbinas eólicas 1980-2030.	25
Figura 10 – Capacidade Eólica Mundial.	26
Figura 11 – Potência instalada de energia eólica atualmente.	26
Figura 12 – Matriz Elétrica Brasileira.	27
Figura 13 – Estados do Brasil com maior geração de Energia Eólica em 2023.	27
Figura 14 – Evolução da capacidade instalada no SIN - Maio 2024/Dezembro 2028.	28
Figura 15 – Fator de Capacidade Médio no Brasil.	29
Figura 16 – Fator de capacidade médio dos estados brasileiros.	30
Figura 17 – Projetos eólicos <i>offshore</i> do Brasil.	31
Figura 18 – Evolução da demanda de licenciamento.	31
Figura 19 – Parte do mapa dos projetos eólicos <i>offshore</i> do Brasil.	32
Figura 20 – Características dos projetos eólicos <i>offshore</i> no Brasil.	33
Figura 21 – Aerogeradores presentes nos projetos eólicos <i>offshore</i> no Brasil.	33
Figura 22 – Empreendedores presentes nos projetos eólicos <i>offshore</i> no Brasil.	34
Figura 23 – Diversificação dos empreendedores nos projetos eólicos <i>offshore</i> no Brasil.	34
Figura 24 – Desafio na instalação de usinas eólicas <i>offshore</i>	36
Figura 25 – Fotografias de instalação <i>offshore</i>	37
Figura 26 – Transporte da hélice da turbina eólica.	38
Figura 27 – Fundação fixa e flutuante, respectivamente.	39
Figura 28 – Fotografia do fenômeno do <i>wake effect</i>	49
Figura 29 – Comparação da esteira de três modelos analisados de <i>wake effect</i>	54
Figura 30 – Modelo de Jensen.	57
Figura 31 – Modelo de Larsen.	59
Figura 32 – Modelo de Frandsen.	60
Figura 33 – Modelo de 2D-k Jensen.	62
Figura 34 – Intervalo de tolerância da distribuição gaussiana.	63
Figura 35 – Potência Extraída das turbinas.	65
Figura 36 – Múltiplos <i>wake effects</i>	65
Figura 37 – Interferência parcial do <i>wake effect</i>	66

Figura 38 – Geometria formada pela interferência parcial.	66
Figura 39 – Divisão das áreas para o cálculo.	66
Figura 40 – Parque 4x4.	68
Figura 41 – Matriz interferência do parque 4x4 - 0°.	68
Figura 42 – Matriz interferência do parque 4x4 - 30°.	70
Figura 43 – Interferência no parque 4x4.	70
Figura 44 – Fluxograma do BA Modificado.	76
Figura 45 – Rosa dos ventos do Parque Fictício.	78
Figura 46 – <i>Boxplot</i> da potência - Parque Fictício - Haliade-X.	79
Figura 47 – <i>Boxplot</i> do tempo - Parque Fictício - Haliade-X.	80
Figura 48 – <i>Layouts</i> otimizados pelos diferentes modelos de <i>wake effect</i> - Parque Fictício - Haliade-X.	81
Figura 49 – Esteira no <i>layout</i> de Jensen - Parte 1 - Parque Fictício - Haliade-X.	83
Figura 50 – Esteira no <i>layout</i> de Jensen - Parte 2 - Parque Fictício - Haliade-X.	84
Figura 51 – <i>Boxplot</i> da potência - Parque Fictício - V236.	85
Figura 52 – <i>Boxplot</i> do tempo - Parque Fictício - V236.	86
Figura 53 – <i>Layouts</i> otimizados pelos diferentes modelos de <i>wake effect</i> - Parque Fictício - V236.	87
Figura 54 – Esteira no <i>layout</i> de Jensen - Parte 1 - Parque Fictício - V236.	89
Figura 55 – Esteira no <i>layout</i> de Jensen - Parte 2 - Parque Fictício - V236.	90
Figura 56 – Rosa dos ventos do Parque Pedra Grande.	91
Figura 57 – Localização do Parque Pedra Grande.	91
Figura 58 – <i>Layout</i> do Parque Pedra Grande.	92
Figura 59 – Potência do <i>layout</i> licenciado e otimizado - Parque Pedra Grande.	93
Figura 60 – <i>Boxplot</i> da potência - Parque Pedra Grande.	94
Figura 61 – <i>Boxplot</i> do tempo - Parque Pedra Grande.	95
Figura 62 – <i>Layouts</i> otimizados pelos diferentes modelos de <i>wake effect</i> - Parque Pedra Grande.	96
Figura 63 – Esteira de Jensen no <i>layout</i> licenciado - Parque Pedra Grande.	98
Figura 64 – Esteira de Jensen no <i>layout</i> otimizado de Jensen - Parque Pedra Grande.	98
Figura 65 – Rosa dos ventos do Parque Camocim.	99
Figura 66 – Localização do Parque Camocim.	99
Figura 67 – <i>Layout</i> licenciado do Parque Camocim.	100
Figura 68 – Parque Camocim no programa desenvolvido.	100
Figura 69 – Potência licenciada e otimizada - Parque Camocim.	101
Figura 70 – <i>Boxplot</i> da potência - Parque Camocim.	102
Figura 71 – <i>Boxplot</i> do tempo - Parque Camocim.	103
Figura 72 – <i>Layouts</i> otimizados pelos diferentes modelos de <i>wake effect</i> - Parte 1 - Parque Camocim.	104

Figura 73 – <i>Layouts</i> otimizados pelos diferentes modelos de <i>wake effect</i> - Parte 2 - Parque Camocim.	105
Figura 74 – Esteira de Jensen no <i>layout</i> licenciado - Parque Camocim.	106
Figura 75 – Esteira de Jensen no <i>layout</i> otimizado de Jensen - Parque Camocim.	107
Figura 76 – Opções de informações disponibilizadas pela ONS.	124
Figura 77 – Informações sobre o Conjunto Eólico Pelourinho (BA).	124
Figura 78 – Instalação do parque eólico de Fujian (Sudeste da China) com uma turbina de 16 MW.	126
Figura 79 – Fotografias de instalações eólicas.	129
Figura 80 – Nacele aberta de uma turbina eólica.	130
Figura 81 – Velocidade Média Anual a 150 metros de altura (m/s).	131
Figura 82 – Rosa dos Ventos Anual.	132
Figura 83 – Densidade de Potência a 100 metros de altura (W/m^2).	132
Figura 84 – Efeito da velocidade, potência e turbulência do vento a jusante de uma edificação.	134
Figura 85 – Curva de potência do vento por unidade de área em função da velocidade e da temperatura.	135
Figura 86 – Efeito da variação do parâmetro de forma k ($c = 7$).	136
Figura 87 – Efeito da variação do parâmetro de escala c ($k = 2$).	137
Figura 88 – Efeito da viscosidade na velocidade do vento.	138
Figura 89 – Ilustração esquemática sem escala e somente com parte do estaiamento.	139
Figura 90 – Fotografias de uma torre anemométrica.	140
Figura 91 – Anemômetro do tipo três conchas.	140
Figura 92 – Dados de vento de algumas cidades do Brasil.	142
Figura 93 – Variação da velocidade do vento de uma semana em Maceió.	142
Figura 94 – Variação da velocidade do vento ao longo do ano em Maceió.	143
Figura 95 – Previsão da velocidade do vento para o dia 18/05/2024 em Maceió.	143
Figura 96 – Velocidade do vento para o dia 18/05/2024 em Maceió.	144
Figura 97 – Sensor LiDAR da Neoenergia.	145
Figura 98 – Processo de produção do Hidrogênio Verde.	149
Figura 99 – Aplicações do Hidrogênio Verde.	150

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	–	Dados da capacidade instalada no SIN - Maio 2024/Dezembro 2028. . .	28
Tabela 2	–	Tabela comparativa das referências bibliográficas.	47
Tabela 3	–	<i>Parsimony</i> dos modelos propostos.	52
Tabela 4	–	Rugosidade do solo e taxa de expansão para diferentes cenários.	54
Tabela 5	–	Potência média gerada por cada aerogerador no parque 4x4 com 8 aerogeradores.	68
Tabela 6	–	Potência média gerada por cada aerogerador no parque 4x4 com 10 aerogeradores.	69
Tabela 7	–	Potência média gerada por cada aerogerador no parque 4x4 - duas direções de vento.	70
Tabela 8	–	Análise dos resultados - Parque Fictício - Haliade-X.	79
Tabela 9	–	Aplicação dos <i>layouts</i> nos modelos de <i>wake effect</i> - Parque Fictício - Haliade-X.	82
Tabela 10	–	Aplicação dos <i>layouts</i> nos modelos de <i>wake effect</i> - Parque Fictício - Haliade-X.	82
Tabela 11	–	Análise dos resultados - Parque Fictício - V236.	85
Tabela 12	–	Aplicação dos <i>layouts</i> nos modelos de <i>wake effect</i> - Parque Fictício - V236.	88
Tabela 13	–	Aplicação dos <i>layouts</i> nos modelos de <i>wake effect</i> - Parque Fictício - V236.	88
Tabela 14	–	Ganho de Potência Média - Parque Pedra Grande.	93
Tabela 15	–	Análise dos resultados - Parque Pedra Grande.	94
Tabela 16	–	Aplicação dos <i>layouts</i> nos modelos de <i>wake effect</i> - Parque Pedra Grande.	97
Tabela 17	–	Aplicação dos <i>layouts</i> nos modelos de <i>wake effect</i> - Parque Pedra Grande.	97
Tabela 18	–	Ganho de Potência Média - Parque Camocim.	101
Tabela 19	–	Análise dos resultados - Parque Camocim.	102
Tabela 20	–	Aplicação dos <i>layouts</i> nos modelos de <i>wake effect</i> - Parque Camocim.	103
Tabela 21	–	Aplicação dos <i>layouts</i> nos modelos de <i>wake effect</i> - Parque Camocim.	105
Tabela 22	–	Componentes de uma usina eólica.	126

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACO	<i>Ant Colony Optimization</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BA	<i>Bat Algorithm</i>
BEN	Balanco Energético Nacional
Cepel	Centro de Pesquisas em Energia Elétrica
ECMWF	<i>European Centre for Medium-Range Weather Forecasts</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EWEA	Associação Europeia de Energia Eólica
EWEA	<i>European Wind Energy</i>
FC	Fator de Capacidade
FOB	Função Objetivo
GA	<i>Genetic Algorithm</i>
GFS	<i>Global Forecast System</i>
GWO	<i>Grey Wolf Optimizer</i>
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
GWR	<i>Global Wind Report</i>
H2V	Hidrogênio Verde
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
LiDAR	<i>Light Detection and Ranging</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
MPGA	<i>Multi-Population Genetic Algorithm</i>
NCEP	Centro Nacional de Previsão Ambiental
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos da Distribuição
Proeólica	Programa Emergencial de Energia Eólica
Proinfra	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
SAF	<i>Sustainable Aviation Fuel</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	15
1.2	OBJETIVO	16
1.3	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO TRABALHO	17
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	17
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1	HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA	19
2.2	CENÁRIO ATUAL	25
2.2.1	PANORANAMA MUNDIAL E BRASILEIRO	25
2.2.2	REGULAMENTAÇÃO	29
2.2.3	CARACTERÍSTICAS ESPECIAIS	35
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	40
4	WAKE EFFECT	49
4.1	DEFINIÇÃO E CARACTERÍSTICAS	49
4.2	MODELO DE JENSEN	55
4.3	MODELO DE LARSEN	56
4.4	MODELO DE FRANDSEN	58
4.5	MODELO DE TIAN - 2D-k JENSEN	60
4.6	MODELO DE GAO - JENSEN GAUSSIANO	62
5	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	64
5.1	POTÊNCIA EXTRAÍDA	64
5.2	MÚLTIPLOS WAKE EFFECTS	64
5.3	MATRIZ INTERFERÊNCIA	67
5.3.1	CASO 1	67
5.3.2	CASO 2	68
5.3.3	CASO 3	69
5.4	FUNÇÃO OBJETIVO	71
6	METODOLOGIA PROPOSTA	72
6.1	INTRODUÇÃO	72
6.2	BAT ALGORITHM	73
7	RESULTADOS	77
7.1	PARQUE FICTÍCIO	78
7.1.1	Turbina Haliade-X - 12MW	78
7.1.2	Turbina V236 - 15MW	84
7.2	PARQUE PEDRA GRANDE	91
7.3	PARQUE CAMOCIM	99
8	CONCLUSÃO	108

	REFERÊNCIAS	110
	APÊNDICE A - Complementação Teórica	122
A.1	OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS)	122
A.2	PARTE CONSTRUTIVA	124
A.3	LOCAL PARA A USINA	130
A.4	DADOS DOS VENTOS	141
A.5	IMPACTO AMBIENTAL E SOCIAL	145
A.6	HIDROGÊNIO VERDE	148

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Com o crescente aumento da penetração da energia eólica na matriz elétrica global e brasileira, torna-se essencial uma análise detalhada das características singulares desta fonte de energia que a distingue das demais. Embora apresente uma série de benefícios e vantagens em comparação com outras fontes, a energia eólica também possui particularidades que geram desafios significativos em sua implementação, operação, manutenção e demais etapas do ciclo de geração de energia.

Uma das principais vantagens dessa fonte é sua natureza renovável e sustentável, ao utilizar o vento como recurso. Este recurso natural é abundante e livre de emissões de carbono, tornando a energia eólica uma alternativa ambientalmente amigável aos combustíveis fósseis. Assim, essa fonte contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para a mitigação das mudanças climáticas. Além disso, a disponibilidade e a previsibilidade do vento, aliadas aos custos competitivos da energia eólica, impulsionam sua adoção crescente, tornando-a cada vez mais competitiva em relação às fontes de energia convencionais. A indústria eólica também desempenha um papel importante na geração de empregos e no desenvolvimento econômico, oferecendo flexibilidade na implantação e contribuindo para a diversificação da matriz energética, reduzindo a dependência de fontes tradicionais.

Ao considerarmos especificamente as usinas eólicas *offshore*, uma gama ainda mais ampla de peculiaridades emerge do que nas instaladas em terra. Há diversos desafios encontrados, como: a logística marítima que envolve altos custos e complexidades; as fundações submarinas e sistemas de ancoragem devem ser projetados para resistir às condições adversas do ambiente oceânico; a conexão elétrica necessita de cabos de transmissão submarinos de alta capacidade, que podem ser complexos e dispendiosos de implementar; a localização da subestação, pois as usinas eólicas *offshore* geralmente estão localizadas longe dos centros de carga, o que pode aumentar ainda mais os custos de transmissão e requerer investimentos substanciais em infraestrutura de rede; desafios maiores quanto à estabilidade e a qualidade da energia gerada, considerando as flutuações naturais na produção eólica, exigindo sistemas de controle avançados e uma coordenação com os operadores da rede elétrica para garantir um fornecimento de energia confiável e seguro.

É fundamental conduzir análises detalhadas para a construção de usinas no ambiente marítimo, a fim de selecionar adequadamente o local de implementação e identificar as medidas necessárias de mitigação e compensação ambiental. O projeto de energia eólica deve ser socialmente aceitável, ambientalmente responsável e economicamente viável. Um planejamento cuidadoso e uma abordagem integrada, que leve em consideração todas as

variáveis relevantes são essenciais para garantir o sucesso a longo prazo dos projetos de energia eólica.

O cálculo da energia produzida por um parque eólico está sujeito a diversos fatores de incerteza que podem impactar a precisão das previsões. Um dos principais fatores é o erro na medição dos ventos, que pode ocorrer quando anemômetros, ou equipamentos como Lidar e Sodar, não são montados ou calibrados adequadamente, resultando em dados imprecisos sobre a velocidade e direção do vento. O fenômeno do *wake effect* também é uma fonte significativa de incerteza, pois a interação entre as turbinas reduz a eficiência das que estão posicionadas a jusante. Além disso, a disponibilidade do sistema, ou seja, o tempo em que as turbinas estão operacionais, pode variar, afetando a produção real de energia. A eficiência e a transmissão elétrica também influenciam o resultado final, já que perdas podem ocorrer ao longo das linhas de transmissão. O desempenho dos aerogeradores, que pode ser afetado por falhas técnicas ou manutenção inadequada, bem como as condições ambientais, como temperatura, umidade e eventos climáticos extremos, também impactam o rendimento energético. Por fim, as restrições operacionais, como limites impostos para reduzir o ruído ou a interferência com o ecossistema local, podem limitar a produção total de energia prevista [1].

Dessa forma, um aspecto fundamental do planejamento dos parques eólicos é a otimização do *layout* das turbinas no parque, visando maximizar a eficiência energética. O *wake effect*, que descreve o processo de redução da velocidade do vento nas turbinas a jusante devido à turbulência gerada pelas turbinas a montante, deve ser cuidadosamente modelado para minimizar as incertezas. Ao otimizar o *layout* do parque eólico, é essencial minimizar esse efeito, garantindo assim uma menor perda de velocidade do vento e uma maior produção de energia.

Além disso, é importante destacar que os avanços contínuos na tecnologia de turbinas eólicas e no planejamento de parques eólicos estão ajudando a superar muitos dos desafios enfrentados pela indústria. Turbinas mais eficientes, técnicas avançadas de modelagem e simulação, bem como a integração de sistemas de armazenamento de energia, estão contribuindo para aumentar a eficiência e a confiabilidade da energia eólica. Essa constante inovação reflete o compromisso global em direção a um futuro mais sustentável e energeticamente diversificado. Ao continuar investindo em pesquisa e desenvolvimento e em políticas favoráveis à energia renovável, é possível aproveitar plenamente o potencial da energia eólica para enfrentar os desafios energéticos e ambientais do século XXI.

1.2 OBJETIVO

O objetivo principal deste estudo é analisar o impacto que diferentes modelagens do *wake effect* podem trazer para o *layout* ótimo de parques eólicos *offshore*, além de comparar complexidade e considerações própria de cada modelo. Como objetivo secundário, o estudo

visa fornecer um panorama geral sobre o desenvolvimento da energia eólica e seu impacto atual no mundo, com ênfase no Brasil, além de discutir os obstáculos e desafios a serem superados.

1.3 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO TRABALHO

As publicações oriundas dos estudos desenvolvidos e aprovadas são:

1. Mendonça, Adriana O.; Oliveira, Thaís C.; Cabral, Vinícius A.; Júnior, Ivo C. S. **Impacto da modelagem do *wake effect* na otimização do *layout* de um parque eólico *offshore***. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE (2023), 2023, Manaus - AM.
2. Mendonça, Adriana O.; Oliveira, Thaís C.; Cabral, Vinícius A.; Júnior, Ivo C. S. **Comparação de dois modelos de *wake effect* através da otimização do *layout* de um parque eólico *offshore***. Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional - SBPO (2023) 2023, São José dos Campos - SP.
3. Mendonça, Adriana O.; Cruz, Tiago L.; Brito, Maria Eduarda M.; Oliveira, Thaís C.; Souza, Laura G. O.; Cabral, Vinícius A.; Júnior, Ivo C. S. **Impacto de diferentes modelagens de *wake effect* em parques eólicos *offshore* em licenciamento no Brasil**. Congresso Brasileiro de Automática - CBA (2024), 2024, Rio de Janeiro - RJ.

As publicações submetidas dos estudos desenvolvidos são:

1. Mendonça, Adriana O.; Cruz, Tiago L.; Souza, Laura G. O.; Brito, Maria Eduarda M.; Cabral, Vinícius A.; Júnior, Ivo C. S. **Simulação e análise dos impactos de diferentes modelos de *wake effect* em parques eólicos *offshore*: estudo de casos brasileiros**. Brazil Windpower 2024, 2024, São Paulo - SP.
2. Souza, Laura G. O.; Mendonça, Adriana O.; Cruz, Tiago L.; Brito, Maria Eduarda M.; Cabral, Vinícius A.; Júnior, Ivo C. S. **Análise comparativa de três diferentes modelos de otimização para *layout* de parques eólicos *offshore***. Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional - SBPO (2024), 2024, Fortaleza - CE.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

No Capítulo 2 é apresentada uma fundamentação teórica sobre o tema, por meio de um breve resumo acerca da origem histórica da energia eólica, a contextualização do panorama atual da energia no mundo e no Brasil, a regulamentação vigente, além de discutir as dificuldades e características exclusivas dessa fonte de energia. No Capítulo 3 é

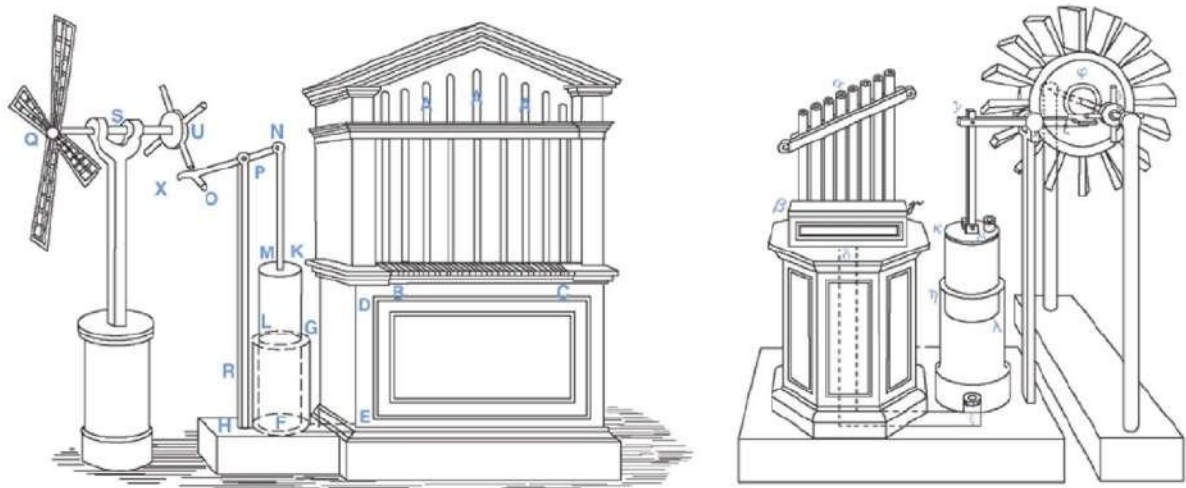
realizado um estudo das revisões bibliográficas sobre o tema, ressaltando os modelos de *wake effect* considerados pela literatura, juntamente com uma tabela para melhor comparação e orientação. No Capítulo 4 são definidos e apresentados os cinco modelos do efeito esteira analisados neste estudo: Molelo de Jensen, Larsen, Frandsen, 2D-k Jensen e Jensen Gaussiano. No Capítulo 5 são abordadas a formulação da potência extraída de um parque eólico, os múltiplos *wake effects* e a função objetivo desenvolvida para os estudos propostos neste trabalho. No Capítulo 6 é discutida a metodologia estudada, o *Bat Algorithm*, com sua definição e modelagem. Por fim, no Capítulo 7 são apresentados os estudos dos três parques propostos e os resultados obtidos, com a conclusão sendo apresentada no último capítulo, no Capítulo 8. Adicionalmente, no Apêndice A, é oferecida uma complementação teórica, contendo: ONS perante a energia eólica, aspectos construtivos das usinas, local para a instalação da usina, dados dos ventos, impacto ambiental e social e a relação da energia eólica com o hidrogênio verde.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA

Segundo [2], não se pode afirmar com precisão a data e o local de origem do primeiro dispositivo eólico, o moinho de vento, pois há muitas especulações contraditórias sobre sua origem histórica. No entanto, a primeira prova documentada de um moinho de vento foi feita por Heron, um matemático, engenheiro e inventor da antiguidade que viveu em Alexandria no século I. A descrição feita por Heron foi de um dispositivo eólico que gerava música em um órgão musical através do movimento das pás que levantava um pistão contido dentro de um cilindro. A Figura 1 exibe a ilustração realizada com base na descrição de Heron.

Figura 1 – Ilustrações da descrição de Heron de Alexandria.



Fonte: [2].

Alguns autores, como [2] e [3], afirmam que os primeiros moinhos de vento destinados a realizar trabalho foram desenvolvidos na China há 2000 anos, para fins agrícolas e de bombeamento de água. A Figura 2 exibe um modelo de moinho persa do século X, que possui máquinas de eixo vertical parcialmente protegidas por paredes.

Assim, independentemente do local e da data oficial de origem, os moinhos de vento foram adquirindo técnicas mais avançadas e se espalhando para outras regiões. Segundo [5], o Papa deu permissão ao abade de Seigny para construir moinhos nas dioceses de sua autoridade em 1105 e, em 1187, o moinho de vento foi referenciado pela primeira vez na Inglaterra. Nos últimos anos, mais evidências documentadas têm surgido, demonstrando a presença dessa engenharia eólica em diversos locais. Um exemplo famoso é encontrado na obra "Dom Quixote", escrita por Miguel de Cervantes em 1605, na qual o protagonista ataca moinhos de vento acreditando que são gigantes. Há também registros visuais, como os desenhos do artista italiano Leonardo da Vinci (1452-1519), que retratam moinhos

Figura 2 – Modelo de moinho persa (Deutsches Museum, Munique, Alemanha).



Fonte: [4].

de vento [6], e o quadro "Le Moulin de Blute-Fin" (1886) do pintor holandês Vincent van Gogh (1853-1890), exposto no Museu Van Gogh em Amsterdam. A Figura 3 exibe um desses desenhos de Leonardo da Vinci e o quadro de Van Gogh, evidenciando a presença de moinhos de vento em suas obras.

Figura 3 – Registros de moinhos de vento na arte renascentista e impressionista.



(a) Desenho de Leonardo da Vinci (Rascunho datado de 1502).



(b) Obra "Le Moulin de Blute-Fin" de Van Gogh (1886).

Fonte: [2] e [7], respectivamente.

A história colonial do Brasil é complexa, repleta de lacunas e incertezas em relação a eventos específicos e datas exatas. No entanto, de acordo com [8], um dos elementos mais marcantes nas paisagens rurais de quase todos os estados do Centro-Sul do Brasil era a presença de moinhos em grandes fazendas ou em pequenos sítios mais prósperos. Atualmente, no Brasil, na cidade de Holambra (SP), que teve forte influência dos imigrantes holandeses, encontra-se o maior moinho de vento da América Latina, denominado Moinho Povos Unidos, construído em 2008 como parte do projeto de valorização da herança cultural e turismo na cidade. Além disso, existem outros moinhos de vento turísticos e patrimoniais no Brasil, como o Moinho Colognese em Castrolanda (Paraná), o Moinho do Vale em Rio dos Cedros (Santa Catarina), o Moinho de Pedra em Florianópolis (Santa Catarina) e o Moinho dos Ventos em Porto Alegre (Rio Grande do Sul). A Figura 4 exibe dois desses pontos turísticos.

Figura 4 – Moinhos turísticos do Brasil.



(a) Moinho Povos Unidos - Holambra (SP).



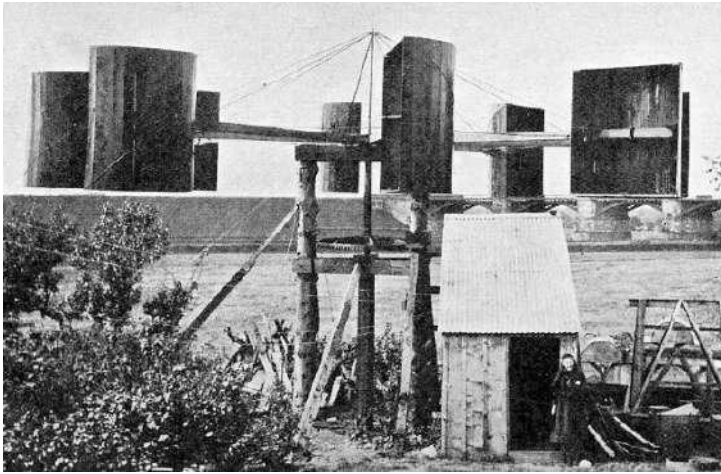
(b) Moinho Colognese - Castrolanda (PR).

Fonte: Reprodução.

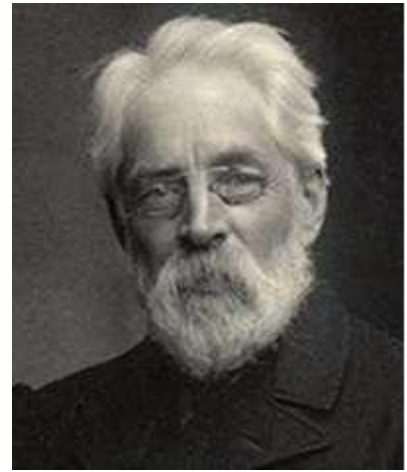
Segundo [2], o primeiro moinho de vento comercial foi desenvolvido e patentado pelo americano Daniel Halladay, em 1854, em Connecticut, sendo utilizado para o abastecimento de água para as locomotivas a vapor. De acordo com esse autor, o primeiro moinho de vento para gerar eletricidade foi construído em julho de 1887 em Glasgow, Escócia, pelo engenheiro James Blyth (1839–1906). Blyth criou a primeira patente britânica da turbina em 1891, que foi usada para iluminar sua casa de férias em Marykirk [9]. Conforme descrito em um artigo entregue à Sociedade Filosófica de Glasgow em 2 de maio de 1888, a turbina eólica era "de tripé, com um defletor de 33 pés, quatro braços de 13 pés com velas de lona e um Burgin, dínamo acionado a partir do volante usando uma corda". A Figura 5 exibe uma foto da construção e de seu inventor.

Na década de 1890, o inventor dinamarquês Poul la Cour (1846-1908) descobriu que turbinas eólicas de rotação rápida e com menos pás de rotor eram mais eficientes na geração de produção de eletricidade [2]. Em 1903, o físico la Cour fundou a Sociedade de Eletricistas Eólicos e, no ano seguinte, a sociedade realizou o primeiro curso em eletricidade

Figura 5 – Fotografias da construção eólica de James Blyth.



(a) Fotografia do Moinho de Vento de Blyth.



(b) Fotografia do James Blyth.

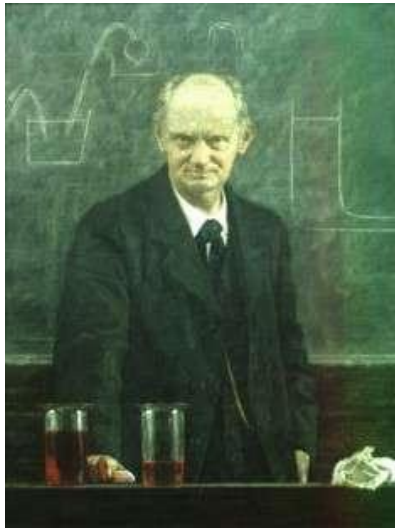
Fonte: [10].

eólica. Pode-se afirmar que o dinamarquês marcou uma transição da utilização da eólica, o dos moinhos de vento para projetos tecnológicos de geração eólica. Poul la Cour é tão importante na história da energia eólica mundial que há um museu dedicado ao seu legado, localizado em um edifício original onde la Cour conduziu suas experiências em sua cidade natal, Askov. O museu foi inaugurado em 2001 [11] e, segundo o site de viagens [12], os visitantes podem explorar os laboratórios experimentais, testemunhar as ferramentas e os instrumentos utilizados por la Cour. O museu também conta com um túnel de vento e outras instalações experimentais, que ainda são utilizadas pelos alunos para fins educacionais. Além disso, o Prêmio Poul la Cour, concedido pelo *European Wind Energy Association* (EWEA) desde 1993, prestigia anualmente os pesquisadores que contribuem para os avanços na área da energia eólica [2]. A Figura 6 exibe uma fotografia de Poul la Cour e seu galpão de trabalho com duas turbinas, enquanto a Figura 7 mostra a entrada do Museu Poul la Cour.

Em 1909 já haviam 72 turbinas eólicas para geração de energia elétrica em corrente contínua, as quais alimentavam assentamentos rurais [2]. O crescimento foi constante, e em 1918 já estavam em operação 120 turbinas. Em 1957, um dos primeiros alunos de la Cour, o engenheiro dinamarquês Johannes Juul (1887-1969), construiu uma turbina inovadora de três pás que tinha o estol aerodinâmico como controle de potência, além de contar com um gerador de indução e um gerador síncrono. Essa turbina, com 24 metros de diâmetro de rotor e 200 kW, foi a primeira turbina em corrente alternada no mundo [2].

O engenheiro alemão Hermann Honnef (1878-1961) foi o primeiro a propor a ideia de geração eólica em larga escala e *offshore*, na década de 1930. A Figura 8 (a) exibe o modelo de três rotores, no qual Honnef esperava que a geração eólica tivesse uma maior participação da matriz energética. E a Figura 8 (b) mostra a proposta de geração eólica

Figura 6 – Fotografia de la Cour e de seu local de trabalho.



(a) Fotografia do Poul la Cour.



(b) Fotografia do galpão de la Cour.

Fonte: [11].

Figura 7 – Museu Poul la Cour.

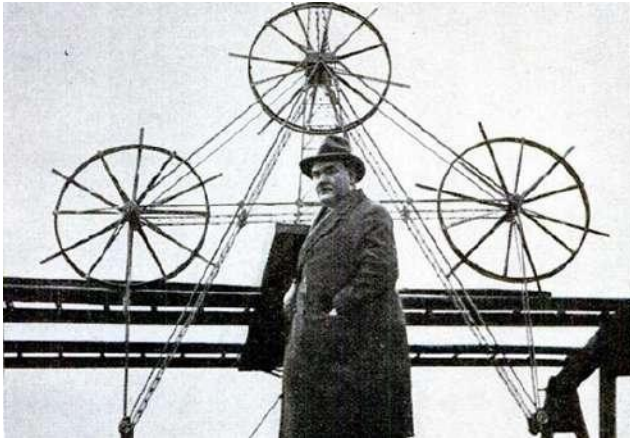


Fonte: [11].

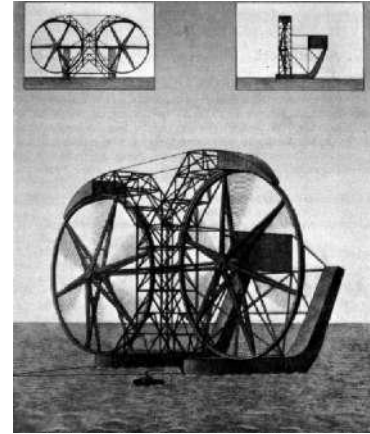
offshore do engenheiro, datada de 1932, que não chegou a ser construída.

Com o passar dos anos, outros engenheiros têm pesquisado e desenvolvido tecnologias eólicas. Além disso, outros países, como os Estados Unidos, também desenvolveram suas próprias turbinas e programas de desenvolvimento, como o da NASA [2]. A primeira instalação *offshore* foi construída em 1991 em Vindeby, na Dinamarca, e o parque permaneceu ativo por vinte e cinco anos, demonstrando a viabilidade da implementação de

Figura 8 – Trabalho de Hermann Honnef na Alemanha na década de 1930.



(a) Hermann Honnef e o seu modelo de grandes turbinas eólicas.



(b) Ilustração da primeira turbina eólica *offshore*.

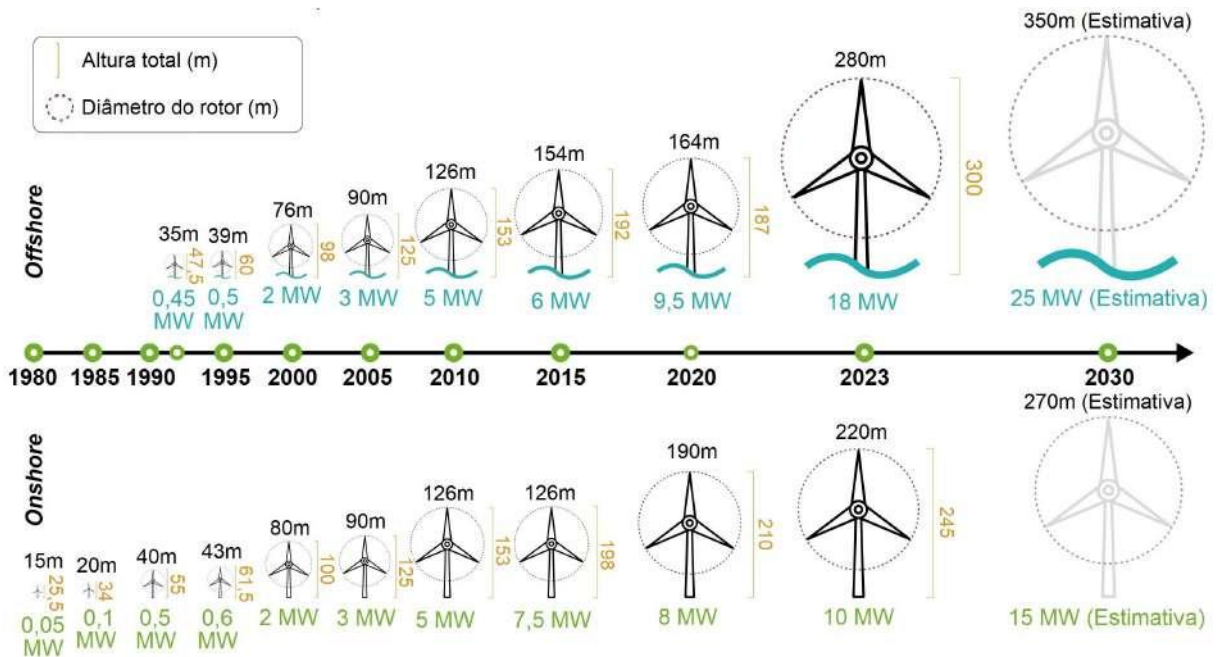
Fonte: [2].

projetos similares [13].

O uso comercial da energia eólica para geração de energia começou na Dinamarca por volta de 1980. Muitos países desenvolveram programas de subsídios e leis relativas a fontes renováveis, o que resultou em um rápido crescimento da energia eólica em todo o mundo nas duas décadas seguintes [2]. Em 2000, foi construído o parque eólico de Middelgrunden, na Dinamarca, que se tornou o maior parque eólico *offshore* do mundo na época. O parque consistia em vinte turbinas de 2 MW de potência, com uma capacidade total instalada de 40 MW [13]. No entanto, no mesmo ano, o parque eólico de Middelgrunden perdeu o título para o parque Blyth, no Reino Unido. Este último tinha uma capacidade de 4 MW e foi o primeiro a utilizar a tecnologia *Float and Submerge*, que permite que o aerogerador flutue sobre a água sem estrutura fixa no fundo do oceano. Essa tecnologia reduz significativamente os custos e a complexidade de montagem, como apontado por [13].

Com o avanço dos anos e o desenvolvimento das tecnologias, tornou-se viável construir aerogeradores cada vez maiores, capazes de gerar mais energia. Esse progresso foi crucial para aumentar a participação da energia eólica na matriz energética mundial. Na década de 1980, o diâmetro do rotor era de 18 metros. Em 2010, desenvolveu-se a turbina Heliade, com um diâmetro de 153 metros. Já em 2023, a China lançou a turbina GWH252-16MW, com um diâmetro impressionante superior a 250 metros [14], [15]. O *Global Wind Report (GWR)*, desenvolvido anualmente pelo Conselho Global de Energia Eólica (GWEC), apresentou uma linha do tempo com a evolução no tamanho dos aerogeradores, para parques *offshore* e *onshore*, como apresentada na Figura 9.

Figura 9 – Crescimento do tamanho das turbinas eólicas 1980-2030.



Fonte: Adaptado de GWR 2024/GWEC [16].

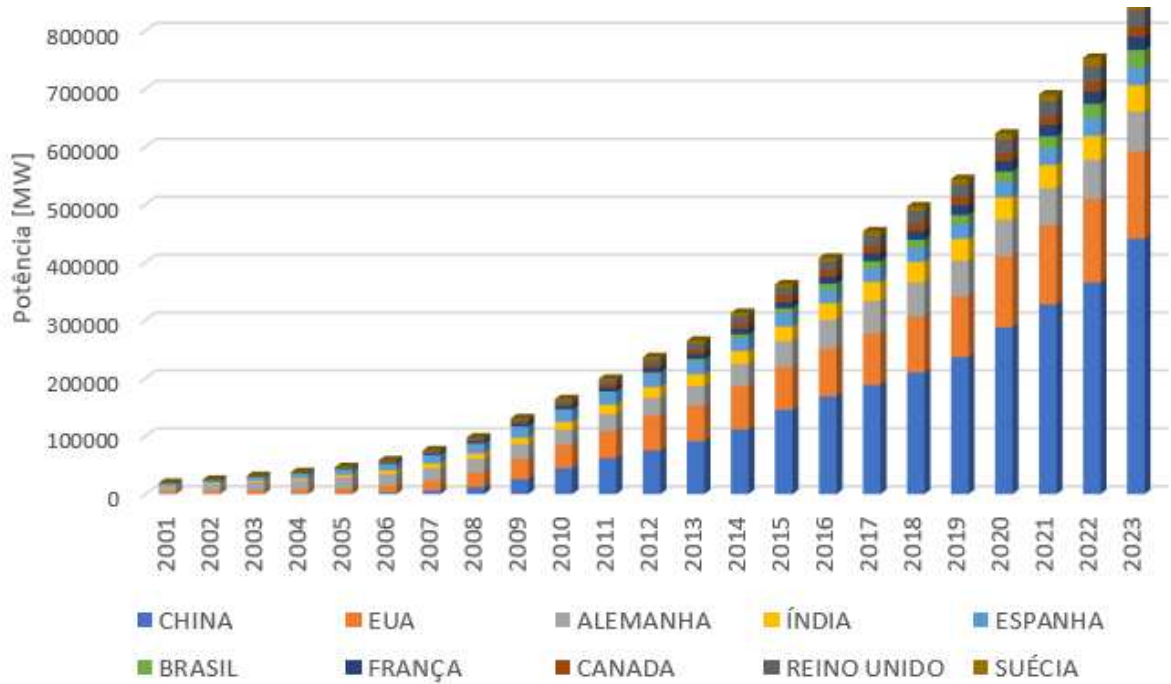
No Brasil, a primeira turbina eólica foi instalada em Fernando de Noronha, com capacidade de 75 kW. Em 2001, foi criado o Programa Emergencial de Energia Eólica (Proeólica) mas, três anos depois, através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfra), do Ministério de Minas e Energia (MME), que ocorreu um crescimento consistente da energia eólica *onshore* no país [17]. O Proinfra previa inicialmente a incorporação de 3,3 GW à rede elétrica nacional em 20 anos. No entanto, segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2023 [18], o Brasil já possuía uma capacidade instalada de 23,7 GW.

2.2 CENÁRIO ATUAL

2.2.1 PANORANAMA MUNDIAL E BRASILEIRO

Nos últimos 30 anos, houve uma mudança significativa no padrão energético mundial devido à penetração da energia eólica. De acordo com os relatórios GWR anuais, foi elaborado o gráfico exibido na Figura 10, que mostra o crescimento da energia eólica nos atuais 10 países líderes em instalações eólicas, bem como o crescimento recente do Brasil. Em 2015, o Brasil entrou no Ranking em 10º lugar e, atualmente, ocupa o 6º lugar em instalações *onshore* e o 7º lugar no total instalado. Devido ao seu vasto território e diversas áreas favoráveis para implementações *onshore*, além de uma extensa costa para instalações *offshore*, o Brasil tem grande potencial de crescimento [16]. Embora ainda não tenha instalações *offshore* operacionais, existem várias em processo de licenciamento, o que provavelmente impactará seu posicionamento no ranking mundial no futuro.

Figura 10 – Capacidade Eólica Mundial.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de GWR 2007-2024/GWEC [19].

Por meio do relatório GWR, é possível observar o crescente destaque da energia *offshore* ao longo dos anos, com a evolução constante de tópicos e abordagens nos relatórios anuais. NO último relatório gerado analisa o impacto dos países na potência instalada tanto *onshore* quanto *offshore* em todo o mundo, conforme exibido na Figura 11.

Figura 11 – Potência instalada de energia eólica atualmente.

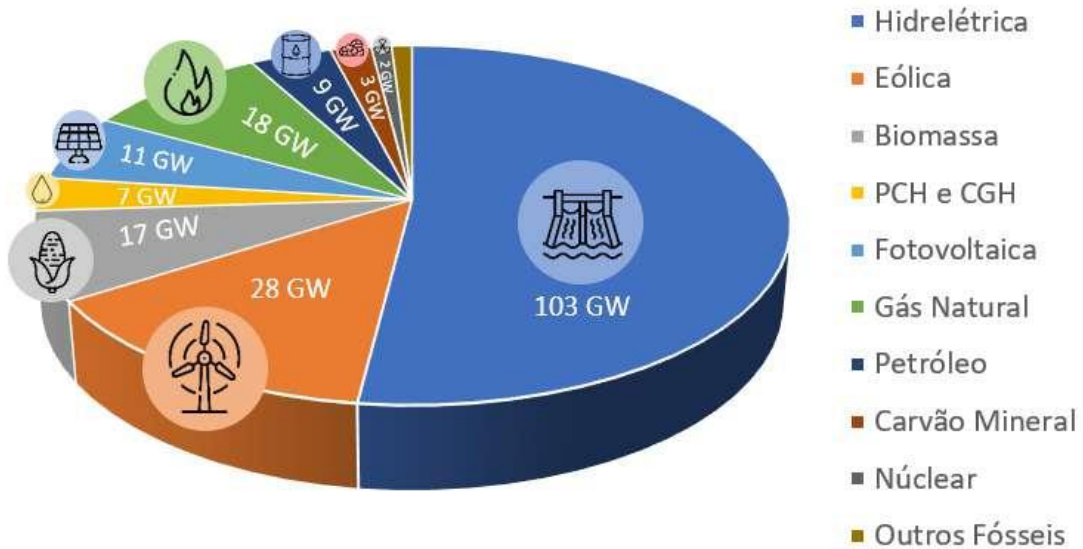


Fonte: Elaborado pela autora a partir de GWR 2024/GWEC [16].

Atualmente, a matriz elétrica brasileira é definida como um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, devido à alta geração dessas três fontes de energia, como pode ser observado na Figura 12 [20]. De acordo com o Boletim de Geração Eólica da ABEEólica, publicado em 2023, a região Nordeste é responsável pela maior predominância da geração

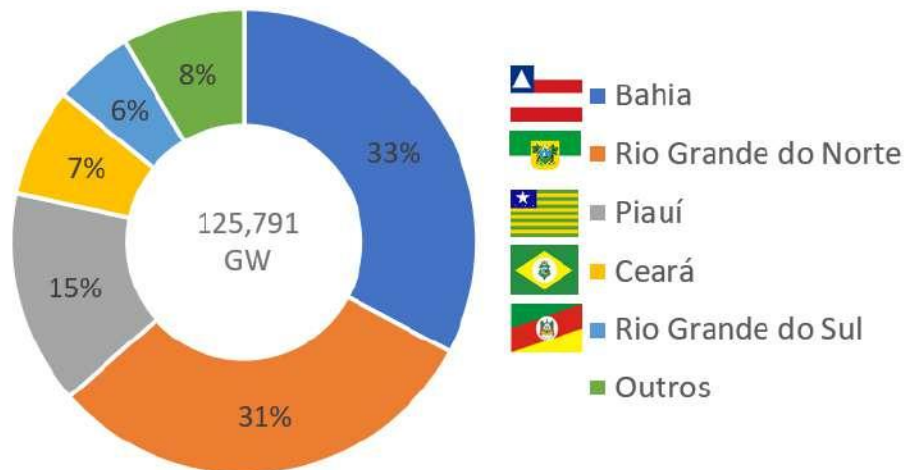
eólica no país, representando 90,3% do total. Em seguida, 7,6% da geração eólica vem da região Sul, 2% da região Norte e apenas 0,1% da região Sudeste [20]. A Figura 13 apresenta os estados brasileiros com maior predominância na geração eólica do país.

Figura 12 – Matriz Elétrica Brasileira.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de ABEEólica [20].

Figura 13 – Estados do Brasil com maior geração de Energia Eólica em 2023.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de ONS [21].

Também é possível analisar a potência instalada de energia no Brasil, conforme verificado pela ONS de maio de 2024 até a projeção de dezembro de 2028. A Tabela 1 exhibe os dados e a porcentagem total de cada fonte no país em 2024 (total de 221.621 MW) e a projeção para 2028 (total de 254.341 MW). Esses números são ilustrados graficamente

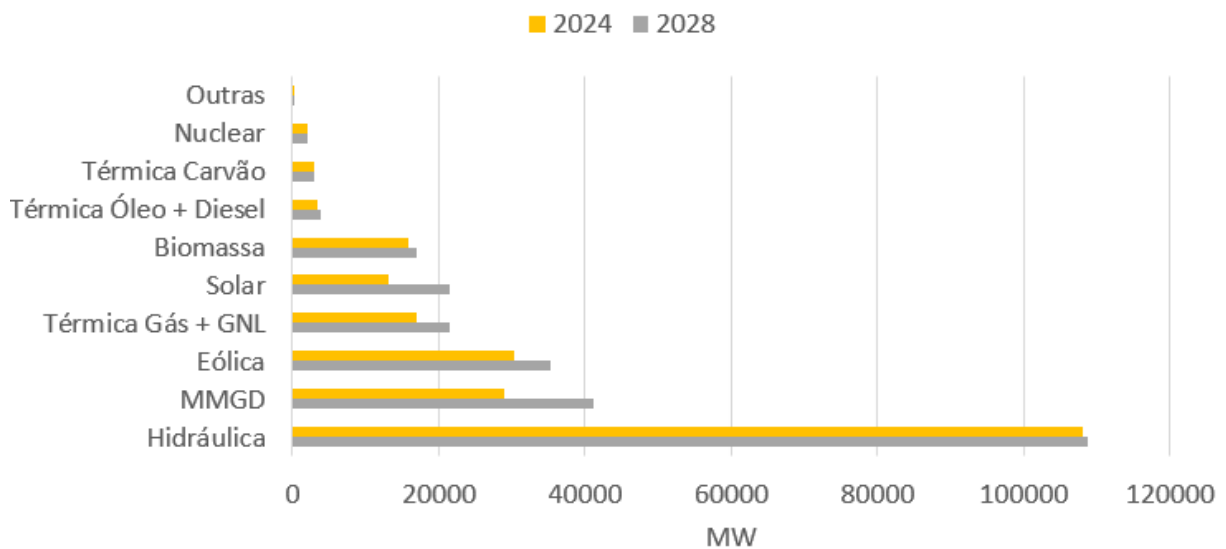
na Figura 14, que mostra o crescimento esperado da potência instalada ao longo desse período.

Tabela 1 – Dados da capacidade instalada no SIN - Maio 2024/Dezembro 2028.

	Hidráulica	MMGD	Eólica	Térmica Gás+GNL	Solar	Biomassa	Térmica Óleo+Diesel	Térmica Carvão	Nuclear	Outras
2024	108.035 (48,7%)	28845 (13,0%)	30295 (13,7%)	17.022 (7,7%)	13041 (5,9%)	15831 (7,1%)	3429 (1,5%)	3017 (1,4%)	1990 (0,9%)	116 (0,1%)
2028	108682 (42,7%)	41159 (16,2%)	35298 (13,9%)	21541 (8,5%)	21605 (8,5%)	16960 (6,7%)	3760 (1,5%)	3017 (1,2%)	1990 (0,8%)	329 (0,1%)

Fonte: Adaptada de ONS [21].

Figura 14 – Evolução da capacidade instalada no SIN - Maio 2024/Dezembro 2028.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de ONS [21].

O fator de capacidade (FC) de uma usina é a proporção entre a produção efetiva da usina e de sua capacidade total máxima, ambos analisadas no mesmo período. Esse valor pode variar significativamente de país para país, influenciado por diversos fatores, como a localização das usinas, a qualidade do recurso eólico e a tecnologia das turbinas utilizadas. Em média, o fator de capacidade de uma usina eólica pode variar de cerca de 20% a 40%. No caso do Brasil, esse índice é consideravelmente satisfatório. De acordo com dados do *International Renewable Energy Agency* (IRENA), o fator de capacidade alcançado pelas usinas eólicas no Brasil em 2021 foi de 52%, enquanto o índice mundial foi de 39% [22]. Isso demonstra a eficiência e a viabilidade da energia eólica como fonte energética no país. A Figura 15 exibe uma parte da *página de fator de capacidade da ONS*, na qual é possível analisar todos os dados de todas as usinas desejadas. Além disso, o fator de capacidade médio dos estados brasileiros de 2021 a 2023 está representado na Figura 16. Informações complementares sobre as classificações das usinas eólicas e dados fornecidos pela ONS podem ser lidas no Apêndice Seção A.1

Figura 15 – Fator de Capacidade Médio no Brasil.



Fonte: ONS [23].

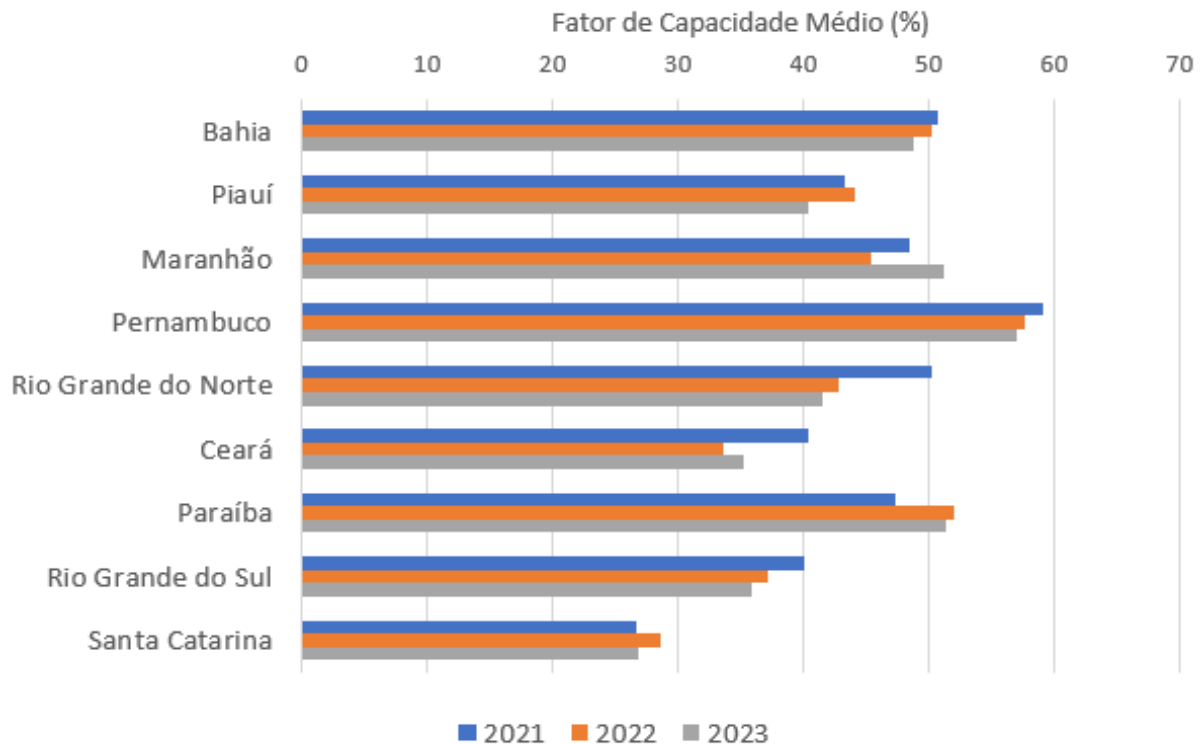
2.2.2 REGULAMENTAÇÃO

O Projeto de Lei PL 11247/2018, que regulamenta o aproveitamento de potencial energético *offshore*, foi votado e aprovado em 29/11/2023. Este projeto estabelece duas formas de disponibilização de áreas para geração de energia eólica *offshore*: oferta permanente e oferta planejada. Na oferta permanente, o poder concedente determina as áreas para exploração a partir de solicitações específicas. Por outro lado, na oferta planejada, áreas pré-determinadas são disponibilizadas mediante licitação [24].

Outro ponto sensível do PL está relacionado ao pagamento dos *royalties*, que representam uma espécie de taxa paga pelo direito de usar, explorar ou comercializar um bem. Inicialmente, na redação original do PL 576/2021, a participação dos *royalties* seria de 5% sobre o montante da energia gerada e comercializada. Contudo, durante a tramitação do projeto, esse percentual foi reduzido para 1,5%. No texto aprovado na Câmara, entretanto, não foi definido um percentual mínimo para o pagamento da participação proporcional [24].

De acordo com [24], o PL menciona a promoção da indústria nacional, porém sem definir condições e parâmetros específicos. É fundamental estruturar esse tópico de forma abrangente, visando impulsionar o avanço tecnológico no Brasil, gerar empregos internos

Figura 16 – Fator de capacidade médio dos estados brasileiros.

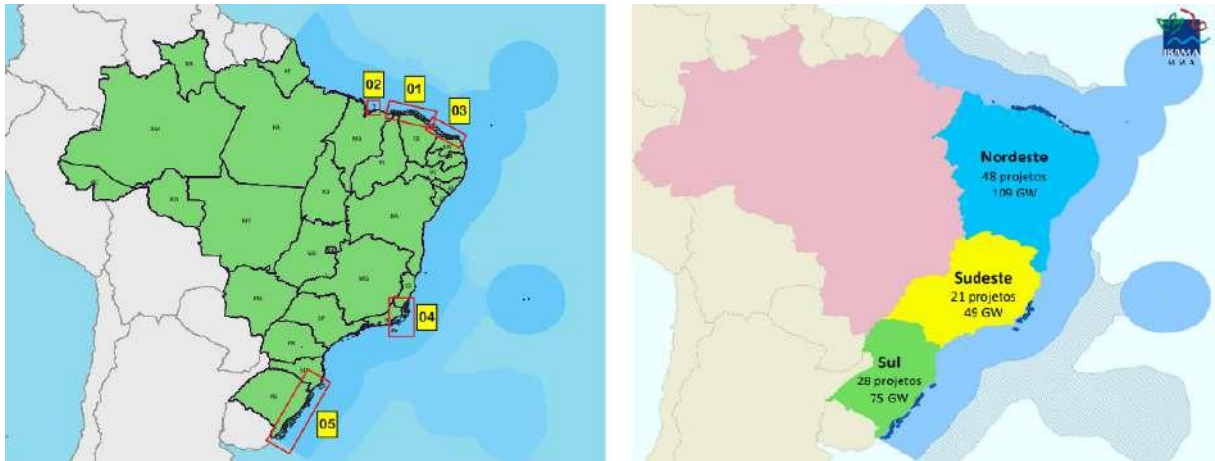


Fonte: Elaborado pela autora a partir de ONS [23].

e reduzir a dependência de recursos externos. Além disso, uma estratégia bem definida pode consolidar o Brasil dentro do mercado eólico *offshore*. Conforme discutido em [17], há uma necessidade premente de estabelecer um modelo próprio de leilão de energia eólica *offshore*, que valorize não apenas o aspecto do menor preço, mas também a pesquisa e o desenvolvimento nacional.

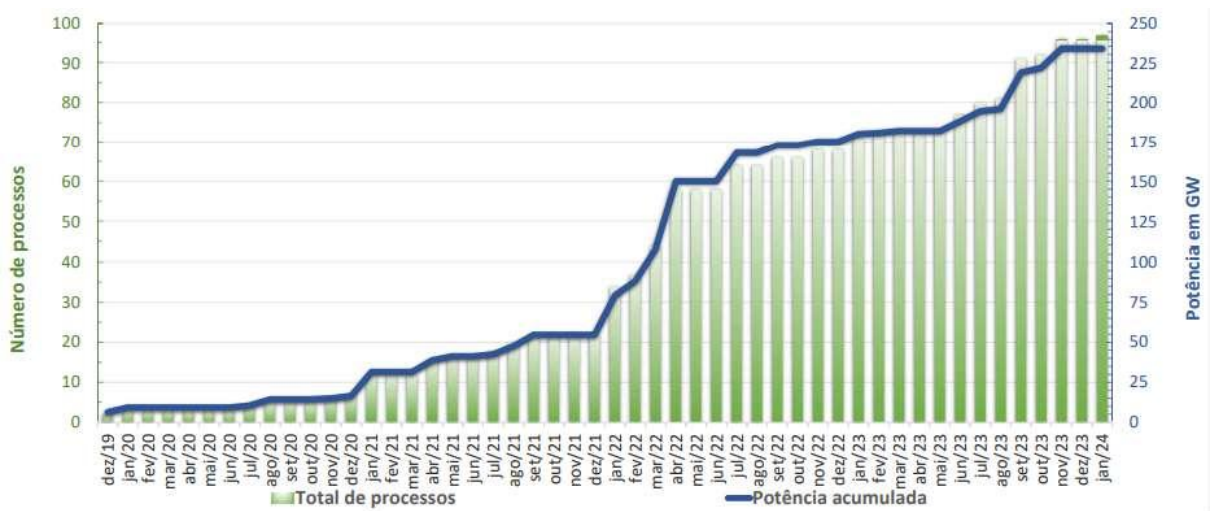
Até janeiro de 2024, foram protocolados 97 pedidos para usinas *offshore* em oito estados, com uma potência total de 234,235 GW, conforme relatado pelo IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) [25]. A evolução desses pedidos pode ser observada na Figura 17, enquanto a distribuição geográfica das usinas é exibida na Figura 18. Segundo o relatório, atualizado em abril de 2024, foram fornecidas informações detalhadas sobre os empreendimentos, incluindo o nome do empreendedor, número do processo e especificações dos aerogeradores projetados, como quantidade, potência e modelo. Uma questão desafiadora com esses projetos em licenciamento é a área de sobreposição, com muitos parques sendo planejados em regiões que se sobrepõem a outros. A Figura 19 ilustra essa sobreposição em três das cinco áreas designadas pelo IBAMA, que pode ser visualizado na Figura 17. O relatório também oferece mais informações sobre os projetos, como exibido em mais gráficos na Figura 20, tornando-o uma fonte abrangente de informações sobre o panorama das usinas *offshore* no país.

Uma análise interessante que pode ser realizada com os dados fornecidos pelo

Figura 17 – Projetos eólicos *offshore* do Brasil.

Fonte: IBAMA [25].

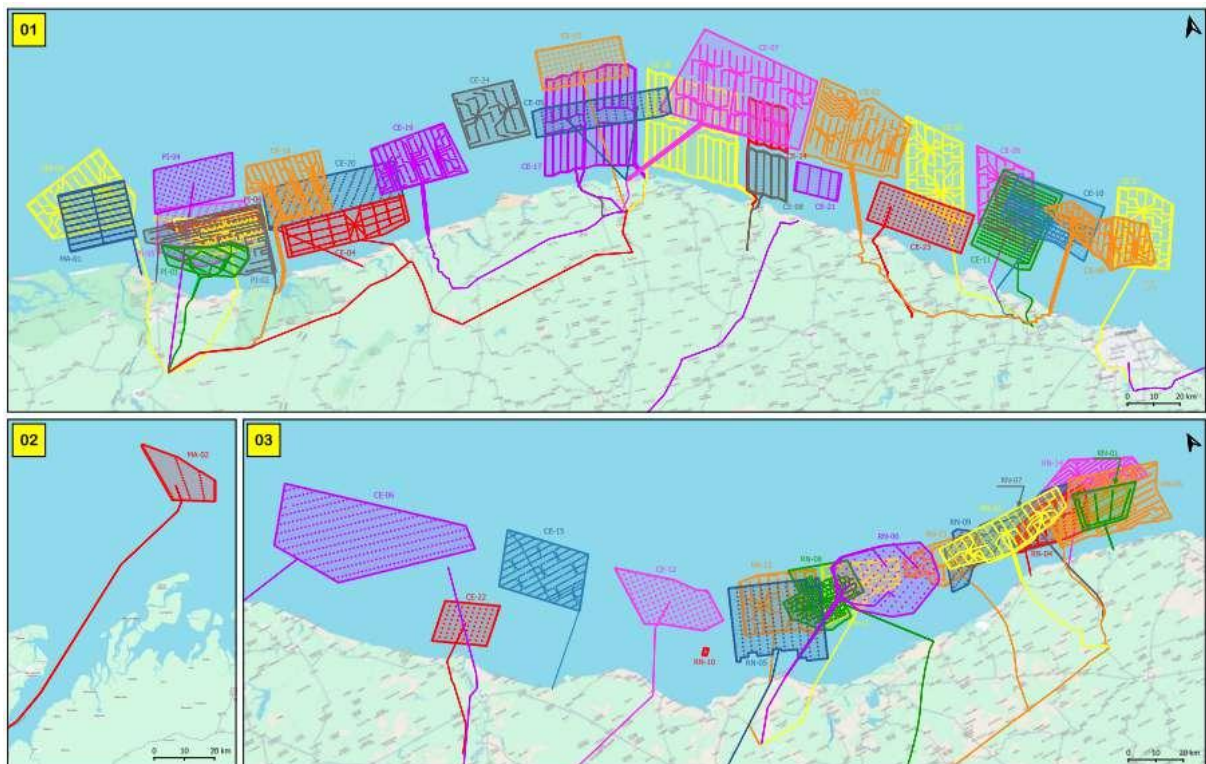
Figura 18 – Evolução da demanda de licenciamento.



Fonte: IBAMA [25].

IBAMA é a identificação das preferências do mercado em relação aos aerogeradores e às empresas envolvidas nos maiores projetos de energia eólica *offshore*. Ao examinar essas informações, destaca-se a turbina V236 de 15 MW da Vestas, que está presente em 35 dos 97 projetos licenciados. Desses projetos, 29 ainda não têm a turbina definida, enquanto o modelo Haliade-X de 12 MW da GE também é notável, com 8 projetos. O modelo WEC 265 de 20 MW aparece em 7 projetos. Assim, entre os projetos com o modelo de aerogerador definido, essas três turbinas dominam mais de 73% dos casos. A análise das turbinas eólicas presentes nos projetos licenciados fornece informações valiosas sobre as preferências do mercado e pode orientar as decisões futuras sobre a seleção de turbinas para novos projetos, conforme mostrado na Figura 21. Observar quais modelos são mais comuns permite ter uma visão clara das tendências e das opções mais populares entre os desenvolvedores de parques eólicos *offshore*.

Figura 19 – Parte do mapa dos projetos eólicos *offshore* do Brasil.



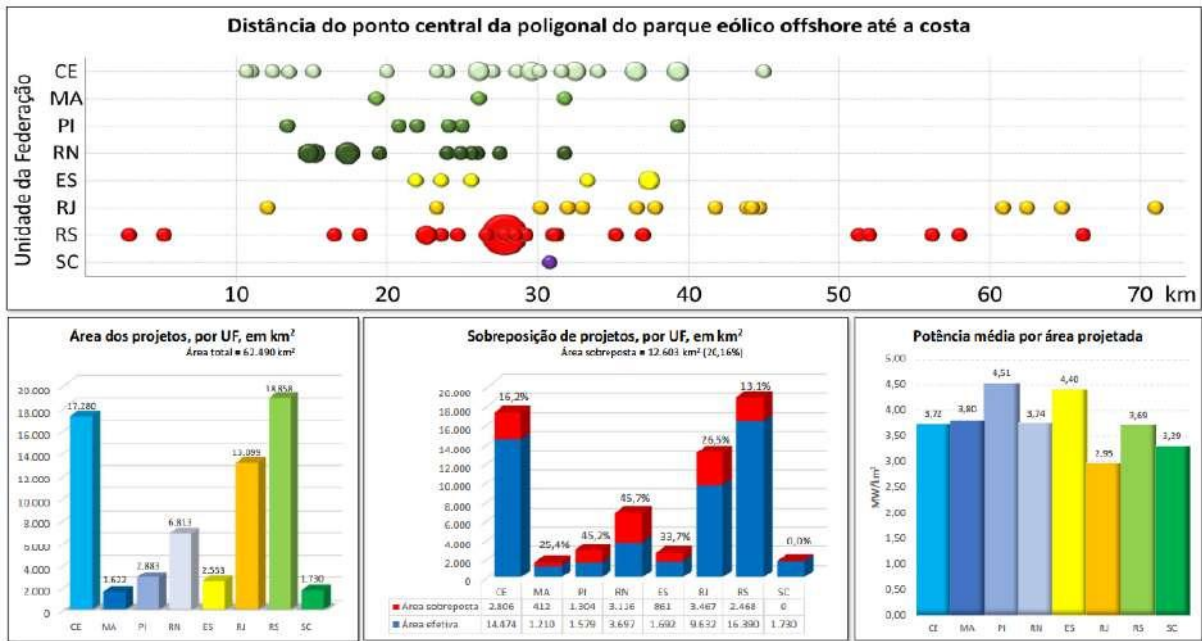
Fonte: IBAMA [25].

A análise da distribuição dos empreendedores e dos projetos eólicos *offshore* fornece uma visão abrangente da diversificação das empresas nesse setor, conforme apresentado na Figura 22. Dos 97 projetos licenciados, 24% são de empresas que possuem apenas um projeto cada, totalizando 23 empresas. Entre as 16 empresas restantes mencionadas no relatório, que possuem mais de um empreendimento, a Figura 23 destaca como essas empresas estão distribuídas geograficamente pelo país, mostrando quais estados têm maior concentração de projetos eólicos *offshore* e quais empresas estão atuando em várias regiões.

Segundo a notícia publicada pela *Folha de São Paulo* em 18 de junho de 2024 [26], o setor de energia eólica está pressionando o governo e o Congresso para agilizar a definição das regras para a instalação de usinas *offshore*. Durante um evento realizado no Rio de Janeiro, representantes da indústria argumentaram que a demora na regulamentação pode fazer o Brasil perder oportunidades para outros países com legislações mais avançadas; no entanto, o projeto de lei que estabelece as bases para esses empreendimentos está em debate no Senado.

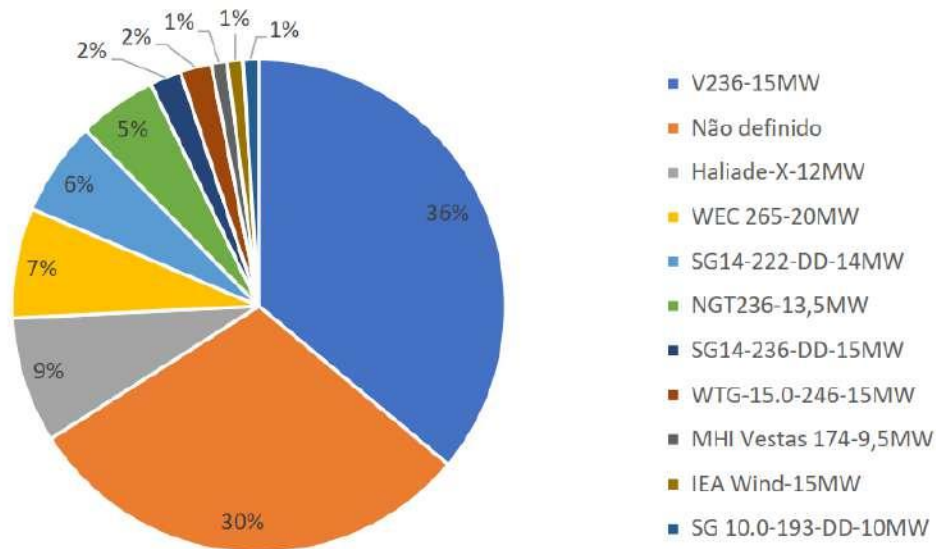
Élbia Gannoum, presidente da ABEEólica, destacou a importância de atrair a cadeia produtiva para o Brasil e afirmou que indústrias complexas precisam ser sinalizadas com antecedência para não ficarem no exterior. Pedro Vilella, da Vestas, reforçou que, além da aprovação do projeto de lei, serão necessárias regulamentações adicionais e um desenvolvimento de projetos que pode levar cerca de cinco anos [26].

Figura 20 – Características dos projetos eólicos *offshore* no Brasil.



Fonte: IBAMA [25].

Figura 21 – Aerogeradores presentes nos projetos eólicos *offshore* no Brasil.

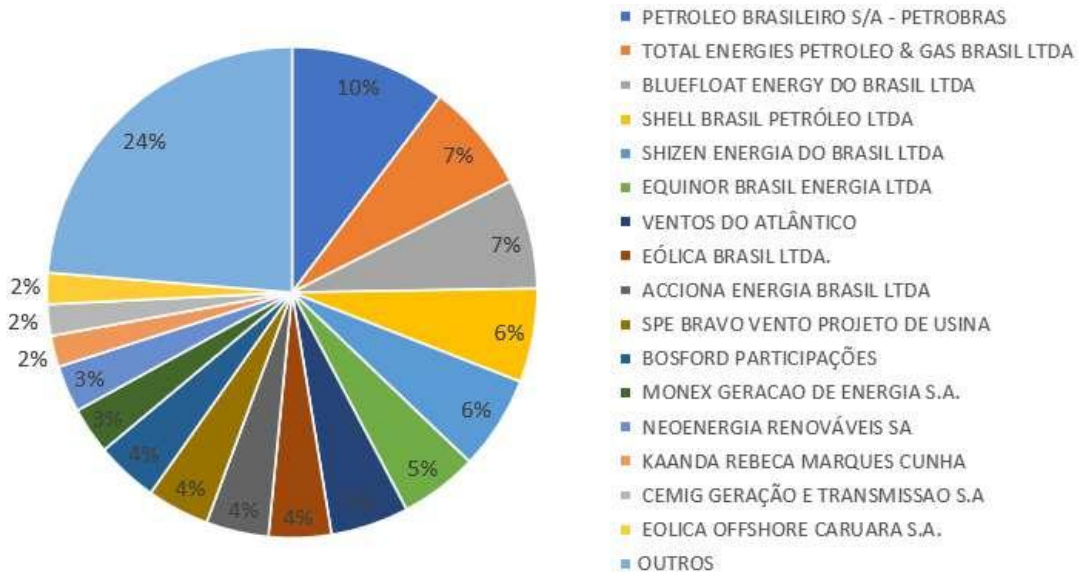


Fonte: Elaborado pela autora a partir de IBAMA [25].

Ricardo de Luca, diretor-geral da Corio Generation, empresa do setor de energia da qual a cearense Servtec é sócia, disse: "Para que o Brasil se mantenha protagonista e passe a liderar a transição energética em curso no mundo, assumindo relevante papel geopolítico, é necessário e urgente o estabelecimento de um marco legal que dê segurança jurídica aos investimentos nas usinas de geração eólica *offshore*, os quais serão muito elevados"[27].

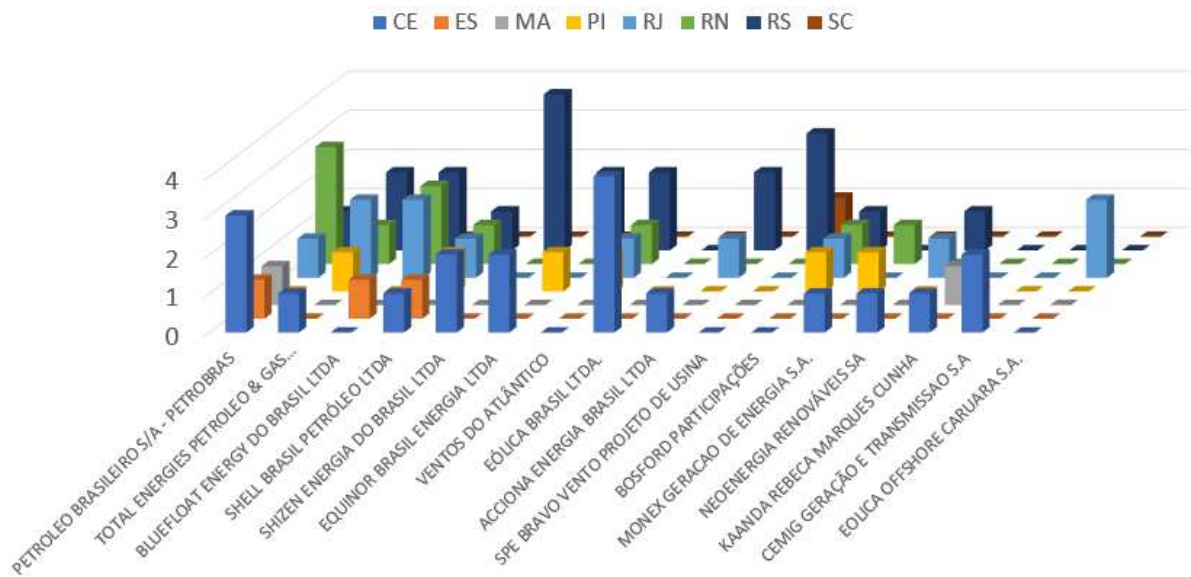
Todos os requerimentos de licença ambiental que já existem dependem da aprovação de um marco regulatório. No entanto, segundo a *Folha*, o projeto enfrenta dificuldades no

Figura 22 – Empreendedores presentes nos projetos eólicos *offshore* no Brasil.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de IBAMA [25].

Figura 23 – Diversificação dos empreendedores nos projetos eólicos *offshore* no Brasil.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de IBAMA [25].

Senado devido à inclusão de emendas não relacionadas ao tema principal, que favorecem outros setores como termelétricas a carvão e gás natural.

A notícia ainda afirma que o país está enfrentando uma sobreoferta de energia, em parte devido ao aumento da geração distribuída por placas solares, o que tem inibido a construção de novos parques eólicos e causado demissões na indústria. E que a queda do preço de referência da energia elétrica (PLD) desde 2022 também tem contribuído para os desafios do setor.

2.2.3 CARACTERÍSTICAS ESPECIAIS

Um parque eólico pode ser categorizado como *onshore* ou *offshore*, dependendo se suas turbinas estão instaladas em terra ou no mar, respectivamente. Essa distinção não só determina a localização física das turbinas, mas também introduz uma série de características e desafios únicos para cada tipo de projeto. Embora os parques eólicos *onshore* já apresentem uma variedade de fatores especiais e obstáculos a serem considerados, os parques *offshore* aumentam ainda mais a complexidade, com uma série de desafios adicionais que são específicos para essa modalidade de geração de energia.

As empresas líderes em tecnologia de energia eólica são internacionais, como Siemens, EEW Group, ENERCON, Vestas, Dong Energy e Senvion [28]. No Brasil, as principais empresas que trabalham nesse ramo são WEG e Nordex [29]. Portanto, para a instalação de um parque eólico, ainda é necessária uma quantidade significativa de tecnologia internacional. É essencial considerar que a capacidade de geração eólica do Brasil supera a de muitos países fornecedores. Portanto, é crucial reavaliar os equipamentos e projetos internacionais para garantir que estejam alinhados com as necessidades e potencialidades específicas do país. Isso implica adaptar as tecnologias e estratégias de implementação para aproveitar ao máximo o abundante recurso eólico do Brasil, considerando suas características geográficas distintas. Detalhes adicionais sobre a construção das usinas eólicas estão disponíveis no Apêndice Seção A.2.

Uma instalação de energia eólica *offshore* é muito mais complexa quando comparada a um projeto *onshore* pelos fatores da distância da costa, operação e manutenção em mar e pela interligação até as redes de transmissão elétricas [30], [31]. Além disso, o custo da energia eólica *offshore* é de 1,5 a 3 vezes mais elevado do que o de um projeto similar em terra [32]. Porém, com o passar dos anos, juntamente com avanços tecnológicos e o aumento da tecnologia nacional, essa diferença de custo tem diminuído [33]. Além disso, o custo também depende de fatores não controláveis, como variações cambiais, disponibilidade de mão de obra especializada e restrição da cadeia de suprimentos [34].

A instalação de usinas eólicas *offshore* enfrenta desafios significativos relacionados à mão de obra, como a necessidade de especialização técnica para operar em ambientes marinhos adversos, a complexidade logística no transporte de equipamentos pesados, o alto custo e o tempo de treinamento requeridos, e as preocupações constantes com segurança e saúde ocupacional. Esses aspectos destacam a importância de investimentos contínuos em capacitação e segurança para garantir a eficiência e o sucesso desses projetos de energia renovável em alto-mar. A Figura 24 ilustra trabalhadores em alturas elevadas durante suas tarefas.

A Figura 25 apresenta fotografias que destacam a complexidade envolvida na instalação de usinas eólicas *offshore*, evidenciando os desafios técnicos e logísticos enfrentados. Por sua vez, a Figura 26 exhibe duas fotografias que ilustram as medidas especiais e os

Figura 24 – Desafio na instalação de usinas eólicas *offshore*.

Fonte: GWR 2024/GWEC [16].

equipamentos específicos com equipamentos específicos utilizados para movimentar esses componentes de grande porte com segurança e eficiência.

Segundo [36], a energia eólica *offshore* fixa possui expectativa de redução de custos maior que a energia eólica *onshore*, podendo se tornar mais viável, com menor LCOE (custo equivalente de cada unidade de eletricidade gerada ao longo da vida do projeto). Este artigo corrobora o estudo [37], que projeta que o LCOE da energia eólica *offshore* poderá ser inferior ao da energia eólica *onshore* até 2028. Isso se deve a avanços tecnológicos, inovações e uma consequente economia de escala, tornando a indústria mais madura e eficiente em termos de custos de produção. Portanto, o investimento contínuo e a pesquisa nesse setor possibilitam a criação de parques eólicos com maior eficiência global. Turbinas de maior capacidade geram mais energia por unidade, possibilitando a instalação de um menor número de turbinas no parque eólico, o que minimiza o efeito esteira. Em contraste, parques com aerogeradores de menor potência requerem um número maior de turbinas para gerar a mesma quantidade de energia, aumentando o impacto do *wake effect* e reduzindo a eficiência geral do parque.

Outra consideração importante é o comportamento do escoamento do vento diante de obstáculos, como prédios, morros e diferentes níveis do solo, que causam variações na velocidade do vento. Em instalações *offshore*, a rugosidade da superfície do mar é menor, resultando em variações menores na velocidade do vento com a altura. Além disso, o vento no mar tende a ser menos turbulento do que em terra, o que pode resultar em uma vida útil mais longa para as turbinas [38]. No entanto, essa característica impacta a altura e a robustez das torres, que precisam suportar a força do vento. Além disso, os materiais utilizados devem ser mais protegidos contra a corrosão [13]. No Apêndice Seção A.3 e

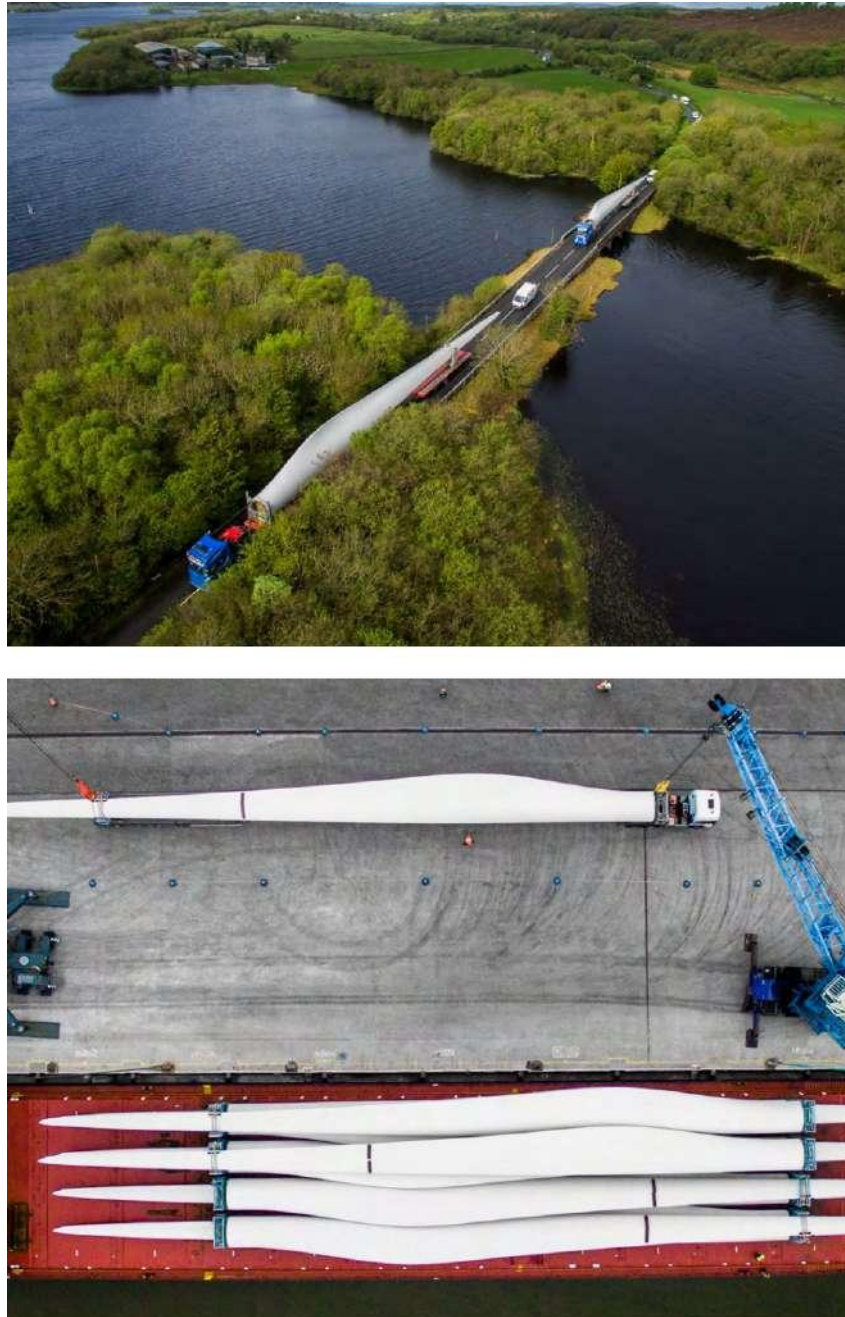
Figura 25 – Fotografias de instalação *offshore*.

Fonte: GWR 2020 e 2023/GWEC [35], [118].

na Seção A.4 são abordados com mais detalhes o local para a usina e os dados sobre os ventos.

A instalação dos aerogeradores *offshore* pode ser: fixa, quando o aerogerador transfere as forças da fundação para o fundo oceânico; ou flutuante, permitindo a mobilidade do aerogerador, pois a estrutura está apenas ancorada [39]. A Figura 27 ilustra as diferentes estruturas, facilitando a compreensão das diferenças entre elas. A escolha entre essas opções depende do local proposto para a instalação do parque eólico. Segundo [40], a fundação pode ser decisiva para determinar a viabilidade econômica do parque, devido a

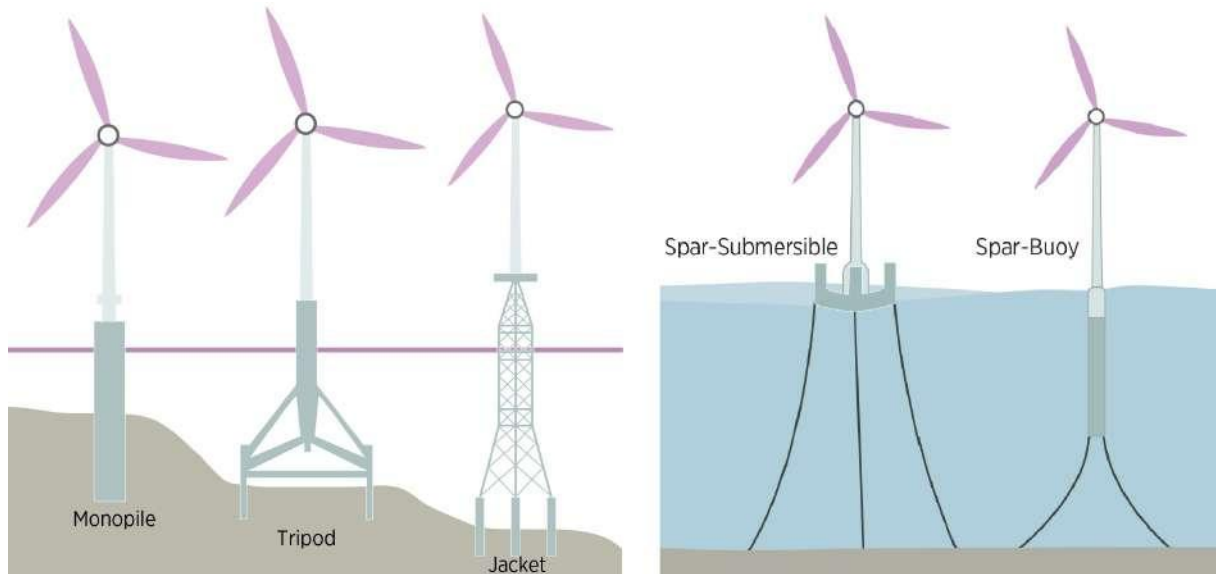
Figura 26 – Transporte da hélice da turbina eólica.



Fonte: GWR 2024/GWEC [16].

complexidade e altos valores das estruturas *offshore*. De acordo com [13], as fundações fixas são usadas em águas de até sessenta metros de profundidade. Existem diferentes tipos de fundações fixas adaptadas para variados níveis de lâmina d'água e cargas hidrodinâmicas, visando garantir uma ancoragem segura. À medida que os parques eólicos são instalados mais longe da costa, é necessário garantir maior robustez nos cabos submarinos de transmissão de energia, para evitar problemas na conexão com a subestação *onshore*. Além disso, a manutenção e os reparos desses cabos podem ser de alto custo.

Figura 27 – Fundação fixa e flutuante, respectivamente.



Fonte: [41].

A intermitência da energia eólica, semelhante à energia solar, apresenta desafios significativos para a competitividade econômica e a operação dessas fontes, especialmente à medida que ocupam uma parcela crescente na matriz elétrica. A principal dificuldade é a falta de garantia de que essas fontes estarão disponíveis para fornecer energia quando necessário, ao contrário de fontes mais controláveis como hidrelétricas com reservatório e usinas térmicas. No entanto, avanços na tecnologia de armazenamento, melhorias na previsibilidade dos ventos e na previsão de geração têm o potencial de mitigar alguns dos desafios associados a essa alta variabilidade [42].

O parque também causa impactos ambientais e sociais que serão abordados em mais detalhes no Apêndice Seção A.5. Além disso, uma característica muito importante que ocorre em parques eólicos é o *wake effect*, ou efeito esteira, que é discutido no Capítulo 4. Segundo [43], o efeito esteira pode ser definido como a influência agregada na produção de energia do parque eólico, que resulta das alterações na velocidade do vento causadas pelo impacto das turbinas entre si. As consequências desse efeito são significativas e devem ser cuidadosamente consideradas e estudadas para mitigar os impactos nos parques a serem construídos.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo de revisão bibliográfica visa apresentar alguns estudos relacionados ao tema abordado por esta pesquisa, com seus respectivos métodos, modelos abordados e objetivos das pesquisas. A Tabela 2 apresenta um resumo dessas principais referências aqui mencionadas.

Gaumond [44], em 2012, avaliou três modelos do *wake effect*: Jensen, Larsen e Fuga, aplicando-os em dois sistemas eólicos *offshores* existentes, Horns Rev (costa oeste da Dinamarca - 80 aerogeradores) e Lillgrund (costa sudoeste da Suécia - 48 aerogeradores). Os resultados demonstraram a robustez dos modelos para fornecer previsões precisas de potência quando as simulações são calculadas em setores de direção do vento de 30°, com uma margem de erro de 1,5%. No entanto, todos os modelos subestimam a produção de energia de uma fileira de turbina eólica usando setores estreitos de 3° ou 5°, e foi concluído que essa discrepância é causada pela incerteza da direção do vento, que não é modelada nas simulações.

Li [45], em 2013, propôs a comparação dos modelos de esteira de Jensen e Larsen em uma única turbina eólica e com a previsão de um ano de energia eólica no parque real do norte da China. No estudo, os autores utilizaram de um índice de avaliação de erro para analisar o desempenho dos métodos propostos, sendo o RMSE (raiz quadrada média do erro) e MAE (erro absoluto médio). As fórmulas computacionais dos dois erros estão exibidas na Equação 3.1 e Equação 3.2, no qual y' é definida como a potência prevista, y como a potência medida e N como o número de amostras.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (y' - y)^2} \quad (3.1)$$

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n |y' - y| \quad (3.2)$$

O autor Li ainda faz conclusões satisfatórias sobre o seu estudo, resumidamente: deve-se sempre levar em consideração o efeito de esteira para a previsão de geração, pois a redução da potência do aerogerador pode chegar a 35%; em seu estudo, o modelo de esteira de Jensen tem uma precisão de previsão um pouco superior em comparação com Larsen. No entanto, para os dois modelos, o RMSE anual de toda a potência prevista do parque eólico é inferior a 16% e o de uma única turbina eólica é de cerca de 25%. Li afirma que as distribuições de erro dos dois modelos de esteira apresentam as mesmas tendências: quanto maior for o erro previsto da potência eólica, menor será a sua probabilidade de ocorrência. Em seu estudo, o modelo de Jensen tem a maior probabilidade de ocorrência de erro zero, que é de até 35,91%.

Pillai [46], em 2014, explorou a precisão e o tempo computacional de quatro modelos de esteira aplicados ao parque eólico *offshore* Middelgrunden de Copenhague, na Dinamarca, utilizando dados do parque do ano de 2001 até 2004. Os modelos analisados são: Jensen, Larsen, Ishihara e uma versão simplificada do modelo Eddy-Viscosity. Pillai afirma que, embora os quatro modelos geralmente não sejam recomendados para uso abaixo de 4D, estes podem apresentar bons resultados em valores baixos, como 1,7D. O estudo concluiu que o tamanho do setor direcional usado na comparação, bem como se esse setor direcional é aplicado a todas as velocidades de vento de entrada das turbinas ou apenas ao norte, tem grande impacto nos resultados. Para o caso proposto, o modelo de esteira de Larsen obteve o melhor equilíbrio entre precisão e tempo computacional.

Shakoor [47], em 2015, objetivou calcular as dimensões otimizadas da área do parque eólico - tanto *onshore* quanto *offshore* - e do *layout* das turbinas, visando reduzir o custo total por unidade de potência, que é a função objetivo do estudo. Para isso, o déficit de velocidade causado pelo efeito esteira foi calculado utilizando o modelo de Jensen. O método de otimização empregado foi o Algoritmo Genético (AG). Shakoor observa que há uma escassez na literatura sobre a otimização das dimensões de um parque eólico para maximizar a velocidade do vento. No projeto do *layout*, o autor inicialmente posicionou 19 turbinas de forma a evitar que o *wake effect* afetasse a potência das turbinas. Em seguida, 13 turbinas foram posicionadas através do AG, resultando em uma eficiência de 97,7% para o parque eólico proposto.

Jeon [48], em 2015, realiza uma comparação dos três modelos de *wake effect: eddy viscosity*, Larsen, Jensen e Frandsen; em uma usina em operação *onshore* denominada Sungsan (extremo sul da Coreia - 10 aerogeradores). Os resultados demonstram que o modelo de Jensen é o melhor modelo para prever o déficit de velocidade sob uma condição específica de velocidade do vento, e os modelos de *eddy viscosity* e de Larsen são relativamente precisos para prever a largura da esteira e seu perfil. No entanto, o autor conclui que é necessário um estudo cauteloso para a avaliação do fenômeno, pois a precisão da previsão dos modelos de esteira varia com a condição de distância do aerogerador à jusante.

Kollwitz [49], em 2016, estudou o impacto que o decaimento da esteira (k_w) e intensidade de turbulência (IT), calculado a partir de medições locais, faz sobre a capacidade preditiva do modelo de Jensen. Essa comparação é feita através de dois estudos de casos: no primeiro, um conjunto de duas turbinas com eixo a 80 metros, e no segundo, a altura do eixo das turbinas é de 105 metros. O autor informa que os dados operacionais foram coletados de um parque eólico *onshore* localizado na Suécia, operado pela *Stena Renewable*, no período de janeiro de 2013 até março de 2016. O estudo concluiu que o modelo de Jensen teve um melhor desempenho ao utilizar $k_w = 0,075$ em comparação com o uso de um valor baseado na IT ao considerar todos os intervalos de produção de energia e de velocidade do vento. Porém, houve divergência quando analisadas as velocidades dos

ventos: para ventos com velocidades mais altas, o k_w baseado na IT apresentou menor erro, enquanto para ventos com velocidades mais baixas, o Jensen teve maior sucesso. O autor conclui afirmando que a principal fonte de incerteza nos resultados está relacionada às medições de velocidade do vento, que têm um impacto maior no modelo de esteira quando se usa um k_w baseado em IT do que quando se usa um k_w baseado na rugosidade.

Pillai, em 2017 [50], continuou seu estudo através da usina eólica Middelgrunden, utilizando-a como referência para calibrar o modelo adequado. O autor utiliza dois métodos de otimização (Algoritmo Genético - AG e Otimização por Enxame de Partículas - PSO) e considera o fator LCOE (*levelized cost of energy*), definido na Equação 3.3, que é uma função da energia total gerada e dos custos durante a vida útil do parque eólico. Nesta equação, C_t representa o custo total incorrido no ano t , n é o tempo de vida do projeto, AEP_t , é a produção anual de energia no ano t , e r é a taxa de desconto do projeto.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{AEP_t}{(1+r)^t}} \quad (3.3)$$

Os dois métodos foram executados três vezes considerando os três diferentes conjuntos de restrições e parâmetros definidos no artigo. Ambos os métodos mostraram-se capazes de identificar *layouts* com custo nivelado de energia (LCOE) reduzido em comparação com o *layout* existente, considerando as condições e restrições específicas deste local e aquelas típicas de projetos futuros. Um destaque interessante considerado nesse trabalho foi que como os reguladores europeus estavam em discussões para desenvolver orientações sobre como os *layouts*, o estudo considerou três modos diferentes e separados para abordar as restrições avaliadas pelos reguladores e pelos órgãos de licenciamento, sendo estes: modo de matriz, as variáveis de decisão definem o espaçamento e a orientação de uma grade regular de posições de turbina com espaçamento constante a favor do vento e vento cruzado em todo o local; modo binário, em que a área do parque eólico é discretizada em posições de turbina permitidas e as variáveis de decisão são, portanto, variáveis binárias que representam a presença de uma turbina em uma determinada célula; e modo contínuo, em que as variáveis de decisão definem diretamente as coordenadas do aerogerador e podem, portanto, ocupar qualquer valor dentro da área do parque eólico.

O estudo concluiu que o *layout* final para cada um dos três conjuntos de restrições e para cada método de otimização resultou em LCOE e posições dos aerogeradores bastante próximos. Isso indica que o desenvolvedor teria várias opções viáveis para a escolha final. No entanto, dado que os métodos produziram resultados próximos, mas não idênticos, há potencial para ajustes adicionais em ambos os otimizadores, o que poderia levar a melhorias adicionais no LCOE.

Sun [51], em 2018, comparou três modelos do efeito esteira para estimar a produção de energia eólica em um parque localizado em Hong Kong. Os resultados revelaram

pequenas discrepâncias nas estimativas totais de energia entre os modelos, com erros de 1,55% e 0,38% para os modelos 2D Jensen e Jensen Guassiano, respectivamente, em relação ao modelo Jensen. O estudo propõe investigações futuras sobre o modelo 3D Jensen Guassiano. Essas pesquisas corroboram a importância da análise detalhada dos efeitos de esteira e da otimização do *layout* para maximizar a eficiência dos parques eólicos.

Cortez [52], em 2020, apresentou um estudo com o objetivo de avaliar a produção de energia anual de um parque eólico considerando uma limitação de um *wake effect* em 5%. O estudo analisou 11 casos com diferentes distribuições dos aerogeradores, todas em forma de "V", visando minimizar o *wake effect*. Foram consideradas diferentes distâncias entre os aerogeradores e direções predominantes do vento. O estudo foi realizado para ventos do município de Assunção Ixtaltepec, Oaxaca, México. Cada projeto de *layout* do parque eólico foi simulado nos softwares MATLAB e WAsP, utilizando a modelagem de Jensen e levando em conta a rugosidade do terreno.

Yang [53], em 2020, comparou a intensidade da turbulência em cada direção do parque eólico usando quatro modelos do *wake effect*: Jensen, Frandsen, Larsen e Jensen Gaussiano. Os modelos foram avaliados em relação ao déficit de potência e produção de energia do parque eólico, com base em dados reais coletados do parque eólico *onshore* Gasiri, na Coreia do Sul. O estudo revelou que os modelos Jensen e Jensen Gaussiano mostraram maior concordância com a distribuição do déficit de potência das turbinas eólicas do que outros modelos, especialmente quando os parâmetros gerais recomendados foram aplicados a todas as direções. Em termos de produção de energia, a diferença máxima entre os modelos foi de aproximadamente 3%.

Liviero [54], em 2020, realizou comparações entre os modelos Jensen, Ainslie, Larsen, Frandsen e Gaussiano para prever a produção de energia com base em dados reais de parques eólicos. Os dados utilizados cobriram 12 meses de 2016 em incrementos de 10 minutos, com 9 meses reservados para o treinamento do modelo e os outros 3 meses para validação. A direção do vento foi analisada a partir do Norte e seguindo no sentido horário. O artigo sugere que a combinação dos modelos de esteira existentes poderia melhorar a previsão e apresenta quatro métodos para realizar essa mesclagem:

1. Superposição Linear (*Linear Superposition*): Este método encontra o déficit geral fazendo a soma dos déficits de todas as esteiras.

$$\Delta\bar{U}_{n+1} = \sum_{j=1}^n (\Delta\bar{U}_j|_{x(n+1)}) \quad (3.4)$$

2. Superposição quadrática (*Quadratic superposition*): Este modelo é amplamente utilizado e foi proposto por Katic ao melhorar o modelo de Jensen.

$$\Delta\bar{U}_{n+1} = \sqrt{\sum_{j=1}^n (\Delta\bar{U}_j|_{x(n+1)})^2} \quad (3.5)$$

3. Superposição dentro da abordagem de meandro dinâmico (*Superposition Within the Dynamic Wake Meandering Approach*): essa abordagem assume que as esteiras que interceptam o rotor são independentes umas das outras. Conseqüentemente, essas esteiras são definidas usando as mesmas condições de fluxo, que são a velocidade média do vento e o campo de turbulência. O déficit geral é calculado na Equação 3.6, onde i varia entre 1 e n e representa uma turbina a montante.

$$\Delta\bar{U}_{n+1}(t) = \max(\Delta\bar{U}_i(t))|_{x(n+1)} \quad (3.6)$$

4. Abordagem de superposição da esteira de Larsen (*Larsen Wake Superposition Approach*): Neste modelo, cada esteira é calculada sob condições instáveis de fluxo, o que significa que as esteiras a montante são consideradas.

Depois de revisar a literatura, Liviero desenvolveu um modelo empírico baseado em dados, criando um conjunto de equações para prever a potência de saída de uma única turbina utilizando apenas a velocidade e a direção do vento como entradas. Esse modelo empírico foi comparado com as propostas de modelos existentes e estudos anteriores. A conclusão do estudo destacou que o modelo empírico obteve melhores resultados, enquanto o modelo físico foi considerado o menos eficiente, principalmente devido ao tempo elevado necessário para sua formulação. Liviero concluiu que a abordagem estatística é a mais eficaz para esse tipo de estudo, pois permite uma melhor adaptação aos fenômenos físicos complexos que devem ser considerados nos modelos de previsão de energia eólica.

Gao [55], em 2020, comparou a potência extraída, o custo de energia e a eficiência da usina eólica utilizando o método de otimização *Multi-Population Genetic Algorithm* (MPGA), para determinar o melhor *layout*. Foram considerados quatro modelos do *wake effect*: Jensen, Frandsen, 2D-k Jensen e Jensen Gaussiano. Os dois primeiros modelos são considerados lineares na descrição dos déficits de velocidade na região, enquanto os outros dois modelos são bidimensionais. O estudo simulou vários casos: caso a, com velocidade constante do vento de 12 m/s com direção fixa do vento, usina com 30 aerogeradores; caso b, com velocidade constante do vento de 12 m/s com direções de vento variáveis, usina com 19, 30 e 40 aerogeradores; caso c, com velocidade variável do vento de 8, 12, 17 m/s com direções de vento variáveis, com 15, 39, 40 e 41 aerogeradores. Os resultados das simulações foram comparados com outros resultados da literatura. Os resultados mostraram que o modelo de Jensen proporcionou maior geração e eficiência, pois subestima o déficit de velocidade na esteira. O modelo de Frandsen também subestima a velocidade na esteira, resultando em menor eficiência devido à geração de energia ineficiente. A conclusão do

estudo foi que o modelo Jensen Gaussiano teve o melhor desempenho na otimização do *layout* do parque eólico.

Hsieh [56], em 2021, investigou como o efeito esteira afeta a eficiência do *layout* das turbinas em um parque eólico *offshore* utilizando um algoritmo genético distribuído para otimização. Os dados históricos de meteorologia da Academia Sinica foram utilizados para modelar as condições de vento no 29º parque eólico em Taiwan. Os resultados mostram que o parque eólico otimizado é mais resistente ao *wake effect*, resultando em um aumento significativo na produção de energia quando os ventos variam entre 5 m/s e 15 m/s. Além disso, um algoritmo de otimização por colônia de formigas (*Ant Colony Optimization*) foi aplicado para reduzir os custos operacionais dos cabos interconectores. Esses resultados destacam a eficácia da abordagem de otimização combinada na melhoria da produção de energia e na redução de custos operacionais.

Yeghikian [57], em 2021, utilizou o modelo de Jensen para modelar o *wake effect* e o algoritmo de otimização por enxame de partículas (PSO) para encontrar a melhor configuração das turbinas e suas alturas. O estudo conseguiu aumentar a capacidade de geração de energia em 10,75% e reduzir os custos em 9,42%. Foi considerada uma abordagem tridimensional, que levou em conta a posição das turbinas, a configuração do parque e as alturas dos aerogeradores. Essa abordagem mostrou-se eficaz na minimização do efeito de esteira, resultando em uma disposição mais eficiente das turbinas. O estudo conseguiu aumentar a capacidade de geração de energia em 10,75% e reduzir os custos em 9,42%.

Liang [58], em 2023, analisou a otimização do *layout* de um parque eólico *offshore* usando cinco algoritmos (dois baseados em população e três de ponto único) para mitigar o *wake effect*. Entre esses algoritmos, dois são baseados em população e três são de ponto único. O modelo de Jensen foi utilizado, e uma função de penalidade foi aplicada para lidar com restrições. Os resultados mostram que a *Random Search* (RS) tem o melhor desempenho em termos de resultados de otimização e custo computacional na maioria dos casos, exceto em situações com restrições rigorosas. Nesses casos, a combinação de *Pattern Search* (PS) e RS melhorou a performance. A função de penalidade foi eficaz em fortalecer a capacidade dos algoritmos para lidar com restrições complexas, e a limitação de movimentos inválidos ajudou a aumentar a eficiência da RS.

Qu [59], em 2024, propôs um *layout* otimizado que combina algoritmos de inteligência artificial, incluindo o algoritmo genético adaptativo (AGA), a máquina de aprendizado extremo (ELM) baseada em simulação de Monte Carlo, e o algoritmo de otimização inspirado em besouro de esterco (DBO). As simulações foram conduzidas em seis parques eólicos diferentes com três configurações distintas de distribuição de condições de vento. Os resultados mostraram que o modelo proposto superou os métodos existentes ao reduzir significativamente o impacto do *wake effect* e otimizar eficientemente o *layout* dos parques

eólicos. O modelo DBO-ELM-GA demonstrou uma eficiência de conversão até 1,85% superior ao CGA e 0,3% superior ao AGA, destacando sua robustez e capacidade de otimização contínua, mesmo em condições complexas de distribuição do vento.

Outros artigos de grande relevância também podem ser destacados para complementar o estudo nesta área. A revisão feita por Siyu [60], em 2020, em que apresenta uma análise completa sobre a otimização do *layout* de parques eólicos com múltiplos tipos de turbinas eólicas. A revisão destaca três pontos chave para a pesquisa neste tópico: a seleção do tipo de turbina; a modelagem do efeito de esteira; e o *design* do algoritmo de otimização. Primeiramente, uma série de curvas de potência de turbina são demonstradas com um método de seleção de tipo de turbina para escolher as mais adequadas. Ao calcular a produção de energia do *layout*, são introduzidos os modelos: Jensen, 2D e 3D Jensen Gaussiano, para aplicação na otimização de *layout* não uniforme. As funções objetivo, restrições e algoritmos de otimização usados na literatura são revisados e o *framework* de otimização é construído. Estudos de caso são realizados em duas fazendas reais: Greater Gabbard *offshore*, em uma área plana com forma irregular; e em Huade II, uma usina *onshore*, em uma área montanhosa com forma quadrada. O artigo busca esclarecer os aspectos mais significativos no *design* de otimização de *layouts* de parques eólicos não uniformes com base nos trabalhos mais recentes.

No artigo de Jansen [61], em 2022, foi conduzido um estudo abrangente sobre os esquemas de leilão utilizados para a energia eólica *offshore* em várias jurisdições ao redor do mundo. Os autores exploraram a diversidade dos formatos de leilão, que incluem tarifas *feed-in*, contratos de diferença de um e dois lados, acordos obrigatórios de compra de energia e certificados de energia renovável obrigatórios. A pesquisa identificou que todos os principais países produtores de energia eólica *offshore* empregam uma estabilização de receita, embora os instrumentos específicos variem conforme a maturidade do mercado e o contexto regulatório. Os resultados indicam que os leilões têm se tornado mais expostos aos riscos de preço de mercado com o tempo, especialmente em mercados mais maduros. Além disso, os autores destacam a importância de considerar a alocação de risco entre desenvolvedores privados e entidades públicas ao projetar mecanismos de suporte, sugerindo que mercados menos maduros tendem a utilizar formatos de menor risco para atrair investimentos.

Na revisão de Kallinger [62], de 2023, são destacados vários fatores cruciais para o planejamento de parques eólicos, abrangendo tanto aspectos técnicos quanto econômicos. A revisão enfatiza a importância de considerar: perdas por *wake effect*; perdas associadas a energia nos cabos; a disponibilidade de tipos de cabos; as perdas baseadas na confiabilidade dos componentes; e custos operacionais contínuos e do investimento inicial. Enquanto a pesquisa atual foca principalmente em parques eólicos fixos no fundo do mar, poucos estudos exploram os desafios específicos dos parques flutuantes, como a mobilidade das estruturas e a interação de cabos dinâmicos. Os métodos GA e PSO destacaram-se

Tabela 2 – Tabela comparativa das referências bibliográficas.

Referência	Método:		Modelo	Objetivo
	Estudo de casos	Algoritmo de Otimização		
[44] (2012)	✓	✗	Jensen, Larsen e Fuga	Comparação dos modelos
[45] (2013)	✓	✗	Jensen e Larsen	Comparação dos modelos
[46] (2014)	✓	✗	Jensen, Larsen, Ishihara e EV	Comparação dos modelos
[47] (2015)	✗	AG	Jensen	Otimização do <i>layout</i>
[48] (2015)	✓	✗	EV, Jensen, Larsen e Frandsen	Comparação dos modelos
[49] (2016)	✓	✗	Jensen	Comparação entre k_w
[50] (2017)	✗	AG e PSO	Larsen	Otimização do <i>layout</i>
[51] (2018)	✓	✗	2D Jensen e Jensen Gaussiano	Comparação dos modelos
[52] (2020)	✓	✗	Jensen	Otimização do <i>layout</i>
[53] (2020)	✓	✗	Jensen, Frandsen, Larsen e Jensen Gaussiano	Comparação dos modelos
[54] (2020)	✓	✗	Jensen, EV, Larsen, Frandsen e Jensen Gaussiano	Comparação dos modelos
[55] (2020)	✗	MPGA	Jensen, Frandsen, 2D-k Jensen e Jensen Gaussiano	Otimização do <i>layout</i>
[56] (2021)	✗	AG e ACO	Jensen	Otimização do <i>layout</i> e do sistema coletor
[57] (2021)	✗	PSO	Jensen	Otimização do <i>layout</i> e da altura da turbina
[58] (2023)	✗	GA, PSO, GS, PS e RS	Jensen	Otimização do <i>layout</i>
[59] (2024)	✗	AGA, ELM e DBO	Jensen	Otimização do <i>layout</i>

Fonte: Elaborado pela autora.

como soluções promissoras para lidar com a crescente complexidade da otimização de cabos em grandes parques eólicos, oferecendo resultados quase ótimos com menor custo

computacional. A revisão sugere que abordagens simultâneas ou embutidas são mais eficazes do que a otimização sequencial, pois permitem a consideração de todos os aspectos relevantes de forma integrada.

4 WAKE EFFECT

4.1 DEFINIÇÃO E CARACTERÍSTICAS

O *wake effect*, que pode ser traduzido como efeito de esteira ou enfraquecimento dos ventos, é um fenômeno observado em parques eólicos onde a passagem do vento por uma turbina à montante causa uma redução na velocidade do vento que atinge as turbinas à jusante. Essa diminuição na velocidade do vento resulta em uma menor potência extraída pelas turbinas subsequentes. Além disso, a maior intensidade da turbulência causada pelo efeito de esteira aumenta a carga estrutural sobre os aerogeradores [63], levando a um desgaste adicional e, conseqüentemente, à redução da eficiência operacional das turbinas a jusante. Uma foto desse efeito pode ser observado na Figura 28.

Figura 28 – Fotografia do fenômeno do *wake effect*.



Fonte: [64].

Quando há uma usina eólica com grande número de aerogeradores, também pode ocorrer o fenômeno de múltiplos *wake effects*, que seria uma turbina estar dentro da esteira de mais de um aerogerador, efeito este que também pode ser observado na figura anterior. De acordo com [55], o efeito esteira causou uma diferença entre a potência esperada e realizada em dois parques eólicos *offshore*. No parque eólico de Middelgrunden, localizado na Dinamarca e instalado em 2001, a variação das potências é em torno de 10% enquanto no parque eólico de Lillgrund, localizado na Suécia e instalado em 2007, a discrepância é de cerca de 23%.

Com isso, é notável a importância de uma modelagem adequada desse fenômeno para obter um conhecimento preciso do fluxo de vento e projetar o melhor *layout* do sistema eólico. Além disso, essa modelagem contribui para uma proteção elétrica adequada, subestações dimensionadas corretamente, aumento da vida útil das turbinas e incremento da potência extraída do parque.

Devido a esse significativo efeito, diversos autores na literatura criaram métodos para modelar o efeito esteira. Afirmar que um modelo é superior a outro é impossível, pois cada modelo pode se adequar melhor a diferentes usinas, dependendo da localização, das diversas direções do vento, do comportamento da velocidade do vento, da altura da turbina, e de ser *offshore* ou *onshore*, entre outros fatores. Ademais, os modelos possuem parâmetros diferentes que devem ser determinados de forma apropriada, pois afetam o cálculo do efeito. Sendo assim, como cada modelo possui suas características próprias, a proposta deste trabalho é comparar esses modelos para usinas eólicas *offshore* no território brasileiro, com o propósito de determinar as diferenças de potências calculadas entre os modelos.

Diversas modelagens do *wake effect* foram desenvolvidas, sendo as mais estudadas: Lissaman (Lissaman, 1979, [65]); Jensen (N.O. Jensen, 1983, [66]); Eddy Viscosity (Ainslie, 1985, [67]); Modified Park Model (Katic et al., 1986, [68]); Larsen (Larsen, 1988, [69]); Ishihara (Ishihara, 2004, [70]); Frandsen (Frandsen, 2007, [71]); Fuga (Ott e Nielsen, 2014, [72]); BP (Bastankhah e Porté-Agel, 2014, [73]); 2D-k Jensen (Tian et al., 2015, [74]); e Jensen Gaussiano (Gao Xiaoxia et al., 2016, [75]).

O modelo de Lissaman é baseado em uma descrição semi-empírica do déficit de velocidade no fluxo a favor do vento de uma turbina [76]. O modelo de Jensen foi o primeiro modelo analítico de *wake effect*, sendo referência para diversos estudos e *softwares*. Este é baseado na expansão linear da esteira, considerando o equilíbrio do momento e o déficit de velocidade do vento avaliado por um único parâmetro relacionado com o coeficiente de empuxo da turbina [77]. Anos depois, este modelo foi aprimorado, considerando características específicas das turbinas eólicas. A perda de esteira calculada é proporcional à soma dos quadrados dos déficits de velocidade, sendo este o *Modified Park Model*.

O modelo de Larsen usa aproximações de primeira e segunda ordem das equações de *Reynolds-Averaged Navier-Stokes* (RANS), que decompõem as propriedades do fluxo em um valor médio esperado mais um termo de flutuação [77]. O modelo analítico de Ishihara foi desenvolvido através de dados de túnel de vento, levando em consideração o efeito da turbulência na recuperação da esteira. Ishihara mostra que, quando o coeficiente de empuxo é grande, a taxa de recuperação da esteira aumenta. Esses mesmos resultados são encontrados tanto para a turbulência ambiente quanto para a turbulência gerada mecanicamente [78].

O modelo de Frandsen tem o objetivo de prever o déficit de velocidade do vento em grandes parques eólicos *offshore*, utilizando uma área retangular e linhas retas de vento, com turbinas espaçadas equidistantemente [78]. O modelo BP é um modelo analítico baseado em uma distribuição gaussiana para o déficit de velocidade na esteira, aplicando a conservação de massa e momento, mas sem considerar os termos de viscosidade e pressão na equação do momento [77].

O modelo 2D-k Jensen é um modelo analítico bidimensional, diferentemente do Jensen, que é unidimensional. Esse modelo pode ser considerado mais aprimorado, pois pesquisas mostram que há um perfil de velocidade não linear na seção tubular do fluxo da esteira da turbina [75]. Tian trabalha com a distribuição de velocidade na região da esteira em formato de função cosseno, enquanto Gao considera essa distribuição em formato gaussiano. Segundo [55], não há diferença essencial entre a função cosseno e a distribuição gaussiana na descrição da curva de distribuição de velocidade da região da esteira. A maior diferença entre os modelos está na modelagem da correção do coeficiente de expansão da esteira, que pode prever melhor a intensidade da turbulência na esteira.

Os modelos de EV e Fuga já incorporam a interação de um modelo analítico citado anteriormente com um modelo de *Planetary Boundary Layer* ou um algoritmo CFD (*Computational Fluid Dynamics*) baseado em RANS [77]. O modelo de Ainslie foi derivado pela simplificação da equação RANS, com a aproximação da camada de cisalhamento fina e o termo de fechamento da viscosidade parasita para a tensão de Reynolds. Este modelo supõe que a esteira é axissimétrica, estacionária, turbulenta e sem velocidades tangenciais. Já o modelo de Fuga é um modelo aprimorado que leva em conta a estabilidade atmosférica [77].

Além disso, há modelos que utilizam também a terceira dimensão para o cálculo do *wake effect*, sendo esta considerando importante principalmente em situações onde o fluxo de vento não é uniforme [60]. Essa consideração a mais é proposta como uma solução para lidar com as limitações de modelos 1D e 2D, que não capturam adequadamente a variação da velocidade do vento em todas as direções (horizontal, vertical e em profundidade). Enquanto o modelo 2D é útil para análises preliminares e de baixo custo computacional, ele limita-se a representar apenas uma seção do fluxo de vento, desconsiderando variações importantes em diferentes alturas e profundidades [79]. O modelo 3D, por outro lado, oferece uma visão mais realista, sendo crucial em otimizações de *layout* de parques eólicos onde a interação entre turbinas e os efeitos de variação do vento em diferentes camadas são determinantes. Isso faz com que o 3D seja essencial em projetos de grande escala, evitando superestimções na produção de energia e permitindo decisões mais precisas no dimensionamento da infraestrutura elétrica e na estratégia de controle do parque eólico.

Há diversos *softwares* que fazem a otimização do *layout* eólico baseado nos modelos da literatura. Pode-se citar os mais famosos, sendo:

- WindPRO: Este *software* comercial, desenvolvido pela *EMD International*, oferece uma completa avaliação de recursos eólicos, modelagem de parques eólicos e otimização de *layout*. É amplamente utilizado por desenvolvedores, consultores e pesquisadores. Sua modelagem do efeito esteira é baseada no *Modified Park Model*, e atende parques *onshore* e *offshore* [80].

- WindFarmer: Este *software* comercial, desenvolvido pela *DNV GL*, permite a modelagem e otimização de parques eólicos, analisando o impacto do terreno, restrições ambientais e outras variáveis para otimizar o *layout* das turbinas. Sua modelagem do efeito esteira é baseada no *Eddy Viscosity*, e atende parques *onshore* e *offshore* [81].
- WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*): Esta ferramenta, desenvolvida pela *Technical University of Denmark* (DTU), é amplamente utilizada para modelagem de recursos eólicos e otimização de *layout* de parques eólicos. Há uma versão gratuita, chamada *WAsP Engineering*, que oferece funcionalidades básicas, e uma versão completa, que é paga. O modelo de *wake effect* usado é o *Modified Park Model*, e a ferramenta otimiza parques *onshore* e *offshore* [82].
- WindSim: Este *software* comercial, desenvolvido pela WindSim AS, é projetado para simulação de fluxo de vento em terrenos complexos e otimização de *layout* de turbinas eólicas. Para o cálculo do efeito esteira, o *software* utiliza técnicas de *Computational Fluid Dynamics* (CFD), modelando tanto parques *onshore* quanto *offshore* [83].

Também há alguns *softwares* de código aberto, como o Openwind [84]. O projetista deve considerar todas as características específicas do projeto para avaliar qual programa atende melhor às suas necessidades, pois cada um possui suas singularidades.

Através dos modelos do efeito esteiras, pode-se definir o termo *parsimony* (C), que é uma medida inversa da complexidade do modelo [78]. Este termo é definido conforme a Equação 4.1, sendo N_{eq} o número de equações e N_{var} o número de variáveis dos modelos.

$$C = \frac{1}{N_{eq} + N_{var}} \quad (4.1)$$

Sendo assim, para os modelos propostos neste trabalho, pode-se determinar a Tabela 3, na qual é exibido o nível de complexidade dos modelos.

Tabela 3 – *Parsimony* dos modelos propostos.

	Jensen	Larsen	Frandsen	Tian	Gao
Nº de equações	4	6	6	6	6
Nº de variáveis	5	6	5	5	5
Nº constantes (empíricas)	1	6	2	3	3
<i>Parsimony</i> (C)	1/10	1/18	1/13	1/14	1/14

Fonte: Elaborado pela autora.

Ao analisar a Tabela 3, observa-se que o modelo de Jensen se destaca por sua simplicidade, apresentando menos equações e constantes empíricas, o que facilita sua

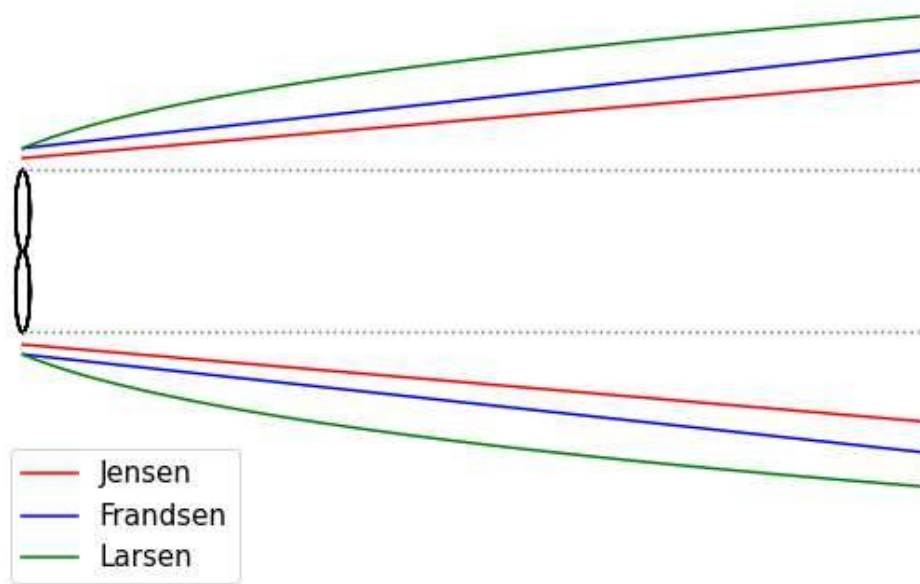
implementação. Em contraste, o modelo de Larsen, com uma *parsimony* de 1/18, é o mais complexo, possuindo mais variáveis e constantes empíricas. Embora isso possa permitir maior flexibilidade, também pode introduzir maior incerteza nos resultados. O modelo de Frandsen é o segundo mais simples, com uma variável a menos em comparação com os modelos de Tian e Gao, que têm complexidade semelhante entre si. Estes últimos possuem o mesmo número de equações e variáveis, resultando em *parsimony* equivalente de 1/14.

Os modelos de Jensen, Larsen, Frandsen, 2D-k Jensen e Jensen Gaussiano representam diferentes abordagens para a modelagem do efeito esteira das turbinas eólicas, cada um com suas características distintas e aplicações específicas. O modelo de Jensen, o mais tradicional entre eles, utiliza uma equação simples para o déficit de velocidade na esteira, baseando-se principalmente no coeficiente de indução axial e do coeficiente de confiança da turbina. É adequado para simulações rápidas e análises preliminares de parques eólicos. Por outro lado, o modelo de Larsen é mais complexo, incorporando equações adicionais para descrever a expansão da esteira e considerar variações detalhadas das condições de vento. O modelo de Larsen oferece uma representação que pode ser adaptada e calibrada com valores empíricos para melhorar a precisão das previsões.

O modelo de Frandsen, semelhante ao de Larsen, também inclui equações detalhadas para o déficit de velocidade e a expansão da esteira, mas se destaca por considerar a influência da turbulência atmosférica e gerada pelo rotor na modelagem. Isso o torna útil para situações em que a turbulência é uma consideração importante, como em parques eólicos situados em terrenos complexos ou próximos a grandes áreas urbanas. O modelo 2D-k Jensen representa uma extensão bidimensional do modelo clássico de Jensen, incorporando um perfil de velocidade cossenoidal na esteira para descrever melhor a distribuição espacial do vento. Esse modelo oferece uma precisão aprimorada em comparação com o modelo unidimensional, especialmente em *layouts* complexos de parques eólicos.

Por fim, o modelo Jensen Gaussiano assemelha-se ao modelo 2D-k Jensen, pois adapta a velocidade com base em uma distribuição gaussiana, observada experimentalmente na velocidade do vento na esteira, proporcionando uma representação mais fiel da realidade física. Embora os detalhes específicos das equações possam variar, esse modelo visa capturar com maior precisão a forma e a intensidade da esteira, sendo útil em simulações em que a distribuição detalhada da velocidade do vento é crucial. Em resumo, a escolha entre esses modelos depende das necessidades específicas de modelagem, da complexidade do *layout* do parque eólico, da localização e da disponibilidade de dados para calibração e validação. A Figura 29 exhibe uma comparação do comportamento das esteiras de três modelos do efeito esteira analisados, sendo que os outros dois modelos possuem uma esteira semelhante à do modelo de Jensen.

Por fim, a rugosidade do solo, a taxa de expansão da esteira e o nível de turbulência ambiente do vento são parâmetros que devem ser ajustados de acordo com o cenário

Figura 29 – Comparação da esteira de três modelos analisados de *wake effect*.

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 4 – Rugosidade do solo e taxa de expansão para diferentes cenários.

Rugosidade do solo (m)	Taxa de expansão (k)	Cenário
0,0002	0,04	Superfície da água.
0,00024	0,052	Terrenos abertos com superfície lisa.
0,03	0,063	Áreas rurais abertas, sem cercas/sebes, com edifícios espaçados e colinas suaves.
0,055	0,075	Áreas rurais com casas, com cercas/sebes de até 8m separados por aproximadamente 1250 m.
0,1	0,083	Áreas rurais com casas, com cercas/sebes de até 8m separados por aproximadamente 500 a 800 m.
0,2	0,092	Áreas rurais com casas, com cercas/sebes de até 8m separados por aproximadamente 250m.

Fonte: [85], [86].

definido para a simulação. A Tabela 4 apresenta as propostas de valores para a rugosidade do solo e a taxa de expansão da esteira, conforme [85] e [86], para diferentes cenários.

Outra peculiaridade a ser determinada em projetos eólicos é a distância entre os aerogeradores. O trabalho desenvolvido em [87] analisa a distância entre os aerogeradores em cinco parques eólicos no estado do Ceará e verifica se estão de acordo com as recomendações da literatura, das empresas de projeto e das normas nacionais e internacionais. Considerando D como o diâmetro do rotor do aerogerador, o autor afirma que, segundo a literatura [88] e [2], o distanciamento mínimo recomendado é de $3D$. Para a empresa Geoconsult [89], a recomendação é de $2D$. A norma nacional ABNT NBR IEC 61400-12 estabelece um valor de $2D$, enquanto a norma internacional DS472 recomenda uma distân-

cia de $5D$ para turbinas com rotor inferior a 25 metros. O autor mostra que, para os casos estudados, com turbinas variando entre 77 metros e 110 metros, as distâncias reais variam de $2,25D$ a $3,14D$. Uchôa afirma que, comparando os dados do Ceará com os de parques já implantados no mundo, observa-se que os parques do estado estão, na maioria dos casos, dentro das faixas de distância dos parques instalados no exterior e, em alguns casos, até com distâncias superiores.

No estudo realizado por [90], foi conduzida uma otimização utilizando o método de Taguchi para um par de aerogeradores, simulando variações em três parâmetros de projeto: a distância horizontal entre os eixos das turbinas eólicas (S); a distância vertical entre as alturas médias das turbinas (h); e a orientação das turbinas em relação ao vento incidente (β). O artigo variou a distância horizontal entre as turbinas para $1,5D$, $2,0D$ e $2,5D$, concluindo que a geração de energia das turbinas emparelhadas foi máxima quando estavam dispostas lado a lado, na mesma altura e na menor distância horizontal analisada. Portanto, é interessante realizar diversas simulações e planejar cuidadosamente a otimização do *layout* do parque eólico a ser desenvolvido, com o objetivo de maximizar a capacidade de entrega de potência.

4.2 MODELO DE JENSEN

O modelo do *wake effect* Jensen foi desenvolvido pela primeira vez por N.O. Jensen em 1983 [66]. Este modelo simplifica a esteira como um cone que se expande atrás da turbina eólica, assumindo que a velocidade do vento dentro da esteira diminui linearmente com a distância a partir da turbina. A forma do perfil de velocidade uniforme é frequentemente chamada de "cartola". Uma segunda versão desse modelo foi apresentada posteriormente por Katic et al. em 1987 [68].

O modelo de Jensen é um padrão na indústria, possuindo apenas um parâmetro ajustável: a constante de decaimento da esteira (k), que reflete o coeficiente de empuxo e o efeito da intensidade da turbulência atmosférica. Este parâmetro define a taxa de expansão da esteira gerada e tem sido tradicionalmente derivado de forma semi-empírica, com base na rugosidade da superfície. No entanto, espera-se uma correlação clara entre k e a intensidade da turbulência ambiente: alta turbulência ambiente leva a um decaimento mais rápido da esteira gerada, resultando em menores perdas na esteira e vice-versa [49].

O raio da esteira a uma distância x do aerogerador é dado pela Equação 4.2. Em que: R é o raio da turbina eólica; x é a distância a jusante da turbina; e k é o coeficiente de expansão da esteira.

$$R(x) = R + kx \quad (4.2)$$

A velocidade V a uma distância x da turbina é uma parcela da velocidade V_0 que

entra na turbina. Assim, $V(x)$ é calculada pela Equação 4.3.

$$V(x) = V_0 \left(1 - \frac{1 - \sqrt{1 - Ct}}{\left(1 + 2k \frac{x}{D}\right)^2} \right) \quad (4.3)$$

Alguns autores sugerem faixas de valores para o coeficiente de expansão da esteira k . Por exemplo, [91] recomenda que, para condições *offshore*, k seja definido como 0,05 para parques eólicos pequenos e 0,04 para parques eólicos grandes. Já [92] indica que uma faixa típica para este fator é de 0,04 a 0,075. No entanto, segundo [93], esse fator pode ser calculado pela Equação 4.4, que depende da altura da nacela (Z) e da altura de rugosidade da superfície (Z_0). Esta equação é a forma considerada nos estudos subsequentes apresentados.

$$k = \frac{0,5}{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)} \quad (4.4)$$

O fator de indução axial α está relacionado com o coeficiente de confiança, conforme determinado na Equação 4.5. Assim, a Equação 4.3 pode ser reescrita na forma da Equação 4.6. O termo D presente nas equações refere-se ao diâmetro do rotor da turbina eólica.

$$\alpha = \frac{1 - \sqrt{1 - Ct}}{2} \quad Ct = 4\alpha(1 - \alpha) \quad (4.5)$$

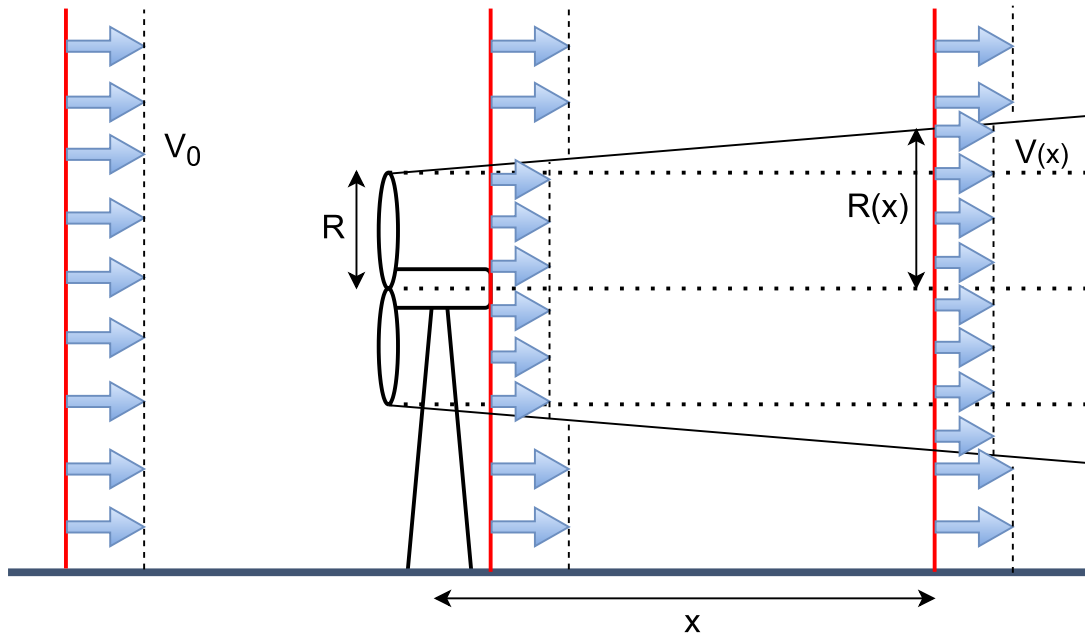
$$V(x) = V_0 \left(1 - \frac{2\alpha}{\left(1 + 2k \frac{x}{D}\right)^2} \right) \quad (4.6)$$

O modelo de Jensen assume que a velocidade do vento diminui na mesma proporção em que a região da esteira se expande linearmente com a distância a jusante. A Figura 30 apresenta a representação da esteira conforme modelada por Jensen.

4.3 MODELO DE LARSEN

O modelo de esteira de Larsen, desenvolvido em 1988 [69], é um modelo semi-empírico que assume que o rastro atrás de uma turbina eólica pode ser descrito adequadamente pelas equações da camada limite turbulenta de Prandtl. Esse modelo desconsidera o cisalhamento do vento para expressar as equações em coordenadas cilíndricas [95]. O modelo de Larsen é notavelmente mais complexo devido à sua capacidade de incorporar detalhes sobre o perfil do vento, as interações entre turbinas e as características aerodinâmicas individuais de cada turbina.

Figura 30 – Modelo de Jensen.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de [94].

Para aumentar sua precisão, o modelo de Larsen integra variáveis empíricas baseadas em dados reais de campo. Esses ajustes incluem a calibração dos parâmetros do modelo para refletir com maior exatidão as condições específicas do local e as características das turbinas utilizadas. O raio da esteira é dado pela Equação 4.7, onde a variável A representa a área do rotor da turbina.

$$R(x) = \left(\frac{35}{2\pi}\right)^{(1/5)} (3c_1^2)^{(1/5)} [C_t A (x + x_0)]^{(1/3)} \quad (4.7)$$

O déficit de velocidade do vento é dado pela Equação 4.8. As variáveis c_1 e x_0 estão definidas na Equação 4.9 e Equação 4.10, respectivamente. O parâmetro x_0 representa a posição relativa do rotor no sistema de coordenadas aplicado do modelo, enquanto C_1 denota o comprimento de mistura turbulenta adimensional, que está relacionado ao comprimento de mistura de Prandtl.

$$V(x) = \frac{V_0}{9} [C_t A (x + x_0)^{-2}]^{1/3} \left\{ r^{3/2} [3c_1^2 C_t A (x + x_0)]^{-1/2} - \left(\frac{35}{2\pi}\right)^{3/10} (3c_1^2)^{-1/5} \right\}^2 \quad (4.8)$$

$$c_1 = \left(\frac{D_{eff}}{2}\right)^{5/2} \left(\frac{105}{2\pi}\right)^{-1/2} (C_t A x_0)^{-5/6} \quad (4.9)$$

$$x_0 = \frac{9,6 \cdot D}{\left(\frac{2R_{9,6}}{D_{eff}}\right)^3 - 1} \quad (4.10)$$

A variável D_{eff} está definida na Equação 4.11. A variável $R_{9,6}$ presente na Equação 4.10 foi determinada experimentalmente e representa o raio do rastro a uma distância a jusante da turbina eólica de $9,6D$, conforme especificado na Equação 4.12. As constantes presentes nessa equação são: $a_1 = 0,435449861$, $a_2 = 0,797853685$, $a_3 = -0,124807893$, $a_4 = 0,136821858$ e $b_1 = 15,6298$ [95].

Os níveis de turbulência ambiente I_a são geralmente mais baixos em áreas *offshore* do que em superfícies terrestres. Valores típicos à altura da nacela são de 6-8% *offshore* e 10-12% para parques *onshore* [96]. Neste estudo, adotou-se um valor de I_a de 7%. De acordo com [97], valores de turbulência acima de 25% são classificados como de alta intensidade, geralmente associados a rajadas e tempestades. O autor destaca que esses campos de fluxo altamente perturbados tendem a resultar em torques mais baixos e maior degradação das pás da turbina e da estrutura de suporte.

$$D_{eff} = D \sqrt{\frac{1 + \sqrt{1 - C_t}}{2\sqrt{1 - C_t}}} \quad (4.11)$$

$$R_{9,6} = a_1 \exp(a_2 C_t^2 + a_3 C_t + a_4) (b_1 I_a + 1) D \quad (4.12)$$

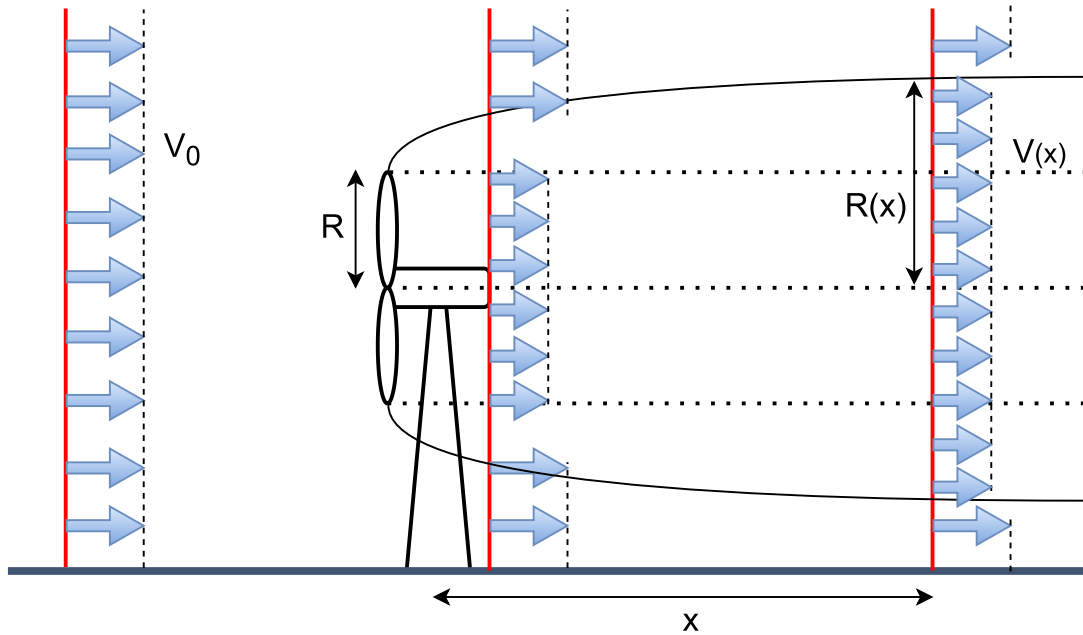
A flexibilidade do modelo na calibração de suas variáveis empíricas permite adaptá-lo às condições locais, melhorando sua precisão na previsão do comportamento do déficit de rastro das turbinas eólicas em diferentes ambientes e situações operacionais. No entanto, sua maior complexidade, devido ao maior número de variáveis envolvidas, também deve ser considerada. A Figura 31 exibe a representação da esteira modelada por Larsen.

4.4 MODELO DE FRANDSEN

O modelo de Frandsen, introduzido por Frandsen em 2006 [71], baseia-se na conservação de massa e momento para um volume de controle em torno da turbina, assumindo um perfil de cone para a esteira [98]. Este modelo foi projetado especificamente para prever o déficit de velocidade do vento em grandes fazendas eólicas *offshore*, com disposição retangular e espaçamento constante entre as fileiras [99].

Inicialmente, a esteira se expande a partir do rotor do aerogerador, utilizando o diâmetro do rotor como ponto de referência. À medida que a esteira se move para jusante, sua expansão é calculada utilizando uma função de raiz quadrada ($k = 2$) ou a solução proposta por Schlichting ($k = 3$), sendo a solução de Schlichting recomendada por [71]. Esta abordagem mais precisa permite ao modelo de Frandsen capturar de forma

Figura 31 – Modelo de Larsen.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de [94].

mais realista as variações na velocidade do vento e na turbulência ao redor das turbinas, proporcionando previsões mais precisas para o déficit de velocidade e a expansão da esteira em parques eólicos. A Equação 4.13 exibe a forma como o raio da esteira se expande.

$$R(x) = R \left(\beta^{k/2} + \alpha_f \frac{x}{D} \right)^{1/k} \quad (4.13)$$

O déficit de velocidade é dado pela Equação 4.14, onde o símbolo “+” se aplica quando o coeficiente de confiança $C_t \leq 0,75$ e o símbolo “-” se aplica quando $C_t \geq 0,75$. O termo A_w é a área da esteira na distância x .

$$V(x) = \frac{V_0}{2} - \left(1 \pm \sqrt{1 - 2 \frac{A}{A_w} C_t} \right) \quad (4.14)$$

O termo β apresentado é uma variável definida através do coeficiente de confiança da turbina eólica, conforme definido na Equação 4.15. O coeficiente α_f é o coeficiente de decaimento do modelo, calculado pela Equação 4.16, que utiliza o fator de decaimento α do modelo de Jensen em sua formulação.

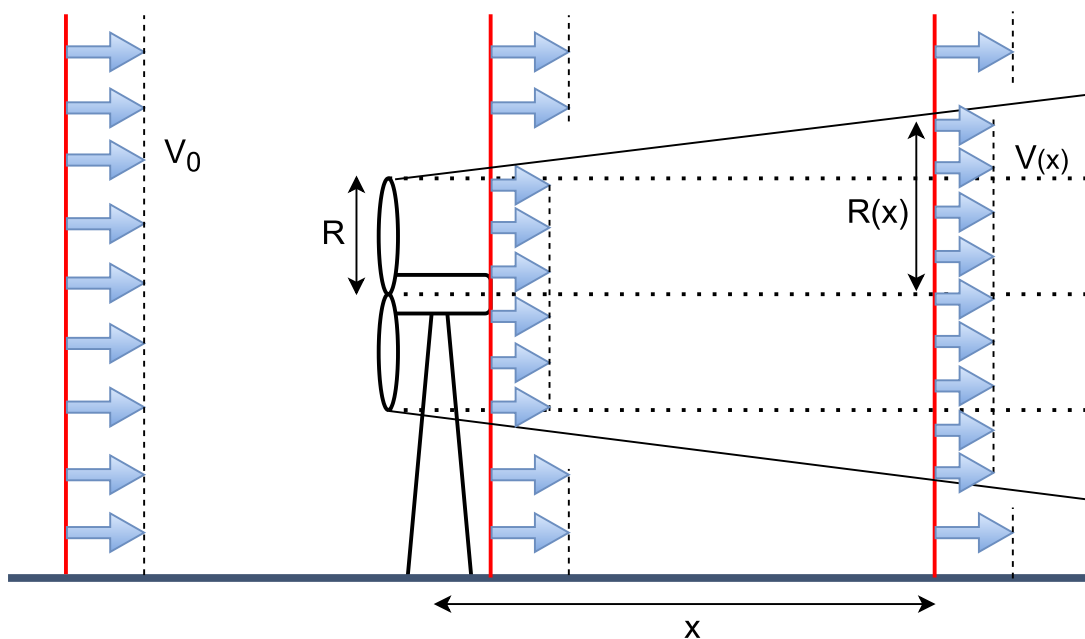
$$\beta = \frac{1 + \sqrt{1 - C_t}}{2\sqrt{1 - C_t}} \quad (4.15)$$

$$\alpha_f = \beta^{k/2} \left[\left(1 + 2\alpha \frac{x}{D} \right)^k - 1 \right] \left(\frac{x}{D} \right)^{-1} \quad (4.16)$$

O modelo de Frandsen considera tanto a conservação de massa quanto a de momento, ao contrário do modelo de Jensen, que se baseia apenas na conservação de massa. Devido às suposições simplificadas do modelo de Jensen, não é possível atender a ambas as conservações simultaneamente. Além disso, enquanto o modelo de Jensen se concentra na distribuição na saída da região de esteira próxima, o modelo de Frandsen abrange completamente essa região e adota uma abordagem mais global. Isso confere ao modelo de Frandsen um desempenho superior em comparação ao de Jensen, até certo ponto. No entanto, ambos os modelos apresentam a desvantagem de assumir uma distribuição uniforme da velocidade do vento em cada seção transversal, formando um cone, o que não reflete a realidade [100].

A dificuldade em modelar o *wake effect* reside em determinar a distância à qual a pressão recupera o fluxo livre, ou seja, o vento sem perda de velocidade. A representação da esteira modelada por Frandsen pode ser observada na Figura 32.

Figura 32 – Modelo de Frandsen.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de [100].

4.5 MODELO DE TIAN - 2D-k JENSEN

O modelo 2D-k Jensen [74] foi desenvolvido em 2015, sendo uma evolução do modelo clássico de Jensen, desenvolvido para representar com maior precisão a distribuição da esteira atrás das turbinas eólicas. Em vez de utilizar o formato de topo plano do modelo padrão de Jensen, o modelo 2D-k distribui o perfil de velocidade na seção transversal com um formato de cosseno. Além disso, ao considerar o efeito da turbulência na recuperação

da esteira, o parâmetro de decaimento da esteira k se torna uma variável que depende tanto da turbulência atmosférica e da gerada pelo rotor quanto da distância a jusante da turbina eólica.

O modelo de Jensen assume que o déficit da esteira varia apenas com a distância a jusante x . No entanto, de acordo com teorias clássicas sobre fluxos de cisalhamento em esteiras de corpos rombudos [101] e investigações em túnel de vento sobre a esteira de uma única turbina eólica [102], sabe-se que a velocidade da esteira não segue uma variação linear. Em vez disso, a esteira se aproxima de uma forma gaussiana após certa distância a jusante. Para capturar essa característica, Tian desenvolveu um modelo baseado no modelo de Jensen, mas utilizando uma função senoidal semelhante à gaussiana para ajustar o perfil da esteira, por meio da função cosseno. O raio da esteira permanece o mesmo considerado no modelo de Jensen, conforme apresentado na Equação 4.17.

$$R(x) = R + kx \quad (4.17)$$

O cálculo do déficit de velocidade é baseado no modelo de velocidade de Jensen, referido aqui como V_{Jensen} . Portanto, a Equação 4.18 apresenta essa formulação.

$$V(x) = (V_0 - V_{Jensen}) \cdot \cos\left(\frac{\pi R}{R(x)} + \pi\right) + V_{Jensen} \quad (4.18)$$

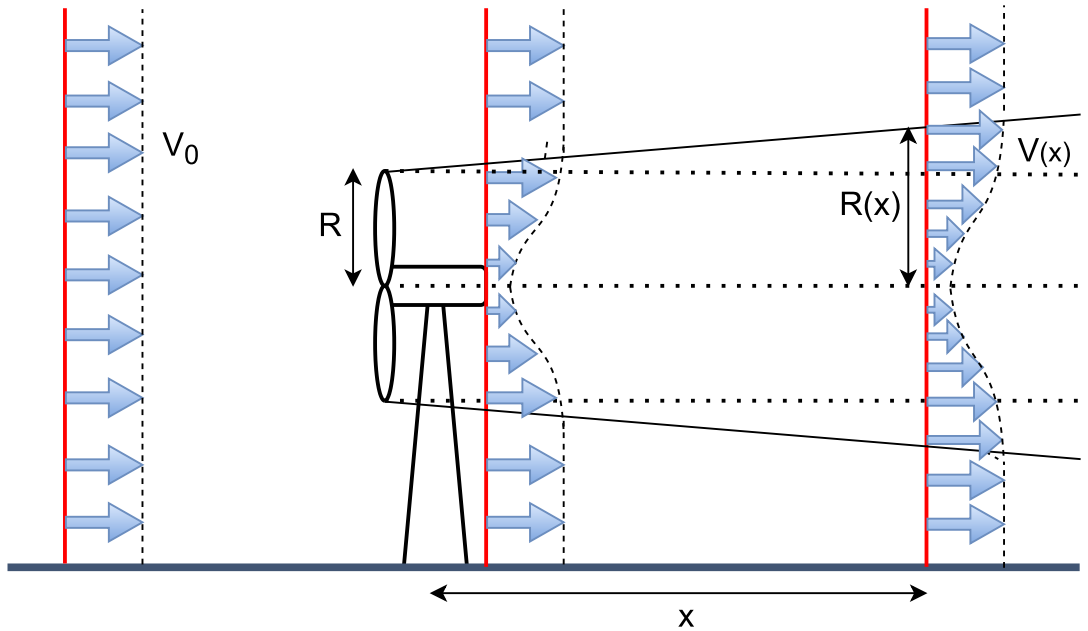
Até este ponto, o modelo discutido é conhecido como 2D Jensen. No entanto, o autor argumenta que, devido à variabilidade da turbulência, usar o coeficiente de expansão da esteira k como uma constante na modelagem não é suficientemente preciso. Assim, Tian introduz o modelo 2D-k Jensen. Na sua modelagem, Tian faz três considerações principais: o termo x/D referente a distância relativa estar entre 5 e 15; a turbulência do fluxo livre estar entre 7% a 14%; e o termo α , definido na Equação 4.5, estar entre 0,1 e 0,4. Além disso, a constante K_n é assumida como 0,4, sendo que este valor é utilizado para parques eólicos de grande porte. A Equação 4.19 descreve o cálculo da turbulência considerada, enquanto a aplicação dessa turbulência para determinar a variável k é mostrada na Equação 4.20.

$$I_{wake} = K_n \frac{C_t}{x/D} + I_a \quad (4.19)$$

$$k_{wake} = k \frac{I_{wake}}{I_a} \quad (4.20)$$

Assim, a Figura 33 exibe a configuração dessa modelagem, na qual pode-se observar a representação do nível de turbulência em formato senoidal.

Figura 33 – Modelo de 2D-k Jensen.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de [74].

4.6 MODELO DE GAO - JENSEN GAUSSIANO

O modelo de esteira Jensen Gaussiano [75], introduzido em 2016, é uma adaptação do modelo original de Jensen, como dito, unidimensional. O modelo proposto por Gao considera a distribuição da esteira como uma função gaussiana e, assim como no modelo 2D-k Jensen, incorpora um coeficiente de expansão variável. Portanto, é semelhante ao modelo anteriormente apresentado, mas utiliza a formulação do déficit de velocidade em função de Euler em vez de cosseno. O raio da esteira está apresentado na Equação 4.21, e o déficit de velocidade na Equação 4.22.

$$R(x) = R + kx \quad (4.21)$$

$$V(x) = V_0 - (V_0 - V_{Jensen}) \cdot \frac{5,16}{\sqrt{2\pi}} \cdot \exp\left(\frac{-R^2}{2(R(x)/2,58)^2}\right) \quad (4.22)$$

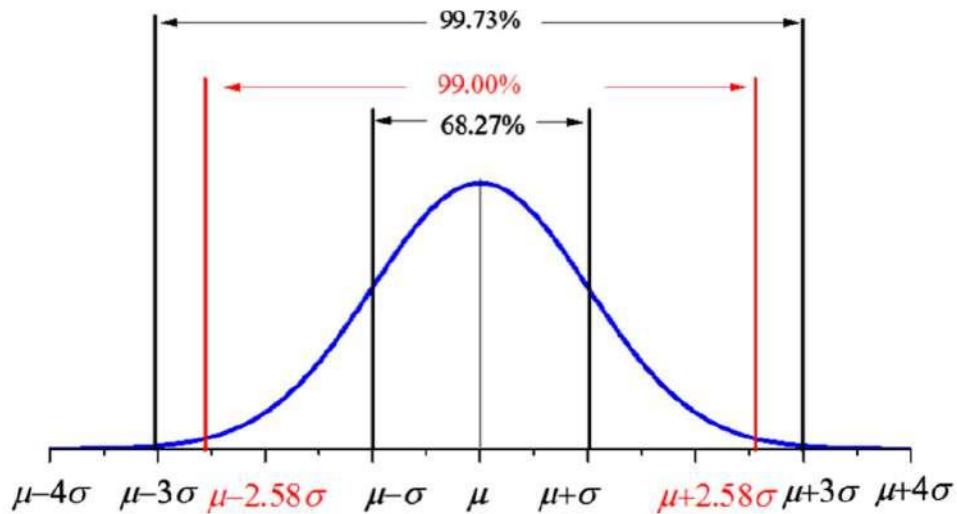
Assim como no modelo 2D-k Jensen, a Equação 4.23 e Equação 4.24 exibem a formulação em função da intensidade de turbulência.

$$I_{wake} = K_n \frac{C_t}{x/D} + I_a \quad (4.23)$$

$$k_{wake} = k \frac{I_{wake}}{I_a} \quad (4.24)$$

Este modelo assume que, de acordo com os intervalos de desvio padrão e tolerância, aproximadamente 68% dos valores de uma distribuição normal estão dentro de um desvio padrão σ da média. Cerca de 95% dos valores estão dentro de dois desvios padrão $\pm 2\sigma$ e aproximadamente 99,7% estão dentro de três desvios padrão $\pm 3\sigma$. Este fato é conhecido como a regra 68-95-99,7 (empírica), ou regra 3- σ . O autor explica que usando $\pm 2,58 \sigma$ se obtém um valor preciso de 99% da distribuição gaussiana. Essa relação está exibida na Figura 34. A representação da esteira é semelhante à apresentada na Figura 33, com raio igual ao do modelo de Jensen e a distribuição ajustada para um formato gaussiano.

Figura 34 – Intervalo de tolerância da distribuição gaussiana.



Fonte: [75].

Há autores que substituem o termo de k_{wake} calculado na Equação 4.24 na formação da esteira pela Equação 4.21, como em [60] e [103]. O mesmo ocorre para o modelo 2D-k Jensen.

5 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

5.1 POTÊNCIA EXTRAÍDA

Como mencionado na Subseção **2.2.2**, a turbina com maior destaque nos projetos licenciados pelo IBAMA é a V236 da Vestas. No entanto, os dois estudos de caso aqui apresentados utilizam a segunda turbina mais presente, a Haliade-X da GE. A turbina da Vestas possui potência nominal de 15 MW, rotor de 236 metros, pá de 115,5 metros, altura do eixo de 145 metros, *cut-in* de 3 m/s, velocidade nominal de 11,1 m/s, *cut-out* de 31 m/s e fator de capacidade acima de 0,60 [104]. Já a turbina da GE possui capacidade de 12 MW, rotor de 220 metros, pá de 107 metros, altura do eixo de 150 metros, *cut-in* de 3,5 m/s, velocidade nominal de 12 m/s, *cut-out* de 28 m/s e fator de capacidade de 0,60 a 0,64 [105]. Pode-se definir a potência extraída pelas turbinas utilizando o equacionamento apresentado abaixo e representado na Figura 35.

$$P_{V236}(v) = \begin{cases} 0, & \text{se } v < 3; \\ 10,96787v^3, & \text{se } 3 \text{ m/s} \leq v \leq 11,1 \text{ m/s} \\ 15000, & \text{se } 11,1 \text{ m/s} \leq v \leq 31 \text{ m/s} \\ 0, & v > 31 \text{ m/s}. \end{cases}$$

$$P_{Haliade-X}(v) = \begin{cases} 0, & \text{se } v < 3,5; \\ 6,94444v^3, & \text{se } 3,5 \text{ m/s} \leq v \leq 12 \text{ m/s} \\ 12000, & \text{se } 12 \text{ m/s} \leq v \leq 28 \text{ m/s} \\ 0, & v > 28 \text{ m/s}. \end{cases}$$

5.2 MÚLTIPLOS WAKE EFFECTS

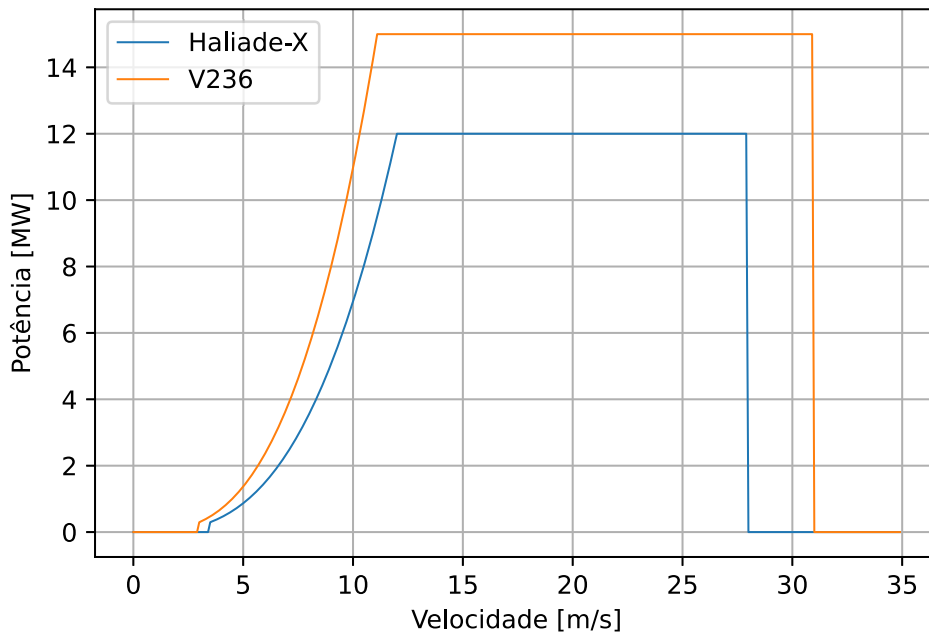
O efeito de múltiplos *wake effects* ocorre quando um aerogerador sofre influência de outros efeitos esteiras, podendo essa influência ser total ou parcial. Na Figura 36, observa-se que a turbina T5 sofre influência total da turbina T2 e a turbina T7 sofre influência total das turbinas T2, T5 e parcial das turbinas T1 e T3.

A interferência parcial pode ser definida pela Figura 37 e Figura 38.

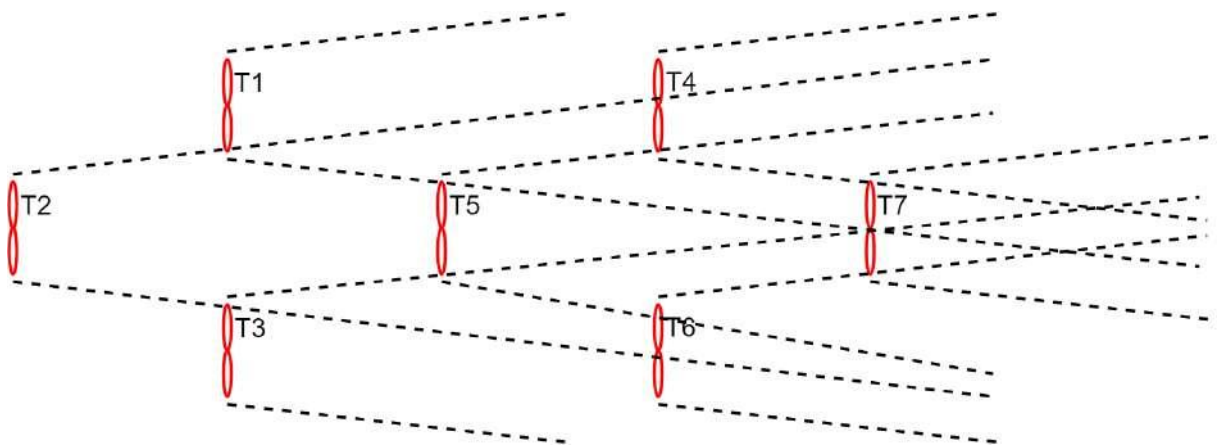
Dessa forma, os ângulos θ_e e θ_t , referentes aos ângulos da esteira e da turbina, podem ser calculados através da lei dos cossenos. Estes ângulos são definidos pela (5.1) e (5.2). O termo y_{26} refere-se a distância entre as turbinas 2 e 6 no eixo y , o termo $r_{esteira}$ refere-se ao raio da esteira e $r_{turbina}$ refere-se ao raio da turbina eólica; termos estes exibidos na Figura 37.

$$\theta_e = \cos^{-1}\left(\frac{y_{26}^2 + r_{esteira}^2 - r_{turbina}^2}{2 \cdot y_{26} \cdot r_{esteira}}\right) \quad (5.1)$$

Figura 35 – Potência Extraída das turbinas.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 36 – Múltiplos *wake effects*.

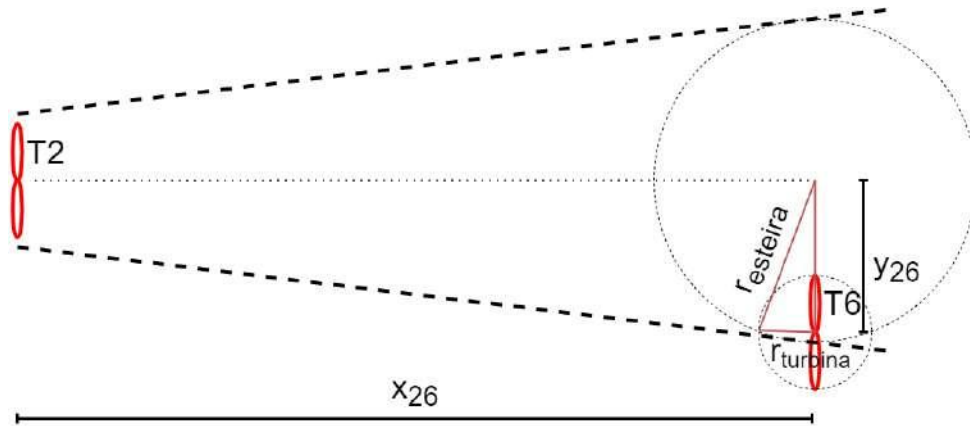
Fonte: Elaborado pela autora.

$$\theta_t = \cos^{-1}\left(\frac{y_{26}^2 + r_{turbina}^2 - r_{esteira}^2}{2 \cdot y_{26} \cdot r_{turbina}}\right) \quad (5.2)$$

Assim, a área de interseção gerada pela área da turbina pode ser calculada através da divisão da área, definindo-a como A1, A2 e A3, conforme ilustrado na Figura 39. O cálculo dessas áreas está descrito na Equação 5.3, Equação 5.4 e na Equação 5.5.

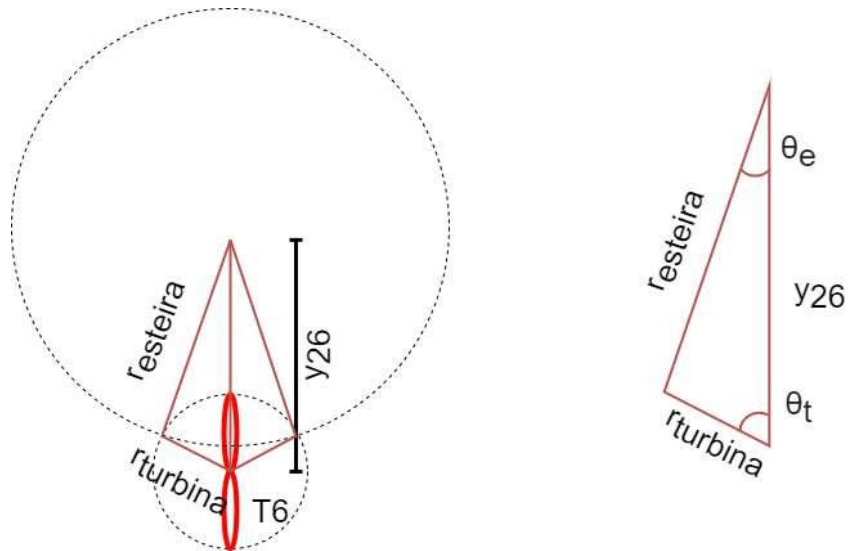
$$A1 = y_{26} \cdot r_{turbina} \cdot \text{sen}\theta_t \quad (5.3)$$

Figura 37 – Interferência parcial do *wake effect*.



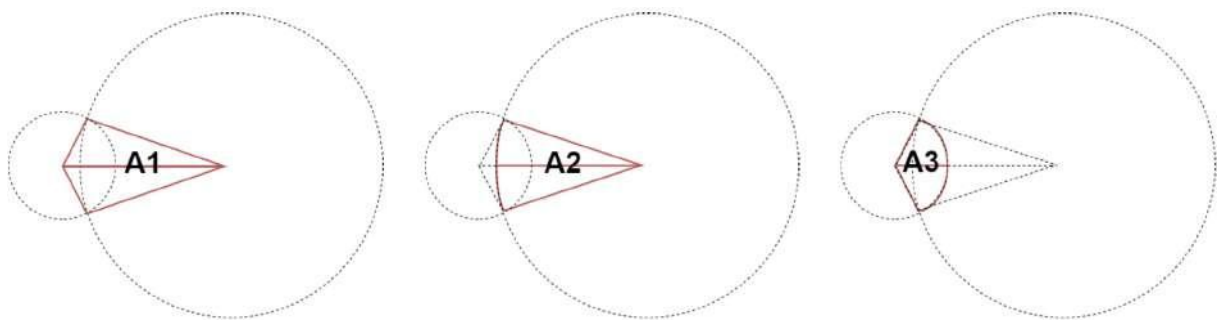
Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 38 – Geometria formada pela interferência parcial.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 39 – Divisão das áreas para o cálculo.



Fonte: Elaborado pela autora.

$$A2 = r_{turbina}^2 \cdot \theta_t \quad (5.4)$$

$$A3 = r_{esteira}^2 \cdot \theta_e \quad (5.5)$$

Dessa forma, a área de interseção pode ser definida pela Equação 5.6.

$$A = A1 - (A1 - A2) - (A1 - A3) = A2 + A3 - A1 \quad (5.6)$$

$$A = r_{turbina}^2 \cdot \theta_t + r_{esteira}^2 \cdot \theta_e - y_{26} \cdot r_{turbina} \cdot \text{sen}\theta_t \quad (5.7)$$

5.3 MATRIZ INTERFERÊNCIA

Para o programa desenvolvido, o impacto da alocação de cada aerogerador é determinado por meio de uma matriz de interferência. Nessa matriz, calcula-se o valor de interferência gerado por cada alocação de um aerogerador em cada célula (ou bit) sobre as demais células, considerando todos os ângulos de incidência do vento, com base no modelo de *wake effect* utilizado. Portanto, a dimensão da matriz de interferência é dada por: número de bits \times número de bits \times número de ângulos de incidência.

Para ilustrar essa etapa, são apresentados três casos simples da matriz de interferência, desenvolvidos em uma malha de 4 x 4 bits (com 900 metros), para a alocação de 8 ou 10 aerogeradores, com uma e, posteriormente, duas direções de vento diferentes. Estes casos são elaborados exclusivamente com base no modelo de Jensen, servindo apenas como uma forma de explicar a modelagem do método proposto.

5.3.1 CASO 1

A primeira análise é feita com um caso simples em uma malha quadrada de 4 x 4 bits, conforme apresentado na Figura 40, com vento vindo de uma única direção (do norte para o sul). Neste cenário, o objetivo é alocar 8 aerogeradores. O arranjo ótimo é intuitivo, com quatro aerogeradores espaçados ao máximo possível, nas posições 0, 1, 2, 3, 12, 13, 14 e 15. A matriz de interferência para esse caso está apresentada na Figura 41. Nesta matriz, cada entrada indica o impacto que um aerogerador na linha exerce sobre os aerogeradores nas colunas. Por exemplo, o aerogerador na posição 12 reduz a velocidade do vento nos aerogeradores nas posições 8, 4 e 0. Observa-se que o impacto é maior para o aerogerador na posição 8, seguido pelo aerogerador na posição 4, e menor para o aerogerador na posição 0.

Com a configuração proposta simulada, a perda por *wake effect* é de 18,67%. A potência média gerada por cada turbina, conforme exibido na Tabela 5, é de 64,38 MW.

Figura 40 – Parque 4x4.

12	13	14	15
8	9	10	11
4	5	6	7
0	1	2	3

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 41 – Matriz interferência do parque 4x4 - 0°.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0,121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0,121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0,121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0,121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0,057	0	0	0	0,121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0,057	0	0	0	0,121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0,057	0	0	0	0,121	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0,057	0	0	0	0,121	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0,03	0	0	0	0,057	0	0	0	0,121	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0,03	0	0	0	0,057	0	0	0	0,121	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0,03	0	0	0	0,057	0	0	0	0,121	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0,03	0	0	0	0,057	0	0	0	0,121	0	0	0	0

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 5 – Potência média gerada por cada aerogerador no parque 4x4 com 8 aerogeradores.

Bit da turbina	0	1	2	3	12	13	14	15
Pot. (MW)	5,8069	5,8069	5,8069	5,8069	10,2885	10,2885	10,2885	10,2885

Fonte: Elaborado pela autora.

5.3.2 CASO 2

Ainda considerando a configuração da malha de 4 por 4 bits e a mesma direção do vento, porém agora com o estudo envolvendo a alocação de 10 aerogeradores. A matriz interferência é a mesma exibida na Figura 41, pois já calcula a interferência de todas as possíveis alocações dos aerogeradores. Um *layout* otimizado que se encontra é com aerogeradores nas posições: 0, 1, 2, 3, 5, 7, 12, 13, 14, 15. Um outro *layout* possível e não otimizado é: 0, 1, 2, 3, 9, 11, 12, 13, 14, 15. Nessa segunda configuração, os dois

aerogeradores estão localizados logo após os primeiros, resultando em diferentes potências geradas. A Tabela 6 mostra a potência gerada por cada aerogerador nessas duas opções de *layouts*.

Tabela 6 – Potência média gerada por cada aerogerador no parque 4x4 com 10 aerogeradores.

Bit da turbina	0	1	2	3	5	7	9	11	12	13	14	15
Otimizado	5,806	2,354	5,806	2,354	4,546	4,546	0	0	10,288	10,288	10,288	10,288
Não otimizado	5,806	3,607	5,806	3,607	0	0	2,860	2,860	10,288	10,288	10,288	10,288

Fonte: Elaborado pela autora.

Observa-se que, no caso otimizado, a geração dos aerogeradores nos bits 1 e 3 é menor. No entanto, essa perda é compensada pela maior geração dos aerogeradores nos bits 5 e 7, em comparação com os aerogeradores localizados nos bits 9 e 11 na segunda configuração. A potência média calculada para o caso otimizado foi de 66,57 MW, enquanto para o caso não otimizado foi de 63,86 MW. A perda devido ao *wake effect* foi de 30,26% no caso otimizado e 30,98% no caso não otimizado.

5.3.3 CASO 3

Para esse terceiro e último caso analisado, o vento tem duas direções diferentes: 0°, como no caso anterior, e 30° de inclinação. A matriz interferência será constituída de duas matrizes na terceira dimensão. A primeira matriz, referente a 0°, está exibida na Figura 41. A segunda matriz, referente a 30°, está exibida na Figura 42. Observa-se na Figura 43 que os bits que influenciam outros bits na angulação de 30° são os seguintes: o aerogerador no bit 15 influencia os aerogeradores nos bits 1 e 6; o aerogerador no bit 14 afeta os aerogeradores nos bits 14 e 5; e o aerogerador no bit 13 impacta o bit 4. Além disso, os bits 11, 10 e 9 causam impacto nos aerogeradores nos bits 2, 1 e 0, respectivamente.

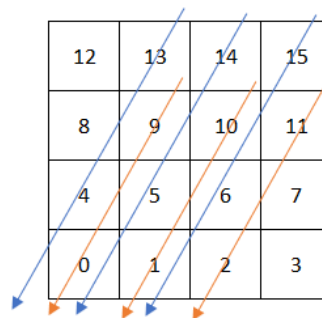
Para este caso, o *layout* ótimo obtido foi com os oito aerogeradores alocados nos bits: 0, 2, 3, 5, 10, 12, 13 e 15. A perda por *wake effect* foi de 21,3%, ocorrendo apenas para o vento na direção norte-sul, uma vez que não houve alocação de aerogeradores nos bits impactados por essa direção de vento. A potência média gerada por cada turbina, conforme exibido na Tabela 7, totalizou 72,08 MW, sendo 30,93 MW na direção do vento de 0° e 41,15 MW na direção do vento de 30°.

Figura 42 – Matriz interferência do parque 4x4 - 30°.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0,043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0,043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0,043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0,043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0,014	0	0	0	0	0,043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0,014	0	0	0	0	0,043	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 43 – Interferência no parque 4x4.



Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 7 – Potência média gerada por cada aerogerador no parque 4x4 - duas direções de vento.

	Bit da turbina	0	2	3	5	10	12	13	15
Pot. (MW)	0°	2,903	2,273	2,903	2,273	5,144	5,144	5,144	5,144
	30°	5,144	5,144	5,144	5,144	5,144	5,144	5,144	5,144

Fonte: Elaborado pela autora.

Percebe-se que o valor calculado para os exemplos de potência média gerada por um aerogerador foi de 10,288 MW. Na Tabela 7, o valor da potência gerada pelas turbinas que não sofrem interferência pelo efeito de esteira é de 5,144 MW, o que equivale à metade de 10,288 MW. Isso se justifica pela frequência de ocorrência determinada para os ventos, que foi de 50% para cada um dos dois ângulos propostos, resultando em uma potência obtida que corresponde a apenas 50% do valor total. Portanto, compreende-se que, com

este *layout*, se o vento ocorresse 100% do tempo na direção de 30° a potência média gerada seria de 82,308 MW, sem nenhum impacto do efeito de esteira.

5.4 FUNÇÃO OBJETIVO

A função objetivo desse trabalho foi a maximização da potência média extraída do parque eólico, considerando seus diferentes ângulos de incidência e probabilidade de ocorrência. A Equação 5.8 apresenta a formulação matemática do problema, que é tratado como um problema de minimização. Nesse contexto, o termo relacionado à potência, por estar no denominador, transforma-se em uma maximização implícita. Na função objetivo (FOB), N_{dir} é o número de direções analisadas, ρ_{dir}^d e θ^d são a probabilidade e o ângulo de incidência, respectivamente, da d -ésima direção. A Equação 5.9 calcula a velocidade resultante na turbina de índice n na direção d , sendo u_0 a velocidade incidente no parque. Por fim, a Equação 5.10 determina a redução sofrida de cada aerogerador, podendo ser uma redução parcial - quando a esteira de outro aerogerador cobre todo o aerogerador analisado - ou parcial, quando isso não ocorre completamente. Essa sobreposição da área de incidência pela área total é calculada pelo fator (A_{in}/A_T) , sendo A_{in} a área de interseção da esteira ao aerogerador e A_T a área total da esteira gerada.

$$FOB = \frac{Pen_L}{\sum_{d=1}^{N_{dir}} \rho_{dir}^d \cdot \sum_{n=1}^{N_T} P(v_n^d)} \quad (5.8)$$

$$v_n^d = u_0^d \cdot (1 - \delta_n^d) \quad \forall \quad n, d \quad (5.9)$$

$$\delta_n^d = \sum_{i=1}^{N_T} \frac{A_{in}(\theta^d)}{A_T} \cdot \left(1 - \frac{u_{in}(\theta^d)}{u_0^d}\right)^2 \quad \forall \quad i, d \quad (5.10)$$

Da forma como o problema foi concebido, uma restrição importante é que dois ou mais aerogeradores não podem ocupar o mesmo bit, mesma posição. Sendo assim, no início da avaliação da solução corrente, caso a restrição seja verdadeira, os aerogeradores são reposicionados de forma randômica e a solução é reavaliada, tendo em vista as modificações.

Se a estratégia anterior ainda estiver em desacordo com as restrições de posição, será aplicada uma penalidade (Pen_L), na qual a variável $n_{aero-irregular}$ denota o número de turbinas ocupando os mesmos bits. Além disso, $n_{aero-irregular}$ também indica o número de aerogeradores posicionados nos bits restritos da malha retangular inicial, permitindo, portanto, que essa malha tenha diferentes formatos. Caso a restrição não seja violada, a penalidade Pen_L terá valor unitário, como apresentado na Equação 5.11.

$$Pen_L = 100.000 \cdot n_{aero-irregular} + 1 \quad (5.11)$$

6 METODOLOGIA PROPOSTA

6.1 INTRODUÇÃO

Um método de otimização é uma técnica ou abordagem computacional utilizada para encontrar a melhor solução possível para um determinado problema, dado um conjunto de restrições e objetivos. Esses métodos são amplamente utilizados em diversos campos, como engenharia, economia, agricultura e logística e transporte. Por exemplo, na engenharia, métodos de otimização são utilizados para melhorar o desempenho de sistemas complexos, enquanto na economia, são empregados para maximizar lucros ou minimizar custos. Na agricultura, são usados para planejar colheitas, maximizando o rendimento e minimizando o uso de recursos. E na logística e transporte, são aplicados para otimizar rotas de veículos de entrega, minimizando tempo e custos.

O objetivo principal de um método de otimização é encontrar a solução que otimize uma determinada função objetivo (FOB), seja maximizando ou minimizando-a, sujeita a um conjunto de restrições que devem ser respeitadas. Essas funções objetivo podem representar diferentes critérios, como maximizar o lucro, minimizar os custos, otimizar o desempenho de um sistema, entre outros. Além disso, podem envolver uma função multiobjetivo, que possui múltiplas parcelas com diferentes objetivos e unidades.

Cada método de otimização tem suas próprias vantagens, limitações e áreas de aplicação, e a escolha do método mais adequado depende das características do problema em questão e dos recursos disponíveis, sempre visando aprimorar a utilização desses recursos [106]. Existem dois tipos principais de métodos de otimização: determinísticos, que produzem consistentemente a mesma solução a partir de um ponto inicial dado; e estocásticos/probabilísticos, nos quais o resultado pode variar mesmo com o mesmo ponto inicial.

Além disso, existem os métodos heurísticos, que são abordagens exploratórias baseadas em experiência e iterações sucessivas para buscar uma solução ótima, geralmente resultando em ótimos locais em vez de ótimos globais. Isso ocorre porque a função real pode ter múltiplos mínimos e máximos locais. Os métodos heurísticos podem ser determinísticos ou estocásticos, dependendo se incorporam ou não aleatoriedade.

Ao longo dos anos, diversos algoritmos heurísticos foram desenvolvidos, muitos inspirados em processos biológicos, como evolução e comportamento animal. Esses algoritmos, chamados de algoritmos evolutivos, operam com uma população de soluções que interagem e competem entre si, empregando regras de transição probabilísticas e penalidades para violações de restrições.

Não existe um único método capaz de resolver todos os problemas de otimização de maneira eficiente. Por isso, diversos métodos de otimização foram desenvolvidos para

abordar diferentes tipos de problemas. Exemplos de métodos de otimização baseados na natureza incluem: Algoritmos Genéticos (GA) [107], Colônia de Formigas (ACO) [108], Enxame de Partículas (PSO) [109], Algoritmo do Morcego (BA) [110] e Alcateia de Lobos Cinzentos (GWO) [111].

Os algoritmos evolutivos apresentam várias vantagens, como a capacidade de encontrar múltiplas soluções ótimas em escala global, a habilidade de otimizar parâmetros discretos, contínuos ou combinados, e a capacidade de explorar diferentes regiões do espaço de busca sem exigir conhecimento detalhado do problema. No entanto, essas abordagens também têm desvantagens, como maior complexidade computacional e sensibilidade aos parâmetros iniciais. Esses métodos são amplamente estudados e aplicados em diversos campos de trabalho devido à sua versatilidade e eficácia [112].

6.2 BAT ALGORITHM

O Algoritmo do Morcego (BA), introduzido em 2010 por Xin-She Yang, é uma técnica de otimização global [110]. Inspirado na habilidade de ecolocalização dos morcegos, esse algoritmo se baseia na capacidade desses animais de mapear o ambiente e localizar presas e obstáculos sem depender da visão direta, utilizando ondas ultrassônicas.

A ecolocalização permite que os morcegos determinem a posição e a distância dos objetos ao seu redor através da emissão de pulsos ultrassônicos e da análise do eco resultante. Essa capacidade adaptativa dos morcegos serve como modelo para o BA, que busca otimizar soluções em espaços de busca complexos, assim como os morcegos encontram seus alvos na natureza.

O algoritmo opera em várias etapas, simulando o comportamento dos morcegos durante a caça. Inicialmente, uma população de morcegos virtuais é gerada aleatoriamente, onde cada morcego representa uma solução candidata para o problema de otimização. Ao longo das iterações, os morcegos ajustam suas posições no espaço de busca, buscando encontrar soluções cada vez melhores.

Essa abordagem de busca, baseada na simulação do comportamento dos morcegos, permite que o algoritmo explore de forma eficiente o espaço de busca em busca da solução ótima ou satisfatória. O BA tem sido aplicado com sucesso em uma variedade de problemas de otimização, demonstrando sua eficácia e versatilidade em diferentes contextos.

No BA inicialmente são definidos três parâmetros: o número de morcegos (η), as taxas de aumento da projeção de pulsos da onda sonora (γ) e decréscimo da amplitude do pulso (α). Em seguida são inicializadas de forma arbitrária: a posição dos morcegos (X_i), a frequência ($f r_i$), a velocidade (V_i), a amplitude do pulso (A_i) e a taxa de emissão do pulso (r_i). Quando o morcego reconhece uma possível presa, este acelera a taxa de emissão de pulso e reduz a amplitude, para que não se perca a presa. Depois avalia-se a

população de morcegos, referente ao valor numérico da função objetivo da questão para cada morcego da população, desta forma torna-se viável determinar a localização do melhor morcego, denominada X_* .

Sendo assim, inicia-se o processo de busca bio-inspirado até que um critério de parada seja atingido, que pode ser a estagnação da melhor solução ou o número máximo de iterações pré determinados. A cada nova iteração t as frequências (fr_i) são atualizadas e empregadas para atualizar a velocidade (V_i^{t+1}) e a nova posição temporária do morcego $i(X_i^{t+1})$. Esse processo iterativo faz uso da Equação 6.1, Equação 6.2 e Equação 6.3, onde β é um número arbitrário entre $[0,1]$ e a frequência do morcego i está entre um valor máximo (fr_{max}) e mínimo (fr_{min}) atribuídos.

$$fr_i = fr_{min} + (fr_{max} - fr_{min}) \cdot \beta \quad (6.1)$$

$$V_i^{t+1} = V_i^t + (X_i^t - X_*^t) \cdot fr_i \quad (6.2)$$

$$X_i^{t+1} = X_i^t + V_i^{t+1} \quad (6.3)$$

A seguir, é iniciado o processo de busca local, no qual a taxa de emissão de pulso (r_i) é contraposto a um valor randômico entre $[0,1]$. Se essa condição for cumprida ($rand > r_i$) é empregue na Equação 6.4, que produz uma nova localização para o morcego (X_i^{t+1}) no que se refere ao melhor morcego (X_*^t) da população, fazendo uso de um vetor aleatório ϵ entre $[-1,1]$ de dimensão proporcional ao dos morcegos e da média da amplitude do pulso (A^t). Com base nos limites definidos para avaliar a validade da solução é verificada a posição do morcego (X_i^{t+1}).

$$X_i^{t+1} = X_*^t + \epsilon \cdot média(A^t) \quad (6.4)$$

Na sequência, avalia-se os morcegos e dá-se início ao processo iterativo para busca da solução local. Tal etapa apresenta duas condições: se a amplitude do pulso é maior que o valor randômico ($A_i^t > rand$) e, em casos de problemas de minimização, se o valor numérico da função objetivo anterior é maior que o da atual ($f(X_i^t) > f(X_i^{t+1})$). Se as condições forem cumpridas, atualiza-se a taxa de emissão de pulso e a amplitude do morcego, como apresentado na Equação 6.5 e na Equação 6.6.

$$r_i^{t+1} = r_i^0 \cdot [1 - e^{-\gamma t}] \quad (6.5)$$

$$A_i^{t+1} = \alpha \cdot A_i^t \quad (6.6)$$

Ao decorrer do processo de busca iterativo, a taxa de emissão de pulso (r_i) cresce e a amplitude do pulso (A_i) diminui, através da taxa de diminuição α . Com valores altos de amplitude tem-se uma maior probabilidade de aceitar novas soluções, assim como para valores baixos de amplitude, no qual uma solução ruim provavelmente não é aceita. Desta forma, a busca local é intensificada.

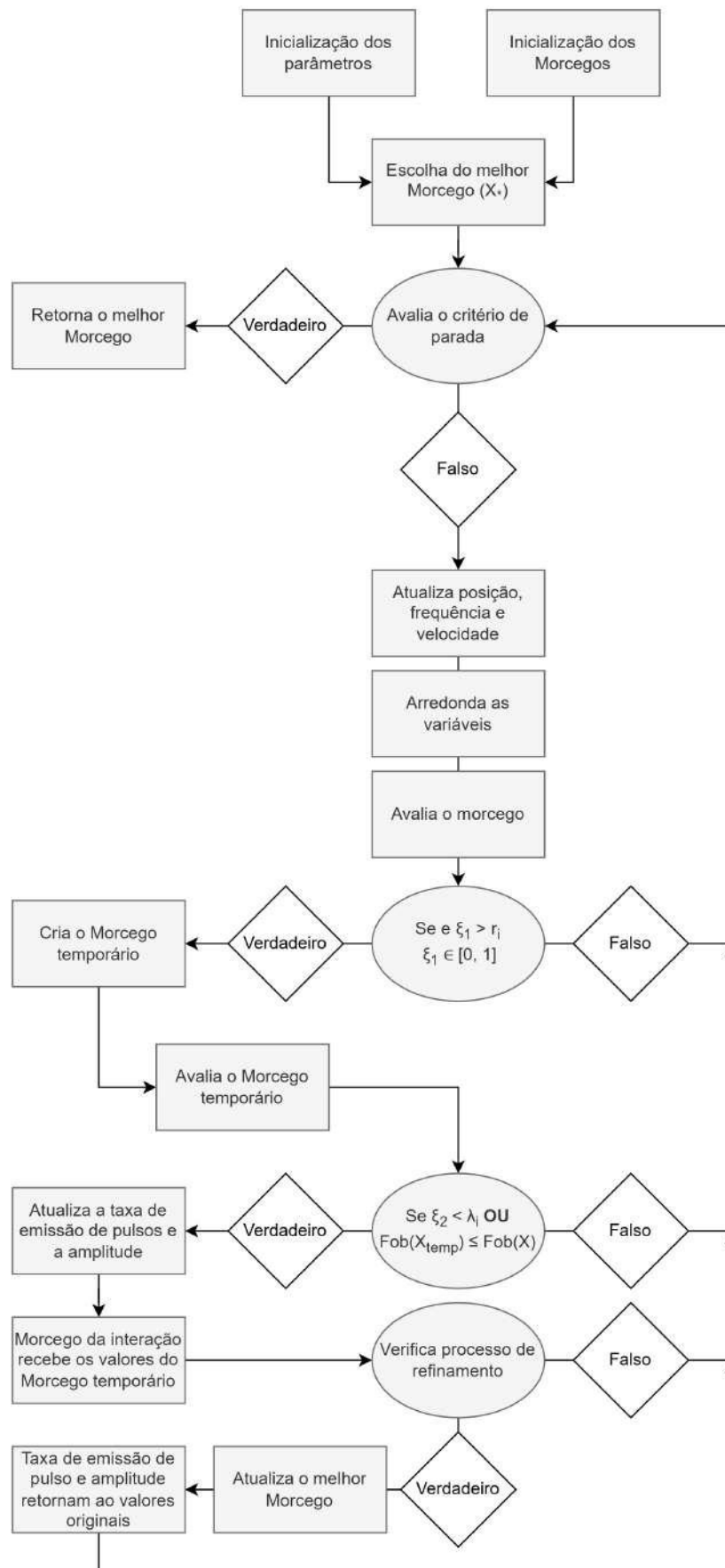
A implementação do algoritmo BA neste estudo foi escolhida por ter demonstrado o melhor desempenho na otimização de *layouts* de parques eólicos no trabalho desenvolvido em [113]. Além disso, o autor realizou três modificações no algoritmo BA com o objetivo de melhorar seu desempenho, as quais foram replicadas neste estudo.

A primeira é a condição de quando vai ocorrer a busca global. De acordo com o proposto por [110], a solução temporária é aceita na população caso um número aleatório seja menor do que a amplitude e sua solução seja melhor do que a da iteração anterior. A modificação realizada consiste em aceitar a solução temporária se o número aleatório for maior do que a amplitude do pulso ou se o morcego temporário obtiver uma avaliação superior à do melhor morcego até a iteração corrente. O autor verificou que assim soluções boas têm maiores chances de serem selecionadas, mesmo que a amplitude ainda esteja alta [113].

A segunda modificação é referente a mudança das etapas de busca global e busca local, isso é, quanto ao aumento da taxa de emissão de pulso e da redução da amplitude. Enquanto Yang fazia com que as duas taxas fossem afetados pelo número de iterações, a modificação proposta é que esses parâmetros sejam influenciados pelo número de estagnações do morcego avaliado. Assim, na medida em que a melhor solução começa a estagnar, esta estará sujeita a mais refinamentos até que o critério de parada seja atingido. Porém, caso esse processo não atinja o critério de parada, o melhor indivíduo será atualizado e a taxa de emissão de pulso e a amplitude são reiniciados, isso significa que voltará a etapa de busca global [113].

Por fim, a terceira modificação está associada ao caráter das variáveis do problema. Na simulação à qual o propósito é a otimização de problemas formulados discretamente, as variáveis devem sofrer um arredondamento. A Figura 44 exibe o fluxograma do BA com as modificações aplicadas.

Figura 44 – Fluxograma do BA Modificado.



Fonte: Elaborado pela autora.

7 RESULTADOS

Através dos projetos *offshore* em licenciamento pelo IBAMA [25], os estudos de caso propõem uma comparação da potência média obtida pelo *layout* licenciado e pelo *layout* otimizado para a mesma região, considerando os modelos de *wake effect*: Jensen, Larsen, Frandsen, 2D-k Jensen e Jensen Gaussiano. Foram considerados os valores das constantes dos modelos definidos no Capítulo 4. Para o modelo de Frandsen, foi simulada a performance para os três parques com as constantes $k = 2$ e $k = 3$, sendo a diferença entre as simulações irrisória para os estudos de caso aqui analisados. Sendo assim, os valores apresentados são referentes à solução de Schlichting.

No primeiro estudo, será analisado o parque fictício com a turbina Haliade-X da GE e com a turbina V236 da Vestas. Para os demais estudos, será considerada apenas a turbina Haliade-X pois essa é a turbina original do projeto do parque eólico. A turbina Haliade-X da GE possui uma potência nominal de 12 MW, um raio de hélice de 107 metros e um diâmetro de rotor de 220 metros. Foram considerados um coeficiente de confiança de 0,60 e uma batimetria constante de 100 metros. A turbina é capaz de girar 360° e captar vento de todas as direções. Já a turbina V236 da Vestas possui uma potência nominal de 15 MW, raio de hélice de 115,5 metros, diâmetro do rotor de 236 metros e coeficiente de confiança de cerca de 0,63.

Para a otimização, foram considerados os mesmos parâmetros nos estudos, sendo estes: 50 execuções com 200 morcegos e 150 iterações. Os estudos de caso foram realizados por meio de um programa desenvolvido na linguagem Python que considera o espaço disponível para a alocação dos aerogeradores como uma malha em bits (de quantidade e dimensão definidas como parâmetros de entrada), com os aerogeradores existentes localizados no centro dos bits. Devido a essa característica do programa, há uma limitação quanto à reprodução idêntica da malha e do *layout* dos parques em licenciamento, como será evidenciado nos estudos de caso a seguir. As simulações foram realizadas em um processador Intel Core i5 8^a geração.

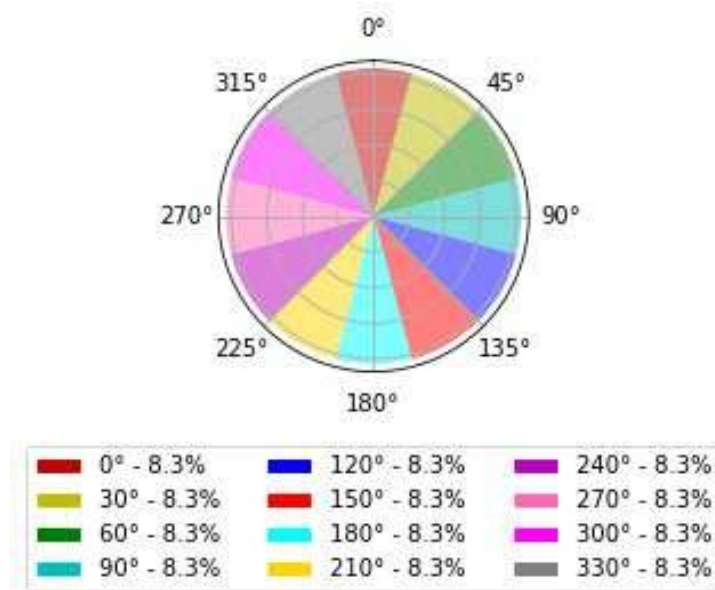
Os dados de vento foram obtidos do Global Wind Atlas [114], um recurso online gratuito que oferece informações sobre o potencial de energia eólica em escala global. Este site disponibiliza mapas de velocidade do vento, dados de elevação do terreno e outras informações cruciais para o desenvolvimento de projetos de energia eólica.

Para este estudo, a otimização do *layout* foca exclusivamente na localização dos aerogeradores dentro da área designada do projeto, sem considerar a otimização do sistema coletor de energia elétrica, a otimização da localização e da quantidade das subestações ou realizar uma análise financeira de investimento que considere os custos associados aos componentes necessários.

7.1 PARQUE FICTÍCIO

O primeiro estudo de caso será realizado em um parque eólico fictício, no qual serão alocadas 30 turbinas em uma matriz de 10 por 10 bits, sem restrições. Cada bit representa uma distância de $5D$, ou seja, 1,1 km, resultando em um parque quadrado com dimensões de 11 km por 11 km. A frequência do vento é igual em todas as 12 direções, com uma velocidade média de 11,5 m/s. A Figura 45 exibe a rosa dos ventos do Parque Fictício.

Figura 45 – Rosa dos ventos do Parque Fictício.



Fonte: Elaborado pela autora.

7.1.1 Turbina Haliade-X - 12MW

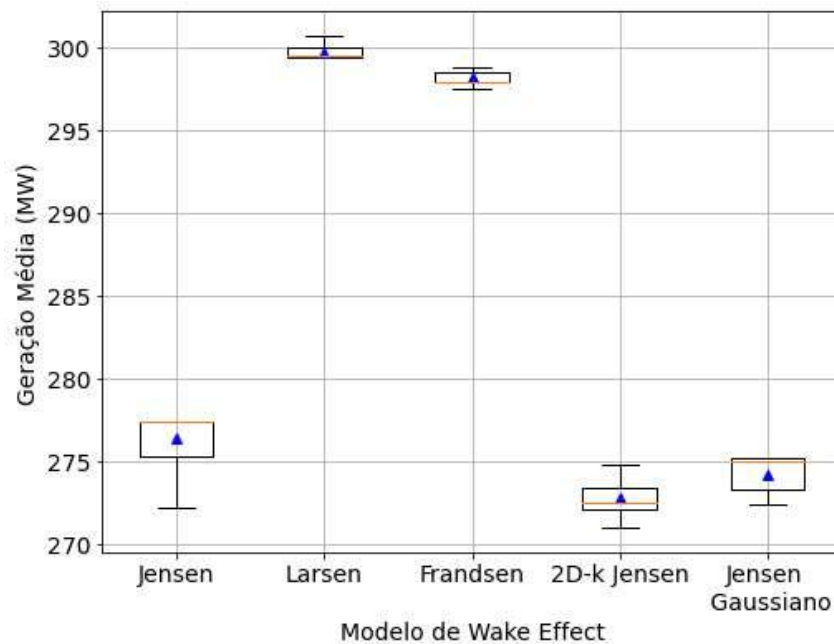
Para a primeira análise do Parque Fictício através da turbina Haliade-X, a Tabela 8 apresenta os resultados das 50 execuções.

A Figura 46 e a Figura 47 exibem, respectivamente, os *boxplots* das simulações referentes à potência e ao tempo. Observa-se que os modelos de Larsen e Frandsen foram mais otimistas em relação à geração ótima, enquanto os tempos de simulação dos cinco modelos foram bastante semelhantes.

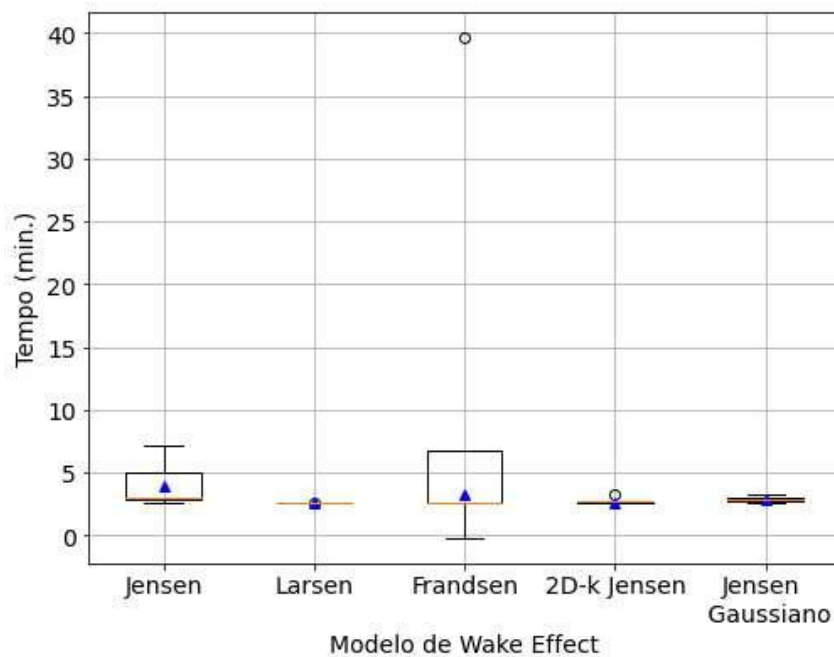
Tabela 8 – Análise dos resultados - Parque Fictício - Haliade-X.

	Modelo de <i>wake effect</i> :				
	Jensen	Larsen	Frandsen	2D-k Jensen	Jensen Gaussiano
Potência Média:					
Mínimo	272,2240	299,3787	297,5513	272,4308	271,0245
Máximo	277,3600	300,6897	298,8619	275,1587	274,8531
Média	276,3607	299,7483	298,2019	274,1741	272,7637
Mediana	277,3600	299,3977	297,8909	275,1587	272,5468
Desvio Padrão	1,6168	0,4097	0,4177	1,2563	0,9106
Tempo (min.):					
Mínimo	2,5494	2,5573	2,5541	2,5422	2,5898
Máximo	7,1515	2,6136	39,6257	3,2823	3,2241
Média	3,9854	2,5793	3,3104	2,6647	2,8562
Mediana	2,9792	2,5796	2,5691	2,6711	2,8348
Desvio Padrão	1,6095	0,0098	5,1879	0,1235	0,1450

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 46 – *Boxplot* da potência - Parque Fictício - Haliade-X.

Fonte: Elaborado pela autora.

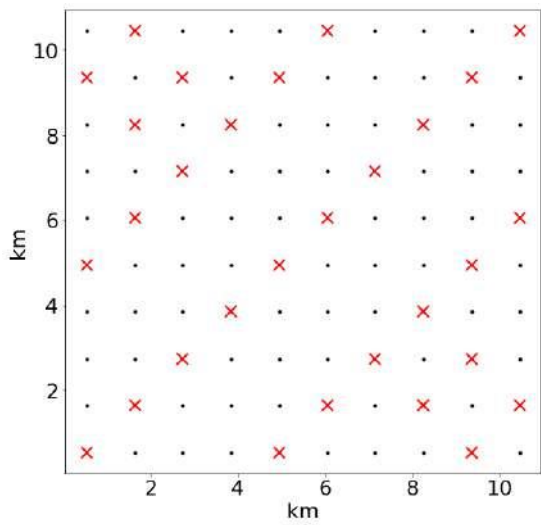
Figura 47 – *Boxplot* do tempo - Parque Fictício - Haliade-X.

Fonte: Elaborado pela autora.

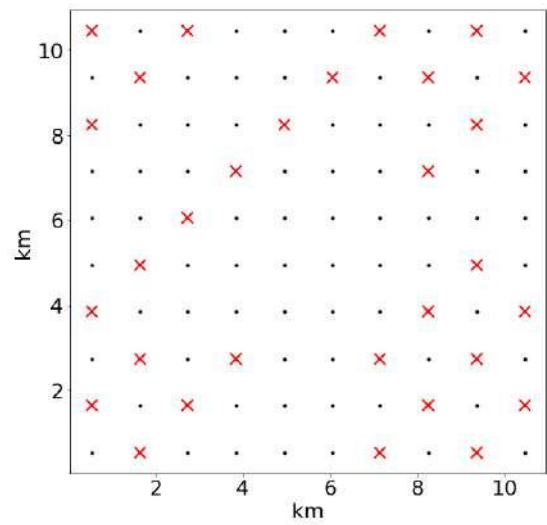
O *layout* ótimo obtido por cada modelo está exibido na Figura 48. Para este caso, no qual se deseja alocar 30 aerogeradores em uma malha de 100 bits, observam-se alguns *layouts* semelhantes. Por exemplo, o *layout* obtido pelo modelo de Larsen é similar ao do modelo de Frandsen, ambos tendendo a formar fileiras, característica que também é observada no modelo de Jensen. O *layout* do modelo 2D-k Jensen se assemelha ao do modelo de Jensen Gaussiano, com ambos apresentando a presença de aerogeradores nos cantos da área total.

Ao analisar o *layout* ótimo obtido por cada modelo para os demais casos, conforme mostrado na Tabela 9 e na Tabela 10, que apresentam os valores de potência média e perda por *wake effect*, respectivamente, pode-se observar o impacto da formulação da perda de potência desenvolvida por cada autor. Para este caso estudado, o modelo de Larsen e o de Frandsen demonstram ser os mais otimistas quanto à potência extraída de todas as configurações. Por outro lado, os modelos 2D-k Jensen e Jensen Gaussiano apresentam valores bem próximos e são os mais pessimistas entre os cinco modelos analisados.

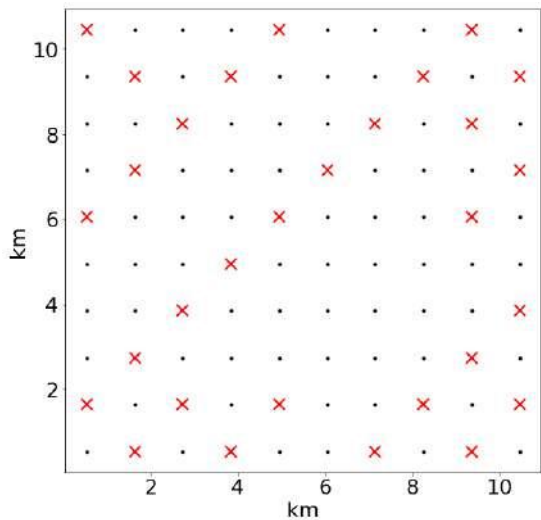
Figura 48 – *Layouts* otimizados pelos diferentes modelos de *wake effect* - Parque Fictício - Haliade-X.



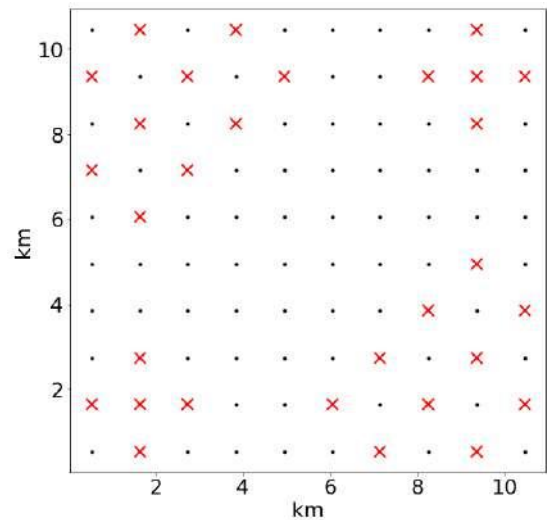
(a) *Layout* otimizado - Modelo de Jensen.



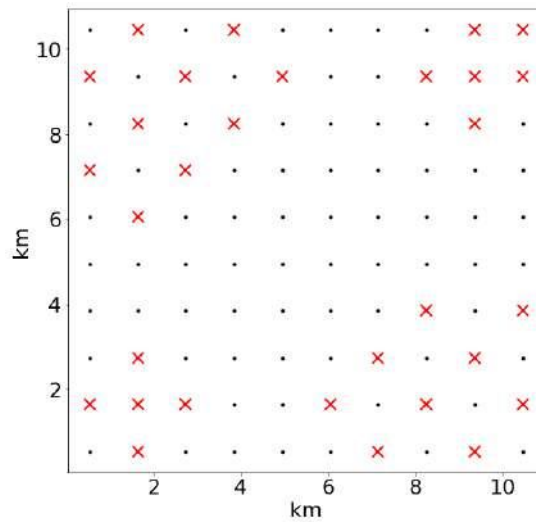
(b) *Layout* otimizado - Modelo de Larsen.



(c) *Layout* otimizado - Modelo de Frandsen.



(d) *Layout* otimizado - Modelo de 2D-k Jensen.



(e) *Layout* otimizado - Modelo de Jensen Gaussiano.

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 9 – Aplicação dos *layouts* nos modelos de *wake effect* - Parque Fictício - Haliade-X.

Potência Média Gerada (MW)	Modelo de <i>wake effect</i> :				
	Jensen	Larsen	Frandsen	2D-k Jensen	Jensen Gaussiano
<i>Layout</i> da Figura 49(a)	277,3600	301,1440	299,7342	273,8128	273,9796
<i>Layout</i> da Figura 49(b)	275,3131	300,6896	298,1524	273,8159	267,8471
<i>Layout</i> da Figura 49(c)	276,3314	300,8708	298,8619	273,8730	270,9329
<i>Layout</i> da Figura 49(d)	273,8730	300,5656	295,1940	275,1587	275,0031
<i>Layout</i> da Figura 49(e)	275,1587	300,2380	294,0717	274,7272	274,8531

Fonte: Elaborado pela autora.

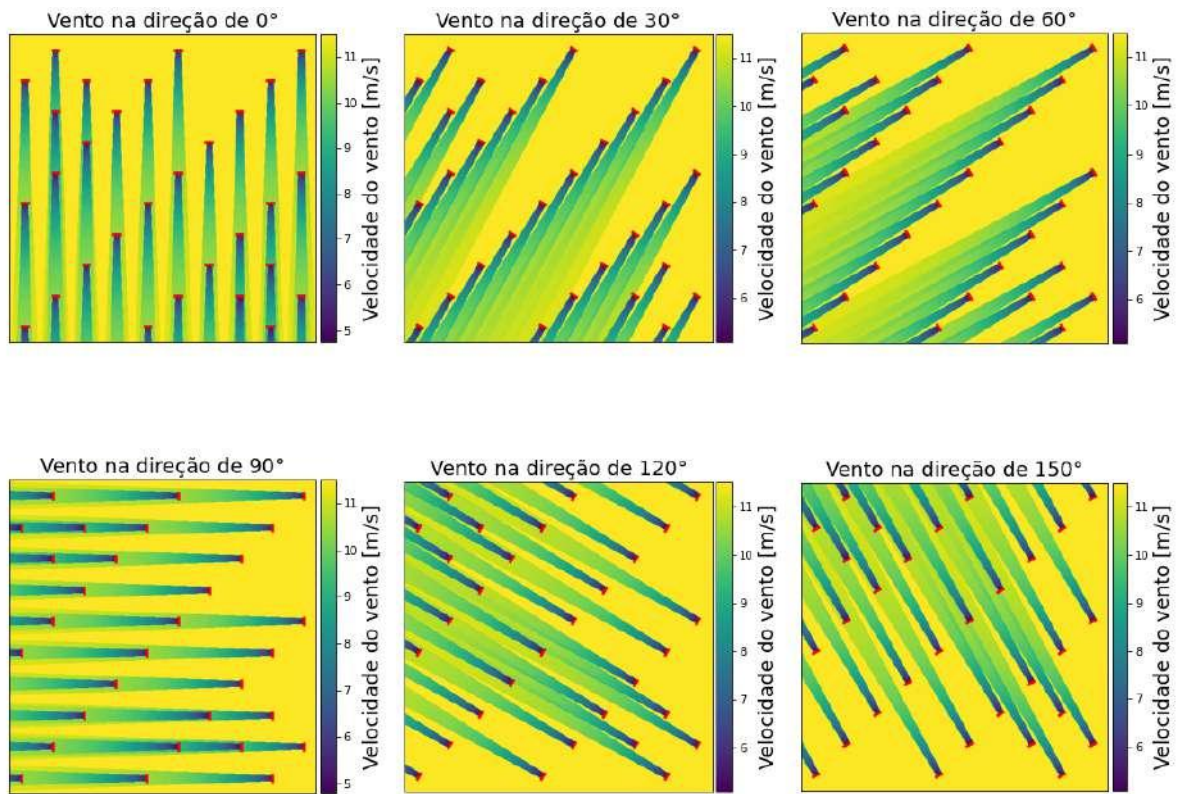
Tabela 10 – Aplicação dos *layouts* nos modelos de *wake effect* - Parque Fictício - Haliade-X.

Perda por <i>wake effect</i> (%)	Modelo de <i>wake effect</i> :				
	Jensen	Larsen	Frandsen	2D-k Jensen	Jensen Gaussiano
<i>Layout</i> da Figura 49(a)	12,0630	4,5566	5,0015	13,1825	13,1299
<i>Layout</i> da Figura 49(b)	12,7090	4,6999	5,5007	13,1816	15,0653
<i>Layout</i> da Figura 49(c)	13,1815	4,6428	5,2768	13,1635	14,0914
<i>Layout</i> da Figura 49(d)	13,6287	4,7391	6,4344	12,7577	12,8068
<i>Layout</i> da Figura 49(e)	14,1965	4,8425	6,7887	12,8939	12,8542

Fonte: Elaborado pela autora.

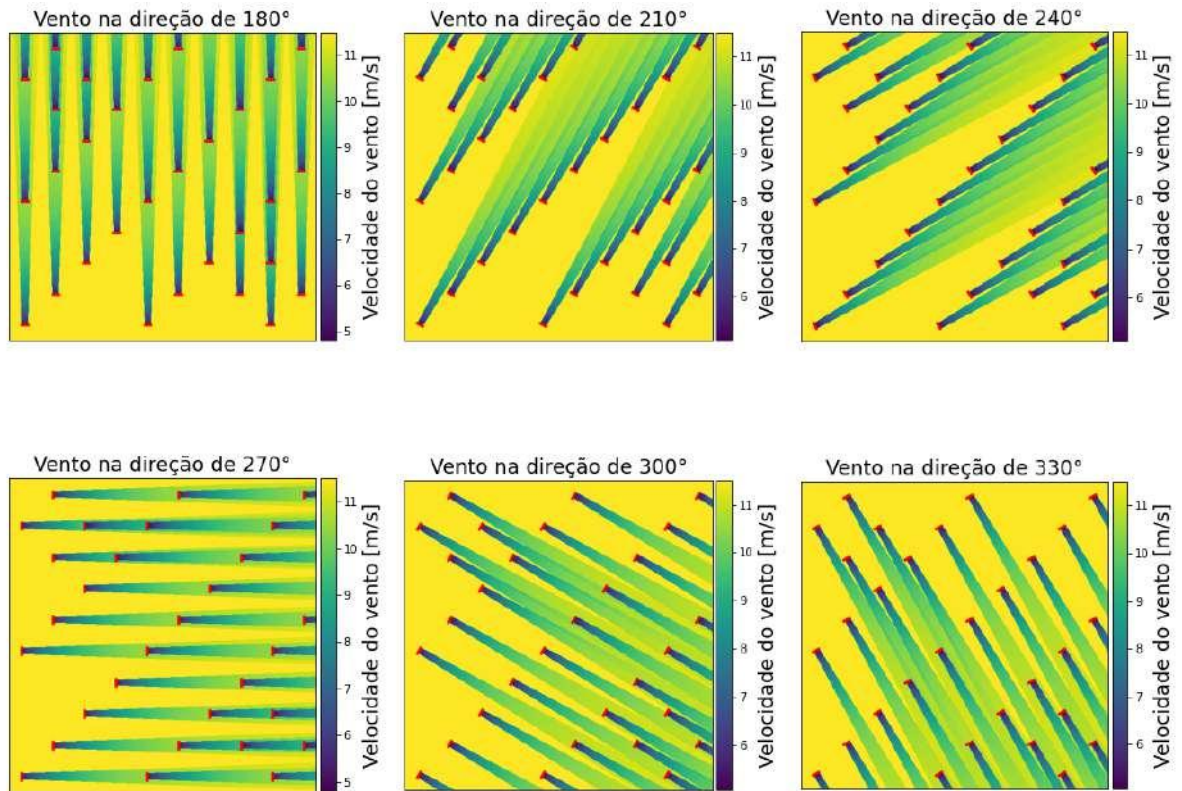
Analisar o comportamento dos modelos através da Tabela 10 é interessante, pois, para este caso simples, os modelos de *wake effect* apresentaram a mesma ordem de grandeza de perda para todos os cinco *layouts* ótimos. Isso demonstra que os diferentes *layouts* não têm um impacto significativo sobre os modelos. Os valores exibidos em negrito são os *layouts* que obtiveram menor perda para cada modelo. Observa-se que o *layout* ótimo de Jensen apresentou uma menor perda para os modelos de Larsen e Frandsen, enquanto o *layout* obtido pelo modelo 2D-k Jensen foi calculado com uma perda ligeiramente inferior pelo modelo Jensen Gaussiano em comparação com o *layout* ótimo encontrado pelo próprio modelo.

A Figura 49 e a Figura 50 ilustram a esteira gerada por todas as direções de vento para a alocação ótima do modelo de Jensen. As imagens utilizam uma barra de cores para fornecer uma referência visual da perda de velocidade ocorrida.

Figura 49 – Esteira no *layout* de Jensen - Parte 1 - Parque Fictício - Haliade-X.

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 50 – Esteira no *layout* de Jensen - Parte 2 - Parque Fictício - Haliade-X.



Fonte: Elaborado pela autora.

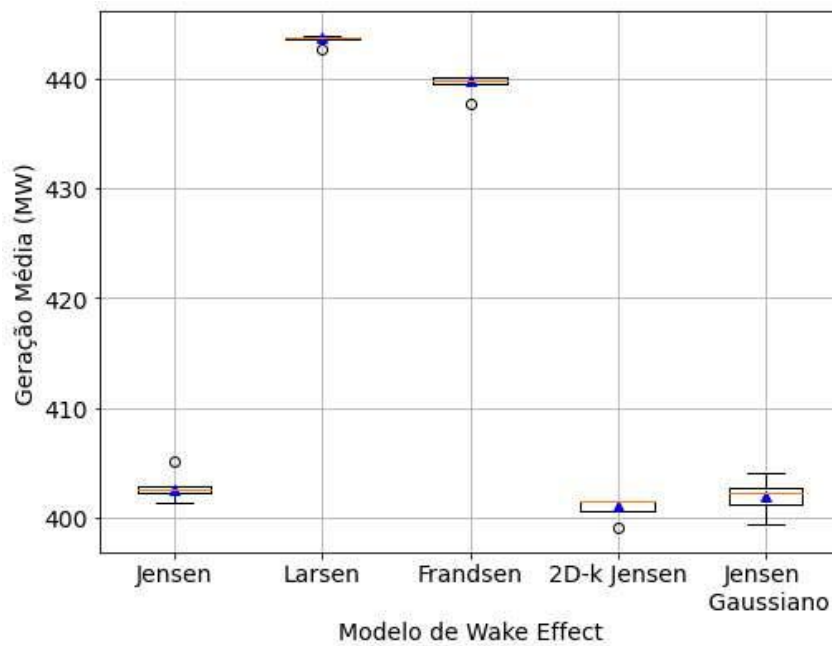
7.1.2 Turbina V236 - 15MW

A análise complementar do Parque Fictício, agora considerando a turbina V236, é apresentada na Tabela 11. A Figura 51 e a Figura 52 exibem, respectivamente, os *boxplots* das simulações referentes à potência e ao tempo. Observa-se que os modelos de Larsen e Frandsen seguiram sendo os mais otimistas em relação à geração ótima, e os tempos de simulação dos cinco modelos também permaneceram semelhantes.

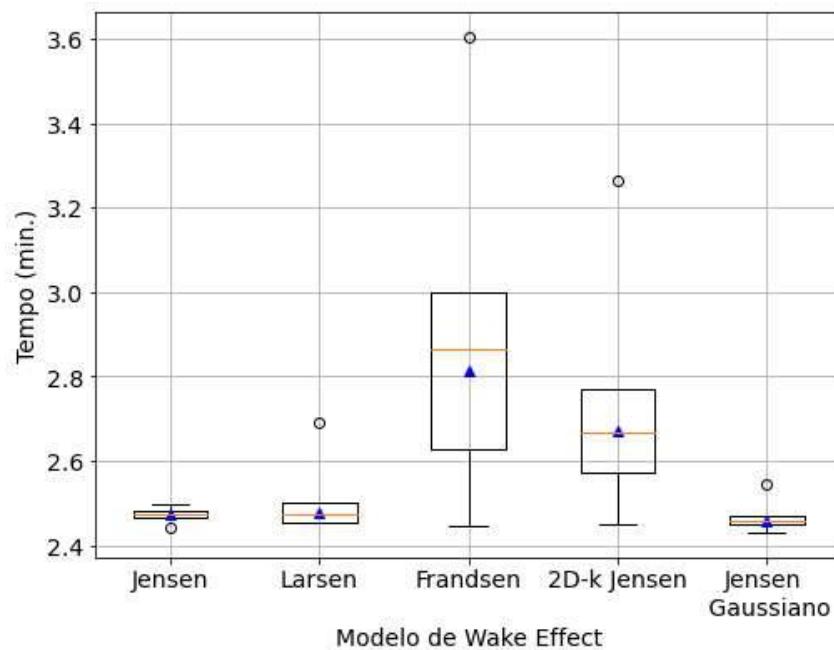
Tabela 11 – Análise dos resultados - Parque Fictício - V236.

	Modelo de <i>wake effect</i> :				
	Jensen	Larsen	Frandsen	2D-k Jensen	Jensen Gaussiano
Potência Média:					
Mínimo	401,3096	442,7378	437,7195	399,0980	399,4050
Máximo	405,0978	443,8073	440,1123	401,5195	403,9794
Média	402,4682	443,7668	439,7896	400,9987	401,9426
Mediana	402,5792	443,8073	439,7949	401,5195	402,3120
Desvio Padrão	0,4455	0,1909	0,4361	0,6635	1,1881
Tempo (min.):					
Mínimo	2,4407	2,4531	2,4446	2,4489	2,4307
Máximo	2,4954	2,6905	3,6026	3,2638	2,5446
Média	2,4728	2,4774	2,8140	2,6704	2,4593
Mediana	2,4731	2,4719	2,8639	2,6650	2,4561
Desvio Padrão	0,0109	0,0337	0,2762	0,1486	0,0158

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 51 – *Boxplot* da potência - Parque Fictício - V236.

Fonte: Elaborado pela autora.

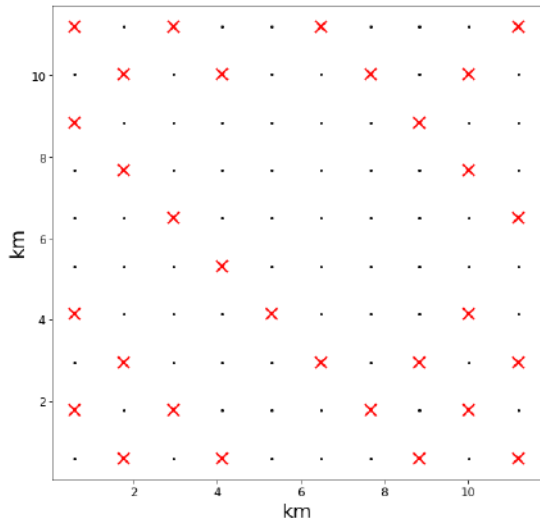
Figura 52 – *Boxplot* do tempo - Parque Fictício - V236.

Fonte: Elaborado pela autora.

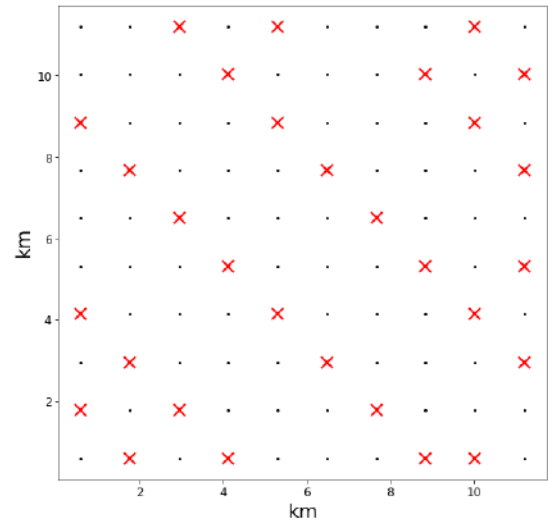
A Figura 53 ilustra os *layouts* ótimos obtidos por cada modelo para a turbina V236. Ao analisar as configurações espaciais, observa-se que alguns modelos apresentaram resultados semelhantes. Os *layouts* gerados pelos modelos de Larsen e Frandsen, por exemplo, evidenciam uma tendência à formação de fileiras de aerogeradores, embora as direções dessas fileiras sejam diferentes. Uma configuração similar é observada entre os *layouts* dos modelos de Jensen e Larsen. Por outro lado, os modelos 2D-k Jensen e Jensen Gaussiano mantiveram a característica comum identificada na análise anterior, com a presença de aerogeradores nos cantos da área do parque e um espaçamento considerável na região central.

Ao analisar o *layout* ótimo obtido por cada modelo para os demais casos, conforme mostrado na Tabela 12 e na Tabela 13, que apresentam os valores de potência média e perda por *wake effect*, respectivamente, pode-se observar o impacto da formulação da perda de potência desenvolvida por cada autor. Para este caso fictício estudado, tanto para a turbina Haliade-X quanto para a turbina V236, o modelo de Larsen e o modelo de Frandsen demonstram ser os mais otimistas quanto à potência extraída de todas as configurações. E os modelos 2D-k Jensen e Jensen Gaussiano seguiram apresentando valores bem próximos e mais pessimistas entre os cinco modelos analisados.

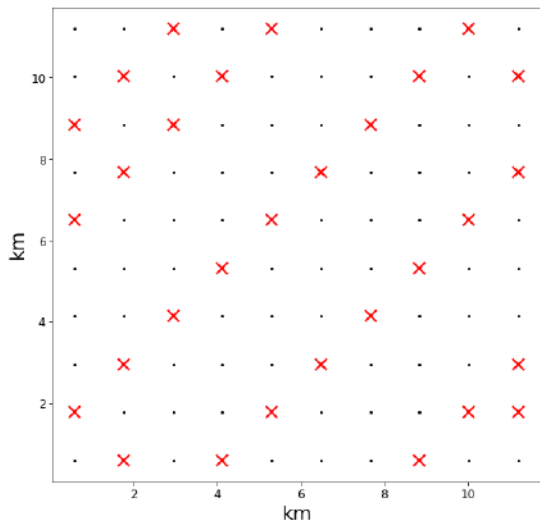
Figura 53 – *Layouts* otimizados pelos diferentes modelos de *wake effect* - Parque Fictício - V236.



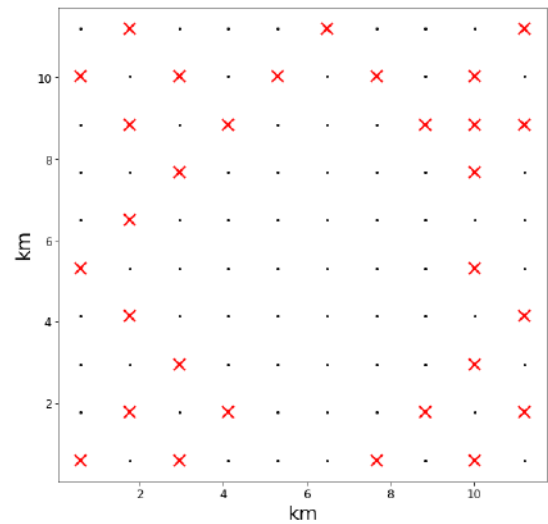
(a) *Layout* otimizado - Modelo de Jensen.



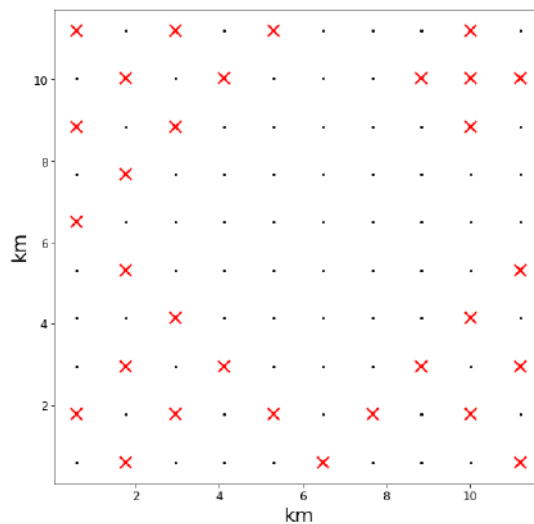
(b) *Layout* otimizado - Modelo de Larsen.



(c) *Layout* otimizado - Modelo de Frandsen.



(d) *Layout* otimizado - Modelo de 2D-k Jensen.



(e) *Layout* otimizado - Modelo de Jensen Gaussiano.

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 12 – Aplicação dos *layouts* nos modelos de *wake effect* - Parque Fictício - V236.

Potência Média Gerada (MW)	Modelo de <i>wake effect</i> :				
	Jensen	Larsen	Frandsen	2D-k Jensen	Jensen Gaussiano
<i>Layout</i> da Figura 54(a)	405,0979	442,8346	438,4880	401,6579	397,3808
<i>Layout</i> da Figura 54(b)	402,2155	443,8073	439,7905	397,5855	395,5379
<i>Layout</i> da Figura 54(c)	403,5702	443,8930	440,1123	398,9383	397,6902
<i>Layout</i> da Figura 54(d)	400,1558	441,2480	434,3021	401,1949	401,9460
<i>Layout</i> da Figura 54(e)	401,8483	441,5082	434,7273	403,4206	403,9794

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 13 – Aplicação dos *layouts* nos modelos de *wake effect* - Parque Fictício - V236.

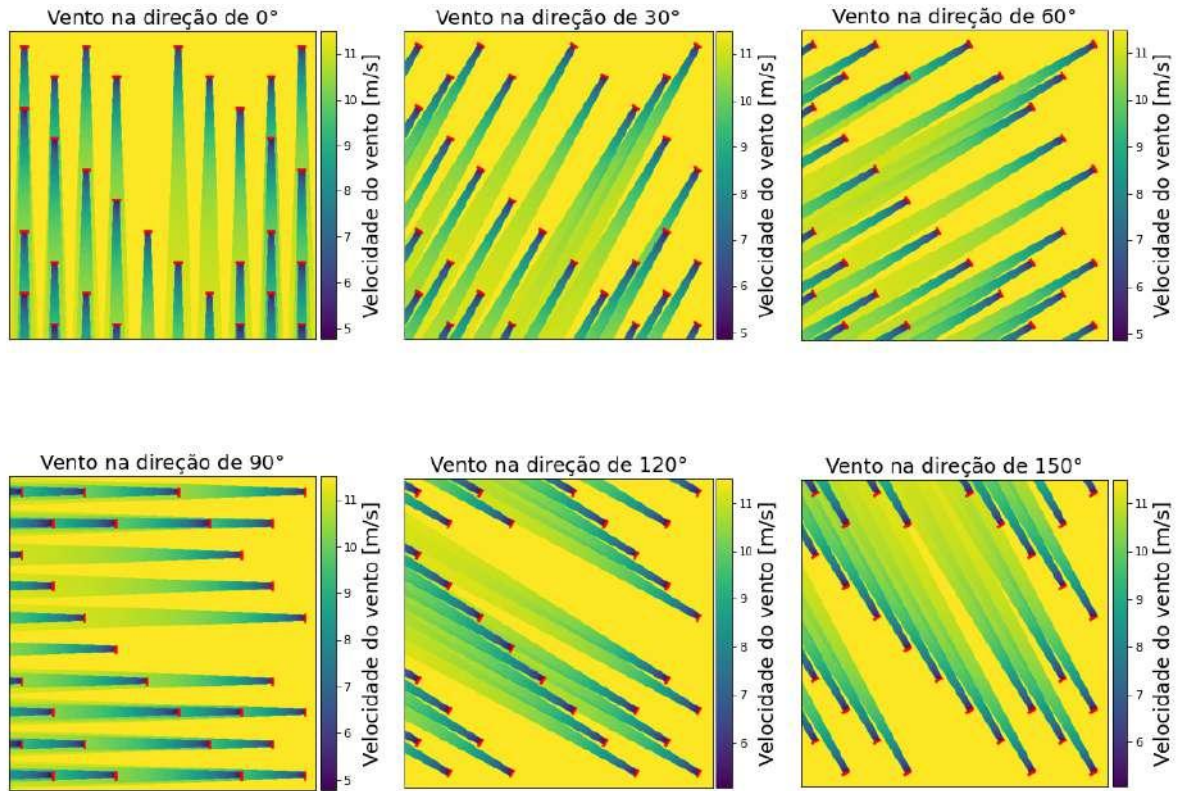
Perda por <i>wake effect</i> (%)	Modelo de <i>wake effect</i> :				
	Jensen	Larsen	Frandsen	2D-k Jensen	Jensen Gaussiano
<i>Layout</i> da Figura 54(a)	9,5783	1,1923	2,1669	10,3427	11,2932
<i>Layout</i> da Figura 54(b)	10,2188	0,9761	1,8688	11,2477	11,7027
<i>Layout</i> da Figura 54(c)	9,9177	0,9571	1,7973	10,9471	11,2244
<i>Layout</i> da Figura 54(d)	10,6765	1,5449	3,0884	10,3734	10,2787
<i>Layout</i> da Figura 54(e)	10,3004	1,4871	2,9939	9,9510	9,8268

Fonte: Elaborado pela autora.

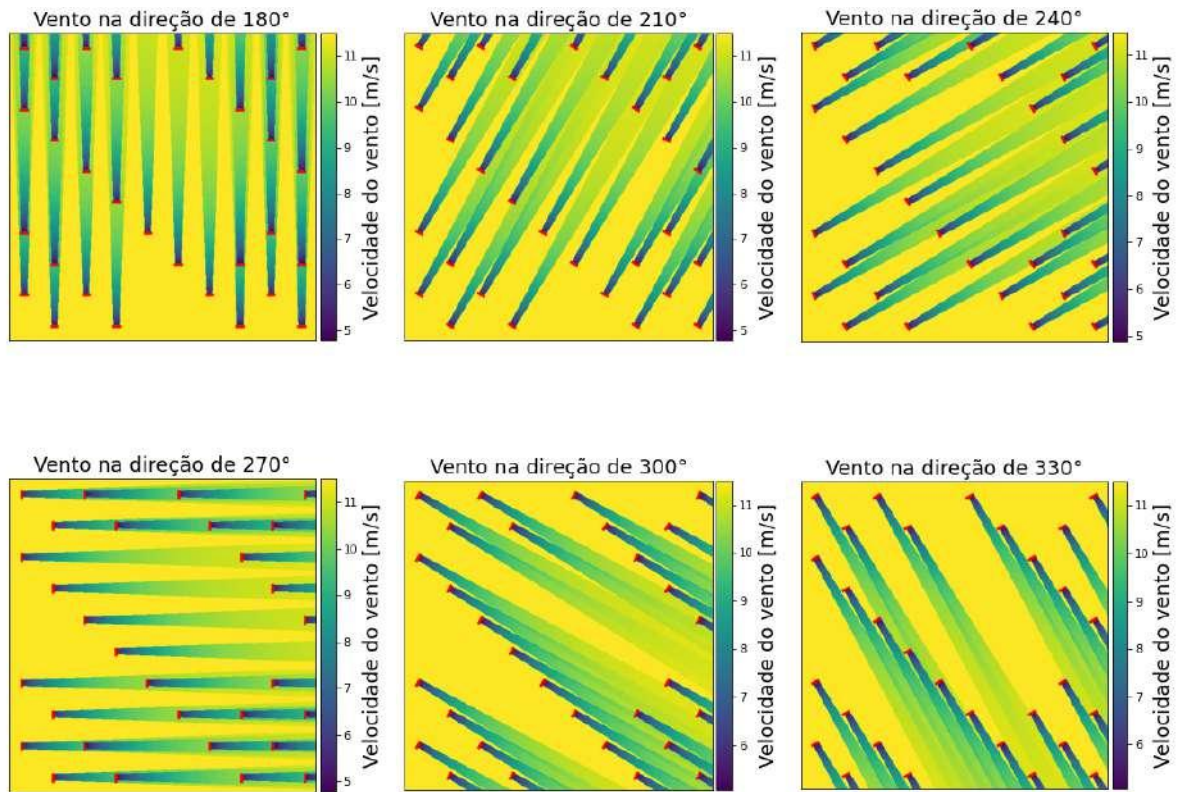
A análise dos modelos de *wake effect* para os cinco *layouts* ótimos indicou que as perdas obtidas foram semelhantes em magnitude, sugerindo que a disposição espacial das turbinas não exerceu um impacto substancial sobre os resultados. Os *layouts* destacados em negrito correspondem à menor perda identificada para cada modelo individualmente.

Ao comparar os resultados entre as turbinas Haliade-X e V236, nota-se que a otimização dos *layouts* apresentou comportamentos distintos para cada modelo. O *layout* ótimo de Jensen, que se mostrou mais eficiente para a Haliade-X, não repetiu o mesmo desempenho na V236. De forma similar, o modelo de Frandsen, que se destacou para Larsen e Frandsen na V236, apresentou uma configuração ótima diferente na análise anterior. A preferência dos modelos 2D-k Jensen e Jensen Gaussiano por determinado *layout* também sofreu inversão entre as duas turbinas, indicando a complexidade da interação entre os modelos e as configurações espaciais.

A Figura 54 e a Figura 55 ilustram a esteira gerada por todas as direções de vento para a alocação ótima do modelo de Jensen. As imagens utilizam uma barra de cores para fornecer uma referência visual da perda de velocidade ocorrida.

Figura 54 – Esteira no *layout* de Jensen - Parte 1 - Parque Fictício - V236.

Fonte: Elaborado pela autora.

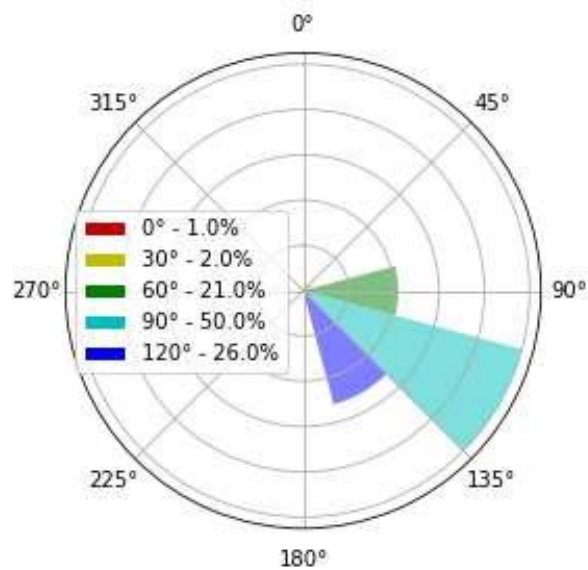
Figura 55 – Esteira no *layout* de Jensen - Parte 2 - Parque Fictício - V236.

Fonte: Elaborado pela autora.

7.2 PARQUE PEDRA GRANDE

A segunda análise é feita com base no projeto do parque eólico *offshore* Pedra Grande, localizado aproximadamente 8 km ao largo da costa de Pedra Grande (RN). Este projeto propõe a instalação de 52 aerogeradores distribuídos igualmente em 4 fileiras, ocupando uma área total de cerca de 260 km². Os dados de vento dessa região estão exibidos na Figura 56 e a velocidade incidente no Parque Pedra Grande é de 10,15 m/s. O *layout* para visualização no mapa do Brasil está apresentado na Figura 57.

Figura 56 – Rosa dos ventos do Parque Pedra Grande.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de [114].

Figura 57 – Localização do Parque Pedra Grande.

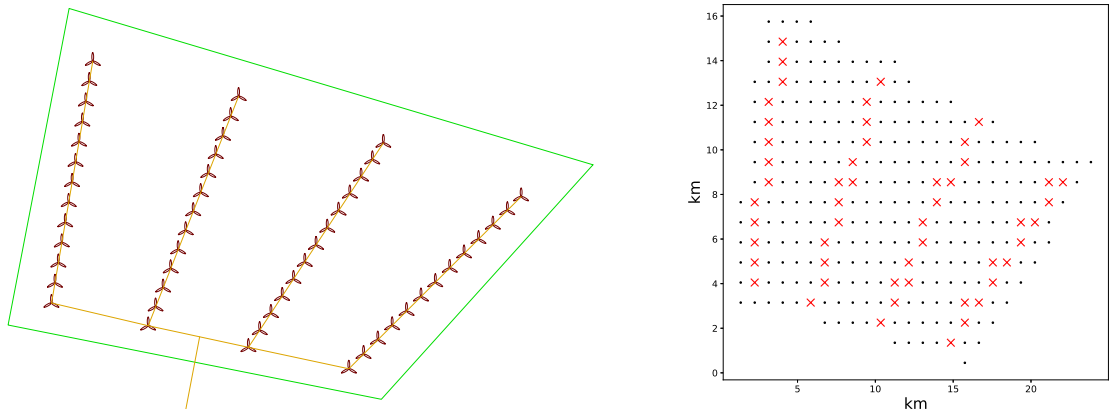


Fonte: Elaborado pela autora a partir de IBAMA [25].

Para a determinação da energia extraída nesse parque através do programa, este foi incluído no programa seguindo as limitações existentes, de distância entre os bits fixas e aerogerador sempre localizado no centro de cada bit. A distância simulada para os bits foi

de 4D, um valor próximo ao do projeto. Dessa forma, a Figura 58 (a) apresenta a forma que o parque está projetado e a Figura 58 (b) apresenta a forma que este foi inserido no programa desenvolvido, na qual é possível observar a limitação na reprodução idêntica do *layout*. A área total retangular inserida é de 28x18 km (504 km²), mas devido ao formato trapezoidal, 216 km² foram considerados restritivos.

Figura 58 – *Layout* do Parque Pedra Grande.



(a) *Layout* licenciado do Parque Pedra Grande.

(b) *Layout* do Parque Pedra Grande no programa desenvolvido.

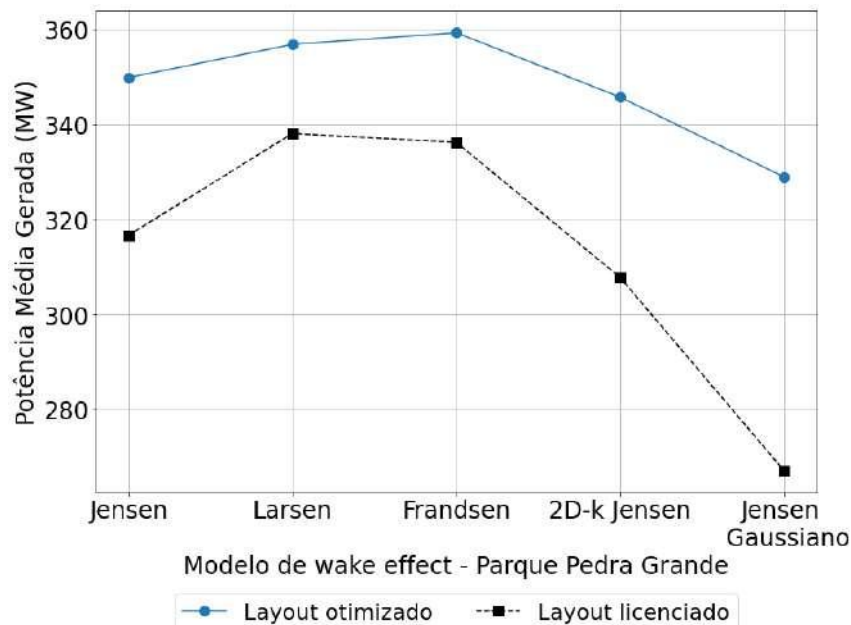
Fonte: Elaborado pela autora a partir de IBAMA [25].

A potência média máxima obtida por este estudo, juntamente com a potência calculada por cada modelo para o *layout* projetado do parque eólico, está apresentada na Tabela 14 e na Figura 59 de forma gráfica. Pode-se observar que todos os cinco modelos obtiveram *layouts* com potência superior àquela calculada para o *layout* projetado, com os aerogeradores dispostos sem uma ordenação específica. O modelo Jensen Gaussiano destacou-se por seu ganho de potência, devido à sua estimativa de potência para o *layout* especificado ser significativamente inferior às estimativas dos outros modelos. É importante ressaltar que os estudos aqui realizados não contemplam a otimização do sistema coletor, sendo esse um fator que influencia no *layout* ótimo e que foi considerado no *layout* do projeto licenciado do Parque Pedra Grande.

Tabela 14 – Ganho de Potência Média - Parque Pedra Grande.

	Modelo de <i>wake effect</i> :				
	Jensen	Larsen	Frandsen	2D-k Jensen	Jensen Gaussiano
Layout licenciado					
Potência Média Gerada (MW)	316,6273	338,0685	336,2098	307,7692	267,1232
Layout otimizado					
Potência Média Gerada (MW)	349,8227	356,8289	359,2811	345,7225	328,9439
Ganho (%)					
	10,4840	5,5493	6,8622	12,3317	23,1432

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 59 – Potência do *layout* licenciado e otimizado - Parque Pedra Grande.

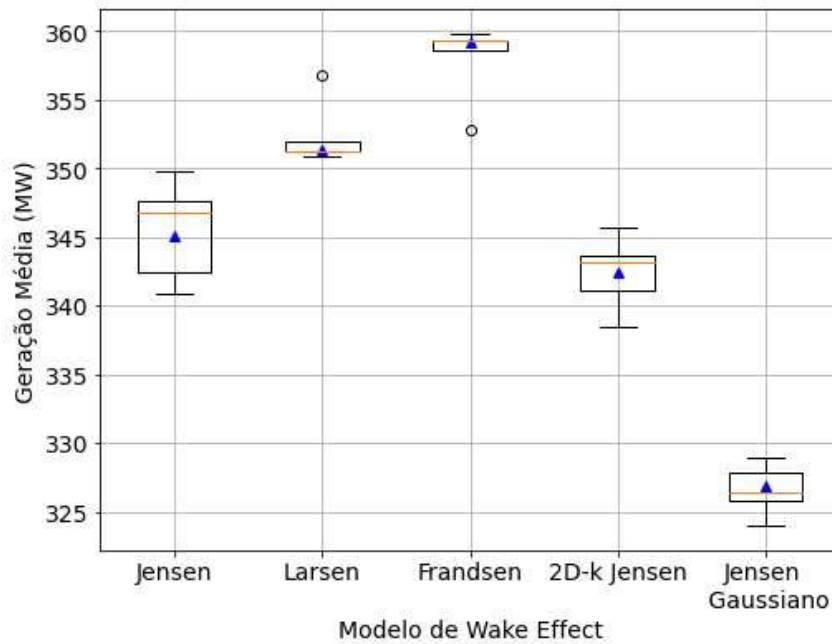
Fonte: Elaborado pela autora.

A Tabela 15 exibe os valores estatísticos das simulações, enquanto a Figura 60 e a Figura 61 mostram, respectivamente, os *boxplots* das simulações referentes à potência e ao tempo. Assim como no parque anterior, os modelos de Larsen e Frandsen calcularam potências superiores aos demais. E o tempo médio de simulação para os cinco modelos foi semelhante. Os *layouts* ótimos obtidos por cada modelos estão exibidos na Figura 62.

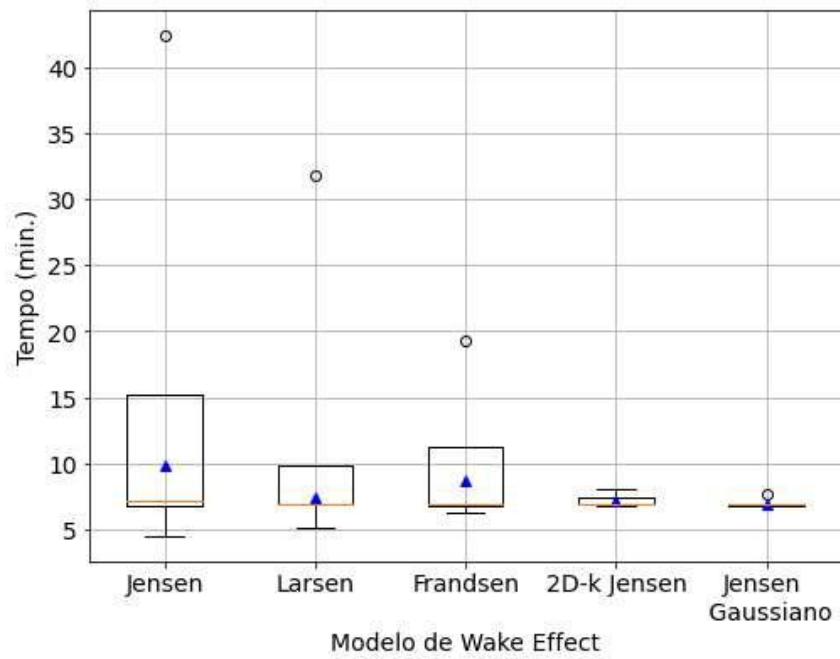
Tabela 15 – Análise dos resultados - Parque Pedra Grande.

	Modelo de <i>wake effect</i> :				
	Jensen	Larsen	Frandsen	2D-k Jensen	Jensen Gaussiano
Potência Média:					
Mínimo	340,8894	351,2749	352,8065	338,4114	324,0224
Máximo	349,8227	356,8289	359,2811	345,7225	328,9439
Média	345,0597	351,3860	359,1516	342,3804	326,8683
Mediana	346,8225	351,2749	359,2811	343,1185	326,4627
Desvio Padrão	3,8303	0,7776	0,9064	1,9463	1,5117
Tempo (min.):					
Mínimo	6,8152	6,8609	6,8263	6,8265	6,7535
Máximo	42,3414	31,7839	19,3047	8,0223	7,7200
Média	9,8908	7,4698	8,7352	7,1592	6,8893
Mediana	7,1829	6,9257	6,9477	6,9476	6,8761
Desvio Padrão	7,9660	3,4769	3,7027	0,3598	0,1259

Fonte: Elaborado pela autora.

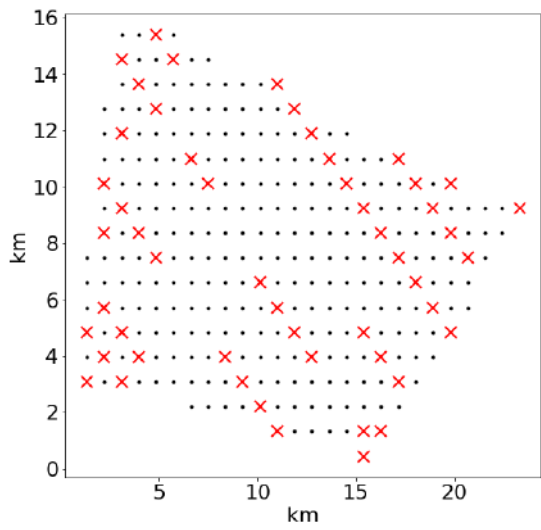
Figura 60 – *Boxplot* da potência - Parque Pedra Grande.

Fonte: Elaborado pela autora.

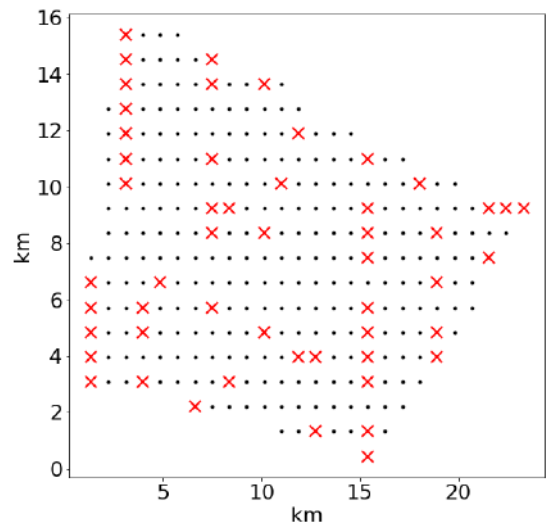
Figura 61 – *Boxplot* do tempo - Parque Pedra Grande.

Fonte: Elaborado pela autora.

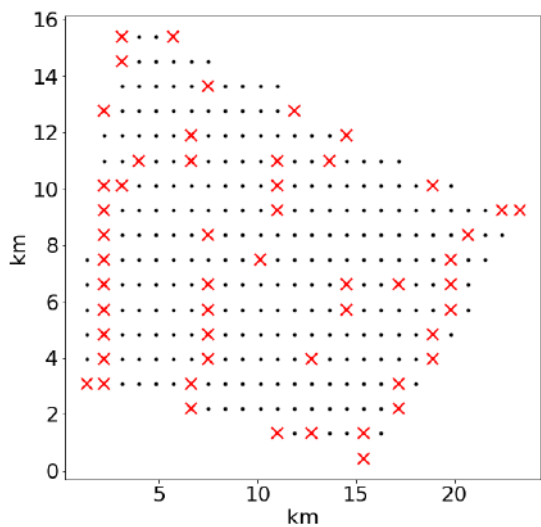
Figura 62 – *Layouts* otimizados pelos diferentes modelos de *wake effect* - Parque Pedra Grande.



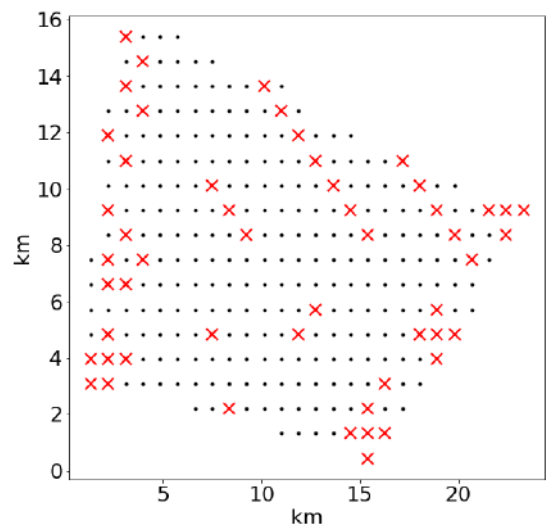
(a) *Layout* otimizado - Modelo de Jensen.



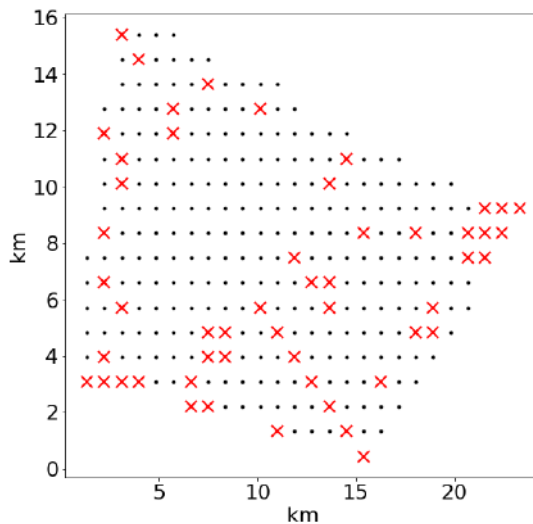
(b) *Layout* otimizado - Modelo de Larsen.



(c) *Layout* otimizado - Modelo de Frandsen.



(d) *Layout* otimizado - Modelo de 2D-k Jensen.



(e) *Layout* otimizado - Modelo de Jensen Gaussiano.

Fonte: Elaborado pela autora.

A Tabela 16 e a Tabela 17 exibem o cálculo da potência e da perda por *wake effect* dos cinco *layouts* ótimos para os cinco modelos de *wake effect* analisados. Para essa configuração, as perdas de *wake effect* não seguem a mesma ordem de grandeza observada para o Parque Fictício, pois os *layouts* otimizados apresentaram bastante divergência e características próprias. Assim, o *layout* ótimo de um modelo tem um impacto maior e uma pior previsão para os demais modelos. Pode-se observar que, nos valores em negrito, o *layout* gerado pelo próprio modelo foi calculado como o de menor perda.

Tabela 16 – Aplicação dos *layouts* nos modelos de *wake effect* - Parque Pedra Grande.

Potência Média Gerada (MW)	Modelo de <i>wake effect</i> :				
	Jensen	Larsen	Frandsen	2D-k Jensen	Jensen Gaussiano
<i>Layout</i> da Figura 63(a)	349,8227	174,7758	170,1123	344,4494	294,7678
<i>Layout</i> da Figura 63(b)	327,8527	356,8289	354,2031	322,8584	285,1604
<i>Layout</i> da Figura 63(c)	337,0266	341,3409	359,2810	328,2537	284,8099
<i>Layout</i> da Figura 63(d)	346,4885	223,3727	217,4400	345,7225	300,8804
<i>Layout</i> da Figura 63(e)	334,0453	261,6172	269,9517	335,5284	328,9439

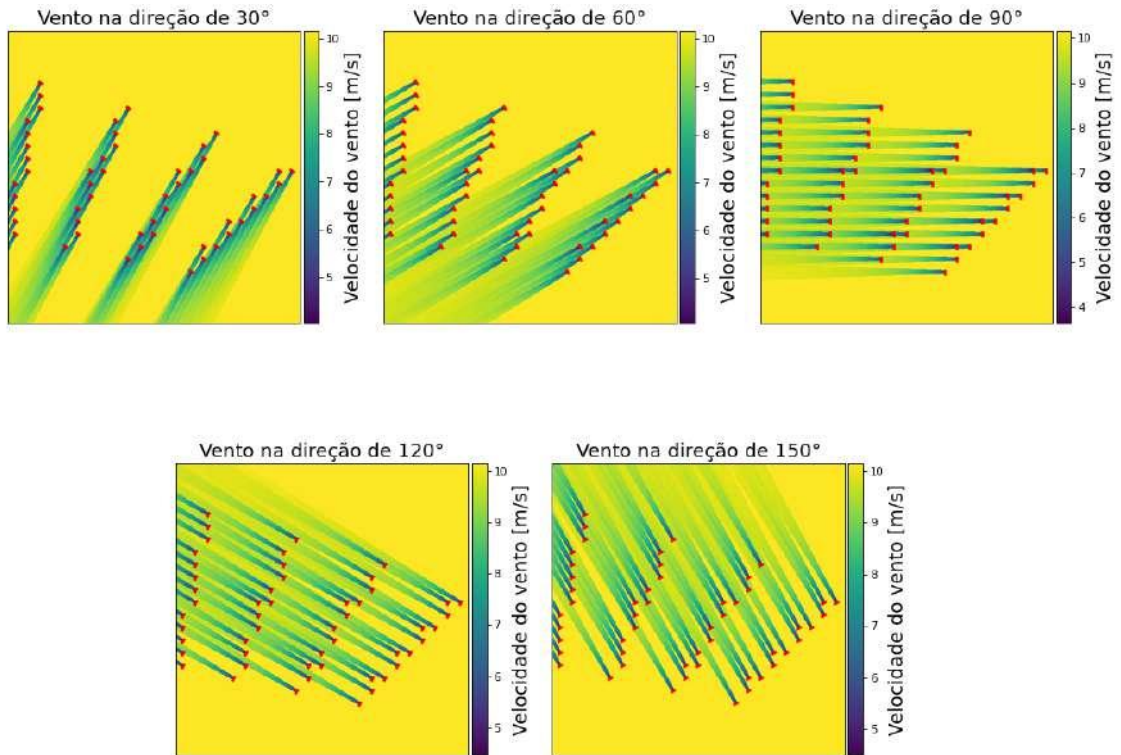
Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 17 – Aplicação dos *layouts* nos modelos de *wake effect* - Parque Pedra Grande.

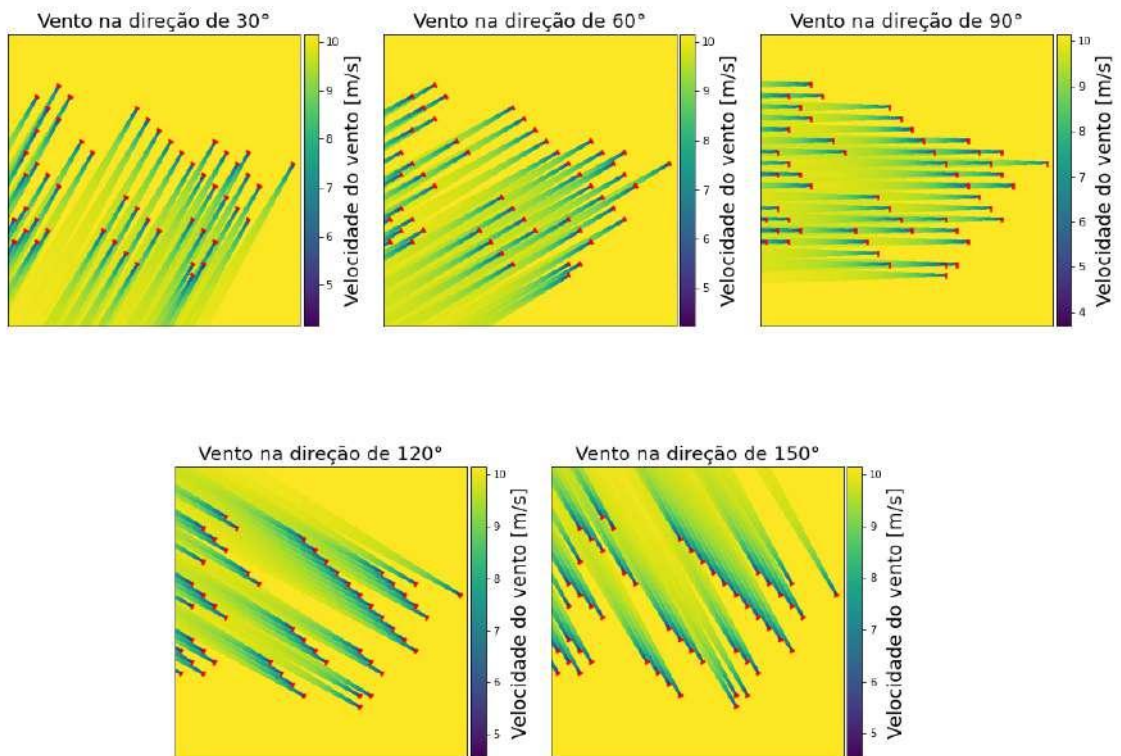
Perda por <i>wake effect</i> (%)	Modelo de <i>wake effect</i> :				
	Jensen	Larsen	Frandsen	2D-k Jensen	Jensen Gaussiano
<i>Layout</i> da Figura 63(a)	7,3577	53,7147	54,9497	8,7807	21,9377
<i>Layout</i> da Figura 63(b)	13,1759	5,5023	6,1977	14,4986	24,4820
<i>Layout</i> da Figura 63(c)	10,7464	9,6039	4,8529	13,0698	24,5748
<i>Layout</i> da Figura 63(d)	8,2407	40,8450	42,4162	8,4436	20,3189
<i>Layout</i> da Figura 63(e)	11,5360	30,7169	28,5097	11,14327	12,8870

Fonte: Elaborado pela autora.

A Figura 63 ilustram a esteira gerada com o *layout* licenciado no projeto e a Figura 64 ilustram a esteira gerada com o *layout* ótimo obtido pelo modelo de Jensen. Dessa forma, é perceptível uma redução na concentração dos efeitos de esteira e na presença de múltiplos fluxos turbulentos, evidenciada pela diminuição das faixas de cores que indicam baixas velocidades de vento.

Figura 63 – Esteira de Jensen no *layout* licenciado - Parque Pedra Grande.

Fonte: Elaborado pela autora.

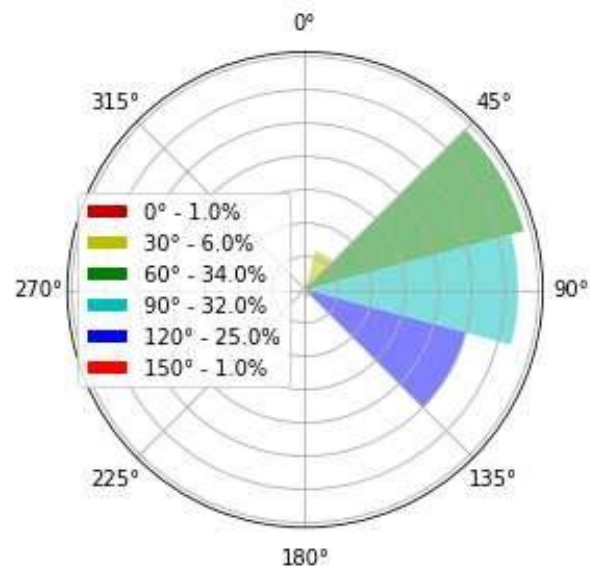
Figura 64 – Esteira de Jensen no *layout* otimizado de Jensen - Parque Pedra Grande.

Fonte: Elaborado pela autora.

7.3 PARQUE CAMOCIM

O terceiro parque eólico analisado é o parque *offshore* Camocim, localizado a cerca de 6,5 km da costa de Camocim (CE). Este parque foi projetado com 100 aerogeradores distribuídos em uma área de aproximadamente 570 km². Os dados de vento dessa região estão exibidos na Figura 65 e a velocidade incidente no Parque Camocim é 8,95 m/s. O *layout* para visualização no mapa do Brasil está apresentado na Figura 66 e para melhor visualização, o projeto está exibido na Figura 67. Para o Parque Camocim, a área retangular é de 53x14 km (742 km²), com 43 km restritivos para acomodar o formato disponível do empreendimento.

Figura 65 – Rosa dos ventos do Parque Camocim.



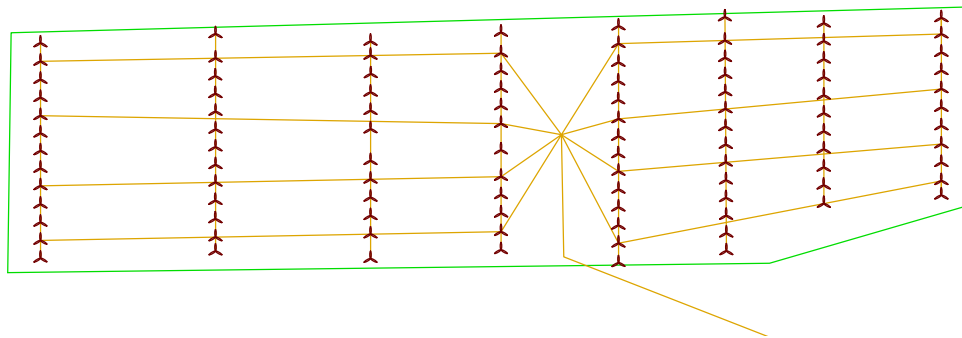
Fonte: Elaborado pela autora a partir de [114].

Figura 66 – Localização do Parque Camocim.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de IBAMA [25].

Figura 67 – *Layout* licenciado do Parque Camocim.

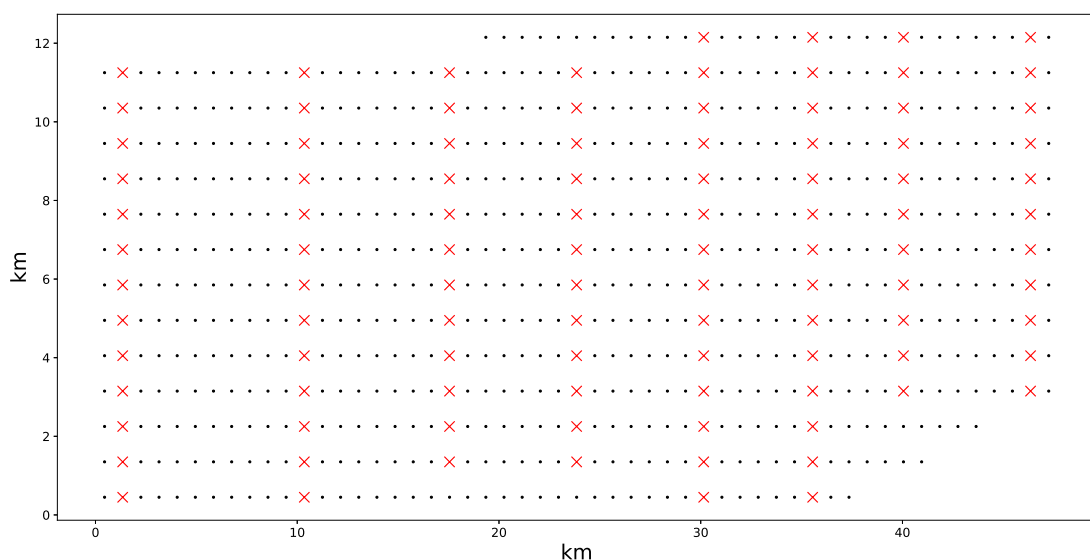


Fonte: Elaborado pela autora a partir de IBAMA [25].

Para a determinação da energia extraída nesse parque através do programa, este foi incluído como pode ser observado na Figura 68, na qual é possível observar a limitação na reprodução idêntica do *layout*. A potência média máxima obtida por este estudo, juntamente com a potência calculada por cada modelo para o *layout* projetado do parque eólico, está apresentada na Tabela 18 e de forma gráfica na Figura 69.

Pode-se observar que, para este parque, os cinco modelos também obtiveram *layouts* com potência superior àquela calculada para o *layout* projetado, com os aerogeradores dispostos sem uma ordenação específica. Assim como no Parque Pedra Grande, o modelo Jensen Gaussiano destacou-se pelo seu ganho de potência, devido à sua estimativa de potência para o *layout* especificado ser significativamente inferior às estimativas dos outros modelos. Para este parque, o modelo de Frandsen foi o mais otimista, enquanto o modelo de Jensen Gaussiano foi o mais pessimista.

Figura 68 – Parque Camocim no programa desenvolvido.



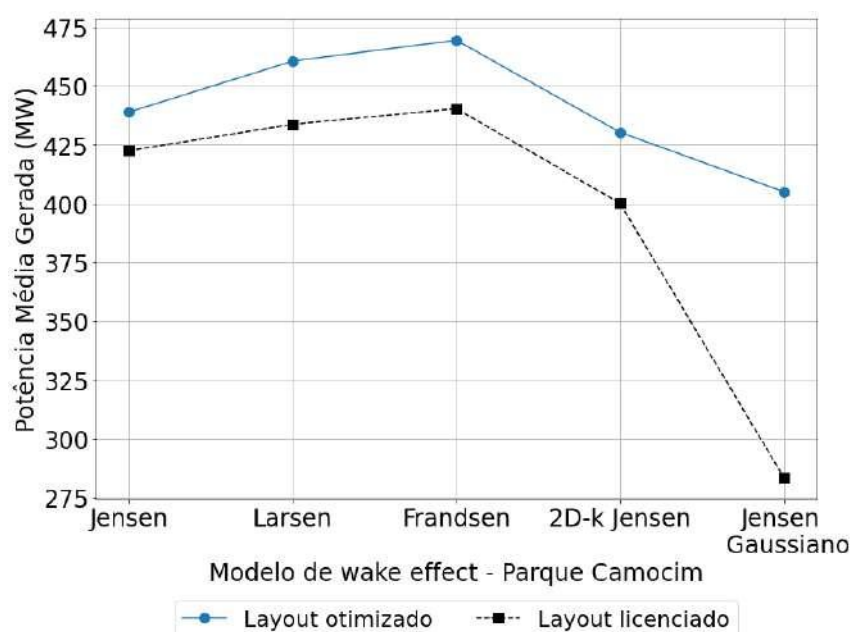
Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 18 – Ganho de Potência Média - Parque Camocim.

	Modelo de <i>wake effect</i> :				
	Jensen	Larsen	Frandsen	2D-k Jensen	Jensen Gaussiano
<i>Layout licenciado</i>					
Potência Média Gerada (MW)	422,4827	433,7123	440,4033	400,1355	283,4579
<i>Layout otimizado</i>					
Potência Média Gerada (MW)	438,8782	460,5907	469,5093	430,3304	405,0542
Ganho (%)					
	3,8808	6,1973	6,6089	7,5462	42,8975

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 69 – Potência licenciada e otimizada - Parque Camocim.



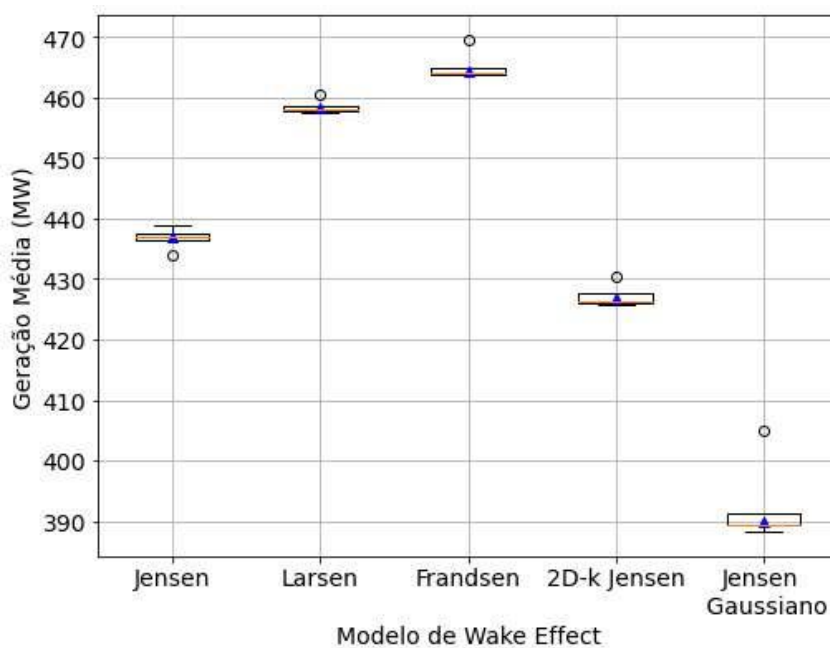
Fonte: Elaborado pela autora.

Os dados estatísticos das simulações estão apresentados na Tabela 19 e são exibidos graficamente através dos *boxplots* na Figura 70 e na Figura 71, que mostram a potência e o tempo de simulação, respectivamente. Assim como para os outros parques analisados, o tempo médio de simulação para os modelos analisados foi semelhante.

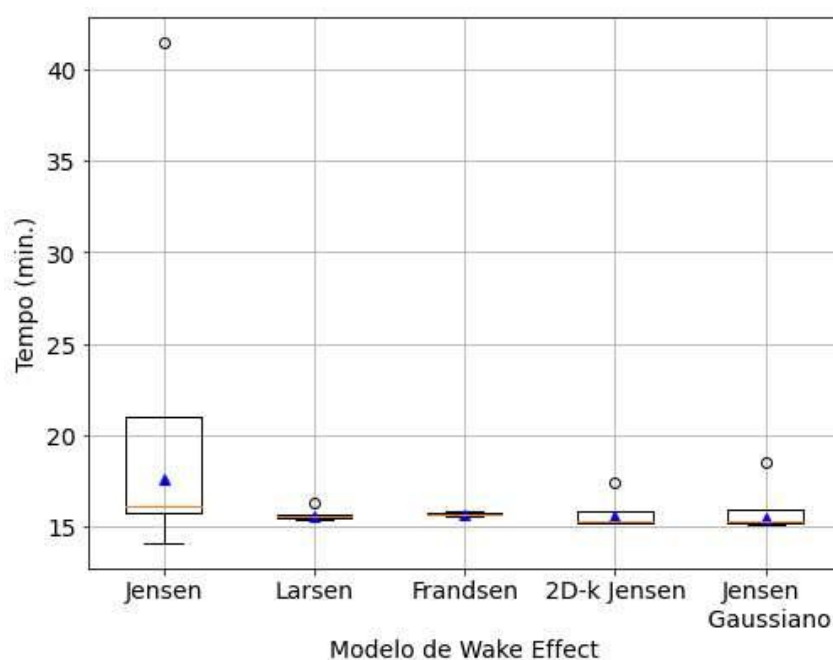
Tabela 19 – Análise dos resultados - Parque Camocim.

	Modelo de <i>wake effect</i> :				
	Jensen	Larsen	Frandsen	2D-k Jensen	Jensen Gaussiano
Potência Média:					
Mínimo	434,0556	457,4632	463,7006	425,6623	389,4485
Máximo	438,8782	460,5907	469,5093	430,3303	405,0542
Média	436,9906	458,2982	464,2787	426,8754	389,7606
Mediana	436,8872	458,0982	464,11902	426,3838	389,4484
Desvio Padrão	0,8709	0,6442	0,8606	1,1507	2,1848
Tempo (min.):					
Mínimo	15,7328	15,3827	15,5596	15,1894	15,2285
Máximo	41,4272	16,2892	15,8506	17,4398	18,5507
Média	17,5765	15,5767	15,6882	15,5714	15,5063
Mediana	16,1019	15,5574	15,6719	15,3362	15,3291
Desvio Padrão	5,1235	0,1401	0,0635	0,4776	0,6219

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 70 – *Boxplot* da potência - Parque Camocim.

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 71 – *Boxplot* do tempo - Parque Camocim.

Fonte: Elaborado pela autora.

Os *layouts* ótimos obtidos pelos modelos estão exibidos na Figura 72 e na Figura 73. Deve-se considerar que esse estudo está considerando a otimização do *layout* dos aerogeradores considerando os diferentes modelos de *wake effect*, desconsiderando o sistema coletor que impactaria nos *layouts* ótimos obtidos pelos métodos.

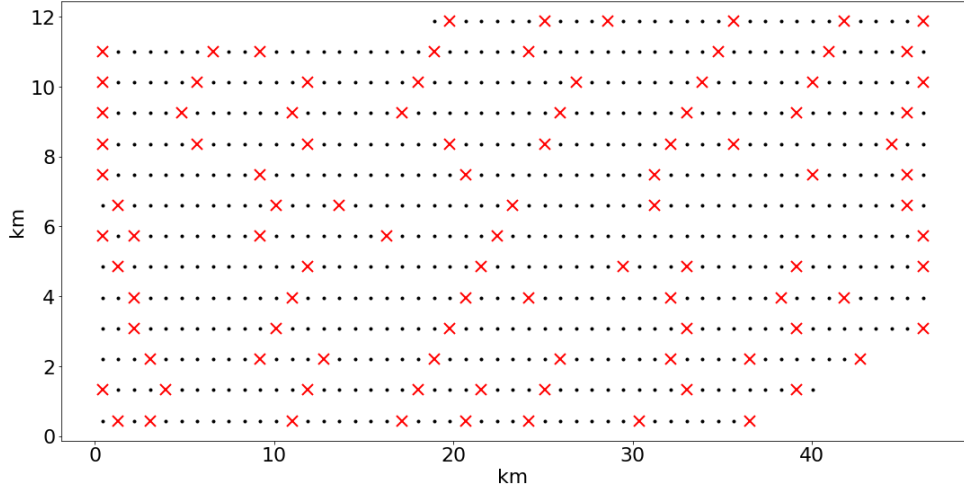
Na Tabela 20 e na Tabela 21, pode-se analisar, respectivamente, a geração média de potência e a perda por *wake effect* para os *layouts* ótimos obtidos pelos cinco modelos analisados. Semelhante ao Parque Pedra Grande, para o Parque Camocim o *layout* gerado pelo próprio modelo foi o que apresentou a menor perda de potência.

Tabela 20 – Aplicação dos *layouts* nos modelos de *wake effect* - Parque Camocim.

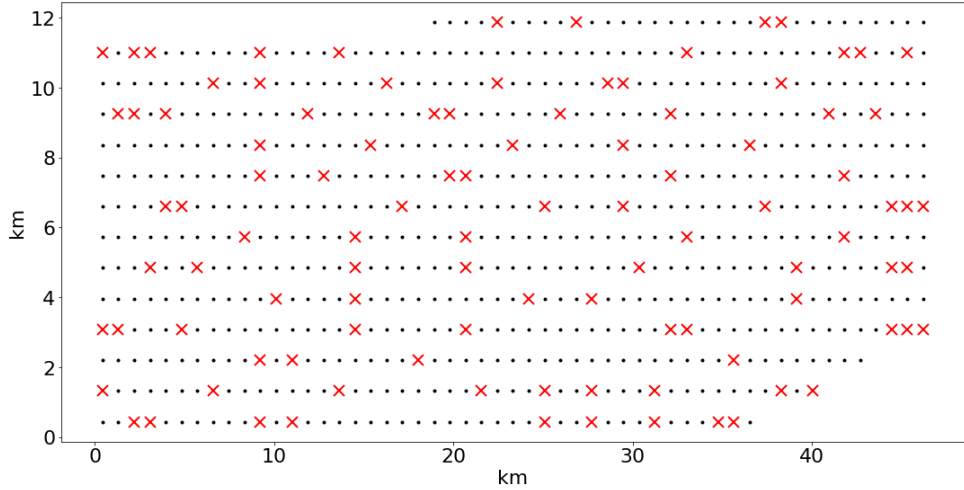
Potência Média Gerada (MW)	Modelo de <i>wake effect</i> :				
	Jensen	Larsen	Frandsen	2D-k Jensen	Jensen Gaussiano
<i>Layout</i> da Figura 73(a)	438,8782	321,6175	338,7279	421,4423	291,9717
<i>Layout</i> da Figura 73(b)	410,4588	460,5907	416,9006	405,7758	307,2617
<i>Layout</i> da Figura 73(c)	426,4104	416,6298	469,5092	408,2348	296,5552
<i>Layout</i> da Figura 74(a)	426,3407	317,6515	334,9292	430,3303	316,7120
<i>Layout</i> da Figura 74(b)	400,5067	342,4069	361,8875	410,4177	405,0542

Fonte: Elaborado pela autora.

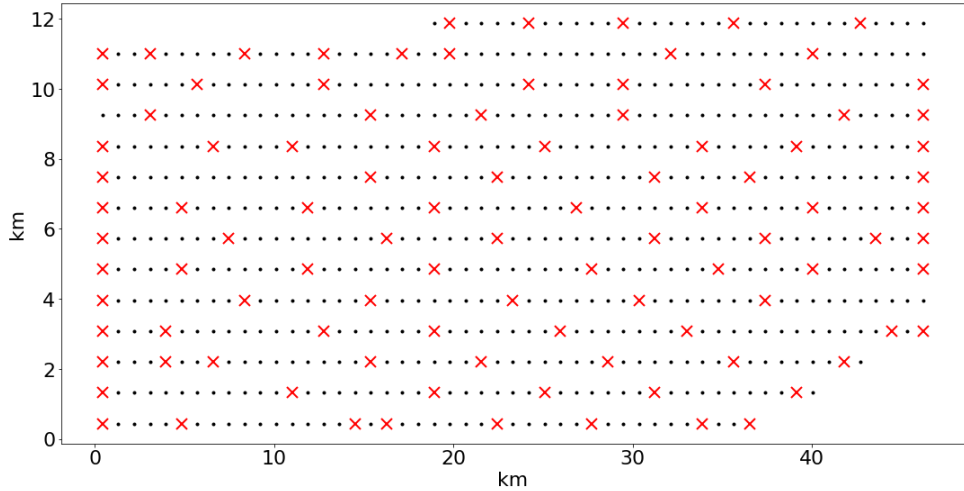
Figura 72 – *Layouts* otimizados pelos diferentes modelos de *wake effect* - Parte 1 - Parque Camocim.



(a) *Layout* otimizado - Modelo de Jensen.



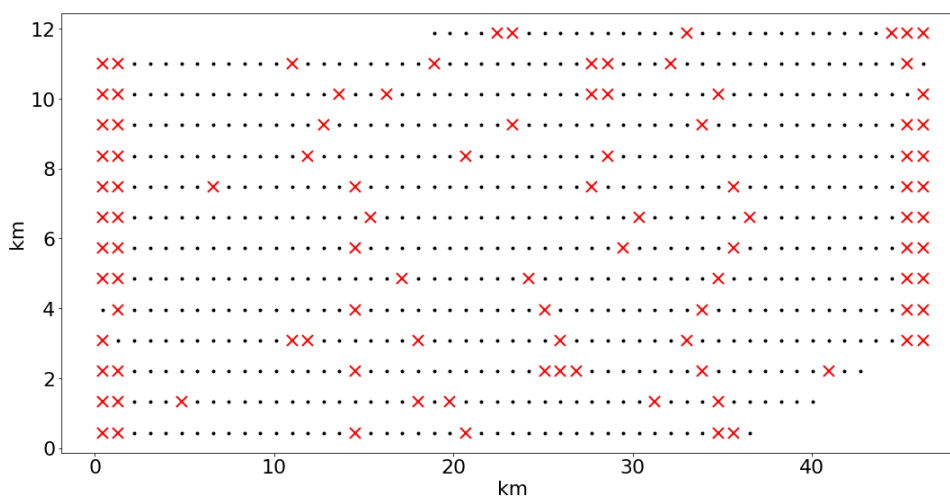
(b) *Layout* otimizado - Modelo de Larsen.



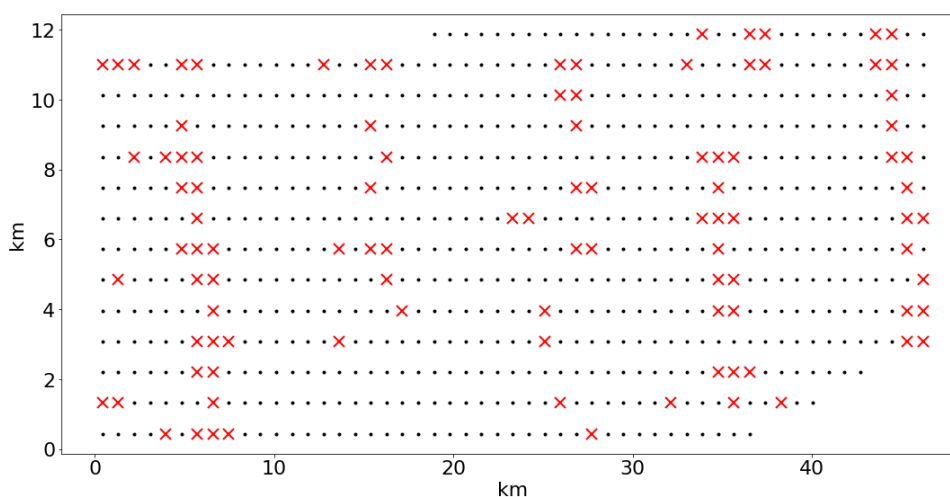
(c) *Layout* otimizado - Modelo de Frandsen.

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 73 – *Layouts* otimizados pelos diferentes modelos de *wake effect* - Parte 2 - Parque Camocim.



(a) *Layout* otimizado - Modelo de 2D-k Jensen.



(b) *Layout* otimizado - Modelo de Jensen Gaussiano.

Fonte: Elaborado pela autora.

Tabela 21 – Aplicação dos *layouts* nos modelos de *wake effect* - Parque Camocim.

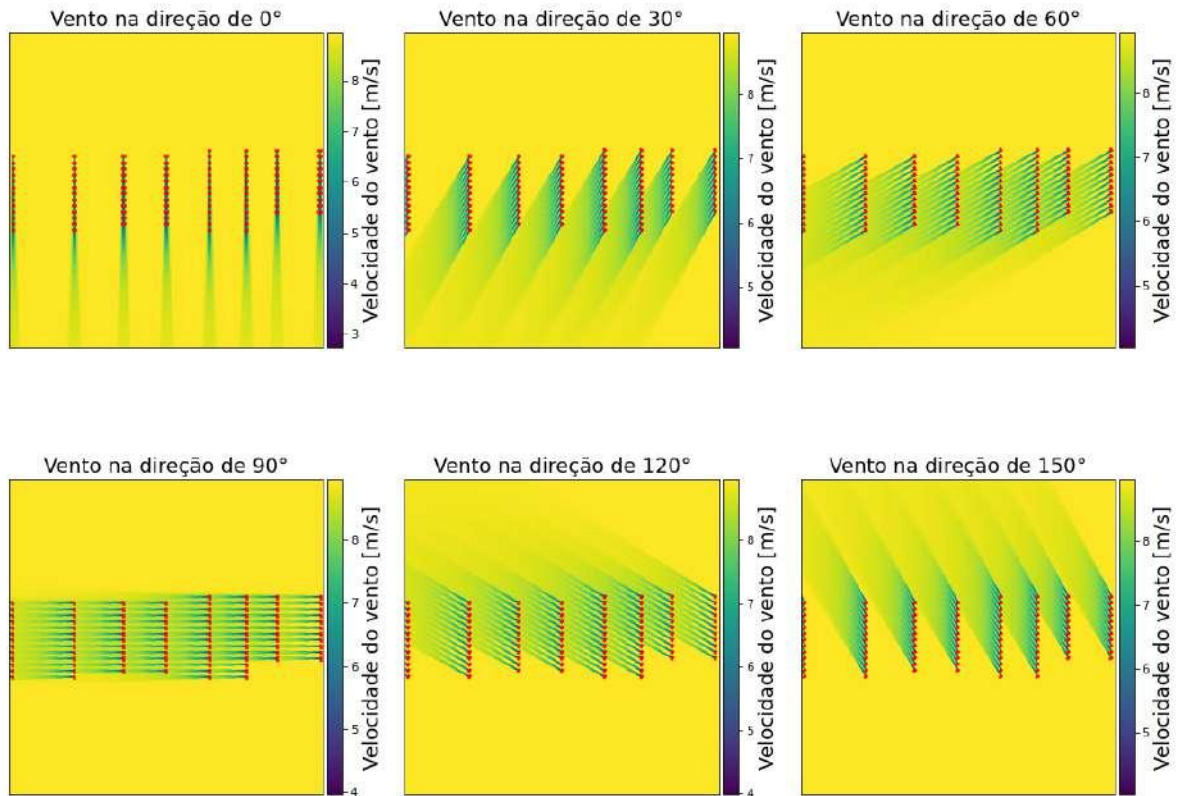
Perda por <i>wake effect</i> (%)	Modelo de <i>wake effect</i> :				
	Jensen	Larsen	Frandsen	2D-k Jensen	Jensen Gaussiano
<i>Layout</i> da Figura 73(a)	11,8469	35,3999	31,9631	15,3491	41,3546
<i>Layout</i> da Figura 73(b)	17,5552	7,4857	16,2613	18,4959	38,2834
<i>Layout</i> da Figura 73(c)	14,3512	16,3157	5,6944	18,0019	40,4339
<i>Layout</i> da Figura 74(a)	14,3652	36,1965	32,7261	13,5638	36,3852
<i>Layout</i> da Figura 74(b)	19,5542	31,2241	27,3112	17,5635	18,6408

Fonte: Elaborado pela autora.

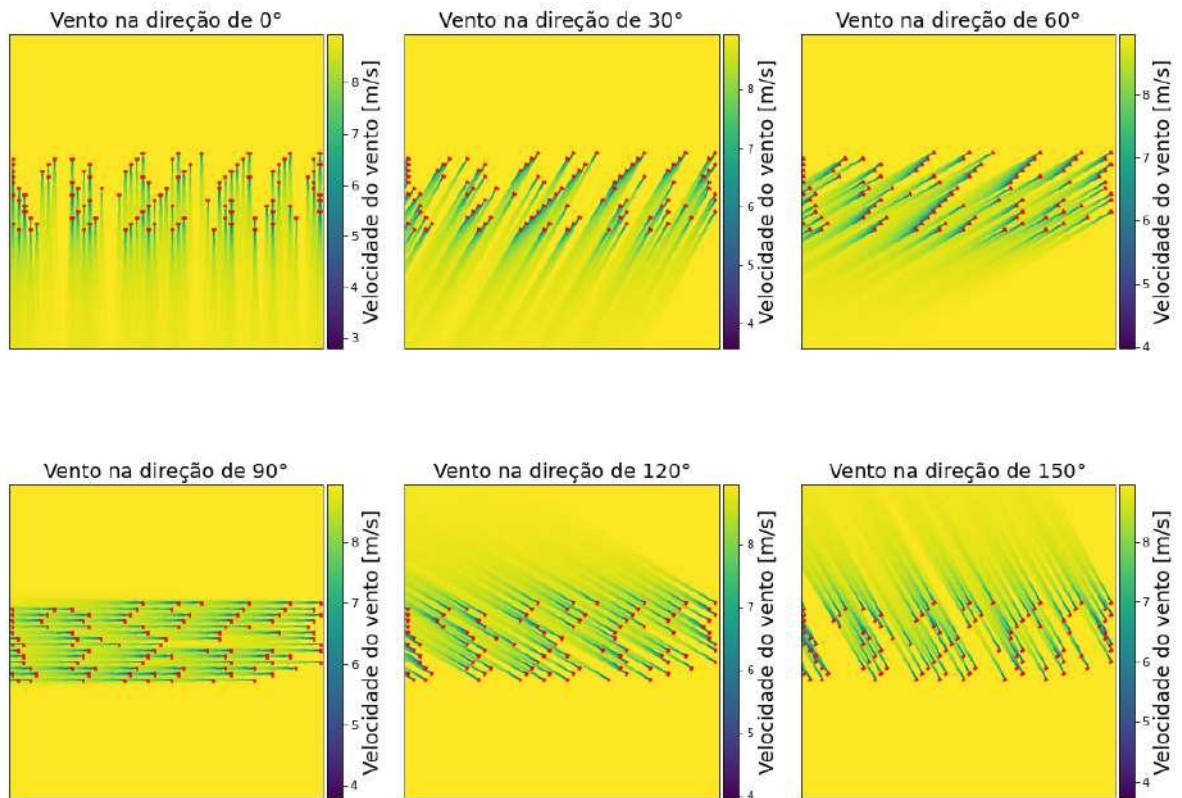
A Figura 74 ilustra a esteira gerada com o *layout* licenciado no projeto e a Figura 75

ilustra a esteira gerada com o *layout* ótimo do modelo de Jensen. Dessa forma, é possível analisar que há menos faixas na cor azul mais escura, representando menor velocidade e maior perda por *wake effect*.

Figura 74 – Esteira de Jensen no *layout* licenciado - Parque Camocim.



Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 75 – Esteira de Jensen no *layout* otimizado de Jensen - Parque Camocim.

Fonte: Elaborado pela autora.

8 CONCLUSÃO

O estudo aqui desenvolvido aborda a otimização do *layout* de aerogeradores em parques eólicos *offshore*, com foco na comparação de cinco modelos de *wake effect* em um caso fictício e em dois projetos localizados no Rio Grande do Norte e no Ceará. Além disso, utilizou-se a meta-heurística *Bat Algorithm* para a realização da otimização, com a inclusão de algumas modificações para melhorar o processo de busca. A importância deste estudo reside na análise detalhada do impacto do efeito esteira na eficiência dos parques eólicos *offshore* e na identificação de desafios e estratégias para maximizar a produção de energia, minimizando perdas financeiras.

A análise dos resultados revelou que a eficiência dos parques eólicos *offshore* pode ser consideravelmente impactada pelo efeito de esteira, destacando a importância da escolha do modelo para simular esse fenômeno. Entre os modelos comparados, alguns mostraram tendências mais pessimistas, como o Jensen Gaussiano e o 2D-k Jensen, enquanto o modelo de Frandsen se destacou por sua tendência de abordagem mais otimista. Modelos intermediários, como o Jensen e o Larsen, também foram avaliados. O modelo Jensen, sendo o mais antigo, forneceu uma base e referência para o desenvolvimento dos modelos subsequentes, cada um com suas características e considerações específicas. Quando analisada a *parsimony* e a formulação dos modelos de *wake effect*, observa-se o modelo de Jensen por sua abordagem mais simplificada, enquanto o modelo de Larsen permite ajustes através de várias constantes calibráveis. O modelo de Frandsen incorpora a influência da turbulência atmosférica, enquanto o 2D-k Jensen e o Jensen Gaussiano consideram perfis de vento não lineares. Apesar das diferenças na complexidade dos modelos, não houve variações substanciais no tempo de simulação entre eles.

Ao analisar a perda de potência dos *layouts* ótimos obtidos por cada modelo em relação aos outros modelos, observou-se um impacto mínimo no estudo do Parque Fictício, devido à semelhança dos *layouts*. Para o Parque Pedra Grande e o Parque Camocim, os modelos de Jensen e 2D-k Jensen apresentaram a menor variação na perda calculada, embora ainda houvesse uma variação. O modelo Larsen e de Frandsen demonstraram um impacto mais significativo nos modelos gerados por Jensen, 2D-k Jensen e Jensen Gaussiano. O modelo Jensen Gaussiano, por sua vez, apresentou uma diferença significativa em relação aos demais modelos, especialmente no Parque Camocim.

Um comportamento assimétrico foi observado em todos os *layouts* devido ao foco exclusivo na otimização do efeito da turbulência do vento, sem considerar a otimização do sistema coletor, a quantidade e a localização das subestações da usina, considerações essas que influenciam diretamente na otimização do *layout* da usina. Esse estudo visou à análise exclusiva do impacto do *wake effect* no *layout*, proporcionando uma melhor compreensão de como o efeito esteira influencia a produção de energia e auxilia na tomada de decisões

para o planejamento dos parques.

Para expandir este estudo é fundamental considerar na otimização o sistema coletor e a subestação da usina, abordando sua quantidade e sua localização ótima. Também é importante integrar tecnologias avançadas de modelagem e simulação que considerem variáveis adicionais como dados reais do vento no ar, turbulência atmosférica e mudanças sazonais nos padrões de vento. Além disso, a realização de estudos com monitoramento em tempo real de parques eólicos *offshore* já em operação pode fornecer dados empíricos valiosos para validar e aprimorar os modelos de *wake effect*. Outro aspecto relevante a ser explorado é a construção da curva de investimento inicial do parque eólico, visando determinar a configuração que resulta em maior lucro para o empreendedor.

Em conclusão, este estudo fornece uma base sólida para o desenvolvimento e otimização de parques eólicos *offshore* no Brasil, destacando a importância de uma análise detalhada e específica para cada projeto, considerando as particularidades de cada modelo de *wake effect* analisado. A escolha do modelo de *wake effect*, a otimização do *layout* dos aerogeradores e do sistema coletor do parque são cruciais para maximizar a produção de energia, projetar o dimensionamento adequado dos equipamentos e garantir a viabilidade financeira dos empreendimentos. Com a crescente importância da energia renovável no combate à crise climática, pesquisas contínuas e o desenvolvimento de tecnologias avançadas são essenciais para assegurar a eficiência e sustentabilidade dos projetos eólicos *offshore*.

REFERÊNCIAS

- 1 BARRIATO, Leonardo; TILMAN, Frederico. **Um guia para estimativas de incerteza na produção de energia eólica**. BRAZIL WINDPOWER, 2018, São Paulo, 2018.
- 2 PINTO, Milton de Oliveira. **Fundamentos de energia eólica**. Rio de Janeiro: Grupo Gen-LTC, 2013.
- 3 TESSMER, Hélio. **Uma síntese histórica da evolução do consumo de energia pelo homem**. Disponível em: <https://revista.liberato.com.br/index.php/revista/article/view/43>. Acesso em: 15 dez. 2023.
- 4 Mapa Eólico. **Atlas Eólico Paraíba**. Disponível em: <https://mapaeolico.pb.gov.br/energia-eolica-e-tecnologia/historico.html>. Acesso em: 15/12/2023.
- 5 SANTOS, A. **Moagem e moinhos de vento**. 2015. Disponível em: <https://mundividivivencias.wordpress.com/2015/05/26/moagem-e-moinhos-de-vento/>. Acesso em: 15 dez. 2023.
- 6 ENERGÊS. **História da Energia Eólica**. 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/historia-da-energia-eolica/>. Acesso em: 15 dez. 2023.
- 7 VIAGEM PARA HOLANDA. **Moinhos na Arte Holandesa**. 2023. Disponível em: <https://www.viagemparaholanda.com/moinhos-na-arte-holandesa/>. Acesso em: 15 dez. 2023.
- 8 ANDRADE, Francisco de Carvalho Dias de. **A presença dos moinhos hidráulicos no Brasil**. Anais do Museu Paulista: História e Cultura Material, v. 23, p. 133-193, 2015.
- 9 HENRY, Joalex. **Os primeiros geradores eólicos caseiros do mundo**. 2018. Disponível em: <https://meioseculodeaprendizagens.blogspot.com/2018/05/os-primeiros-geradores-eolicos-caseiros.html>. Acesso em: 20 dez. 2023.
- 10 SCOTTISH ENGINEERING HALL OF FAME. **Electrical Engineer Who Designed The World's First Device By Which Electricity Was Generated From Wind Power**. Disponível em: <https://engineeringhalloffame.org/profile/james-blyth>. Acesso em: 05 jan. 2024.
- 11 POUL LA COUR MUSEET. Disponível em: <https://www.poullacour.dk/en/film-about-poul-la-cour/>. Acesso em: 05 jan. 2024.
- 12 LIVE THE WORLD. **Poul la Cour Museet**. Disponível em: <https://www.itinari.com/pt/location/poul-la-cour-museet>. Acesso em: 05 jan. 2024.

- 13 VAICBERG, Henrique; VALIATT, Gian; FERREIRA, Matheus. **Energia eólica offshore: Um Overview do cenário global e o contexto brasileiro**. Revista de Direito e Negócios Internacionais da Maritime Law Academy-International Law And Business Review, v. 1, n. 1, p. 114-143, 2021.
- 14 GE VERNOVA. **Haliade-X offshore wind turbine**. Disponível em: <https://www.gevernova.com/wind-power/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>. Acesso em: 05 jan. 2024.
- 15 GOLDWIND. **Goldwind GWH252-16MW Offshore Wind Turbine Successfully Installed**. 2023-06-27. Disponível em: <https://www.goldwind.com/en/news/focus-article/?id=922141562484459520>. Acesso em: 05 jan. 2024.
- 16 GWEC. Global Wind Energy Council. **Global Wind Report 2024**. Bruxelas, 2024. Disponível em: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2024/>. Acesso em: 09 jul. 2024.
- 17 CABRAL, Anne. **Regime jurídico da energia eólica no Brasil: uma discussão sobre autonomia tecnológica e revisão no sistema de leilões**. Revista de Direito Administrativo, n. 269, p. 225-254, 2015.
- 18 EPE. **Balanco Energético Nacional 2024 - Ano base 2023**. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em: 09 jul. 2024.
- 19 GWEC. Global Wind Energy Council. **Global Offshore Wind Report 2007-2024**. Disponível em: <https://gwec.net/?s=GWR>. Acesso em: 09 de julho de 2024.
- 20 ABEEÓLICA. **Energia Eólica - Os bons ventos do Brasil**. Associação Brasileira de Energia Eólica. Disponível em: <https://www.abeeolica.org.br>. Acesso em: 08 jul. 2004.
- 21 ONS. **O sistema em números**. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 08 jul. 2004.
- 22 O EMPREITEIRO. **Brasil, a potência dos ventos**. Outubro de 2023. Disponível em: <https://revistaoe.com.br/brasil-a-potencia-dos-ventos/#:~:text=%E2%80%9C0%20Brasil%20%C3%A9%20um%20dos,de%2039%25%E2%80%9D%2C%20revela>. Acesso em: 12 dez. 2023.
- 23 ONS. **Boletim Geração Eólica**. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-eolica.aspx>. Acesso em: 12 mar. 2024.
- 24 FERREIRA, Francismar. **Ponderações essenciais sobre o marco regulatório das eólicas offshore**. EPBR. Disponível em: <https://epbr.com.br/ponderacoes-essenciais-sobre-o-marco-regulatorio-das-eolicas-offshore/>. Acesso em: 10 abr. 2024.

- 25 IBAMA. **Complexos eólicos offshore: Projetos com processos de licenciamento ambiental abertos no IBAMA**. Atualização em: 07 maio 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/>. Acesso em: 10 abr. 2024.
- 26 PAMPLONA, Nicola. **Setor de energia eólica cobra definição sobre regras para instalar usinas no mar**. Folha de São Paulo, 18 jun. 2024. Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2024/06/setor-de-energia-eolica-cobra-definicao-sobre-regras-para-instalar-usinas-no-mar.shtml>. Acesso em: 08 jul. 2024.
- 27 SERPA, Egídio. **Energia eólica offshore: Sem regulação, tudo está atrasado**. Diário do Nordeste, 29 jun. 2024. Disponível em: <https://diariodonordeste.verdesmares.com.br/opiniao/colunistas/egidio-serpa/energia-eolica-offshore-sem-regulacao-tudo-esta-atrasado-1.3529187>. Acesso em: 08 jul. 2024.
- 28 GILBERT, C.; SMITH, H.; BIDWELL, D.; SMYTHE, T.; MOORE, J.; MCCANN, J.; MILLER, E. Gatekeeping and **Communities in Energy Transition: A Study of the Block Island Wind Farm**. *Environmental Communication*, vol. 13, no. 3, pp. 1041-1052, 2019.
- 29 SANTESTEVAN, William; HORNBERG, Drielli Peyerl; DE ABREU, D. Carla. **Possibilidades e desafios para inserção da geração eólica offshore no Brasil**. *Revista Brasileira de Energia*, vol. 27, no. 4, 2021.
- 30 BILGILI, M.; YASAR, A.; SIMSEK, E. **Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15 (2), pp. 905-915, 2011.
- 31 HENDERSON, A. R.; MORGAN, C.; SMITH, B.; SORENSEN, H.; BARTHELMIE; BOESMANS, B. **Offshore Wind Energy in Europe-A Review of the State-of-the-Art**. *Wind Energy*, v. 6, pp. 35-52, 2003.
- 32 BRETON, S. P.; MOE, G. **Status, plans and technologies for offshore wind turbines in Europe and North America**. *Renewable Energy*, v. 34, n. 3, pp. 646-654, 2009.
- 33 BAYER, B. **Experience with auctions for wind power in Brazil**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2644-2658, 2018.
- 34 GREENACRE, P.; GROSS, R.; HEPTONSTALL, P. **A Great Expectations: The cost of offshore wind in UK waters – understanding the past and projecting the future**. Report. UK Energy Research Centre. pp. 1-138, 2010.
- 35 GWEC. Global Wind Energy Council. **Global Wind Report 2020**. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2020/12/GWEC-Global-Offshore-Wind-Report-2020.pdf>. Acesso em: 01 de jul. de 2024.
- 36 SANTISO, Andressa et al. **Fatores que influenciam na redução de custos na indústria eólica offshore: o caso no Reino Unido**. Brazil Windpower 2023.

- 37 CORNWALL INSIGHT. **Offshore wind could beat onshore wind on cost, but planning restrictions are key.** 2019. Disponível em: <https://www.cornwall-insight.com/press-centre/press-releases/offshore-wind-could-beat-onshore-wind-on-cost-but-planning-restrictions-are-key>. Acesso em: 19 jun. 2024.
- 38 CASTRO, Rui MG. **Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à energia eólica.** Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa, 2009.
- 39 RIBEIRO, C. M. S., **Construção de parques eólicos marítimos: processos e direção de obra.** Porto: Universidade do Porto, 2015.
- 40 UNIVERSITY OF STRATHCLYDE GLASGOW. **Structural Analysis.** 2017. Disponível em: https://www.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/16. Acesso em: 01 abr. 2024.
- 41 IRENA. **Leveraging Local Capacity for Offshore Wind.** International Renewable Energy Agency. Maio de 2018. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2018/May/Leveraging-Local-Capacity-for-Offshore-Wind>. Acesso em: 08 jul. 2024.
- 42 SIMÕES MOREIRA, José R. et al. **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética.** 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021.
- 43 ABOUT WIND ENERGY - THE FACTS. **The Facts. Chapter 5: Offshore.** Disponível em: <https://www.wind-energy-the-facts.org/>. Acesso em: 08 jul. 2024.
- 44 GAUMOND, M. et al. **Benchmarking of wind turbine wake models in large offshore wind farms.** Proceedings of the science of making torque from wind conference. 2012.
- 45 LI, Li; WANG, Yi-mei; LIU, Yong-qian. **Impact of wake effect on wind power prediction.** 2013.
- 46 PILLAI, A.; CHICK, John; DE LALEU, Vincent. **Modelling wind turbine wakes at Middelgrunden wind farm.** 2014.
- 47 SHAKOOR, Rabia et al. **The modelling of wind farm layout optimization for the reduction of wake losses.** Indian Journal of Science and Technology, v. 8, n. 17, p. 1-9, 2015.
- 48 JEON, Sanghyeon; KIM, Bumsuk; HUH, Jongchul. **Comparison and verification of wake models in an onshore wind farm considering single wake condition of the 2 MW wind turbine.** Energy, v. 93, p. 1769-1777, 2015.
- 49 KOLLWITZ, Jochanan. **Defining the Wake Decay Constant as a Function of Turbulence Intensity to Model Wake Losses in Onshore Wind Farms.** 2016.
- 50 PILLAI, Ajit C. et al. **Application of an offshore wind farm layout optimization methodology at Middelgrunden wind farm.** Ocean Engineering, v. 139, p. 287-297, 2017.

- 51 SUN, Haiying; YANG, Hongxing. **Study on three wake models' effect on wind energy estimation in Hong Kong.** Energy Procedia, v. 145, p. 271-276, 2018.
- 52 CORTEZ, Reynaldo Iracheta; DORREGO, Jose Rafael. **Analysis of the wake effect in the distribution of wind turbines.** IEEE Latin America Transactions, v. 18, n. 04, p. 668-676, 2020.
- 53 YANG, Kyoungboo. **Determining an Appropriate Parameter of Analytical Wake Models for Energy Capture and Layout Optimization on Wind Farms.** Energies, v. 13, n. 3, p. 739, 2020.
- 54 LIVIERO, Davide. **Empirical modelling of flow through a wind farm for comparison with wake model.** Instituto Superior Tecnico, Universidade de Lisboa, Portugal. 2017.
- 55 GAO, Xiaoxia et al. **Comparisons of the accuracy of different wake models in wind farm layout optimization.** Energy Exploration & Exploitation, v. 38, n. 5, p. 1725-1741, 2020.
- 56 HSIEH, Yi-Zeng et al. **Wind Technologies for Wake Effect Performance in Windfarm Layout Based on Population-Based Optimization Algorithm.** Energies, v. 14, n. 14, p. 4125, 2021.
- 57 YEGHIKIAN, Menova et al. **Wind farm layout optimization with different hub heights in manjil wind farm using particle swarm optimization.** Applied Sciences, v. 11, n. 20, p. 9746, 2021.
- 58 LIANG, Zhichang; LIU, Haixiao. **Layout Optimization Algorithms for the Offshore Wind Farm with Different Densities Using a Full-Field Wake Model.** Energies, v. 16, n. 16, p. 5916, 2023
- 59 QU, Li-Nan et al. **Development of Wind Wake-effect Minimizing Model Based on Combination of Dung Beetle Optimization, Extreme Learning Machine, and Genetic Algorithms.** Sensors & Materials, v. 36, 2024
- 60 TAO, Siyu et al. **Nonuniform wind farm layout optimization: A state-of-the-art review.** Energy, v. 209, p. 118339, 2020.
- 61 JANSEN, Malte et al. **Policy choices and outcomes for offshore wind auctions globally.** Energy Policy, v. 167, p. 113000, 2022
- 62 KALLINGER, Magnus Daniel et al. **Offshore Electrical Grid Layout Optimization for Floating Wind—A Review.** Clean Technologies, v. 5, n. 3, p. 791-827, 2023.
- 63 PEREIRA, Maurício Vieira da Rocha. **Impacto da altura de aerogeradores sobre a velocidade do vento, energia, efeito de esteira e intensidade de turbulência: Estudos de caso em três projetos eólicos localizados no Brasil.** 2016.
- 64 SNIECKUS, Darius. **Will wind-wake slow industry's ambitions offshore?**, 2019. Disponível em: <https://www.rechargenews.com/wind/will-wind-wake-slow-industrys-ambitions-offshore-/2-1-699430>. Acesso em: 10 out. 2023.

- 65 LISSAMAN, P.B.S. **Energy Effectiveness of Arbitrary Arrays of Wind Turbines**. *J. Energy*, v. 3, p. 323-328, 1979.
- 66 JENSEN, N.O. **A note on wind generator interaction**. (Risø-M; No. 2411), 1983.
- 67 AINSLIE, J.F. **Development of an eddy viscosity model for wind turbine wakes**. Proceedings of the 7th BWEA Wind Energy Conference, Oxford, 1985. p. 61-66.
- 68 KATIC, I.; HØJSTRUP, Jørgen; JENSEN, Niels Otto. **A simple model for cluster efficiency**. **European wind energy association conference and exhibition**. A. Raguzzi, 1987. p. 407-410.
- 69 LARSEN, G.C. **A simple wake calculation procedure**. (Risø-M; No. 2760), 1988.
- 70 ISHIHARA, T., A. Yamaguchi, and Y. Fujino. 2004. **Global Wind Development of a New Wake Model Based on a Wind Tunnel Experiment**.
- 71 FRANDSEN, S. **Turbulence and Turbulence-Generated Structural Loading in Wind Turbine Clusters**. Technical University of Denmark, 2007.
- 72 OTT, S.; NIELSEN, M. **Developments of the offshore wind turbine wake model Fuga**. DTU Wind Energy E, No. 0046, 2014.
- 73 BASTANKHAH, M.; PORTÉ-AGEL, F. **A new analytical model for wind-turbine wakes**. *Renew Energy*, v. 70, p. 116-123, 2014.
- 74 TIAN, L. et al. **Development and validation of a new two-dimensional wake model for wind turbine wakes**. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 137, p. 90-99, 2015.
- 75 XIAOXIA, G.; YANG, H.; LIN, L. **Optimization of wind turbine layout position in a wind farm using a newly-developed two-dimensional wake model**. *Applied Energy*, v. 174, p. 192-200, 2016.
- 76 BEYER, Hans Georg et al. **Wake effects in a linear wind farm**. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 51, n. 3, p. 303-318, 1994.
- 77 NEIVA, Antonio et al. **A review of wind turbine wake models for microscale wind park simulation**. 2019.
- 78 CHARHOUNI, Naima. **Qualification of three analytical wake models**. CFM 2015 - 22ème Congrès Français de Mécanique. AFM, Maison de la Mécanique, 39/41 rue Louis Blanc-92400 Courbevoie, 2015.
- 79 VERMEER, L. J.; SØRENSEN, Jens Nørkær; CRESPO, Antonio. **Wind turbine wake aerodynamics**. *Progress in aerospace sciences*, v. 39, n. 6-7, p. 467-510, 2003.
- 80 EMD International A/S. **WindPRO**. Disponível em: https://help.emd.dk/knowledgebase/content/ReferenceManual/Wake_Model.pdf. Acesso em: 05 de dezembro de 2023.

- 81 DNV GL. **WindFarmer**. Disponível em:
<https://myworkspace.dnv.com/download/public/renewables/windfarmer/manuals/latest/CalcRef/AnnualEnergyProduction/annualEnergyProduction.html>.
Acesso em: 05 de dezembro de 2023.
- 82 DTU. **WAsP** Wind Atlas Analysis and Application Program. Technical University of Denmark. Disponível em:
<https://www.wasp.dk/software/wasp/wake-effect-model>. Acesso em: 05 de dezembro de 2023.
- 83 WindSim AS. **WindSim**. Disponível em:
<https://windsim.com/software/windsim-11-0/>. Acesso em: 05 de dezembro de 2023.
- 84 MAKUTU. **OpenWind**. Disponível em: <https://openwind.inria.fr/>. Acesso em: 05 de dezembro de 2023.
- 85 HOU, Peng. **Optimization of large-scale offshore wind farm**. 2017. Tese (Doutorado em Engenharia) - Faculdade de Engenharia e Ciência, Aalborg Universitetsforlag, 2017.
- 86 GARCIA-SANZ, Mario; HOUPIS, **Constantine H. Wind energy systems: control engineering design**. CRC Press, 2012.
- 87 UCHÔA, Kênio Monteles; CARVALHO, Paulo CM; MELO, Camylla Narciso. **Análise do distanciamento de aerogeradores com arranjo físico radial nas regiões de planejamento do Ceará**. Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS, 2020.
- 88 LETCHER, T. M. **Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines**. 2017.
- 89 GEOCONSULT. CGE Taíba Água: Estudo de Impacto Ambiental - EIA, Relatório de Impacto Ambiental - RIMA. Fortaleza, 2020.
- 90 HASSANPOUR, Mahsa; AZADANI, Leila N. **Aerodynamic optimization of the configuration of a pair of vertical axis wind turbines**. Energy Conversion and Management, v. 238, p. 114069, 2021.
- 91 GAUMOND, M. et al. **Benchmarking of wind turbine wake models in large offshore windfarms**. The Science of Making Torque from Wind 2012: 4th scientific conference. 2012.
- 92 LI, Li; WANG, Yi-mei; LIU, Yong-qian. **Impact of wake effect on wind power prediction**. 2013.
- 93 HASSOINE, Mohammed Amine et al. **Improved Evaluation of The Wind Power Potential of a Large Offshore Wind Farm Using Four Analytical Wake Models**. International Journal of Renewable Energy Development, v. 11, n. 1, 2022.
- 94 KUMAR, Sachin et al. **Layout optimisation algorithms and reliability assessment of wind farm for microgrid integration: A comprehensive review**. IET Renewable Power Generation, v. 15, n. 10, p. 2063-2084, 2021.

- 95 YANG, Kyoungboo. **Determining an appropriate parameter of analytical wake models for energy capture and layout optimization on wind farms.** *Energies*, v. 13, n. 3, p. 739, 2020.
- 96 BARTHELMIE, Rebecca Jane et al. **Modelling and measurements of power losses and turbulence intensity in wind turbine wakes at Middelgrunden offshore wind farm.** *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, v. 10, n. 6, p. 517-528, 2007.
- 97 SIDDIQUI, M. Salman et al. **Effect of turbulence intensity on the performance of an offshore vertical axis wind turbine.** *Energy Procedia*, v. 80, p. 312-320, 2015.
- 98 PORTÉ-AGEL, Fernando; BASTANKHAH, Majid; SHAMSODDIN, Sina. **Wind-turbine and wind-farm flows: a review.** *Boundary-layer meteorology*, v. 174, n. 1, p. 1-59, 2020.
- 99 HASSOINE, Mohammed Amine et al. **Improved Evaluation of The Wind Power Potential of a Large Offshore Wind Farm Using Four Analytical Wake Models.** *International Journal of Renewable Energy Development*, v. 11, n. 1, 2022.
- 100 TAO, Siyu et al. **Optimal micro-siting of wind turbines in an offshore wind farm using Frandsen–Gaussian wake model.** *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 34, n. 6, p. 4944-4954, 2019.
- 101 DUFRESNE, N.P.; WOSNIK, M. **Velocity deficit and swirl in the turbulent wake of a wind turbine.** *Mar. Technol. Soc. J.*, v. 47, n. 4, p. 193-205, 2013.
- 102 CHAMORRO, L.P.; PORTÉ-AGEL, F. **A wind-tunnel investigation of wind-turbine wakes: boundary-layer turbulence effects.** *Bound.-Layer Meteorol.*, v. 132, n. 1, p. 129-149, 2009.
- 103 TAO, Siyu et al. **Wind farm layout optimization with a three-dimensional Gaussian wake model.** *Renewable Energy*, v. 159, p. 553-569, 2020.
- 104 VESTAS. **Vestas V236-15.0.** Disponível em: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/2317-vestas-v236-15.0>. Acesso em: 13 out. 2023.
- 105 GE RENEWABLE ENERGY. **Haliade-X offshore wind turbine.** Disponível em: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>. Acesso em: 13 out. 2023.
- 106 OLIVIERI, B. P. **Otimização do Projeto de Pontes Protendidas Pré Moldadas pelo Método dos Algoritmos Genéticos.** Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 2004.
- 107 HOLLAND, John. **Genetic algorithms.** *Scientific American*, v. 267, n. 1, p. 44-50, 1992.
- 108 DORIGO, M. **Optimization, Learning and Natural Algorithms.** 1992. Tese (Doutorado em Ciência da Computação) - Politecnico di Milano, Milão, Itália, 1992.

- 109 KENNEDY, J.; EBERHART, R. **Particle Swarm Optimization**. Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks, vol. IV, pp. 1942-1948, 1995.
- 110 YANG, X. S. **A new metaheuristic bat-inspired algorithm, in Nature inspired cooperative strategies for optimization**. (NICSO 2010), Springer, 2010, pp. 65-74
- 111 MIRJALILI, S.; MIRJALILI, S. M.; LEWIS, A. **Grey wolf optimizer**. Advances in Engineering Software, v. 69, p. 46-61, 2014.
- 112 BASTOS, E. A. **Otimização de Seções Retangulares de Concreto Armado Submetidas à Flexo-Compressão Oblíqua Utilizando Algoritmos Genéticos**. Rio de Janeiro, 2004.
- 113 CABRAL, Vinícius Albuquerque. **Otimização de Layout e Sistema Coletor de Parques Eólicos *Offshore***. 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Juiz de Fora, 2021.
- 114 **GLOBAL WIND ATLAS**. 2024. Disponível em: <https://globalwindatlas.info/en/>. Acesso em: 05/07/2024.
- 115 NEW ENERGY EXTERNALITIES DEVELOPMENTS FOR SUSTAINABILITY. **Life cycle approaches to assess emerging energy technologies**. Final report on offshore wind technology. 2008.
- 116 BURTON, Tony et al. **Por que Turbinas Eólicas têm Três Pás?** Wind Energy Handbook. Pag. 340.
- 117 BARRETO, Fernanda de Melo. **Mapeamento tecnológico da geração de energia eólica *offshore***. 2019. 123 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2019.
- 118 GWEC. Global Wind Energy Council. **Global Wind Report 2023**. Bruxelas, 2023. Disponível em: <https://gwec.net/globalwindreport2023/>. Acesso em: 01 jul. 2024.
- 119 CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações**, 2013. Rio de Janeiro: CEPEL, 2017.
- 120 MANWELL, James F.; MCGOWAN, Jon G.; ROGERS, Anthony L. **Wind energy explained: theory, design and application**. Londres: John Wiley & Sons, 2009.
- 121 CAMPOS, F. **Geração de energia eólica a partir de fonte eólica com gerador assíncrono conectado a conversor estático duplo**. 2004. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, São Paulo, 2004.
- 122 FREDERICK TAVARES. **Otimização de Rede Coletora Interna de Parques Eólicos Offshore - Perspectivas e Funções de Mérito**. Anais do 14^o Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente. Campinas: Galoá, 2019.
- 123 HENNESSEY JR., J. P. **Wind power potential of alaska**. *Journal of applied meteorology*, v. 16, n. 2, p. 119-128, 1977.

- 124 SHU, Z. R.; LI, Q. S.; CHAN, P. **Investigation of offshore wind energy potential in hong kong based on weibull distribution function**. Applied Energy, v. 156, p. 362–373, 2015.
- 125 SANTOS, Lindemberg Ferreira dos. **Parametrização e aplicação de métodos heurísticos no ajuste da curva de distribuição de Weibull em energia eólica**. 2018.
- 126 AZEVEDO, D. C. R. **Métodos Heurísticos Aplicados no Ajuste de Curvas de Weibull em Energia Eólica**. 126 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) — Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015.
- 127 DE MATOS MELO, Marcelo Silva. **Energia Eólica: Aspectos Técnicos e Econômicos**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- 128 GOUVEIA, Matheus Carvalho. **Implementação de uma Rede Neural Artificial para Previsão de Curto Prazo da Potência Eólica Disponível**. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora.
- 129 BOHME, GUSTAVO SILVEIRA et al. **Análise das etapas de desenvolvimento de projetos de energia eólica—estudo de caso**. XVII ENGEMA, São Paulo, 2016.
- 130 EPE. **Instalação de Estações Anemométricas: Boas Práticas**. Empresa de Pesquisa Energética. 1a ed. Rio de Janeiro, 2015.
- 131 GFS. **Global Forecast System**. National Centers for Environmental Information. Disponível em: <https://www.ncei.noaa.gov/products/weather-climate-models/global-forecast>. Acesso em: 15 maio 2024.
- 132 ECMWF. **European Centre for Medium-Range Weather Forecasts**. Disponível em: <https://www.ecmwf.int/en/about/who-we-are>. Acesso em: 15 maio 2024.
- 133 WINDFINDER. **Mapa de vento, previsão de vento e boletins**. Disponível em: <https://www.windfinder.com/>. Acesso em: 15 maio 2024.
- 134 NEOENERGIA. **Neoenergia instala sistema flutuante pioneiro no Brasil para estudos de medição eólica offshore**. 27 mar. 2024. Disponível em: <https://www.plurale.com.br/site/noticias-detalhes.php?cod=21973&codSecao=1>. Acesso em: 20 maio 2024.
- 135 OLIVEIRA, Cláudia Terezinha de Andrade et al. **A evolução importância ambiental: Iniciação a conceitos de sistemas energéticos para o desenvolvimento limpo**. São Paulo: Ed da USP, 2004.
- 136 MACHADO, Paulo Affonso Leme. **Direito Ambiental Brasileiro**. 17. ed. São Paulo: Malheiros, 2009.
- 137 SILVA, Amanda Jorge Vinhoza de Carvalho. **Potencial eólico offshore no Brasil: localização de áreas nobres através de análise multicritério**. 2019.

- 138 KALDELLIS, J. K.; KAPSALI, M. **Shifting towards offshore wind energy - Recent activity and future development.** *Energy Policy*, v. 53, p. 136–148, 2013.
- 139 WISER, R. et al. **Wind Energy. IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. IPCC/Intergovernmental Panel on Climate Change.** Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2011.
- 140 LAGO, C. et al. **PART V - ENVIRONMENTAL ISSUES. WIND ENERGY - THE FACTS.** EWEA/European Wind Energy Association, 2009, p. 307–411.
- 141 DTI/Department of Trade and Industry. **Assessment of the Impact of Offshore Wind Farms: Seascape and Visual Impact Report.** United Kingdom, 2005.
- 142 DREWITT, A. L.; LANGSTON, R. H. W. **Assessing the impacts of wind farms on birds.** *Ibis*, v. 148, p. 29–42, 27 mar. 2006.
- 143 LLOYD, John D., et al. **Seasonal patterns of bird and bat collision fatalities at wind turbines.** *Plos One*, vol. 18, no. 5, 2023.
- 144 CNBC. **Planned wind farm told it will need to shut down for five months a year to protect parrots.** 2022. Disponível em: <https://www.cnbc.com/2022/12/16/wind-farm-will-need-to-shut-down-five-months-a-year-to-protect-parrots.html>. Acesso em: 15 outubro 2023.
- 145 THOMSEN, F. et al. **Effects of offshore wind farm noise on marine mammals and fish.** Disponível em: <https://www.offshorewind.co.uk>, 2006. Acesso em: 8 nov. 2019.
- 146 CARSTENSEN, J.; HENRIKSEN, O. D.; TEILMANN, J. **Impacts of offshore wind farm construction on harbour porpoises: Acoustic monitoring of echolocation activity using porpoise detectors (T-PODs).** *Marine Ecology Progress Series*, v. 321, p. 295–308, 2006.
- 147 HOOPER, C. et al. **Assessment of sub-sea acoustic noise and vibration from offshore wind turbines and its impact on marine wildlife; initial measurements of underwater noise during construction of offshore windfarms, and comparison with background noise.** 2003. Disponível em: https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/Noise_and_Vibration_from_Offshore_Wind_Turbines_on_Marine_Wildlife.pdf. Acesso em: 8 nov. 2019.
- 148 DW BRASIL. **O drama de viver sob hélices gigantes no Nordeste brasileiro.** Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=p6G0NG7YQ8g>. Acesso em: 10 abril 2024.
- 149 CLIMAINFO. **Afetados por parques eólicos relatam impactos na saúde e no meio ambiente.** 12 abr. 2023. Disponível em: <https://climainfo.org.br/2023/04/11/afetados-por-parques-eolicos-relatam-impactos-na-saude-e-no-meio-ambiente/>. Acesso em: 8 jul. 2024.
- 150 CABALLERO, Luiza. **Entenda os impactos das turbinas eólicas em animais.** Disponível em: <https://www.ecycle.com.br/turbinas-eolicas-e-animais/>. Acesso em: 8 jul. 2024.

- 151 PEDUZZI, Pedro. **Agência Brasil explica o que é hidrogênio verde.** Agência Brasil, 2022. Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2022-10/agencia-brasil-explica-o-que-e-hidrogenio-verde>. Acesso em: 09 jul. 2024.
- 152 PORTAL SOLAR. **Hidrogênio verde: o que é, como é produzido, importância e como usar.** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/hidrogenio-verde-o-que-e>. Acesso em: 09 jul. 2024.
- 153 GALA, Paulo. **O hidrogênio verde é um ótimo caminho para a reindustrialização do Brasil.** Disponível em: <https://www.paulogala.com.br/o-hidrogenio-verde-e-um-otimo-caminho-para-a-reindustrializacao-do-brasil/>. Acesso em: 09 jul. 2024.
- 154 NEOENERGIA. **Hidrogênio Verde: Uma solução para mitigar as emissões dos diversos setores da economia e cuidar do planeta.** Disponível em: <https://www.neoenergia.com/web/produtos-e-solucoes/empresarial/hidrogenio-verde>. Acesso em: 09 jul. 2024.
- 155 ÍTALO, Fernando. **Hidrogênio verde: Unigel acelera viabilização da 1ª planta na Bahia.** Movimento Econômico, 26 set. 2023. Disponível em: <https://movimentoeconomico.com.br/economia/energia/2023/09/26/hidrogenio-verde-unigel-acelera-viabilizacao-da-1a-planta-na-bahia/>. Acesso em: 09 jul. 2024.
- 156 BW IDEOL. **World's first offshore hydrogen plant soon powered by Floatgen.** Disponível em: <https://www.bw-ideol.com/en/worlds-first-offshore-hydrogen-plant-soon-powered-floatgen>. Acesso em: 09 jul. 2024.
- 157 ITAIPU. **Itaipu recebe primeira planta de produção de petróleo sintético a partir de biogás do Brasil.** 17 jun. 2024. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/noticia/itaipu-recebe-primeira-planta-de-producao-de-petroleo-sintetico-partir-de-biogas-do-brasil>. Acesso em: 09 jul. 2024.

APÊNDICE A - Complementação Teórica

A.1 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS)

Os Procedimentos de Rede são as regras estabelecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para a coordenação e controle das atividades de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) [21]. Ao todo, existem nove módulos de procedimentos, sendo que o Módulo 7 aborda a integração de instalações, com o item 7.2 responsável pela classificação das modalidades de operação das usinas. Assim, as usinas eólicas programadas e/ou despachadas pelo ONS estão classificadas nas modalidades de operação Tipo I, Tipo II-B ou Tipo II-C. Por outro lado, as usinas que não são despachadas pelo ONS estão classificadas na modalidade de operação Tipo III. Essas modalidades são definidas da seguinte forma:

[...]

1.2.3. São consideradas na modalidade de operação Tipo I:

(a) usinas conectadas na Rede Básica que afetem a operação eletroenergética, independente da potência líquida injetada no SIN e da natureza da fonte primária, sendo considerados os impactos na segurança da Rede de Operação segundo os aspectos de controle de tensão, controle de carregamento em equipamentos e limites de transmissão sistêmicos; ou

(b) usinas conectadas fora da Rede Básica cuja máxima potência líquida injetada no SIN contribua para minimizar problemas operativos e proporcione maior segurança para a Rede de Operação.

1.2.3.1. As usinas classificadas na modalidade de operação Tipo I possuem programação centralizada e despacho centralizado, e atendem aos processos estabelecidos nos Procedimentos de Rede relacionados a ampliações e reforços, planejamento e programação da operação, normatização, pré-operação, operação em tempo real e pós-operação.

1.2.4. São consideradas na modalidade de operação Tipo II:

(a) usinas conectadas, ou não, na Rede Básica, que não causam impactos na segurança elétrica da Rede de Operação, mas que afetam os processos relativos ao planejamento e operação eletroenergética do SIN

[...]

(b) Tipo II-B:

(1) Usinas para as quais se identifica a necessidade de informações ao ONS, para possibilitar a sua representação individualizada nos processos de planejamento e operação eletroenergética do SIN; ou

(2) usinas cujo reservatório impacta na operação de usinas classificadas como Tipo I; ou

(3) usinas que em função das características da fonte primária de geração, apresentam limitações que impedem o atendimento

ao despacho centralizado de forma sistemática, tais como: PCH, biomassa, cogeração, eólica e fotovoltaica.

(c) Tipo II-C: Usinas que constituírem um conjunto de usinas, que embora individualmente não impactam a operação do SIN, mas quando analisadas em conjunto com outras usinas que compartilham o mesmo ponto de conexão, totalizam uma injeção de potência significativa em uma determinada subestação do SIN.

[...]

1.2.4.3. As usinas classificadas nas modalidades de operação Tipo II-B e Tipo II-C são programadas conforme o processo estabelecido no Submódulo 4.5 – Programação Diária da Operação, informam ao ONS suas reprogramações em tempo real e atendem aos processos estabelecidos nos Procedimentos de Rede relacionados a ampliações e reforços, planejamento e programação da operação.

1.2.4.4. As usinas classificadas na modalidade de operação Tipo II-C definem um representante do conjunto para o relacionamento com o ONS.

1.2.5. São consideradas na modalidade de operação Tipo III:

(a) Usinas conectadas fora da Rede Básica que não causam impactos na operação eletroenergética do SIN; ou

(b) Empreendimentos de autoprodução conectados na Rede Básica, cuja demanda seja permanentemente maior que a geração.

1.2.5.1. As usinas classificadas na modalidade de operação Tipo III não possuem programação nem despacho centralizados e, por este motivo, não possuem relacionamento operacional com o ONS.

[...]

No site do ONS, na seção "Histórico da Geração Eólica e Fotovoltaica", os usuários podem acessar uma variedade de informações, conforme ilustrado na Figura 76. Pode-se selecionar o subsistema, estado, ponto de conexão ou usina, além de escolher o ano desejado para os dados. De acordo com o ONS, esse sistema oferece dados sobre a geração de usinas eólicas e fotovoltaicas programadas e/ou despachadas pelo ONS, categorizadas como Tipo I, Tipo II-B ou Tipo II-C, conforme descrito no Módulo 7 dos Procedimentos de Rede. É importante notar que os dados podem diferir daqueles apresentados na página de "Dados Gerais" do Histórico da Operação, uma vez que esta última também inclui usinas não despachadas pelo ONS, classificadas como Tipo III.

A produção de energia eólica na região Nordeste do Brasil está distribuída em áreas com diferentes padrões climáticos, abrangendo tanto a região litorânea quanto o interior do continente. Essa distribuição resulta em perfis variados de geração. As usinas eólicas localizadas no interior costumam apresentar uma geração mais elevada durante a madrugada e a noite, correspondendo aos períodos de carga leve e pesada, respectivamente. Em contraste, as usinas eólicas situadas no litoral tendem a registrar um perfil de geração

mais alto durante o período diurno e noturno, alinhando-se com os períodos de carga média e pesada.

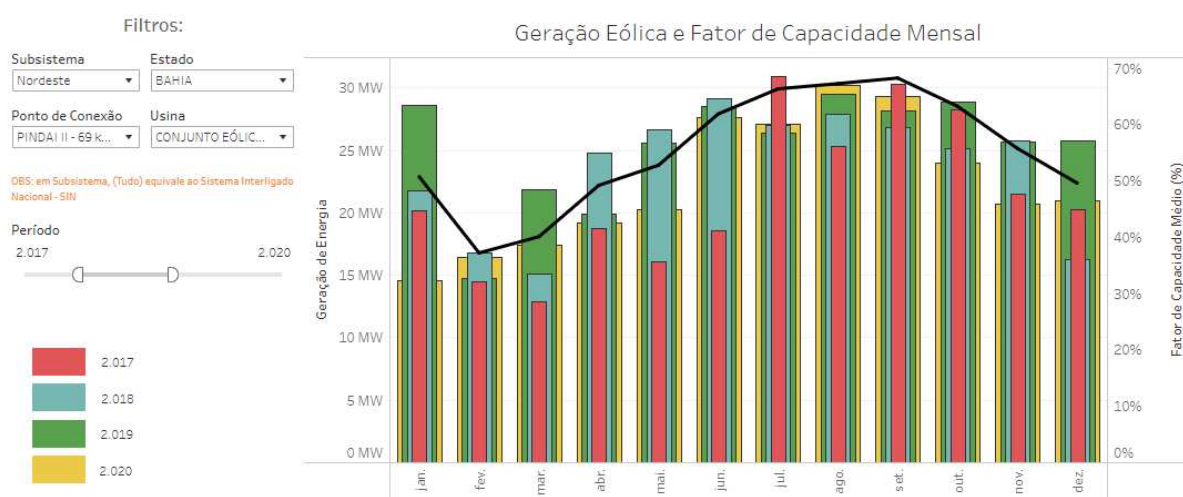
Uma captura dos dados na geração eólica e do fator de capacidade mensal do Conjunto Eólico Pelourinho (BA) de 2017 a 2020 está exibido na Figura 77. Através desse exemplo, é possível analisar a variação da geração no mesmo mês ao longo de diferentes anos, o que ilustra a complexidade da operação dessa fonte de energia elétrica.

Figura 76 – Opções de informações disponibilizadas pela ONS.



Fonte: ONS [23].

Figura 77 – Informações sobre o Conjunto Eólico Pelourinho (BA).



Fonte: Adaptado de ONS [23].

A.2 PARTE CONSTRUTIVA

Os termos parque, usina ou fazenda eólica referem-se a um conjunto de aerogeradores conectados eletricamente, que produzem energia e a injetam em um ponto comum da

rede elétrica. A distribuição espacial desses aerogeradores pode ter como objetivos a maximização da energia produzida, a eficiência operacional, a redução de custos e a minimização do impacto ambiental. A conexão dos aerogeradores pode ser feita em minirredes elétricas isoladas ou em redes elétricas de transmissão ou distribuição, sendo que cada forma de conexão oferece seus próprios benefícios e desafios.

Para a construção de uma usina eólica, são necessários diversos elementos, que podem ser fornecidos por fabricantes de diferentes partes do mundo, apresentando variadas tecnologias, eficiências, confiabilidades e custos [115]. Os principais elementos podem ser identificados na Tabela 22.

Atualmente, os aerogeradores comercializados geralmente possuem três pás, devido às suas vantagens econômicas e operacionais [116]. O autor justifica que modelos com um número maior de lâminas teriam um custo de fabricação muito elevado e que um aerogerador com quatro pás apresentaria um custo muito mais alto sem um ganho proporcional em desempenho. Por outro lado, um modelo com duas pás só poderia igualar o desempenho de um com três pás se: aumentasse seu tamanho, o que eliminaria sua vantagem de custo menor; ou aumentasse a velocidade de rotação, o que implicaria em maior força centrífuga, exigindo um *hub* e pás mais robustos, o que também resultaria em perda da vantagem de custo. Portanto, um *design* de três pás pode gerar mais energia em uma velocidade de rotação mais lenta do que um *design* de duas pás, ao mesmo tempo em que se mostra mais econômico do que modelos com mais pás.

Além disso, para usinas *offshore*, é necessário utilizar embarcações para o transporte de materiais, estruturas e funcionários. De acordo com [13], algumas dessas embarcações são projetadas especificamente para operações em parques eólicos *offshore*, enquanto outras também atendem a indústrias como a do petróleo. Além disso, as condições adversas do mar podem prejudicar a operação dessas embarcações. A Figura 78 exibe quatro fotografias da instalação do parque eólico *offshore* de Fujian, operado pela *China Three Gorges Corporations*.

A Figura 79 e a Figura 80 apresentam fotografias de instalações eólicas, destacando alguns dos componentes mencionados na Tabela 22.

Figura 78 – Instalação do parque eólico de Fujian (Sudeste da China) com uma turbina de 16 MW.



Fonte: Lin Shanchuan/Xinhua.

Tabela 22 – Componentes de uma usina eólica.

Componente	Subcomponente	Função
Rotor	Pá	Converte a energia do ar em torque de rotação no eixo principal.

Continua na próxima página

Tabela 22 – *Continuação da tabela*

Componente	Subcomponente	Função
Rotor	Suporte da Pá	Suporta as pás por meio de buchas feitas de uma liga de aço cromo com uma rosca interna, embutidas na raiz da pá
	Sistema <i>pitch</i>	Ajusta o ângulo de inclinação das pás do rotor
	<i>Hub</i> /Cubo do roto	Canaliza a energia de rotação do vento para o sistema de transmissão
	Cone do rotor	Liga as pás ao eixo de baixa velocidade da turbina eólica
Torre	Estrutura torre	Sustenta o rotor e a nacelle à altura desejada
	Elementos para junção e fixação	Conecta seções, fornecendo maior confiabilidade à torre
	Elevador	Aumentam a segurança dos trabalhadores, a produtividade e eficácia, diminuindo os tempos de subida e descida de empregados e ferramentas
Nacelle	Eixo principal	Recebe a energia mecânica da rotação das pás
	Eixos	Guia o movimento de rotação a uma parte ou um conjunto de peças
	Amortecedores	Diminuem os ruídos e vibrações transmitidos dos componentes para estrutura
	<i>Gearbox</i> /Caixa multiplicadora	Transmite a energia mecânica do eixo do rotor ao eixo do gerador, modificando a velocidade de rotação
	Sistema de freio	Reduz o efeito de forças de arrasto em situações de ventos com velocidades superiores à nominal
	Anemômetro	Mede a velocidade do vento
	Biruta	Determina a direção do vento
	Sistema de orientação – <i>Yaw</i>	Posiciona o rotor da turbina para o vento

Continua na próxima página

Tabela 22 – *Continuação da tabela*

Componente	Subcomponente	Função
Nacelle	Tomada de força/ <i>Power take-off</i>	Usado para transferir força mecânica a um implemento, permitindo que a força do motor acione outros dispositivos
	Rolamento principal	Capaz de suportar contínuas cargas dinâmicas por longo prazo
	Sistemas de monitoramento de condição	Permitem a detecção precoce de falhas
Conversor de Energia	Gerador	Transforma a energia mecânica fornecida pelo eixo principal da turbina em energia elétrica
	Conversor	Controla e otimiza a energia gerada e injetada na rede através da velocidade do gerador para que a tensão tenha uma frequência constante
	Transformador	Elevar a tensão enviada pelo gerador a um nível que possa ser entregue a subestação, como também baixar a tensão de rede a um valor que possa ser utilizado pelos equipamentos na nacelle
Fundações	As fundações são estruturas responsáveis pela estabilidade estrutural e pela transferência de cargas às camadas do solo, sem provocar ruptura do terreno de fundação	
Transmissão de Energia	Após a transformação em energia elétrica tem-se a interligação entre os aerogeradores, chamado de sistema coletor, no qual é direcionada a energia elétrica para a subestação de forma segura, estável e controlada, e que se for <i>offshore</i> terá cabos submarinos.	

Fim da tabela

Fonte: Adaptada de [117].

Figura 79 – Fotografias de instalações eólicas.



Fonte: GWR 2023, 2024/GWEC [118], [16].

Figura 80 – Nacele aberta de uma turbina eólica.



Fonte: GWR 2024/GWEC [16].

A.3 LOCAL PARA A USINA

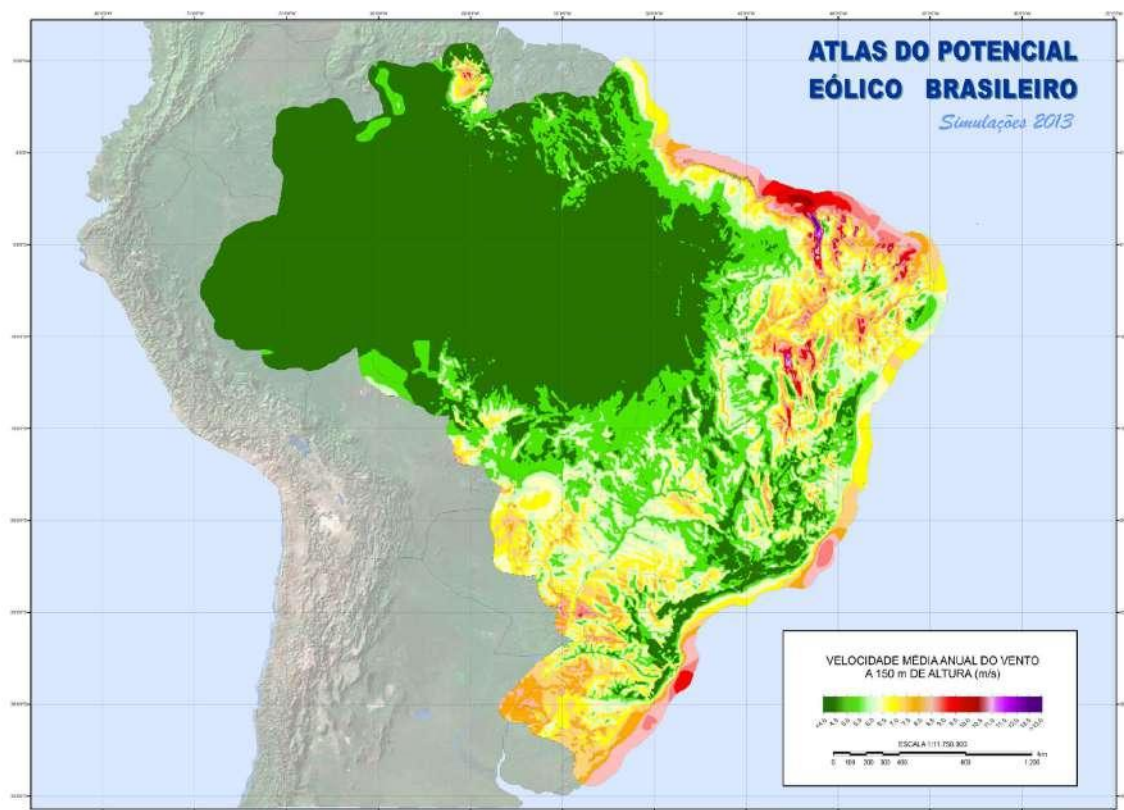
A energia eólica, ou energia dos ventos, é a energia cinética originada do movimento das massas de ar com velocidades variáveis, influenciada por diversos fatores climáticos. Esses fatores incluem o aquecimento da Terra pela radiação solar, a rotação e translação do planeta, além de efeitos de superfície como rugosidade do terreno, obstáculos e gradientes

térmicos [42].

Em 2001, o Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (Cepel), vinculado à Eletrobras, publicou o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, um marco significativo para o desenvolvimento do setor eólico no Brasil. Este Atlas focou no potencial eólico *onshore* e considerou turbinas eólicas de menor potência, instaladas a 50 metros do solo, refletindo as tecnologias dos aerogeradores disponíveis na época. Os dados de vento foram desenvolvidos especificamente para essa altura, que era considerada adequada para as tecnologias então em uso [119].

O Atlas fornece uma variedade de gráficos do Brasil que mostram as velocidades médias do vento para diferentes alturas (30, 50, 80, 100, 120, 150 e 200 metros). Além disso, apresenta o fator de escala e o fator de forma de Weibull, ambos para a altura de 100 metros, a densidade de potência para a mesma altura, a massa específica do ar, a rosa dos ventos anual (frequências x direção), o regime diurno anual e a rugosidade do solo brasileiro. Algumas figuras ilustrativas estão exibidas na Figura 81, na Figura 82 e na Figura 83.

Figura 81 – Velocidade Média Anual a 150 metros de altura (m/s).

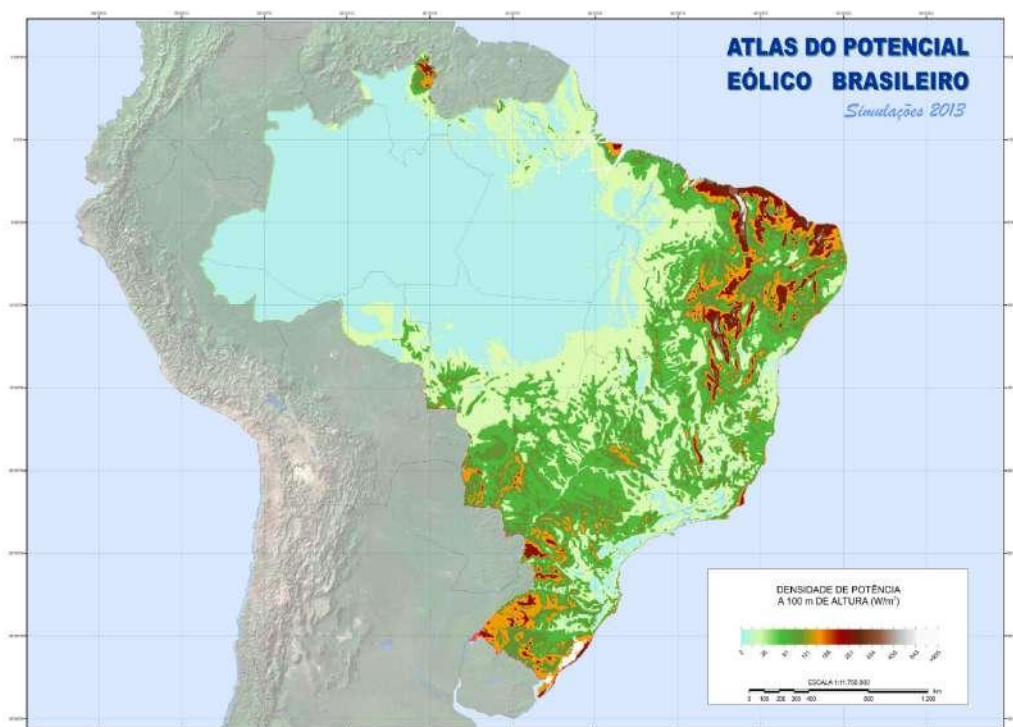


Fonte: [119].

Figura 82 – Rosa dos Ventos Anual.



Fonte: [119].

Figura 83 – Densidade de Potência a 100 metros de altura (W/m^2).

Fonte: [119].

Para estudos de aproveitamento de ventos, dois modelos comumente utilizados

para representar o perfil vertical dos ventos são a Lei de Potência e a Lei Logarítmica. A Lei de Potência, formulada na Equação 1, é um modelo mais simples e menos preciso. A Lei Logarítmica, formulada na Equação 2, é empregada em terrenos mais complexos, com orografia mais acentuada e quando a altura desejada é superior a 50 metros, pois considera que o escoamento da atmosfera é turbulento. Nos modelos, $V(z)$ representa a velocidade do vento na altura H , $V(z_r)$ a velocidade de vento na referência, H a altura desejada, H_r a altura referencia. O coeficiente de rugosidade m é apresentado na Tabela 4.

$$V(z) = V_r \left(\frac{H_z}{H_r} \right)^m \quad (1)$$

$$\frac{V(z)}{V(z_r)} = \frac{\ln \left(\frac{H_z}{m} \right)}{\ln \left(\frac{H_r}{m} \right)} \quad (2)$$

O vento pode ser caracterizado por uma série de fatores, incluindo sua origem geográfica, direção predominante, altura da medição, características do terreno e parâmetros atmosféricos, como temperatura e pressão. A presença de obstáculos, sua localização e dimensões, bem como sua porosidade, podem causar interferências significativas. Estudos, como os apresentados por [120], demonstraram a redução da velocidade e potência do vento, bem como os efeitos da turbulência a jusante de edificações de determinada altura. A Figura 84, adaptada de Manwell, ilustra esse fenômeno.

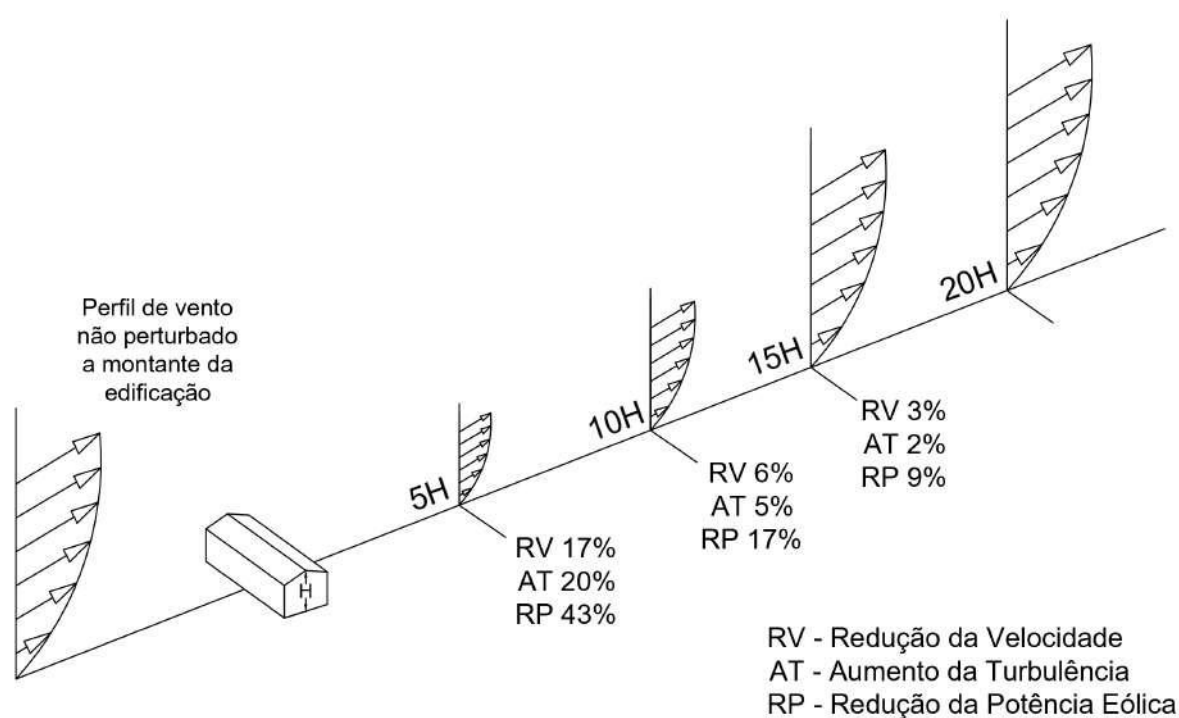
A potência é definida como a razão pela qual a energia é usada ou convertida por unidade de tempo. A energia cinética do vento (E) é dada pela Equação 3, sendo m a massa de uma partícula de ar em kg e V sua velocidade em m/s. A energia por unidade de tempo, ou seja, a potência, é apresentada na Equação 4. Nesse caso, \dot{m} é o fluxo de massa ou vazão mássica, em kg/s, e P representa a potência em watts.

$$E = \frac{1}{2}mV^2 \quad (3)$$

$$P = \frac{E}{\Delta t} = \frac{1}{2}\dot{m}V^2 \quad (4)$$

Pode-se definir a energia disponível para uma turbina eólica como a energia cinética associada a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade $v(m/s)$, atravessando uma área $A (m^2)$ do rotor da turbina e deslocando esse fluxo de massa do ar calculada como $\rho Av(kg/s)$ [121]. A variável $\rho (kg/m^3)$ é a massa específica do ar, dependente da pressão do ar p (kPa), temperatura T (K) e da constante do gás, dada por $\rho = \frac{p}{RT}$, onde R é a constante específica do gás em kg/kmol. A potência disponível do vento $P_d(W)$, pode ser calculada pela Equação 5, que ilustra os fatores que influenciam e determinam a melhor localização para a instalação de uma usina eólica. Destaca-se a importância da densidade

Figura 84 – Efeito da velocidade, potência e turbulência do vento a jusante de uma edificação.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de [120].

do ar local e, especialmente, da velocidade do vento, que tem um impacto significativo devido ao seu fator cúbico na equação.

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (5)$$

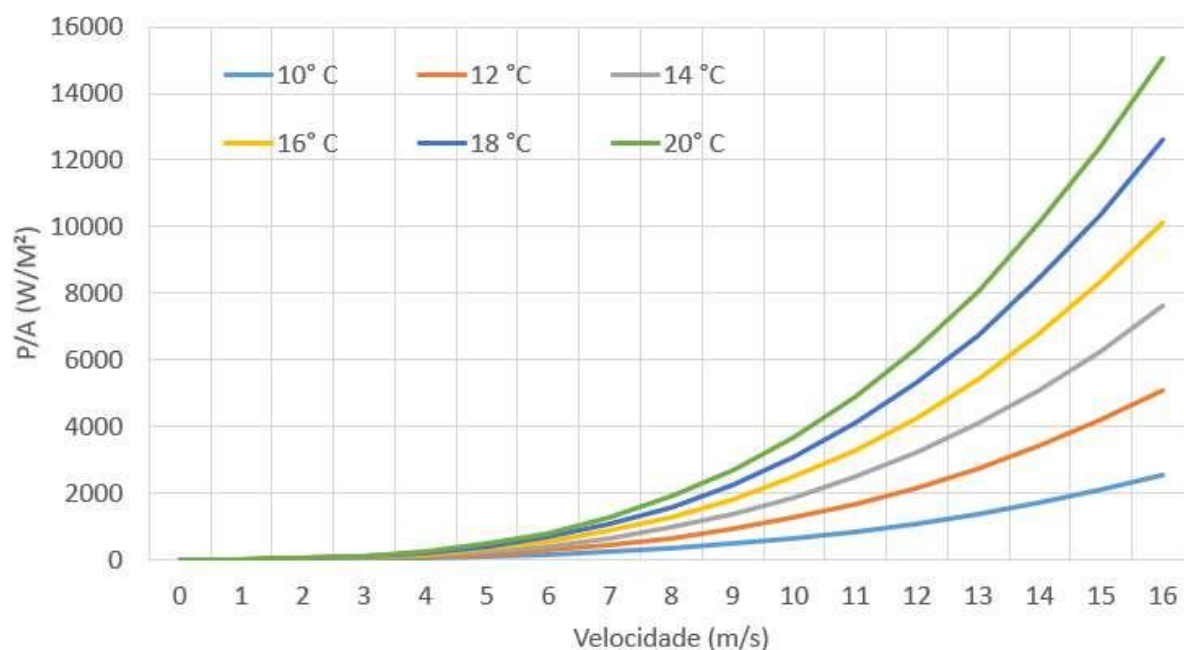
Considerando que locais com a mesma velocidade média dos ventos podem ter diferentes potenciais eólicos devido à variação na massa específica do ar, é mais adequado comparar o potencial eólico desses locais por meio da potência por unidade de área ou densidade de potência [42]. Pode-se definir P/A como a potência contida no vento que atinge a turbina de frente, conforme exibido na Equação 6. A temperatura do ar e a pressão atmosférica variam com a altura, impactando as captações de energia e resultando em diferentes densidades de potência para turbinas localizadas a alturas distintas em um parque eólico.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (6)$$

A Figura 85 ilustra como a densidade de potência varia com a velocidade do vento em seis diferentes temperaturas. Notavelmente, devido à velocidade ser elevada ao cubo na equação, as discrepâncias entre os valores de P/A tornam-se mais pronunciadas em temperaturas mais altas. Por exemplo, ao analisar a curva com a temperatura de 14°C, a

diferença na densidade de potência entre velocidades de 7 m/s e 8 m/s é de 103,92 W/m², enquanto que entre 11 m/s e 12 m/s, essa diferença aumenta para 244,13 W/m².

Figura 85 – Curva de potência do vento por unidade de área em função da velocidade e da temperatura.



Fonte: Elaborado pela autora.

Outro aspecto crucial a ser considerado na localização de um parque eólico é o ponto de conexão das turbinas. É necessário verificar se há um nível adequado de curto-circuito na localização, a necessidade de construção de uma subestação para a integração da energia e a forma de roteamento das turbinas. Existem estudos que abordam a otimização do sistema coletor e de roteamento, como o de [122], onde a função objetivo proposta pelos autores foi a minimização dos custos com cabeamento e a maximização da confiabilidade, utilizando o método de otimização *Bat Algorithm*.

Há uma busca por uma distribuição que retrate satisfatoriamente o maior número possível de comportamentos dos ventos, levando os pesquisadores a analisar métodos probabilísticos. Com isso, foi possível concluir que certas distribuições conseguem representar padrões de comportamento dos ventos de maneira eficaz. Na literatura, é comum modelar a velocidade e a frequência dos ventos por meio de funções de distribuição, como a função de Rayleigh e, principalmente, a função de Weibull de dois parâmetros. Esta última pode ser utilizada para representar a distribuição da velocidade do vento em uma determinada região, tanto para aplicações *onshore* [123] quanto para aplicações *offshore* [124]. Além disso, a principal vantagem da distribuição de Weibull de dois parâmetros é a sua flexibilidade, pois possui apenas dois parâmetros (k e c), permitindo uma adaptação mais precisa às distribuições de vento do que a distribuição de Rayleigh, que possui apenas

um parâmetro [125].

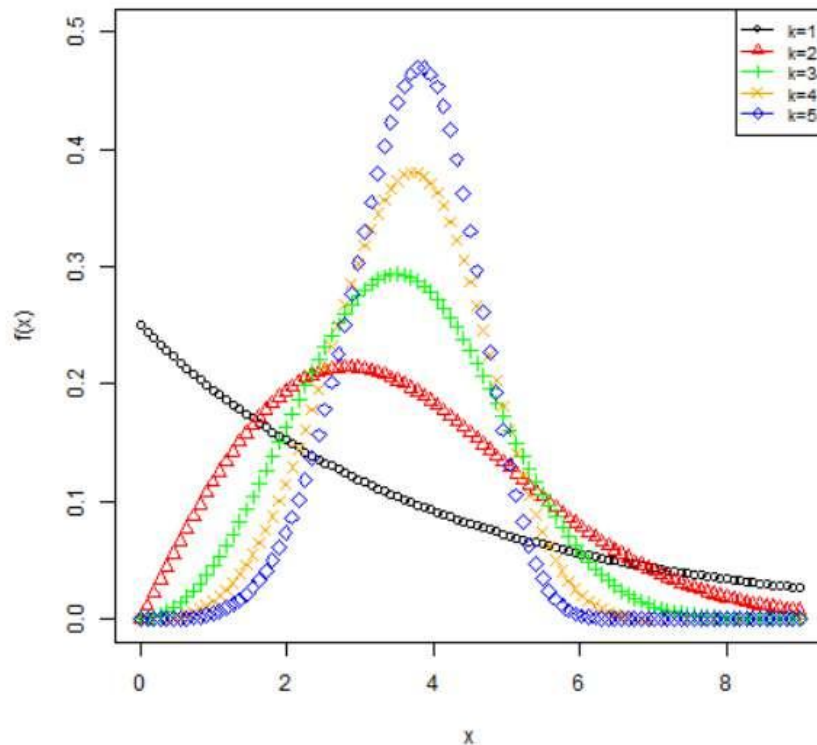
A função de Weibull é definida pela Equação 7, e se diferencia da função de Rayleigh pelo parâmetro k , que na função de Rayleigh é fixado em 2. A função de Rayleigh está definida na Equação 8. Na equação, c representa o fator de escala (ms^{-1}), k é o fator de forma adimensional e v é a variável aleatória.

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right) \quad (7)$$

$$f(v) = \left(\frac{2v}{c^2}\right) \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right) \quad (8)$$

O estudo desenvolvido em [125] propõe a estimação ótima dos parâmetros da função de Weibull para as regiões de Petrolina-PE e São Martinho da Serra-RS, utilizando métodos de otimização heurística, como a busca harmônica, busca cuco, pássaros migratórios e competição imperialista. À medida que o parâmetro k aumenta, com c constante, cresce também o valor da curtose, seguindo para uma forma leptocúrtica, ou seja, quanto maior o valor do fator de forma, mais concentrada e simétrica é a distribuição, são as caudas pesadas que indicam que os valores dificilmente se afastam da média, característica de um regime de vento constante [126], [125]. Esse comportamento pode ser observado na Figura 86.

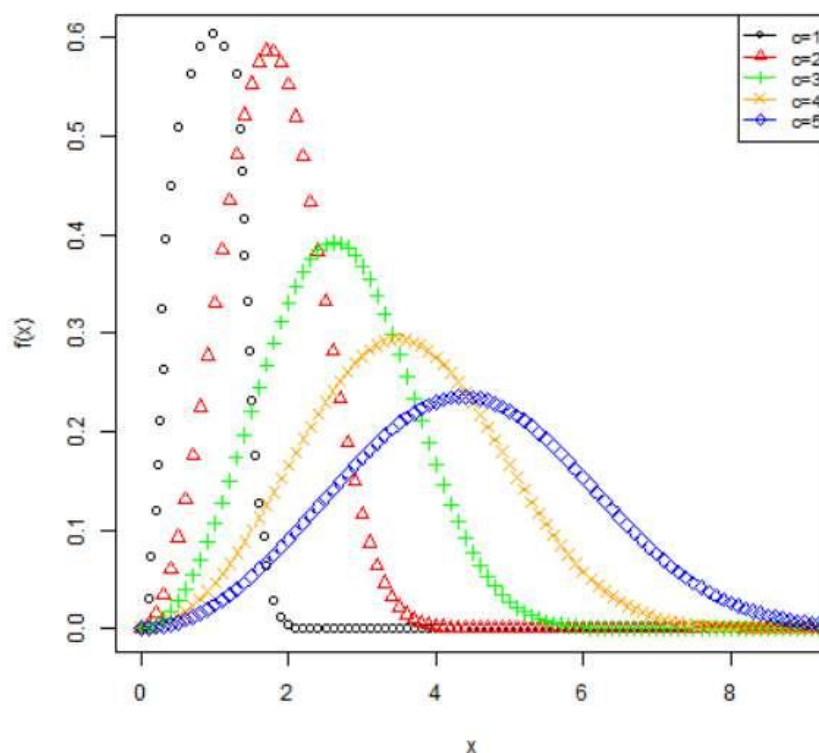
Figura 86 – Efeito da variação do parâmetro de forma k ($c = 7$).



Fonte: [125].

Variando o valor de c e mantendo k constante, como exibido na Figura 87, tem-se o efeito inverso: ao aumentar o valor do parâmetro c , a curtose diminui, resultando em uma forma platicúrtica que caracteriza uma maior dispersão dos valores. Com maior dispersão, as velocidades do vento atingem valores mais altos, porém com menor frequência de ocorrência. Essa característica está presente em lugares onde o vento é mais instável [126], [125]. Essa interdependência justifica a realização de diversos estudos na literatura sobre os parâmetros da distribuição, uma vez que tais parâmetros devem ser otimizados para refletir com precisão as características de uma região específica de ventos.

Figura 87 – Efeito da variação do parâmetro de escala c ($k = 2$).



Fonte: [125].

A altura da turbina eólica também impacta na velocidade do vento, uma vez que o vento possui uma viscosidade, embora pequena. De acordo com a Teoria da Mecânica dos Fluidos, um fluido ao entrar em contato com uma superfície sólida tende a aderir e escoar junto a essa superfície [127]. As camadas de ar afetadas pelos efeitos da viscosidade na superfície do corpo sólido vão sendo desaceleradas. No ponto de contato com a superfície, a camada de ar tem velocidade nula, e essa velocidade aumenta conforme a distância da superfície aumenta. Quando a camada de ar não sofre mais interferência, está na camada-limite [127]. Na Figura 88, observa-se o perfil de vento e as turbulências em diferentes alturas, identificando-se a Camada de Prandtl. Essa camada refere-se à região próxima a uma superfície sólida onde os efeitos da viscosidade são significativos.

Para determinar a localização ideal de um parque eólico, é essencial conduzir

Figura 88 – Efeito da viscosidade na velocidade do vento.



Fonte: [128].

uma inspeção detalhada no campo, avaliando fatores como acessibilidade, topografia do terreno, proximidade de construções e áreas residenciais, conexões elétricas e condições ambientais. Com base nas informações coletadas, incluindo velocidade e direção do vento, rugosidade do terreno, presença de obstáculos e outras características identificadas durante a inspeção, é necessário determinar os locais mais adequados para a instalação das torres anemométricas. Devido ao alto custo dessas torres, apenas algumas unidades são implantadas, geralmente em locais representativos do terreno onde as turbinas eólicas serão instaladas [42]. Especialmente em terrenos complexos, é crucial realizar simulações numéricas do vento usando modelagem de mesoescala. Após a coleta e análise dos dados de vento, o posicionamento das turbinas eólicas é refinado por meio de estudos de extrapolação horizontal e vertical dos dados medidos, um processo conhecido como *micrositing* [129].

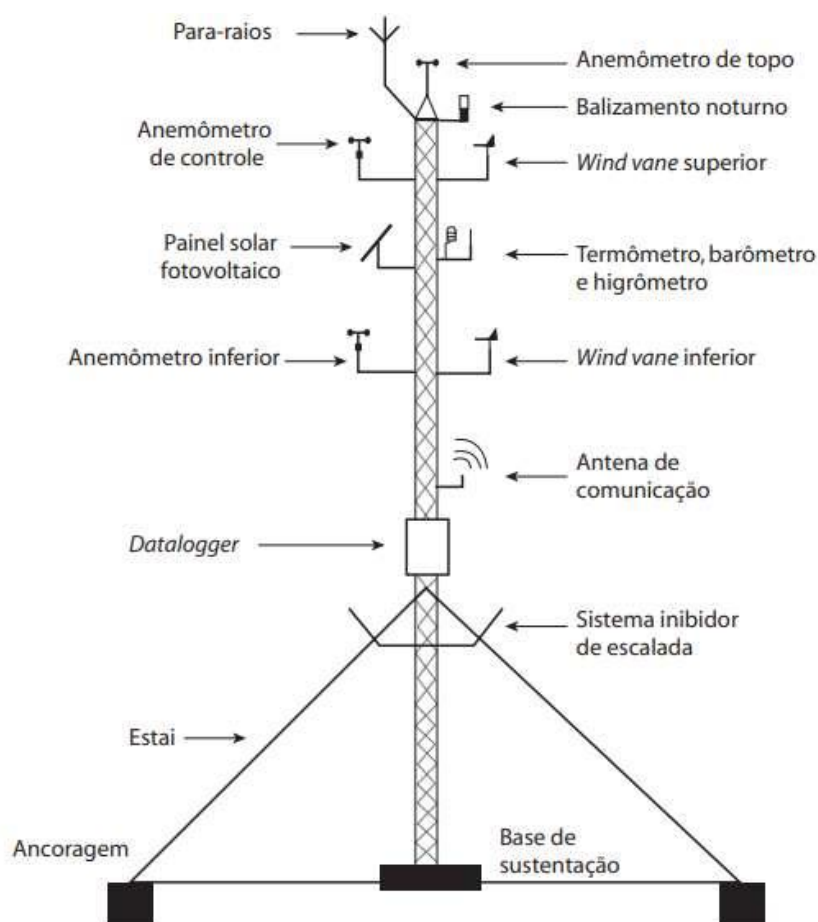
A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [130] publicou, em 2015, um guia intitulado *Instalação de Estações Anemométricas - Boas Práticas*, que fornece orientações detalhadas para a instalação de estações anemométricas. O guia é voltado tanto para instaladores quanto para empreendedores interessados em desenvolver campanhas de medição para avaliar o potencial eólico de locais de interesse. O guia reúne informações e práticas recomendadas por empresas especializadas em medição, projetos e instalação de estações anemométricas destinadas ao conhecimento do vento como recurso energético. Além disso, inclui um grande acervo de fotos para ajudar na compreensão das etapas de instalação de uma estação anemométrica. O guia aborda aspectos como o planejamento da ida ao campo, a instalação dos sensores e dataloggers, a segurança da equipe e a documentação da instalação, proporcionando ao leitor uma visão abrangente do processo.

O guia ressalta a importância crítica de medições precisas de vento no local de avaliação para o sucesso de projetos eólicos. Uma medição confiável do vento é fundamental para estimar com precisão a produção de energia eólica e orientar decisões sobre a viabilidade do empreendimento. Um exemplo é apresentado, através de uma única turbina geradora de 600 kW. Com uma medição precisa da velocidade do vento de 6,08

m/s, estima-se uma produção anual de 1.210 MWh. No entanto, uma medição com erro, de 6,63 m/s, resulta em uma estimativa de produção anual de 14.662 MWh. Esse erro de medição de 9% leva a uma superestimação de 21% na produção de energia da turbina.

Uma torre anemométrica é equipada com diversos instrumentos, incluindo anemômetros para medir a velocidade do vento, lemes para medir a direção do vento, termômetros para medir a temperatura do ar, barômetros para medir a pressão do ar, além de um sistema de aquisição e armazenamento de dados. Geralmente, esses conjuntos de medição são instalados em diferentes alturas na mesma torre, visando aumentar a precisão das informações coletadas [42]. A Figura 89 ilustra os principais itens que compõem uma estação anemométrica em torre treliçada e estaiada. A Figura 90 exibe o topo de uma torre, um para-raio instalado do tipo Franklin, a antena para comunicação via satélite e um leme que mede a direção do vento.

Figura 89 – Ilustração esquemática sem escala e somente com parte do estaiamento.



Fonte: [130].

Figura 90 – Fotografias de uma torre anemométrica.



Fonte: [130].

Conforme mencionado em [42], o anemômetro de três conchas é o modelo mais comumente utilizado na indústria eólica, conhecido por sua precisão, que alcança valores próximos a $\pm 2\%$, apresentado na Figura 91. Diversos *softwares* computacionais estão disponíveis para estimar as condições de vento em uma determinada localidade com base nos dados da região vizinha, tais como WAsp, WindPRO, Windmap, entre outros. Os dados de direção e velocidade do vento medidos são frequentemente representados por meio de um gráfico conhecido como "rosa dos ventos", que demonstra a distribuição temporal da direção e a distribuição azimutal da velocidade do vento.

Figura 91 – Anemômetro do tipo três conchas.



Fonte: Reprodução.

A.4 DADOS DOS VENTOS

Para realizar estudos de energia eólica, é fundamental dispor de dados confiáveis sobre os ventos locais. Alguns provedores, como o *Global Forecast System* (GFS) e o *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF), podem fornecer essas informações.

O *Global Forecast System* (GFS) é um modelo de previsão meteorológica operado pelo Centro Nacional de Previsão Ambiental (NCEP), que faz parte da Administração Nacional Oceânica e Atmosférica (NOAA) dos Estados Unidos. Esse modelo fornece uma ampla gama de dados atmosféricos e terrestres, incluindo informações sobre temperatura, vento, precipitação, umidade do solo e outros. O GFS é frequentemente utilizado para previsões de curto e médio prazo em todo o mundo [131].

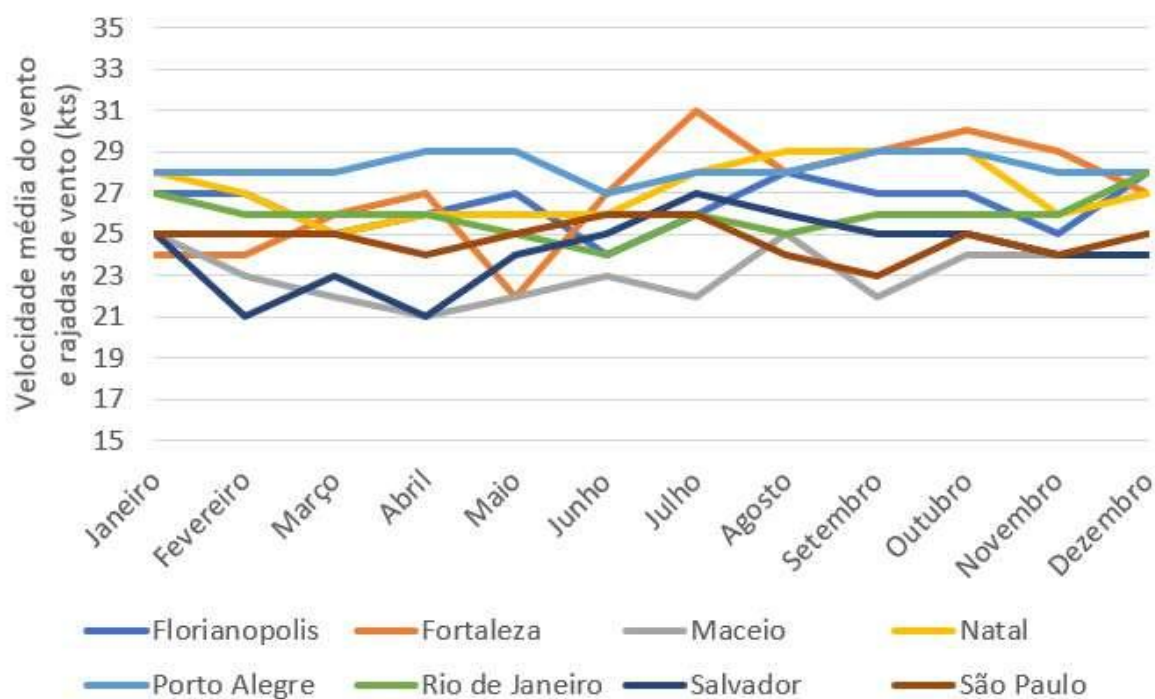
O ECMWF é uma organização intergovernamental independente, apoiada por 35 estados, que atua como instituto de pesquisa e serviço meteorológico. Essa organização produz e distribui previsões meteorológicas numéricas para seus membros e oferece dados para compra por empresas e outros clientes globais. Seu supercomputador, um dos maiores da Europa, permite que os Estados-Membros utilizem 25% de sua capacidade. O ECMWF está sediado em Reading, Reino Unido, com unidades adicionais em Bolonha, Itália, e Bonn, Alemanha [132].

Esses modelos de previsão meteorológica integram uma variedade de dados e modelos, abrangendo aspectos atmosféricos, oceânicos, terrestres, a fim de gerar previsões mais precisas das condições climáticas. Essas previsões incluem informações cruciais sobre os ventos, que desempenham um papel fundamental na análise de viabilidade e no planejamento de projetos de energia eólica.

Há várias plataformas que disponibilizam essas informações, como o Global Wind Atlas, Windfinder, Windy e WindGuru. Um dos desafios para a geração de energia eólica é a grande variação na velocidade do vento ao longo do dia e entre os dias. A Figura 92 ilustra a variação da média da velocidade do vento ao longo dos meses de algumas cidades do Brasil. Essas estatísticas foram baseadas em observações feitas entre 10/2002 - 04/2024 e os locais analisados dentro das cidades foram os aeroportos, sendo: Aeroporto Hercílio Luz (Florianópolis), Aeroporto Internacional de Fortaleza (Fortaleza), Aeroporto Internacional de Maceió (Maceió), Aeroporto Internacional Augusto Severo (Natal), Aeroporto Internacional Salgado Filho (Porto Alegre), Aeroporto Santos Dumont (Rio de Janeiro), Aeroporto Dois de Julho (Salvador) e Aeroporto de Congonhas (São Paulo).

Analisando mais detalhadamente a localização em Maceió, observa-se na Figura 93 a velocidade do vento durante sete dias do mês de maio. Isso evidencia as flutuações significativas tanto ao longo do dia quanto entre diferentes dias, mesmo no mesmo horário.

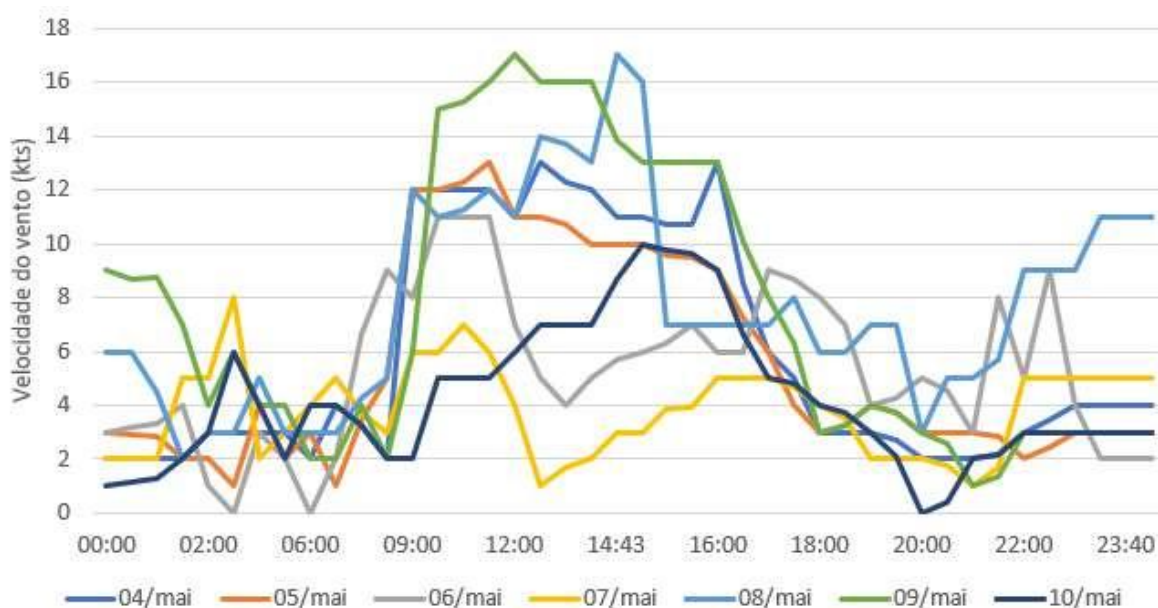
Figura 92 – Dados de vento de algumas cidades do Brasil.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de Windfinder [133].

A Figura 94 apresenta a distribuição mensal da direção e intensidade do vento nessa mesma localidade, reforçando a alta variabilidade do vento ao longo do ano.

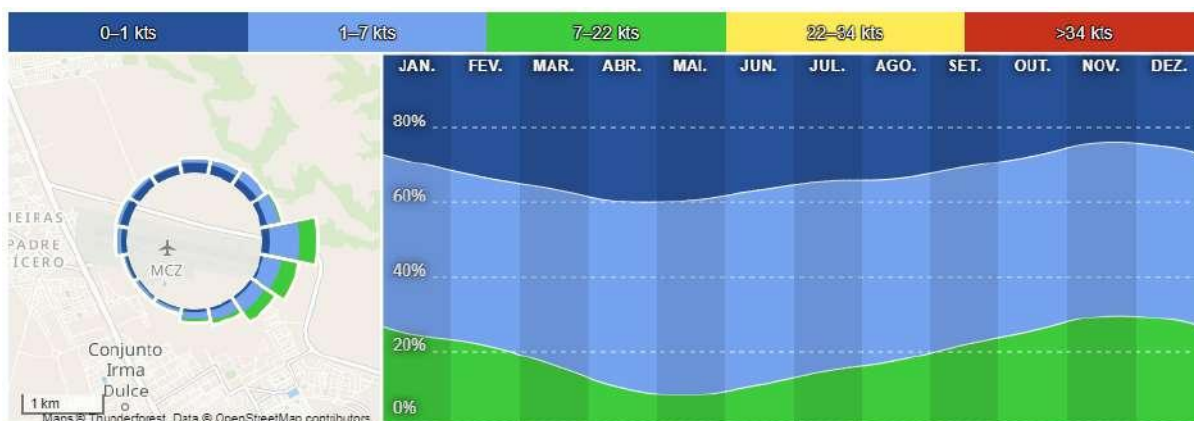
Figura 93 – Variação da velocidade do vento de uma semana em Maceió.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de Windfinder [133].

A previsão de vento é notoriamente variável, o que dificulta alcançar uma precisão exata, tornando a previsão e operação dessa fonte de energia elétrica ainda mais desafiadoras.

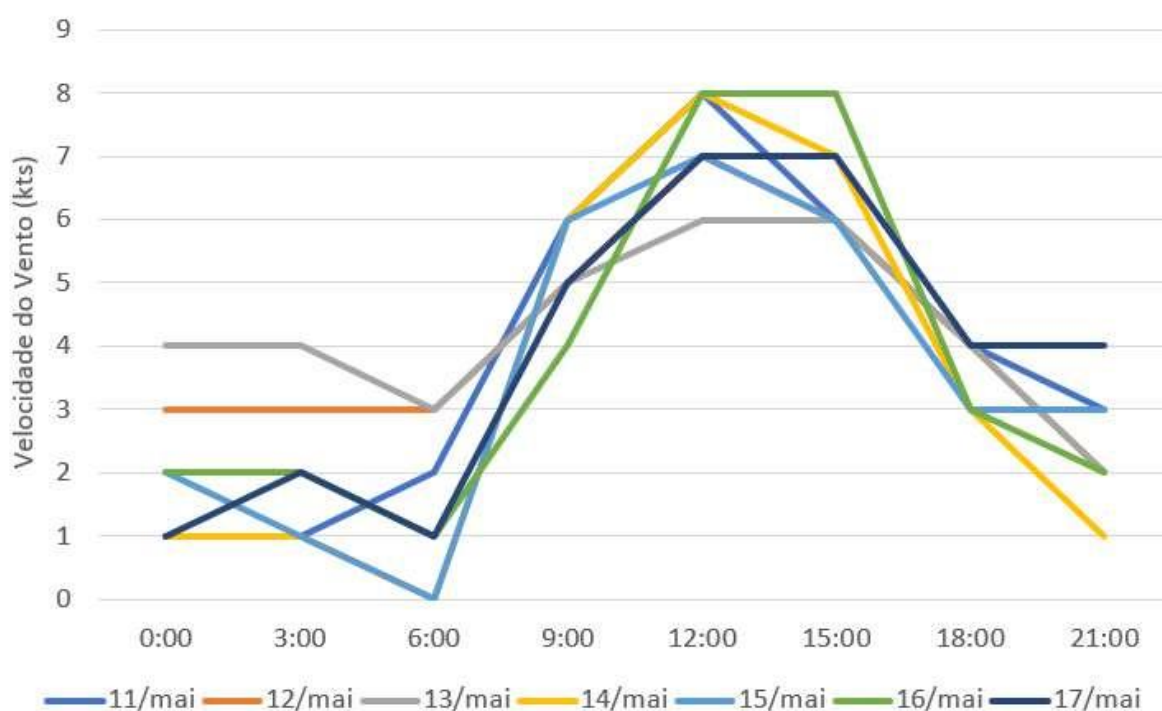
Figura 94 – Variação da velocidade do vento ao longo do ano em Maceió.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de Windfinder [133].

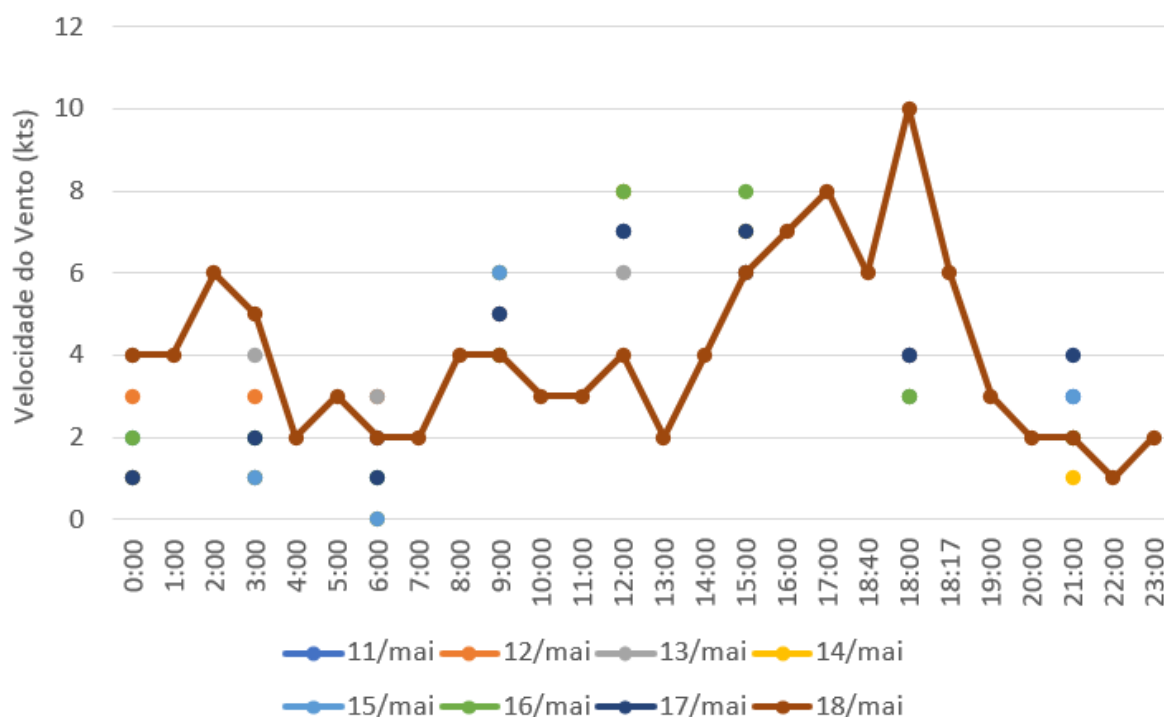
Tomando como exemplo a localização de Maceió, a Figura 95 exibe as previsões dos sete dias anteriores para o vento esperado no dia 18/05/2024. Observa-se que a curva prevê maiores ventos por volta das 12:00, mas a velocidade exata do vento varia. A previsão pelo Windfinder é apresentada de forma discretizada a cada 3 horas, conforme exibido no gráfico. Na Figura 96 é apresentada a velocidade real do vento na região, revelando que o pico de maior velocidade do vento ocorreu por volta das 18:00, e não ao meio-dia como previsto anteriormente. Essas figuras ilustram a complexidade em alcançar uma previsão precisa.

Figura 95 – Previsão da velocidade do vento para o dia 18/05/2024 em Maceió.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de Windfinder [133].

Figura 96 – Velocidade do vento para o dia 18/05/2024 em Maceió.



Fonte: Elaborado pela autora a partir de Windfinder [133].

A previsão de vento *offshore* enfrenta desafios ainda maiores, pois não há torres meteorológicas ou anemômetros naturalmente no mar para fornecer dados precisos sobre o local planejado para o parque eólico. Com o Brasil avançando em propostas de licenciamento e vários projetos de parques *offshore* em desenvolvimento, essa questão está sendo abordada. Em março deste ano, a empresa Neoenergia instalou um sistema flutuante pioneiro no país para realizar medições *offshore*. O sensor LiDAR (*Light Detection and Ranging*) foi implantado no litoral norte do Rio de Janeiro, a cerca de 40 quilômetros da costa de São João da Barra, para medir as características do vento e do mar [134].

O conjunto de aparelhos possui quase 7,5 metros de altura, da base da quilha até a ponta da antena, e inclui módulos de placas solares, sendo protegido dentro de uma bóia com quase três metros de diâmetro. Com essa tecnologia, a Neoenergia terá acesso, via satélite, a relatórios em tempo real sobre as condições do vento e do mar da região. A Figura 97 exhibe a fotografia desse sensor em funcionamento no mar.

Figura 97 – Sensor LiDAR da Neoenergia.



Fonte: [134].

A.5 IMPACTO AMBIENTAL E SOCIAL

A discussão ambiental aborda as consequências das decisões tomadas ao longo da história, que impactaram tanto a qualidade de vida humana quanto o estado do meio ambiente. Com o desenvolvimento industrial e o crescimento populacional, os desafios relacionados à preservação ambiental se tornaram cada vez mais urgentes [42]. Atualmente, a sociedade enfrenta o desafio de lidar com os impactos negativos resultantes da exploração desenfreada dos recursos naturais. Um dos problemas mais graves é o efeito estufa, causado pelo aumento da concentração de gases de efeito estufa na atmosfera. Esse fenômeno contribui para o aquecimento global, o derretimento das calotas polares e a elevação do nível do mar.

A energia desempenha um papel fundamental nesse contexto, pois diversas atividades relacionadas à sua produção, transporte e consumo têm impactos ambientais significativos. O autor [135] destaca alguns desses impactos, como a queima de combustíveis fósseis, que é uma das principais causas do aquecimento global e da chuva ácida. Além disso, o uso de energia na indústria e no transporte contribui para a poluição do ar em áreas urbanas. Outros impactos incluem o desmatamento e a desertificação decorrentes da produção de lenha, bem como a degradação da vida marinha e das áreas costeiras associadas à produção de petróleo, navegação e mineração. Sob o Acordo de Paris, o Brasil se comprometeu a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% em relação aos níveis de 2005 até 2025 e em 50% até 2030. Na cúpula climática COP26 em novembro de

2021, o Brasil também anunciou uma meta de desmatamento ilegal zero até 2030, ao lado de uma estratégia nacional de hidrogênio [118].

Esses desafios exigem a implementação de medidas urgentes e eficazes para promover o desenvolvimento sustentável e preservar o meio ambiente para as futuras gerações. Isso implica em uma transição para fontes de energia mais limpas e renováveis, a adoção de tecnologias mais eficientes e a promoção de práticas de consumo responsável e conservação dos recursos naturais. Enfrentar esses desafios requer a colaboração de diversos atores, incluindo órgãos governamentais, instituições de pesquisa, empresas do setor energético e a sociedade civil. A união de esforços entre diferentes setores pode ajudar a identificar e implementar soluções mais eficientes e sustentáveis para o fornecimento de energia, impulsionando o desenvolvimento econômico e social sem comprometer os recursos naturais e o meio ambiente. Como afirmado por [136], "não basta viver ou conservar a vida. É justo buscar e conseguir a qualidade de vida".

A energia eólica surge como uma solução promissora para a geração de eletricidade, pois é uma fonte limpa que não emite poluentes, contribuindo para o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética. Isso, por sua vez, ajuda a reduzir a dependência de combustíveis fósseis e os impactos ambientais associados à sua utilização. Além disso, é uma forma de energia renovável, uma vez que o vento é um recurso inesgotável, oferecendo eletricidade a custos baixos e estáveis, o que pode resultar em tarifas mais baixas para os consumidores.

No entanto, ao considerar a energia eólica como uma alternativa "limpa" para atender às necessidades energéticas, é fundamental examinar também todas as questões ambientais e sociais relacionadas a essa fonte de energia. Isso inclui avaliar os impactos sobre os ecossistemas locais, a vida selvagem, o uso da terra e o bem-estar das comunidades afetadas pela instalação e operação de parques eólicos. A análise abrangente desses aspectos é essencial para garantir que a energia eólica seja desenvolvida de maneira sustentável e responsável, maximizando seus benefícios e minimizando seus impactos negativos.

O impacto visual é uma questão bastante subjetiva e difícil de quantificar, uma vez que depende da percepção individual de cada pessoa [137]. No entanto, é um aspecto da energia eólica que gera oposição em uma parcela da sociedade e, portanto, deve ser levado em consideração ao selecionar locais para projetos [138], [139]. A Associação Europeia de Energia Eólica (EWEA) indica que, para parques *offshore* localizados a diferentes distâncias da costa, os efeitos visuais podem variar: a uma distância menor que 13 km, há possibilidade de efeitos visuais importantes; entre 13 e 24 km, os efeitos visuais podem ser moderados; e a uma distância maior que 24 km, os efeitos visuais tendem a ser mínimos [140]. Ao selecionar a área para implantação do parque, é crucial considerar a distância em relação à costa, a paisagem local e a comunidade circundante. Além disso, escolhas relacionadas ao *layout*, *design* e cores das turbinas podem ser utilizadas para mitigar o

impacto visual, conforme destacado pelo autor em [141].

Pode haver mortalidade aviária por meio de colisões, principalmente de aves migratórias que passam pelo parque eólico. Segundo [142], parques eólicos *offshore* da Dinamarca apresentam uma taxa relativamente baixa de mortalidade de aves de cerca de 0,01 a 23 mortalidades por turbina por ano. Um estudo conduzido por [143] conseguiu identificar padrões de mortalidade de aves e morcegos com base em dados coletados ao longo de 13 anos nos Estados Unidos. Essa pesquisa é fundamental para desenvolver planos de energia eólica que minimizem o impacto na vida selvagem. Isso pode incluir estratégias como o desligamento temporário de turbinas para proteger espécies vulneráveis, uma prática que já é adotada na Austrália. Conforme relatado por [144], o desenvolvimento de uma usina foi aprovado sob a condição de que as turbinas fossem desligadas por cinco meses ao ano para proteger o papagaio-de-barriga-laranja, uma espécie ameaçada de extinção.

O ruído sonoro proveniente dos parques eólicos pode causar desconforto para a população local e afetar os animais que dependem da ecolocalização. De acordo com [145], muitos cetáceos, especialmente os botos, possuem uma audição extremamente sensível que pode ser prejudicada pelos ruídos intensos associados aos parques eólicos. Observou-se também que as focas foram afetadas no parque eólico de Nysted, na Dinamarca, conforme relatado por [146], com uma diminuição no número desses animais após a instalação da usina. Além disso, os peixes podem ser sensíveis a ruídos intensos e podem ser deslocados durante a construção de parques eólicos. Os animais também podem ser afetados pelos campos elétricos e magnéticos gerados pelos cabos de energia subaquáticos, como aponta [147].

A rede de notícias DM Brasil realizou uma *reportagem* com a população que habita o sertão nordestino, especificamente na região do Seridó, entre os estados do Rio Grande do Norte e Paraíba [148]. Conforme a reportagem de Gustavo Basso, a população local enfrenta uma série de desafios devido à instalação dos parques eólicos na região. Entre as questões destacadas estão o ruído alto e constante das turbinas, que causam estrondos, e a presença excessiva de poeira nas áreas próximas às construções e aos caminhos, comum em ambientes áridos como o do sertão. Os moradores relataram que a poeira vermelha invade suas casas, cobrindo móveis e objetos, e destacaram a necessidade de cobrir as camas com plástico para evitar que a poeira penetre na roupa de cama. A reportagem enfatiza a falta de regulamentação no Brasil sobre a distância mínima entre as residências e as turbinas eólicas. Isso leva à existência de moradias localizadas a apenas 100 metros das turbinas, o que intensifica os impactos negativos na qualidade de vida dessas comunidades.

Na reportagem do Instituto ClimaInfo [149], Roselma de Oliveira, residente de Caetés (PE), relata que o parque eólico está localizado a apenas 160 metros de sua casa. Roselma menciona problemas de audição, alergia, depressão, ansiedade e a necessidade de remédios diários para dormir, até mesmo para as crianças. O professor da Universi-

dade Federal da Paraíba (UFPB), Iure Paiva, enfatiza: “Esse diálogo, esta abertura de possibilidades, da gente fazer com que estas vozes sejam ouvidas, tenham repercussão, esse é o primeiro passo. Em segundo, a gente vai ter que ter ação do poder público na fiscalização. E, em terceiro lugar, que a gente adote um modelo de desenvolvimento de segurança energética que seja centrado nas pessoas, e não apenas na atividade econômica”.

Por último, outro impacto que as usinas eólicas, assim como outros tipos de usinas, podem causar é o descarte incorreto dos materiais utilizados na instalação. Com o aumento da utilização dessa fonte de energia no Brasil, é importante estabelecer regulamentações para o descarte adequado dos equipamentos utilizados, a fim de evitar que sejam descartados de forma inadequada e prejudiquem o meio ambiente [150].

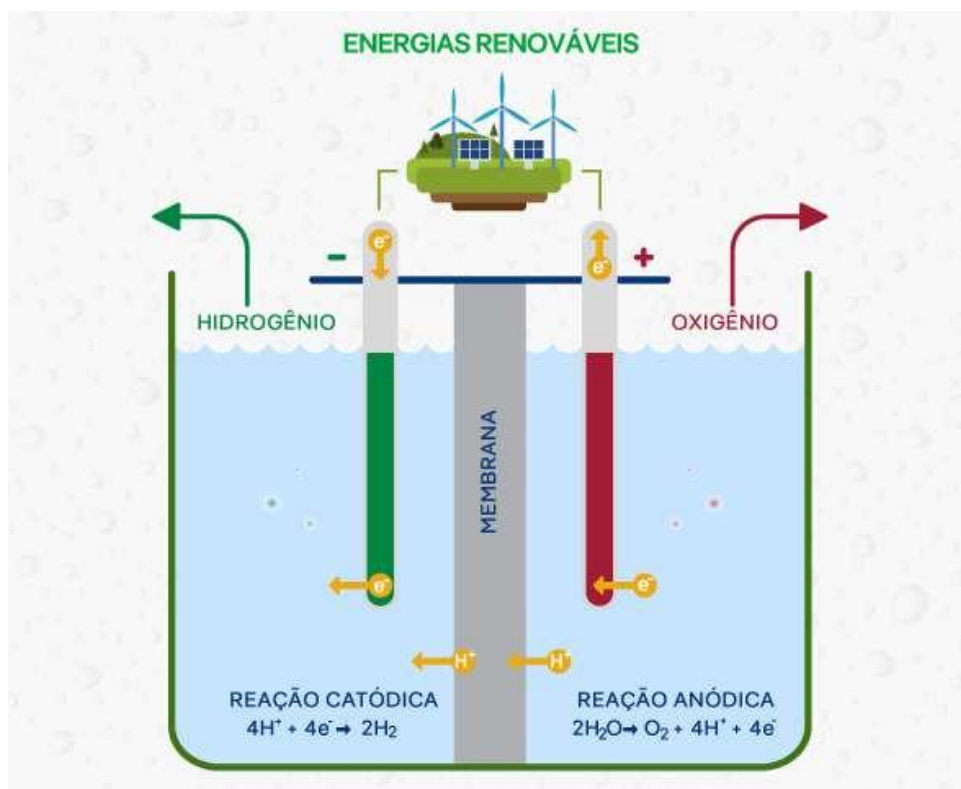
A.6 HIDROGÊNIO VERDE

A denominação Hidrogênio Verde (H_2V) refere-se ao hidrogênio produzido pela eletrólise da água utilizando eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis, como a eólica, a fotovoltaica e a hidrelétrica [151]. Outros tipos de hidrogênio incluem o Hidrogênio Azul e o Hidrogênio Cinza. O Hidrogênio Azul é produzido a partir da queima de carvão e, por algum tempo, foi considerado o "combustível do futuro". No entanto, estudos recentes indicam que seu uso é prejudicial devido ao alto consumo de energia e à emissão de gases poluentes durante a produção [152]. Por sua vez, o Hidrogênio Cinza é produzido a partir do gás natural, resultando na liberação de resíduos de carbono, especialmente dióxido de carbono, durante o processo. Apesar de também ser prejudicial, é o tipo de hidrogênio mais amplamente utilizado atualmente devido ao seu custo mais baixo [152].

A produção de Hidrogênio Verde ocorre através da eletrólise da água (H_2O), onde uma corrente elétrica separa suas moléculas em hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2). Este processo é realizado em dispositivos chamados eletrolisadores, equipados com eletrodos imersos na água. O hidrogênio resultante pode ser armazenado em tanques ou convertido em formas mais densas de energia, como amônia líquida. Este é utilizado em diversas aplicações, incluindo a produção de energia elétrica em células de combustível, propulsão de veículos elétricos e como matéria-prima na indústria química e siderúrgica. Uma vantagem crucial do hidrogênio verde é sua produção livre de emissões de carbono, com água como único subproduto, tornando-o essencial na transição energética global para reduzir as emissões de gases de efeito estufa e combater as mudanças climáticas [153]. A Figura 98 ilustra esse processo de conversão, e a Figura 99 exibe um infográfico das aplicações do H_2V .

Segundo o relatório GWR 2023/GWEC [118], toda a capacidade de instalação das eólicas *offshore* no Brasil não encontra demanda suficiente no país, tornando essencial a integração do hidrogênio verde com essa fonte de energia para consolidar o Brasil como

Figura 98 – Processo de produção do Hidrogênio Verde.



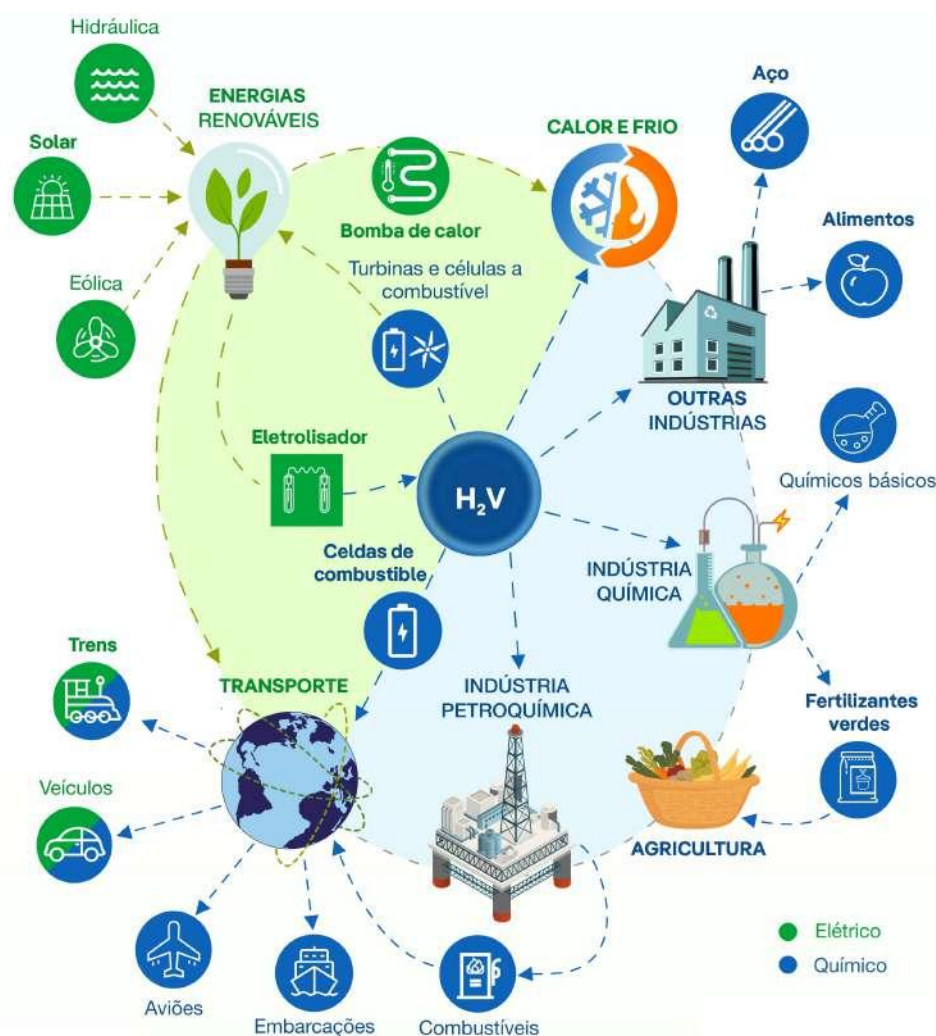
Fonte: [154].

uma superpotência de energia renovável. O relatório discute a capacidade do Brasil de se tornar um exportador de Hidrogênio Verde para outros países que não conseguem produzir toda a energia renovável necessária para alcançar seus objetivos de transição energética.

Empresas e governos brasileiros estão avançando significativamente na criação de um setor de hidrogênio verde no país, com acordos de investimento que ultrapassam os 200 bilhões de dólares. Em janeiro de 2023, a empresa EDP produziu sua primeira molécula de Hidrogênio Verde no Brasil, e a Unigel terá sua primeira planta de produção de hidrogênio e amônia verde em operação em 2024, situada em Camaçari (BA) [155]. Até 2050, conforme estudo da consultoria *Roland Berger*, o Brasil poderia alcançar receitas anuais de 150 bilhões de reais com o Hidrogênio Verde, dos quais 100 bilhões de reais seriam gerados por exportações. A adoção do hidrogênio verde em substituição ao hidrogênio derivado de combustíveis fósseis possibilitaria a descarbonização e a transição para uma economia com emissão líquida zero em diversos setores industriais brasileiros [118].

Na Alemanha, o projeto *Wind H2* está utilizando hidrogênio verde gerado a partir da energia eólica para produzir aço verde. Localizado nas instalações da siderúrgica em Salzgitter, sete turbinas alimentam eletrólises que produzem hidrogênio verde. Esse gás substitui o carvão no processo convencional de alto-forno por meio de plantas de redução direta, que transformam o minério de ferro diretamente em ferro sólido utilizando hidrogênio, resultando na emissão de vapor de água em vez de dióxido de carbono. Essa

Figura 99 – Aplicações do Hidrogênio Verde.



Fonte: [154].

abordagem inovadora permite uma redução superior a 95% nas emissões de carbono. Globalmente, iniciativas semelhantes estão em andamento em países como Indonésia, Tailândia, Índia, Japão, China e Namíbia, buscando utilizar energia eólica para alcançar metas de sustentabilidade industrial comparáveis [16].

Em 2022, foi inaugurada na França a primeira plataforma de produção de Hidrogênio Verde *offshore* do mundo. Utilizando eletrólitos fornecidos pela Plug Power e desenvolvidos em colaboração com a Lhyfe, esta plataforma é a primeira capaz de operar em uma estrutura flutuante. A eletricidade necessária é fornecida pela turbina eólica flutuante *offshore Floatgen*, da BW Ideol, que foi instalada no local de teste *offshore* em 2018 [118]. Essa iniciativa piloto visa validar a tecnologia de produção de hidrogênio *offshore* em condições reais, antes da implantação industrial em larga escala, com o principal objetivo é demonstrar a viabilidade e a confiabilidade dos eletrolisadores em ambientes marítimos [156].

A Itaipu Binacional, junto com o Centro Internacional de Energias Renováveis (CIBiogás) e o projeto H2Brasil, inaugurou em junho de 2024 em Foz do Iguaçu (PR), a primeira planta piloto do Brasil para produção de petróleo sintético a partir de biogás, focada na geração de Combustível Sustentável para Aviação (*Sustainable Aviation Fuel - SAF*). A planta está projetada para produzir 6 kg por dia de *bio-syncrude*, uma mistura de hidrocarbonetos criada a partir de biogás e hidrogênio verde, destinada à produção de SAF [157].

O diretor-geral brasileiro da Itaipu, Enio Verri, disse: “Nós não estamos entregando um só produto. Nós estamos entregando um acúmulo de pesquisas, do biogás e do hidrogênio verde, que agora darão origem ao SAF. A tendência é que, feito o alicerce da pesquisa, o avanço seja muito mais rápido e nós possamos em breve ter esse combustível sustentável com produção em escala.”. O ministro de Portos e Aeroportos, Silvio Costa Filho mencionou a aprovação recente de um projeto de lei pela Câmara dos Deputados que estabelece o uso do SAF pelas companhias aéreas brasileiras – visando a redução de 1% nas emissões em 2025, até chegar a 10% em 2035. Segundo Costa Filho, as pesquisas em Foz do Iguaçu, representam uma janela de oportunidade para que o Brasil se torne um grande produtor e exportador de SAF. Costa Filho ainda acrescentou: “O mundo cada vez mais quer produzir, mas produzir de maneira limpa e sustentável. E é aí que o Brasil se coloca como um grande player internacional, para que a gente possa entrar nessa agenda de desenvolvimento sustentável” [157].

O *bio-syncrude* gerado na Unidade de Produção de Hidrocarbonetos Renováveis será transportado para o Laboratório de Cinética e Termodinâmica Aplicada (Latca) da UFPR, em Curitiba, onde será caracterizado e refinado para criar combustível sustentável destinado à aviação. Além disso, o Laboratório de Materiais e Energias Renováveis (Labmater) da UFPR, em Palotina, liderou pesquisas sobre a reforma a seco do biogás e desenvolveu os catalisadores essenciais para o processo na planta [157].

Segundo Elbia Gannoum, presidente da ABEEólica: "Sabemos que este é um caminho longo, mas também temos certeza de que estamos no caminho certo. A revolução da energia eólica brasileira já está aqui para todos verem – e continuará ganhando força. É apenas uma questão de tempo e trabalho dedicado do governo, investidores, empresas e profissionais do setor. Vamos todos trabalhar juntos para continuar impulsionando o vento nas velas do Brasil." [118].