

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA - UFU
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA - FEMEC

EDUARDO HENRIQUE MOREIRA DE QUEIROZ

**TURBINAS EÓLICAS: EVOLUÇÃO DA ANÁLISE
AERODINÂMICA E DESAFIOS ENCONTRADOS**

UBERLÂNDIA

2021

Eduardo Henrique Moreira de Queiroz

Turbinas Eólicas: evolução da análise aerodinâmica e desafios encontrados

Monografia apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Aeronáutica, pela Faculdade de Engenharia Mecânica - FEMEC, da Universidade Federal de Uberlândia - UFU.

Orientadora: Profa. Dra. Yanne Novais Kyriakidis

Uberlândia

2021

Este trabalho é dedicado à Thifany Moreira de Queiroz, minha irmã, companheira, meu maior incentivo para crescer na vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha família pelo imensurável apoio, por terem me dado a vida e principalmente a oportunidade de estudar. Em segundo lugar, agradeço à UFU e meus professores da graduação, em especial à professora Dra. Yanne Novais Kyriakidis. Sem seu apoio e ensinamentos, nada disso seria possível.

RESUMO

Turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH) são o tipo mais comum de geração de energia através do vento, uma vez que essas turbinas têm sido de grande importância para diminuir os impactos ambientais gerados pela utilização de combustíveis fósseis, além da crescente participação de energias eólicas na matriz energética global. Com o constante avanço tecnológico, as TEEHs tiveram suas dimensões aumentadas, sendo necessários modelos que consigam prever mais características de desempenho incluindo efeitos como interação fluido-estrutura, esteira turbulenta e ventos com guinada. Neste trabalho foi feito um apanhado geral da teoria de turbinas eólicas e os desafios existentes na análise das TEEHs, a fim de aperfeiçoar os conhecimentos sobre aerogeradores no âmbito aerodinâmico, uma vez que modelos mais confiáveis são necessários, modelos estes que consigam capturar fenômenos importantes como interação fluido-estrutura, efeitos aeroelásticos e esteira turbulenta. Estudos recentes que visam incluir tais fenômenos em suas análises foram levados em consideração, de modo que a tecnologia se torne cada vez mais acessível, fomentando a criação de novos empregos e diversificando a matriz energética da região que permite a utilização de tal tecnologia.

Palavras-chaves: Turbinas Eólicas; TEEH; Aerodinâmica; CFD; Interação fluido-estrutura; Aeroelasticidade; Esteira turbulenta; Escoamento com guinada; Escoamento dinâmico; Estol dinâmico.

ABSTRACT

Horizontal-axis wind turbines (HAWTs) are the most common type of wind power generation, since these turbines have been of great importance to decrease the environmental impacts generated by the use of fossil fuels, since the increasing participation of wind energy in the global energy matrix. With the constant technological advances, HAWTs have had their dimensions increased, requiring models that can predict more performance characteristics including effects such as fluid-structure interaction, turbulent wake and yawed winds. This paper provides an overview of wind turbine theory and the challenges in the analysis of HAWTs in order to improve the knowledge of wind turbines in the aerodynamic domain, since more reliable models are needed that can capture important phenomena such as fluid-structure interaction, aeroelastic effects, and turbulent wake. Recent studies that aim to include such phenomena in their analysis have been taken into consideration, so that the technology becomes more and more accessible, fostering the creation of new jobs and diversifying the energy matrix of the region that allows the use of such technology.

Key-words: Wind Turbines; HAWT; Aerodynamics; CFD; Fluid structure interaction; Aeroelasticity; Turbulent wake; Yawed inflow; Dynamic inflow; Dynamic stall.

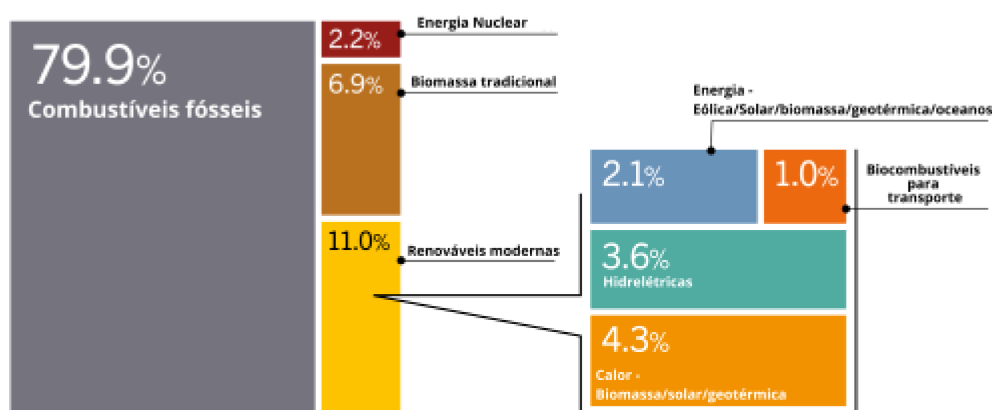
SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	7
1.1	Objetivos	10
2	REVISÃO DA LITERATURA	11
2.1	Histórico de turbinas eólicas e sua utilização	11
2.2	O vento e sua utilização para geração de energia	12
2.2.1	Distribuição de Weibull	13
2.2.2	A turbulência atmosférica	14
2.2.3	Turbulência em esteiras e parques eólicos	15
2.2.4	Camada limite atmosférica	16
2.3	Turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH)	17
2.3.1	Teoria do disco atuador e limite teórico de Betz	19
2.3.2	Teoria do disco rotor	22
2.3.3	Aerodinâmica 2D	24
2.3.4	Influência dos parâmetros tridimensionais e de perfis no desempenho de turbinas eólicas	26
2.3.5	Teoria clássica do momento do elemento de pá (BEM)	28
3	DESAFIOS NAS ANÁLISES DE TURBINAS EÓLICAS	34
3.1	Escoamentos com efeito de guinada e turbulência	34
3.2	Otimização de design de pás de turbina	37
3.3	Estol dinâmico e controle de TEEH	38
3.4	Aeroelasticidade e interações fluido-estrutura	40
3.5	Aerodinâmica de esteiras turbulentas	45
4	CONCLUSÃO	49
	REFERÊNCIAS	51

1 INTRODUÇÃO

A maior parte da geração de energia elétrica mundial vem através de fontes não renováveis, como mostra a Figura 1. Em 2018, cerca de 79,9% da energia foi gerada por meio de combustíveis fósseis (REN21, 2020). Apenas 11% da energia foi proporcionada por fontes renováveis modernas, dentre elas as fontes eólica, solar, hidroelétrica, entre outras. Apesar da porcentagem ser relativamente baixa, esta corresponde a 2 387 GW de energia gerados, somando cerca de 296 bilhões de dólares em investimentos (REN21, 2020).

Figura 1 – Quotas das fontes de geração de energia totais estimadas em 2018, e a divisão das fontes renováveis.



Fonte: Adaptado de REN21 (2020).

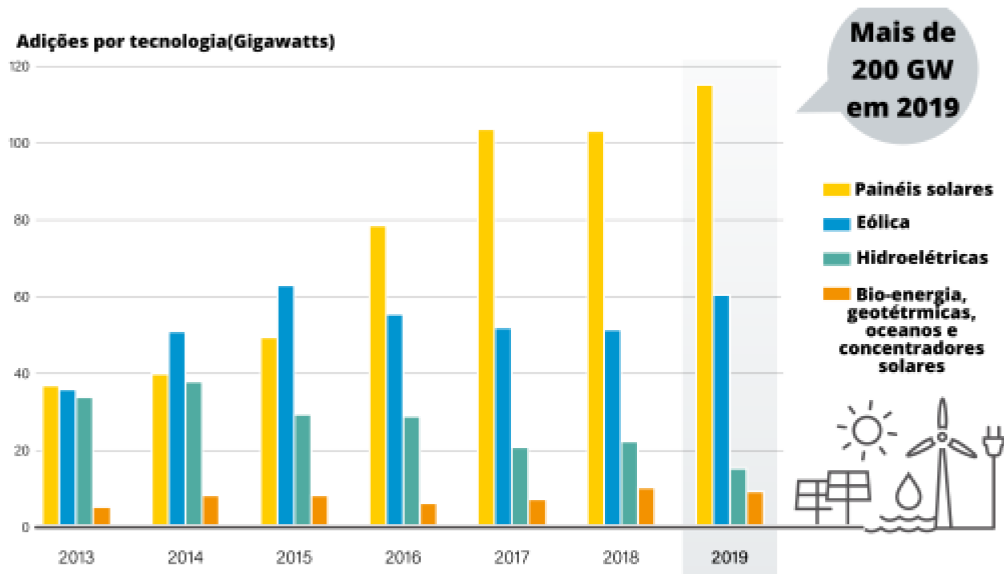
O crescente investimento em fontes renováveis acontece devido a políticas públicas e pressões internacionais para a redução da emissão de gases de efeito estufa, demonstrando urgência no enfrentamento dos impactos ambientais. Em 2019, observou-se um aumento na geração de energias renováveis em mais de 200 GW, sendo os investimentos alocados principalmente nas fontes eólica e solar (REN21, 2020), como mostra a Figura 2.

Dos 200 GW gerados no ano de 2019, 120 GW são provenientes de painéis fotovoltaicos, e cerca de 60 GW são de geradores eólicos, que representam uma expansão de 20% em 2019 em relação a 2018 (REN21, 2020), como mostra a figura 3.

Essa grande expansão também é motivo de investimentos e mudanças nas políticas públicas de grandes países como Estados Unidos e China. Esses fatores se traduziram em reduções nos custos de produção e menores investimentos de capital que, aliados ao crescente aumento na capacidade de geração de energia eólica, tornaram essa fonte de energia um ótimo investimento, onde há a possibilidade desse tipo de geração (REN21, 2020).

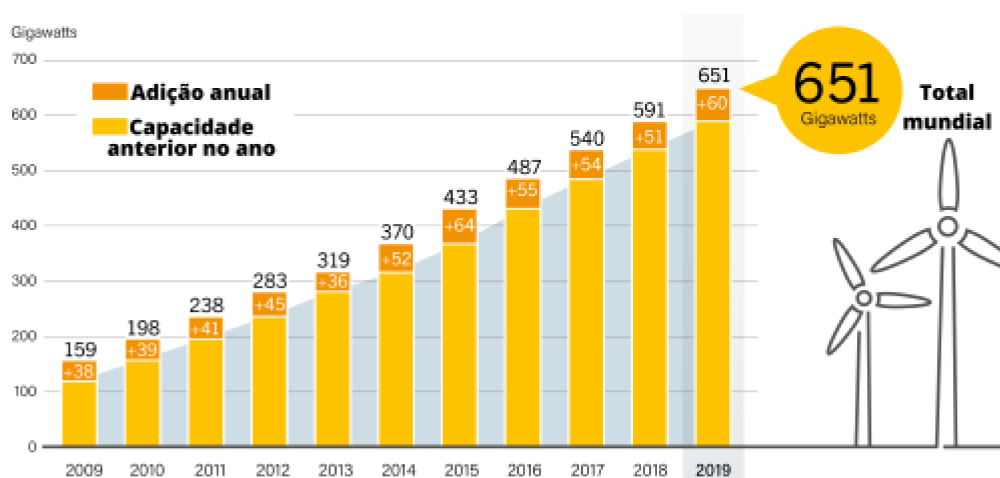
Existem hoje no Brasil 628 plantas eólicas, totalizando cerca de 15.8 GW de energia, segundo ePowerBay (2021). A figura 4 mostra a localização dos parques eólicos no Brasil em

Figura 2 – Adições anuais de energia renovável na capacidade total da rede, por tecnologia e total, de 2013 a 2019.



Fonte: Adaptado de REN21 (2020).

Figura 3 – Capacidade global de energia eólica e adições anuais na capacidade, de 2009 a 2019.



Fonte: Adaptado de REN21 (2020).

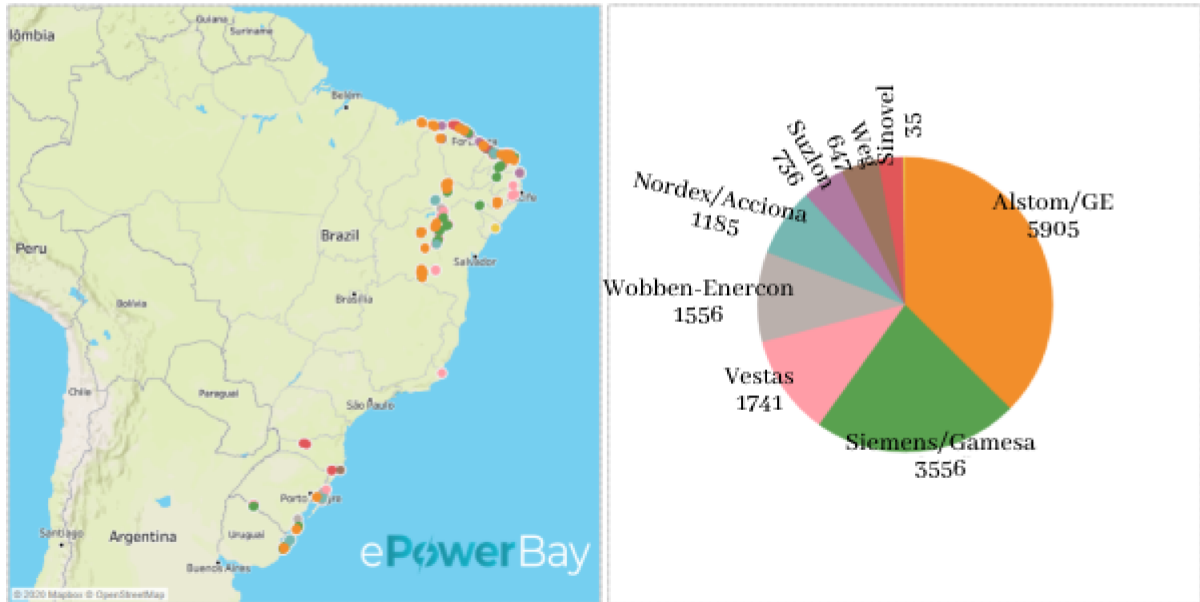
2021, juntamente com a parcela em componentes de cada fabricante de aerogeradores.

Observa-se na figura 4 a concentração dos parques eólicos nas regiões nordeste (13 695 MW) e sul (2 071 MW) do país, com uma pequena contribuição na região sudeste (28 MW). Por outro lado, o potencial hidrelétrico do Brasil é de 246.2 GW em 2018, segundo o Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro da Eletrobras (2018).

Segundo Hau (2006), as primeiras turbinas funcionavam como dispositivos geradores de arrasto, onde o vento em contato com a pá era desacelerado, gerando movimento. Do ponto de vista energético, a força de arrasto gera baixas potências quando comparados com uma superfície

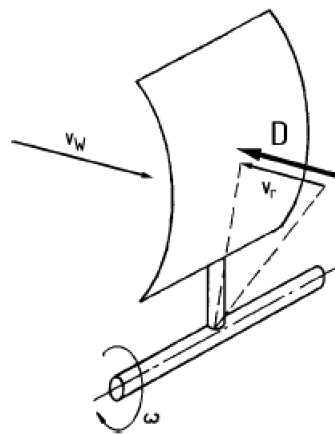
aerodinâmica. A figura 5 mostra a utilização do arrasto na geração de energia em uma turbina eólica.

Figura 4 – Distribuição de energia eólica no Brasil no ano de 2021 e a parcela em componentes de cada fabricante de aerogeradores.



Fonte: Adaptado de ePowerBay (2021).

Figura 5 – Geração de energia a partir da força de arrasto D .



Fonte: Adaptado de Hau (2006).

Com os estudos aerodinâmicos de perfis no século de 1900, observou-se que a sustentação gerada por uma superfície aerodinâmica poderia ser utilizada na geração de empuxo numa turbina eólica, levando a uma maior eficiência na geração de energia a partir do vento.

Incluindo-se também os estudos feitos por Betz (1920) e a formulação das primeiras teorias sobre turbinas eólicas, observou-se a necessidade de implementação de modelos mais

completos, que consigam captar efeitos até antes não conhecidos, como estol dinâmico, condições dinâmicas de escoamento, interação fluido-estrutura, entre outros, os quais se tornaram evidentes à medida que o diâmetro dos rotores aumentaram. Trabalhos recentes como em Sun et al. (2016) incluíram efeitos como rotação da esteira turbulenta e efeitos de escoamento radial na teoria do Momento do Elemento de Pá (BEM), a fim de melhorar a predição de potência de turbinas eólicas. Outros trabalhos como em Kecskemety e McNamara (2016) analisaram a dinâmica da esteira turbulenta na potência gerada e aeroelasticidade de turbinas.

A importância de estudos aerodinâmicos e principalmente modelos numéricos que consigam captar tais efeitos é de extrema importância num projeto de turbina eólica, a fim de maximizar a potência produzida num parque eólico, viabilizando ainda mais a tecnologia que cresce a cada ano (REN21, 2020), (WINDEUROPE, 2021).

1.1 Objetivos

O presente estudo tem como objetivo fazer um apanhado da teoria geral de turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH) do ponto de vista aerodinâmico, analisando os principais modelos utilizados para determinação dos parâmetros como potência gerada e cargas aerodinâmicas atuantes.

Tendo em vista esse estudo geral, o objetivo secundário desse trabalho é fazer um levantamento da literatura recente, observando a evolução de conceitos importantes acerca da modelagem de turbinas eólicas, como esteira turbulenta e interação fluido-estrutura. Nesse contexto, a Fluidodinâmica Computacional (CFD) auxilia a compreensão desses fenômenos e ajuda a formular modelos de correção de alta acuracidade para teorias como Momento do Elemento de Pá (BEM) e, portanto, o CFD entra como um aspecto relevante de contribuição aos objetivos deste trabalho.

2 REVISÃO DA LITERATURA

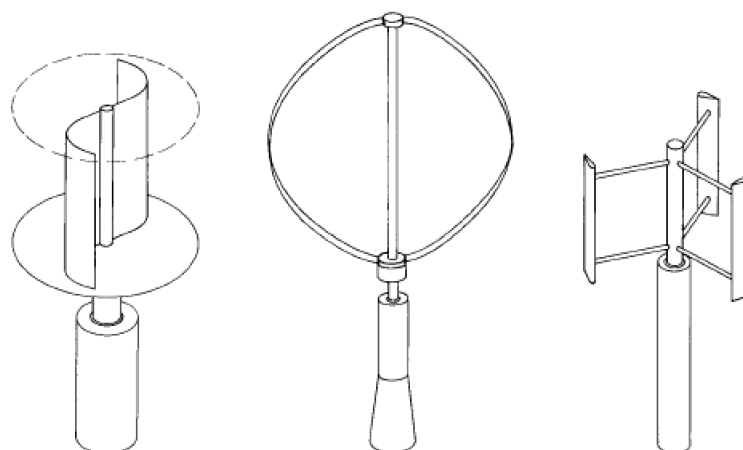
2.1 Histórico de turbinas eólicas e sua utilização

O vento sempre foi usado desde os primórdios da civilização para geração de energia mecânica. Antes da utilização de combustíveis fósseis para a geração de energia, o homem já usava moinhos de grãos e embarcações impulsionados pela força do vento (HAU, 2006). Os primeiros registros da utilização do vento como força mecânica datam de 1700 A.C. (INESTROZA, 2017), sendo usados predominantemente para moagem de grãos e bombeamento de água. A tecnologia foi bastante difundida em toda a Europa. Acredita-se que o ápice dos moinhos de vento datam de meados do século XIX. Assim, com o passar dos anos, foram conduzidos diversos estudos visando melhorar a potência dos geradores eólicos (HAU, 2006).

Com os estudos advindos de Albert Betz (BETZ, 1920), formulando os princípios físicos da conversão de vento em energia e ainda, estudos de perfis aerodinâmicos para uso em aeronaves (JR, 2010), foi possível uma melhora significativa na performance de turbinas eólicas. Com o aumento nos preços de barris de petróleo ocasionados pela crise em 1973, inúmeros investimentos e programas de pesquisa foram conduzidos, levando a diversos projetos buscando a máxima potência gerada (HAU, 2006). Um estudo feito pela associação WindEurope (2021) mostrou um histórico da evolução da geração de energia eólica na Europa desde 1982 até 2021. Observou-se uma melhora da tecnologia empregada, em especial o crescente diâmetro das turbinas e potência acumulada anual.

O foco deste trabalho é estudar as Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (TEEH), sendo o tipo o mais utilizado, segundo Hau (2006). A compreensão dos modelos estudados neste trabalho ressaltam a importância da energia eólica como fonte sustentável de energia. O projeto de um gerador eólico ou uma fazenda eólica atrai diversas empresas no setor, com alto nível tecnológico, incentivando a geração de empregos em várias áreas. Além das TEEH, existem também concentradores de vento, turbinas eólicas de eixos verticais, dentre elas, os rotores *Savonious*, *Darrieus* e em H como mostra a figura 6.

Para estudos de viabilidade de turbinas eólicas, um dos fatores necessários é verificar se há vento suficiente para que a turbina funcione numa velocidade ótima de escoamento. Nesse aspecto, são utilizados modelos atmosféricos. Alguns deles serão apresentados a seguir.

Figura 6 – Turbinas eólicas de Eixo Vertical: *Savonious*, *Darrieus* e em H, respectivamente

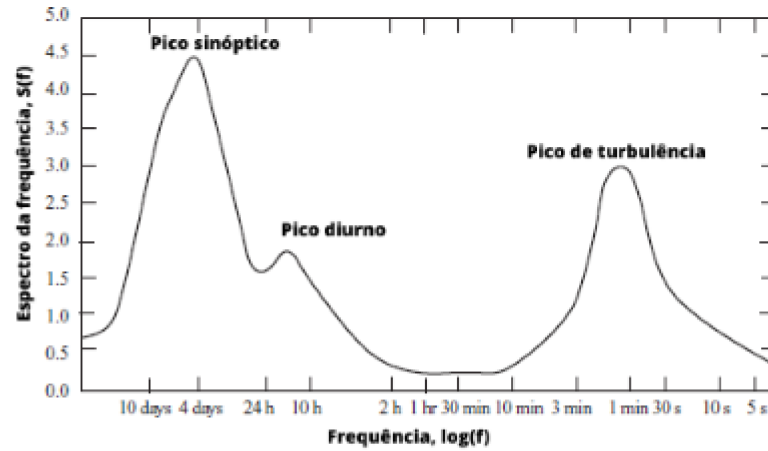
Fonte: (HAU, 2006).

2.2 O vento e sua utilização para geração de energia

O projeto de um parque eólico envolve vários estudos de viabilidade, dentre eles a oferta de vento na região. Estudos meteorológicos eram conduzidos a fim de monitorar a disponibilidade de vento numa região (HAU, 2006), porém somente esses dados não são suficientes para o design de uma turbina eólica. Do ponto de vista de captação de energia, a variabilidade do vento é o parâmetro mais importante no design de um parque eólico. A oferta pode mudar dependendo da região no globo e da época do ano. Regiões mais quentes, ou seja, próximas à linha do Equador, possuem diferenças de pressão mais elevadas, levando a maiores velocidades de vento. Além disso, a vegetação impacta na reflexão e absorção da radiação solar. A altitude também influencia, onde regiões mais altas possuem ventos mais fortes (BURTON et al., 2011).

Para uma dada localização, a variabilidade temporal em larga escala significa que a quantidade de vento pode variar entre um ano e o próximo, com maiores variações quando comparado a escalas de anos ou décadas. Para essa escala, estudos estatísticos durante vários anos devem ser conduzidos a fim de prever a energia disponível e a viabilidade do projeto. Para escalas menores, variações sazonais são mais previsíveis, porém são maiores. Há também a variação entre as horas do dia. Variações na ordem de minutos e até segundos são chamadas de turbulências, as quais são um parâmetro muito importante no design de turbinas eólicas. Para exemplificar, a figura 7 mostra o espectro de turbulência feito por Van der Hoven na cidade de Brookhaven, próxima a Nova York, em 1957 (BURTON et al., 2011). Observa-se claramente os picos correspondentes às variações sinóticas, mais gerais, até os picos de turbulência. A seguir, são apresentadas as variações dos ventos anuais e sazonais, a partir de uma função de distribuição amplamente utilizada, chamada distribuição de Weibull.

Figura 7 – Espectro de turbulência na cidade de Brookhaven, 1957.



Fonte: Adaptado de Burton et al. (2011).

2.2.1 Distribuição de Weibull

As variações anuais e sazonais dos ventos podem ser caracterizadas a partir de uma distribuição de probabilidade. A distribuição proposta por Weibull, segundo Burton et al. (2011), tem a seguinte forma:

$$F(U) = \exp \left(- \left(\frac{U}{c} \right)^k \right) \quad (1)$$

onde U é a velocidade do vento, $F(U)$ é a fração de tempo em que a média da velocidade excede U no intervalo de hora, c é um parâmetro de escala e k é um parâmetro de forma. O parâmetro c está relacionado com a média de velocidade anual do vento $\bar{U}$ da forma:

$$\bar{U} = c\Gamma(1 + 1/k) \quad (2)$$

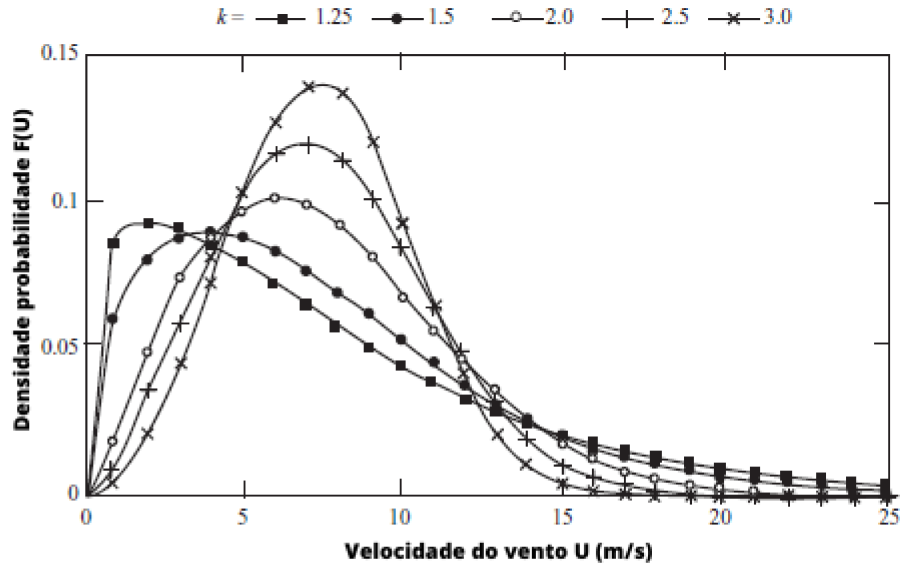
onde Γ é a função Gamma da probabilidade. Pode ser derivada considerando a função densidade probabilidade:

$$f(U) = -\frac{dF(U)}{dU} = k \frac{U^{k-1}}{c^k} \exp \left(- \left(\frac{U}{c} \right)^k \right) \quad (3)$$

A velocidade média é dada pela expressão:

$$\bar{U} = \int_0^{\infty} U f(U) dU \quad (4)$$

A figura 8 mostra exemplos da distribuição de Weibull para diferentes valores de k . Apesar da distribuição considerar um razoável grau de variação aleatória, alguns efeitos sazonais podem mudar essa distribuição, como efeitos de monções e tempestades tropicais. Existem outras distribuições, e cada região deve levar em consideração seus efeitos meteorológicos para análise do clima.

Figura 8 – Exemplos da distribuição de Weibull para diferentes valores de k .

Fonte: Adaptado de (BURTON et al., 2011).

2.2.2 A turbulência atmosférica

A turbulência é um efeito complexo no escoamento, caótico, tridimensional, que obedece às leis de conservação de massa, momento e energia. É um efeito dependente de diversas variáveis, dentre elas: pressão, temperatura, umidade, e o próprio escoamento 3D, o que torna esse fenômeno muitas vezes difícil de ser analisado analiticamente. Para isso, é comum adotar uma solução em termos de probabilidades estatísticas (BURTON et al., 2011). Esse efeito pode ser entendido como flutuações na velocidade do vento em escalas tipicamente menor que dez minutos. Na figura 7, mostrada anteriormente, os picos de maior frequência na escala de minutos até segundo são da turbulência. Para analisar esse fenômeno no escoamento, pode-se usar o conceito de velocidade instantânea (HAU, 2006), que em um tempo t pode ser definida como:

$$U(t) = \bar{U}(t) + U_T(t) \quad (5)$$

U_T é a velocidade superimposta flutuante e é causada pela turbulência do vento. Portanto, é um efeito instantâneo, aleatório, de desvio padrão σ_u em torno da velocidade média $\bar{U}$. As características desse desvio variam conforme alguns fatores como altitude, rugosidade, tipo do terreno e altura medida (HAU, 2006). Claramente, com o aumento da altura relativa ao chão, o efeito desses fatores diminui, até uma certa altura onde o escoamento pode ser considerado como livre de influências da superfície. Para caracterizar matematicamente a turbulência, adota-se um fator I chamado intensidade de turbulência. As equações apresentadas até o fim dessa seção partem da metodologia proposta por Burton et al. (2011):

$$I = \frac{\sigma_u}{\bar{U}} \quad (6)$$

Essa turbulência pode ser dividida em termos das velocidades u , v , w em x , y e z , respectivamente. Uma boa aproximação para σ_u é dada pela relação:

$$\sigma_u = \frac{75\eta (0.538 + 0.09 \ln(z/z_0))^p u^*}{1 + 0.156 \ln(u^*/fz_0)} \quad (7)$$

Onde z é a altura em relação ao solo e z_0 a rugosidade superficial. f é o parâmetro de Coriolis definido por:

$$f = 2\Omega \sin \lambda \quad (8)$$

λ é a latitude (sendo um valor pragmático de 22.5° para regiões próximas ao equador) e Ω é a velocidade de rotação da Terra. u^* é a velocidade de fricção definida por:

$$u^*/\bar{U}_z = \kappa / (\ln(z/z_0) + \Psi) \quad (9)$$

Onde κ é a constante de Von Karman, e Ψ é uma função que depende da estabilidade de estratificação. Para estratificação neutra, Burton et al. (2011) propõe $\Psi = 34.5fz/u^*$. Sendo η e p fatores de correção:

$$\eta = 1 - 6fz/u^* \quad (10)$$

$$p = \eta^{16} \quad (11)$$

A intensidade turbulenta nos três eixos é:

$$I_u = \sigma_u/\bar{U} \quad (12)$$

$$I_v = I_u \left(1 - 0.22 \cos^4 \left(\frac{\pi z}{2h} \right) \right) \quad (13)$$

$$I_w = I_u \left(1 - 0.45 \cos^4 \left(\frac{\pi z}{2h} \right) \right) \quad (14)$$

Sendo π constante e h um termo definido em ESDU (1985). Deve-se levar em conta que esse modelo é somente um dos diversos modelos de turbulência usados no design de turbinas eólicas, os quais podem não coincidir com os valores obtidos pelas expressões acima. Existem outras modelagens para descrever o fenômeno de turbulência, porém elas não serão discutidas aqui.

2.2.3 Turbulência em esteiras e parques eólicos

Uma turbina eólica em operação extrai energia do escoamento, deixando uma esteira de escoamento com velocidade reduzida e maior turbulência (BURTON et al., 2011). O número de Reynolds característico de turbinas eólicas de grande porte podem chegar a até $Re = 10 * 10^6$ (HAU, 2006). Assim, o escoamento pode ser considerado totalmente turbulento. Num parque eólico, esse efeito é sentido pelas próximas turbinas, que então passam a produzir menor

quantidade de energia e sofrer maiores cargas estruturais. A esteira turbulenta é dividida em duas partes. A região conhecida como *Near Wake*, entre 1 a 3 diâmetros do rotor de distância, é a região com maior déficit de velocidade e maiores gradientes de pressão, influenciada principalmente pela geometria da turbina e número de pás. A partir de 5 diâmetros, na região chamada de *Far Wake*, há maior difusão de energia entre a esteira e o escoamento externo, com menor gradiente de pressão e déficit de velocidade (INESTROZA, 2017). Para incluir os efeitos dessa turbulência, alguns métodos empíricos foram propostos com intuito de melhorar a produção total de um parque eólico em função da distância entre os geradores.

Inestroza (2017) mostrou que a partir de um modelo em escala reduzida e testes de túnel de vento, é possível medir a redução de velocidade e queda de pressão a jusante da turbina, assim como obter características importantes do escoamento, como a distância em que o fluido retoma sua velocidade.

Jamar e Tapia (2018) propõem um modelo computacional que visa encontrar a distância ótima entre as turbinas de um parque eólico para maximizar a produção de energia. Valores similares também são encontrados em Silva et al. (2016) para turbinas hidrocinéticas. Outro estudo significativo foi o de Wittwer et al. (2016), onde os autores analisaram a configuração do espectro de turbulência de um modelo em túnel de vento, a fim de dimensionar a fadiga sofrida pelas pás da turbina em funcionamento.

Apesar dos trabalhos apresentados fornecerem uma boa aproximação do comportamento da esteira, a modelagem em Fluidodinâmica Computacional (CFD) é ainda a mais utilizada, visando definir com acuracidade o comportamento da esteira e o efeito da turbulência nas outras turbinas, bem como definir as cargas aerodinâmicas devido à condição turbulenta de entrada nas demais turbinas (BANGGA; LUTZ, 2021).

A modelagem em CFD é amplamente utilizada devido à complexidade do escoamento da esteira. Silva et al. (2016) empregaram um modelo em CFD para analisar o comportamento da esteira. Nas simulações, foram observados o déficit de velocidade ao longo da esteira, assim como as distâncias e o formato da esteira nas regiões de *Near Wake* e *Far Wake*, com boa concordância entre os dados experimentais.

Trabalhos recentes como Kecskemety e McNamara (2016) e Bangga e Lutz (2021) avaliaram a turbulência do escoamento, a dinâmica da esteira no desempenho e cargas aeroelásticas sentidos pelas turbinas. Esses trabalhos serão discutidos mais a fundo em seções posteriores.

2.2.4 Camada limite atmosférica

Os principais fatores que alteram a camada limite são a força do vento geostrófico, rugosidade superficial, efeitos de Coriolis devido à rotação da terra e efeitos térmicos. Os efeitos térmicos são provenientes da diferença de temperatura e pressão entre as camadas de fluido, sendo classificados em três categorias: estratificação instável, estável e neutra (INESTROZA,

2017).

Na estratificação instável, a camada quente de fluido sobe, e expande por diferença de pressão. Caso a troca de calor não seja suficiente para o equilíbrio térmico, o fluido continua subindo, gerando um grande movimento convectivo, caracterizado por redemoinhos turbulentos de grande escala, resultando em pouco aumento de velocidade do vento com a altura (BURTON et al., 2011).

No caso da estratificação estável, o efeito de resfriamento é maior que o necessário para o equilíbrio, o movimento ascendente do fluido é suprimido, e a turbulência é dominada por fricção com o chão e cisalhamento entre as camadas de fluido, que causam altas variações na velocidade do vento.

Na estratificação neutra, o equilíbrio térmico é alcançado, principalmente devido à fricção com a superfície. É o caso onde há as maiores velocidades, sendo o caso mais importante a ser considerado, principalmente em análises de cargas em turbinas (INESTROZA, 2017). Nessa estratificação, os efeitos de Coriolis e rugosidade superficial são predominantes. A rugosidade superficial pode ser definida pelo seu comprimento z_0 da equação 7. Valores típicos de z_0 são mostrados na tabela 1.

Tabela 1 – Comprimentos típicos de z_0 em função do tipo de terreno.

Tipo de terreno	Rugosidade superficial z_0 (m)
Cidades, florestas	0.7
Subúrbios, áreas rurais com bastante vegetação	0.3
Vilarejos, áreas rurais com árvores e cercas	0.1
Fazendas abertas, Poucas árvores e construções	0.03
Planícies com grama	0.01
Desertos planos e mar	0.001

Fonte: Adaptado de Burton et al. (2011).

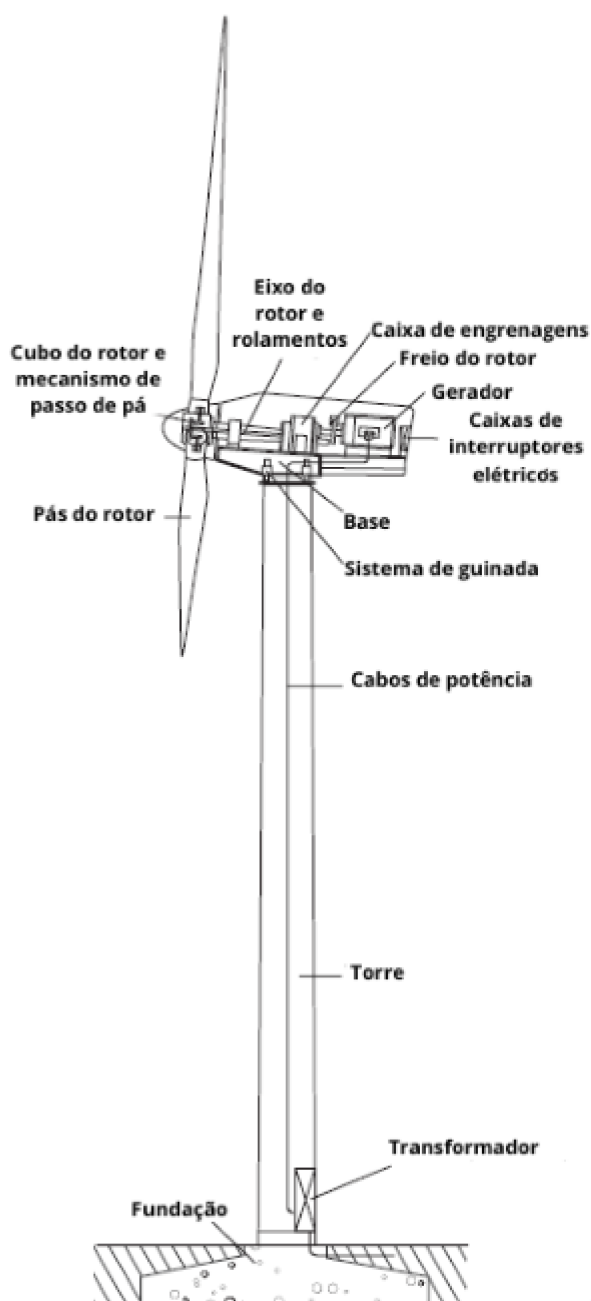
Os comprimentos de z_0 são utilizados em cálculos de velocidade na camada limite atmosférica e de turbulência (BURTON et al., 2011). A seguir são apresentadas as Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (TEEH) e suas características.

2.3 Turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH)

As turbinas eólicas de eixo horizontal são descritas em termos de número de pás, diâmetro do rotor, altura da torre e potência nominal. A figura 9 mostra os componentes típicos de uma TEEH. As pás são responsáveis pela geração de potência através da rotação usando um perfil aerodinâmico, gerando sustentação e consequentemente empuxo (HAU, 2006). A potência de eixo é então convertida em energia elétrica através de um gerador por um sistema eletromecânico.

Na nacele encontra-se o eixo da turbina, caixas de engrenagem, gerador elétrico, além de uma parte de controle da turbina. As pás e o eixo estão conectadas com a torre, que é a parte que sustenta toda a estrutura, responsável também pelo controle de guinada da turbina. A torre é fixada no solo a partir de uma fundação. O mesmo ocorre para turbinas *off-shore*.

Figura 9 – Partes de uma TEEH.

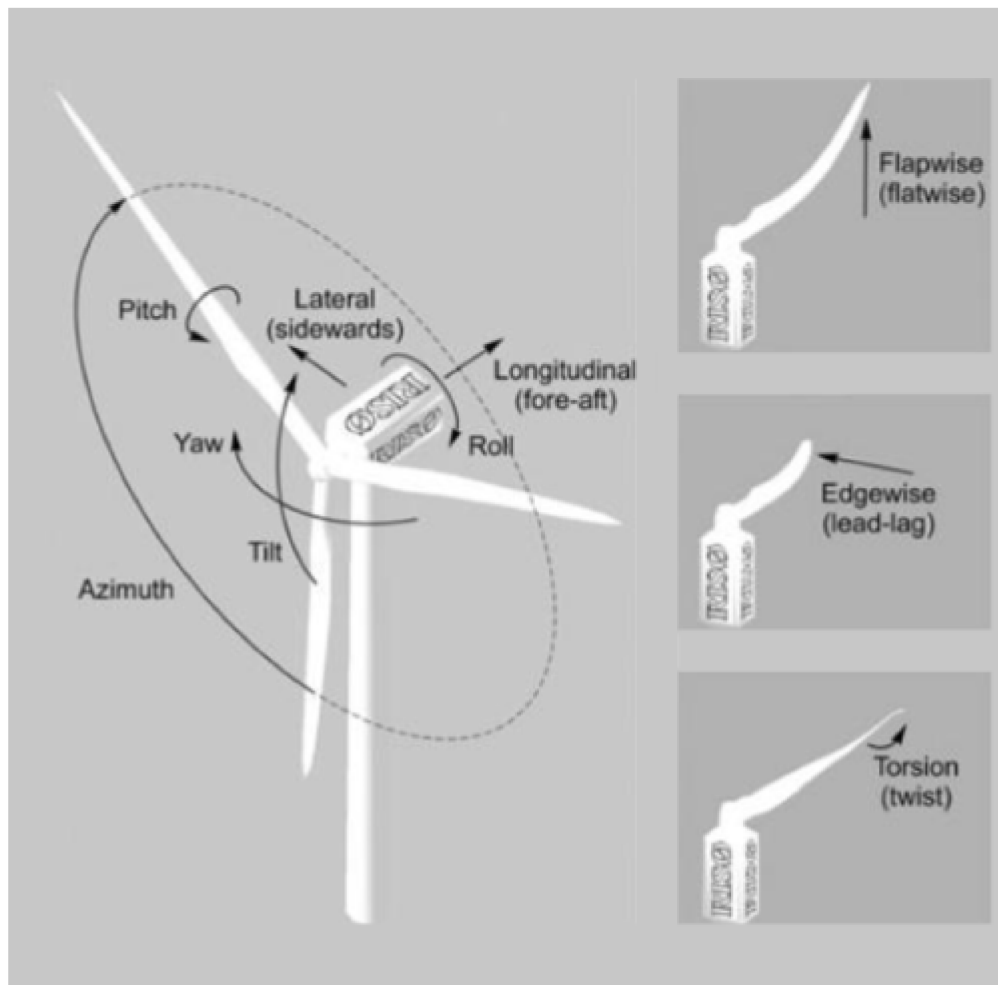


Fonte: Adaptado de Hau (2006).

Para o bom funcionamento de uma turbina eólica, a mesma deve trabalhar numa velocidade de escoamento ótima, num ângulo ótimo. Para controle e proteção das turbinas de

condições indesejáveis, existem mecanismos que são acionados à medida que necessário, em sua maioria por controle ativo. Dentre eles, controle de passo de pá, estol e frenagem do sistema em condições de vento muito extremas. A figura 10 mostra a terminologia utilizada para denominar os movimentos e deformações existentes para uma TEEH, em inglês. A seguir é introduzido a primeira teoria usada em cálculos de desempenho de turbinas eólicas, a teoria do disco atuador, sendo a base de modelos mais completos.

Figura 10 – Terminologia utilizada para descrever os movimentos de uma TEEH e as deflexões, em inglês.



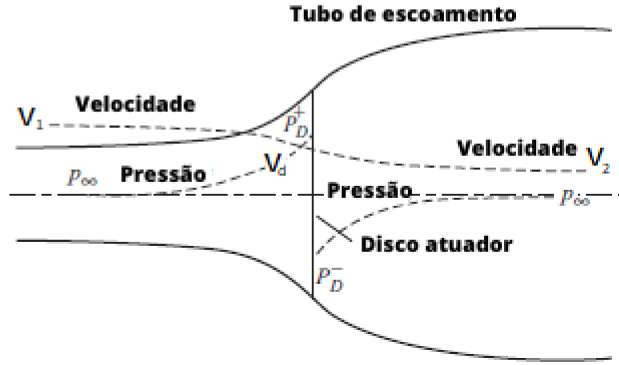
Fonte: Adaptado de Chantharasenawong e Tipkaew (2010).

2.3.1 Teoria do disco atuador e limite teórico de Betz

Esta seção e a seguinte derivam do modelo proposto por Burton et al. (2011). A geração de energia eólica parte da conversão de energia cinética do vento em energia mecânica de eixo, que então é convertida em energia elétrica através de um gerador. Considere um disco permeável, 1D, sem viscosidade e sem componente de velocidade rotacional na esteira a jusante do disco. Considere também que o fluido está inicialmente a uma velocidade v_1 , numa dada seção transversal de área A_1 . Ao passar pelo disco, a velocidade é reduzida a v_d , na área delimitada

pelo disco A_d . Imediatamente a montante e à jusante do disco, a pressão é, respectivamente, P_d^+ e P_d^- . Após passar pelo disco, a velocidade na esteira distante cai para v_2 , com o aumento da área para A_2 , como mostra na figura 11.

Figura 11 – Extração de energia pelo disco atuador e o fluxo 1D.



Fonte: Adaptado de Burton et al. (2011).

O sistema obedece à lei de conservação de massa:

$$\dot{m} = cte.$$

$$\rho v_1 A_1 = \rho v_d A_d = \rho v_2 A_2 \quad (15)$$

Assume-se que o disco induz uma redução de velocidade de 1 para 2 dada pelo fator de indução axial a , de modo que:

$$v_d = v_1(1 - a) \quad (16)$$

A geração de energia é dada então por uma força de reação, de modo que o vento exerce uma força no disco, que reage desacelerando o escoamento. O empuxo T pode ser determinado pela variação da quantidade de movimento no disco:

$$T = v_1(\rho v A)_1 - v_2(\rho v A)_2$$

$$T = \dot{m}(v_1 - v_2) \quad (17)$$

Ainda, a força de empuxo é dada pela diferença de pressão através do disco:

$$T = A_d(P_d^+ - P_d^-) \quad (18)$$

Usando a equação da conservação de energia para as regiões a montante e a jusante do disco, respectivamente, tem-se:

$$P_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 = P_d^+ + \frac{1}{2}\rho v_d^2 \quad (19)$$

$$P_d^- + \frac{1}{2}\rho v_d^2 = P_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 \quad (20)$$

Juntando-se as equações 19 e 20 e considerando-se que a pressão em 2 se recupera até P_1 (escoamento não perturbado):

$$(P_d^+ - P_d^-) = \frac{1}{2}\rho(v_1^2 - v_2^2) \quad (21)$$

Substituindo a equação 18 em 21, obtém-se uma expressão para a força de empuxo T :

$$T = \frac{1}{2}\rho A_d(v_1^2 - v_2^2) \quad (22)$$

Igualando-se as equações de empuxo 22 e 17 e isolando-se v_d , chega-se à conclusão que:

$$v_d = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (23)$$

Ainda, substituindo v_d obtido na equação 23, na equação 16:

$$v_2 = v_1(1 - 2a) \quad (24)$$

A potência P do disco pode ser obtida pela força de empuxo na equação 22 multiplicada pela velocidade no disco:

$$P = T v_d = \frac{1}{2}\rho A_d(v_1^2 - v_2^2)v_d \quad (25)$$

Substituindo as velocidades em termos de a na equação 25:

$$P = \left[\frac{1}{2}\rho A_d v_1^3 \right] 4a(1 - a)^2 = 2\rho A_d v_1^3 a(1 - a)^2 \quad (26)$$

O coeficiente de potência é a razão entre a potência do disco e a potência disponível:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho v_1^3 A_d} = 4a(1 - a)^2. \quad (27)$$

O máximo valor de C_p é obtido quando $\frac{dC_p}{da} = 0$:

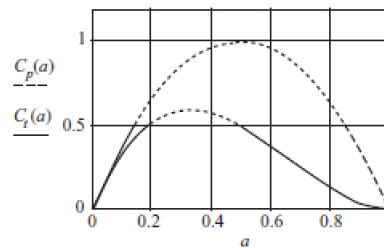
$$\frac{dC_p}{da} = 4(1 - a)(1 - 3a) = 0 \quad (28)$$

Tem-se então que a função atinge seu máximo em $a = 1/3$. Então, segundo a teoria do disco atuador, o máximo C_p é $C_p = 16/27 = 0.5926$, ou seja, apenas 59.26% da energia cinética pode ser convertida em trabalho pelo disco atuador. Esse resultado é conhecido como o limite de Betz-Joukowski. Pode ser obtido também o coeficiente para o empuxo C_T . Usando a equação 22 e as velocidades em termos de a :

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho v_1^2 A_d} = 4a(1 - a) \quad (29)$$

Da mesma forma, C_T atinge seu valor máximo quando $\frac{dC_T}{da} = 0$. Nesse caso, $a = 1/2$, e $C_T = 8/9$. A figura 12 mostra uma relação entre os coeficientes C_p e C_T e o fator de indução a . Vale ressaltar que para valores acima de $a = 1/2$, a velocidade v_2 em $v_2(1 - 2a)$ é nula (ou até mesmo negativa), o que é impossível e portanto, a teoria do disco atuador não é mais válida. A seguir, a teoria de momento é acrescida de rotação do disco, sendo chamada de teoria do disco rotor.

Figura 12 – Variação dos coeficientes C_p e C_T com o fator de indução axial a .



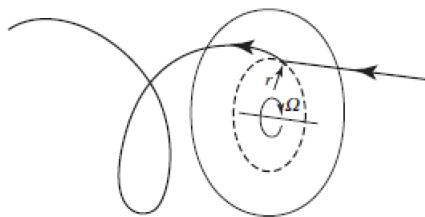
Fonte: Adaptado de Burton et al. (2011).

2.3.2 Teoria do disco rotor

Para complementar a teoria do disco atuador, ainda segundo Burton et al. (2011), considera-se agora que o disco gira com velocidade angular Ω . O ar exerce um torque no disco quando passa pelo mesmo, que reage, imprimindo um torque contrário no escoamento, o qual passa a girar no sentido contrário. Então, o ar ganha momento angular a jusante do disco, com uma componente de velocidade tangencial, além da velocidade axial. Considera-se que o fluido não possui componente tangencial de velocidade a montante do disco, e à jusante, a mudança na velocidade tangencial é expressa em termos do fator de indução tangencial a' , de modo que a velocidade tangencial é $2r\Omega a'$.

A velocidade tangencial não é a mesma para todas as posições radiais do disco. Para considerar-se a variação da velocidade induzida considera-se segmentos anelares de raio r , e espessura infinitesimal δr . Um esquema do disco rotor é mostrado na figura 13.

Figura 13 – Trajetória do escoamento no modelo do disco rotor.



Fonte: Adaptado de Burton et al. (2011).

O incremento do torque do rotor agindo no anel é responsável pela velocidade tangencial, e a força axial agindo no anel é responsável pela redução na velocidade axial. Considera-se que os anéis são independentes e não exercem influência uns sobre os outros. O torque no anel é a taxa de mudança do momento angular no ar que passa pelo anel. Portanto:

$$\delta Q = \rho \delta A_d v_1 (1 - 2a) 2\Omega a' r^2 \quad (30)$$

Onde δA_d é a área do anel. O torque produzido no eixo do rotor é determinado pelo incremento da potência de eixo que pode ser obtida por:

$$\delta P = \delta Q \Omega \quad (31)$$

A potência extraída do escoamento é dada pela taxa de mudança do momento linear da equação 26. Assim:

$$2\rho \delta A_d v_1^3 a(1 - a)^2 = \rho \delta A_d v_1 (1 - a) 2\Omega^2 a' r^2 \quad (32)$$

E então:

$$v_1^2 a(1 - a) = \Omega^2 r^2 a' \quad (33)$$

Aqui, define-se outro parâmetro importante chamado *Tip Speed Ratio* (TSR), λ , sendo $\lambda = \Omega r / v_1$. Portanto:

$$a(1 - a) = \lambda^2 a' \quad (34)$$

A área do anel é $2\pi r \delta r$. Da equação 31, tem-se que:

$$\delta P = \delta Q \Omega = \left(\frac{1}{2} \rho v_1^3 2\pi r \delta r \right) 4a'(1 - a)\lambda_r^2 \quad (35)$$

O termo dentro do parêntesis significa o fluxo de potência no anel, e o termo fora do parêntesis é a eficiência do elemento de pá capturando a potência. Ainda, λ_r é o TSR local:

$$\eta = 4a'(1 - a)\lambda_r^2 \quad (36)$$

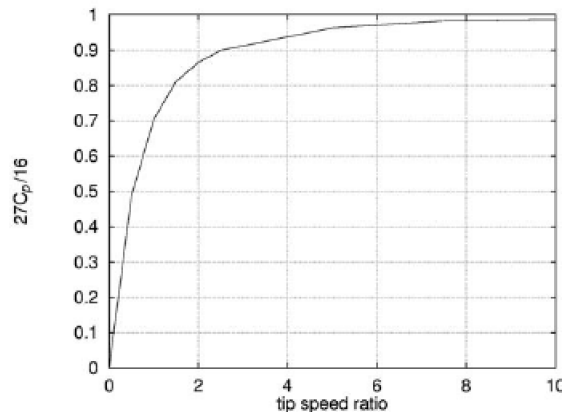
Em termos do coeficiente de potência C_p :

$$\begin{aligned} \frac{dC_p}{dr} &= \frac{4\pi\rho v_1^3(1-a)a'\lambda_r^2 r}{\frac{1}{2}\rho v_1^3 \pi R^2} = \frac{8(1-a)a'\lambda_r^2 r}{R^2} \\ \frac{dC_p}{d\mu} &= 8(1-a)a'\lambda_r^2 \mu^3 \end{aligned} \quad (37)$$

onde $\mu = \frac{r}{R}$.

Integrando-se a equação 37, tem-se o valor de C_p para um dado λ . A figura 14 mostra a eficiência de um rotor ideal para um dado TSR.

Figura 14 – Eficiência de um disco rotor ótimo com rotação.



Fonte: Adaptado de Hansen (2008).

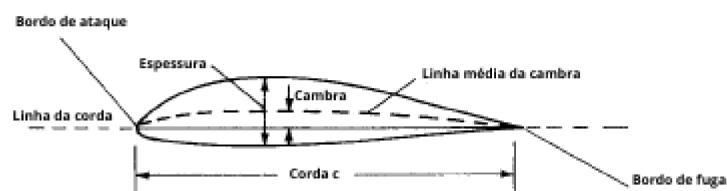
Observa-se da figura 14 que para valores elevados de λ , C_p aumenta até uma assíntota. É válido ressaltar que com o aumento de TSR, aumentam-se também as cargas aerodinâmicas, sendo um valor ideal entre 6 e 8, unindo bom rendimento e cargas moderadas (HANSEN, 2008). A seguir é apresentado a base da teoria de aerofólios. O intuito é introduzir os conceitos de sustentação e características de perfis, para então serem aplicados em teorias mais completas no estudo de turbinas eólicas.

2.3.3 Aerodinâmica 2D

Partindo-se da teoria do disco rotor, inclui-se características de perfis para então ser possível definir os parâmetros de desempenho de turbinas. Nesta seção são apresentados conceitos e características fundamentais de perfis aerodinâmicos segundo Jr (2010), usados nos projetos de turbinas eólicas e aeronaves.

Um aerofólio pode ser definido como uma asa de envergadura infinita, ou a seção transversal de uma asa finita, o qual é definido por algumas características. A figura 15 mostra as partes típicas de um perfil aerodinâmico.

Figura 15 – Partes típicas de um perfil aerodinâmico.



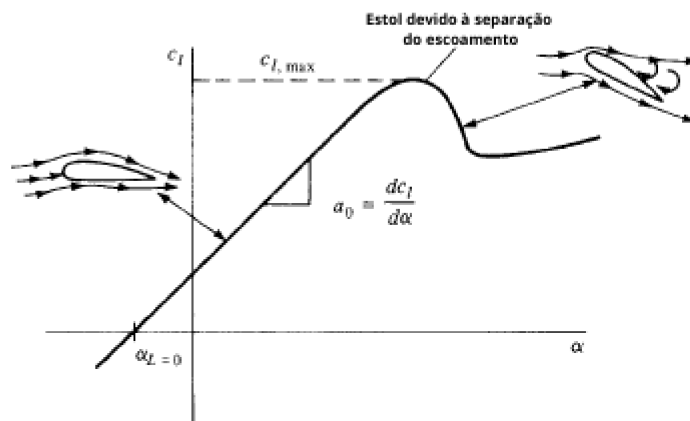
Fonte: (JR, 2010).

O bordo de ataque é definido como o ponto inicial do aerofólio, e o bordo de fuga, o

ponto final. A corda é a distância projetada entre o bordo de ataque e o bordo de fuga, e a linha que liga os dois pontos é chamada de linha da corda. Linha média de cambragem ou curvatura é a linha que une o bordo de ataque ao bordo de fuga, de modo que a distância entre a superfície superior e inferior sejam iguais. A distância entre essa linha e a linha da corda é a cambragem ou curvatura do perfil. A espessura é a distância em porcentagem da corda entre as partes superiores e inferiores, medida perpendicular à linha da corda.

A figura 16 mostra uma curva típica do coeficiente de sustentação em função do ângulo de ataque do perfil. Seja C_l o coeficiente de sustentação, número adimensional que caracteriza a sustentação no perfil, α o ângulo de ataque do perfil, dado pelo ângulo entre a linha da corda e a direção do escoamento $\alpha_{L=0}$, ângulo o qual a sustentação é nula, $C_{l,max}$ coeficiente de sustentação no estol e α_0 a inclinação da curva.

Figura 16 – Partes típicas de um perfil aerodinâmico.



Fonte: (JR, 2010)

O Estol é definido pela perda de sustentação do perfil, o qual o escoamento se descola da superfície. É válido ressaltar que essa curva pode ser diferente dependendo das características do perfil, assim como a velocidade que o escoamento se encontra, caracterizado pelo número de Reynolds, Re .

A sustentação e arrasto são frutos da distribuição de pressão e tensão de cisalhamento que agem na superfície. O valor da sustentação 2D definida por L' é:

$$L' = \frac{1}{2} \rho_{\infty} V_{\infty}^2 c C_l \quad (38)$$

Onde ρ_{∞} é a massa específica do ar, V_{∞} é a velocidade do escoamento e c é a corda do perfil. O método de obtenção das curvas características de um aerofólio consistem em sua maior parte de métodos experimentais, pois englobam características como $C_{l,max}$, que faz parte de um efeito viscoso difícil de ser modelado. Porém existem métodos para obtenção da parte linear da curva C_l vs α , dentre eles métodos numéricos de painéis de vórtice e modelos em CFD. A

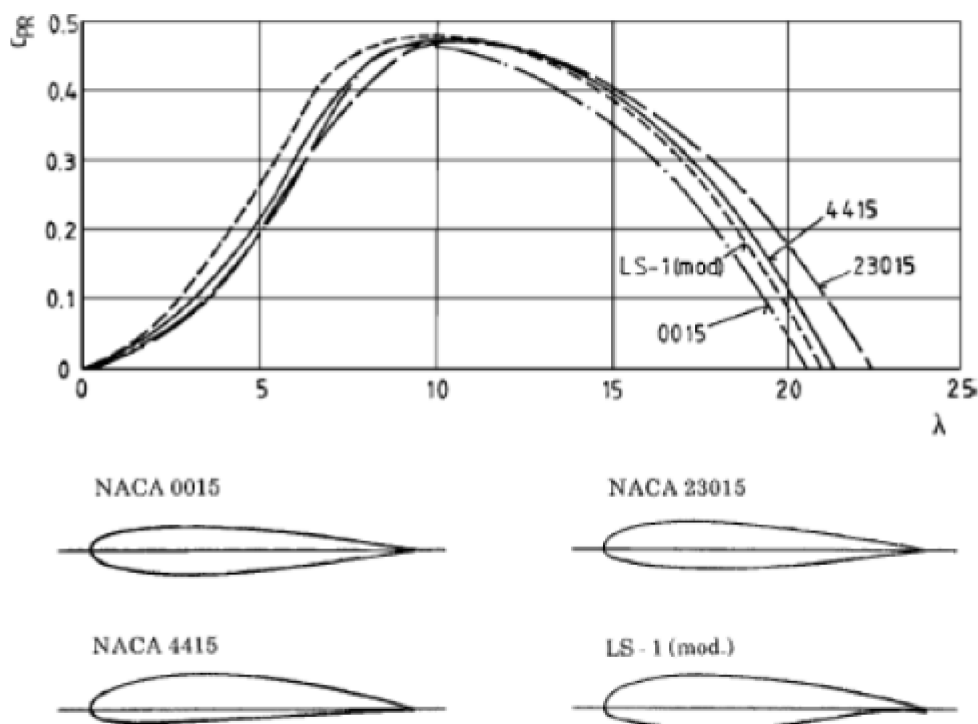
seguir é apresentado a teoria clássica que une tudo o que foi apresentado até aqui para obter as características de desempenho para as TEEH.

2.3.4 Influência dos parâmetros tridimensionais e de perfis no desempenho de turbinas eólicas

No projeto de uma aeronave, as características aerodinâmicas da mesma são influenciadas por vários fatores, como a forma das superfícies sustentadoras (asas, profundores e lemes), a posição das superfícies, e a escolha do perfil utilizado (SADRAEY, 2012). Da mesma forma, num projeto de turbina eólica, a potência nominal é diretamente influenciada por tais características. A seguir serão abordadas a influência dos parâmetros 2d e 3d no desempenho de turbinas eólicas.

A escolha correta de perfis aerodinâmicos influenciam diretamente nas características tridimensionais das superfícies, sobretudo sustentação, arrasto e momento. Existem perfis dedicados ao uso em turbinas eólicas, em sua maioria perfis laminares, como as séries LS, SERI e FFA, assim como os perfis NACA das séries 44 e 230. Esses são ideais para a faixa de operação de uma turbina eólica, com número de Reynolds variando de $1 - 10 \times 10^6$ (HAU, 2006). Alguns perfis são mais sensíveis a rugosidade superficial, parâmetro que deve ser ponderado, levando em consideração a degradação das pás das turbinas devido à ação do ambiente durante sua operação. A figura 17 mostra a influência do perfil escolhido na potência do rotor.

Figura 17 – Influência do perfil no coeficiente de potência do rotor, em função do TSR



Fonte: Adaptado de Hau (2006).

Ainda, pode-se escolher um perfil aerodinâmico a partir de suas características nas curvas de $C_l \times \alpha$, $C_d \times \alpha$ e $C_m \times \alpha$ como a inclinação na curva de $C_l \times \alpha$, o comportamento da curva de momento, entre outras características. Em geral no projeto de uma aeronave, o melhor perfil é escolhido a partir das características de projeto da aeronave, como carga paga, velocidade de projeto, menor momento de perfil e menores valores de arrasto.

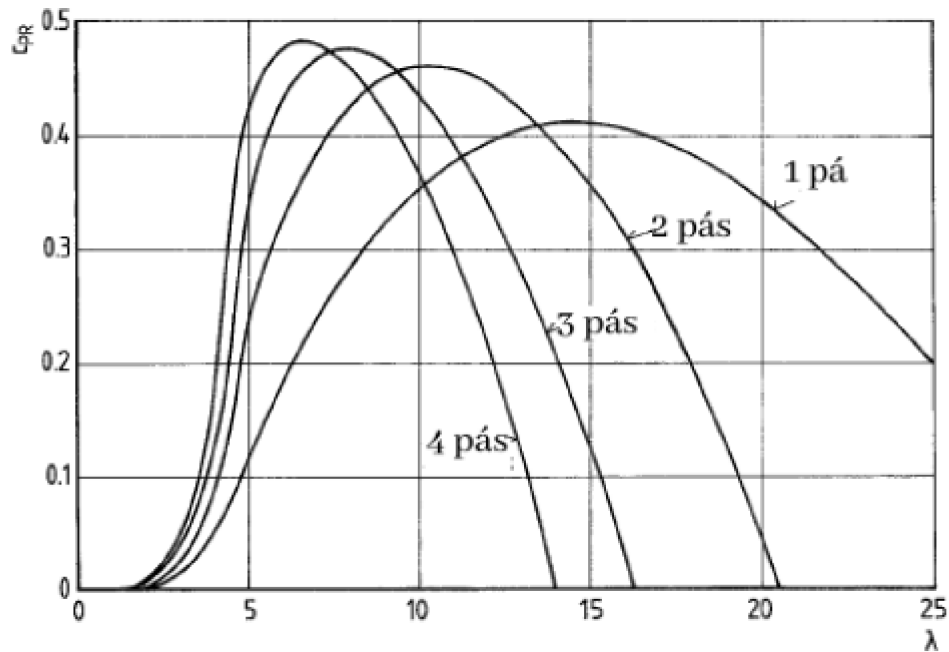
Perfis arqueados (com maior cambra) possuem maiores valores de C_m , levando a momentos maiores, maior planejamento das superfícies de controle em aeronaves e maior cuidado na modelagem de controle de passo em turbinas eólicas (SADRAEY, 2012)(HAU, 2006). Perfis diferentes podem ter características de estol mais abruptas ou suaves, o que influencia na pilotagem da aeronave, assim como em técnicas de controle de turbinas eólicas, atentando-se a estol dinâmico e aumento rotacional (HAU, 2006).

O aumento da espessura do perfil em turbinas eólicas implica no aumento do arrasto da pá, assim como no aumento da rigidez. Ainda, a rigidez é influenciada também pelo afilamento das pás. Turbinas modernas possuem afilamentos elevados, levando a utilização de materiais mais modernos, como compósitos, a fim de promover maior rigidez aeroelástica. O afilamento tende a reduzir os vórtices de ponta de asa, fazendo com que as características tridimensionais se tornem mais próximas às bidimensionais, levando a maiores inclinações da curva de $C_l \times \alpha$, maiores valores de $C_{l_{max}}$, menores ângulos de estol. Do ponto de vista da estabilidade, uma pá muito afilada pode levar a maiores momentos torcionais (SADRAEY, 2012)(HAU, 2006).

Outro parâmetro empregado é a torção geométrica e aerodinâmica na pá da turbina. De maneira geral, o aumento na velocidade efetiva do escoamento da raiz para a ponta das pás leva a necessidade da torção nas pás de modo a obter a redução ótima na velocidade do escoamento em toda a envergadura da pá. Essa redução ótima deve-se às técnicas de controle por passo (HAU, 2006). Já na torção aerodinâmica, a pá de uma turbina eólica pode ser dividida em várias seções, de modo que cada seção pode usar um perfil aerodinâmico, ótimo para tal seção, criando uma distribuição de pressão específica, de acordo com o requerido em projeto (HAU, 2006).

O número de pás também influencia no projeto de uma turbina eólica. Com o aumento do número de pás, diminui-se o TSR necessário para a mesma potência de saída, diminuindo a velocidade de rotação da turbina, levando a menores cargas, como mostra a figura 18. Efeitos visuais, de custos de produção, manutenção fazem com que a turbina de três pás seja a mais utilizada até hoje.

Outros parâmetros de design incluem: ângulo de cone das pás do rotor, melhorando a estabilidade semelhante ao diedro positivo em aeronaves, melhorando a estabilidade no eixo de guinada (SADRAEY, 2012)(HAU, 2006); ângulo de passo exercendo influência positiva no momento de guinada em condições de assimetria no escoamento (HAU, 2006); ângulo de tilt no rotor, para aumentar a distância entre as pás da turbina e a torre, porém gerando uma componente de torque no rotor (HAU, 2006).

Figura 18 – O elemento de pá varre a área na posição r da pá

Fonte: Adaptado de Hau (2006).

Basicamente, a mesma filosofia pode ser aplicada tanto para o projeto de aeronaves, quanto para o projeto de turbinas eólicas, valendo-se das diferenças de cada área. A seguir é introduzido a principal teoria no estudo aerodinâmico de turbinas eólicas, a teoria clássica do momento do elemento de pá (BEM).

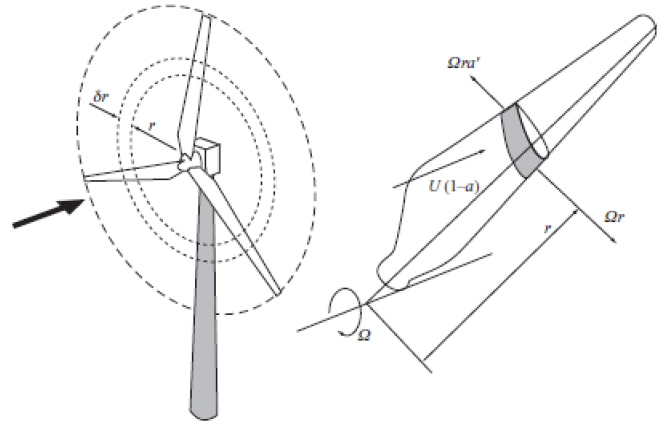
2.3.5 Teoria clássica do momento do elemento de pá (BEM)

A teoria clássica do momento do elemento de pá (BEM) usa características de perfis aerodinâmicos e a teoria do disco rotor de modo a calcular as características aerodinâmicas de TEEHs.

Seguindo o desenvolvimento feito por Burton et al. (2011), inicialmente considere uma turbina com número finito de pás B , imersa num volume de controle como na teoria do disco rotor, como mostra a figura 19.

Assume-se que o disco é dividido em vários anéis de raio δr , sendo R o raio total do rotor. Além disso, a velocidade do vento no disco é $v_1(1 - a)$ (equação 16), com velocidade angular do rotor Ω . Na teoria de BEM, assume-se que os anéis são independentes e o efeito de um não é sentido no outro, além de que a força sentida num anel é constante em cada elemento anelar, o que corresponde a um rotor com numero de pás infinito. Um efeito de correção é introduzido para contabilizar as diferenças entre um numero infinito e finito de pás.

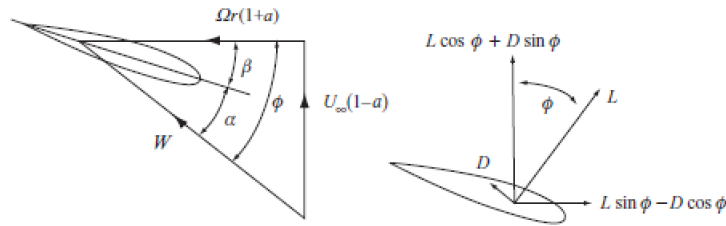
Considere uma posição r no rotor. A velocidade tangencial na posição r é Ωr . Somando-

Figura 19 – O elemento de pá varre a área na posição r da pá

Fonte: Adaptado de Burton et al. (2011).

se com a velocidade tangencial da esteira $a'r\Omega$, tem-se $(1 + a')r\Omega$. A figura 20 mostra as velocidades relativas e forças atuantes no elemento de pá.

Figura 20 – Velocidades relativas e forças atuantes no elemento de pá



Fonte: Adaptado de Burton et al. (2011).

A velocidade resultante na pá (W) é, da figura 20:

$$W = \sqrt{v_1^2(1-a)^2 + r^2\Omega^2(1+a')^2} \quad (39)$$

Essa velocidade age na pá com um ângulo ϕ relativo ao plano de rotação de modo que:

$$\sin \phi = \frac{v_1(1-a)}{W}, \cos \phi = \frac{r\Omega(1+a')}{W} \quad (40)$$

Assim, o ângulo de ataque α é dado por:

$$\alpha = \phi - \beta \quad (41)$$

Portanto, a sustentação do segmento de envergadura δr em cada pá ($\delta L'$), normal a W , é:

$$\delta L' = 1/2 \rho W^2 c C_l \delta r \quad (42)$$

E o arrasto paralelo a W (δD) é:

$$\delta D = 1/2\rho W^2 c C_d \delta r \quad (43)$$

O empuxo do anel do disco (δT) pode ser calculado por:

$$\delta T = \delta L' \cos \phi + \delta D \sin \phi = 1/2\rho W^2 B c (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) \delta r \quad (44)$$

Sendo B o número de pás. O torque no anel (δQ) é:

$$\delta Q = \delta L \sin \phi - \delta D \cos \phi r = 1/2\rho W^2 B c r (C_l \sin \phi - C_d \cos \phi) \delta r \quad (45)$$

Igualando-se o empuxo de todos os elementos de pá com a taxa de variação da quantidade de movimento linear do ar que passa pelas pás da equação 17 e sendo a área do anel $A = 2\pi r \delta r$ tem-se que:

$$\delta T = 1/2\rho W^2 B c (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) \delta r = 2\pi r \delta r \rho v_1 (1 - a) 2a v_1 \quad (46)$$

Ainda, igualando-se o torque à variação da quantidade de movimento angular da equação 30, tem-se:

$$\delta Q = 1/2\rho W^2 B c r (C_l \sin \phi - C_d \cos \phi) \delta r = 2\pi r \delta r \rho v_1 (1 - a) 2a' r^2 \Omega \quad (47)$$

Eliminando-se o arrasto para comparação entre as equações utilizadas na teoria do disco rotor, o ângulo ϕ pode ser encontrado:

$$\tan \phi = \frac{a' r \Omega}{a v_1} = \frac{a'}{a} \frac{r}{R} \lambda \quad (48)$$

Além disso, da equação 40, tem-se também que:

$$\tan \phi = \frac{1 - a}{\lambda_r (1 + a')} \quad (49)$$

Igualando-se ambas equações, tem-se:

$$\begin{aligned} \frac{a'}{a} \frac{r}{R} \lambda &= \frac{1 - a}{\lambda_r (1 + a')} \\ a(1 - a) &= \lambda_r^2 a' (1 + a') \end{aligned} \quad (50)$$

Na ponta da pá, $r = R$ ($\mu = 1$) e $a' = a'_t$, então:

$$a(1 - a) = \lambda^2 a'_t (1 + a'_t) \quad (51)$$

O que difere-se da equação 34 pelo termo adicional $(1 + a'_t)$. Com o arrasto incluso, a equação 46 pode ser reduzida a:

$$\frac{W^2}{v_1^2} B \frac{c}{R} (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) = 8\pi a(1 - a)\mu \quad (52)$$

E a equação de torque 47 reduz-se a:

$$\frac{W^2}{v_1^2} B \frac{c}{R} (C_l \sin \phi - C_d \cos \phi) = 8\pi \lambda \mu^2 a' (1 - a) \quad (53)$$

As equações 52 e 53 são resolvidas iterativamente usando dados de perfis aerodinâmicos. Então, o torque (Q) e a potência (P) podem ser obtidos da equação 47:

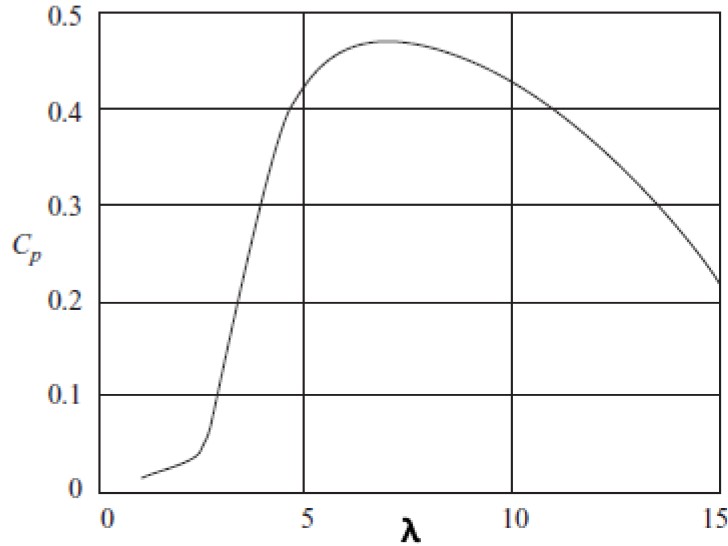
$$Q = \frac{1}{2} \rho v_1^2 \pi R^3 \lambda \int_0^R \mu^2 \left(8a'(1-a)\mu - \frac{W}{v_1} \frac{B \frac{c}{R}}{\pi} C_d (1+a') \right) d\mu \quad (54)$$

Sendo a potência do rotor $P = Q\Omega$, o coeficiente de potência C_p é:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho v_1^3 \pi R^2} \quad (55)$$

Resolvendo-se as equações para uma dada geometria de perfil, é possível obter uma curva de desempenho do coeficiente de potência em função de λ . Sua forma geral é mostrada na figura 21.

Figura 21 – Curva de desempenho do coeficiente de potência em função do TSR para a teoria de BEM.



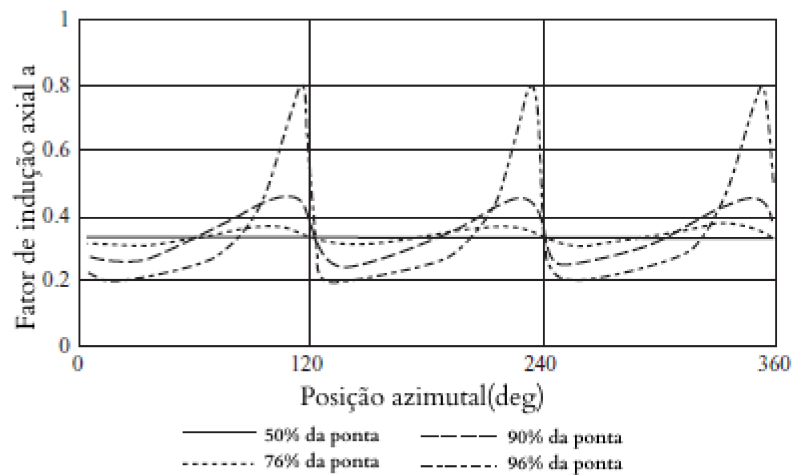
Fonte: Adaptado de Burton et al. (2011).

Observa-se que em baixos valores de λ o fator a pode ser muito menor que o valor ótimo $1/3$, ângulos de ataque de perfis são elevados, levando à condições de estol. Para a maioria das turbinas, o estol ocorre predominantemente na raiz, devido ao ângulo β não ser grande o suficiente na região, o que leva a menores valores de C_p . Para altos valores de λ , a se torna alto, ângulos de ataque do perfil são menores e o arrasto começa a ser predominante, que leva a diminuição de C_p .

A suposição de turbina ideal é válida apenas para valores de a menores que 0.4. Diferentes relações empíricas entre C_T e a podem ser feitas para corrigir o valor desse fator, segundo Hansen (2008). Essa condição é chamada de modelagem de estado turbulento da esteira (*turbulent wake state*).

Para computar as perdas por efeitos de ponta de pá, a maneira que o termo de indução axial varia azimuthalmente precisa ser conhecido. Próximo à ponta, os vórtices de ponta de pá causam altos valores de a , de modo que o fluxo líquido de escoamento está no sentido contrário da esteira, gerando arrasto induzido. A figura 22 mostra a variação do fator de indução com a posição azimuthal.

Figura 22 – Variação azimuthal de a para diferentes posições radiais para um rotor de três pás com circulação uniforme operando a um TSR de 6. As posições das lâminas estão em 120°, 240° e 360°.



Fonte: Adaptado de Burton et al. (2011).

Empiricamente, o fator de correção chamado de fator de perda de ponta de Prandtl (F), segundo Hansen (2008), é incluído nas equações 46 e 47, multiplicando-as por F , de modo que:

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} e^{(-f)} \quad (56)$$

$$f = \frac{B}{2} \frac{R-r}{r \sin \phi} \quad (57)$$

Uma modelagem semelhante permite computar também as perdas por efeitos na raiz, devido a vórtices e interação com a nacele. Além desses efeitos, a teoria de BEM tem outras limitações que levam a diferenças quando comparados a dados experimentais. A não interação de um segmento de pá em outro leva a descon siderações de efeitos 3D, principalmente nas regiões da raiz e ponta. Além disso, na teoria de BEM é ignorado a queda de pressão estática devido à rotação da esteira, de modo que a pressão em uma longa distância após a passagem pela turbina é a mesma que a pressão inicial do escoamento ($P_2 = P_\infty$). Outro fator ignorado é a componente de velocidade radial na turbina, ou seja, no sentido da envergadura (MICALLEF et al., 2013).

Em Micallef et al. (2013), os autores mostraram que a velocidade radial do escoamento chega a velocidades consideráveis, especialmente na região de ponta de pá. Outros trabalhos visam prever melhor o comportamento da turbina, como em Sun et al. (2016), onde os autores incluem os efeitos de rotação da esteira e velocidade radial, chegando a resultados mais satisfatórios quando comparados aos dados experimentais.

Além disso, a teoria de BEM usa características 2D vindas de métodos de painéis invíscidos ou testes em túnel de vento em regime permanente, os quais tem boa concordância para a região central na envergadura em regime permanente, mas não capta bem efeitos na raiz e pontas de pá, pois não contabilizam a velocidade induzida no sentido da corda, chamado de aumento rotacional, efeito inteiramente tridimensional. Modelos empíricos de correção são geralmente utilizados para contabilizar esses efeitos (RAHIMI et al., 2018).

No projeto de um parque eólico, inúmeras análises de baixo custo computacional e alta fidelidade podem ser utilizadas afim de otimizar os parâmetros iniciais das turbinas eólicas. Então, parte-se para uma análise mais detalhada, muitas vezes usando-se o CFD. Para as análises iniciais, vários modelos são implementados na indústria. Destaca-se por exemplo os códigos computacionais do laboratório NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), assim como o código aberto *Qblade*, que fornece importantes parâmetros de desempenho a partir de uma interface simples e de fácil entendimento. As análises feitas em softwares como *Qblade* fogem do escopo deste trabalho, e não serão discutidas aqui.

A seguir são discutidos os desafios encontrados nas análises de TEEH, com foco em análises numéricas e em CFD.

3 DESAFIOS NAS ANÁLISES DE TURBINAS EÓLICAS

Até o momento foram abordados as principais teorias acerca de turbinas eólicas. Com a crescente evolução da tecnologia empregada, e consequente aumento no tamanho das turbinas (WINDEUROPE, 2021), começaram a surgir problemas até então não estudados. Dentre eles, destacam-se vibrações e velocidades elevadas devido ao tamanho das pás, problemas envolvendo controle e segurança operacional, desafios em manutenção, interações fluido-estrutura levando a cargas elevadas e problemas estruturais, formação de gelo nas pás, erros nos cálculos de produção de energia anual por menosprezar efeitos de esteira turbulenta, etc (HAU, 2006).

No projeto de uma turbina eólica são necessários inúmeros estudos visando a segurança e eficiência das turbinas. Como visto anteriormente, o modelo de BEM não consegue captar todas as características do escoamento, apesar da inclusão de mais efeitos como mostrado em Sun et al. (2016). Uma alternativa é utilizar métodos computacionais em CFD de alta fidelidade, apesar do maior gasto computacional. Esses modelos conseguem prever características como diferentes condições de entrada na turbina, modelagem do escoamento na região da raiz e ponta das pás, modelagem de estol, interações fluido-estrutura e efeitos de esteira turbulenta. Estudos recentes para melhor dimensionamento das turbinas eólicas associados aos desafios presentes em aerodinâmica serão apresentados a seguir.

3.1 Escoamentos com efeito de guinada e turbulência

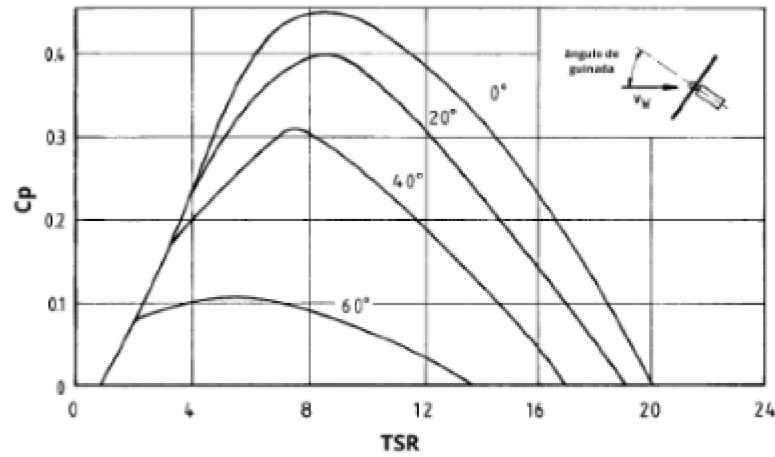
Os modelos apresentados até então consideram o escoamento livre de turbulência, com incidência de 90° em relação ao plano da turbina. Porém há situações em que o vento está com uma angulação em relação à turbina. A figura 23 mostra a influência do ângulo de guinada no coeficiente de potência C_p . Efeitos de guinada e turbulência na esteira turbulenta serão analisados em seções posteriores.

Com o aumento da angulação do vento, menor é o componente de velocidade normal à turbina, que causa a diminuição na potência. Uma das técnicas de controle de turbinas é usar um mecanismo que guina a turbina, em conjunto com outros métodos, ainda a serem discutidos, para evitar condições de ventos extremos e danos estruturais.

Além do efeito de guinada, há também a influência da turbulência no escoamento de entrada da turbina. Essa turbulência afeta o escoamento principalmente nas regiões da raiz e ponta das pás, além de levar a maiores níveis de turbulência na região da esteira (BANGGA; LUTZ, 2021).

Alguns trabalhos como os de Kim e Xie (2016) e Bangga e Lutz (2021) estudaram esses fenômenos. Kim e Xie (2016) analisaram o efeito de estol dinâmico das pás incluindo-se

Figura 23 – Curva de desempenho do coeficiente de potência em função do TSR para diferentes ângulos de guinada.



Fonte: Adaptado de Hau (2006).

turbulência no escoamento de entrada.

Estol dinâmico é um evento no qual o ângulo de ataque do perfil é superior ao seu ângulo de estol, porém o escoamento ainda está aderido à superfície. Acontece principalmente em condições de guinada entre o escoamento e o plano da turbina devido ao aumento rotacional. Forças centrífugas levam à fluxo radial e assim geram forças de Coriolis no sentido da corda dentro da camada limite. Ainda, essas forças contrariam o gradiente adverso de pressão e suprimem a separação do escoamento, atrasando o estol (ZHU; QIU; WANG, 2021a). O estol dinâmico também pode ocorrer devido à turbulência atmosférica (KIM; XIE, 2016). Esse atraso no descolamento do escoamento na superfície é precedido de rápidas mudanças nos coeficientes aerodinâmicos, influenciados pela frequência de oscilação do ângulo de ataque (sendo a mesma frequência da rotação da turbina). A relação entre o período de rotação da turbina e a escala de tempo do escoamento passando pelo perfil, chamada frequência reduzida (KIM; XIE, 2016) é:

$$k_{red} = \frac{\omega c}{2v_1} \quad (58)$$

Onde ω é a frequência de arfagem, c é a corda e v_1 é a velocidade do escoamento livre. Em Kim e Xie (2016), os autores utilizaram um modelo em CFD para analisar o escoamento sobre perfis aerodinâmicos com e sem efeitos de turbulência. Para o caso estático, houve um aumento da relação L/D à medida que a turbulência aumenta, devido à diminuição da bolha de separação no bordo de ataque. No caso dinâmico sem turbulência, houve boa concordância com os resultados experimentais, apesar das discrepâncias nos coeficientes aerodinâmicos aumentarem à medida que k_{red} aumenta, devido ao aparecimento consecutivo dos vórtices no bordo de ataque (KIM; XIE, 2016).

Para o caso dinâmico com turbulência, observou-se um aumento do coeficiente de sustentação C_l com o aumento do nível de turbulência, e o recolamento do escoamento no

perfil aconteceu mais cedo (cerca de 4° mais cedo). Em Kim e Xie (2016) não foram observadas mudanças significativas nos coeficientes de momento e arrasto, nem nas histereses de força e momento para o caso analisado. Ainda segundo Kim e Xie (2016), as magnitudes do arrasto máximo e o momento mínimo diminuíram com o aumento da turbulência do escoamento livre, causados devido à supressão do descolamento no escoamento turbulento.

Outro trabalho relevante é o de Bangga e Lutz (2021), onde os autores analisaram as cargas aerodinâmicas nas pás da turbina a partir de diferentes condições iniciais de escoamento: escoamento uniforme em regime permanente, turbulento, turbulento cisalhado. Foi feita uma análise comparando-se as cargas obtidas por um método baseado na teoria de BEM, dados simulados via CFD e dados experimentais. O modelo de BEM adotado no estudo incluiu modelagem do estado turbulento de esteira, estol dinâmico e escoamento inicial dinâmico, com guinada e turbulência. No escoamento dinâmico, há um atraso no tempo em que o equilíbrio da esteira é alcançado e as forças aerodinâmicas atingirem novo regime permanente (BANGGA; LUTZ, 2021).

De maneira geral, as predições de cargas axiais pelos modelos de BEM e CFD nas condições estudadas por Bangga e Lutz (2021) foram satisfatórias quando comparadas com dados experimentais, com diferenças de até 17%. A tabela 2 mostra a diferença da força axial obtida a partir dos modelos de BEM e CFD para os casos analisados em cada posição radial da pá.

Tabela 2 – Diferença relativa em porcentagem da força normal obtida entre os modelos CFD e BEM e os dados experimentais para cada caso analisado.

Caso	r = 13 m	r = 19 m	r = 30 m	r = 37 m
	CFD/BEM			
Regime Permanente Uniforme	12.59/7.98	7.68/6.80	13.61/14.35	7.93/4.81
Regime Turbulento Uniforme	16.95/10.39	4.18/4.41	8.52/9.87	4.95/4.63
Regime Turbulento com Cisalhamento	5.07/2.94	1.93/3.85	2.71/2.73	6.74/4.80
Média	11.53/7.10	4.59/5.02	8.28/8.98	6.54/4.75

Fonte: Adaptado de Bangga e Lutz (2021).

Observou-se que houve boa concordância entre os resultados para as forças axiais. As diferenças entre os valores podem ser explicadas por inclusão de efeitos viscosos, assim como interação fluido-estrutura entre as pás e a torre. Os efeitos da turbulência e cisalhamento aumentam as variações de sustentação e ângulo de ataque com o aumento do raio.

Além disso, também foi analisada a fonte das características aerodinâmicas no modelo de BEM. Bangga e Lutz (2021) chegaram à conclusão que dados aerodinâmicos obtidos de simulações 3D em CFD melhoraram as predições na teoria de BEM, quando comparados a resultados vindos de CFD 2D, com correções tridimensionais ou não.

De forma geral, os modelos CFD e BEM utilizados foram validados. A inclusão da torre

no modelo, além dos efeitos viscosos em CFD, pode melhorar as previsões de cargas no sistema, afim de aumentar a acuracidade dos resultados, apesar do custo computacional ser elevado.

A seguir, são abordados conceitos de otimização de pás de turbina, afim de aprimorar as características aerodinâmicas das mesmas, e evitar condições indesejáveis tais como formação de gelo.

3.2 Otimização de design de pás de turbina

Assim como num projeto aeronáutico, existem estudos que visam melhorar as características aerodinâmicas das pás de um aerogerador. As pás das TEEH podem sofrer torção geométrica, aerodinâmica, afilamento e possuir dispositivos de ponta de pá (HAU, 2006).

Em geral, a otimização das pás da turbina tendem a aumentar a relação L/D . Trabalhos como o de Pinto e Gonçalves (2017) visaram otimizar os valores de a e a' a partir de um modelo numérico não linear, chegando a um valor ótimo para a distribuição da corda e torção geométrica em cada seção de pá. Perdas devido à nacele e ponta não foram consideradas pelos autores. Sabendo as características do perfil (L/D), foi possível chegar ao valor ótimo de λ e o coeficiente C_p máximo da turbina.

Dispositivos de ponta de asa podem ser empregados para melhorar as perdas por arrasto induzido. No trabalho de Jeong e Ha (2021), os autores analisaram o escoamento tridimensional numa TEEH incluindo-se na análise a nacele e a torre. Vórtices de separação nas pontas da pá e nacele foram observados, além de interação do tipo fluido-estrutura entre as pás e a torre. Os autores concluíram o trabalho com um estudo de dispositivos de ponta de pá, onde a inclusão de um *winglet* ocasionou em 0.54% a mais de potência de eixo, menor momento na raiz (devido ao empuxo) e menor vorticidade.

Em outra análise, feita por Zhu et al. (2021b), dispositivos geradores de vórtice foram utilizados no estudo do aumento rotacional nas TEEH. Os autores concluíram que a inclusão de geradores de vórtice têm efeito negativo nas forças aerodinâmicas, uma vez que reduzem o fluxo radial do escoamento e estão totalmente submersos na bolha de separação no bordo de ataque da pá, agravando a separação do escoamento. A configuração dos geradores de vórtice pode diminuir o efeito negativo, levando à diminuição da altura da bolha de separação, com pouco efeito na variação da força de empuxo e distribuição de pressão na superfície (ZHU et al., 2021b).

Ainda, pode-se otimizar os perfis das pás da turbina para minimizar a perda de potência por formação de gelo. Um estudo feito por Yirtici e Tuncer (2021) avaliou a perda de potência devido à formação de gelo nas pás usando CFD para modelagem da formação de gelo. O *solver* xFoil foi utilizado para obtenção e otimização das características do perfil, e um modelo numérico de BEM foi empregado para cálculo da potência da turbina com e sem formação de gelo. Segundo Yirtici e Tuncer (2021), a perda de potência em virtude desse fenômeno pode

variar de 18 a 31%. Para a turbina de 30 kW considerada no trabalho, o perfil otimizado reduziu a perda de potência em 4%. Para a turbina de 5 MW, a perda de potência constatada pelos autores foi reduzida em apenas 1%. A otimização foi feita somente no bordo de ataque, próximo ao ponto de estagnação do perfil. Estudos futuros podem considerar a otimização em toda a região da corda, assim como em mais seções da pá.

3.3 Estol dinâmico e controle de TEEH

Na seção anterior foi introduzido o conceito de estol dinâmico. Na maior parte do tempo a turbina está sujeita a condições de turbulência no escoamento ou ventos com guinada, rajada, torção aeroelástica, causando estol dinâmico. O entendimento desse fenômeno é de extrema importância não só para otimização de parâmetros como potência, mas assim como controle de turbinas.

Em geral, as TEEH funcionam em um intervalo de velocidades chamadas de *cut-in* e *cut-off*, com valores próximos a 5 e 25 m/s, respectivamente (BURTON et al., 2011). Em condições de turbulência ou rajada, a velocidade do vento pode ser maior do que a de *cut-off*. Para não comprometer o funcionamento da turbina, técnicas de controle são empregadas. Como observado anteriormente na figura 23, a potência pode ser controlada a partir de um dispositivo na torre que guina a turbina, desviando o escoamento propositalmente para que a potência caia, chamado de controle de guinada (*Yaw Control*).

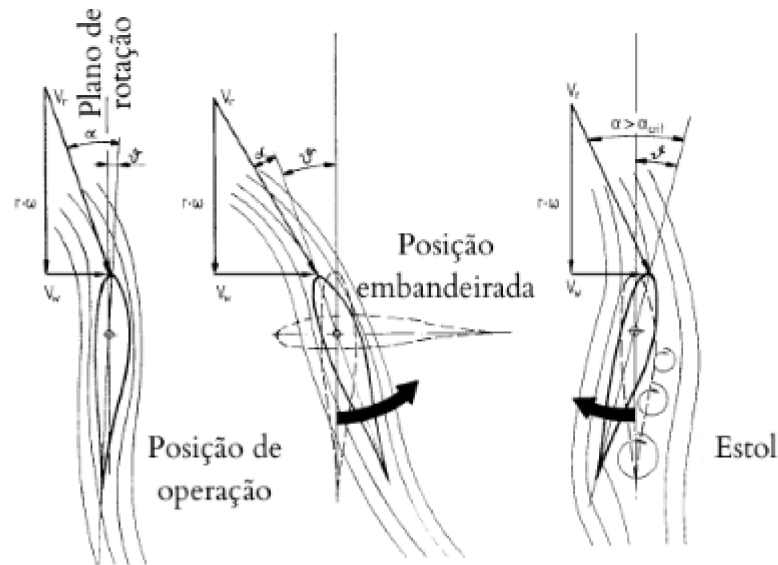
Há também o controle por passo (*Pitch control*), no qual as pás são torcidas em torno do seu eixo para um ângulo de ataque ótimo, ou para limitação de potência atingindo-se o estol, ou por embandeiramento. Em condições críticas, o controle por embandeiramento reduz fortemente as cargas estruturais na turbina. A figura 24 mostra o controle de potência em uma turbina a partir do passo da pá.

Já a figura 25 mostra que pequenas variações do passo podem ter grandes efeitos na potência de saída. Um passo positivo na pá aumenta o ângulo de passo de design e diminui o ângulo de incidência. Por outro lado, um ajuste negativo aumenta o ângulo de incidência, podendo causar estol na pá (BURTON et al., 2011).

Quando é considerado o efeito de estol dinâmico, o controle de passo se torna um problema difícil de ser modelado (HAU, 2006). Trabalhos como Kim e Xie (2016) que visam compreender melhor esse fenômeno são de grande importância para a modelagem de mecanismos de controle ativo. Outro trabalho como o de Mohammadi e Maghrebi (2021) avaliou via simulações fluidodinâmicas um mecanismo semelhante a geradores de vórtice para melhorar o desempenho aerodinâmico de turbinas.

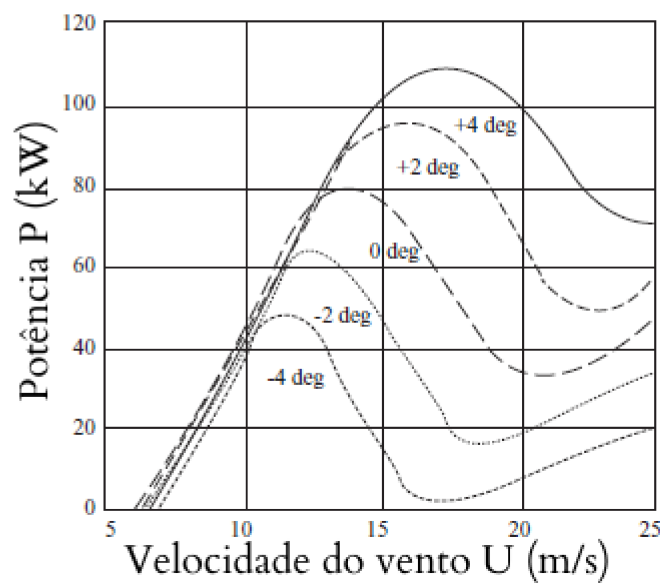
Esse mecanismo consiste em jatos de ar no extradorso da pá afim de reenergizar a camada limite do escoamento, prevenindo o estol. Mudando-se a posição dos jatos de ar nas seções da pá, os autores chegaram à conclusão que na região da ponta, o jato denominado T1 (ponto próximo

Figura 24 – Controle de passo nas posições de operação, embandeiramento e estol.



Fonte: Adaptado de Hau (2006).

Figura 25 – Ajuste do passo e seu efeito na potência de saída.



Fonte: Adaptado de Burton et al. (2011).

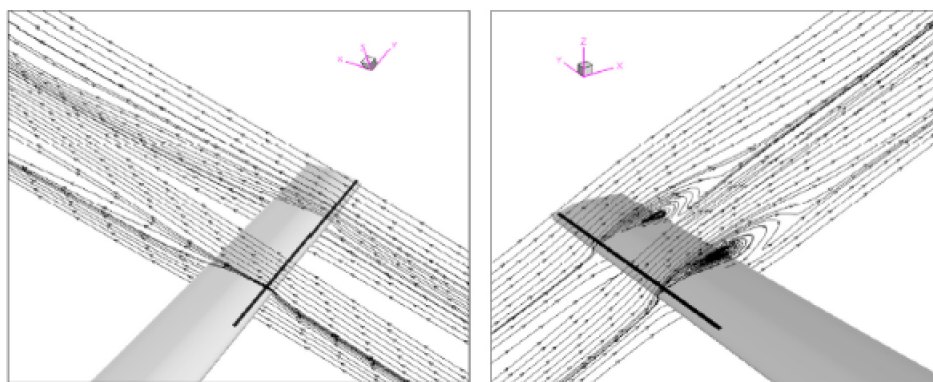
à separação do escoamento) em sua melhor condição recuperou 132% da energia gasta, gerando 132% a mais de torque a uma velocidade de 15 m/s. Ainda, foi observado que a superposição de jatos paralelos poderia aumentar ainda mais a velocidade induzida, aumentando-se o torque.

Os autores concluíram que este é um método bastante vantajoso comparando-se a energia gerada pelo uso dos jatos de ar em relação à potência necessária para funcionamento dos jatos de ar, chegando a aumentos reais de até 22% da potência total produzida, dependendo da

velocidade do jato de ar. Observa-se na figura 26 a influência do jato de ar T1 na reenergização do escoamento.

Até então, os modelos numéricos expostos nesta monografia trataram as TEEH como corpos rígidos, e os artigos citados não consideraram a torre em suas análises (com exceção do trabalho de Jeong e Ha (2021)). Portanto, a seguir são apresentados estudos dos efeitos entre fluido e estrutura, analisando efeitos aeroelásticos.

Figura 26 – A separação do escoamento é controlada quando o jato T1 está ativo (à esquerda), e a separação do escoamento quando T1 está inativo (à direita).



Fonte: Adaptado de Mohammadi e Maghrebi (2021).

3.4 Aeroelasticidade e interações fluido-estrutura

A inclusão da torre nas modelagens em CFD geram dados mais confiáveis e análises mais completas, como descrito em Jeong e Ha (2021). Segundo os mesmos autores, a inclusão da torre no modelo levou a uma redução de 22% de potência na turbina, causada por uma elevada queda de pressão quando a pá passa próximo à mesma.

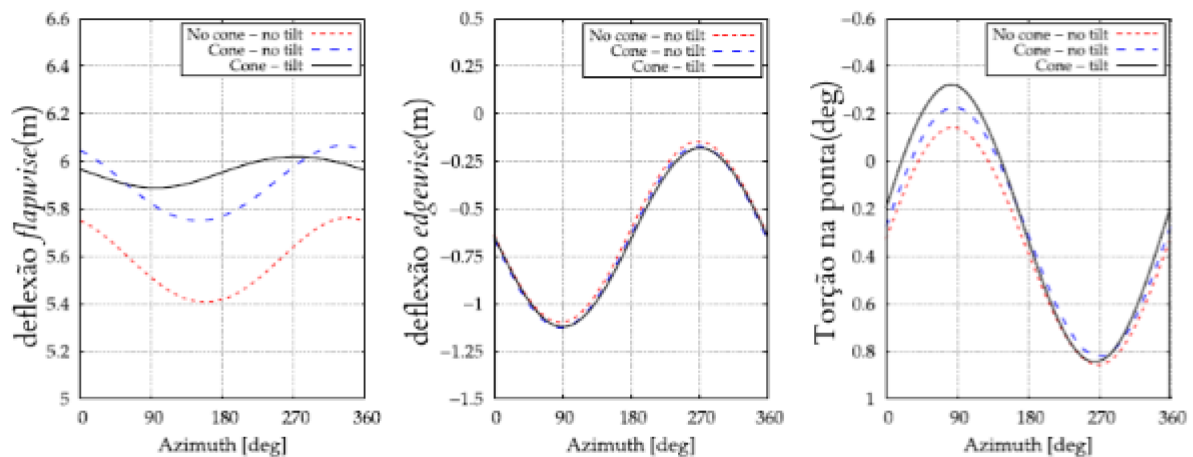
Com o aumento do diâmetro das pás, fabricadas em materiais mais leves e flexíveis, fenômenos aeroelásticos são mais evidentes e modelos numéricos que consigam capturar esses efeitos se tornam necessários. A análise fluido-estrutura por elementos finitos é altamente dependente dos resultados em CFD. Nesse método, a distribuição de pressão no sistema obtida por meio do CFD é usada no módulo estrutural, e assim as cargas estruturais são obtidas (DOSE et al., 2018). No módulo estrutural, são obtidas as frequências de vibração para a estrutura, modos de vibrar, e resposta dinâmica para efeitos como rajadas, turbulência, entre outros (BURTON et al., 2011).

No trabalho de Dose et al. (2018), os autores analisaram o comportamento de uma TEEH em condições de vento normal e com guinada, em quatro configurações, dentre elas uma configuração limpa, com inclinação do eixo do rotor de 5° , cone de pá de 2.5° e configuração limpa com ângulo de guinada de 30° . A partir da comparação entre o caso rígido e o flexível, foram obtidas as deformações e cargas atuantes na estrutura. Para a condição de vento normal

e configuração limpa, foram observados pequenos desvios na potência e empuxo entre os dois casos. Já considerando-se os momentos aerodinâmicos, as deformações foram expressivas. Para as forças tangenciais, o cálculo do ângulo de ataque em cada seção foi influenciado pela deformação da pá, levando a desvios nos valores. Outros autores, como Rahimi et al. (2018), avaliaram diferentes métodos para o cálculo do ângulo de ataque, mas considerando-se a estrutura rígida.

Ainda, quando são consideradas forças gravitacionais, angulação do rotor e cone, variações significantes nas deformações estruturais foram observadas em função do ângulo de azimuth, com deslocamento de fase nas forças normais e deflexões (DOSE et al., 2018). A figura 27 mostra as deformações nas direções *flapwise*, *edgewise* e torção na ponta, respectivamente, para os casos: sem cone e sem angulação do rotor; com cone e sem angulação do rotor; com ambos, cone e angulação do rotor.

Figura 27 – Deslocamentos na ponta da pá nas direções *flapwise*, *edgewise* e torção na ponta, respectivamente, para os três casos (sem cone e sem angulação do rotor; com cone e sem angulação do rotor; com ambos, cone e angulação do rotor) em função do ângulo de azimuth.



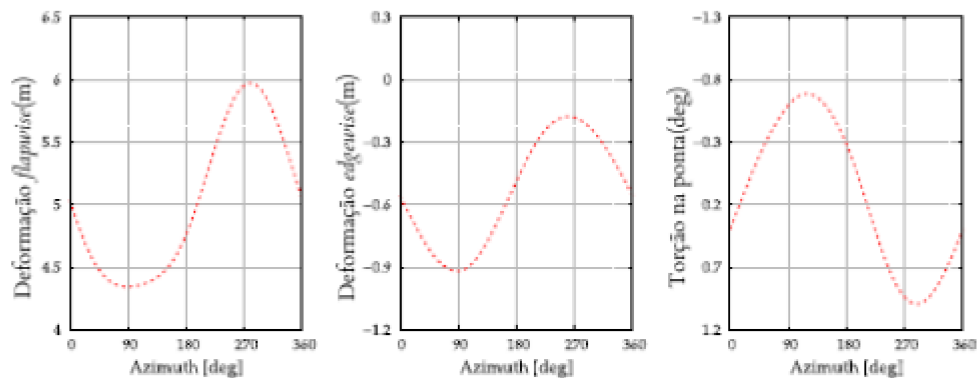
Fonte: Adaptado de Dose et al. (2018).

Para o caso de vento de guinada, as análises de Dose et al. (2018) levaram a valores bem próximos entre o caso rígido e flexível, com notável mudança de fase. Quando comparados com o caso flexível sem guinada, a potência e empuxo são menores, mas as deformações são maiores tanto em amplitude quanto em fase. A figura 28 mostra as deflexões para o caso flexível com guinada.

Conclui-se do artigo de Dose et al. (2018) que as deformações estruturais têm claras implicações no desempenho de turbinas eólicas, sendo um dos estudos de maior importância para elaboração de modelos de correção para a teoria de BEM, melhorando a acuracidade dos resultados e diminuindo o custo computacional das análises.

No trabalho de Chen et al. (2018), os autores analisaram características aerodinâmicas e

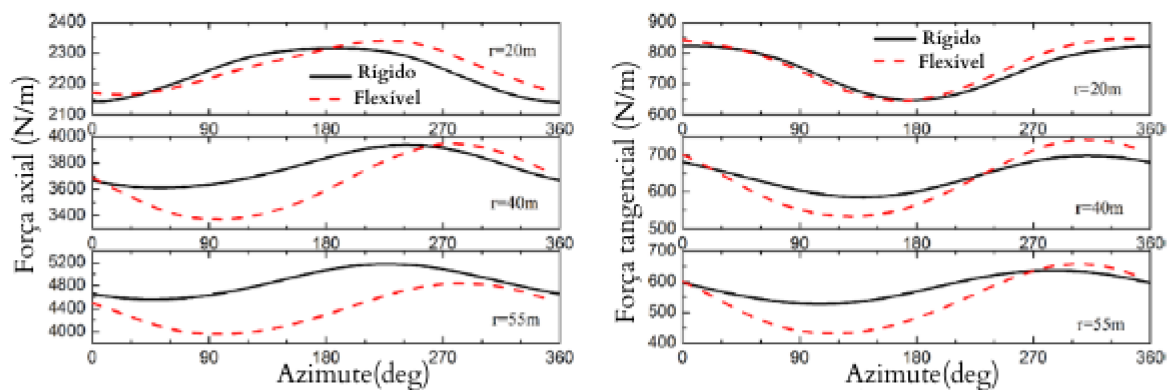
Figura 28 – Deslocamentos na ponta da pá nas direções *flapwise*, *edgewise* e torção na ponta, respectivamente, para o caso com guinada em função do ângulo de azimute.



Fonte: Adaptado de Dose et al. (2018).

aeroelásticas de uma TEEH, incluindo-se efeitos de guinada e cisalhamento. Para a condição de vento com guinada, os resultados confirmaram os achados em Dose et al. (2018), onde as deformações são maiores devido à mudança de fase no ângulo de ataque, consequentemente na força de empuxo, levando a momentos maiores de *Yaw* no rotor. Por comparação, o momento de *Tilt* também é reduzido devido à mudança de fase na força, como mostram as figuras 29 e 30.

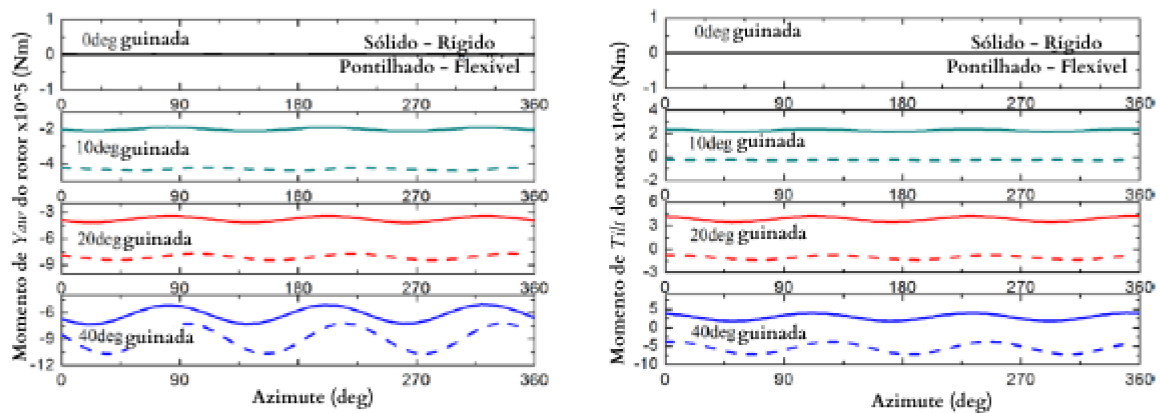
Figura 29 – Forças axiais e tangenciais, respectivamente, para os casos rígido e flexível, na condição de guinada de 20°.



Fonte: Adaptado de Chen et al. (2018).

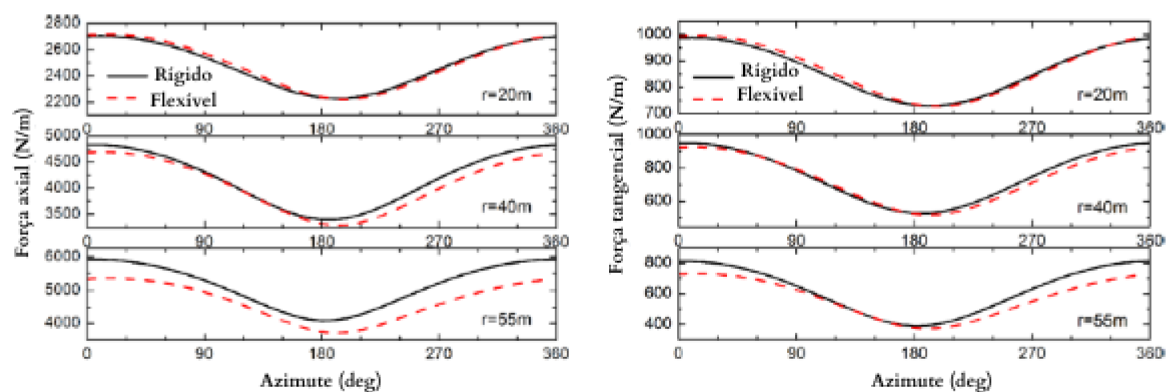
Para o caso de vento cisalhante, a pá também deforma periodicamente, e as forças diminuem devido à queda de ângulo de ataque, principalmente para as posições de azimute 180°, e particularmente para a posição próxima à ponta da pá. A mudança de fase na distribuição da força devido ao acoplamento aeroelástico produz um desbalanço no rotor, resultando em um aumento do momento de *Yaw*. Por outro lado, o momento de *Tilt* foi diminuído, uma vez que a força axial reduziu, amenizando o desbalanço vertical, como é mostrado na figura 31. Portanto, efeitos similares são observados entre os dois casos.

Figura 30 – Momento de *Yaw* e *Tilt*, respectivamente, para os casos rígido e flexível, em diferentes condições de guinada.



Fonte: Adaptado de Chen et al. (2018).

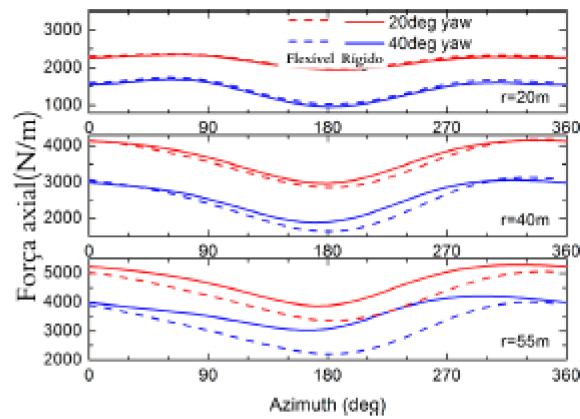
Figura 31 – Forças axiais e tangenciais, respectivamente, para os casos rígido e flexível, na condição de cisalhamento.



Fonte: Adaptado de Chen et al. (2018).

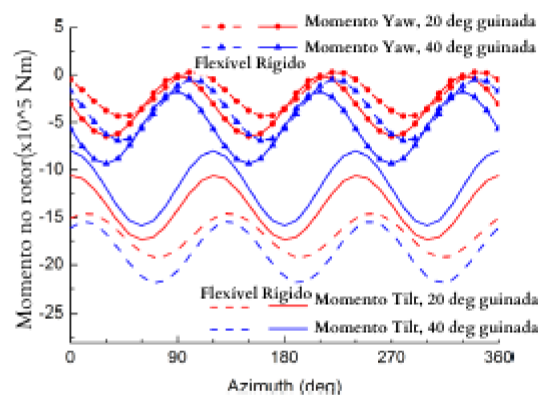
A combinação dos efeitos mostrou que as forças de empuxo foram reduzidas pela diminuição do ângulo de ataque com pouca mudança de fase para as diferentes posições radiais. Essa pequena mudança de fase produziu menores momentos de *Yaw* e maiores momentos de *Tilt* quando comparados com o caso rígido, como é mostrado nas figuras 32 e 33. O vento cisalhante tende a dominar a aerodinâmica de turbinas funcionando em condições com guinada e cisalhamento. Ainda, concluiu-se que as máximas deformações não geram efeitos fluido-estrutura entre a pá e a torre, como mostra a figura 34.

Figura 32 – Comparação da força axial entre rígido e flexível para o caso combinado.

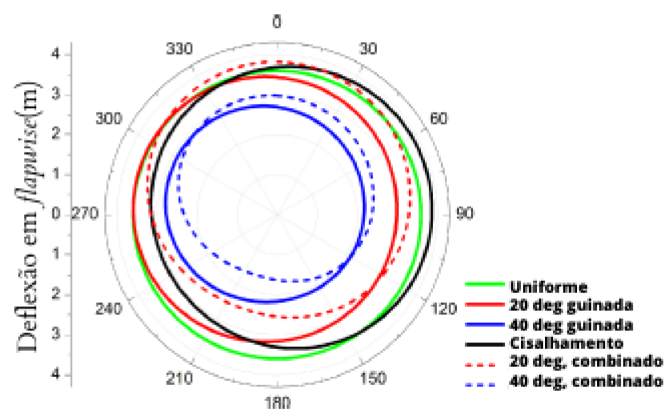


Fonte: Adaptado de Chen et al. (2018).

Figura 33 – Comparação do momento no rotor entre rígido e flexível para o caso combinado.



Fonte: Adaptado de Chen et al. (2018).

Figura 34 – Deflexões em *Flapwise* para os casos analisados.

Fonte: Adaptado de Chen et al. (2018).

No trabalho de Naung, Rahmati e Farokhi (2021), os autores analisaram diferentes efeitos

de instabilidade do escoamento levando em conta características aerodinâmicas e aeroelásticas a partir de um método não linear no domínio da frequência, de menor custo computacional quando comparados às análises em CFD. Os resultados são satisfatórios e validados com dados experimentais e outros trabalhos. O escoamento foi observado em termos de velocidade e distribuição de pressão com aumento das cargas nas pás à medida que a frequência da turbulência foi aumentada. Ainda, foi concluído que a frequência de instabilidade da esteira pode causar fenômenos como divergência e *flutter*, que devem ser cuidadosamente analisados, incluindo-se um estudo de materiais utilizados na construção das pás, concluindo-se também que materiais como compósitos promovem maior amortecimento aerodinâmico do que pás feitas em alumínio (NAUNG; RAHMATI; FAROKHI, 2021).

3.5 Aerodinâmica de esteiras turbulentas

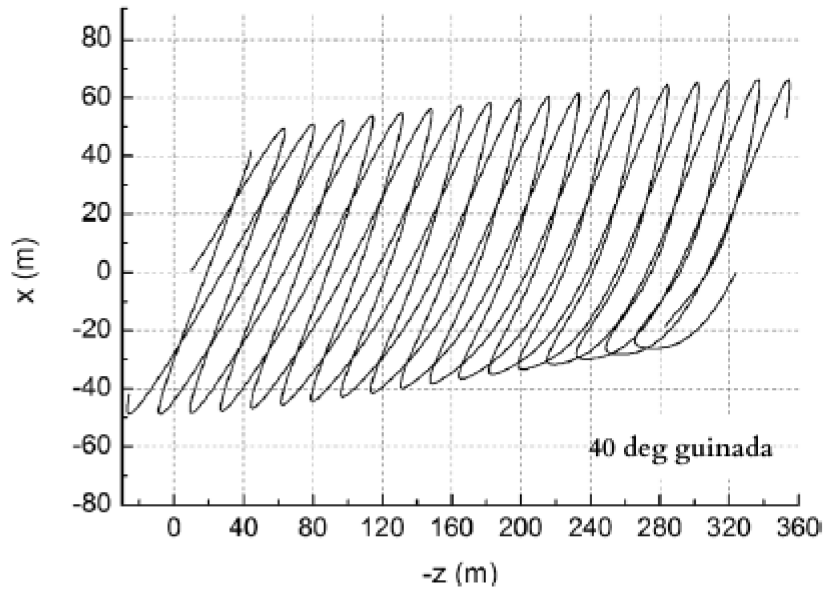
Como foi mencionado anteriormente e em trabalhos como Naung, Rahmati e Farokhi (2021), efeitos de turbulência na esteira podem impactar tanto nas características aerodinâmicas quanto aeroelásticas de turbinas. Trabalhos como os de Kecskemety e McNamara (2016) e Chen et al. (2018) analisaram o efeito da esteira turbulenta no desempenho e comportamento aeroelástico das turbinas.

Kecskemety e McNamara (2016) avaliaram a necessidade de implementação de modelos mais completos para obtenção de parâmetros de turbinas. Comparou-se a distribuição de sustentação, potência da turbina e coeficientes de empuxo e momento usando dados experimentais em túnel de vento do NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) e CFD. Observou-se que a inclusão de modelo de esteira livre (*Free Wake Model*) melhorou os resultados propostos pelo código FAST desenvolvido pelo mesmo laboratório. A inclusão de esteira nas análises de desempenho das turbinas ainda é um desafio, sendo encontradas diferenças significativas entre os resultados obtidos numericamente e os dados experimentais, em aspectos como carga nas pás, potência, momentos e deflexões.

No trabalho de Chen et al. (2018), os autores analisaram a esteira turbulenta para ventos com guinada e cisalhamento. A partir de um modelo numérico aerodinâmico (superfície sustentadora com esteira livre) e estrutural (teoria de viga geometricamente exata), as simulações foram obtidas para o caso rígido e flexível. Assim como em Kecskemety e McNamara (2016), o modelo de esteira livre foi implementado no módulo aerodinâmico. A figura 35 mostra a vista superior (eixo y) dos vórtices de ponta de pá em função da distância na esteira ($-z$) para a condição de guinada de 40° .

A figura 36 mostra a posição lateral (eixo x) dos vórtices de ponta de pá em função da distância na esteira ($-z$) para a condição de vento cisalhante. O perfil de velocidade do vento

Figura 35 – vista superior (eixo y) dos vórtices de ponta de pá para a condição de guinada de 40°.



Fonte: Adaptado de Chen et al. (2018).

cisalhante é dado por Chen et al. (2018):

$$V(y) = V_{hub} \left(\frac{y}{y_{hub}} \right)^{\alpha} \quad (59)$$

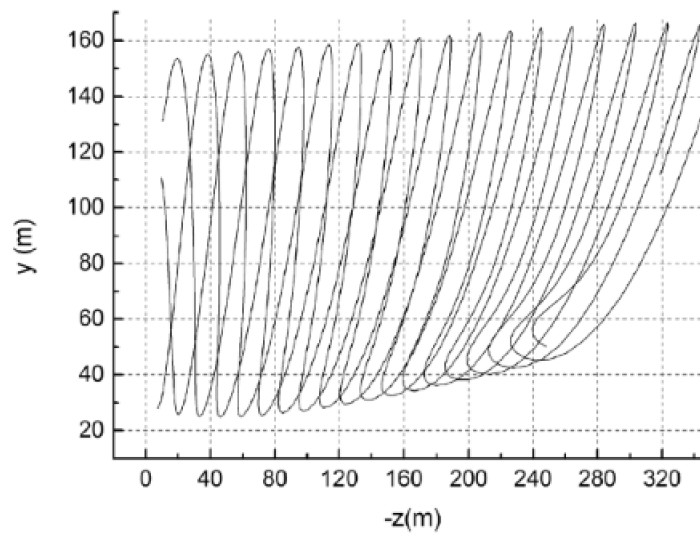
Sendo V_{hub} a velocidade do vento na altura da nacele y_{hub} , y a distância em relação ao solo, e α o expoente de cisalhamento, definido com valor igual a 0.2. Observa-se da expressão de vento cisalhante dada pela equação 59 que a velocidade do vento muda definindo-se a camada limite no solo.

Das figuras 35 e 36, observa-se que há uma variação da velocidade induzida pelas esteiras pela posição azimutal em que se encontram. Para a condição de guinada, devido à contribuição combinada da velocidade local e o ângulo de ataque efetivo da pá, o empuxo e as forças tangenciais se comportam diferentemente com a posição azimutal. Ainda, há mudança de fase entre diferentes posições radiais. Para os momentos, a inclusão de guinada faz com que os momentos se tornem uma distribuição cíclica, com valores menores que para a condição normal de vento (CHEN et al., 2018). À medida que o ângulo de guinada aumenta, as amplitudes de variação do momento também aumentam, como mostra a figura 37.

A figura 38 mostra a distribuição de momentos de *Yaw* e *Tilt* (da figura 10) no rotor obtidos por Chen et al. (2018). Observa-se a diferença entre o momento obtido na raiz, e o aumento do momento no rotor à medida que o ângulo aumenta.

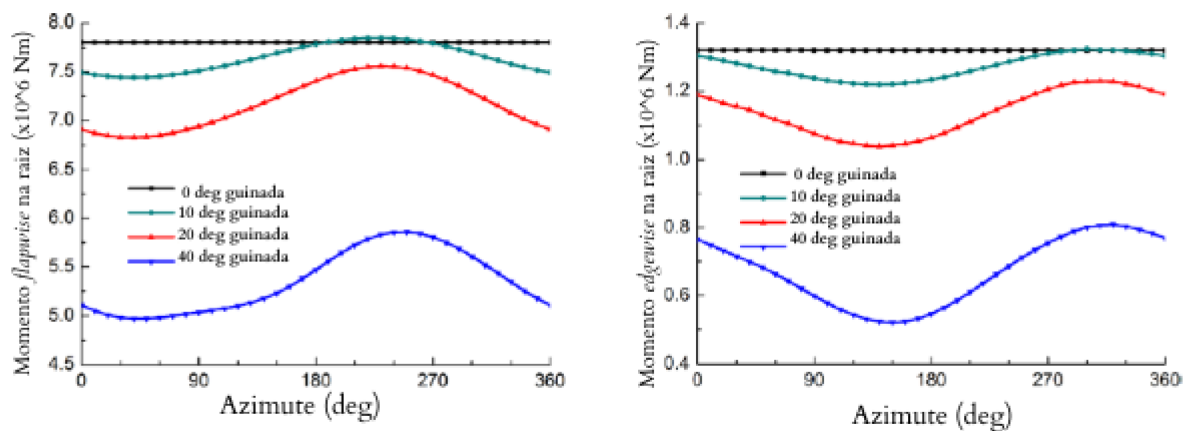
Para o caso de vento cisalhante, a variação da força axial e tangencial aumentam com

Figura 36 – Posição lateral (eixo x) dos vórtices de ponta de pá para a condição de vento cisalhante.



Fonte: Adaptado de Chen et al. (2018).

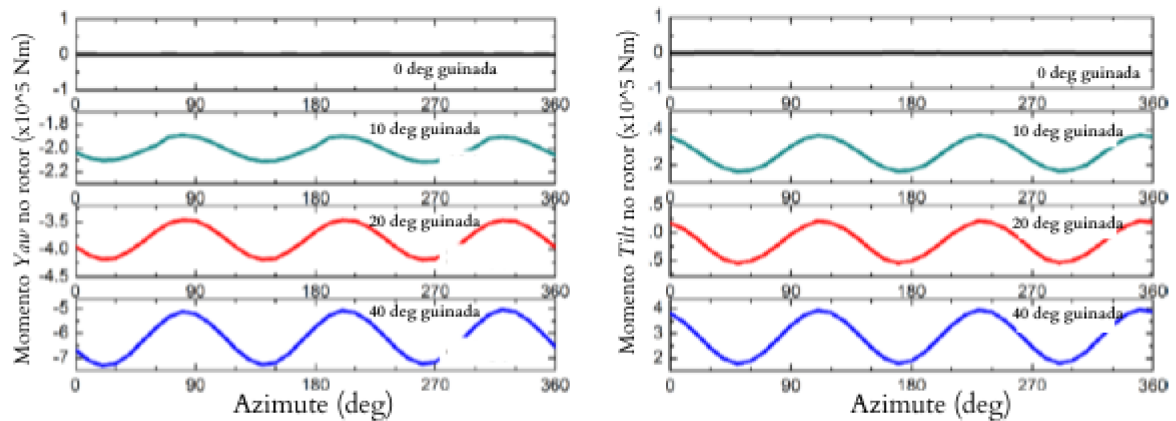
Figura 37 – Momentos na direção *flapwise* e *edgewise*, respectivamente, na raiz para diferentes ângulos de guinada.



Fonte: Adaptado de Chen et al. (2018).

o ângulo azimutal de forma cossenoidal. Além disso, devido à distribuição quase simétrica da força axial relativa ao eixo y , o momento de *Yaw* do rotor é baixo. Já o momento de *Tilt* cresce (em módulo), devido à assimetria da esteira (CHEN et al., 2018).

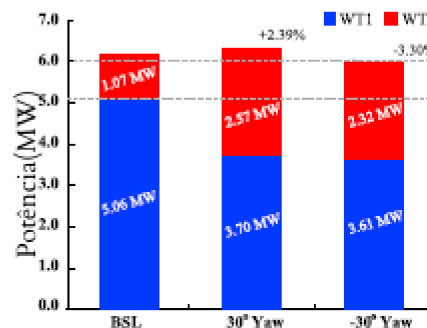
No trabalho de Miao et al. (2017), os autores analisaram o impacto da esteira turbulenta de uma TEEH em condição de vento com guinada na entrada da segunda turbina usando CFD, o qual também engloba vento cisalhante. Foi observado que as velocidades médias após a primeira turbina são maiores quando comparadas ao caso sem guinada, pois a turbina guinada extrai menos energia do vento, levando a uma menor potência na primeira TEEH, como é esperado. À medida que a distância na esteira aumenta, entre $x/D = 1$ e $x/D = 6$, a velocidade se recupera

Figura 38 – Momento de *Yaw* e *Tilt*, respectivamente, para diferentes ângulos de guinada.

Fonte: Adaptado de Chen et al. (2018).

mais rapidamente, levando a menores níveis de turbulência e uma maior potência gerada na segunda turbina. Os autores compararam os casos com guinada de 30° e -30°, e observaram que a potência variou em 2.39% e -3.30%, respectivamente, como é mostrado na figura 39.

Figura 39 – Potência total produzida (após convergência) para as turbinas WT1 e WT2, nas condições sem guinada, com guinada de +30° e -30°.



Fonte: Adaptado de Miao et al. (2017).

Após a segunda turbina ($x/D > 7$), as intensidades de turbulência para os três casos foram muito maiores, pois os efeitos são combinados. Miao et al. (2017) perceberam que isso indica que estratégias de controle por guinada em parques eólicos são benéficas tanto para reduzir a intensidade turbulenta, quanto para diminuir cargas cíclicas, diminuindo o risco de falhas por fadiga. Os autores observam também a difusão da parte inferior da esteira à medida que x/D aumenta, na região próxima ao solo, devido à baixa velocidade definida pela condição de fronteira (cisalhamento). As simulações também mostraram que a esteira é desviada lateralmente, onde apenas uma porção influencia o escoamento na segunda turbina, difícil de ser quantificada. Vórtices contrarrotativos podem ser responsáveis pelo desvio e, dependendo da angulação, exercem efeitos diferentes no escoamento, levando a um aumento ou diminuição da potência total das duas turbinas, como visto na figura 39.

4 CONCLUSÃO

Neste trabalho foram abordado alguns dos problemas presentes na modelagem de turbinas eólicas de eixo horizontal e as soluções adotadas a partir de modelos numéricos ou em CFD. A partir dos estudos apresentados, conclui-se que:

- Para escoamentos com guinada, observou-se que a angulação do escoamento leva a uma queda da potência de eixo da turbina, podendo ser usado um método de controle de potência chamado de controle de guinada. Apesar da redução de potência, o escoamento com guinada leva a cargas cíclicas, levando a maiores momentos de Yaw no rotor, além de maiores deformações na estrutura (DOSE et al., 2018), (CHEN et al., 2018).
- A partir de análises em CFD das pás da turbina, foi possível melhorar as características aerodinâmicas como L/D e ângulo de estol a partir de otimização da pá como um todo, empregando torção geométrica, aerodinâmica, afilamento, dispositivos de ponta de pá, ou até mesmo otimizando os perfis utilizados no projeto, como forma de minimizar as perdas de potência por formação de gelo nas pás (YIRTICI; TUNCER, 2021). Dispositivos geradores de vórtice têm efeito negativo nas forças aerodinâmicas por amenizarem o aumento rotacional nas pás, porém podem diminuir a altura da bolha de separação com pouco efeito sobre a força de empuxo e a distribuição de pressão na superfície, dependendo de sua configuração (ZHU et al., 2021b).
- O estol dinâmico foi analisado sob condições de escoamento turbulento (KIM; XIE, 2016) e controle de passo (ZHU; QIU; WANG, 2021a). Escoamentos com turbulência anteciparam o recolamento do escoamento no perfil (cerca de 4° mais cedo) (KIM; XIE, 2016). Não foram observadas mudanças significativas nos coeficientes de momento e arrasto, nem nas histereses de força e momento. As magnitudes do arrasto máximo e o momento mínimo diminuem com o aumento da turbulência do escoamento livre, causados devido à supressão do descolamento no escoamento turbulento, com maiores discrepâncias entre resultados experimentais à medida que k_{red} aumenta (KIM; XIE, 2016). O controle de passo, quando considerado o estol dinâmico, é um problema difícil de ser modelado. A utilização de jatos de ar provou-se ser benéfico na reenergização da camada limite do escoamento, prevenindo estol, gerando até 132% a mais de torque a uma velocidade de 15 m/s (MOHAMMADI; MAGHREBI, 2021).
- As deformações estruturais têm claras implicações no desempenho de turbinas eólicas. Modelos aeroelásticos foram capazes de prever deformações causadas por cargas cíclicas em condições de vento com guinada e cisalhamento, observando o aumento de momentos no rotor e maiores deformações na ponta das pás (DOSE et al., 2018), (CHEN et al., 2018).

Observou-se também que a combinação de efeitos de guinada e cisalhamento não afetou a interação fluido-estrutura entre pás e torre (CHEN et al., 2018).

- Artigos em aerodinâmica de esteiras turbulentas também foram estudados. Trabalhos como em Kecskemety e McNamara (2016) tentaram melhorar modelos numéricos de BEM incluindo-se modelos de esteira livre, comparando com dados experimentais e de CFD. Ainda, a influência de guinada e cisalhamento no escoamento leva a um desvio da esteira, a qual somente uma parte influencia o escoamento na próxima turbina, sendo essa área difícil de ser quantificada (CHEN et al., 2018) (MIAO et al., 2017). Trabalhos como Miao et al. (2017) analisaram a influência de guinada na potência total de duas turbinas eólicas consecutivas, concluindo que dependendo do ângulo de guinada, a potência total do parque eólico pode ser aumentada, pois a primeira turbina não extrai tanta energia do escoamento, assim na segunda turbina o escoamento apresenta menores níveis de turbulência.

Apesar dos crescentes estudos, alguns fenômenos ainda são pouco conhecidos. Trabalhos futuros podem analisar a influência da esteira turbulenta na potência das demais turbinas, incluindo-se efeitos aeroelásticos e de estol dinâmico, com intuito de melhor prever a vida útil dos componentes sob fadiga. De maneira geral, trabalhos em CFD podem melhorar modelos de correção para métodos numéricos como BEM, visando diminuir o custo computacional de tais análises.

REFERÊNCIAS

- BANGGA, G.; LUTZ, T. Aerodynamic modeling of wind turbine loads exposed to turbulent inflow and validation with experimental data. *Energy*, v. 223, 2021. 16, 34, 36
- BETZ, A. A. das maximum der theoretisch moglichen ausnutzung des windes durch windmotoren. *Zeitschrift fur das gesamte Turbinewesen*, 1920. 9, 11
- BURTON, T. et al. *Wind Energy Handbook*. [S.l.]: John Wiley and Sons, 2011. ISBN 9780470699751. 12, 13, 14, 15, 17, 19, 20, 22, 28, 29, 31, 32, 38, 39, 40
- CHANTHARASENAWONG, C.; TIPKAEW, W. Determination of wind turbine blade flapwise bending dynamics. In: . [S.l.: s.n.], 2010. 19
- CHEN, J. et al. Influence of wake asymmetry on wind turbine blade aerodynamic and aeroelastic performance in shear/yawed wind. *Renewable Sustainable Energy*, v. 10, 2018. 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50
- DOSE, B. et al. Fluid-structure coupled computations of the nrel 5mw wind turbine by means of cfd. *Renewable Energy*, v. 129, p. 591–605, 2018. 40, 41, 42, 49
- ELETROBRAS. *Potencial Hidrelétrico Brasileiro (SIPOT)*. 2018. Disponível em: <<https://eletrobras.com/pt/Paginas/Potencial-Hidreletrico-Brasileiro.aspx>>. Acesso em: 1 de junho de 2021. 8
- EPOWERBAY. *Fabricantes de Aerogeradores: Os Maiores em operação no Brasil*. 2021. Disponível em: <<https://www.epowerbay.com/single-post/fabricantes-de-aerogeradores-os-maiores-em-operacao-no-brasil>>. Acesso em: 1 de junho de 2021. 7, 9
- ESDU. Characteristics of atmospheric turbulence near the ground. part ii: Single point data for strong winds (neutral atmosphere). *ESDU 85020*, Engineering Sciences Data Unit, London, 1985. 15
- HANSEN, M. O. L. *Aerodynamics of Wind Turbines*. [S.l.]: Earthscan, 2008. ISBN 9781844074389. 24, 32
- HAU, E. *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. [S.l.]: Springer, 2006. ISBN 9783540242406. 8, 9, 11, 12, 14, 15, 17, 18, 26, 27, 28, 34, 35, 37, 38, 39
- INESTROZA, M. A. Z. *Influência da Turbulência Atmosférica na Esteira Aerodinâmica de Turbinas Eólicas: Estudo experimental em túnel de vento*. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, UFRGS, Porto Alegre, 2017. 11, 16, 17
- JAMAR, A. A.; TAPIA, G. I. M. Análise do efeito esteira sobre a produção de energia em parques eólicos. *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2018. 16
- JEONG, J.-H.; HA, K. Numerical investigation of three-dimensional and vortical flow phenomena to enhance the power performance of a wind turbine blade. *Applied Sciences*, v. 11, n. 1, 2021. ISSN 2076-3417. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2076-3417/11/1/72>>. 37, 40

- JR, J. D. A. *Fundamentals of Aerodynamics*. [S.l.]: McGraw-Hill, 2010. ISBN 9780073398105. 11, 24, 25
- KECSKEMETY, K. M.; MCNAMARA, J. J. Influence of wake dynamics on the performance and aeroelasticity of wind turbines. *Renewable Energy*, v. 224, p. 333–345, 2016. 10, 16, 45, 50
- KIM, Y.; XIE, Z.-T. Modelling the effect of freestream turbulence on dynamic stall of wind turbine blades. *Computers and Fluids*, v. 129, p. 53–66, 2016. 34, 35, 36, 38, 49
- MIAO, W. et al. Investigation of wake characteristics of a yawed hawt and its impacts on the inline downstream wind turbine using unsteady cfd. *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics*, v. 168, p. 60–71, 2017. 47, 48, 50
- MICALLEF, D. et al. An investigation of radial velocities for a horizontal axis wind turbine in axial and yawed flows. *Wind Energy*, v. 16, n. 4, p. 529–544, 2013. 32, 33
- MOHAMMADI, M.; MAGHREBI, M. J. Improvement of wind turbine aerodynamic performance by vanquishing stall with active multi air jet blowing. *Energy*, v. 224, 2021. 38, 40, 49
- NAUNG, S. W.; RAHMATI, M.; FAROKHI, H. Nonlinear frequency domain solution method for aerodynamic and aeromechanical analysis of wind turbines. *Renewable Energy*, v. 167, p. 66–81, 2021. 44, 45
- PINTO, R. L. U. de F.; GONÇALVES, B. P. F. A revised theoretical analysis of aerodynamic optimization of horizontal-axis wind turbines based on bem theory. *Renewable Energy*, v. 105, p. 625–636, 2017. 37
- RAHIMI, H. et al. Evaluation of different methods for determining the angle of attack on wind turbine blades with cfd results under axial inflow conditions. *Renewable Energy*, v. 125, p. 866–876, 2018. 33, 41
- REN21. Renewables energy policy network for the 21st century: 2020 global status report. 2020. 7, 8, 10
- SADRAEY, M. H. *Aircraft Design: A Systems Engineering Approach*. [S.l.]: John Wiley & Sons, Ltd, 2012. ISBN 9781119953401. 26, 27
- SILVA, P. A. et al. Numerical study of wake characteristics in a horizontal-axis hydrokinetic turbine. *Anais da Academia Brasileira de Ciências*, scielo, v. 88, p. 2441 – 2456, 12 2016. ISSN 0001-3765. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0001-37652016000602441&nrm=iso>. 16
- SUN, Z. et al. Improved blade element momentum theory for wind turbine aerodynamic computations. *Renewable Energy*, v. 96, p. 824–831, 2016. 10, 33, 34
- WINDEUROPE. *History of Europe's Wind Industry*. 2021. Disponível em: <<https://windeurope.org/about-wind/history/>>. Acesso em: 11 de Maio de 2021. 10, 11, 34
- WITTEWER, A. R. et al. Escoamento na esteira de turbinas eólicas: Análise espectral da turbulência mediante testes em túnel de vento. *Ciência e Natura*, v. 38, p. 46–52, 2016. 16
- YIRTICI, O.; TUNCER, I. H. Aerodynamic shape optimization of wind turbine blades for minimizing power production losses due to icing. *Cold Regions Science and Technology*, v. 185, 2021. 37, 49

ZHU, C. et al. Numerical investigation into rotational augmentation with passive vortex generators on the nrel phase vi blade. *Energy*, v. 223, 2021b. 37, 49

ZHU, C.; QIU, Y.; WANG, T. Dynamic stall of the wind turbine airfoil and blade undergoing pitch oscillations: A comparative study. *Energy*, v. 222, 2021a. 35, 49