

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA DA USP

ANDRÉ KUYUMJIAN LANE

**Efeito esteira em parques eólicos: modelos disponíveis e comparação com
caso real**

São Paulo
2019

ANDRÉ KUYUMJIAN LANE

**Efeito esteira em parques eólicos: modelos disponíveis e comparação com
caso real**

Monografia apresentada ao PECE - Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração: Energia eólica

Supervisor: Prof. Dr. Demétrio Cornílios Zachariadis

São Paulo
2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catálogo-na-publicação

Lane, André Kuyumjian

Efeito esteira em parques eólicos: modelos disponíveis e comparação com caso real / A. K. Lane -- São Paulo, 2019.

44 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energia Eólica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Demétrio Cornílios Zachariadis pela supervisão e constante estímulo transmitido durante a elaboração do trabalho bem como durante diversas aulas ministradas e diálogos em seguida.

A minha família pelo apoio e amor incondicionais e aos meus colegas de curso pelo apoio durante estes dois anos.

RESUMO

Conforme turbinas eólicas crescem em dimensões (diâmetro de rotor e altura de cubo) e potência nominal, maior fidelidade das modelagens de estimativas de produção é exigida. Não apenas a produção bruta esperada de uma usina eólica deve ser calculada com incerteza reduzida como também as perdas intrínsecas à conversão da energia disponível no vento em trabalho. Uma das principais perdas é conhecida como efeito esteira, que pode ser entendida como um sombreamento do vento que incide em aerogeradores à jusante de outros. Ao longo das últimas décadas, diversos modelos computacionais foram propostos para o cálculo do efeito esteira e três dos principais são apresentados neste trabalho: Modelos Jensen, Larsen e Ainslie. Estes modelos são comparados entre si em diferentes configurações de uma usina eólica típica do Nordeste brasileiro. O tempo até a resposta, ou esforço computacional, dos diferentes modelos também é apresentado. Nota-se que, embora as modelagens demandem tempos diferentes para o cálculo, seus resultados são similares. Em seguida as modelagens são contestadas por dados de uma usina eólica real e nota-se que qualitativamente a grandeza central de comparação, razão de velocidades incidentes em aerogeradores, é semelhante em todos os casos.

Palavras-chave: Energia eólica, efeito esteira

ABSTRACT

As wind turbines grow in size (rotor diameter and hub height) and nominal power, higher accuracy of energy yield estimations is expected. Not only gross energy production should be calculated with low uncertainty but also the losses associated with it. One of the losses is known to be caused by wake effects, which can be illustrated as a sheltering effect one turbine causes into another downwind. Over the past decades, different computational wake models were developed and three of them are presented in the current work: Jensen, Larsen and Ainslie models. The wake models are compared against each other in different wind farm configurations considering typical conditions for the Northeast Brazil. Time to solution is also computed and compared. It is seen that even though these models have very different time to solutions, the results are close in term of wind speeds ratio. Next, data for a real wind farm was used to compare the wake models. As a result, wind speed ratios are seen to be qualitative close to the modelled values.

Keywords: Wind energy, wake models, wake effect

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Capacidade instalada acumulada de energia eólica no Brasil e no Mundo desde 1995.....	10
Figura 1.2 – Localização dos parques eólicos instalados no Brasil desde 1998.....	11
Figura 1.3 – Diâmetro e altura do rotor e potência média dos aerogeradores instalados no Brasil	13
Figura 2.1 – Moinho de grãos de eixo vertical encontrado no Afeganistão	16
Figura 2.2 – Moinho Holandês	17
Figura 2.3 – Orientação do eixo de máquinas rotativas	18
Figura 2.4 – Tipos mais comuns de rotores de eixo vertical.....	18
Figura 2.5 – Aerogerador Siemens de 107 metros de diâmetro de rotor	19
Figura 2.6 – Comportamento da velocidade e pressão manométrica ao longo do V.C.	20
Figura 2.7 – Curvas C_P de três modelos de aerogeradores	22
Figura 2.8 – Curva de potência, Curva de P_{disp} e Limite de Betz para um aerogerador	22
Figura 2.9 – Curva de potência, Curva C_P e Curva C_T e limite de Betz para Senvion MM82	23
Figura 2.10 – Representação da esteira à jusante do rotor	24
Figura 2.11 – Representação do sombreamento de energia em aerogeradores vizinhos	25
Figura 2.12 – Representação visual da estabilidade atmosférica	27
Figura 2.13 – Geometria da esteira proposta por Jensen	27
Figura 2.14 – Modelo N.O. Jensen: representação gráfica	28
Figura 2.15 – Modelo G.C. Larsen: representação gráfica.....	29
Figura 2.16 – Modelo Ainslie: representação gráfica	29
Figura 3.1 – Parque genérico (vista superior)	32
Figura 3.2 – Razão de velocidades incidentes em fileiras subsequentes	33
Figura 3.3 – Tempo de cálculo para diferentes modelos de esteira	34
Figura 3.4 – Parque eólico La Haute Borne (vista superior).....	35
Figura 3.5 – Razão de velocidades WEC2-WEC3 em função do ângulo de vento ...	37
Figura 3.6 – Razão de velocidades WEC3-WEC4 em função do ângulo de vento ...	38

Figura 3.7 – Comparação de razão de velocidades WEC2-WEC3 em função do ângulo de vento.....	39
Figura 3.8 – Comparação de razão de velocidades WEC3-WEC4 em função do ângulo de vento.....	39
Figura 3.9 – Direções do vento incidente discutidas	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Coordenadas geográficas e distâncias entre aerogeradores La Haute Borne.....	36
Tabela 2 – Ângulos entre aerogeradores La Haute Borne	36

SUMÁRIO

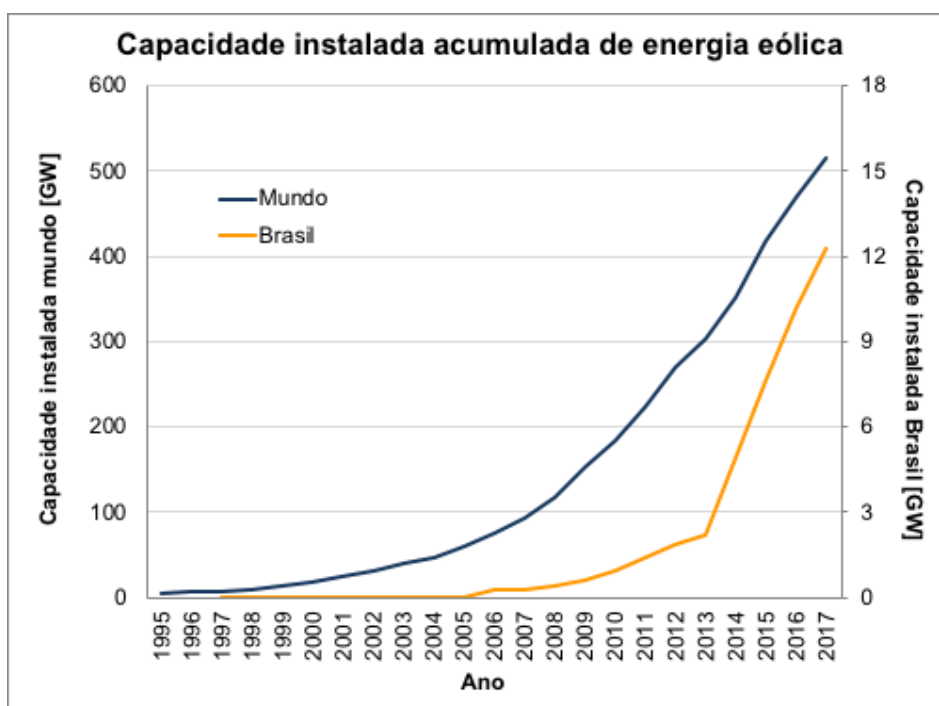
1 INTRODUÇÃO	10
1.1 MOTIVAÇÃO	10
1.2 OBJETIVOS	14
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
2.1 ENERGIA EÓLICA	16
2.2 EFEITO ESTEIRA	24
2.2.1 O modelo N.O. Jensen	26
2.2.2 O modelo G.C. Larsen.....	28
2.2.3 O modelo Ainslie	29
2.2.4 Outras considerações.....	30
3 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	31
3.1 SIMULAÇÃO COM PARQUE GENÉRICO	31
3.1.1 Apresentação do domínio estudado.....	31
3.1.2 Discussão dos resultados	32
3.2 SIMULAÇÃO COM PARQUE EXISTENTE	34
3.2.1 Apresentação do domínio estudado.....	34
3.2.2 Discussão dos resultados	37
4 CONCLUSÃO	41
5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	43

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

A energia eólica tem se destacado no mundo como importante fonte renovável de geração de energia elétrica, apresentando elevado crescimento durante as últimas décadas. No Brasil, de forma semelhante, a energia eólica teve crescimento mais expressivo em capacidade instalada a partir do ano 2012 como mostra a Figura 1.1:

Figura 1.1 – Capacidade instalada acumulada de energia eólica no Brasil e no Mundo desde 1995



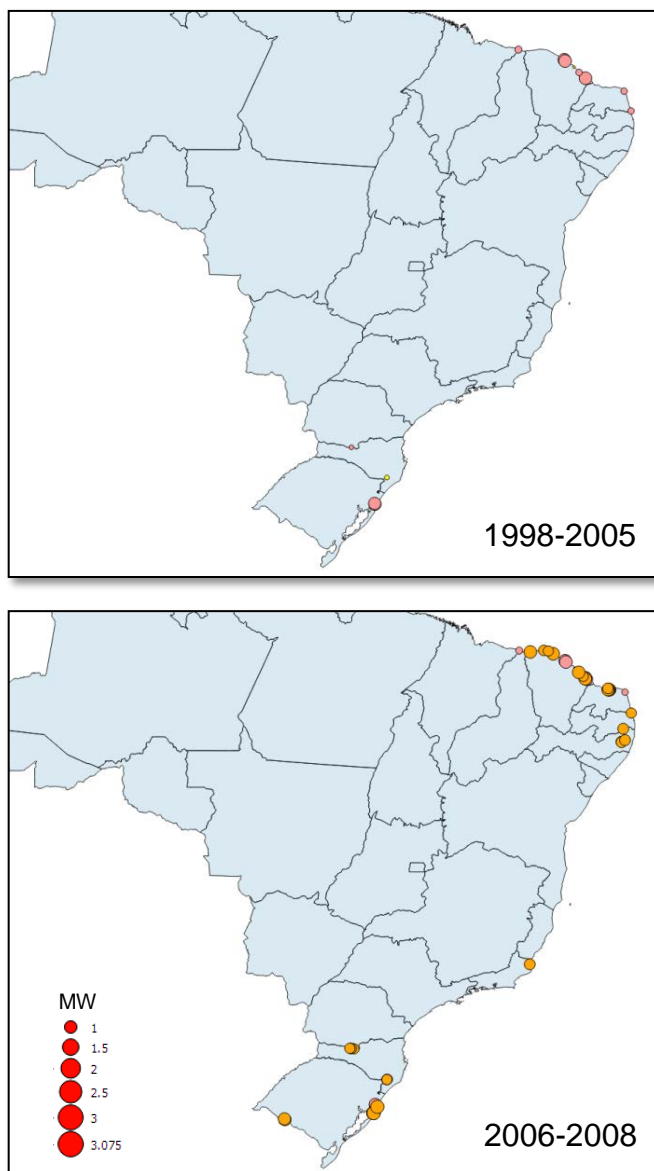
Fonte: Elaborado com dados de (1)

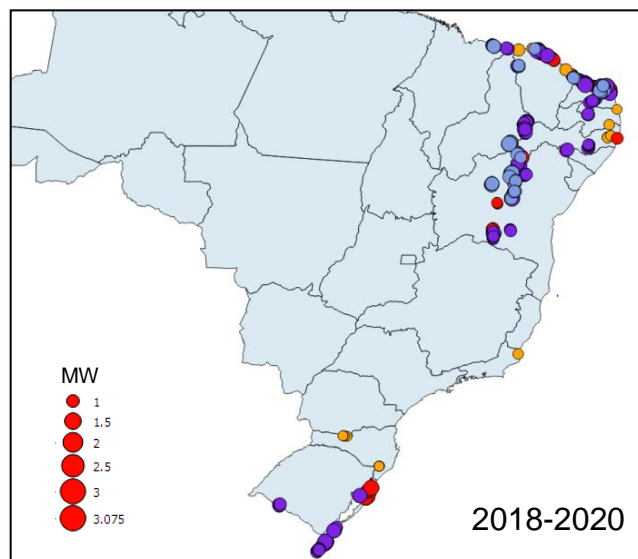
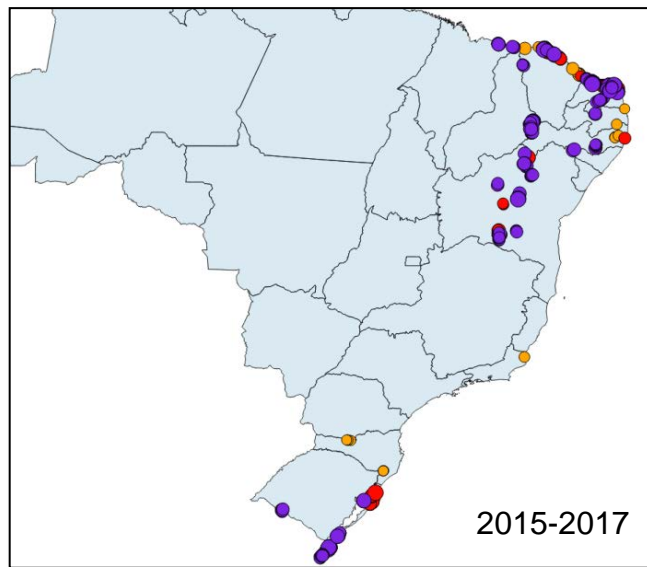
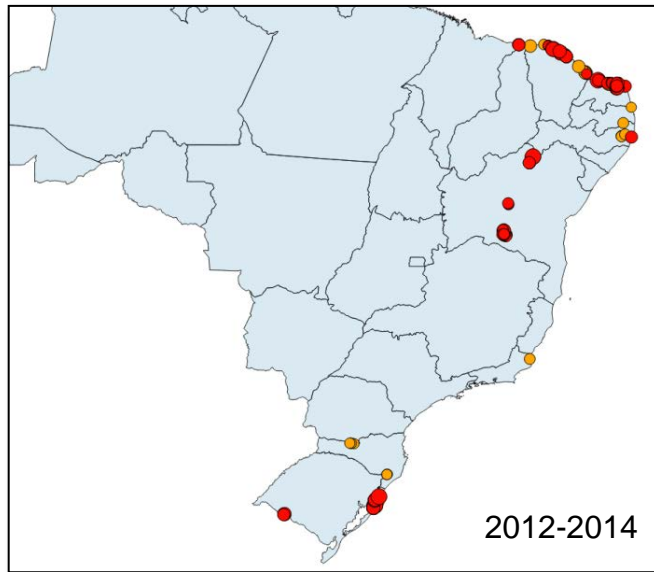
Mesmo com elevado crescimento da capacidade instalada, a geração de energia elétrica no ano de 2017 por esta fonte em relação ao total de energia elétrica produzida vale cerca de 4,4% mundialmente e 7,2% em nosso país (1).

Existem divergências na estimativa do potencial eólico do território brasileiro, cujos números variam entre 60 e 500 GW (2) e (3). Ainda assim, estes valores são expressivos em relação à capacidade total instalada de 16 GW observada em 2019 (4) portanto ainda há espaço para novas instalações. Observa-se que o crescimento nos últimos anos se deu em três principais regiões do território, como retratado na

série de figuras abaixo, que mostram parques eólicos instalados em diferentes períodos. A série da Figura 1.2 também indica a potência nominal do aerogerador que compõe determinado parque eólico, indicando crescimento ao longo dos anos.

Figura 1.2 – Localização dos parques eólicos instalados no Brasil desde 1998

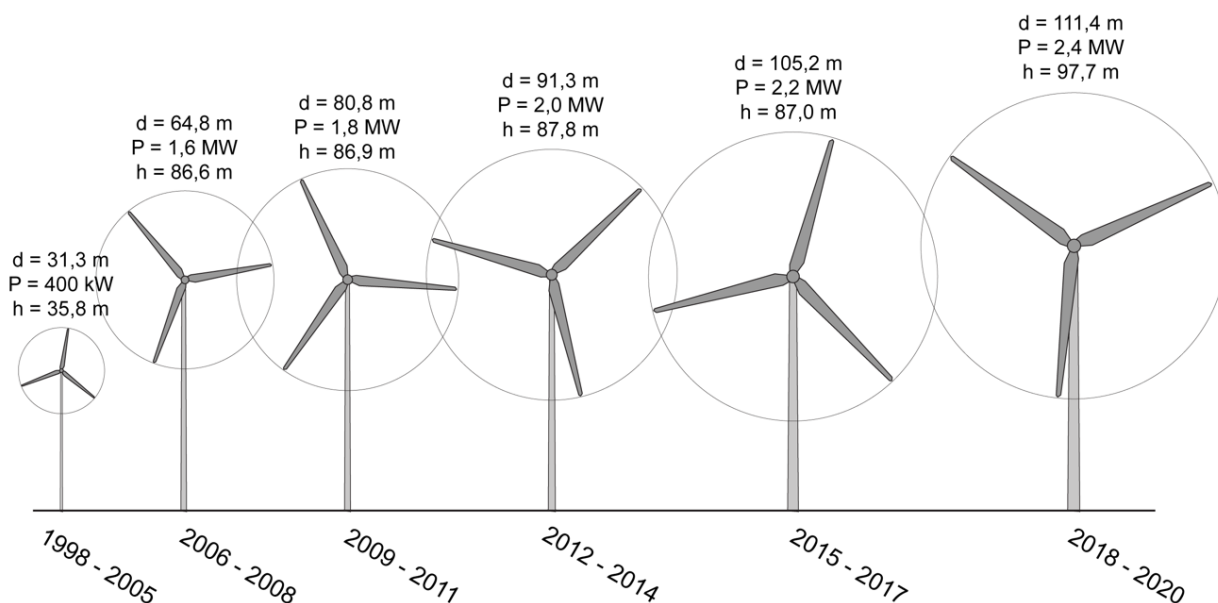




Fonte: Elaborado com dados de (5)

O crescimento da energia eólica no Brasil e no mundo não se deu apenas em quantidade como também nas dimensões (altura de cubo h e diâmetro de rotor d) e potência nominal P dos aerogeradores de eixo horizontal, modelo mais utilizado atualmente para geração em grande escala. A Figura 1.3 mostra o “aerogerador médio” conectado ao Sistema Interligado Nacional (em operação para abastecimento da demanda do Brasil) em cada um dos períodos:

Figura 1.3 – Diâmetro e altura do rotor e potência média dos aerogeradores instalados no Brasil



Fonte: Elaborado com dados de (4) e (5)

Os aerogeradores extraem energia cinética do vento para convertê-la em eletricidade e, por consequência, a energia disponível para conversão é reduzida no vento à jusante do rotor devido à conservação de quantidade de movimento. Este "sombreamento" causado por um aerogerador é conhecido como efeito esteira e suas perdas podem ser uma das principais em um parque eólico onde múltiplos deles são instalados. Portanto, não apenas o potencial bruto de determinada região é importante como também o estudo da interação das turbinas eólicas e suas esteiras. A perda de energia deve ser levada em consideração e o parque eólico, portanto, terá uma determinada "eficiência de parque" a ser calculada e apresentada aos tomadores de decisão sobre implementação da usina.

O aumento do número de aerogeradores e suas dimensões, somado a um potencial vasto ainda a ser explorado, traz uma série de desafios para o futuro. Um deles é a

necessidade de se determinar, com cada vez menores incertezas, a produção de energia esperada de futuras instalações.

O grau de assertividade esperado de modelagens do efeito esteira é cada vez mais elevado, uma vez que pequenas alterações na determinação da velocidade "sombreada" que incidirá em um aerogerador leva a grandes variações no cálculo de produção de energia anual. Por outro lado, um equilíbrio entre a fidelidade da modelagem e esforço computacional ou tempo até a resposta, deve ser encontrado.

1.2 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo apresentar três modelagens propostas pela indústria eólica nas últimas décadas, presentes em pacotes computacionais como o *windPRO* que possibilitam o cálculo de perdas por efeito esteira em um empreendimento de energia eólica planejado, comparando seus resultados e tempos até a solução. Estes modelos são: N.O. Jensen, G.C. Larsen e Ainslie. Inicialmente, os modelos são estudados em um parque eólico genérico com características típicas do Nordeste brasileiro. Em seguida os modelos de esteira são comparados a um parque eólico real em operação.

Uma vez que a comparação dos modelos é realizada, os possíveis usos de cada um deles bem como sugestões de melhorias na modelagem são apresentados na conclusão.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

A Revisão Bibliográfica apresenta um breve histórico da Energia Eólica no mundo e no Brasil. Em seguida, conceitos básicos da transformação de energia cinética do vento em trabalho útil são apresentados, bem como limitações para geração de energia através do vento de aerogeradores da atualidade. Os principais parâmetros, curva de potência e curva de empuxo destes aerogeradores, são detalhados em pontos de operação distintos.

O fenômeno do efeito esteira e diferentes modelagens propostas pela indústria da energia eólica desde os anos 1980 são introduzidos e no capítulo de Desenvolvimento, três destes modelos são simulados e comparados em duas circunstâncias. A primeira, em um domínio genérico de um parque eólico típico do interior do Rio Grande do Norte. A segunda simulação usa dados de operação reais de um parque eólico existente. Nesta seção, os valores teóricos de efeito esteira são comparados aos valores observados na operação do parque.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 ENERGIA EÓLICA

Os primeiros usos do vento para realização de trabalho são datados, no mínimo, aos anos 600 d.C. São encontrados registros de moinhos de eixo vertical como da Figura 2.1 que utilizavam como fonte de energia o vento na região de fronteira Seistan, da Pérsia. Em relação às máquinas de eixo horizontal, por sua vez, acredita-se que tenham sido desenvolvidas na Europa no início do segundo milênio, a partir de dos anos 1200 de forma independente das descobertas do oriente (6). Estes moinhos assumiram diversas formas e com o passar dos anos registraram grandes avanços tecnológicos que inspiraram outras formas de transformação da energia, de mecânica (moinhos de grãos e para bombeamento de água) para elétrica (geração de corrente elétrica e uso em rede). Estima-se que durante a era de ouro dos moinhos de vento na Europa (até 1850), o número de unidades como da Figura 2.2 chegou a 50 mil, localizados principalmente na Inglaterra, Alemanha e Holanda (7).

Figura 2.1 – Moinho de grãos de eixo vertical encontrado no Afeganistão



Fonte: (6)

Figura 2.2 – Moinho Holandês

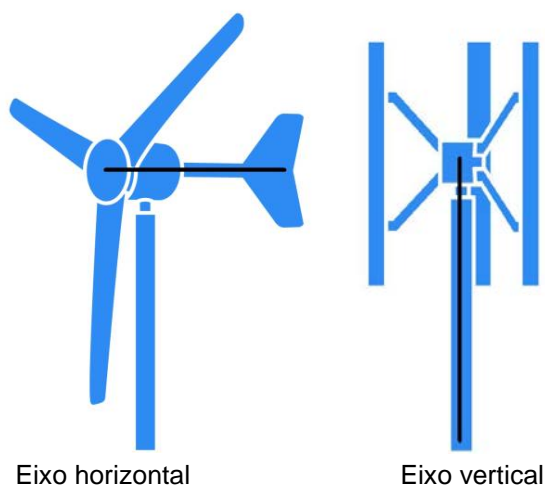


Fonte: (6)

Os maiores avanços tecnológicos vieram entre os anos 1981 e 1990 graças a incentivos dos governos, ao aumento nos custos de geração de energia elétrica por outras fontes e à busca por maneiras renováveis de produção de energia elétrica. A partir dos anos 1990, a fronteira do uso de aerogeradores se expandiu além do eixo Europa-EUA para a Ásia, América Latina e África. Hoje, estima-se que a energia eólica seja responsável por 4,4% de abastecimento da demanda global de energia elétrica (1) e (8).

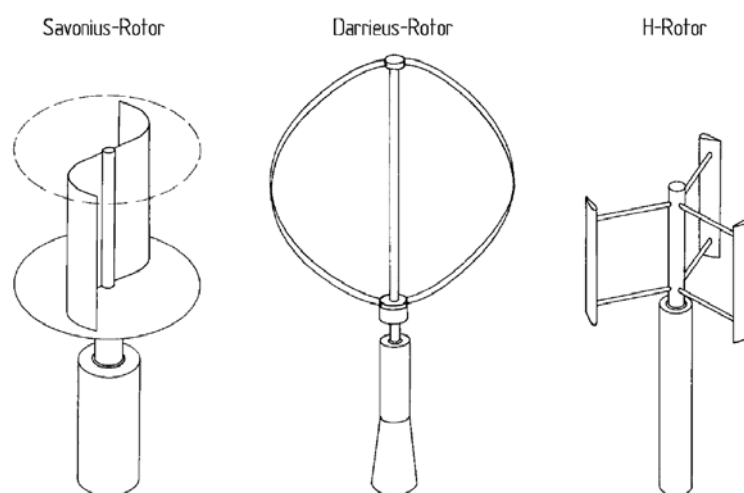
As máquinas rotativas capazes de extrair parte da energia presente no vento podem ser classificadas em relação a orientação de seu eixo de rotação: vertical ou horizontal, conforme apresentado na Figura 2.3.

Figura 2.3 – Orientação do eixo de máquinas rotativas



Em máquinas de eixo vertical o vento incide perpendicularmente ao eixo de rotação, operando com ventos incidindo de qualquer direção. Em formas rudimentares de conversores de energia deste tipo, o movimento se dá por arrasto do vento nas pás, mas avanços tecnológicos possibilitaram forças de sustentação através do uso de perfis aerodinâmicos que possibilitam a rotação. São exemplos de rotores de eixo vertical o rotor Savonius, o rotor Darrieus e o rotor “H”, conforme ilustrado na Figura 2.4. Uma vantagem deste tipo de rotor é que sua rotação é possibilitada independentemente da orientação do vento incidente. Por outro lado, possuem limitada eficiência na conversão da energia do vento em energia útil.

Figura 2.4 – Tipos mais comuns de rotores de eixo vertical



Fonte: (6)

As máquinas de eixo horizontal são o princípio dominante em tecnologia de energia eólica na atualidade para aplicação em grande escala, por atingirem elevadas eficiências em relação ao custo de fabricação e por apresentarem facilidade de instalação, operação e controle em comparação com turbinas de eixo vertical. Sua capacidade de conversão da energia cinética do vento tem sido estudada e otimizada desde o final do século 19 e possuem os maiores avanços tecnológicos em termos de otimização aerodinâmica de perfis e rotores e em termos de controle de velocidade de rotação e limitação de potência. A teoria apresentada a seguir é aplicada apenas a geradores eólicos de eixo horizontal semelhantes ao modelo da Figura 2.5, também chamados de aerogeradores.

Figura 2.5 – Aerogerador Siemens de 107 metros de diâmetro de rotor



Fonte: (6)

A potência disponível P_{disp} a uma turbina eólica de eixo horizontal imersa em um escoamento livre para realização de trabalho foi definida por Albert Betz em 1926 (9) como sendo a energia cinética do vento incidente com velocidade livre U_0 e densidade ρ que atravessa a superfície de controle do rotor de área A_0 independente de sua geometria, como na equação a seguir:

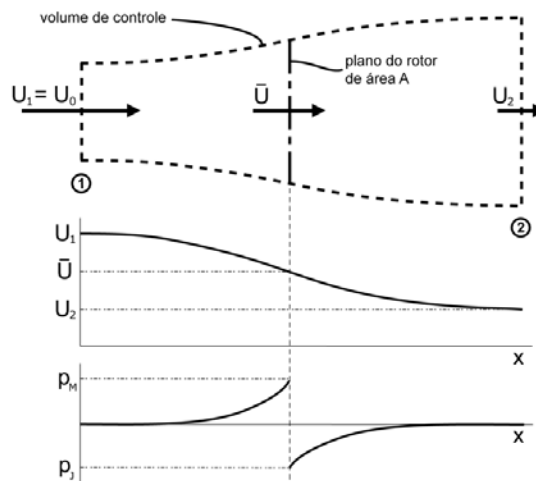
$$P_{\text{disp}} := \frac{1}{2} \dot{m}_0 U_0^2 = \frac{1}{2} \rho A_0 U_0^3 \quad (1)$$

Sabe-se, entretanto, que esta potência disponível não pode ser extraída integralmente do sistema pelo rotor, mesmo que considerado ideal. Através de sua Teoria Elementar da Quantidade de Movimento em que foram empregadas equações da conservação de massa e conservação de momento e empuxo no rotor, Betz demonstrou que a fração máxima de energia que um rotor P_T/P_{disp} pode extrair do vento é:

$$\frac{P_T}{P_{\text{disp}}} = \frac{16}{27} \approx 0,5926 \quad (2)$$

Uma vez que o trabalho é extraído do sistema, sabe-se que a velocidade axial U decresce ao longo do volume de controle. O comportamento da velocidade e da pressão manométrica no interior do Volume de Controle proposto por Betz é apresentado qualitativamente na Figura 2.6:

Figura 2.6 – Comportamento da velocidade e pressão manométrica ao longo do V.C.



Fonte: Elaboração própria

A velocidade U que atravessa o plano do rotor é um valor intermediário entre U_1 ($=U_0$) e U_2 . A pressão manométrica, por sua vez, aumenta gradativamente até o plano do rotor, onde tem valor máximo (p_M). Imediatamente após o plano do rotor, apresenta seu menor valor (p_J), e então retorna ao valor inicial nulo.

O máximo $(16/27) \cdot P_{disp}$ ocorre nas condições em que a velocidade a jusante do rotor vale $\frac{1}{3}$ da velocidade do vento incidente é válido para o rotor ideal de Betz que possui as seguintes características (10):

- Rotor como um disco ideal de número infinito de pás, sem arrasto, sem partes fixas e sem massa
- O Volume de Controle que envolve o rotor possui escoamento bidimensional e sem rotação, além de ser de fluido incompressível com densidade constante e sem transferência de calor rotor-ambiente.

A existência de um limite teórico para extração de energia do vento por uma turbina eólica de eixo horizontal pode parecer estranho a princípio, mas é compreendido facilmente ao se imaginar que a extração de 100% da energia cinética significaria velocidade nula a jusante do plano do rotor, o que impediria qualquer fluxo de massa através do mesmo, tornando nula a energia extraída pelo sistema. Portanto, é necessário que parte da energia disponível seja descartada para que o fluxo de massa ocorra.

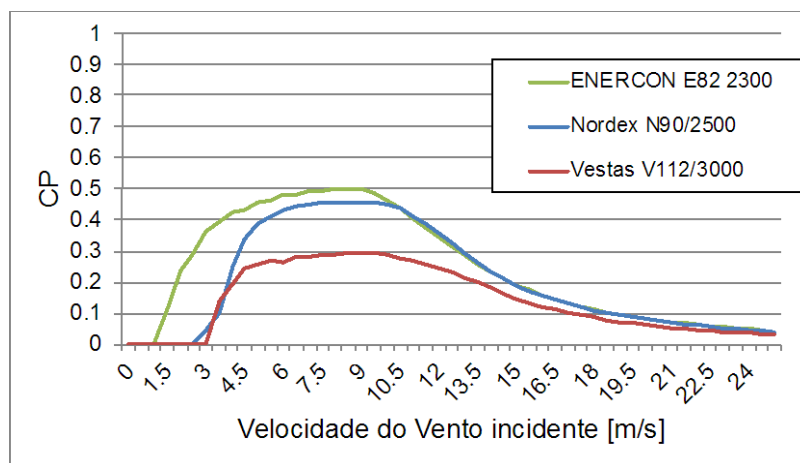
Quando são consideradas características físicas reais do escoamento, perfil aerodinâmico das pás e do rotor, perdas mecânicas e aerodinâmicas e de conversão de energia, transferência de calor, controle e limitação de operação, é evidente que a potência elétrica entregue no ponto de conexão de uma turbina eólica real para dada velocidade do vento incidente é inferior ao limite teórico de Betz. Define-se assim o coeficiente de potência C_P , obtido através da divisão da potência real em determinado ponto de operação, pela potência teórica disponível no vento incidente:

$$C_P = \frac{P_T}{P_{disp}} = \frac{2 \cdot P}{\rho \cdot A \cdot V^3} \quad (3)$$

Aerogeradores da atualidade podem chegar a 75% - 80% do limite de Betz em determinadas faixas de operação. O coeficiente de potência pode ser calculado para diversos pontos especificados pelo fabricante obtendo como resultado uma curva.

As curvas retratadas na Figura 2.7 mostram o coeficiente de potência C_p de alguns aerogeradores fabricados atualmente:

Figura 2.7 – Curvas C_p de três modelos de aerogeradores

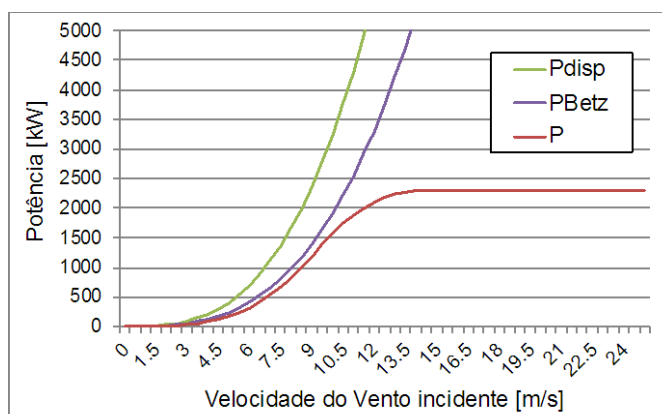


Fonte: Elaboração própria com dados de (11)

A curva de potência apresentada pelos fabricantes de aerogeradores é uma das principais especificações de uma turbina eólica. Esta curva relaciona a potência P elétrica entregue pelo equipamento em kW, disponível em seus terminais de conexão, em relação a velocidade do vento V incidente na altura de cubo, em m/s. A curva de potência fornece a informação chave para a realização de estimativa de produção de energia anual (ou EPA, em MWh/ano).

A Figura 2.8 mostra, para densidade do ar padrão $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$, a curva de potência de um aerogerador em intervalos comuns de operação, comparada à Potência disponível em determinada velocidade incidente e ao limite de Betz calculados pelas Equações 2 e 3:

Figura 2.8 – Curva de potência, Curva de P_{disp} e Limite de Betz para um aerogerador

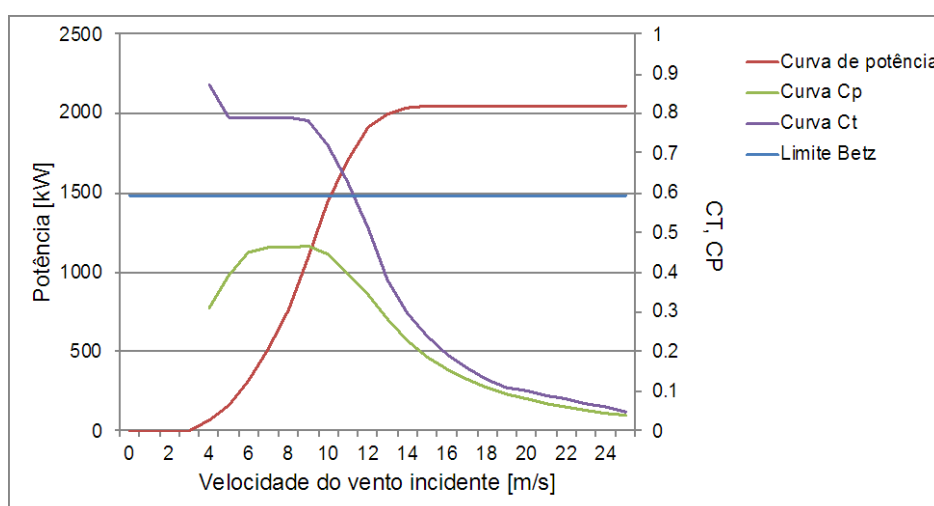


Fonte: Elaboração própria com dados de (11)

Além da Curva de Potência, outra especificação de igual importância para a avaliação da produção de energia eólica e consequência do desenho aerodinâmico e de controle do rotor é a curva de empuxo, ou curva C_T . Esta curva relaciona o coeficiente adimensional de empuxo C_T , que é a fração de quantidade de movimento absorvida do vento incidente por parte do rotor, para cada valor de velocidade incidente V na altura de cubo do rotor, em m/s. Este parâmetro é de grande importância para a avaliação das cargas em diferentes componentes do aerogerador, bem como grandeza central para o cálculo da esteira causada à jusante do rotor.

A Figura 2.9 mostra a curva do coeficiente de empuxo C_T e a curva de Potência do aerogerador Senvion MM82, de 82 m de diâmetro e 2050 kW de potência nominal.

Figura 2.9 – Curva de potência, Curva C_p e Curva C_T e limite de Betz para Senvion MM82



Fonte: Elaboração própria com dados de (11)

A Figura 2.9 mostra duas principais regiões de controle do aerogerador.

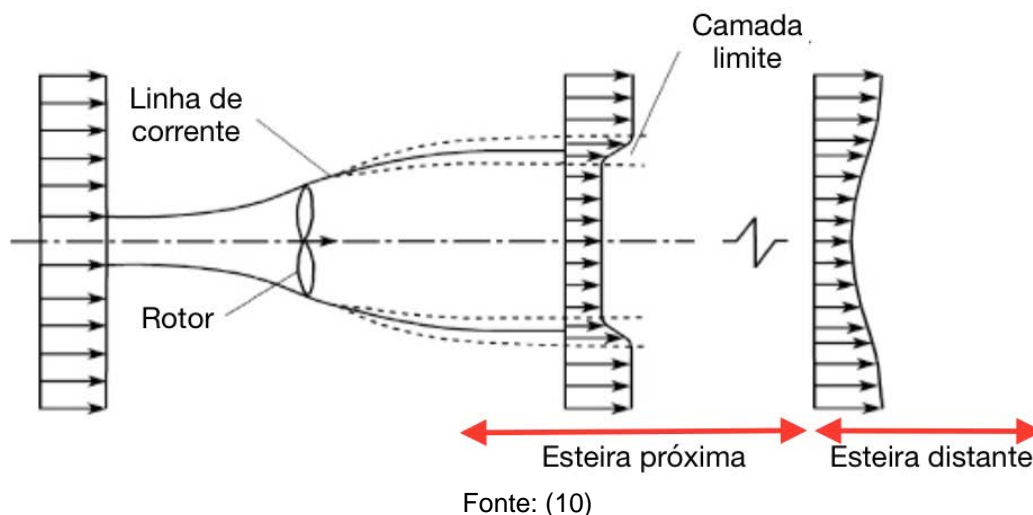
Após a chamada velocidade de entrada $V = 4$ m/s, abaixo da qual a potência elétrica entregue é zero devido ao atrito mecânico e parâmetros de operação que mantém o rotor estacionário, a potência eleva-se de maneira proporcional à velocidade do vento incidente e o rotor é controlado para manter a rotação que propicia condições aerodinâmicas ótimas de operação. Como consequência, a extração de energia é máxima nesta região (maiores coeficientes C_p), e também força que atua no aerogerador apresenta maior magnitude (maiores coeficientes C_T). Esta região sofre uma transição a partir de 9,5m/s e vai até aproximadamente 12 m/s.

A região de controle que compreende o intervalo a partir de 12 m/s, em que o aerogerador atinge a potência nominal até 25 m/s, que é a velocidade determinada para desligamento, é a região de potência constante. As pás são desviadas do vento para diminuir a eficiência aerodinâmica para extração de energia. Observa-se queda gradual no coeficiente C_P e C_T .

2.2 EFEITO ESTEIRA

A Figura 2.6 e gráficos das curvas C_P e C_T de aerogeradores mostram que o vento incidente tem características iniciais alteradas após atravessar o plano de rotor. Além de perda de energia cinética (redução de velocidade) e perda de quantidade de movimento, o fluido apresenta elevada turbulência e circulações a jusante do rotor (6). A Figura 2.10 retrata de forma qualitativa diferentes estágios da esteira, como é denominada a região em que o efeito do aerogerador no escoamento a jusante do rotor pode ser observado:

Figura 2.10 – Representação da esteira à jusante do rotor

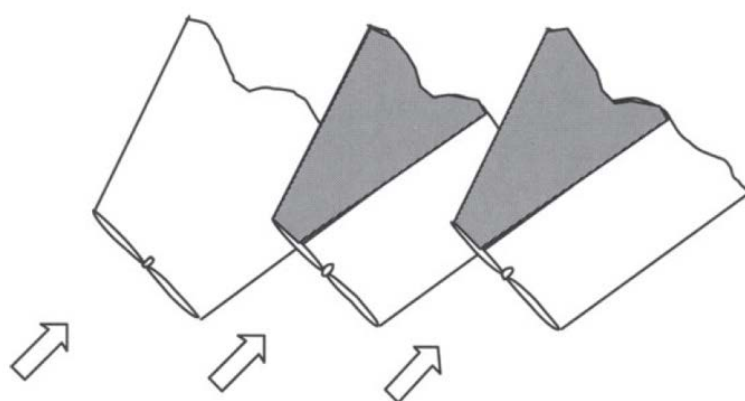


Conforme mostrado na Figura 2.10, a esteira pode ser dividida em duas regiões: esteiras próxima e distante. A esteira próxima é caracterizada pelo escoamento diretamente afetado pela geometria do rotor ao passo que a esteira distante é caracterizada pelo efeito do empuxo exercido vento no rotor (10).

Na esteira próxima, que pode ocorrer até distâncias de 2 a 8 diâmetros de rotor à jusante (12), é observada uma camada limite turbulenta que auxilia na transferência de quantidade de movimento para o escoamento externo livre e vice-versa. Neste cenário a camada limite de mistura se expande quando mais o escoamento se afasta do plano do rotor. A transição da fase próxima para a fase distante se dá quando a velocidade da linha de centro do volume de controle começa a se alterar. A região de esteira distante pode ser caracterizada por uma geometria axi-simétrica e uma distribuição homogênea, influenciada pela turbulência adicionada e pelo empuxo exercido pelo rotor, sendo, portanto, mais fácil de ser descrita.

Quando aerogeradores são posicionados em conjunto como em um parque eólico, observa-se que o vento com características alteradas incidirá sobre que aerogeradores que estejam à jusante de outros. Este posicionamento se dá normalmente em distâncias superiores a 5 diâmetros de rotor, ou seja, quando a transição da região de esteira próxima para esteira distante está concluída ou quase concluída. A Figura 2.11 ilustra qualitativamente a esteira como uma sombra projetada em aerogeradores vizinhos:

Figura 2.11 – Representação do sombreamento de energia em aerogeradores vizinhos



Fonte: (6)

As perdas por efeito esteira podem ser a mais significativa perda em complexos eólicos podendo reduzir a Produção de Energia Anual de um parque eólico tipicamente de 2% a 20%, de acordo com a distribuição direcional do vento, geometria do parque eólico e características dos aerogeradores (13). Neste

contexto, surge a necessidade de modelagem para quantificação do efeito esteira e posterior otimização do posicionamento dos aerogeradores com o objetivo minimizar estas perdas. Outro propósito para modelagem deste efeito é a avaliação das cargas mecânicas nos componentes das máquinas afetadas pela esteira.

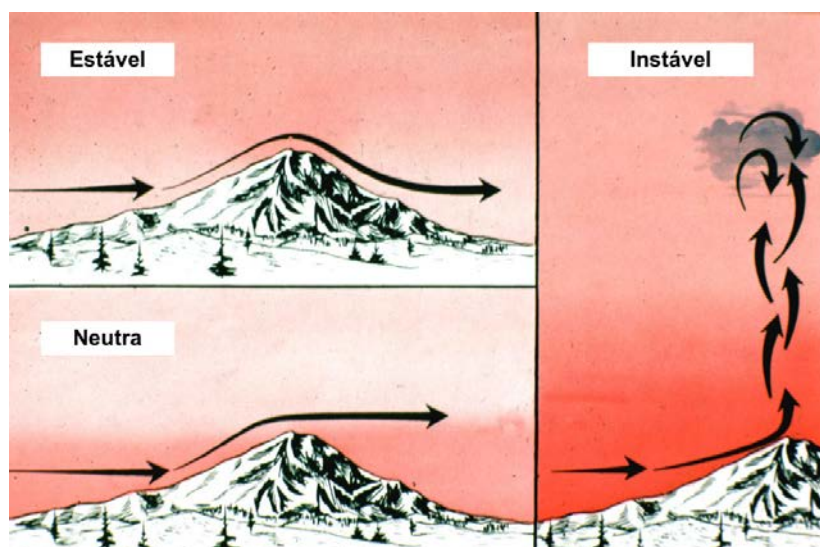
Um compromisso entre o custo computacional para modelagem e fidelidade com o fenômeno real deve ser feito. Para fins de cálculo de perdas na produção de energia anual de um parque eólico algumas simplificações e linearização podem ser feitas, não sendo necessário por exemplo, representação de fenômenos transientes (14).

Por mais de 20 anos diversos modelos computacionais para determinação do efeito esteira foram sendo implementados. Como visto na seção 2.1, a grandeza central para determinação da potência entregue por um aerogerador é a velocidade do vento incidente no rotor. A seguir são apresentadas três abordagens consolidadas e extensivamente empregadas na indústria eólica, encontradas no programa computacional *windPRO* (13), que têm como objetivo estimar o déficit de velocidade ao longo da esteira de um aerogerador de maneira eficiente em termos computacionais e com resultados satisfatórios.

2.2.1 O modelo N.O. Jensen

O Modelo Jensen, também conhecido como *PARK*, foi desenvolvido nos anos 1980 (15). É um modelo analítico que calcula o déficit de velocidade a partir do parâmetro linear k , chamado de *wake decay constant*, ou, constante de decaimento da esteira, que determina a taxa com que o escoamento da esteira expande conforme avança à jusante do aerogerador. O parâmetro k é a inclinação do cone à jusante do rotor que possui velocidade diferente da velocidade original do escoamento e está intimamente relacionado à estabilidade atmosférica no local.

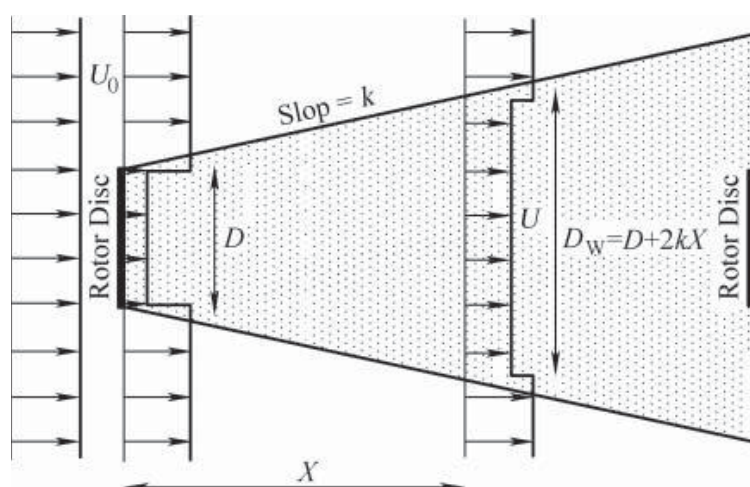
Figura 2.12 – Representação visual da estabilidade atmosférica



Fonte: (6)

Somada a características do uso do solo (rugosidade) na região de um parque eólico, a estabilidade atmosférica tem impacto significativo nas características do vento. A atmosfera local pode ser dividida em três estados: neutra, estável e instável conforme mostrado na Figura 2.12. Esta divisão em estados é causada por efeitos térmicos devido à transferência de calor solo-ar. Condições instáveis e mais turbulentas são observadas, no geral, durante o dia e condições estáveis durante a noite.

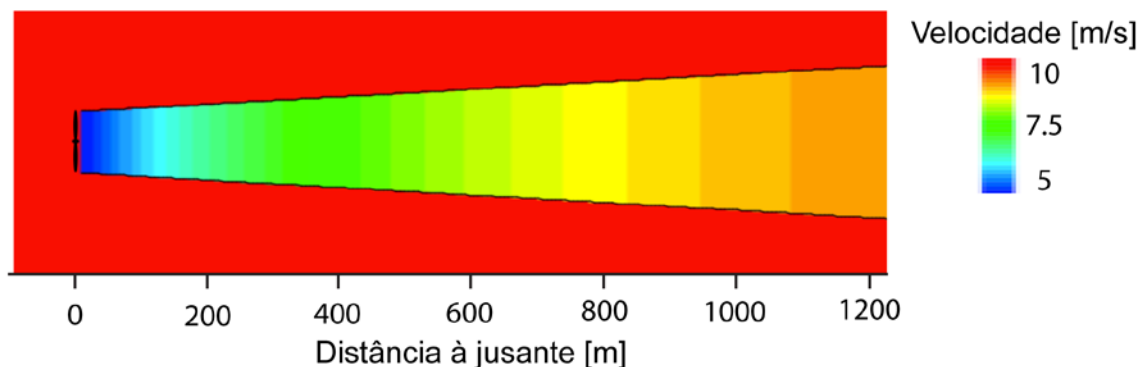
Figura 2.13 – Geometria da esteira proposta por Jensen



Fonte: (13)

Além do coeficiente k , são determinantes para o cálculo do déficit de velocidade o Diâmetro do rotor e o fator de empuxo C_T . A Figura 2.14 mostra o resultado da velocidade à jusante de um rotor de diâmetro 50 m único segundo a modelagem de Jensen:

Figura 2.14 – Modelo N.O. Jensen: representação gráfica



Fonte: (13)

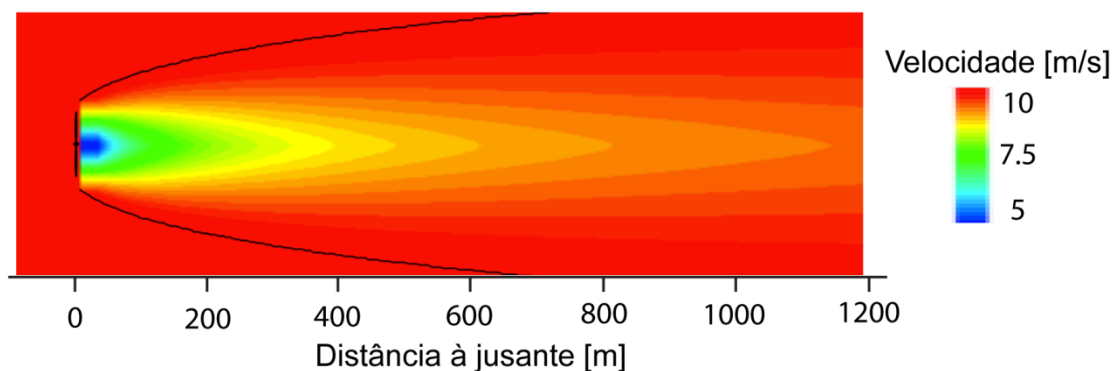
2.2.2 O modelo G.C. Larsen

O Modelo de G.C. Larsen foi introduzido inicialmente em 1989 (16) e aperfeiçoado em 2008. É mais complexo computacionalmente que a proposta de Jensen por se tratar de um modelo semi-analítico de *Computational Fluid Dynamics* (CFD).

A base de modelos de CFD são as equações RANS (*Reynolds Averaged Navier Stokes*) de quantidade de movimento para um fluido, que contêm componentes médias e componentes transientes. Para solucionar as componentes transientes das equações RANS é necessário aplicar técnicas denominadas “de fechamento” para o problema de turbulência (12). Para a esteira de Larsen, o fechamento se dá pelo modelo do comprimento de mistura, de Prandtl, de primeira ordem (13).

Diferentemente da abordagem de Jensen, que apresenta uma descontinuidade na região da fronteira entre esteira e escoamento livre, o modelo de Larsen representa de maneira mais próxima à realidade as misturas que ocorrem nesta fronteira. Sua solução é especialmente dependente da intensidade de turbulência no local, como também do diâmetro do rotor e coeficiente de empuxo. A Figura 2.15 retrata a solução de Larsen para o mesmo caso apresentado na seção anterior:

Figura 2.15 – Modelo G.C. Larsen: representação gráfica



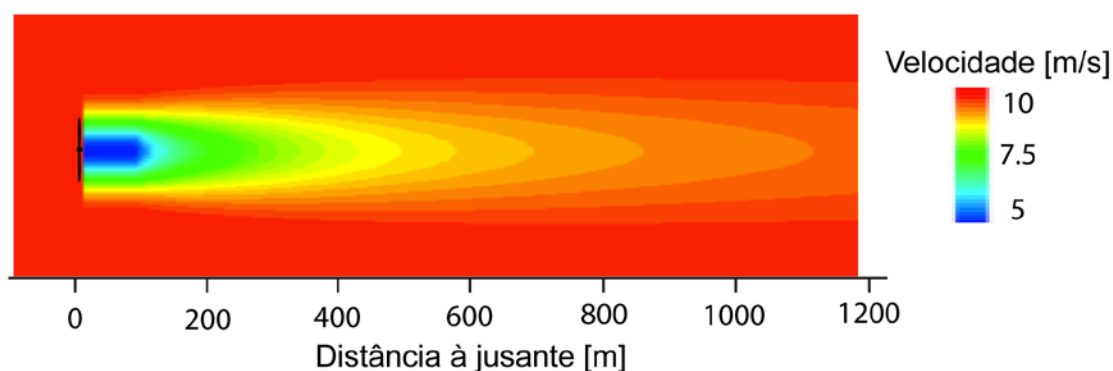
Fonte: (13)

2.2.3 O modelo Ainslie

Assim como o Larsen, o modelo Ainslie (17), também conhecido como *Eddy-Viscosity*, de 1988 considera a esteira como axi-simétrica simplificando as equações de CFD para duas dimensões em coordenadas cilíndricas. Para calcular o desenvolvimento do escoamento à jusante do rotor o modelo Ainslie utiliza, além das equações da continuidade e *RANS*, o fechamento para o problema de turbulência *Eddy-Viscosity*. Detalhes do equacionamento *Eddy-Viscosity* aplicado a este modelo de turbulência podem ser encontrados em (13).

O modelo Ainslie define uma condição de contorno inicial para a esteira localizada a dois diâmetros do rotor como sendo uma gaussiana dependente do Diâmetro do Rotor e também do Coeficiente de Empuxo C_T .

Figura 2.16 – Modelo Ainslie: representação gráfica



Fonte: (12)

2.2.4 Outras considerações

Os modelos apresentam a solução para a esteira causada por um único aerogerador. Assim, para se obter um resultado que reflita as condições de determinado parque eólico que contenha diversos aerogeradores, as esteiras devem ser combinadas através de sobreposição (13).

Os resultados da modelagem são sensíveis principalmente em relação ao número de máquinas do parque eólico, a características da curva de empuxo C_T , como também às características do domínio estudado:

- Número de aerogeradores: A validação e calibração dos modelos utilizados foi tema de diversos esforços científicos e acredita-se que as estimativas são válidas para parques eólicos de até 50 - 75 aerogeradores. Para parques maiores, o próprio complexo pode interferir na atmosfera em redor criando uma nova rugosidade de terreno. Nestes casos ajustes dos modelos devem ser feitos.
- Coeficiente de empuxo: Como visto, as estimativas de déficit de velocidade à jusante dos rotores são altamente dependentes da curva C_T do aerogerador.
- Uso do solo (rugosidade) e estabilidade atmosférica: os modelos devem ser calibrados de acordo com o domínio e características do vento local.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 SIMULAÇÃO COM PARQUE GENÉRICO

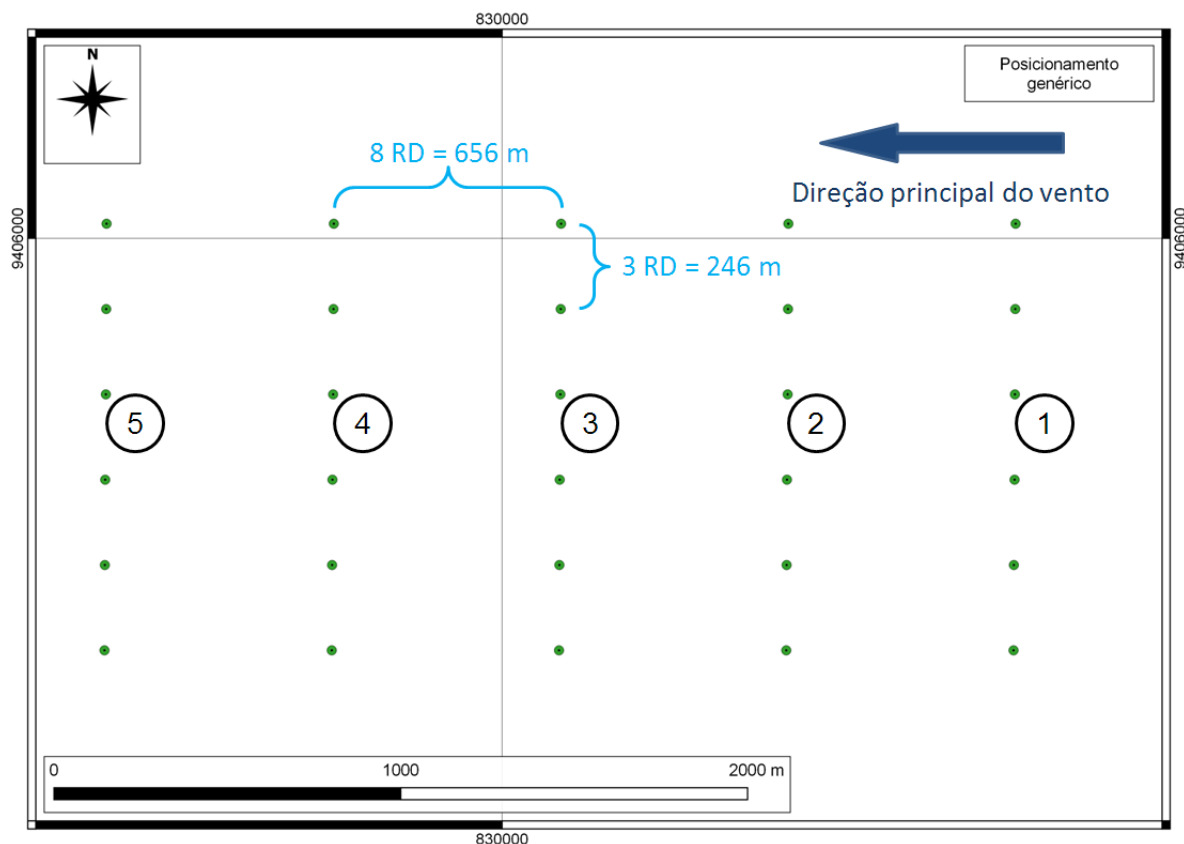
3.1.1 Apresentação do domínio estudado

O primeiro domínio simulado contém características encontradas no interior do Nordeste brasileiro, em especial no estado Rio Grande do Norte, no que diz respeito à distribuição de frequência do vento, uso do solo (rugosidade) e elevação.

Esta é uma localidade fictícia criada com o objetivo de se ter parâmetros uniformes e pouca ou nenhuma variação em relação ao terreno ou rugosidade que influenciem o escoamento em diferentes posições das máquinas. A modelagem do domínio e as simulações foram realizadas no software *windPRO*.

Os aerogeradores foram posicionados de maneira simétrica possuindo os seguintes espaçamentos entre si: 3 diâmetros de rotor na direção perpendicular de incidência do vento e 8 diâmetros de rotor na direção principal de incidência do vento. A curva de potência utilizada foi do Modelo Senvion MM82 com 80m de altura de cubo, apresentado do capítulo anterior (Figura 2.9). A Figura 3.1 ilustra uma visão de topo do posicionamento utilizado, bem como a numeração das máquinas (pontos verdes) que serão referência para os resultados na Seção 3.1.2. A direção do vento é simbolizada pela seta e equivale a $+90^\circ$ em relação ao Norte Geográfico (0°):

Figura 3.1 – Parque genérico (vista superior)

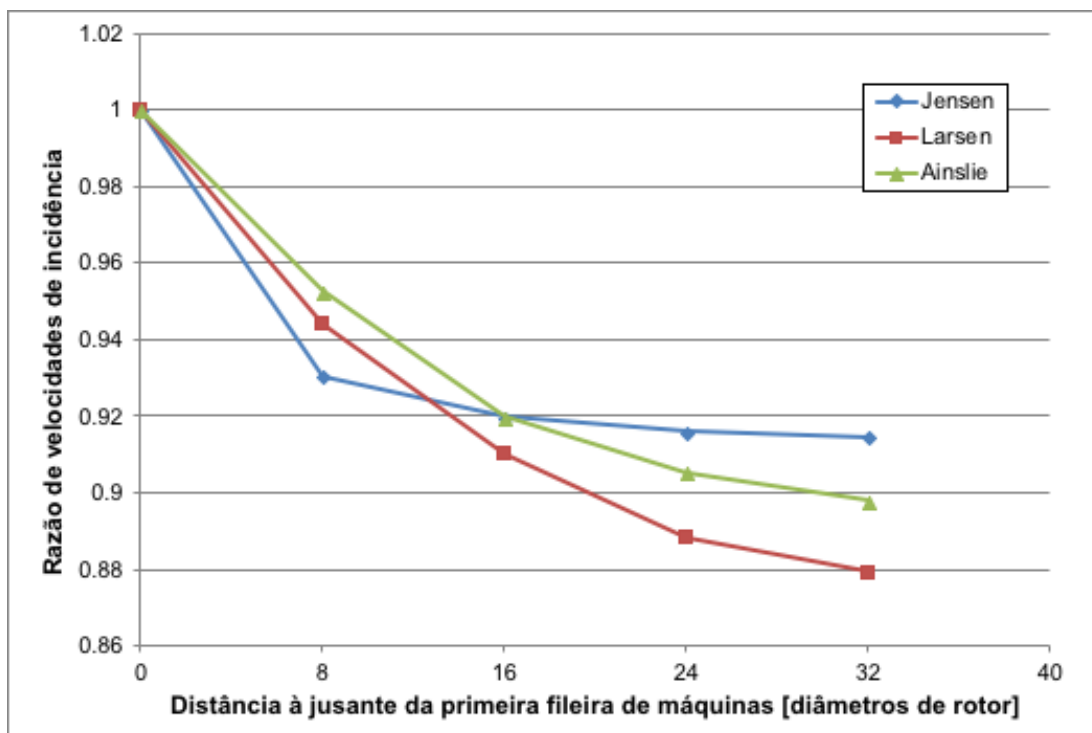


As três modelagens de efeito esteira apresentadas na Revisão Bibliográfica, Modelo Jensen, Modelo Jansen e Modelo Ainslie foram utilizadas. A variável escolhida para comparação foi a razão de velocidades incidentes em diferentes aerogeradores.

3.1.2 Discussão dos resultados

A Figura 3.2 mostra o resultado das três modelagens para a razão das velocidades incidentes das máquinas 2, 3, 4 e 5 (fileiras subsequentes, à jusante) em relação àquela da máquina 1 (primeira fileira da usina):

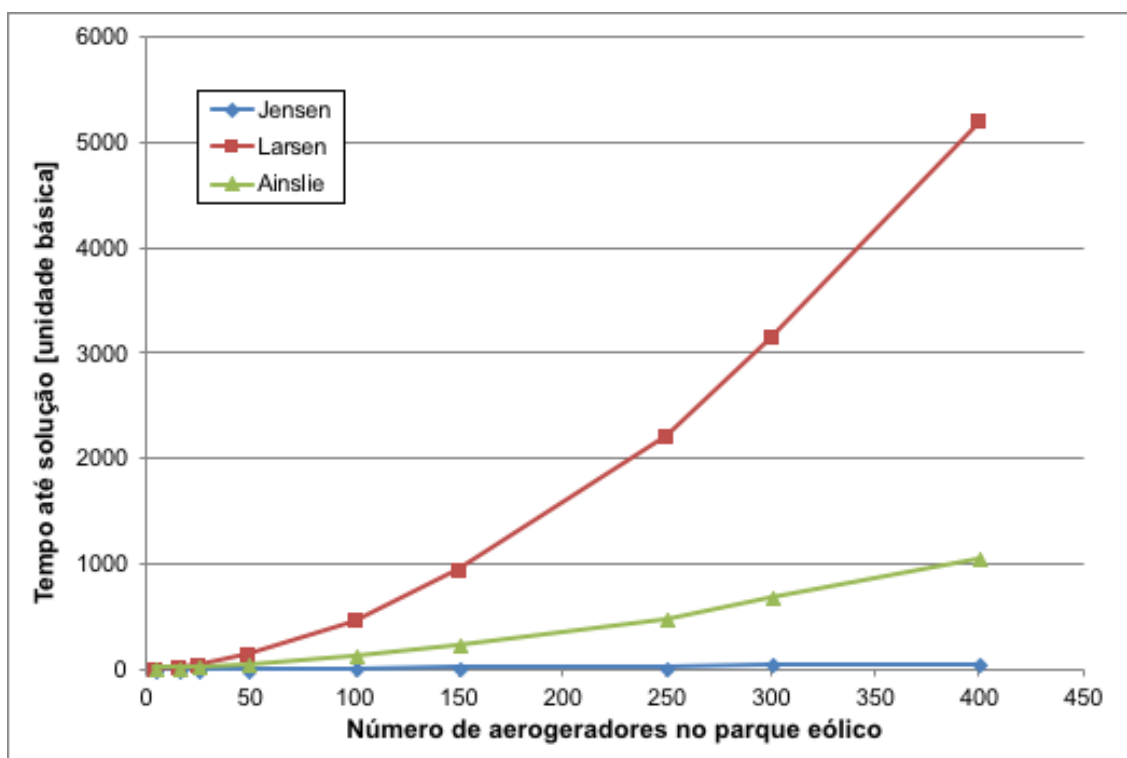
Figura 3.2 – Razão de velocidades incidentes em fileiras subsequentes



A partir da Figura 3.2 pode-se observar que o modelo que levou a um resultado mais conservador, ou seja, que prevê menores velocidades nas fileiras subsequentes de uma configuração simétrica foi o Larsen. O Modelo Jensen, embora tenha apresentado velocidade incidente menor na segunda fileira, nas máquinas seguintes apresenta o maior valor de velocidade e com tendência de ser o modelo mais otimista.

O Figura 3.3 mostra o tempo de cálculo demandado por cada modelagem em função do número de aerogeradores. A unidade básica de tempo é considerada como sendo o tempo de cálculo Modelo Jensen para uma configuração de 4 máquinas, de forma que a duração dos cálculos seguintes está apresentada em função deste, indicado como “unidade básica”, para comparação:

Figura 3.3 – Tempo de cálculo para diferentes modelos de esteira



O tempo de cálculo, ou esforço computacional, é uma grandeza importante na comparação dos modelos de efeito esteira. A Figura 3.3 mostra que as diferenças entre os modelos são consideráveis. Considerando 400 turbinas eólicas em um parque eólico, o modelo Larsen demanda tempo equivalente a 100 vezes do modelo Jensen, o mais rápido, ao passo que o modelo Ainslie demanda 20 vezes. O modelo Jensen se mostra muito eficiente com curto tempo até a resposta, mesmo em configurações com número elevado de aerogeradores.

3.2 SIMULAÇÃO COM PARQUE EXISTENTE

3.2.1 Apresentação do domínio estudado

A Usina eólica “La Haute Borne”, na França é composta por quatro aerogeradores Senvion MM82 de 80m de altura de cubo (18). Informações detalhadas sobre o empreendimento bem como as séries históricas gravadas pelo sistema supervisório estão disponíveis ao público geral na internet pela empresa proprietária Engie sob uma licença *Open License* versão 2.0 da *Etalab*. Variáveis como rotação, velocidade

e direção do vento na altura de cubo, temperatura de diferentes componentes, produção de energia, potência dentre outras estão disponíveis em forma de média, máximo, mínimo e desvio padrão para períodos de 10 minutos desde a data 01/01/2014 até atualmente.

A Figura 3.4 mostra as posições dos aerogeradores da usina “La Haute Borne” bem como a numeração das máquinas que serão referência para os resultados da próxima sessão. Os círculos em torno das posições indicam distância de 5 vezes o diâmetro de rotor (410m).

Figura 3.4 – Parque eólico La Haute Borne (vista superior)



Fonte: Elaborado com dados de (18)

As Tabelas 1 e 2 a seguir apresentam em forma de matriz as coordenadas geográficas, distâncias entre as máquinas bem como ângulo em que são vistas umas pelas outras, sendo 0° equivalente ao Norte Geográfico.

Tabela 1 – Coordenadas geográficas e distâncias entre aerogeradores La Haute Borne

Nome	Coordenadas geograficas (UTM 31N)		Distância [m]				Distância [Diâmetros de rotor]			
	X (m)	Y (m)	WEC1	WEC2	WEC3	WEC4	WEC1	WEC2	WEC3	WEC4
WEC1	691 091	5370 312	-	421	817	1 132	-	5.1	10.0	13.8
WEC2	691 310	5369 952	421	-	436	912	5.1	-	5.3	11.1
WEC3	691 280	5369 517	817	436	-	576	10.0	5.3	-	7.0
WEC4	691 708	5369 131	1 132	912	576	-	13.8	11.1	7.0	-

Fonte: Elaborado com dados de (18)

Tabela 2 – Ângulos entre aerogeradores La Haute Borne

Nome	Coordenadas geograficas (UTM 31N)		Ângulo de visão [°]			
	X (m)	Y (m)	WEC1	WEC2	WEC3	WEC4
WEC1	691 091	5370 312	-	149	167	152
WEC2	691 310	5369 952	- 31	-	184	154
WEC3	691 280	5369 517	- 13	4	-	132
WEC4	691 708	5369 131	- 28	- 26	- 48	-

Fonte: Elaborado com dados de (18)

Atenção maior foi dada às variáveis velocidade e direção do vento incidente na altura de cubo neste trabalho. Variáveis como Potência elétrica nos terminais do aerogerador foram utilizadas de maneira auxiliar para filtragem. Segundo recomendações de (12), os dados foram filtrados e ajustados para que possam ser utilizados na verificação do efeito esteira e comparação com valores modelados.

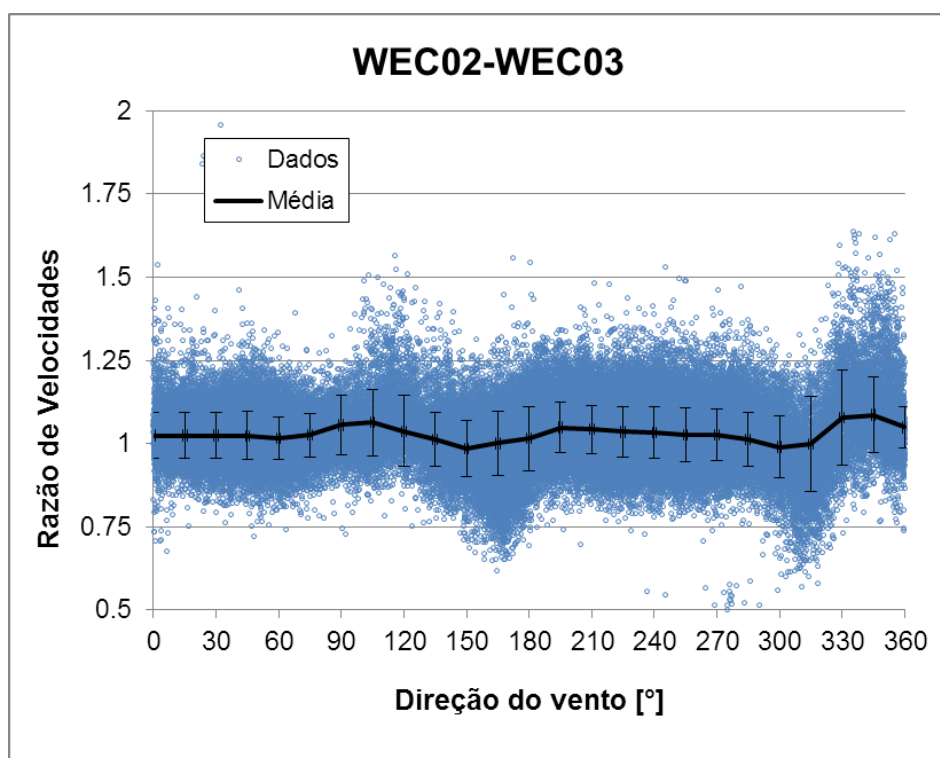
A velocidade do vento incidente medida por sensores instalados no próprio aerogerador podem conter distorções em relação ao vento real incidente. Por outro lado, os fatores de correção utilizados em (12) para o mesmo modelo de aerogerador em localidade semelhante na França mostram que os desvios são aceitáveis para a comparação que este trabalho propõe.

A usina La Haute Borne foi modelada no programa *windPRO* para se tornar possível a comparação dos resultados dos três modelos estudados com dados reais de operação. Dois pares de aerogeradores (“WEC2” com “WEC3” e “WEC3” com “WEC4”) foram escolhidos por apresentarem assinaturas de esteira mais expressivas.

3.2.2 Discussão dos resultados

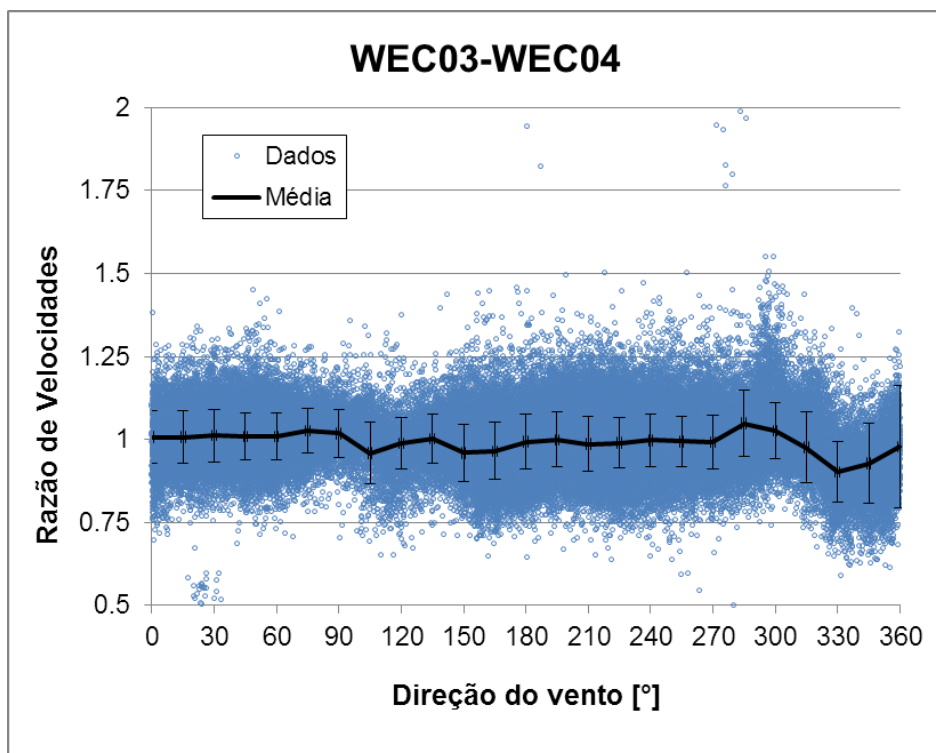
Para toda a série de dados válidos disponíveis foi calculada razão entre velocidades incidentes registradas pelos aerogeradores WEC2, WEC3 e WEC4. A dispersão destes quocientes bem como a média e desvio padrão da média em forma de barras de erro são apresentados a seguir para os pares WEC2-WEC3 e WEC3-WEC4. A nomenclatura “A-B” utilizada indica o primeiro elemento como numerador (Velocidade incidente em A) e o segundo como denominador (Velocidade incidente em B). As razões de velocidade são apresentadas em função do ângulo do vento incidente nas figuras a seguir.

Figura 3.5 – Razão de velocidades WEC2-WEC3 em função do ângulo de vento



Fonte: Elaborado com dados filtrados e tratados de (18)

Figura 3.6 – Razão de velocidades WEC3-WEC4 em função do ângulo de vento



Fonte: Elaborado com dados filtrados e tratados de (18)

As Figuras 3.5 e 3.6 mostram que, embora os dados de operação reais sejam dispersos, é possível observar picos e vales nas razões de velocidades em função da direção do vento incidente, indicando interações entre os aerogeradores da mesma usina. A Tabela 1 mostra que os aerogeradores WEC2 e WEC3 estão distantes de 5 vezes o diâmetro de rotor (82m) e os aerogeradores WEC3 e WEC4, 7 vezes o diâmetro do rotor.

As mesmas razões apresentadas anteriormente foram computadas com auxílio de modelagem para o efeito esteira. Os resultados são apresentados a seguir novamente em função do ângulo de vento incidente. Para os valores calculados a partir de dados de operação apresentados anteriormente, apenas a média é apresentada.

Figura 3.7 – Comparação de razão de velocidades WEC2-WEC3 em função do ângulo de vento.

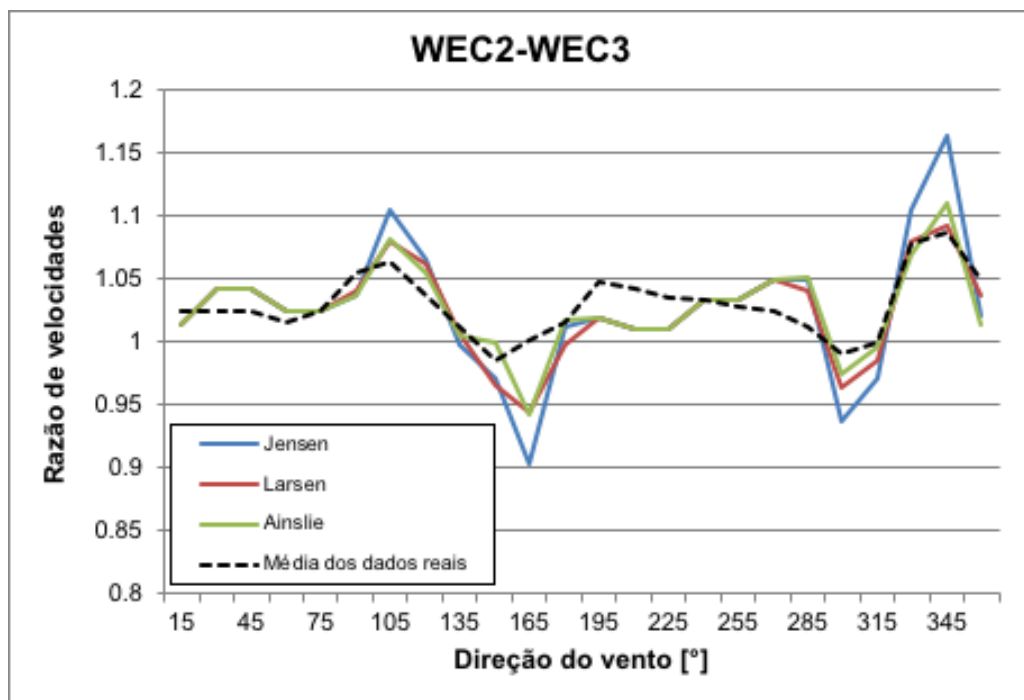
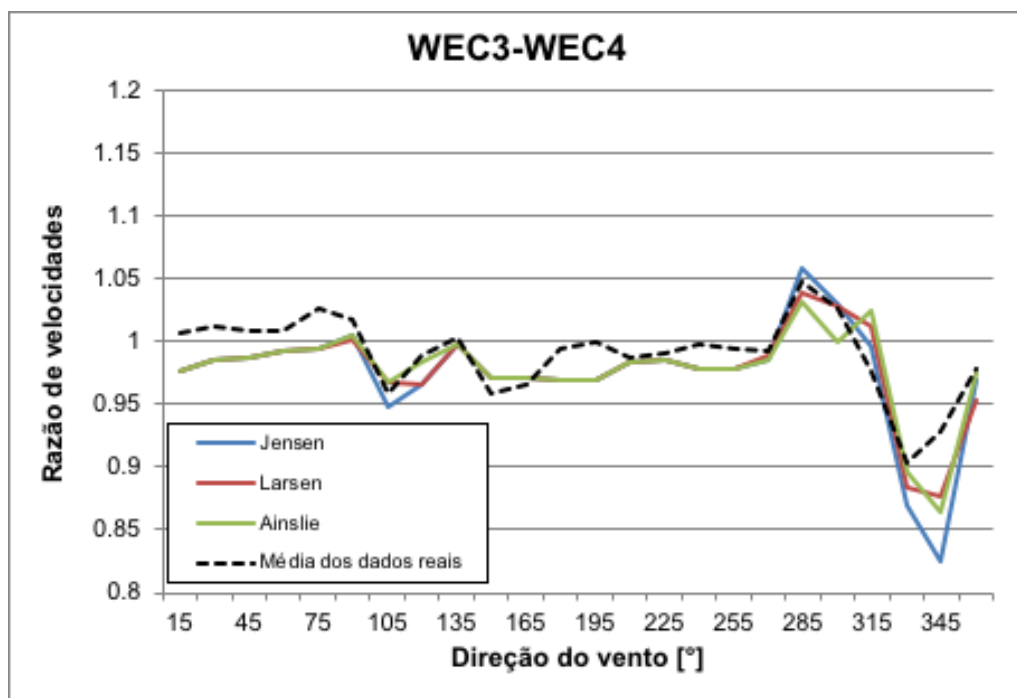


Figura 3.8 – Comparação de razão de velocidades WEC3-WEC4 em função do ângulo de vento

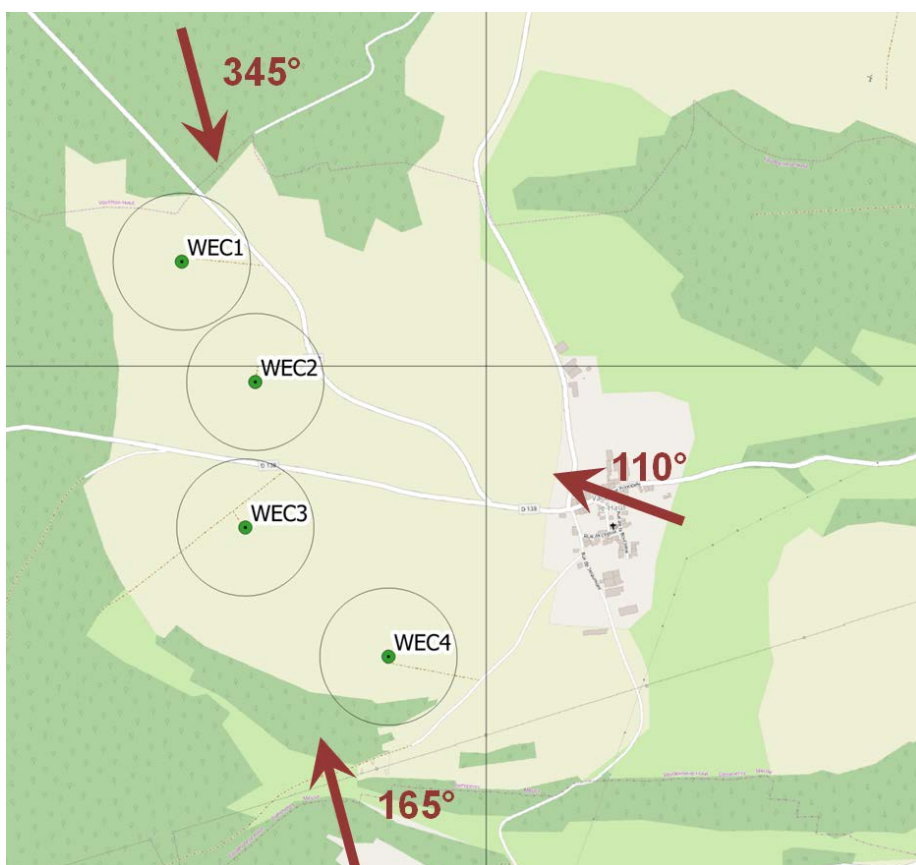


As Figuras 3.7 e 3.8 mostram que tanto os modelos de efeito esteira como os dados de operação confirmam picos e quedas na razão de velocidades em função da direção do vento.

As razões de velocidade para três direções do vento incidente, 110, 165 e 354 graus, são descritas a seguir. Os ângulos escolhidos para esta discussão são retratados na Figura 3.9.

- 110°: Quando o vento incide a partir desta direção, a velocidade em WEC2 é 10% maior que WEC3. Nesta posição a WEC3 está sombreada pela WEC4 como mostra o Gráfico 7.
- 165°: É observada uma queda da velocidade WEC2 em relação à WEC3, causada pelo sombreamento da segunda na primeira.
- 345°: A velocidade em WEC3 é até 15% inferior a velocidade de WEC4, efeito causado provavelmente pelo sombreamento de WEC3 pelos aerogeradores WEC2 e WEC1 neste ângulo.

Figura 3.9 – Direções do vento incidente discutidas



Fonte: Elaborado com dados de (18)

Para determinados intervalos de ângulos, os valores médios das razões de dados da operação coincidem com dados de modelagem, mas em geral há pequenos desvios entre dados modelados e dados reais.

4 CONCLUSÃO

O crescimento esperado da energia eólica no Brasil e no mundo nos próximos anos para acompanhar a tendência até agora observada traz uma série de desafios. Dentre eles, a construção de usinas eólicas em locais onde há aerogeradores já instalados. As perdas causadas pelas esteiras internas e externas requerem atenção especial do empreendedor. Sabe-se que toda modelagem matemática apresenta desvios em relação ao fenômeno estudado, no entanto, diversos modelos satisfatórios foram desenvolvidos ao longo das últimas décadas para a estimativa da velocidade do vento à jusante de um aerogerador.

Ao se comparar três destes modelos, Jensen, Larsen e Ainslie, observa-se diferenças significativas entre eles no que se diz respeito às velocidades previstas em fileiras subsequentes de uma usina eólica simétrica. O empreendedor neste caso pode optar por refinar e calibrar os modelos mas também adotar uma estratégia “*best case-worst case*”, ou seja, a partir de diferentes resultados escolher cenários conservadores ou otimistas. Na usina eólica teórica simulada neste trabalho na Seção 3.1, com dados típicos do interior do Nordeste brasileiro, verificou-se que o Modelo Ainslie se coloca como intermediário, ao passo que o Modelo Jensen apresenta maior velocidade incidente do vento em fileiras à jusante. É importante ter em mente o tempo até a solução em função do número de aerogeradores considerados no cálculo, atributo o qual o Modelo Larsen apresenta elevada desvantagem em relação aos demais por ser muito custoso computacionalmente.

Quando comparados a um caso real observa-se que a média dos dados medidos pelo sistema supervisor do parque eólico “La Haute Borne” na Seção 3.2, os modelos apresentaram desvios em valores absolutos mas concordaram com dados reais qualitativamente. Algumas estratégias para melhor se comparar os dados quantitativamente são:

- Calibração dos modelos de esteira para refletir efeitos causados pelo uso do solo e estabilidade atmosférica
- Aplicar fatores de correção/calibração da velocidade e direção do vento incidente nos aerogeradores, que são registrados no sistema supervisor
- Utilização de dados de uma torre de medição do vento local independente da operação da usina

- Estudo de um parque eólico em condições *off-shore* com fileiras alinhadas e menor impacto do meio (uso do solo e orografia)

As Figuras 3.7 e 3.8 mostram que, a partir de dados de operação disponibilizados pela empresa, os resultados médios de efeito esteira foram próximos aos três modelos matemáticos apresentados, ainda que estes dados, embora filtrados, não receberam correções devido a perturbações no vento causadas pela carenagem do aerogerador ou devido a efeitos térmicos ou de florestas e colinas na proximidade.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) *BP Statistical Review of World Energy June 2018* disponível em <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> acessado em 04/05/2019
- (2) ABEEólica *Potencial eólico do Brasil é de 500 GW, segundo DEWI*, matéria de agosto de 2016 disponível em <http://abeeolica.org.br/noticias/potencial-eolico-do-brasil-e-de-500-gw-segundo-dewi/> acessado em 04/05/2019
- (3) MME *Energia Eólica no Brasil e Mundo Ano de referência - 2016* disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/15+-+Energia+E%C3%B3lica+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2016+%28PDF%29+-+NOVO/f63a15ea-9d2c-4d27-9400-5d7c3fd97b22?version%20=%201.4> acessado em 04/05/2019
- (4) ANEEL, *BIG - Banco de Informações de Geração* disponível em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>
- (5) ANEEL, *Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico* disponível em <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home> acessado em 06/01/2019
- (6) Hau, Erich: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 5. Aufl.. Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag, 2014.
- (7) Tolmasquim, Mauricio Tiomno: *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica* / Mauricio Tiomno Tolmasquim (coord.). – EPE: Rio de Janeiro, 2016
- (8) Renewables 2018 Global Status Report GSR disponível em <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>
- (9) Betz, A.: *Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*, Vandenhoeck and Rupprecht, Göttingen, 1926
- (10) Vermeera, L. J. and A. Crespo. “*Wind turbine wake aerodynamics*.” (2003).
- (11) SENVION *Technical Specifications MM82* disponível em <https://www.senvion.com/global/en/products-services/wind-turbines/mm/mm82/> acessado em 06/02/2019
- (12) Duc, T., Giebel, G., Göçmen, T., Korpås, M., & Coupiac, O. (2017). *Optimization of wind farm power production using innovative control strategies*. DTU Wind Energy. DTU Wind Energy Master Thesis M, Vol.. 0161
- (13) EMD International A/S windPRO *Introduction to Wind Turbine Wake Modelling and Wake Generated Turbulence*
- (14) Matthew J. Churchfield, *A Review of Wind Turbine Wake Models and Future Directions* 2013 North American Wind Energy Academy (NAWEA) Symposium

(15) I. Katić, J. Højstrup & N.O. Jensen, *A Simple Model for Cluster Efficiency*, European Wind Energy Association, Conference and Exhibition, 7-9 October 1986, Rome, Italy.

(16) Larsen, G.C, *A simple wake calculation procedure*, RISØ-M—2760, Risø National Lab., Roskilde (Denmark), (online: <http://www.risoe.dk/rispubl/VEA/veapdf/ris-m-2760.pdf>)

(17) Ainslie, J.F: *Calculating the flowfield in the wake of wind turbines*, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 27 (1988), 213-224.

(18) Engie Group, *Engie's first open data windfarm*, disponível em <https://opendata-renewables.engie.com/pages/home/> acessado em 06/01/2019