

FRANCIS ROSSATO LOPES

ESTUDO DA INFLUÊNCIA DA ESTEIRA E DA DENSIDADE DE MÁQUINAS  
NA PRODUÇÃO DE ENERGIA EM UMA FAZENDA EÓLICA

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Engenheiro Mecânico.

Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Adriane Prisco Petry

Porto Alegre  
2010



**Universidade Federal do Rio Grande do Sul**  
**Escola de Engenharia**  
**Departamento de Engenharia Mecânica**

**ESTUDO DA INFLUÊNCIA DA ESTEIRA E DA DENSIDADE DE MÁQUINAS NA  
PRODUÇÃO DE ENERGIA EM UMA FAZENDA EÓLICA**

**FRANCIS ROSSATO LOPES**

**ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE  
ENGENHEIRO MECÂNICO  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA DO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

**Prof. Dr. Walter Jesus Paucar Casas  
Coordenador do Curso de Engenharia Mecânica**

***BANCA EXAMINADORA:***

**Prof.a Dr.a Thamy Cristina Hayashi  
UFRGS / DEMEC**

**Prof. Dr. Sérgio V. Möller  
UFRGS / DEMEC**

**Prof. Dr. Sérgio Luiz Frey  
UFRGS / DEMEC**

**Porto Alegre  
2010**

de modo especial, a minha família que de forma incondicional dedicou muito amor nessa caminhada e me proporcionou as condições necessárias para a conclusão deste trabalho.

## AGRADECIMENTOS

À *Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS)*, pela qualidade do ensino a mim proporcionado;

A minha orientadora, *Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Adriane Prisco Petry*, por seus ensinamentos e orientações neste trabalho;

Aos meus pais, *Cleoni T. Rossato Lopes* e *José Anildo Lopes*, pelo amor e dedicação que permitiram que esse objetivo fosse alcançado;

A minha namorada *Fernanda Farencena Kraemer*, por estar sempre presente e por me ensinar que a vida é um constante aprendizado;

A minha irmã *Roseane Rossato Lopes* que sempre me incentivou a seguir em frente;

Aos meus tios e primos que me ensinaram o verdadeiro significado da palavra *família*;

Aos *amigos* e *colegas*, que fizeram desta caminhada um momento mais divertido.

*"Pouco conhecimento faz com que as pessoas se sintam orgulhosas. Muito conhecimento, que se sintam humildes. É assim que as espigas sem grãos erguem desdenhosamente a cabeça para o Céu, enquanto que as cheias as baixam para a terra, sua mãe."*

*Leonardo da Vinci*

LOPES, F. R. **ESTUDO DA INFLUÊNCIA DA ESTEIRA E DA DENSIDADE DE MÁQUINAS NA PRODUÇÃO DE ENERGIA EM UMA FAZENDA EÓLICA**. 2010. 30f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

## **RESUMO**

O presente trabalho faz uma avaliação de como a disposição das turbinas e o desenvolvimento da esteira produzida por cada uma delas influenciam na geração de energia dentro de um parque eólico. Utilizando o modelo analítico de esteira PARK, verifica-se a influência de cada esteira na direção de maior frequência de vento para diferentes configurações de parque em uma área retangular. Os principais parâmetros estudados são: a distância entre as turbinas, adimensionalizada pelo diâmetro do rotor; o modelo e o número de aerogeradores. Objetivava-se avaliar a influência desses parâmetros na densidade de potência de superfície, na análise da taxa interna de retorno para tais configurações e verificar até que ponto é viável o afastamento entre os rotores. Os resultados obtidos demonstram que para certas configurações de parque tem-se um melhor aproveitamento da área estudada e que para os casos estudados o custo da terra só passa a ter grande influência sobre o afastamento a partir de valores elevados de arrendamento.

**PALAVRAS-CHAVES:** Energia eólica, Turbina eólica, Modelo de esteira, Fazenda eólica, *Micrositing*, Análise econômica.

**LOPES, F. R. STUDY OF THE INFLUENCE OF WAKE AND DENSITY OF WIND TURBINES IN THE PRODUCTION OF ENERGY IN A WIND FARM.** 2010. 30f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

#### **ABSTRACT**

This paper makes an assessment of how the layout of the turbines and the development of wake produced by each turbine influences the power generation within a wind farm. Using the analytical model of wake PARK, it is possible to verify the influence of each wake in the direction of higher frequency of wind for different configurations of a wind farm in a rectangular area. The main parameters studied are: the distance between the turbines, normalized by the diameter of the rotor, the model and number of wind turbines. The objective is to evaluate the influence of these parameters on surface power density, the analysis of the Internal Rate of Return (IRR) for these settings in order to verify up to what extent the distance between the rotors is feasible. The obtained results show that for certain configurations of wind farm is made better use of the studied area and that for the studied cases the cost of land will just have great influence on the distance apart from high values of leasing.

**KEYWORDS:** Wind energy, Wind turbine, Wake model, Wind farm, *Micrositing*, Profile.

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	1
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	2
3.1. Potência do vento .....	2
3.2. Extração da potência do vento .....	3
3.3. Coeficiente de potência.....	5
4. MODELAGEM DA ESTEIRA .....	5
4.1. Modelo PARK.....	6
4.2. Fator de capacidade .....	7
5. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA .....	7
6. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	8
6.1. Eficiência do parque .....	9
6.2. Produção de energia.....	10
6.2. Densidade de potência de superfície .....	11
7. ANÁLISE ECONÔMICA.....	12
8. CONCLUSÕES .....	14
9. REFERÊNCIAS.....	15
10. BIBLIOGRAFIA CONSULTADA .....	15
APÊNDICES .....	17
ANEXOS.....	21



## 1. INTRODUÇÃO

A energia eólica é a energia proveniente do vento, que é o resultado das movimentações das massas de ar sobre a superfície do planeta. Essas movimentações são causadas pela rotação do planeta e pelo aquecimento não uniforme da superfície terrestre proporcionado pelo Sol.

Há centenas de anos a humanidade utiliza o vento como fonte de energia, sendo para a movimentação de barcos, para a moagem de grãos, para as irrigações, dentre outros. Nos tempos atuais, vem sendo largamente utilizada para a geração de energia elétrica, e por se tratar de uma alternativa limpa, amplamente distribuída e renovável para a produção de energia, vem apresentando uma crescente aceitação social.

A conversão da energia eólica para produção de energia elétrica é feita através de aerogeradores, também conhecidos como turbinas eólicas, máquinas que convertem a energia cinética do vento em energia mecânica, através de um conjunto rotor-eixo-gerador.

A região a jusante de uma turbina eólica, denominada região de esteira, é conhecida por seu déficit de velocidade e incremento da intensidade de turbulência. É necessário quantificar as propriedades da esteira adequadamente ao se projetar a distribuição das turbinas em um parque eólico. Uma turbina eólica posicionada inadequadamente em um arranjo será alvo de velocidades reduzidas, acarretando menor geração de energia, e sujeita à elevada carga dinâmica devida à intensidade de turbulência, poderá sofrer danos estruturais.

Escolher o tipo de turbina e uma exata posição são partes importantes do trabalho de planejamento de um parque eólico. Este processo é também conhecido como *micrositing*.

Durante o *micrositing* muitos aspectos devem ser considerados, tais como:

- ✓ Condições de vento (dados estatísticos relativos à velocidade e à direção do vento);
- ✓ Requisitos de construção (ex. distância das residências);
- ✓ Propriedades estruturais da área;
- ✓ Acessibilidade (rodovias);
- ✓ Influência da turbina no ambiente (ex. flutuação da sombra, ruídos);
- ✓ Distância entre as turbinas.

Todos esses aspectos são de grande importância, porém neste trabalho apresentaremos um estudo sobre o efeito que a distância entre as turbinas tem sobre a energia gerada pela fazenda eólica. Esse efeito é descrito pela eficiência da fazenda, ou seja, pela relação entre a potência gerada e a potência fornecida para um parque.

A distribuição das turbinas deve ser cuidadosamente estudada antes da execução de um projeto, portanto, o presente trabalho tem como objetivo a verificação de como a disposição das mesmas no parque, levando em consideração o modelo de esteira PARK, influencia na produção de energia.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Parte da energia cinética do vento é extraída ao passar por uma turbina eólica, portanto, o fluxo de ar que atravessa o rotor da turbina tem sua energia cinética diminuída e, em consequência a velocidade do vento se reduz. A região atrás da turbina, afetada pela extração de energia feita pelo rotor, é chamada de esteira e é caracterizada pela presença de vórtices (White, 2002), como podemos observar na Fig. 2.1.



Figura 2.1-Efeitos de esteira em um parque eólico *off-shore* na Dinamarca (Fonte: <http://www.ecn.nl/news/newsletter-en/june-2009/flight-leader>).

O movimento das pás da turbina ainda provoca o giro da massa de ar que a atravessa, assim, a esteira consiste em uma região turbulenta e com a presença de vórtices (Albadó, 2002), causando um aumento de esforços mecânicos. Segundo Fox e McDonald (1998), a estrutura do escoamento no regime turbulento é caracterizada por movimentos transientes e tridimensionais de partículas fluidas os quais são adicionais ao movimento principal.

A esteira tende a desaparecer à medida que se afasta da turbina, pois a grande massa de ar fluindo no seu entorno estabiliza novamente o escoamento, que tende a homogeneizar-se, a menos que haja influência de rugosidade e orografia (Custódio, 2009).

Segundo Wenzel (2010), no projeto de parques eólicos, a distribuição é definida de acordo com a direção predominante do vento, de modo a se obter as menores perdas por esteira. Para isto, é necessária uma modelagem adequada da esteira, através de modelos capazes de estimar o déficit de velocidade e o incremento da intensidade de turbulência. O uso de um modelo mais realista pode ser definitivo no arranjo das turbinas.

Atualmente, os métodos experimentais e teóricos (incluindo os métodos numéricos) vêm sendo empregados de forma integrada e complementar. Os estudos experimentais, além de apresentarem importantes resultados sobre o comportamento do escoamento, são essenciais para validar os resultados dos métodos analíticos e numéricos desenvolvidos (Petry, 2002).

Uma turbina operando na esteira de outra ou ainda localizada ao final de uma linha de esteiras, onde sentirá simultaneamente o efeito das demais, conseqüentemente produzirá menos energia e sofrerá grande carregamento estrutural (Burton *et al*, 2001).

### 3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

#### 3.1. POTÊNCIA DO VENTO

Se for considerado um fluxo de ar movendo-se à velocidade  $V$ , perpendicular à seção transversal de um cilindro imaginário, como representado na Fig. 3.1, a energia cinética da massa de ar  $m$ , movendo-se à velocidade  $V$  será:

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

onde  $E$  é a energia cinética [J],  $m$  é a massa de ar [kg] e  $V$  é a velocidade da massa de ar em movimento (vento) [m/s].

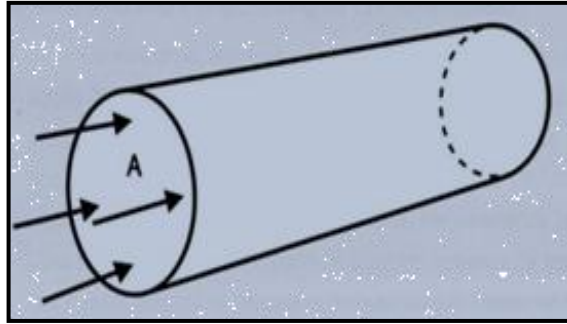


Figura 3.1-Fluxo de ar através de uma área transversal A

A potência  $P$  disponível no vento é definida como sendo a derivada da energia no tempo, dada por:

$$P = \dot{E} = \frac{dE}{dt} = \frac{\dot{m}V^2}{2} \quad (2)$$

onde  $P$  é a potência disponível no vento [W],  $\dot{E}$  é a taxa de energia [J/s],  $t$  é o tempo [s] e  $\dot{m}$  é o fluxo de massa de ar [kg/s].

A vazão de massa é dada por:

$$\dot{m} = \rho VA \quad (3)$$

onde  $\rho$  é a massa específica do ar [kg/m<sup>3</sup>] e  $A$  é a área da seção transversal [m<sup>2</sup>]. Portanto, substituindo a equação (3) em (2), tem-se que a potência disponível no vento que passa pela seção  $A$ , transversal a velocidade do escoamento, é dada por:

$$P = \frac{1}{2} \rho AV^3 \quad (4)$$

A equação (4) é fundamental para a análise da energia eólica e pode ser escrita por unidade de área definindo, desta forma, a densidade de potência de superfície ( $DP$ ) é:

$$DP = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho V^3 \quad (5)$$

E a massa específica do ar pode ser calculada da seguinte forma:

$$\rho = \frac{P}{RT} \quad (6)$$

onde  $R$  é a constante do ar [287 J/kgK],  $P$  é a pressão atmosférica local [Pa] e  $T$  é a temperatura ambiente [K].

### 3.2. EXTRAÇÃO DA POTÊNCIA DO VENTO

A equação da continuidade define que a vazão em massa de fluido é constante para diferentes localizações ao longo de um tubo imaginário de corrente (Fig. 3.2), considerando-se que não há fluxo de massa através dos limites do tubo de corrente e assumindo-se que a massa específica do ar é constante, o que é válido para velocidades do vento menores que 100 m/s (fluido incompressível) (Custódio, 2009; Burton *et al*, 2001).

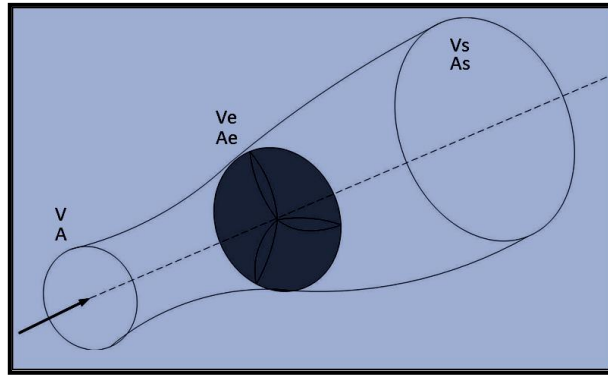


Figura 3.2- Escoamento de ar através de uma turbina eólica

A vazão de ar que atravessa a turbina eólica,  $Q$  [ $m^3/s$ ] pode ser calculada como:

$$Q = AV = A_e V_e = A_s V_s \quad (7)$$

onde os subíndices,  $e$  e  $s$  representam as regiões de entrada e saída da turbina respectivamente, e sem subíndice corresponde à região a montante da turbina.

Ao passar pela turbina eólica, a velocidade do vento decai, aumentando o diâmetro do tubo de corrente de acordo com a expressão (7).

A potência do vento extraída pela turbina eólica é dada pela diferença de potência entre a entrada e a saída do rotor eólico, ou seja:

$$P_t = P_e - P_s \quad (8)$$

onde  $P_t$  é a potência extraída do vento pela turbina eólica [W],  $P_e$  é a potência disponível no vento na entrada do rotor eólico e  $P_s$  é a potência disponível no vento na saída do rotor eólico.

Se a velocidade do vento atrás do rotor for muito baixa em relação à velocidade de entrada, o ar fluirá em volta da área do rotor, em vez de atravessá-lo. Por isso, a velocidade mínima do vento na saída do rotor eólico, não pode ser inferior a  $1/3$  da velocidade do vento incidente  $V$  (Custódio, 2009). Neste caso, o rotor absorve a energia equivalente a  $2/3$  da energia disponível no vento livre antes da turbina.

Assim, uma turbina eólica poderá extrair no máximo  $16/27$  da potência disponível no vento, o que representa  $59,3\%$  dessa potência. Esse valor é o chamado de Máximo de Betz, ou Coeficiente de Betz.

A potência disponível e a potência que pode ser extraída podem ser visualizadas na Fig. 3.3.

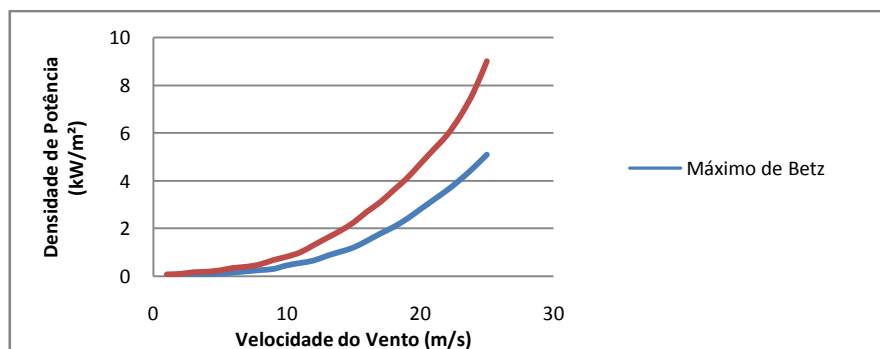


Figura 3.3-Gráfico da potência disponível do vento e da máxima potência possível de ser extraída.

### 3.3. COEFICIENTE DE POTÊNCIA

Considerando-se as perdas aerodinâmicas na conversão da energia eólica, uma turbina real somente fará a extração de parte da máxima potência prevista por Betz que é de 59,3% (Burton *et al*, 2001).

De forma a indicar a relação entre a potência extraída do vento por uma turbina eólica e a potência disponível no vento, é definido o coeficiente de potência  $C_p$  como sendo:

$$C_p = \frac{P_t}{\frac{1}{2}\rho AV^3} \quad (9)$$

onde  $C_p$  é o coeficiente de potência de uma turbina eólica [adimensional] e  $P_t$  é a potência produzida pela turbina eólica [W].

Portanto, a potência fornecida por uma turbina eólica varia com o cubo da velocidade do vento e com o diâmetro do seu rotor. A variação da potência, para uma determinada turbina, normalmente é apresentada na forma gráfica, por meio da chamada curva de potência da turbina, como mostrado na Fig. 3.4 para uma turbina comercial conhecida.

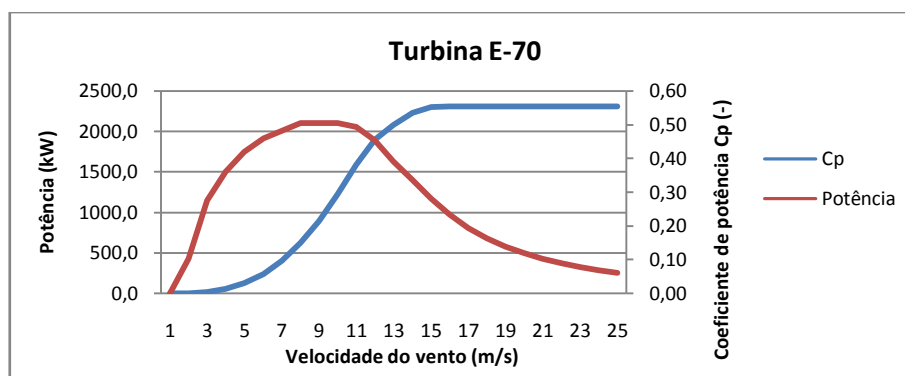


Figura 3.4-Curva de potência e curva do coeficiente de potência da turbina E70 da ENERCON

## 4. MODELAGEM DA ESTEIRA

Para avaliar a influência de uma turbina eólica sobre as demais instaladas em um parque eólico são desenvolvidos modelos matemáticos de esteira normalmente utilizados como base em sistemas computacionais, capazes de calcular as perdas devidas à sobreposição de esteiras na geração de energia total de um parque eólico. Dentre os modelos de esteira mais utilizados, está o modelo analítico PARK, escolhido para a realização deste trabalho.

### 4.1. MODELO PARK

O modelo PARK foi proposto originalmente por Jensen (1983) e ajustado por Katic *et al* (1986) e é baseado na expansão linear na esteira, respeitando a equação da quantidade de movimento. Foi desenvolvido para minimizar requisitos de entrada e carga computacional, enquanto fornece boa representação do comportamento da esteira (Wenzel, 2009). O perfil de velocidade segundo o modelo PARK pode ser observado na Fig. 4.1.

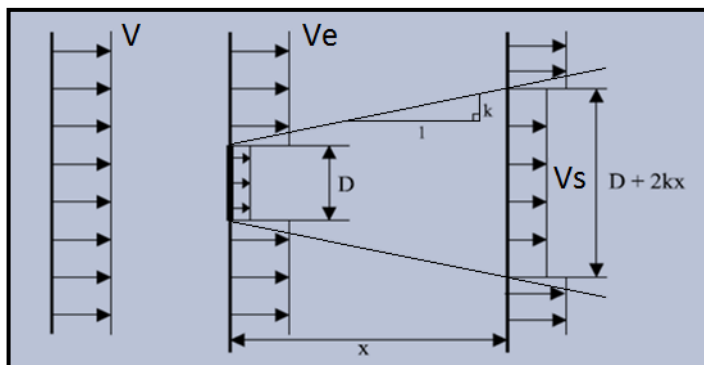


Figura 4.1-Perfil da esteira utilizado no modelo PARK.

A equação para a obtenção da velocidade na esteira seguindo esse modelo pode ser escrita da seguinte forma:

$$V_s = V_e \left[ 1 - \left( 1 - \sqrt{1 - C_T} \right) \left( \frac{D}{D + 2kx} \right)^2 \right] \quad (10)$$

onde  $V_s$  é a velocidade na saída do rotor em m/s,  $V_e$  é a velocidade na entrada do rotor [m/s],  $C_T$  é o coeficiente de empuxo da turbina,  $D$  é o diâmetro do rotor [m],  $k$  é a constante de decaimento da esteira e  $x$  é a distância a partir da turbina até o ponto de interesse [m].

A constante de decaimento da esteira determina o ângulo de abertura da sombra e depende diretamente da rugosidade da superfície, e é obtido da expressão:

$$k = \frac{0.5}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad (11)$$

onde  $h$  representa a altura do cubo da turbina e  $z_0$  a rugosidade média da superfície.

O coeficiente de empuxo  $C_T$  da turbina é diretamente proporcional ao coeficiente de potência  $C_p$ , que pode ser obtido a partir da curva característica do aerogerador, e representa a razão entre a força de empuxo (na direção axial da turbina) e a força correspondente à pressão dinâmica sobre a área coberta pelas pás da turbina. Ambos podem ser expressos em função do fator de indução da turbina  $a$  que representa a queda da velocidade do vento ao passar pela turbina, assim:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (12)$$

e

$$C_t = 4a(1 - a) \quad (13)$$

## 4.2. FATOR DE CAPACIDADE

Um dos parâmetros que permite escolher o modelo mais adequado de aerogerador para um determinado parque é o fator de capacidade. Quanto maior o seu valor, melhor o aproveitamento de energia diante da capacidade disponibilizada por cada um e melhor o custo-benefício para o investimento (Mallmann, 2009).

Como já citado, a presença de cada turbina dentro do parque afeta a produção de energia das turbinas localizadas em sua região de esteira. O fator de capacidade de um aerogerador é a

relação entre a energia elétrica gerada e a sua capacidade de produção, ou seja, o aerogerador operando ininterruptamente à sua potência de pico. Sendo a verificação feita em período anual, tem-se:

$$FC = \frac{EAG}{8760 * P} \quad (14)$$

onde  $FC$  é o fator de capacidade [adimensional ou %],  $EAG$  é a Energia Anual Gerada e  $P$  é a potência nominal [kW]. Para este estudo o fator de capacidade é calculado a partir do programa ALWIN (Ammonit, 2010), o qual calcula também a potência gerada pela turbina nas mesmas condições. Esse programa usa a distribuição de velocidade de Weibull que contém o fator de forma  $c$  e o parâmetro de escala  $a$ , permitindo um ajuste de curva mais refinado para diferentes características de vento (Petry e Matuella, 2007).

A distribuição de Weibull obedece à seguinte equação:

$$F(V) = \frac{c}{a} \left(\frac{V}{a}\right)^{c-1} e^{-\left[\frac{V}{a}\right]^c} \quad (15)$$

na qual  $V$  é a velocidade de entrada do vento na turbina,  $c$  é o parâmetro ou fator de forma da distribuição dos ventos (adimensional) proveniente do atlas eólico e  $a$  é o parâmetro ou fator de escala, dado em m/s e calculado da seguinte forma:

$$a = \frac{V}{\Gamma} \quad (16)$$

onde  $\Gamma$  é a função gama que depende do fator de forma e encontra-se na Figura A.1 do Anexo A.

## 5. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

A determinação da disposição das máquinas (*micrositing*) em um parque eólico idealmente requer medições anemométricas específicas, levantamentos detalhados da rugosidade e da topografia do terreno e o cálculo do campo de velocidades e da interferência aerodinâmica entre todos os rotores. O processo de otimização usualmente envolve o compromisso de engenharia: maximizar a eficiência e a produção energética e também o aproveitamento do terreno com infraestrutura (Camargo e Lima, 2002).

É fundamental para um engenheiro avaliar qual é o melhor espaçamento entre as máquinas ao efetuar o projeto de um parque, de forma que a influência das esteiras seja a mínima possível e que o retorno do capital investido seja apreciável. Da mesma forma, é importante conhecer os parâmetros subjacentes às diversas ferramentas computacionais que ajudam a definir um projeto, para que seja possível identificar qual o melhor programa a ser usado para simular um *micrositing*.

São vários os fatores que influenciam no custo final e no lucro gerado por um parque eólico. Assim, uma boa distribuição das máquinas no interior do parque é um dos fatores de maior importância, tornando um projeto viável ou não. A questão a ser respondida neste caso é o quanto podemos aproximar as turbinas e obter uma maior densidade de potência de superfície sem perder eficiência a ponto de tornar o investimento inapropriado.

A fim de que fosse possível estudar neste trabalho o comportamento da esteira no sentido de maior frequência de vento são feitas algumas hipóteses iniciais. São elas:

- ✓ O parque é composto apenas por uma fileira de aerogeradores e, portanto, são desconsiderados os efeitos laterais ao parque, ou seja, os efeitos perpendiculares à linha de ação do vento;
- ✓ A área do parque possui largura de 5 diâmetros do rotor e profundidade variada de acordo com o número de máquinas e com a distância entre as mesmas;
- ✓ Os cubos dos aerogeradores estão localizados a uma altura de 100 m do solo;
- ✓ As condições ambientais são: 15°C de temperatura e pressão atmosférica de 1013 hPa;
- ✓ Massa específica do ar  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ ;
- ✓ A altura de medição anemométrica da velocidade do vento foi definida como sendo 50m (Camargo e Lima, 2002);
- ✓ A rugosidade do solo foi assumida como sendo  $Z_0 = 0,03\text{m}$  que é a rugosidade típica de regiões litorâneas.
- ✓ O problema foi analisado para duas velocidades médias de vento no parque de 8 e 9 m/s por se tratarem de velocidades típicas de vento para a configuração de altura e rugosidade listadas acima;
- ✓ O fator de forma usado para o cálculo da função de Weibull no software livre ALWIN foi de 2,4, resultando em uma função gama ( $\Gamma$ ) igual a 0,886 conforme a Tabela A.1 do Anexo A;

Os modelos de turbinas simulados no parque podem ser vistos na Tabela 5.1.

Tabela 5.1-Modelos de turbinas em estudo

Fabricante	Modelo	P [MW]	D [m]	h [m]	Controle
ENERCON	E70	2300	71	100	Pitch
IMPESA	IWP93	2100	93	100	Pitch
WINDTEC	WT93	2000	93,34	100	Pitch

Estes três modelos foram escolhidos pela semelhança de potência nominal e pela altura do cubo possível de ser instalada.

## 6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

A partir das condições de vento do parque definidas, e de posse das características de cada aerogerador, é possível se verificar a potência gerada pelos diferentes modelos nas duas situações de vento já especificadas, utilizando o programa ALWIN.

O cálculo da eficiência do parque, da energia gerada, da densidade de potência de superfície e da taxa interna de retorno encontra-se na planilha de cálculo elaborada no Excel® (Apêndices A e B) cujas etapas de análise estão resumidas no Fluxograma de Análise (Apêndice C).

A velocidade do vento diminui na passagem por uma turbina e volta a aumentar com a distância a jusante da mesma. A influência é menor quanto maior for a separação entre as turbinas, como pode ser observado na Figura 6.1.



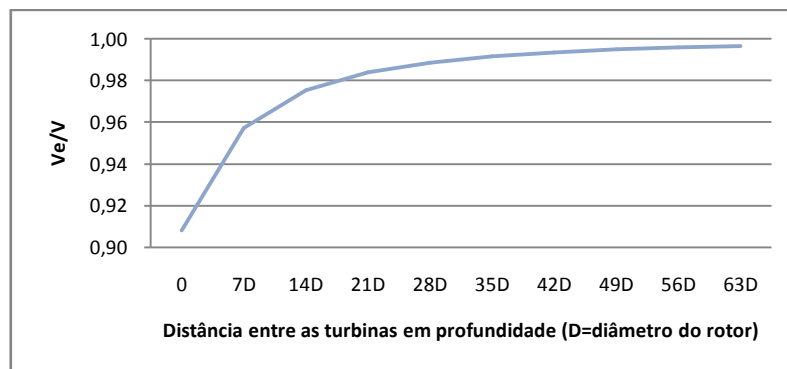


Figura 6.1-Recuperação da velocidade do vento após a passagem por uma turbina modelo IWP93 (D=93m), para uma velocidade do vento de 8 m/s e distância entre turbinas de 7 diâmetros do rotor.

### 6.1. EFICIÊNCIA DO PARQUE

A influência de uma turbina sobre outra é menor se a distância entre elas for maior. O distanciamento entre as turbinas aumenta a eficiência da fazenda eólica, entretanto, quanto maior for essa distância, maior será a área ocupada, resultando em uma menor densidade de potência de superfície.

A eficiência do parque pode ser calculada a partir da seguinte expressão:

$$\eta = \frac{\sum_{i=1}^n P_{fe}}{\sum_{i=1}^n P_{livre}} 100 \quad (17)$$

onde  $n$  é o número de aerogeradores do parque,  $P_{fe}$  é a potência produzida a partir de cada aerogerador dentro do parque [W] e  $P_{livre}$  é a potência produzida a partir de cada aerogerador com o vento livre [W].

As Figuras 6.2, 6.3 e 6.4 apresentam os resultados da eficiência de um parque em função da distribuição das máquinas (distância entre turbinas adimensionalizada pelo diâmetro).

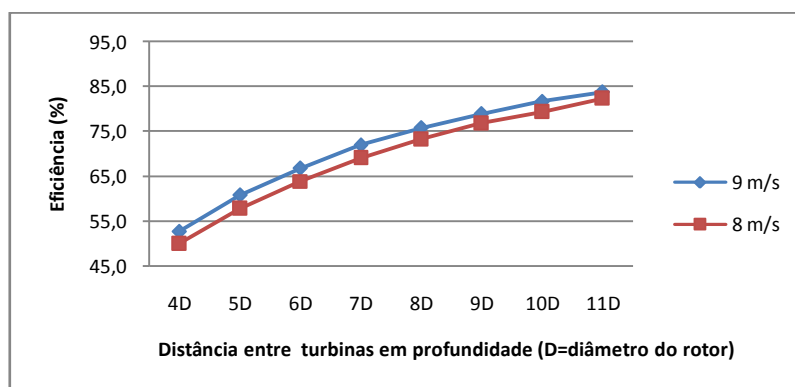


Figura 6.2-Eficiência de uma fazenda eólica em função da distribuição de turbinas para velocidades de vento livre de 8 e 9 m/s (Modelo E70).

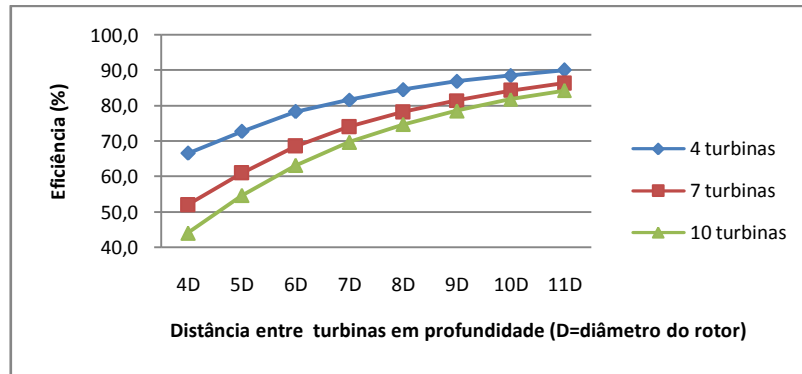


Figura 6.3-Eficiência de uma fazenda eólica em função da distribuição de turbinas para diferentes números de aerogeradores, com velocidade de vento livre de 9 m/s (Modelo WT93).

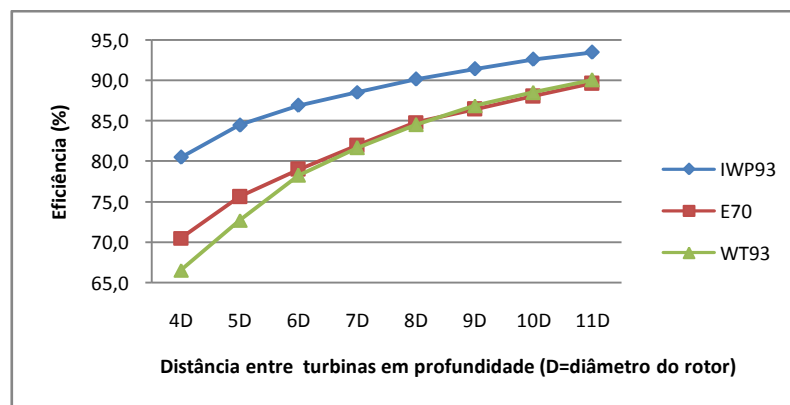


Figura 6.4-Eficiência de uma fazenda eólica em função da distribuição de turbinas para um parque com 4 turbinas de diferentes modelos (V= 9 m/s).

Pode-se verificar um aumento da eficiência com a velocidade do vento e com a diminuição do número de máquinas no parque. Além disso, para as condições estudadas o modelo IWP93 foi o que apresentou uma melhor eficiência.

## 6.2. PRODUÇÃO DE ENERGIA

Um dos fatores econômicos mais importantes a ser analisado no projeto de uma fazenda eólica é sem dúvida a produção de energia. Essa estimativa de produção é normalmente realizada com base anual, respeitando assim as variações da intensidade do vento ao longo do ano.

A Energia Anual Gerada (EAG) deve ser calculada para cada aerogerador do parque e, uma vez somados estes valores, tem-se a energia total gerada pelo parque ao longo de um ano. Ou então, utilizando o fator de capacidade médio do parque, a energia gerada ao longo de um ano pode ser dada como:

$$EAG = \overline{FC}PNC_d \times 8760 \quad (18)$$

onde  $\overline{FC}$  é o fator de capacidade médio do parque [%],  $P$  é a potência nominal da turbina [kW],  $N$  é o número de turbinas e  $C_d$  é o coeficiente de disponibilidade do parque.

Na Fig. 6.5 pode ser observada a EAG para uma fazenda eólica com quatro aerogeradores dispostos em linha.

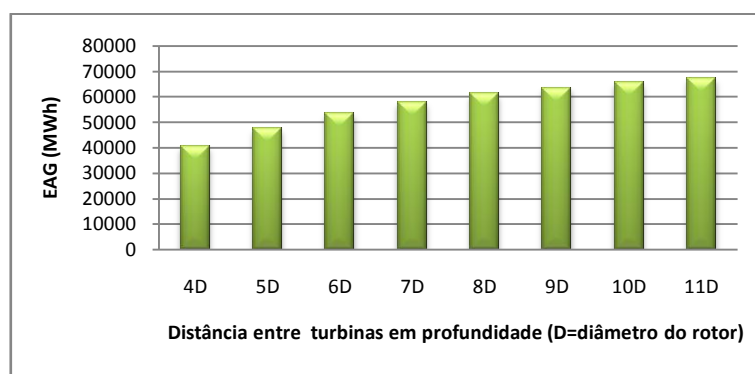


Figura 6.5-Energia anual gerada (EAG) por 4 aerogeradores modelo IWP93 para uma velocidade de vento livre de 9 m/s.

### 6.3. DENSIDADE DE POTÊNCIA DE SUPERFÍCIE

Uma vez calculada a energia gerada, podemos calcular a densidade de potência de superfície (relativa à área de terreno ocupada) do parque, conforme a expressão abaixo.

$$DP = \frac{EAG}{A_p \times 8760} \quad (19)$$

onde  $DP$  é a densidade de potência de superfície [ $MW/km^2$ ] e  $A_p$  é a área ocupada pelo parque [ $km^2$ ].

A DP está diretamente relacionada com a quantidade de máquinas e inversamente relacionada com a área ocupada pelo parque. Na Fig. 6.6 pode-se notar o comportamento da DP frente a variação da distância entre os aerogeradores.

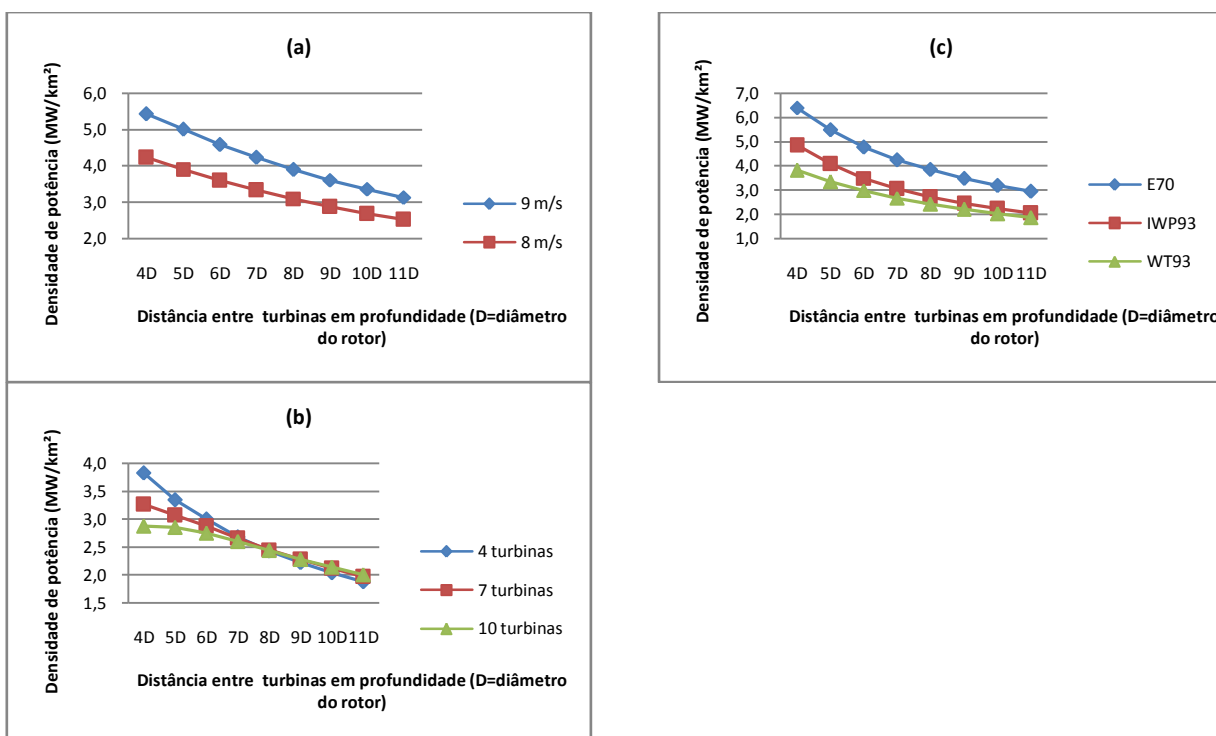


Figura 6.6-Densidade de potência de superfície em função da distribuição dos aerogeradores para (a) velocidades de vento livre de 8 e 9 m/s (Modelo E70); (b) diferentes números de

aerogeradores, com velocidade de vento livre de 9 m/s (Modelo WT93) e (c) um parque com 4 turbinas de diferentes modelos ( $V=9\text{m/s}$ ).

Embora se tenha um crescimento da densidade de potência de superfície, à medida que as turbinas são aproximadas umas das outras, tem-se um considerável decaimento do fator de capacidade médio do parque como pode ser observado na Fig. 6.7.

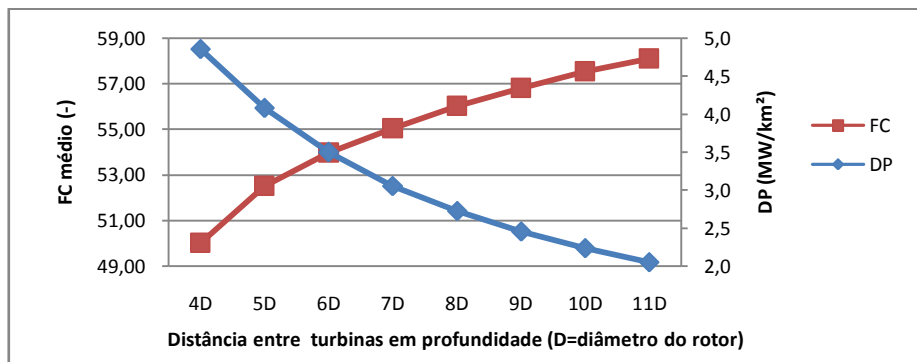


Figura 6.7-Densidade de potência de superfície e fator de capacidade médio em função da distribuição para um parque com 4 turbinas modelo IWP93 e velocidade de vento livre de 9 m/s.

O comportamento da esteira depende de vários fatores, e quanto mais afastadas estiverem as turbinas, melhor será em termos de fator de capacidade do parque, porém pior será a densidade de potência de superfície, o que influenciará diretamente na lucratividade do parque.

## 7. ANÁLISE ECONÔMICA

De forma que seja possível verificar que tipo de configuração de parque é mais adequada para uma situação de vento, dentro das condições propostas anteriormente, foi efetuada uma análise econômica baseada nas seguintes condições:

- ✓ O valor de comercialização tomado como base para fins de análise econômica é de R\$ 130,68/MWh, que foi o valor médio de comercialização da energia eólica no leilão de energia promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 28/08/2010;
- ✓ O valor unitário considerado para a compra de aerogeradores é de R\$ 4000,00/kW (nominal);
- ✓ Período de contrato para fins de cálculo da taxa interna de retorno (TIR) de 20 anos;
- ✓ Taxa de juros de 4% ao ano;
- ✓ Período de empréstimo de 14 anos;
- ✓ O custo anual da terra foi estimado como sendo  $L = \text{R\$ } 50.000,00/\text{km}^2$ , o qual se aproxima do valor de 1,5% da energia comercializada por um parque com 7 aerogeradores, com uma distância entre si de 7D e velocidade de vento livre de 9 m/s.

A tabela utilizada para o cálculo da TIR encontra-se no Apêndice B, onde pode-se verificar os demais custos existentes em um parque tais como taxa da ANEEL, depreciações, recultivação, seguros e custos de transmissão.

Com base nos valores acima descritos foi possível calcular a TIR para as diferentes situações de velocidade de vento livre, números de aerogeradores e de modelos. Conforme a Figura. 7.1 a TIR para os modelos WT93 e IWP93 são relativamente maiores que para o modelo E70, e para melhor visualização, os gráficos representam apenas o crescimento da TIR quando a mesma passa a ser positiva, desconsiderando a parte negativa. Outros resultados podem ser vistos na Figura D.1 do Apêndice D.

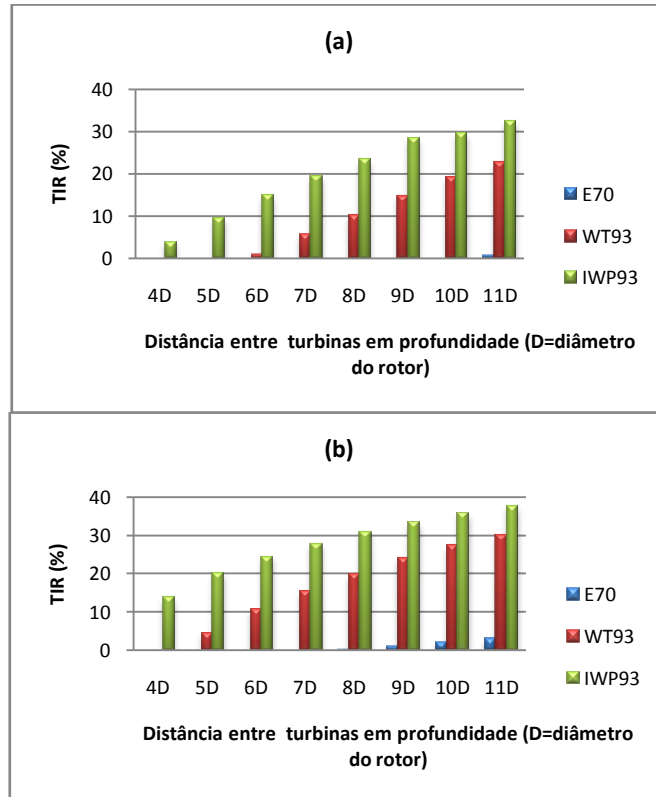


Figura 7.1-Taxa interna de retorno para 3 diferentes modelos com velocidade de vento livre de 9 m/s para (a) 7 turbinas e (b) 4 turbinas.

Com esse método, foi possível analisar também o que aconteceria caso o custo de arrendamento da terra se tornasse mais significativo frente ao lucro proporcionado pela energia gerada. Na Fig. 7.2 observa-se os resultados de uma simulação com valor de arrendamento de 5L e de 6L (onde L é a o valor base de R\$ 50.000,00/km<sup>2</sup>). Para esses valores altos de arrendamento existe uma distância ótima entre as turbinas, que fica em torno de 9 e 7 diâmetros, respectivamente.

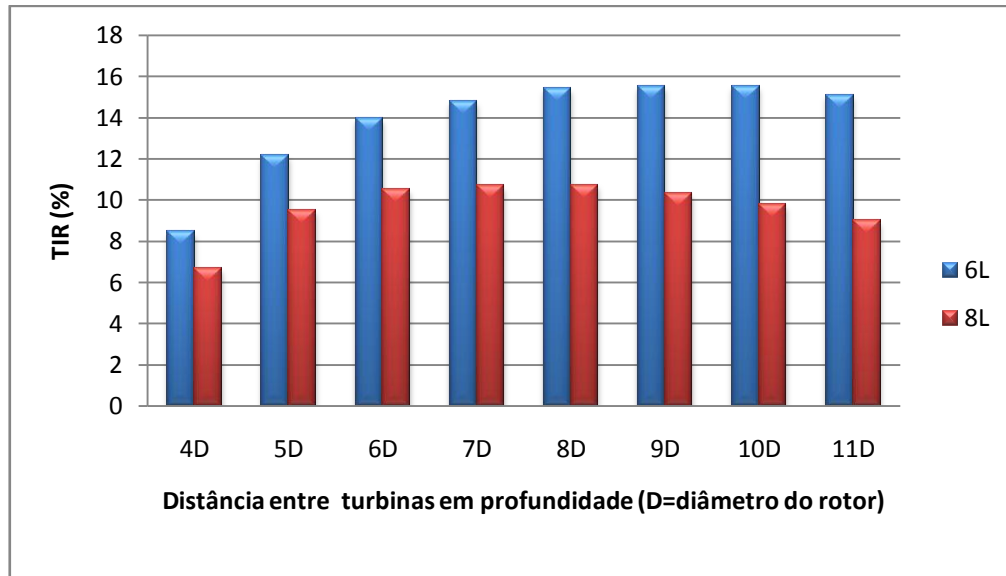


Figura 7.2-Taxa interna de retorno para um parque composto por quatro turbinas modelo IWP93 com velocidade de vento livre de 9 m/s para diferentes custos de arrendamento.

## 8. CONCLUSÕES

No presente trabalho, após definidas as condições do parque, calculou-se a velocidade de entrada do vento em cada turbina utilizando o modelo de esteira PARK e em seguida com o auxílio do programa ALWIN foram obtidos os valores do fator de capacidade e foi então calculada a eficiência e a energia gerada pelo parque. Em seguida foi calculada a taxa interna de retorno para tais configurações e obtido os resultados que foram apresentados.

Ao analisar o gráfico de recuperação da velocidade constata-se que, à medida que se afasta da turbina, o vento recupera a sua velocidade e, assim, quando o distanciamento entre elas é maior, temos uma maior recuperação dessa perda, resultando em uma maior eficiência do parque e uma maior produção de energia.

Observa-se ainda que, em termos de eficiência, o modelo de turbina IWP93 se destaca quando comparado com os demais e os resultados nos mostram também que quanto menor for o número de aerogeradores, maior será a eficiência.

Em termos de densidade de potência de superfície, verifica-se um aumento quando a velocidade de vento livre disponível é maior, da mesma forma quando o número de máquinas diminui, o que se explica pelo fato de que ao diminuirmos o número de máquinas a área diminui linearmente, porém não a potência gerada. Além disso, observa-se uma maior densidade de potência de superfície para o modelo E70 devido à significativa diferença no diâmetro do rotor, o que resulta em uma área de parque menor.

Na análise econômica dos dados verifica-se a relação da densidade de potência de superfície e do fator de capacidade médio frente aos custos envolvidos em um parque. Observa-se também que a taxa interna de retorno é sempre maior para o modelo IWP93 e ainda que o modelo E70 só mostrou retorno financeiro a partir de um número máximo de 7 turbinas e uma velocidade média anual mínima de 9 m/s.

Quanto ao distanciamento entre as turbinas, o estudo mostra que para um valor de arrendamento de R\$ 50.000,00/km<sup>2</sup> o retorno financeiro não é fortemente influenciado até um distanciamento máximo estudado que é de 11 diâmetros, contudo, quando esse custo aumenta significativamente, passa a ter uma distância ótima para um melhor retorno do capital investido.

Para uma análise mais realista do problema, é importante desenvolver em estudos futuros maiores detalhamentos do problema, agregando itens tais como análise de turbinas laterais, diferentes direções e condições de vento, turbulência dentro da esteira, bem como o uso de outros modelos de esteira para comparação dos resultados, pois o que é favorável a um determinado modelo, pode passar a ser desfavorável em outras condições. Uma metodologia em desenvolvimento para esse tipo de análise é o emprego da Dinâmica dos Fluidos Computacional.

Portanto, para a configuração de parque estudada, o distanciamento entre as turbinas deve ser o maior possível dentro dos limites estudados (4D a 11D) e, para as condições de vento analisadas, a turbina IWP93 é a que resultará em um maior retorno financeiro.

## 9. REFERÊNCIAS

ALBADÓ, R.; **Energia eólica**. São Paulo: Artliber, 2002.

AMMONIT, ALWIN. Disponível em: <<http://www.ammonit.com/pt/apoio-aocliente/downloads/214-software>> Acesso em: 16 Ago. 2010.

BURTON T., SHARPE D., JENKINS N., BOSSANYI E., **Wind Energy Handbook**. Inglaterra: John Wiley & Sons, Ltd, 2001.

CAMARGO, O. A., LIMA, F. J. **Atlas eólico do Rio Grande do Sul** Porto Alegre, SEMC, 2002.

CUSTÓDIO, R. S.; **Energia eólica para a produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

FOX, R. W.; MCDONALD, A. T. **Introdução à mecânica dos fluidos**. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 1998.

MALLMANN, H. **Impacto da variação de parâmetros agrometeorológicos na produção de energia eólica**. 2009. 15f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

PETRY, A.P., **Análise Numérica de Escoamentos Turbulentos Tridimensionais empregando o Método dos Elementos Finitos e Simulação de Grandes Escalas**, Tese de Doutorado, Curso de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil, 2002.

PETRY, A.P.; MATUELLA, J.M.L., **Análise do potencial eólico e estimativa da geração de energia empregando o “software” livre ALWIN**. Porto Alegre, 2007.

STRONG WAKE, **Energy research centre of the netherlands**. Disponível em: <<http://www.ecn.nl/news/newsletter-en/june-2009/flight-leader/>> Acesso em: 16 Ago. 2010.

WENZEL, G. M. **Análise numérica da esteira de turbinas eólicas de eixo horizontal: estudo comparativo com modelos analíticos**. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Mestrado em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.

WHITE, F.M., **Mecânica dos Fluidos**, 4. ed., McGraw Hill, Rio de Janeiro, 2002.

## 10. BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

GAZETA DO POVO. **Leilão da Aneel consagra energia eólica como viável**: 27/08/2010. Disponível em: < <http://www.gazetadopovo.com.br/economia/conteudo.phtml?id=1040566>> Acesso em: 12 out. 2010.



GONZÁLEZ J. S., RODRIGUEZ A. G. G., MORA J. C., SANTOS J. R., PAYAN M. B. **Optimization of wind farm turbines layout using an evolutive algorithm.** Renewable Energy 2010;35:1671–1681.

KUSIAK A., SONG Z., **Design of wind farm layout for maximum wind energy capture.** Renewable Energy 2010;35:685–694.

LUDWIG, D. E. **Avaliação da influência de uma turbina eólica no escoamento dos ventos utilizando CFD.** 2007. 26f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

MALISKA, C. R. **Transferência de calor e mecânica dos fluidos computacional.** 2. ed. Rio de Janeiro, LTC, 2004, 453 p.

PICCOLI, G. L. **Análise da Viabilidade de uma Fazenda Eólica Empregando Dinâmica dos Fluidos Computacional.** 2006. 28f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006.

TRAPP, B. **Análise de Viabilidade de Uma Fazenda Eólica Offshore no Rio Grande do Sul.** 2009. 20f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

WERLE M. J., **A New Analytical Model for Wind Turbine Wakes,** EUA, Flodesign, Inc.,2008.

# APÊNDICES

APÊNDICE A – Tabela de cálculo da densidade de potência de superfície desenvolvida no Excel.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	
	V (m/s)	$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	D (m)	P <sub>h</sub> (kW)	h (m)	z0 (m)	y	n	c	f	Fz (%)	P (kW)	$\eta$ (%)	E (MWh)	DP (MW/km <sup>2</sup> )		Eficiência (%)	Distribuição DP (MW/km <sup>2</sup> )	Área (km <sup>2</sup> )		Ec médio	
1																						
2	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	4	10	2,4	0,886	40,7	940,8	50,0	41081,8	4,2		50,0	4,229	3,909	1,11	20,39	
3	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	4	10	2,4	0,886	28,2	650,3	50,0	41081,8	4,2		57,8	50	3,603	1,66	23,56	
4	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	4	10	2,4	0,886	22,2	513,2	50,0	41081,8	4,2		63,9	60	3,336	1,94	28,15	
5	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	4	10	2,4	0,886	19,6	459,3	50,0	41081,8	4,2		69,1	70	3,099	2,22	29,85	
6	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	4	10	2,4	0,886	17,4	401,4	50,0	41081,8	4,2		73,3	80	2,885	2,50	31,30	
7	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	4	10	2,4	0,886	15,8	365,1	50,0	41081,8	4,2		76,8	90	2,684	2,77	32,36	
8	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	4	10	2,4	0,886	14,4	337,2	50,0	41081,8	4,2		79,4	100	2,527	3,05	33,51	
9	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	4	10	2,4	0,886	13,7	315,7	50,0	41081,8	4,2							
10	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	4	10	2,4	0,886	13,7	315,7	50,0	41081,8	4,2							
11	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	4	10	2,4	0,886	13,7	315,7	50,0	41081,8	4,2							
12	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	4	10	2,4	0,886	13,7	315,7	50,0	41081,8	4,2							
13																						
14																						
15																						
16																						
17																						
18																						
19																						
20																						
21																						
22																						
23																						
24																						
25																						
26																						
27																						
28																						
29																						
30																						
31																						
32																						
33																						
34																						
35																						
36	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	7	10	2,4	0,886	40,7	940,8	69,1	56716,6	3,3							
37	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	7	10	2,4	0,886	32,4	749,2	69,1	56716,6	3,3							
38	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	7	10	2,4	0,886	29,9	689,9	69,1	56716,6	3,3							
39	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	7	10	2,4	0,886	27,6	630,5	69,1	56716,6	3,3							
40	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	7	10	2,4	0,886	26,4	610,8	69,1	56716,6	3,3							
41	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	7	10	2,4	0,886	25,6	591,1	69,1	56716,6	3,3							
42	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	7	10	2,4	0,886	25,6	591,1	69,1	56716,6	3,3							
43	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	7	10	2,4	0,886	24,7	571,4	69,1	56716,6	3,3							
44	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	7	10	2,4	0,886	24,7	571,4	69,1	56716,6	3,3							
45	8,0	1,225	71	2300	100	0,03	7	10	2,4	0,886	23,9	551,9	69,1	56716,6	3,3							
46																						
47																						
48																						
49																						
50																						
51																						
52																						
53																						
54																						
55																						
56																						
57																						
58																						
59																						
60																						
61																						
62																						
63																						
64																						
65																						
66																						
67																						
68																						
69																						
70																						

Figura A.1-Tabela de cálculo da densidade de potência de superfície.

APÊNDICE B – Tabela de cálculo da taxa interna de retorno (TIR) desenvolvida no Excel.

TIR	6,70%		DP (R\$/km²)	Área (km²)	FC (%)	TIR	Distrib.		
Potência da máquina (MW)	4,9	0,86	50,00	6,70	4D				
Número de máquinas	4	1,08	52,50	9,53	5D				
Valor de comercialização (R\$/MWh)	130,86	1,30	53,98	10,56	6D				
Valor unitário (R\$)	4000	1,51	55,03	10,71	7D				
Custo (R\$/km²)	400000	2,7	56,03	10,75	8D				
Energia de Referência	35688,24 MWh	2,2	56,80	10,32	9D				
Fator De capacidade	50,00%	2,1	57,53	9,79	10D				
Potência da Máquina	2,10 MW	2,38	58,10	8,99	11D				
Numero de Máquinas	4,00 (-)								
Periodo do Contrato	20 anos								
Coefficiente de Disponibilidade	97% %								
Coefficiente de Rendimento	100% %								
Valor de comercialização	130,86 R\$/MWh								
Custo/km2	400000 R\$/km2								
área	0,86 km2								
Demonstrativo Resultado Exercício		ano1	ano2	ano3	ano4	ano5	ano10	ano15	ano20
Energia Comercializada		4.576.759,82	4.576.759,82	4.576.759,82	4.576.759,82	4.576.759,82	4.576.759,82	4.576.759,82	4.576.759,82
PIS/COFINS	3%	137.302,79	137.302,79	137.302,79	137.302,79	137.302,79	137.302,79	137.302,79	137.302,79
RECEITA OPERACIONAL		4.439.457,03	4.439.457,03	4.439.457,03	4.439.457,03	4.439.457,03	4.439.457,03	4.439.457,03	4.439.457,03
O&M	100 R\$/kW-ano	0,00	0,00	840.000,00	840.000,00	840.000,00	840.000,00	840.000,00	840.000,00
Perdas	2%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Taxa Aneeel	0,50%	22.883,80	22.883,80	22.883,80	22.883,80	22.883,80	22.883,80	22.883,80	22.883,80
Depreciação outros-20 anos	5%	504.000,00	504.000,00	504.000,00	504.000,00	504.000,00	504.000,00	504.000,00	504.000,00
Depreciação aerogeradores - 10 anos	10%	2.352.000,00	2.352.000,00	2.352.000,00	2.352.000,00	2.352.000,00	2.352.000,00	2.352.000,00	2.352.000,00
Arrendamento		345.960,00	345.960,00	345.960,00	345.960,00	345.960,00	345.960,00	345.960,00	345.960,00
Recultivação	4 R\$/kW-ano	33.600,00	33.600,00	33.600,00	33.600,00	33.600,00	33.600,00	33.600,00	33.600,00
Seguros	1%	235.200,00	235.200,00	235.200,00	235.200,00	235.200,00	235.200,00	235.200,00	235.200,00
Custo de Transmissão de Energia	2 R\$/kW-mês	201.600,00	201.600,00	201.600,00	201.600,00	201.600,00	201.600,00	201.600,00	201.600,00
Sub-total		3.695.243,80	3.695.243,80	4.535.243,80	4.535.243,80	4.535.243,80	4.535.243,80	4.535.243,80	4.535.243,80
Lucro operacional		744.213,23	744.213,23	-95.786,77	-95.786,77	-95.786,77	-95.786,77	-95.786,77	-95.786,77
Juros		1.075.200,00	1075200	895600	895600	895600	895600	895600	895600
Lucro Antes IR		-330.986,77	-330.986,77	-1.170.986,77	-1.081.386,77	-991.786,77	-543.786,77	-256.213,23	2.256.213,23
IR	25%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CSLL	9%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Lucro líquido		-330.986,77	-330.986,77	-1.170.986,77	-1.081.386,77	-991.786,77	-543.786,77	-256.213,23	2.256.213,23
Fluxo de caixa		330.986,77	330.986,77	1.170.986,77	1.081.386,77	991.786,77	543.786,77	256.213,23	-2.256.213,23
Lucro líquido		-330.986,77	-330.986,77	-1.170.986,77	-1.081.386,77	-991.786,77	-543.786,77	-256.213,23	2.256.213,23
Depreciações		504.000,00	504.000,00	504.000,00	504.000,00	504.000,00	504.000,00	504.000,00	504.000,00
Depreciação aerogeradores		2.352.000,00	2.352.000,00	2.352.000,00	2.352.000,00	2.352.000,00	2.352.000,00	2.352.000,00	2.352.000,00
Amortização									
Financiamento		26.880.000,00							
Invest total		33.600.000,00							
Fluxo de Caixa líquido		-4.134.986,77	2.525.013,23	-554.986,77	-465.386,77	-375.786,77	72.213,23	1.993.100,73	1.993.100,73

Figura B.1-Tabela de cálculo da taxa interna de retorno (TIR).

## APÊNDICE C – Fluxograma de análise

- 1- definir o número de aerogeradores do parque;
- 2- definir o modelo de aerogerador utilizado (diâmetro, potência nominal e altura do cubo);
- 3- definir a distância entre os aerogeradores a ser analisada;
- 4- definir as condições de vento livre do local;
- 5- definir a rugosidade do solo;
- 6- definir o fator de forma para a função de Weibull;
- 7- obter a definição da velocidade de entrada de cada aerogerador empregando o modelo PARK;
- 8- calcular o fator de capacidade e a potência gerada utilizando o programa ALWIN;
- 9- calcular a geração de energia anual de cada turbina;
- 10- calcular a eficiência do parque;
- 11- variar parâmetros tais como velocidade de vento livre, número de aerogeradores no parque, distância entre os aerogeradores, etc;
- 12- calcular a taxa interna de retorno (TIR) para diferentes valores de arrendamento;
- 13- armazenar os resultados obtidos;
- 14- iniciar o processo novamente pelo item 1, variando os parâmetros.

**APÊNDICE D – Taxa interna de retorno.**

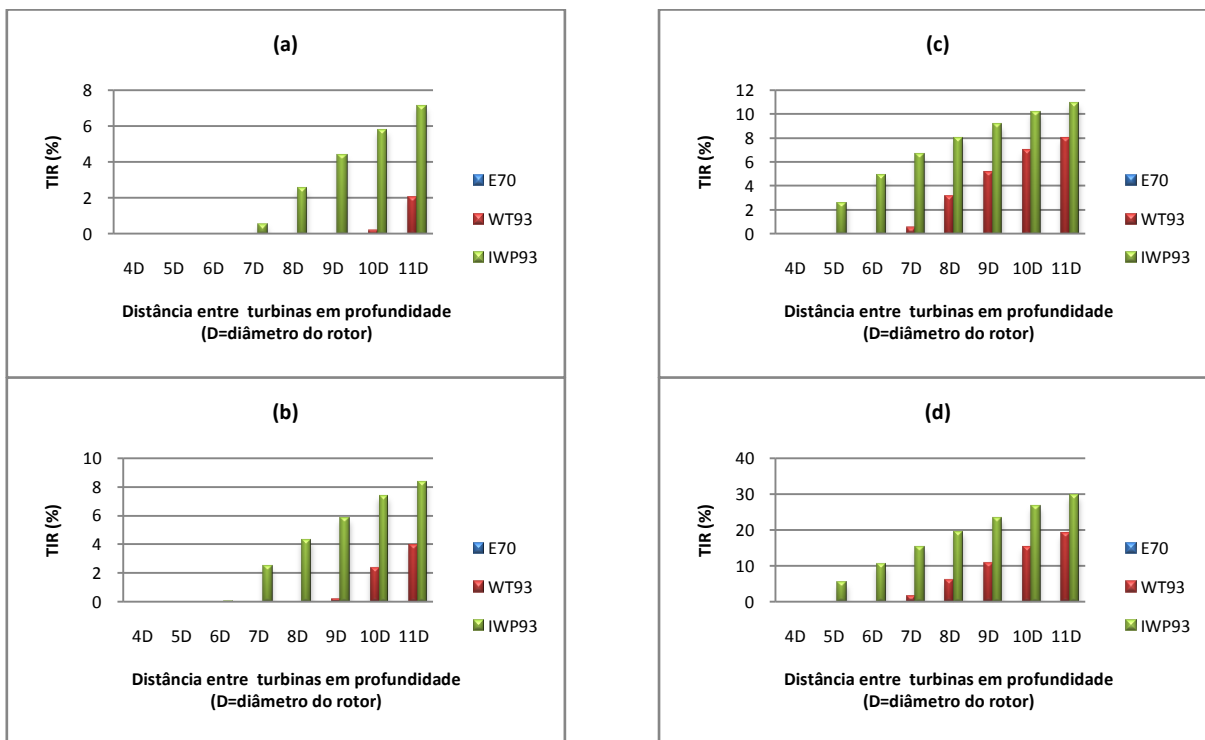


Figura D.1-Taxa interna de retorno para 3 diferentes modelos com velocidade de vento livre de (a) 8 m/s (10 turbinas), (b) 8 m/s (7 turbinas), (c) 8 m/s (4 turbinas), (d) 9 m/s (10 turbinas).

**ANEXOS**

**ANEXO A – Função Gamma.**

**TABELA A.1**  
**CÁLCULO DA FUNÇÃO GAMMA EM FUNÇÃO DO PARÂMETRO DE FORMA DE WEIBULL:  $\Gamma(1+1/k)$**

<b>k</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
1,0	1,000	0,996	0,992	0,988	0,984	0,891	0,977	0,974	0,971	0,968
1,1	0,965	0,962	0,959	0,957	0,954	0,952	0,749	0,947	0,945	0,943
1,2	0,941	0,939	0,937	0,935	0,933	0,931	0,930	0,928	0,927	0,925
1,3	0,924	0,922	0,921	0,919	0,918	0,917	0,916	0,915	0,914	0,912
1,4	0,911	0,910	0,909	0,909	0,908	0,907	0,906	0,905	0,904	0,903
1,5	0,903	0,902	0,901	0,901	0,900	0,899	0,899	0,898	0,898	0,897
1,6	0,897	0,896	0,896	0,895	0,895	0,894	0,894	0,893	0,893	0,893
1,7	0,892	0,892	0,892	0,891	0,891	0,891	0,890	0,890	0,890	0,890
1,8	0,889	0,889	0,889	0,889	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888
1,9	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,886	0,886	0,886
2,0	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886
2,1	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886
2,2	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886
2,3	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886	0,886
2,4	0,886	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887
2,5	0,887	0,887	0,887	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888
2,6	0,888	0,888	0,888	0,889	0,889	0,889	0,889	0,889	0,889	0,889
2,7	0,889	0,889	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890	0,890
2,8	0,890	0,891	0,891	0,891	0,891	0,891	0,891	0,891	0,892	0,892
2,9	0,892	0,892	0,892	0,892	0,892	0,892	0,892	0,893	0,893	0,893
3,0	0,893	0,893	0,893	0,893	0,894	0,894	0,894	0,894	0,894	0,894
3,1	0,894	0,894	0,895	0,895	0,895	0,895	0,895	0,895	0,896	0,896
3,2	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	0,896	0,897	0,897	0,897
3,3	0,897	0,897	0,897	0,897	0,898	0,898	0,898	0,898	0,898	0,898
3,4	0,898	0,899	0,899	0,899	0,899	0,899	0,899	0,899	0,900	0,900
3,5	0,900	0,900	0,900	0,900	0,900	0,900	0,901	0,901	0,901	0,901
3,6	0,901	0,901	0,901	0,902	0,902	0,902	0,902	0,902	0,902	0,902
3,7	0,902	0,902	0,903	0,903	0,903	0,903	0,903	0,903	0,904	0,904
3,8	0,904	0,904	0,904	0,904	0,904	0,904	0,905	0,905	0,905	0,905
3,9	0,905	0,905	0,905	0,905	0,906	0,906	0,906	0,906	0,906	0,906

O valor de  $\Gamma(1+1/k)$  é encontrado na tabela em função do valor de k. A linha é dada pelos dois primeiros dígitos de k e a coluna pelo terceiro dígito.

Figura A.1-Relações entre a Função Gamma e o Parâmetro de Forma de Weibull (Custódio, 2009).



**ANEXO B – Curva de Potência dos aerogeradores.**

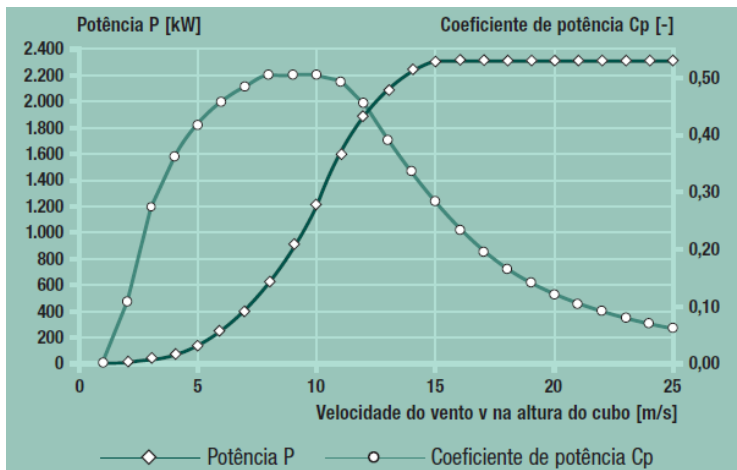


Figura B.1-Curva de potência da turbina modelo E70 (ENERCON).

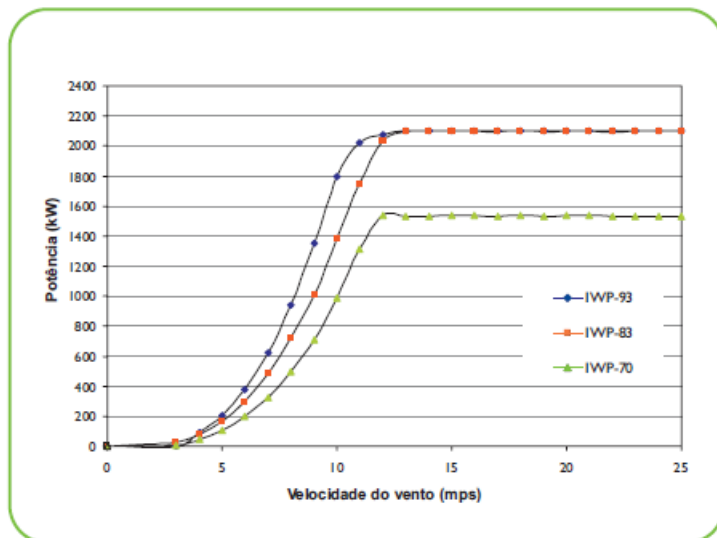


Figura B.2-Curva de potência da turbina modelo IWP93 (IMPSA).

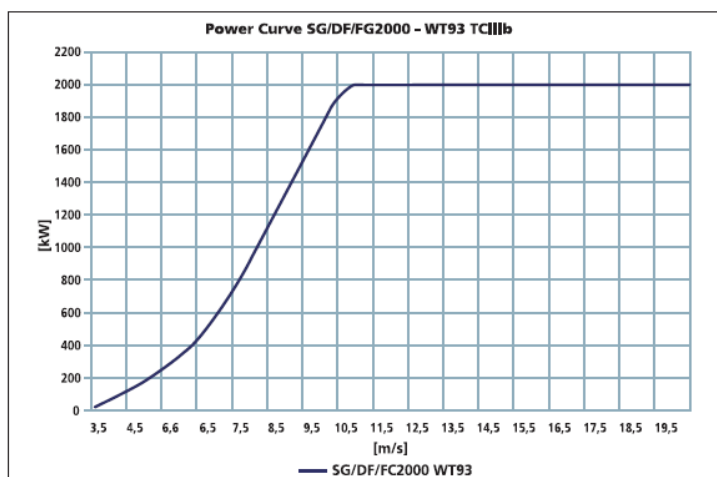


Figura B.3-Curva de potência da turbina modelo WT93 (WINDTEC).