

**Influência do perfil vertical de velocidades
no funcionamento de um aerogerador**
Medições realizadas com LIDAR

PEDRO COSTA SALVADOR

MESTRADO EM ENGENHARIA MECÂNICA — ESPECIALIZAÇÃO EM ENERGIA

Orientador: Prof. Álvaro Henrique Rodrigues

Co-orientador: Eng. Amândio Ferreira

JUNHO DE 2012

RESUMO

Atualmente a norma IEC-61400 considera que apenas a velocidade à altura do eixo do rotor é suficiente para caracterizar a produção de energia elétrica local de um aerogerador. Contudo, existem já diversos estudos que revelaram a importância de efetuar medições a diferentes alturas da área rotórica. As grandes dimensões dos atuais rotores tornam relevante uma melhor aproximação do campo de velocidades da área de varrimento da turbina. O perfil vertical do vento é, portanto, uma característica cada vez mais relevante que deve ser avaliada.

Inicialmente, foi efetuada uma campanha de medição através de LIDAR num local de terreno complexo. O relevo, para além de ser uma característica local importante no desenvolvimento dos perfis verticais do vento, é também um fator que dificulta a medição remota por laser e que deve ser estudado. Numa primeira fase desta dissertação são descritas as origens dos perfis verticais da velocidade do vento bem como os seus possíveis efeitos na produção elétrica de um aerogerador. É também descrito o método de funcionamento do modelo LIDAR *ZephIR* aliado à validação dos dados obtidos através da comparação com os valores medidos por anemómetros de copos. É aplicada uma filtragem aos valores do LIDAR bem como uma correção segundo o modelo linear de escoamentos WAsP Engineering 2.0.

A aproximação do perfil vertical de velocidades à lei de potência e consequentemente ao *shear factor*, revelou a sua relação com variáveis como a temperatura ambiente, a altura ou a intensidade da turbulência. Foi analisada a *performance* dos aerogeradores do sub-parque operando em condições de *shear factor* negativo, verificando-se algumas diferenças relativamente a perfis de vento que se encontram dentro dos parâmetros da norma.

O método da velocidade equivalente por patamares foi também abordado, com o objetivo de melhor caracterizar o potencial energético. Este método consiste em dividir a área de varrimento do rotor em cinco elementos, onde cinco medições diferentes a cada altura são representativas do campo energético de cada patamar. A curva de potência de um aerogerador obtida através desta velocidade equivalente é então uma curva menos dependente do perfil vertical do vento. A análise da produção energética anual efetuada para o local de medição do LIDAR, segundo esta nova velocidade, provocou uma diminuição de 5% nas projeções, comparativamente com os valores da velocidade no eixo do rotor, devido ao facto de contabilizar a variação vertical da velocidade do vento.

ABSTRACT

Currently the standard IEC-61400 considers that only wind speed at rotor shaft is sufficient to characterize the production of local electrical energy. However, there are already several studies that revealed the importance of make measurements at different heights of rotor area. The current enlargement of the rotor dimensions turns relevant to make a better approximation of the speed field of the scanning area of the turbine. The vertical profile of the wind is therefore an increasingly important characteristic which must be evaluated.

Initially, it was performed a measurement campaign using the LIDAR in a place of complex terrain. The orography, in addition to be an important local characteristic in the development of vertical profiles of the wind, is also a factor that hinders the remote measurement by laser and which must be studied. In the first phase of this dissertation is described the origins of the vertical profiles of wind speed and its possible effects on the electrical output of a wind turbine. It is also described the method of operation of the model LIDAR *ZephIR* combined with its validation of the obtained data by comparing the values measured by anemometers cups. Filtering is applied to the values of the LIDAR as well as a correction by the linear flow WASP Engineering 2.0.

The approximation of the vertical profile to the speed power law and hence the *shear factor* revealed its relationship with variables such as atmospheric temperature, height or turbulence intensity. It was analyzed the *performance* of wind turbines in the sub-farm operating under conditions of negative *shear factor*, and it has been detected some differences in relation to wind profiles that are within the parameters of the standard.

The method of the equivalent speed in bins was also addressed, in order to better characterize the potential energy. This method consists in dividing the scanning area of the rotor in five elements, where five different measurements at each height are representative of the field energy of each level. The turbine power curve obtained by this equivalent speed is a less dependent curve on the wind shear. The analysis of the annual energy production performed for the LIDAR measurement site, according to the new speed, caused an increase of 5% in the projections, compared to the speed values measured in the rotor shaft, due to account for the vertical variation of wind speed.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao Professor Álvaro Rodrigues pelo apoio que deu na elaboração da tese, ao longo deste período de quatro meses, e por todos os ensinamentos sobre a energia eólica que recebi. Gostaria igualmente de agradecer ao Engenheiro Amândio Ferreira pelo tempo de trabalho que despendeu a ajudar-me nas questões mais complicadas que foram surgindo. Ao Engenheiro José Carlos Matos e a toda a equipa do INEGI quero agradecer pelo espaço que lá ocupei e por toda ajuda preciosa que me foi dada. Agradeço aos meus colegas de trabalho Eugenia Población e Pedro Neves pela partilha de conhecimentos e pelos momentos de entreajuda.

Aos meus pais e aos meus irmãos, um grande obrigado pela força que me deram ao longo destes anos que passei a estudar Engenharia Mecânica na FEUP.

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	1
1.1. Enquadramento da Dissertação.....	2
1.2. Objetivos.....	3
1.3. Estrutura da Dissertação	3
Perfil Vertical do vento	5
2.1. Origem dos perfis.....	5
2.1.1. Rugosidade	5
2.1.2. Relevo e Obstáculos	5
2.1.3. Estabilidade da Camada Limite Atmosférica	6
2.2. Relação da turbulência com o perfil vertical de vento.....	7
2.3. Leis para ajuste de perfis	8
2.3.1. Lei logarítmica	8
2.3.2. Lei de potência	9
2.4. Efeito dos perfis	10
2.4.1. Esforços nas pás.....	10
2.4.2. Energia cinética disponível	11
2.5. Sumário.....	12
Sistemas de medição remota.....	13
3.1. SODAR.....	13
3.2. LIDAR	14
3.3. LIDAR ZephIR.....	15
3.3.1. Composição	15
3.3.2. Sistema de funcionamento.....	16
3.3.3. Limitações e potencialidades	18
Parque Eólico.....	21
4.1. Localização e especificidades.....	21
4.2. Análise do vento	24
4.3. Produção elétrica.....	25
Campanha de medição com LIDAR.....	29

5.1.	Método e Objetivos	29
5.2.	Valores médios.....	30
5.3.	Validação de resultados.....	31
5.3.1.	Direções perturbadas.....	31
5.3.2.	Correção com WASP Engineering 2.0	33
5.3.3.	LIDAR - PORT433.....	33
5.3.4.	LIDAR – WT12	36
5.4.	Componente vertical da velocidade	39
5.5.	Perfis verticais.....	41
5.5.1.	Variação do <i>shear factor</i> com a altura.....	41
5.5.2.	Variação do <i>shear factor</i> com a direção e a velocidade	42
5.5.3.	<i>Shear factor</i> e a Turbulência	43
5.5.4.	Oscilação diária e sazonal do <i>shear factor</i>	44
5.5.5.	Perfil de velocidades com <i>shear factor</i> médio	45
5.6.	Variação da potência com o <i>shear factor</i>	45
5.7.	Velocidade equivalente do vento	46
5.7.1.	Velocidade equivalente por patamares.....	47
5.7.2.	Velocidade equivalente por extrapolação	47
5.7.3.	Curva de potência e a velocidade equivalente	47
5.7.4.	Impacto na produção energética anual.....	48
	Conclusão	51
	Bibliografia.....	53
	Anexos.....	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig.1.1. Terrenos de orografia complexa e forte relevo (a vermelho). Parques eólicos estão definidos por círculos laranja cujo diâmetro indica proporcionalmente a potência instalada do parque variando de 3 até 322MW, [1]	2
Fig.2.1 Aceleração e mudança de direção do vento em terrenos de orografia complexa, [8]	6
Fig.2.2. Perfil vertical do vento e efeito do relevo/obstáculo, [8]	6
Fig.2.3. Área de varrimento do aerogerador influenciada pelo perfil vertical de vento	10
Fig.2.4. Oscilação da velocidade o vento no extremo de uma pá, [2]	11
Fig.2.5. Diferença normalizada entre a potência disponível num perfil uniforme de velocidades e em perfis derivados da lei de potência [2]	11
Fig.3.1. Varrimento laser em forma de cone para um LIDAR de onda curta [9]	14
Fig.3.2. ZephIR LIDAR	15
Fig.3.3. Emissão de um feixe laser e definição de comprimento de prova	17
Fig.3.4. Medição remota de um escoamento influenciado pelo relevo	18
Fig4.1. Vista aérea da localização da subestação	21
Fig4.2. Mapa com altimetria da subestação de Mendoiro-Bustavade	22
Fig.4.3. Mapa com factor RIX da subestação de Mendoiro-Bustavade	23
Fig.4.4. Vista do sub-parque de Mendoiro-Bustavade	23
Fig.4.5. Rosa das ocorrências e distribuição das ocorrências segundo a velocidades	24
Fig.4.6. Rosa das velocidades e rosa das energias	24
Fig.4.7. Distribuição da velocidade do vento média mensal	25
Fig.4.8. Curvas de potência dos aerogeradores WT11 e WT12 e curvas de garantia do fabricante para o modelo E70	26
Fig.4.9. Curva de potência do aerogerador WT13 e curva de garantia do fabricante para o modelo E82	27
Fig.5.1. Vista da subestação orientada a NW	31
Fig.5.2. Rosas-dos-ventos (Ocorrências, velocidades, energia)	32
Fig.5.3. Efeito de esteira	32
Fig.5.4. Relação entre a velocidade do vento medida pelo LIDAR sem filtros e pela estação de medição	34
Fig.5.5. Relação entre a velocidade do vento medida na <i>nacelle</i> da WT12 e na estação de medição	35
Fig.5.6. Dispersão entre as direções medidas pelo LIDAR e pela estação PORT433	35
Fig.5.7. Relação entre a velocidade do vento medida pelo LIDAR e pela estação de medição. Esquerda: Filtro 7 sem correção WASP Engineering 2.0. Direita: Filtro 7 com correção WASP Engineering	36

Fig.5.8. Relação entre a velocidade do vento medida pelo LIDAR e pelo anemómetro da <i>nacelle</i> da máquina WT12 com correção WAsP Engineering 2.0. Esquerda:Filtro1. Direita: Filtro 11.....	37
Fig.5.9. Relação entre a velocidade do vento medida pelo LIDAR e pela WT12 com triagem segundo <i>shear factor</i>	38
Fig.5.10. Curva de potência da WT12 em função da velocidade da <i>nacelle</i> e do LIDAR com correção e sem correção.....	38
Fig.5.11. Desvio da potência média a cada velocidade relativamente à velocidade na <i>nacelle</i>	39
Fig.5.12. Dispersão da componente vertical da velocidade normalizada e da componente horizontal da velocidade a 35 m e 92 m.....	40
Fig.5.13. Dispersão da velocidade vertical em relação à direção do vento.....	40
Fig.5.13. <i>Shear factor</i> calculado com base em diferentes alturas de medição.....	42
Fig.5.14. Rosa do <i>Shear Factor</i> a 88 m-31 m.....	43
Fig.5.15. Distribuição do <i>shear factor</i> segundo a direção do vento com distinção entre coeficientes negativos e positivos (cima) e distinção entre gama de velocidades do vento (baixo).....	43
Fig.5.16. Relação entre a IT e o <i>shear factor</i>	44
Fig.5.17. Distribuição do <i>shear factor</i> ao longo do dia e distinção entre dias de Inverno e de Verão...	44
Fig.5.18. Perfil de velocidades determinado pela lei de potência para a globalidade dos dados e para o setor não perturbado.....	45
Fig.5.19. Diferença entre as potências médias entre as duas amostras.....	46
Fig.5.20. Curva de potência para as duas amostras.....	46
Fig.5.21. Configuração da divisão do rotor em 5 patamares.....	47
Fig.5.22. Curva de potência da WT12 para as diferentes velocidades.....	48
Fig.5.23. Desvio na potência baseado na velocidade equivalente por patamares.....	48
Fig.5.24. Distribuição da frequência da velocidade equivalente do vento definida pelo método dos patamares.....	49
Fig.5.25. Distribuição da frequência da velocidade do vento medida pelo LIDAR ao nível do eixo do rotor.....	50
Fig.5.26. AEP para a distribuição da velocidade no eixo do rotor e para a velocidade equivalente por patamares.....	50

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1. Valores do <i>shear factor</i> e da intensidade da turbulência em função da estabilidade da camada limite [6].....	8
Tabela 3.1. Relação entre o comprimento de prova e a altura de medição.....	17
Tabela 4.1. Características dos aerogeradores existentes no parque	26

SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

CLA - Camada limite atmosférica
C_p - Coeficiente de potência
IT - Intensidade de Turbulência
U_h - Componente horizontal da velocidade do vento
U_z - Componente vertical da velocidade do vento
LLJ - Low Level Jets
m - Declive
b - Intersecção com o eixo das ordenadas
r² - Coeficiente de determinação
u* - Velocidade de fricção
κ - Constante de *Kármán*
z₀ - Índice de rugosidade
Z_r - Comprimento de Rayleigh
IT - Intensidade de turbulência
V_{eq} - Velocidade equivalente
A - Área
P - Potência

1

INTRODUÇÃO

As evoluções tecnológicas nos domínios da resistência dos materiais e da aerodinâmica tornam hoje possível o fabrico de aerogeradores com diâmetros rotóricos que ultrapassam os 100 m, o que obriga a uma análise de velocidades do vento a cotas cada vez mais elevadas. Segundo a norma vigente IEC-61400, para efeitos de produção elétrica é necessário aferir a velocidade no centro do rotor, o qual pode hoje em dia estar a alturas tão elevadas que as torres de medição se tornam- extremamente dispendiosas. O comprimento das pás é tão grande, que ao considerar-se que a velocidade do vento é uniforme em toda a área de varrimento, se negligencia o efeito do perfil vertical do vento (i.e. variação na direção vertical da velocidade do vento) na performance do aerogerador.

Em terrenos de orografia plana, os perfis de vento são de certa forma previsíveis e adequam-se a uma análise de escoamento simples, influenciado pela rugosidade do solo e fatores térmicos locais. Em terrenos complexos, os perfis geralmente previstos por modelos existentes nem sempre são satisfatórios, devido à complexidade do escoamento originada, por exemplo, por uma forte inclinação do solo ou uma mudança abrupta do relevo. Para estes tipos de terreno, não só a medição a várias alturas é essencial, mas também a medição em vários locais próximos é importante para definir o local adequado para a instalação de aerogeradores.

Segundo *Bingol 2009*, os terrenos de orografia simples na Europa, com potencial para a instalação de parques eólicos, estão já praticamente todos analisados e estarão futuramente esgotados como podemos ver na Figura 1.1. No caso particular de Portugal o terreno complexo do norte e centro do país torna claramente necessário que mais estudos sobre este tipo de terreno sejam realizados. As zonas de terreno complexo são atualmente de grande importância para os investidores e, portanto, a sua análise mais refinada é um ponto-chave para a previsão e melhor compreensão do potencial de cada local. Terrenos montanhosos com vegetação alta podem, à partida, provocar variações inesperadas no perfil vertical de vento, e esse facto deve ser tido em conta, não só em termos da produção anual de energia como também em termos de segurança dos aerogeradores.

Os sistemas de medição remota através de ondas sonoras (SODAR) ou através de feixes laser (LIDAR), proporcionam a leitura da velocidade do vento acima do centro do rotor, bem como a leitura a diversas cotas, em simultâneo ou sequencialmente. A norma IEC-61400 compreende apenas procedimentos válidos para as medições de velocidades do vento com anemómetros de copos, mas é de grande importância que se evolua no sentido de normalizar medições através de LIDAR ou SODAR. Estas tecnologias mais recentes, têm a versatilidade de não ser necessária a montagem de uma estação de medição, e de ser relativamente simples proceder ao transporte, montagem e desmontagem. Este facto torna possível realizar uma campanha de medições mais pormenorizada para um local específico.

A poupança de recursos materiais, humanos e financeiros faz com que seja imprescindível testar estes sistemas em diversas condições, para que eles se tornem uma ferramenta não só poderosa mas também fiável. Determinar o perfil de velocidades do vento a partir de uma medição a diferentes alturas pode ser muito importante para projetar com segurança um aerogerador ou um parque eólico.

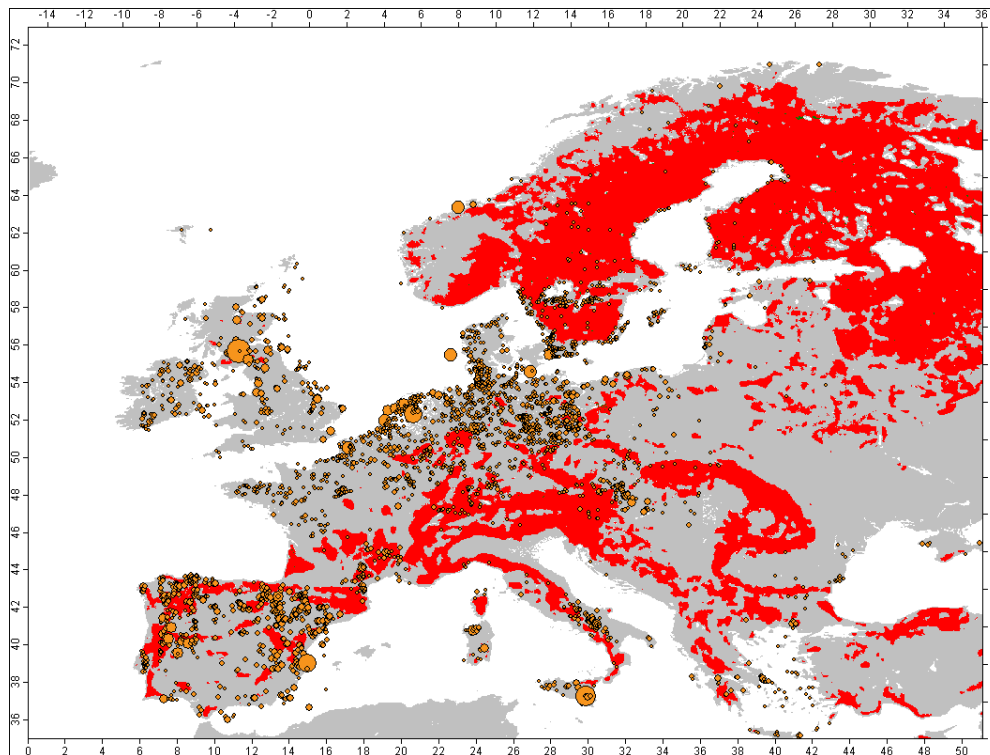


Figura 1.1. Terrenos de orografia complexa e forte relevo (a vermelho). Parques eólicos estão definidos por círculos laranja cujo diâmetro indica proporcionalmente a potência instalada do parque variando de 3 até 322MW [1]

1.1. ENQUADRAMENTO DA DISSERTAÇÃO

Com a evolução da indústria e da tecnologia no campo da energia eólica, a análise de terrenos para fins de aproveitamento da energia do vento tem de ser cada vez mais pormenorizada. Consequentemente, parâmetros outrora ignorados tomam agora um papel de grande importância, como é o caso do perfil vertical de velocidades do vento.

Perante aerogeradores com diâmetros de rotor tão elevados, o campo de velocidades do vento na área de varrimento do rotor é complexo. Por esse facto, assumir a velocidade no centro do rotor constante para toda a área de varrimento pode provocar erros fulcrais em diversos parâmetros, como na projeção da produção elétrica ou na resistência à fadiga do aerogerador, devido à influência das forças de arrasto e de sustentação nas pás. Com o interesse atual pela produção elétrica em terrenos complexos, parâmetros como a intensidade de turbulência e o perfil vertical do vento podem ser decisivos, tanto na produção de energia como na avaliação da *performance* dos aerogeradores.

Alguns estudos revelaram ser necessário realizar medições da velocidade do vento a diversas alturas, nomeadamente acima do nível do rotor, com o objetivo de definir uma distribuição do vento segundo a direção vertical. Desse modo, obtém-se uma aproximação muito mais correta da área de varrimento. Para tal, sistemas de medição remota, como o LIDAR, são sistemas que em

teoria, se adequam ao propósito; contudo, a utilização desta tecnologia no âmbito da energia eólica é bastante recente e não existem para já normas que auxiliem a indústria na validação de resultados ou na avaliação dos seus erros. Para terrenos planos existem alguns modelos de validação de resultados com conclusões bastante satisfatórias mas, para terreno complexo, a dispersão dos resultados é bastante superior. É portanto essencial aferir a fiabilidade desta nova tecnologia, com o objetivo de a tornar uma ferramenta útil na indústria de energia eólica.

Para um perfil de velocidades perfeitamente determinado, é então possível reajustar as curvas de potência dos aerogeradores e prever com um rigor superior a produção energética de um parque eólico. Por vezes esta análise pode ser tão importante que, em casos extremos, pode evitar acidentes devido ao gradiente acentuado de forças aplicadas no rotor.

1.2. OBJETIVOS

A compreensão dos fatores que interagem na variação do perfil de velocidades é a base para este estudo, que visa essencialmente perceber de que forma é que o perfil vertical de velocidades afeta a conversão energética de um aerogerador.

Foi realizada uma campanha de medição durante 10 meses no Parque Eólico do Alto Minho, através de um LIDAR *ZephIR*, medindo por laser valores da velocidade do vento para 5 alturas diferentes. O local escolhido tem uma orografia complexa e, portanto, um dos objetivos é encontrar um procedimento correto de validação dos dados obtidos por LIDAR, através de uma comparação com os dados recolhidos por uma estação de medição e por um anemómetro localizado na *nacelle* de três aerogeradores também presentes no parque.

A análise do perfil vertical do vento consistirá em perceber que parâmetros são capazes de influenciar este fenómeno e de que maneira. A utilização dos valores da velocidade do vento a diferentes alturas, incluindo valores acima do rotor, torna possível uma boa definição do perfil vertical de velocidades do vento da área de varrimento de um aerogerador, tentando aproximar o perfil obtido ao potencial da energia cinética real em todo o rotor. Este tipo de aproximações ao campo de velocidades da área a ser turbinada, ajuda a melhorar a qualidade das estimativas de produção elétrica para um dado local e a avaliar o desempenho de um determinado aerogerador. A definição de uma nova curva de potência do aerogerador e a comparação entre produção elétrica esperada e a produção elétrica real são temas que serão abordados, avaliando assim o verdadeiro impacto do perfil vertical do vento nesta indústria.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

No **Capítulo 2** é explicado o significado de perfil vertical do vento. Na **Secção 2.1** é feita uma apresentação teórica das origens mecânicas e térmicas dos perfis. Na **Secção 2.2** é relacionada a turbulência com os perfis verticais de vento e a sua variabilidade segundo a CLA. Na **Secção 2.3** é feita uma breve introdução as leis de ajuste da velocidade segundo a direção vertical como a lei de potência e a lei logarítmica. Na **Secção 2.4**, é descrito o impacto dos perfis no funcionamento aerodinâmico de um aerogerador bem como o erro no potencial de energia cinética se os perfis não forem considerados.

No **Capítulo 3** é introduzido o tema dos sistemas remotos de medição sendo explicadas as características dos instrumentos de medição por ondas sonoras (**Secção 3.1**) e por laser (**Secção 3.2**). Na **secção 3.3** é apresentado mais pormenorizadamente o LIDAR *ZephIR* que será o instrumento de medição remota testado nos capítulos posteriores. Os temas abordados nas subsecções subsequentes são a sua composição, o sistema de funcionamento e as limitações e potencialidades quando comparado com a anemometria ou outros modelos LIDAR.

No **Capítulo 4** é caracterizado o parque e sub-parque eólico onde foi realizada a campanha de medição para os estudos apresentados ao longo da dissertação. Na **Secção 4.1** o parque é devidamente localizado, apresentados os elementos de estudo (aerogeradores, estação de medição e LIDAR) e são também apresentadas características orográficas do sub-parque. Na **Secção 4.2** estão as rosas-dos-ventos e a distribuição da frequência de velocidades, necessárias para descrever corretamente o regime de ventos, com base nos dados recolhidos pela estação de medição do parque. Na **Secção 4.3** são apresentadas as curvas de potência dos aerogeradores e comparadas com as curvas garantidas pelo fabricante.

No **Capítulo 5** é apresentada toda a campanha de medição realizada bem como toda a análise de resultados. Na **Secção 5.1** são referidos os objetivos e a metodologia utilizada e na **Secção 5.2** é descrito o regime de ventos na localização do LIDAR e referidas as diferenças relativamente aos resultados obtidos pela estação de medição. Na **Secção 5.3** é descrito e avaliado o processo de validação dos dados com base nos setores perturbados, na correção segundo o modelo linear de escoamento WAsP Engineering 2.0 e na comparação dos dados recolhidos pelo LIDAR, estação de medição e o anemómetro da *nacelle* do aerogerador mais próximo. Na **Secção 5.4** é abordado o tema da componente vertical da velocidade e referida a relação entre esta e o perfil vertical da componente horizontal da velocidade do vento. Na **Secção 5.5** são definidas as alturas de medição para a determinação do *shear factor* (**Secção 5.5.1**). São também demonstrados os parâmetros dos quais o perfil vertical do vento depende, como a direção por causa do relevo (**Secção 5.5.2**), a turbulência (**Secção 5.5.3**) a hora do dia e estação do ano (**Secção 5.5.4**). No final é apresentado o perfil de velocidades médio com base na lei de potência. Na **Secção 5.6** é abordado o conceito de velocidade equivalente determinando a mesma segundo a divisão da área do rotor por patamares (elementos). São definidas as alturas e os pesos dos patamares na velocidade final (**Secção 5.6.1**) bem como a possibilidade de avaliar a velocidade equivalente extrapolando a velocidade segunda a lei de potência (**Secção 5.6.2**). Na **Secção 5.6.3** são apresentadas as curvas de potência de um aerogerador segundo os diferentes conceitos de velocidade equivalente abordados. A análise do impacto na AEP é demonstrada na **Secção 5.6.4** com base nas diferentes distribuições de velocidades considerando, ou não, o conceito de velocidade equivalente.

2

PERFIL VERTICAL DO VENTO

A distribuição de velocidades do vento nunca é uniforme relativamente à direção vertical. O perfil vertical de velocidades pode tomar as formas mais diversas. Este facto pode originar erros em projetos ou desvio em estimativas da produção elétrica em parques eólicos.

Devido aos mais diversos fatores o perfil de velocidades do vento varia, tanto no espaço (i.e. local), como no tempo (i.e. hora do dia ou mês do ano). Neste capítulo serão descritas diferentes origens e tipologias de perfis de vento bem como as suas influências na operação dos aerogeradores.

2.1. ORIGEM DOS PERFIS

Existem diversas perturbações do vento que influenciam a variação da velocidade segundo a direção vertical, tornando o escoamento atmosférico turbulento e não uniforme. Gradientes de pressão, de temperatura e elementos físicos presentes no local são agentes que condicionam o perfil vertical do vento. Estes fatores podem variar segundo fenómenos térmicos e.g. condução térmica ou gradientes térmicos que definem a estabilidade da camada limite atmosférica (CLA) bem como segundo fenómenos mecânicos condicionados pelas características naturais do espaço e.g. diferentes relevos para diferentes direções do vento que influenciam o perfil vertical de forma diferente.

2.1.1. Rugosidade

O perfil de velocidades é afetado pelos tipo de vegetação circundante, rochas, etc.. Qualquer irregularidade na cobertura do solo tende a aumentar a fricção com o ar e por isso reduzir a sua velocidade. Em lagos (sobretudo se forem gelados) a cobertura do solo tem uma baixa influência no escoamento de ar devido à homogeneidade e regularidade da superfície. Em contrapartida, o perfil de velocidades do vento é bastante influenciado por terrenos florestados, terrenos estes que são frequentes no norte e centro de Portugal.[8][15]

2.1.2. Relevo e Obstáculos

Declives acentuados na orografia do terreno podem acelerar o escoamento de ar bem como retardá-lo ou até provocar uma rotação na direção do vento como é ilustrado na Fig.2.1. Estes

fenômenos ocorrem quando existem cumes, vales, bacias ou cânhões que exercem forças de atrito e diferenciais de pressão sendo muito difícil a previsão exata destas influencias no escoamento de ar. Montanhas funcionam como obstáculos provocando um aumento da intensidade de turbulência na zona imediatamente a seguir à mesma, provocando uma variação da velocidade do vento com a altura.

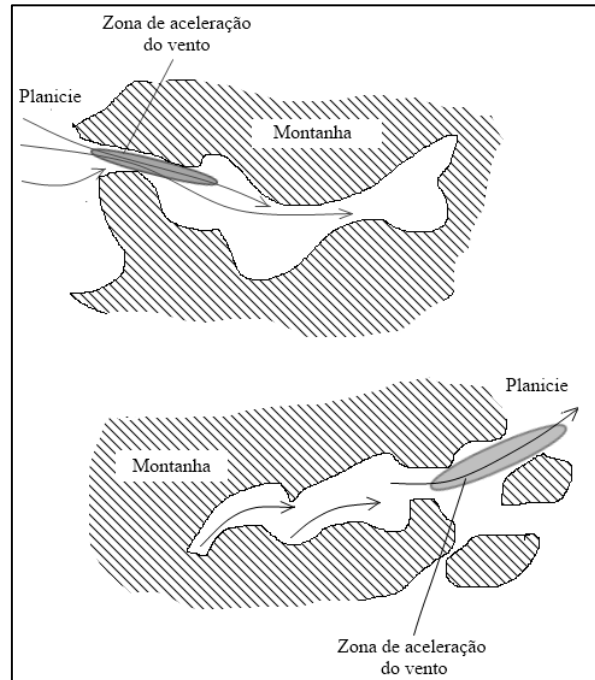


Fig. 2.1. Aceleração e mudança de direção do vento em terrenos de orografia complexa [8]

Árvores, edifícios, aerogeradores, entre outros, são obstáculos que perturbam o normal escoamento de ar criando uma zona de maior turbulência imediatamente após os mesmos (tal como em casos de relevo acentuado) e diminuindo a velocidade do vento a cotas baixas provocando alterações no perfil vertical do vento como descrito na Fig.2.2. [15] [8]

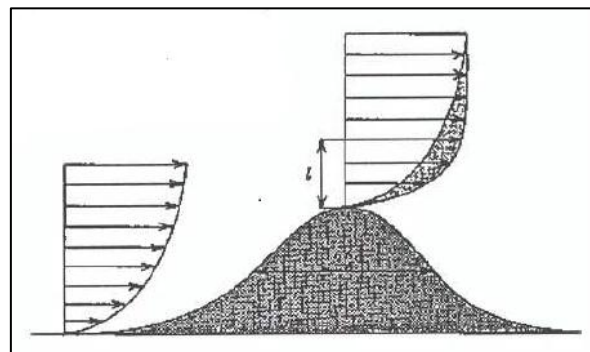


Fig. 2.2. Perfil vertical do vento e efeito do relevo/obstáculo [8]

2.1.3. Estabilidade da Camada Limite Atmosférica

Diferentes condições de pressão e temperatura, influenciadas essencialmente pela radiação solar que incide nos diversos tipos de solos e oceanos de forma desigual, provocam uma transferência de massa dos pontos de pressão mais altas para os de pressão mais baixa. A grandes altitudes o vento é apenas produto desse fenômeno aliado à força de Coriolis exercida pela rotação da Terra

sendo o resultado designado por vento geostrófico. Em altitudes mais baixas são já sentidos os efeitos da rugosidade e orografia da superfície no escoamento.

O domínio vertical no qual o vento é afetado pelas características do solo é designado por camada limite atmosférica. Acima desta camada, que em condições normais é limitada a 1 km a.n.s. (ao nível do solo), podendo nalgumas condições ser de apenas 200m e noutros até 5km, é admitido que o perfil de vento é uniforme, ou seja, que o perfil de vento está já totalmente desenvolvido não sendo afetado pela superfície.

Efeitos de natureza térmica caracterizam o grau de estabilidade da camada limite atmosférica sendo crucial a sua definição, essencialmente em terrenos pouco complexos onde este fator é sem dúvida o mais influente. A estabilidade atmosférica pode ser catalogada como instável, estável ou neutra.

A camada encontra-se geralmente instável quando ocorre um forte aquecimento do solo através da radiação solar. O ar quente situado nas camadas mais junto do solo tem tendência para subir e expandir reduzindo a temperatura adiabaticamente. No caso de este arrefecimento não ser suficiente para criar um equilíbrio térmico, o ar continua a subir tornando-se parte de grandes células de convecção. O resultado é então uma CLA mais fina e vórtices de turbulência de grande escala. Devido à grande mistura vertical de ar, existe apenas um ligeiro aumento da velocidade do vento com a altura.

Quando o solo está a uma temperatura mais baixa do que o ar (ocorre geralmente nos períodos noturnos devido, sobretudo, à perda de calor por radiação), o ar tende a descer para junto do solo onde permanece em equilíbrio e a CLA encontra-se estável. Neste caso o escoamento é praticamente laminar e quase não existe mistura de ar. Logo, a turbulência é apenas originada por efeitos locais físicos (e.g. árvores, obstáculos, etc.) e a variação da velocidade do vento com a altura é fortemente acentuada.

O estado de estratificação neutro ocorre quando existe equilíbrio após o arrefecimento adiabático do ar das camadas mais baixas. Este caso ocorre quando surgem fortes ventos em locais onde a mistura do ar é intensamente promovida pelo relevo e pelas coberturas do solo. A abertura do perfil de velocidades é moderada.

O efeito da radiação solar incidente no solo é pois de grande importância para definir a estabilidade da CLA. Este parâmetro depende portanto da sazonalidade, das oscilações dia/noite e da diferença de capacidades caloríficas dos solos (e.g. no mar a variação de estabilidade é ligeira devido a alta capacidade térmica).

Os efeitos térmicos podem, em alguns casos, ter grande influência na variação da velocidade do vento com a altura ao solo. Tratando-se de efeitos cuja modelação é complexa, são também um dos motivos pelos quais os modelos de escoamento nem sempre traduzem corretamente os perfis verticais do vento. [8][5]

2.2. RELAÇÃO DA TURBULÊNCIA COM O PERFIL VERTICAL DE VENTO

A flutuação da velocidade do vento ao longo de um intervalo de tempo é um fenómeno local que influencia, paralelamente ao perfil do vento, a produção de energia por um aerogerador. Segundo a simulação efetuada em *Wagner 2010*, a curva de potência de um aerogerador a funcionar segundo um escoamento uniforme com turbulência desloca-se para baixo junto da velocidade nominal e para cima junto a velocidade mínima (cut-in) quando comparada com a curva de potência para um escoamento uniforme de turbulência nula.

A turbulência e o perfil vertical de vento são portanto dois fatores relacionados com a estabilidade da CLA como mostra a Tabela 2.1. I_U é a intensidade de turbulência da componente horizontal do vento, I_w a intensidade de turbulência da componente vertical. Como descrito anteriormente, a CLA é geralmente mais estável durante a noite e neutro (ou convectivo) durante o dia, ou seja, os fenómenos de turbulência mais alta ocorrem potencialmente durante o dia e perfis de vento mais

acentuados ocorrem geralmente de noite. Estas conclusões são habitualmente válidas para terrenos simples, mas perante terrenos de maior complexidade as perturbações do escoamento podem acentuar os fenómenos de turbulência existentes a cotas baixas. Em zonas de grandes declives, a aceleração do fluxo ao passar pelas montanhas reduz a intensidade de turbulência [5].[8]

Tabela 2.1. Valores do *shear factor* e da intensidade de turbulência em função da estabilidade da camada limite atmosférica [6]

Classe de Estabilidade	Propriedades da camada limite	Velocidade do vento à altura do rotor	<i>Shear Factor</i>	Turbulência
Extremamente Estável	Perfil vertical muito acentuado na área de varrimento, LLJ durante a noite e pouca turbulência excetuo abaixo do LLJ	Vento forte especialmente durante a noite	Extremo: $\alpha > 0,3$	Muito baixa: $I_U < 8\%$; $I_W < 4\%$;
Estável	Perfil vertical acentuado na área de varrimento, baixa turbulência excetuo durante LLJ que podem surgir durante a noite	Forte especialmente durante a noite	Alto: $0,2 < \alpha < 0,3$	Baixa: $8\% < I_U < 10\%$ $4\% < I_W < 6\%$
Neutra	Perfil vertical do vento tipicamente logarítmico	Vento geralmente forte	Moderado: $0,1 < \alpha < 0,2$	Moderada: $10\% < I_U < 13\%$ $6\% < I_W < 9\%$
Instável	Baixa velocidade do vento, baixo <i>shear factor</i> e alta turbulência	Vento fraco	Baixo: $0,0 < \alpha < 0,1$	Alta: $13\% < I_U < 20\%$ $9\% < I_W < 17\%$
Extremamente Instável	Muito baixa velocidade do vento, muito baixo <i>shear factor</i> na área do rotor e muito alta turbulência	Vento fraco	Muito baixo: $\alpha < 0,0$	Extrema: $I_U > 20\%$ $I_W > 17\%$

2.3. LEIS PARA AJUSTE DE PERFIS

2.3.1. Lei logarítmica

Considerando a velocidade de fricção (u^*), constante de *Kármán* (κ) igual a 0,4 e a rugosidade (z_0) a lei logarítmica para o perfil vertical do vento relaciona a velocidade com a distância ao solo por:

$$u(z) = \frac{u^*}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (2.1)$$

Esta equação apenas deve ser aplicada em locais de terreno simples em condições estáveis. Outras adaptações da lei logarítmica consideram fatores de estabilidade atmosférica possibilitando aproximações mais exatas do perfil vertical do vento. Aplicando a teoria da similaridade de *Monin-Obukhov*, assume-se z/L como o parâmetro de estabilidade e ψ_m a função de correção para a estabilidade da função logarítmica que depende de L :

$$u(z) = \frac{u^*}{\kappa} \ln \left(\frac{z}{z_0} - \psi_m \left(\frac{z}{L} \right) \right) \quad (2.2)$$

O comprimento de Obukhov, L , representa o grau estabilidade a que se encontra a CLA.

$$L = \frac{u_*^3 T}{\kappa g (\omega' \theta')} \quad (2.3)$$

Onde g é a aceleração da gravidade e $(\omega' \theta')$ o fluxo cinemático virtual de calor. O grau de estabilidade é assim definido:

- Instável: $-500 < L < 0$;
- Neutro: $L < -500$ ou $500 < L$;
- Estável: $0 < L < 500$;

O incremento da velocidade com a altura é dado adimensionalmente segundo a relação $\delta u / \delta z$ por ϕ_m :

$$\phi_m = \frac{\kappa z \delta u}{u^* \delta z} \quad (2.4)$$

Este parâmetro é útil para prever a distribuição vertical da velocidade do vento, contudo, a qualidade da aproximação é superior para camadas limite da atmosfera estáveis e terrenos sem obstáculos ou relevo acentuado que provoquem fortes perturbações no escoamento do ar. [2] [8]

2.3.2. Lei de potência

Na indústria da energia eólica, a lei de potência é o ajuste mais utilizado para definir perfis verticais de velocidade ao longo da camada limite atmosférica principalmente devido à sua facilidade de cálculo:

$$u(z) = u(z_{ref}) \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha \quad (2.5)$$

Os valores de referência da altura e da velocidade são relacionados com a velocidade a uma altura z segundo um expoente α a que se dá o nome de *shear factor*. Este conceito foi definido no ano de 1960 pela publicação de *A.G. Davenport* [9] e é geralmente aceite para propósitos relacionados com a engenharia do vento. O coeficiente α é facilmente calculado a partir de uma medição a duas alturas através da equação:

$$\alpha = \log \left(\frac{u(z_2)}{u(z_1)} \right) \log \left(\frac{z_2}{z_1} \right) \quad (2.6)$$

Devido à sensibilidade da escala logarítmica é importante que a diferença de alturas utilizada para a aferição do *shear factor* seja considerável. O expoente α aumenta com o aumento da rugosidade da superfície e diminui com o aumento da média das velocidades, refletindo a tendência de estabilização da velocidade com a altitude [9]. A curva da lei de potência adapta-se bem a diferentes tipos de estabilidade atmosférica bem com as diferentes rugosidades do solo [11].

Terrenos com relevo acentuado provocam uma aceleração junto ao solo, diminuindo assim o *shear factor*, podendo este tomar valores negativos. A norma IEC 61400 aconselha, por razões de segurança, que os aerogeradores não sejam colocados em locais onde o *shear factor* é negativo ou superior a 0,2, embora existam aerogeradores a operar fora destas premissas.

Este indicador é uma característica local e, sobretudo em terrenos de orografia complexa, não pode ser assumido ou extrapolado para localizações próximas. A escolha das alturas para a sua

determinação pode comprometer a qualidade do resultado obtido devendo ser escolhidas alturas que representem da melhor forma a área de varrimento do rotor [2]. O ideal é utilizar uma medição acima do eixo do rotor evitando assim extrapolações para mais de metade da turbinada. O *shear factor* é um parâmetro que define com qualidade suficiente o perfil vertical do vento através da lei de potência, contudo, o perfil vertical é um fenómeno não só local mas também temporal que necessita de uma análise mais pormenorizada para ser bem caracterizado. [2] [8]

2.4. EFEITO DOS PERFIS

Diversos fatores geram diferentes perfis de ventos e podem influenciar a produção elétrica bem como as condições mecânicas dos aerogeradores e até a sua vida útil. É por isso importante avaliar a distribuição de velocidades em toda a área de varrimento do rotor com o objetivo de melhor se entender o comportamento dos aerogeradores em diferentes condições de vento.

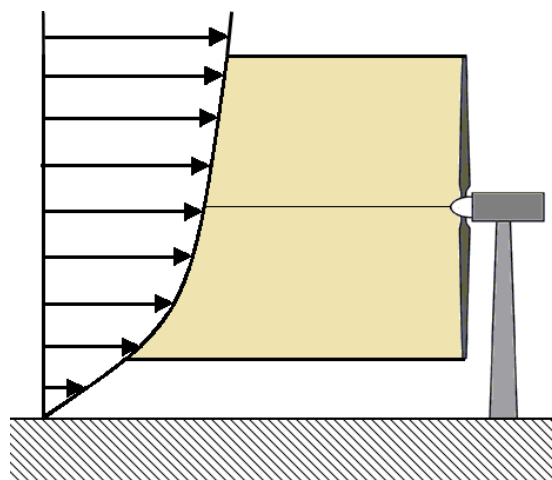


Fig. 2.3. Área de varrimento do aerogerador influenciada pelo perfil vertical de vento

2.4.1. Esforços nas pás

Os aerogeradores são estruturalmente dimensionados tendo em conta esforços aproximadamente constantes em toda a rotação das pás. Este princípio considera que os valores para o *shear factor* devem estar sempre entre 0 e 0,2 (segundo sugere a norma IEC 61400 de Fevereiro de 2005), não interferindo assim de forma exagerada na *performance* das máquinas. Hoje em dia, devido ao crescente interesse dos investidores em locais de terreno complexo com perfis menos uniformes, os fabricantes de aerogeradores começam a superar os valores limite típicos do *shear factor* e consideram aceitável a operação dos seus aerogeradores em condições de perfis mais abertos.

As forças de solicitação em cada pá variam com a sua posição angular já que a velocidade do vento difere segundo a sua posição vertical. A Fig.2.4. retrata através da curva a azul a velocidade do vento medida no extremo de uma pá com 30m de comprimento em função da sua posição angular para um perfil vertical de velocidades com um *shear factor* de 0,5 e uma velocidade no eixo do rotor de 8 m/s. O esforço não é constante para curtos intervalos de tempo, o que implica um desgaste da máquina à fadiga. A oscilação da força exercida pelo vento faz variar igualmente o ângulo de ataque do vento que, segundo *Wagner 2010*, se traduz numa diminuição do valor do momento total das pás e consequentemente da energia convertida. [2]

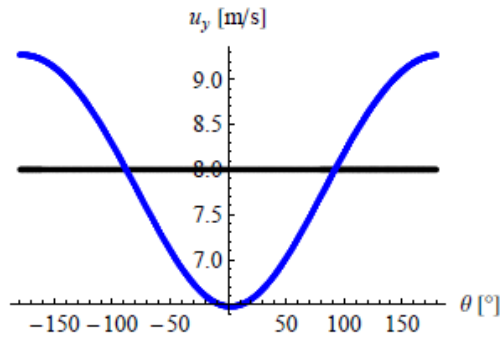


Fig.2.4. Oscilação da velocidade do vento no extremo de uma pá [2]

2.4.2. Energia cinética disponível

Para se saber com exatidão o valor real da energia cinética disponível seria necessário integrar tridimensionalmente o campo de velocidades em todo o rotor e ainda assim haveria efeitos de turbulência que teriam de ser tomados em conta. Parece então lógico que uniformizar o campo de velocidades com o valor da velocidade ao nível do eixo rotor poderá em alguns casos ser uma aproximação grosseira. Este aspeto é crucial já que a potência disponível é função da velocidade do vento ao cubo. Uma aproximação mais correta será definir que apenas existe variação vertical da velocidade do vento e integrar o perfil vertical de velocidades obtendo estimativas mais próximas da energia cinética disponível. Outra hipótese é efetuar medições a vários níveis ao longo da área de varrimento da turbina e considerar cada velocidade medida representativa de um elemento de área específico, obtendo assim uma maior definição na aferição das condições em todo o rotor.

O que foi observado em simulações feitas por *Rosagne Wagner* [2] foi que, para *shear factor* positivo, perfis de vento mais acentuados deslocam a curva de potência para baixo, bem como a curva do coeficiente de potência.

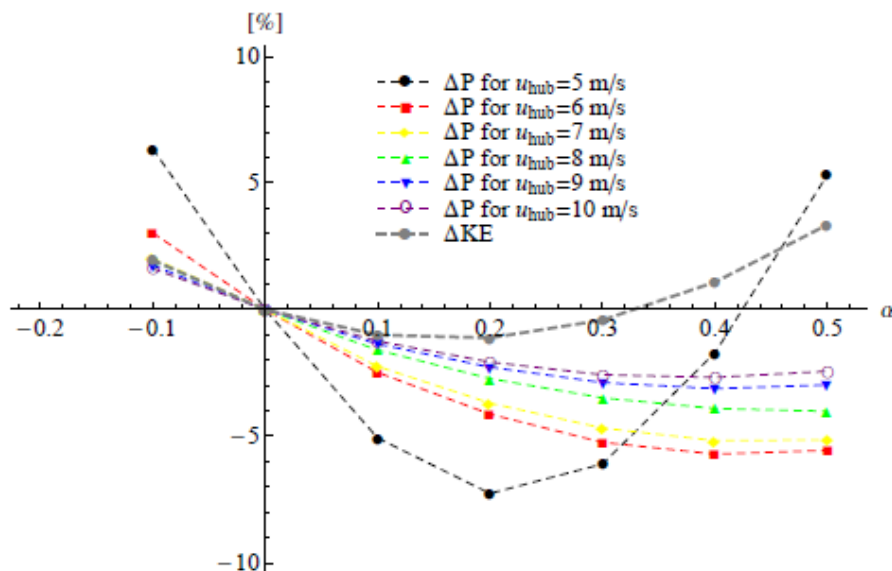


Fig. 2.5. Diferença normalizada entre a potência disponível num perfil uniforme de velocidades e em perfis derivados da lei de potência [2]

Na Fig.2.5. pode observar-se a diferença normalizada entre a potência disponível para um perfil definido através da lei de potência e a potência disponível para um perfil uniforme.

$$\Delta P = \frac{p_{u_{eixo}}^{(\alpha)} - p_{u_{eixo}}^{(0)}}{p_{u_{eixo}}^{(0)}} \quad (2.7)$$

Para *shear factor* negativo ou, a baixas velocidades para *shear factor* acima de 0,4 há mesmo um ganho na potência esperada, contudo estes são valores para os quais os aerogeradores não devem operar por motivos de segurança estrutural (a não ser que as velocidades sejam baixas e provoquem cargas demasiado altas). [2]

2.5. SUMÁRIO

A temperatura do solo e da atmosfera para um dado instante definem de forma geral a camada limite atmosférica e, influenciam conseqüentemente o perfil vertical de velocidades do vento. O relevo e a rugosidade são características físicas que interferem no escoamento do ar provocando acelerações e mudanças de direção. A temperatura do solo influencia a estabilidade da camada limite atmosférica que provoca uma maior ou menor mistura do ar na vertical. Estes fatores influenciam não só o perfil vertical de velocidades do vento mas também a intensidade de turbulência, sendo estas duas características importantes principalmente na caracterização do vento em terrenos complexos

A aproximação do perfil vertical de velocidades real segundo um perfil vertical de velocidades uniforme baseado nas condições do vento ao nível do eixo do rotor é errada. O estudo aprofundado dos perfis verticais do vento potencia um aumento de qualidade na estimativa do potencial energético real a ser turbinado, bem como um maior conhecimento sobre o comportamento aerodinâmico na produção e na segurança dos aerogeradores.

3

SISTEMAS DE MEDIÇÃO REMOTA

Os aerogeradores são cada vez maiores e portanto, hoje em dia, para medir as características do vento ao nível do eixo do rotor é necessário recorrer a grandes torres de medição cujos custos são muito altos. É vulgar optar-se por extrapolar numericamente a partir dos valores medidos a alturas mais baixas ocorrendo assim uma aproximação que pode estar longe da realidade.

A medição remota da velocidade do vento é feita por efeito de Doppler através de um feixe de laser refletido nos aerossóis presentes no ar (LIDAR) ou através de ondas sonoras devido à não homogeneidade da temperatura (SODAR). A grande vantagem prática destes sistemas comparativamente à medição por anemómetros de copos ou anemómetros ultrassónicos prende-se com a possibilidade de medir a velocidade do vento ao mesmo nível ou acima do nível do eixo do rotor a um baixo custo (custo da ferramenta de medição amortizado ao longo das várias campanhas de medição). O consumo de energia é superior ao de uma estação de medição mas a versatilidade no planeamento de campanhas é compensatória já que o processo de montagem e desmontagem é muito rápido e não requer mão-de-obra ou qualquer outro equipamento. Estes sistemas permitem também medir valores das características do vento para várias alturas, podendo obter-se assim informações importantes sobre o perfil de velocidades do vento. O uso destas tecnologias pode melhorar a qualidade das previsões de conversão de energia quando comparado com as previsões habitualmente realizadas a partir de medições com anemómetros de copos.

Contudo, os sistemas de medição remota por laser surgiram apenas nos últimos 10 anos e é necessário avaliar a fiabilidade dos seus resultados em todas as condições, podendo assim normalizar os procedimentos de utilização para ser então uma mais-valia real para a indústria da energia eólica.

3.1. SODAR

O SODAR (SOund Detection And Ranging) envia ondas sonoras pulsadas avaliando a velocidade em diferentes patamares por efeito de Doppler do índice refratário do ar devido à não homogeneidade da temperatura. A medição é feita portanto em simultâneo para diferentes alturas com um comprimento de onda constante (cerca de 20 m). Um SODAR é geralmente composto por de 3 hastes, com um ângulo de 15° com a vertical, de onde são emitidas as ondas sonoras, como é exemplo o modelo AQ500.

O facto de este sistema trabalhar com ondas sonoras e não com feixes laser faz com que tenha à partida mais ruído. Para além desse fator, os sodar são extremamente dependentes do que os rodeia, sendo que qualquer edifício, árvore, ou mesmo aviões são elementos que podem contribuir

para um aumento do ruído devido ao eco pelo qual são responsáveis (principalmente estruturas metálicas).

As condições para obter bons resultados com SODAR são muito restritas, não sendo possível com este sistema obter excelentes avaliações do vento. Contudo, é um concorrente de custo habitualmente inferior, e que, quando compreendida a técnica para a sua utilização, pode ser tão ou mais eficaz do que um LIDAR. [14]

3.2. LIDAR

O sistema de medição remota mais fiável nos dias de hoje é o LIDAR, tendo surgido no mercado em 2006 através do modelo *ZephIR* da empresa britânica *Qinetiq*. Em 2007 foi lançado o *Windcube* da *Leosphere* e em 2009 surgiu o *Gallion* da *Sgurr*. Todos estes modelos funcionam através da emissão de feixes laser que são refletidos nos aerossóis em movimento presentes na atmosfera, provocando assim um efeito de Doppler que permite a quantificação da velocidade do vento segundo a direção do laser. Os vários feixes laser emitidos formam um cone integrando-se depois as diversas velocidades medidas obtendo-se a componente horizontal e a componente vertical do vento representativas da velocidade do vento à cota escolhida. A direção do escoamento é definida pelo LIDAR mas o sistema ótico não é capaz de determinar o seu sentido. Este facto obriga os fabricantes a incorporar um dispositivo auxiliar para aferir o sentido correto da velocidade do vento como uma pequena estação meteorológica (no caso do modelo *ZephIR*)

O funcionamento dos LIDAR existentes no mercado é semelhante. Contudo, o *ZephIR* é um LIDAR de onda contínua, emitindo consecutivamente um feixe laser descrevendo o já referido cone ao longo de um segundo, realizando a medição da velocidade do vento para uma única cota. Por predefinição, após três rotações para o mesmo patamar, é definida uma velocidade representativa desse intervalo de tempo, o feixe laser é então focado numa outra cota escolhida e um novo processo de medição é iniciado. No caso do *Gallion* e do *Windcube* estamos perante LIDAR pulsados que emitem 4 feixes laser em simultâneo para direções separadas por 90°, obtendo valores da velocidade para as alturas desejadas para o mesmo instante.

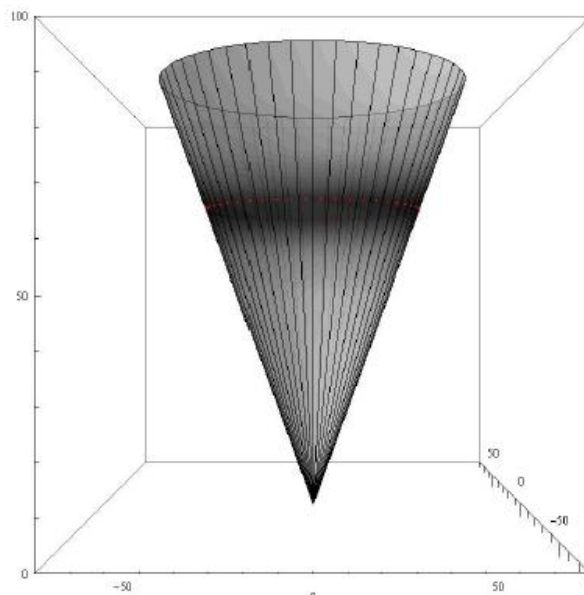


Fig. 3.1. Varrimento laser em forma de cone para um LIDAR de onda contínua [9]

A comparação entre as medições efetuadas através de LIDAR e através de anemómetros é de certa forma pouco coerente, já que o LIDAR faz a avaliação da velocidade para um “volume de prova” delimitado pelo patamar de alturas não exato (devido ao comprimento de prova do laser

como é descrito na Secção 3.3.2) bem como pelo perímetro da secção horizontal cone à altura de medição. Este método contrasta com a anemometria que revela resultados da velocidade do vento num certo ponto bem definido. Contudo, a relação entre os dois sistemas é próxima e as vantagens obtidas através desta tecnologia inovadora são inúmeras.

3.3. LIDAR ZEPHIR

No capítulo 5 serão analisados resultados obtidos numa campanha de medições na qual o *ZephIR* da *QinetiQ* foi o sistema de medição remota utilizado e, conseqüentemente, neste capítulo será aprofundada a descrição tanto do aparelho em si como do modo como opera.

3.3.1. Composição

O *ZephIR* é transportado desmontado em três caixas rígidas que pesam em média 50 Kg. A montagem é simples, interligando três blocos entre si.

O primeiro bloco é a base, composta por três patas em fibra de carbono, de ajuste manual para ser possível garantir o perfeito nivelamento horizontal do LIDAR. Neste primeiro bloco estão também quatro baterias ligadas em série que funcionam como alimentação em caso de falha da alimentação principal. A orientação do LIDAR é feita a partir de um indicador do Norte inscrito na tampa do primeiro bloco.

O bloco intermédio comporta todo o *hardware* responsável pela receção, tratamento e armazenamento de dados recolhidos pelo LIDAR. Este é um bloco que articula a alimentação do bloco inferior com a componente ótica do bloco superior através de diversos cabos que são ligados à parte frontal. Existe a possibilidade de enviar os dados via GSM através de um *modem* também localizado nesta parte de LIDAR.

A componente ótica faz parte do bloco superior, de onde é emitido e recebido o feixe laser refletido num espelho giratório com uma inclinação de 30° (com a direção vertical), fazendo variar a direção para onde é apontado. Devido à característica restritiva do LIDAR de apenas ser capaz de definir a direção do vento e não o sentido, existe neste módulo uma pequena estação meteorológica semelhante às que são utilizadas em barcos à vela, que auxilia o LIDAR na aferição do sentido do vento. No caso de existir alguma pluviosidade, esta ocorrência é detetada e uma escova é automaticamente acionada procedendo à limpeza do vidro de onde partem os feixes laser. No caso de existirem dificuldades na receção dos dados, o sistema interpreta com a possibilidade de o vidro estar sujo e para além de acionar a escova liberta também água, facilitando assim a remoção de possíveis detritos que estejam a obstruir a componente ótica.

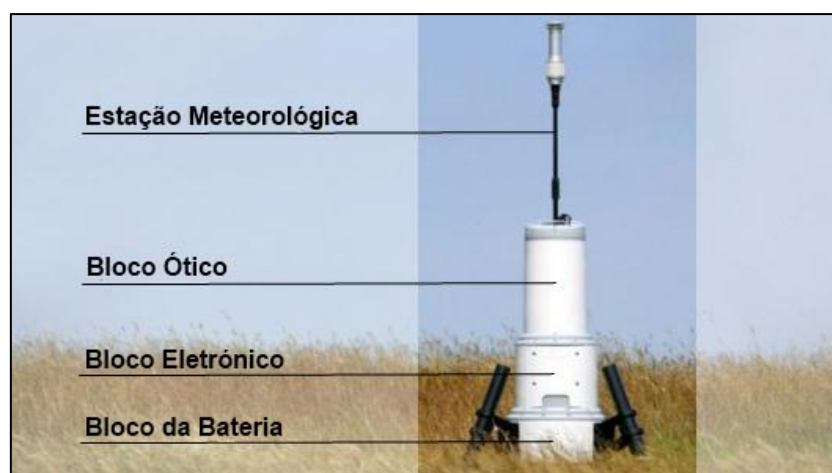


Fig. 3.2. ZephIR LIDAR

Depois de todos os blocos montados o LIDAR deve ser acionado no bloco central onde uma rotina de arranque se certifica que todos os componentes estão bem montados e os LEDs que se encontram no módulo central acendem-se numa sequência própria, sendo assim possível garantir ao utilizador que o LIDAR se encontra a funcionar normalmente.

Através de um computador, é possível monitorizar o funcionamento do LIDAR observando, tanto os valores que estão a ser medidos em tempo, como informações através do *backscatter* ou outros indicadores, sendo assim possível avaliar à distância o bom funcionamento do LIDAR ou as boas condições para a medição do mesmo.

3.3.2. Sistema de funcionamento

Como já foi referindo anteriormente, a técnica consiste em emitir feixes laser sucessivos descrevendo um cone na vertical, no qual, os aerossóis em movimento presentes no ar refletem o sinal emitido, sinal este que é recebido novamente pelo LIDAR ZephIR podendo assim ser calculado um valor da velocidade para a altura escolhida.

Em cada rotação são recolhidos 200000 valores referentes ao espectro do efeito de Doppler (segundo a direção da face do cone). Na realidade, com o objetivo de aumentar a amostra, o ciclo predefinido pelo fabricante consiste em efetuar três rotações consecutivas para a obtenção de um valor de velocidade, e só depois é alterada a altura de medição. Contudo, existem alguns estudos que indicam que efetuar um ciclo de apenas uma rotação pode ser benéfico em certos casos, já que se diminui a amostra por valor obtido mas a frequência é incrementada, ou seja, diminui-se o tamanho da amostra numa fase inicial para obter uma amostra superior numa segunda fase, sendo que por vezes os resultados finais têm uma maior qualidade.

A distribuição dos valores da velocidade tende para a altura de focagem, r , sendo esta a altura de medição desejada. A velocidade radial do vento é dada pela seguinte expressão integrada segundo s , a distância ao solo do feixe laser:

$$Vr(r) = \int_{-\infty}^{+\infty} \varphi(s) \vec{n} \cdot \vec{u} \cdot (s\vec{n} + r\vec{n}) ds \quad (3.1)$$

A determinação da velocidade é na realidade feita não para essa altura pré-definida, mas sim para um volume de prova em torno da mesma que pode ser aproximado pela função *Lorenziana*:

$$\varphi(s) = \frac{1}{\pi} \frac{Z_r}{Z_r^2 + (s-r)^2} \quad (3.2)$$

Este volume depende do comprimento de Rayleigh (Z_r), que traduz a profundidade da focagem (metade da distância de prova), e que é proporcional ao quadrado da altura de medição:

$$Z_r = 0.0013r^2 \quad (3.3)$$

Devido ao facto de o volume de prova depender da altura a que é focado o laser, a medição a alturas mais baixas tem uma boa precisão sendo que, quanto mais alta é a medição efetuada, maior o volume de prova e menor a qualidade dos resultados. Isto torna quase impossível fazer medições acima dos 150 m de altura [7].

Tabela 3.1. Relação entre o comprimento de prova e a altura de medição

Altura de medição [m]	Comprimento de Prova [m]
10	0.23
50	5.7
100	22.8
150	51.4
200	91.5

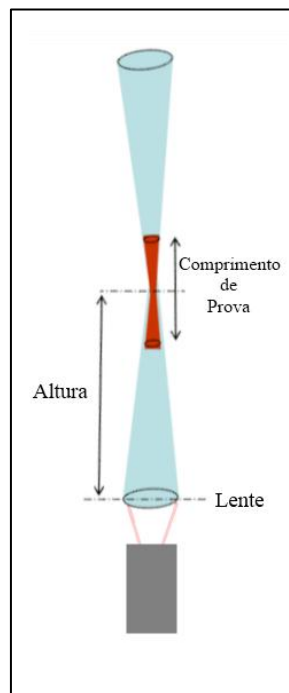


Fig. 3.3. Emissão de um feixe laser e definição de comprimento de prova

A cada 20 milissegundos é feita uma média do espectro do efeito de Doppler, com base numa amostra com 4000 dados. À informação recolhida é aplicada uma transformada de Fourier, sendo assim possível determinar a frequência de pico, que é função da velocidade radial, ou seja, função da velocidade horizontal do vento. Para cada rotação são obtidos nominalmente 50 valores da velocidade para diferentes posições angulares, ou seja 150 valores para três rotações. Os diversos valores de velocidades radiais são então ajustados a uma função cosseno que depende do ângulo do feixe, θ :

$$V(\theta) = |A \cdot \cos(\theta - \theta_{vento}) + B| \quad (3.4)$$

A componente horizontal da velocidade, U , e a componente vertical da velocidade, w , são dadas por:

$$U = \frac{A}{\text{sen}(\phi)} \quad (3.5)$$

$$w = \frac{B}{\text{cos}(\phi)} \quad (3.6)$$

Onde ϕ é o ângulo cônico, tipicamente 30° , podendo este ser reajustado para análises específicas.

Para o tratamento de dados obtidos pelo LIDAR é necessário proceder a uma filtragem segundo condições que não são favoráveis ao bom funcionamento do mesmo, como por exemplo períodos de chuva ou nuvens baixas que refletem o feixe laser, correspondendo então os valores obtidos à velocidade da nuvem (que pode nem sequer se encontrar à cota desejada) e não à velocidade do vento. Existem por isso vários indicadores fornecidos pelo LIDAR que permitem a filtragem mais adequada ao propósito.

3.3.3. Limitações e potencialidades

A aferição de velocidades do vento para um “volume de prova”, e não para um ponto perfeitamente definido, é uma limitação para a comparação de valores com torres de medição convencional. A impossibilidade de efetuar medições em condições de chuva ou por vezes até nebulosidade são restrições também importantes, que reduzem de certa forma a amostra.

A aquisição de dados é feita com uma frequência de amostragem de 0,33Hz. Contudo, um dos fatores negativos desta tecnologia prende-se com o facto de a medição ser sequencial, ou seja, cada altura é medida de cada vez e quanto maior numero de alturas escolhidas mais tempo demora a reavaliar a velocidade para um certo patamar. A título de exemplo, para o caso de serem seleccionadas 5 alturas de medição, a determinação da velocidade para cada uma delas demorará cerca de 20 seg. (tempo em que as o laser está focado para os outros patamares mais o tempo que demora a mudar o foco de altura para altura) correspondendo apenas a cerca de 30 medições ao fim de 10 min.

Contudo, os LIDAR têm mostrado excelentes resultados essencialmente em terrenos planos, onde a orografia e a rugosidade não têm um papel importante no escoamento de ar. Perturbações do vento em zonas de rugosidade acentuada podem criar perturbações que se fazem sentir para medições a alturas relativamente baixas. Zonas montanhosas com grandes declives podem provocar variações do comportamento do vento em espaços bastante curtos, e por isso adulterar os resultados, já que as velocidades obtidas são uma média de velocidades que podem estar a uma distância de um diâmetro do cone descrito pelos lasers. Apesar de tudo, em zonas montanhosas têm-se vindo a desenvolver estudos com o objetivo de tratar os dados de forma a garantir melhores correlações entre a anemometria e os LIDAR.

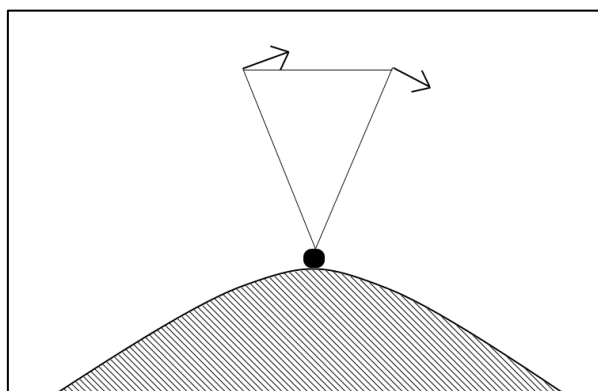


Fig. 3.4. Medição remota de um escoamento influenciado pelo relevo

A tecnologia utilizada pelo *Windcube* (LIDAR pulsado) comparativamente com a tecnologia utilizada pelo *ZephIR* (LIDAR de onda contínua) tem algumas vantagens, como uma superior frequência na obtenção de valores da velocidade do vento, já que a medição é realizada em simultâneo para um máximo de dez alturas diferentes.

A utilização desta tecnologia será mais valorizada quanto mais próximos estiverem os valores do LIDAR e os de anemômetros. Apenas dessa forma será possível utilizar sistemas de medição remota do vento de forma independente, amortizando assim os custos ao longo de cada campanha de medição e aumentando a versatilidade de meios para tal.

4

PARQUE EÓLICO

Como já referido anteriormente, esta dissertação tem como objetivo a análise do perfil vertical da velocidade do vento através de medições realizadas remotamente por LIDAR em terreno considerado complexo.

Foi portanto colocado um LIDAR no parque eólico do Alto Minho I, mais concretamente na subestação de Mendoiro-Bustavade, com o intuito de avaliar numa fase inicial o comportamento do LIDAR como instrumento de medição remota e posteriormente o impacto do perfil vertical de vento na produção elétrica. É então essencial caracterizar previamente o parque eólico em questão, para poder posteriormente compreender os resultados obtidos.

4.1. LOCALIZAÇÃO E ESPECIFICIDADES

O local de estudo escolhido foi o parque eólico do Alto Minho I situado a cerca de 45 km da cidade de Viana do Castelo, junto à fronteira com Espanha. O parque está em funcionamento desde Novembro de 2008, com uma capacidade instalada de 240 MW, distribuídos por cinco sub-parques (Picos, Alto Corisco, Santo António, Mendoiro-Bustavade e Picoto-São Silvestre) o que o tornou na altura o maior parque eólico de Europa. O estudo irá incidir mais concretamente no sub-parque de Mendoiro-Bustavade, local onde foi realizada uma campanha de medição através de um LIDAR ZephIR colocado na cobertura da subestação.

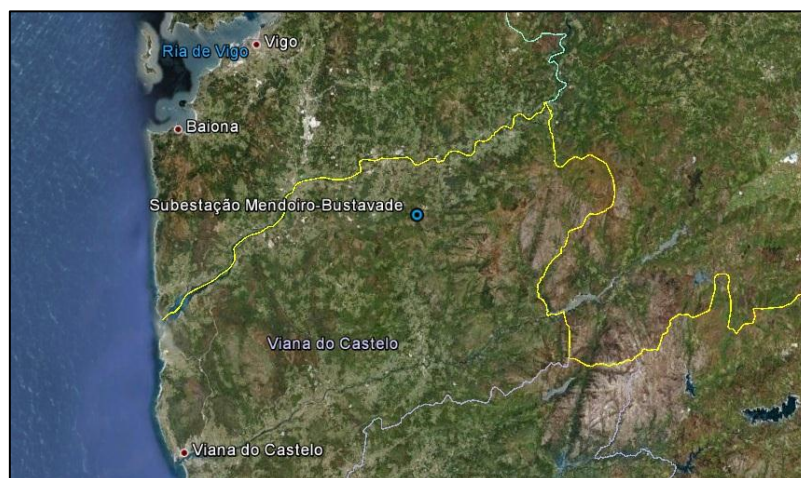


Fig.4.1. Vista aérea da localização da subestação

Neste momento encontram-se a funcionar 26 aerogeradores *ENERCON E-70 E4* e *ENERCON E-82* que completam um total de 52 MW de potência instalada. A orografia é algo acentuada e a vegetação não é abundante mas está definitivamente presente, o que significa que estamos perante um terreno de alguma complexidade, podendo originar perfis de vento variados bem como dificultar a medição remota por LIDAR.

Nas análises efetuadas nos próximos capítulos serão considerados três aerogeradores que distam entre 100 a 400 metros do LIDAR e uma estação de medição que se encontra afastada cerca de 800 metros.

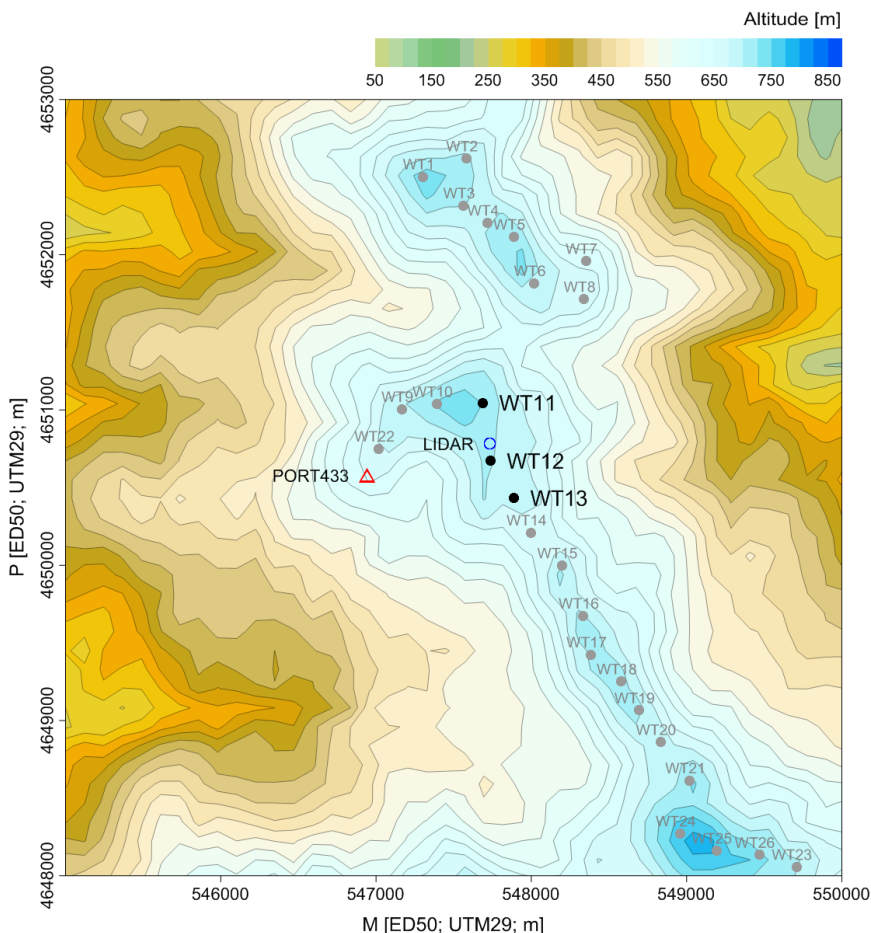


Fig.4.2. Mapa com altimetria da subestação de Mendoiro-Bustavade

É ainda de salientar que entre a máquina WT12 e a estação de medição (PORT433) existe um vale, a Noroeste da estação está localizado o pico da montanha (perto da máquina WT11) e a Este o terreno tem um declive descendente ligeiramente acentuado (Fig.4.2). Estas características orográficas podem conduzir a pequenas variações de direção e velocidade do vento de local para local, bem como a um aumento do *shear factor* ou da intensidade de turbulência.

A complexidade do terreno é frequentemente avaliada na indústria pelo parâmetro RIX sugerido pela Risø National Laboratory que é definido por uma percentagem dependente do terreno em redor da zona em análise. Esta percentagem deve ser inferior a 30% para que os modelos lineares de escoamento como o WAsP sejam capazes de prever o comportamento do vento.

Quanto mais próximo de zero, melhor a previsão dos modelos lineares, quanto maior a percentagem maior a probabilidade de ocorrerem erros. Na Fig.4.3 pode ver-se que o local da campanha tem valores da ordem dos 15% e por isso existe alguma complexidade associada ao

terreno. Isto reflete a dificuldade de extrapolar dados da velocidade do vento para locais próximos através de ajustes de modelos lineares de escoamento.

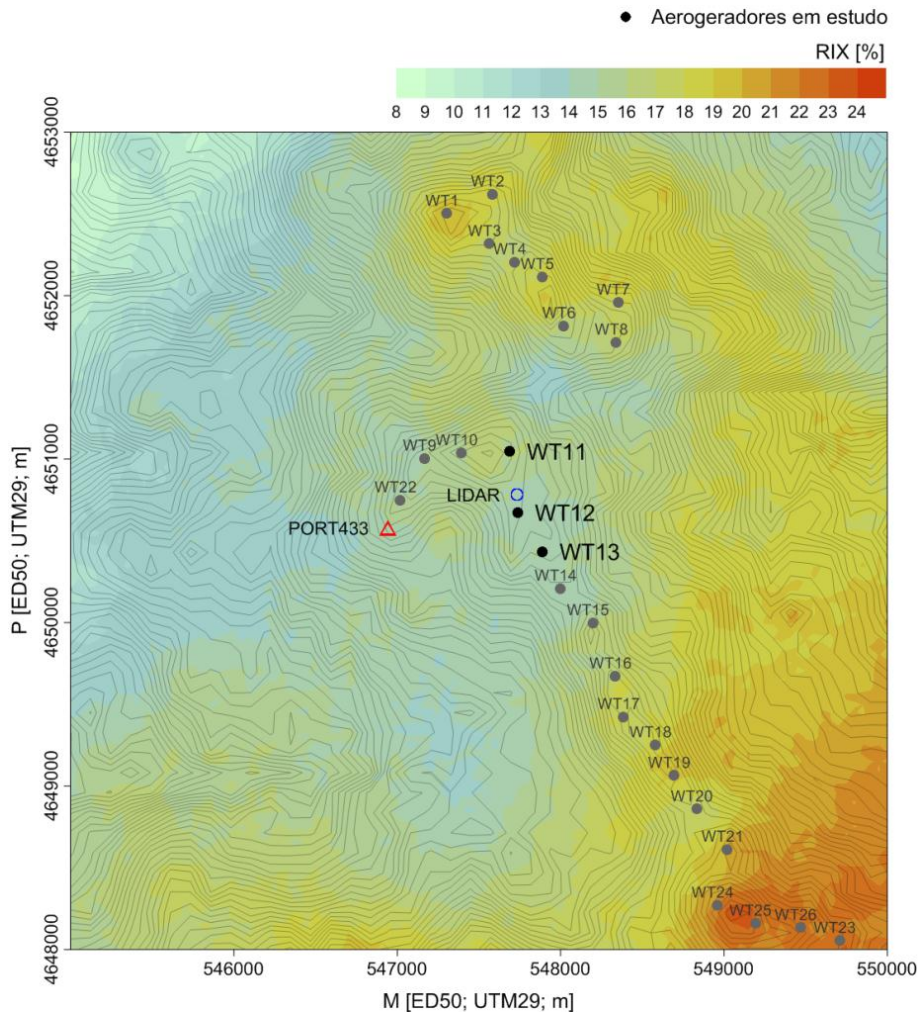


Fig. 4.3. Mapa com factor RIX da subestação de Mendoiro-Bustavade

A Fig.4.4 é uma vista muito perto da subestação, na direção SE onde se podem ver diversas máquinas do núcleo de Mendoiro, sendo as duas mais próximas a WT12 e WT13. O relevo é notoriamente irregular e a vegetação não é alta o que provoca uma rugosidade média com um índice (z_0) de cerca de 0,3 m, típico desta localização. O valor não foi rigorosamente estimado já que este é um dado que não será utilizado em cálculos posteriores.



Fig. 4.4 Vista do sub-parque Mendoiro-Bustavade

4.2. ANÁLISE DO VENTO

A análise feita neste subcapítulo foi realizada com base nos valores medidos pela estação de medição PORT433, entre o mês de Abril de 2011 e o mês de Março de 2012 sendo portanto realizada uma análise anual do comportamento do vento. O período de tempo escolhido deve-se ao estudo realizado nos capítulos seguintes, através do LIDAR que se encontrou a operar desde o mês de Maio de 2011 até ao mês de Março de 2012. Como pode ser visto em anexo, a estação de medição tem perturbações na análise do vento para os setores de N a SE e por essa razão os resultados não são totalmente representativos das condições do vento livre. Contudo, este era o único local de medição que estava próximo do LIDAR, e portanto, foi a alternativa mais viável.

Valores médios anuais

A estação de medição PORT433 está localizada num ponto de coordenadas 44546941, 4650577 [ED50;UTM29;m] a 650 m a.n.m.. A torre realiza a medição da velocidade do vento e da sua direção a 67 e 78 metros acima do solo a cada dois segundos, agrupando os valores em intervalos de 10 minutos com informações da velocidade média, rajada, velocidade mínima, desvio padrão da velocidade e direção média.

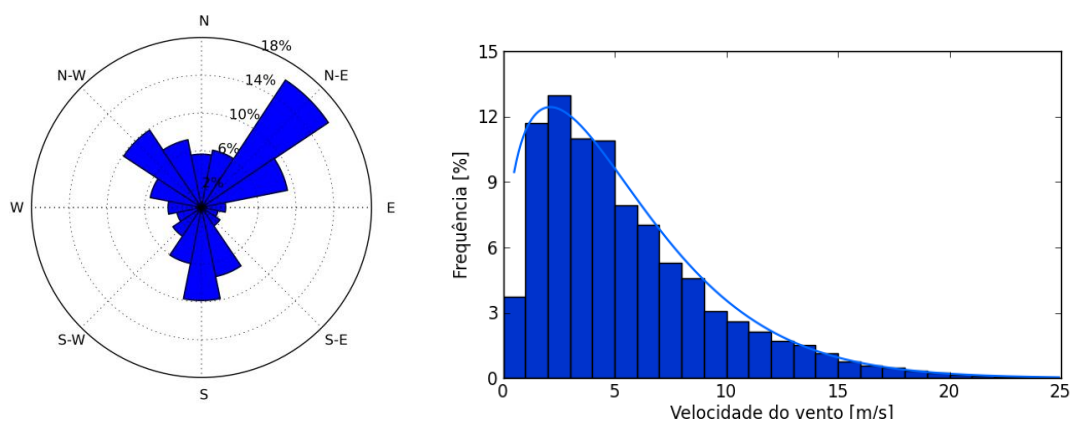


Fig. 4.5. Rosa das ocorrências e distribuição das ocorrências segundo a velocidade

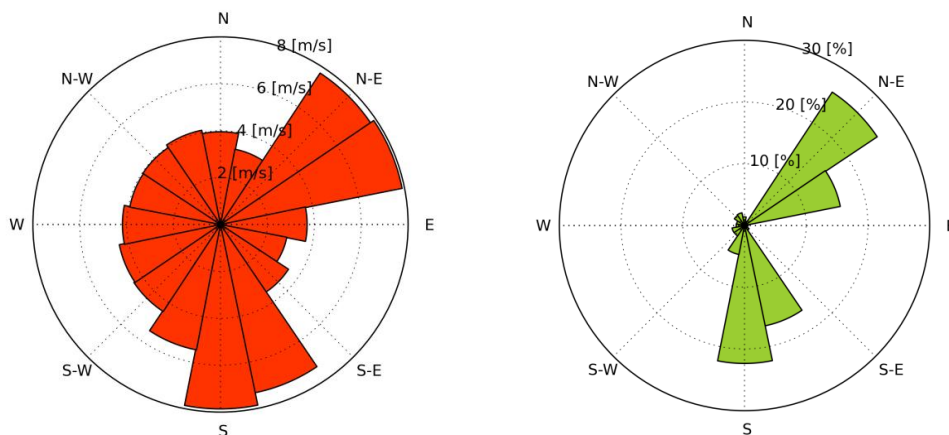


Fig.4.6. Rosa das velocidades e rosa das energias

O vento sopra maioritariamente de Nordeste com um parcial de cerca de 25% do total de ocorrências para uma velocidade média de 7,5 m/s. Existem também bastantes ocorrências de Sul com uma contribuição energética considerável, e de Noroeste onde a velocidade média é baixa. O vento descreve uma distribuição de Weibull com um fator de escala de 5,9 e fator de forma de 1,34 onde se pode constatar que o pico das ocorrências surge em torno de 2,5 m/s.

Segundo a distribuição anual de velocidades médias mensais, existe um pico de velocidade que se reflete consequentemente num pico produtivo no início do Inverno, em torno do mês de Dezembro (habitualmente em Janeiro).

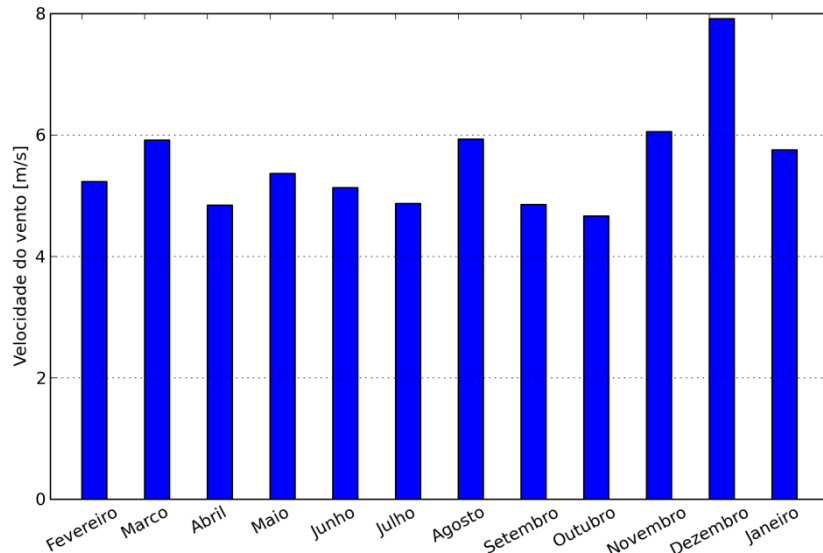


Fig. 4.7. Distribuição da velocidade do vento média mensal

4.3. PRODUÇÃO ELÉTRICA

O sub-parque de Mendoiro-Bustavade possui 26 aerogeradores mas apenas 3 serão considerados neste estudo para questões de análises de produção e análises de medição de vento. A seleção deste conjunto de máquinas como referência prende-se com o facto da sua distância ao LIDAR ser adequada para o correto cruzamento de dados. Segundo a norma IEC 61400-12-1, todos os setores são considerados perturbados para medições realizadas a uma distância inferior a $2,5D$ (D , diâmetro do rotor) de uma máquina, o que acontece no caso da WT12 que se encontra a 109 m ($<177,5$ m) do LIDAR. Contudo, este aspeto é demasiado restritivo e, visto que a máquina se encontra a Sul do LIDAR, admitiu-se que os setores Norte-Nordeste não são afetados consideravelmente e por isso são válidos no âmbito dos objetivos propostos.

As características técnicas das máquinas selecionadas bem como as distâncias aos pontos de medição do vento estão descritas na Tabela 4.1.

O desenho dos dois modelos é muito semelhante, sendo o diâmetro do *E-82* 11 metros maior. A classificação IEC I_A é atribuída a aerogeradores concebidos para regimes de ventos mais intensos e a classificação IEC II_A para regimes moderados.

Tabela 4.1. Características dos aerogeradores existentes no parque

Características	WT11	WT12	WT13
Modelo	E-70 E4	E-70 E4	E-82
Altura do eixo do rotor [a.n.s.,m]	64	64	78
Diâmetro do rotor [m]	71	71	82
Tipo de aerogerador	Eixo horizontal	Eixo horizontal	Eixo horizontal
Número de pás	3	3	3
Área varrida pelas pás [m ²]	3959	3959	5281
Potência nominal [MW]	2,05	2,05	2,05
Classificação IEC	I _A	I _A	II _A
Velocidade de arranque [m/s]	2	2	2
Velocidade de paragem [m/s]	25	25	25
Distância ao LIDAR [m]	273	109	380
Distância a PORT433 [m]	880	795	950

Na Fig.4.9 e na Fig.4.10 estão representadas as curvas de potência dos três aerogeradores com base nos valores medidos, divididos em intervalos de velocidade medida na *nacelle* descrevendo a potência. O modelo *ENERCON E-70 E4* (máquinas WT11 e WT12) produz mais energia para as gamas de velocidades intermédias (entre 5 m/s e 13 m/s) comparativamente com o modelo *ENERCON E-82* (WT13), embora para velocidades entre os 13 m/s e os 25 m/s as *performances* sejam aproximadamente iguais. Constata-se, portanto, que o aumento do diâmetro do rotor se relaciona, de uma forma geral, com o aumento da energia elétrica gerada. As diferenças entre os dois aerogeradores do mesmo modelo (WT11 e WT12) são muito ligeiras e prendem-se com fenómenos de origem local, como a orografia do terreno circundante, e as conseqüentes variações da turbulência e do perfil vertical do vento. Como esperado, as curvas reais estão acima das curvas garantidas, exceto na gama de velocidades acima da velocidade nominal que pode resultar de um acréscimo da turbulência por efeito de esteira de outras máquinas, diminuindo assim a performance dos aerogeradores para uma mesma velocidade do vento ao nível do rotor.

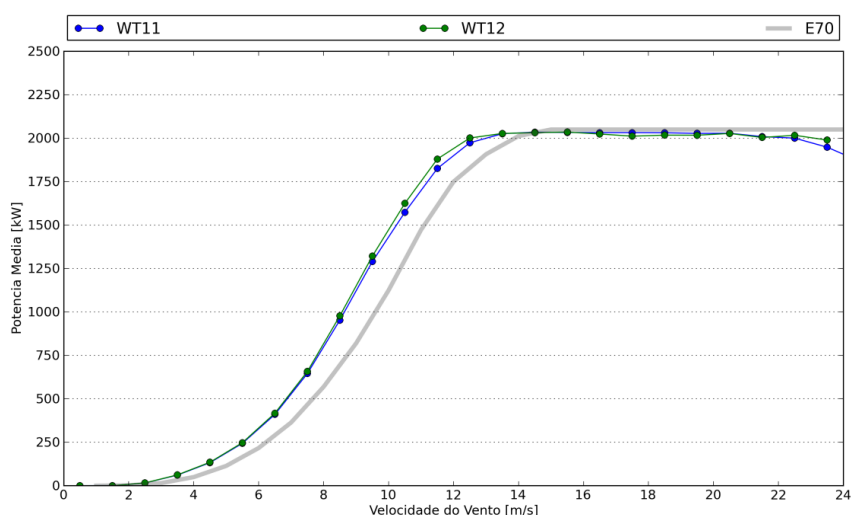


Fig. 4.8. Curvas de potência dos aerogeradores WT11 e WT12 e curvas de garantia do fabricante para o modelo E70

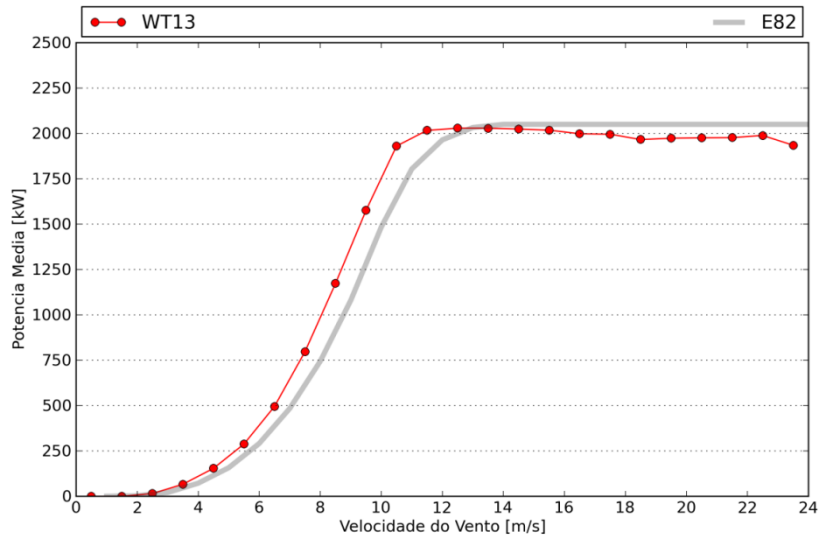


Fig. 4.9. Curva de potência do aerogerador WT13 e curva de garantia do fabricante para o modelo E82

5

CAMPANHA DE MEDIÇÃO COM LIDAR

Foi levada a cabo uma campanha de medição por LIDAR com o objetivo de estimar a fiabilidade das medições em terreno complexo e posteriormente fazer uma análise do perfil vertical do vento e avaliar o seu impacto na produção elétrica. A fotografia apresentada na Fig.5.1 está orientada a NW e aí se pode observar a subestação (localização do LIDAR). Do lado direito encontra-se a máquina WT11 e do lado esquerdo a máquina WT10, que não foi considerada neste estudo.



Fig. 5.1. Vista da subestação orientada a NW

5.1. MÉTODO E OBJETIVOS

Durante um período de quase 10 meses o LIDAR recolheu informação sobre o vento em valores médios de 10 minutos: direção, componentes horizontais e verticais da velocidade e intensidade de turbulência.

As perturbações com origem nas várias máquinas do sub-parque restringem os setores válidos para a análise dos resultados obtidos. O ideal seria colocar o LIDAR em zonas onde os setores perturbados não coincidem com os setores de maior contribuição energética. Contudo, por razões que se prendem com a segurança do aparelho, bem como com a sua alimentação, o LIDAR não pôde ser colocado noutra local que não a subestação, o que suscitou alguns entraves, que estão descritos na secção 5.3.1.

O LIDAR encontrou-se a 4 m [a.n.s.], no topo do edifício, a realizar medições sucessivas a 35 m, 49 m, 64 m, 78 m, 92 m [a.n.s.]. Para além das características do vento também foi recolhida informação sobre as condições atmosféricas, como a temperatura do ar ao nível do solo, a pressão atmosférica ou a precipitação. Outros indicadores referentes à qualidade da medição foram também registados (e.g. variação espacial, *backscatter*, pontos de ajustamento, etc.), para que fosse possível filtrar os dados obtidos, aumentando assim a qualidade da amostra final como é exemplificado no capítulo seguinte.

A amostra obtida durante 10 meses é de uma dimensão muito grande e portanto é possível filtrar os dados de forma bastante restritiva, de modo a melhorar a sua qualidade, que pode ser bastante importante para a análise em terrenos complexos como este.

Numa primeira observação, irão ser comparados os resultados entre o LIDAR e a estação de medição para as direções não perturbadas, procurando avaliar a correlação obtida entre os dados recolhidos por ambas as ferramentas de medição. A comparação será feita de igual forma com as medições recolhidas pela máquina WT12, que tem a vantagem de estar bastante mais próxima da subestação, apesar da qualidade de medição não ser tão alta relativamente à estação de medição. Estas análises serão importantes para perceber o real potencial do LIDAR na medição com exatidão das componentes do vento para um local de orografia acentuada.

Numa segunda observação, serão realizadas diversas aproximações a uma velocidade equivalente à do centro do rotor, mais representativa do potencial energético da área de varrimento. Para tal, serão aplicados vários modelos, que terão em conta a distribuição vertical das velocidades do vento ao longo da área de varrimento do aerogerador. Serão comparadas curvas de potência segundo a velocidade no centro do rotor e as velocidades equivalentes no centro do rotor, para se compreender melhor qual a influência local no comportamento dos aerogeradores. Avaliar o modelo mais próximo da realidade para o cálculo/projeção da AEP é também um objetivo interessante para a indústria, que será abordado no final deste capítulo.

5.2. VALORES MÉDIOS

Na Fig 5.2 encontram-se as rosas-dos-ventos que caracterizam as ocorrências, velocidade do vento e o potencial energético para cada setor medido através do LIDAR ZephIR.

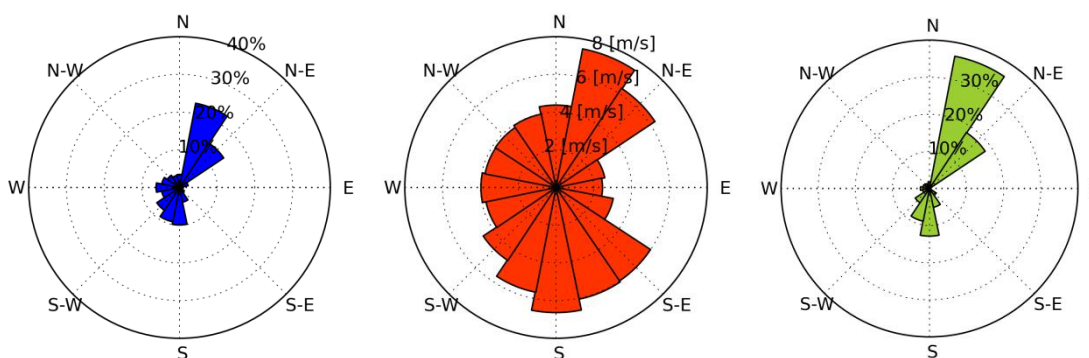


Fig. 5.2 Rosas-dos-ventos (Ocorrências, velocidade, energia)

A maioria das ocorrências com maior potencial energético situa-se no intervalo NNE existindo também um ligeiro foco orientado a Sul. Comparando os resultados obtidos entre a estação (apresentados na secção 4.2.) e o LIDAR, existe uma rotação do vento deslocando as ocorrências de NE para NNE. Relativamente aos ventos provenientes de Sul, o número de ocorrências é semelhante. Contudo, o seu contributo energético é bastante mais baixo. Estas diferenças entre locais relativamente próximos devem-se à orografia do terreno que, influencia o fluxo de ar, como poderá ser observado no próximo capítulo.

5.3. VALIDAÇÃO DE RESULTADOS

As medições efetuadas por LIDAR não seguem atualmente nenhuma norma e por isso é necessário proceder a uma filtragem já testada anteriormente, em estudos como *Wagner 2010* (em terreno simples) ou *Foussekis 2011* (em terreno complexo), e certificar que os valores obtidos têm a qualidade necessária para serem utilizados em análises posteriores.

Aplicando algumas restrições descritas ao longo deste capítulo é possível obter uma amostra com maior qualidade, diminuindo para tal o tamanho da amostra. A qualidade da amostra é sobretudo definida pela correlação entre os dados obtidos pelo sistema de referência e os obtidos com o LIDAR. A regressão linear é também importante, obtendo-se idealmente um declive igual a 1 e um *offset* igual a zero. Mas como o local em estudo apresenta uma orografia bastante complexa podem surgir variações ligeiras em pequenas distâncias.

A distância entre o LIDAR e a estação de medição é de 810 m, portanto também foram comparados os dados entre o LIDAR e a máquina WT12, que apesar de ter uma qualidade de medição bastante inferior à estação de medição (já que o anemómetro se encontra influenciado pelo rotor), está apenas a 109 m da subestação.

As medições foram realizadas num parque eólico e é necessário ter especial atenção à perturbação que os aerogeradores provocam no vento através do efeito de esteira. As direções perturbadas têm de ser descartadas e apenas as direções não perturbadas devem ser consideradas válidas para qualquer análise.

5.3.1. Direções perturbadas

Imediatamente antes da turbina eólica a pressão do ar aumenta, decaindo na passagem pelo rotor para valores abaixo da pressão atmosférica, sendo este diferencial de pressão responsável pela rotação das pás e, conseqüentemente, pela diminuição da velocidade do vento durante a recuperação da pressão depois da passagem pelo rotor. O escoamento do ar torna-se mais turbulento e a medição das características é deturpada e por isso não deve ser considerado válido na avaliação das características locais do vento.

A esta perturbação no normal escoamento do ar dá-se o nome de efeito de esteira, que se propaga segundo uma certa amplitude definida por um declive k relativamente à direção do vento designado por *wake decay constant*. A diminuição imediata da velocidade do vento após ser turbinado é geralmente caracterizada pelo coeficiente de impulso axial (C_t), característico de cada aerogerador, definido por $C_t = 1 - (V/U_0)^2$, onde V é a velocidade de saída da turbina e U_0 a velocidade do vento antes de atravessar o rotor. As perturbações induzidas no vento tendem a desaparecer com a distância ao aerogerador, estabilizando então os valores da velocidade e da turbulência. O diferencial da velocidade em função da distância à turbina é dado pela equação 5.1 estando as variáveis descritas na Fig.5.3:

$$\partial V = U_0 - V = U_0 \left(1 - \sqrt{1 - C_t}\right) \left(\frac{D}{D+2kx}\right)^2 \quad (5.1)$$

A determinação dos setores perturbados está descrita na norma IEC-61400 de Janeiro de 2011 ao longo do capítulo 5 e do anexo A, tendo em conta obstáculos como edifícios, árvores ou aerogeradores. No sub-parque de Mendoiro-Bustavade foram apenas consideradas as influencias das turbinas do parque, não só as mais próximas do LIDAR (e.g.: WT11, WT12, WT13) mas também as mais distante e.g.: WT6, WT7, WT8, etc..

É referido na norma que a ferramenta de medição deve ser colocada idealmente a 2.5D de distância do aerogerador caso o objetivo seja avaliar a performance do mesmo (sendo D o diâmetro do rotor). É ainda aconselhado colocar entre 2D e 4D de distância sob pena do sector perturbado ser demasiado extenso. No caso de o LIDAR, a máquina WT12 está a menos de 2D de

distância e portanto todos os valores obtidos para a orientação Sul estão fortemente influenciados pela turbina.

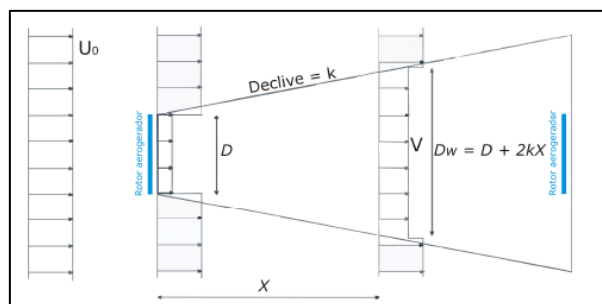


Fig. 5.3. Efeito de esteira

A norma utiliza um modelo para determinar a influência de um obstáculo no normal escoamento do ar designando por sector perturbado, caso este for afetado a uma taxa igual ou superior a 1%. A amplitude da perturbação é dada pelo ângulo α , que depende da distância ao obstáculo L_n e do diâmetro do mesmo D_n .

$$\theta = 1,3 \arctan \left(2,5 \frac{D_n}{L_n} + 0,15 \right) + 10 \quad (5.2)$$

A diferença percentual entre a velocidade do vento livre da perturbação do obstáculo e a velocidade do vento perturbado pelo obstáculo pode ser obtida pelo método descrito na norma IEC 61400 no anexo A, e os resultados da perturbação das máquinas relativamente a PORT433 estão apresentados na Tabela 5.1, onde x é a distância entre a máquina e a estação de medição, D o diâmetro do rotor e H a altura do centro do rotor. O *shear factor* aproximado é igual a 0,015, z_0 , a rugosidade aproximada é igual a 0,3 e, P_0 , a porosidade equivalente de um aerogerador de 0,7. Estão avaliados tanto a quebra de velocidade devido ao efeito de esteira, como a amplitude angular de influência do mesmo.

Tabela 5.1. Análise da perturbação dos aerogeradores no LIDAR segundo a norma IEC-61400

	WT6	WT7	WT8	WT11	WT12	WT13
x [m]	1337	1333	1124	273	109	380
Direção [°]	7	28	33	351	178	156
D [m]	71	71	71	71	71	82
H [m]	64	64	64	64	64	78
$\Delta U_z/U_h$	-5%	-5%	-6%	-14%	-9%	-13%
θ [°]	30.5	30.6	32.2	60.3	88.8	55.0
Lim sup [°]	22.3	43.3	49.1	21.1	222.4	183.5
Lim inf [°]	351.7	12.7	16.9	320.9	133.6	128.5

Os setores predominantes são NE e NNE, como analisado nas secções 4.2 e 5.2, mas, segundo a análise normativa, apenas de Verão ser considerados orientações acima de 49°, devido às influências com origem na máquina WT6. Esta restrição elimina grande parte dos dados obtidos pelo LIDAR. Contudo, como a máquina se encontra a mais de 1000 m do LIDAR, a influência da máquina WT6 é baixa e optou-se por considerar o setor entre 35° e 90° nas análises efetuadas para esta campanha de medição.

Os setores perturbados da estação de medição estão apresentados em anexo. As direções NE e NNE são perturbadas. Contudo, a comparação dos valores recolhidos pelo LIDAR com os da estação de medição foi a única possível já que era a única estação a uma distância abaixo de 1 km que por si só, em terreno complexo, já não é adequado. [12]

5.3.2. Correção com WASP Engineering 2.0

A orografia, os obstáculos e a rugosidade do solo têm influência não só no escoamento do ar mas também na qualidade da medição efetuada por LIDAR como ilustra a Fig3.4. A variação espacial da estimativa obtida por medição remota pode então ser atenuada com auxílio do *software* WASP Engineering 2.0, baseado num modelo linear de correção da velocidade. O resultado são valores de correção que tendem a aproximar os valores obtidos por LIDAR aos valores obtidos por uma estação de medição ou outro sistema de medição de referência.

Devem ser introduzidos dados locais como a rugosidade do terreno e o mapa da orografia respetiva, bem como a localização da estação de medição e do LIDAR aliada às alturas de medição respetivas. A velocidade média para a qual se tenciona corrigir os valores tem de ser também inserida no programa, apenas como velocidade de referência. A avaliação é feita setor, a setor com uma amplitude que pode também ser escolhida. O resultado são fatores de correção que devem ser multiplicados pelos valores da velocidade que se encontrem dentro do setor em questão.

As correções foram feitas entre o LIDAR e a estação de medição PORT433 e entre o LIDAR e a máquina WT12, e os seus efeitos estão descritos na secção 5.3.3 e 5.3.4. Os fatores de correção estão presentes em anexo. [13]

5.3.3. LIDAR - PORT433

A norma IEC-61400 reconhece o anemómetro de copos como o único instrumento de medição válido na análise dos ventos para a produção eólica. Os dados do LIDAR devem ser cruzados com os dados de anemómetros de copos instalados em torres de medição para aferir a qualidade dos resultados face às medições de referência. A torre faz uma análise do vento a dois níveis, sendo eles 67 m e 78 m. O LIDAR faz as suas medições a 5 níveis, sendo que a cota de 78m [a.n.s.] é a utilizada para efetuar as devidas comparações com a estação de medição. Como referido na secção 5.3.1, foram apenas selecionados os dados para os quais a direção do vento está compreendida entre 35° e 90°. A análise dos resultados sem filtragens surge na Fig.5.4.

A correlação quadrática entre os dados do LIDAR em bruto e a estação de medição tem a qualidade esperada ($r^2=0.8849$). Esta não é mais alta devido à distância que separa os dois sistemas de medição. Como é referido em *Foussekis* 2011, deve ser feita uma filtragem dos dados a partir de parâmetros indicadores (que são medidos e armazenados na base de dados do LIDAR), diminuindo o tamanho da amostra mas ganhando em qualidade da mesma. Nesta dissertação optou-se por fazer uma filtragem mais rigorosa do que o habitual, visto que o tamanho da amostra o permitia e a orografia assim o exigia. Os critérios de seleção dos dados são os seguintes:

- Chuva
- Gama de velocidades
- Pontos de ajustamento
- *Backscatter*
- Fator de Escala
- Intensidade de turbulência
- Variação espacial

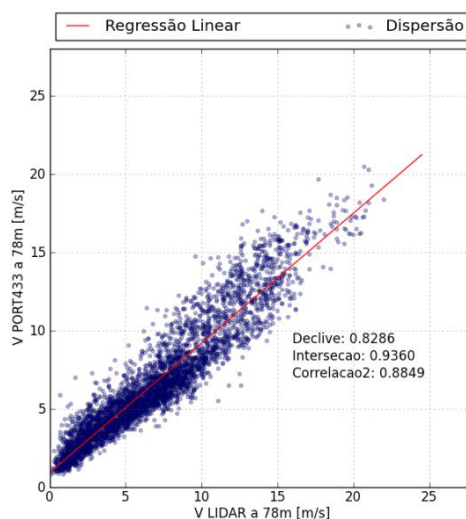


Fig. 5.4. Relação entre a velocidade do vento medida pelo LIDAR sem filtros e pela estação de medição

Como já foi referido anteriormente, a qualidade das medições do LIDAR em condições de chuva é baixa e é imprescindível eliminar esses dados da amostra final. Velocidades abaixo dos 3m/s foram excluídas já que esta é uma gama de velocidades que não tem expressão na produção energética dos aerogeradores fabricados hoje em dia. Os demais indicadores utilizados para melhorar a qualidade de amostra foram analisados empiricamente, procurando-se a melhor conjugação para eliminar pontos com baixa qualidade.

No entanto, após diversas filtragens os resultados não melhoraram significativamente como se pode observar em anexo. O tamanho da amostra decaiu não provocando um aumento significativo do quadrado da correlação entre os dados recolhidos pelos dois sistemas de medição, nunca ultrapassando 0,8581.

A dispersão dos valores da velocidade da estação relativamente aos valores medidos pelo anemómetro da *nacelle* da máquina WT12 confirma os resultados obtidos pelo LIDAR, já que o coeficiente de determinação (r^2) é ainda inferior para este caso, como se pode ver na Fig.5.5. Este fator decisivo na comparação de resultados é facilmente compreendido na Fig.5.6, onde são comparadas as direções obtidas pelo LIDAR e pela estação de medição, podendo-se constatar uma sinuosidade na dispersão, indicando perturbações no escoamento. O LIDAR apenas é capaz de definir a direção do vento mas não é capaz de definir o seu sentido. A pequena estação meteorológica que se encontra no próprio LIDAR (ao nível do solo) tem então a função de arbitrar o sentido do vento. Este método tem algumas falhas já que o LIDAR se encontra no topo de um edifício com uma parede bastante próxima. Concluiu-se então que o mais correto seria utilizar a direção medida pela estação de medição, como referência para corrigir as do LIDAR somando 180° sempre que a diferença mínima entre os seus ângulos superasse 90° , explicando assim as duas zonas em branco que surgem no gráfico.

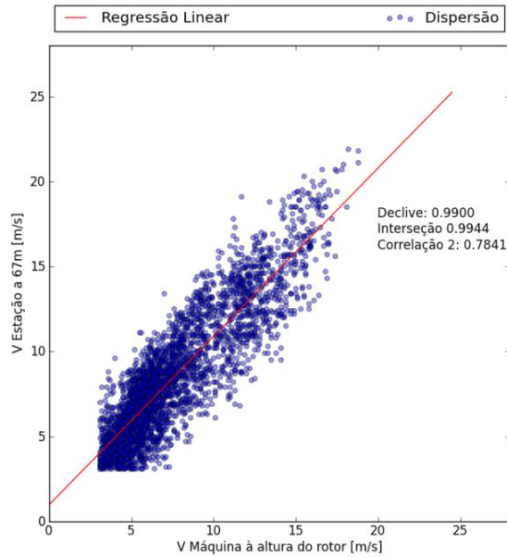


Fig. 5.5. Relação entre a velocidade do vento medida na *nacelle* da WT12 e na estação de medição

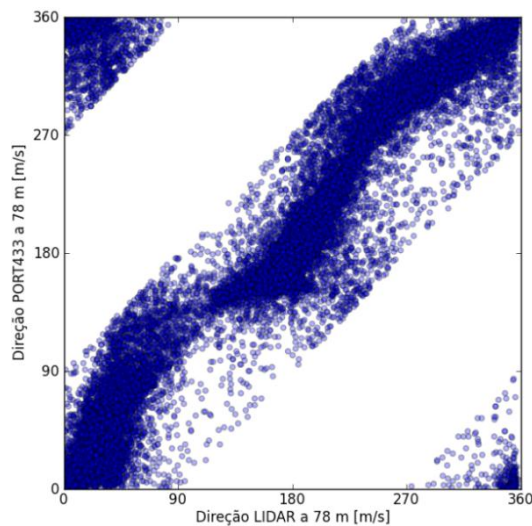


Fig. 5.6. Dispersão entre as direções medidas pelo LIDAR e pela estação PORT433

Para corrigir o problema da determinação correta da direção do vento medida pelo LIDAR (apresentado no capítulo 3), decidiu-se utilizar a direção medida pela estação de medição como referência para corrigir as do LIDAR somando 180° sempre que a diferença mínima entre os seus ângulos superasse 90° .

A correção das estimativas obtidas através do LIDAR foram corrigidas pelo WASP Engineering 2.0, não tendo ocorrido uma melhoria na correlação entre os dados (Fig. 5.7), contudo, houve uma melhoria significativa no declive da regressão linear, que passou a ser de 0,9441, aproximando-se do valor ideal (i.e. Declive=1).

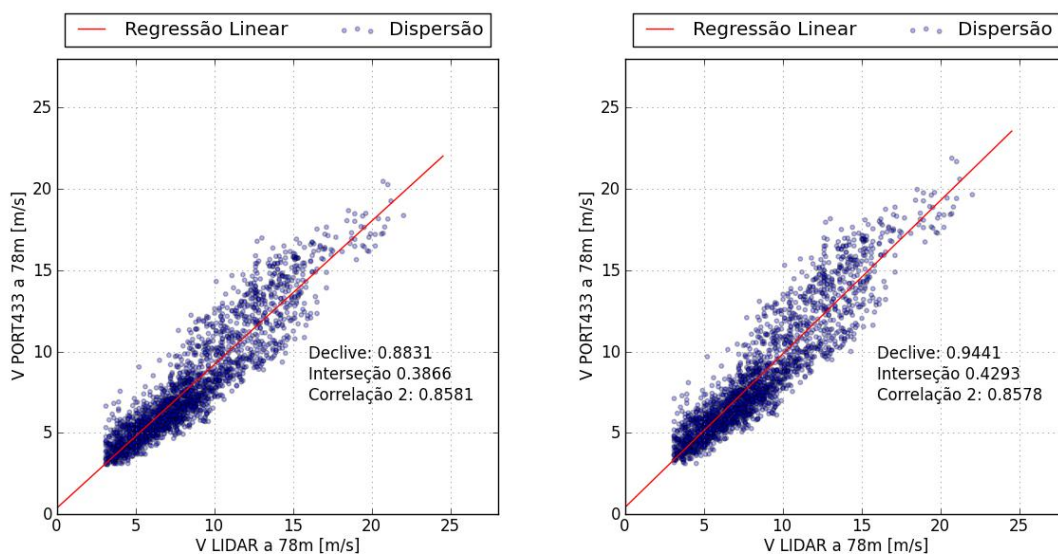


Fig. 5.7. Relação entre a velocidade do vento medida pelo LIDAR e pela estação de medição. Esquerda: Filtro 7 sem correção WAsP Engineering. Direita: Filtro 7 com correção WAsP Engineering

5.3.4. LIDAR – WT12

Os dados do vento obtidos no anemómetro da *nacelle* têm menor qualidade comparativamente com a estação de medição, já que o anemómetro de copos está sob influências diversas (e.g. o rotor e a estrutura da máquina). Contudo, a sua proximidade com o LIDAR deve potenciar a correlação entre os dados, já que as perturbações indicadas pela presença do rotor devem interferir na velocidade de forma linear, fazendo variar o declive e o *offset* da regressão linear mas não o r^2 .

Para a correta comparação entre os dois sistemas de medição, o anemómetro presente na WT12 deveria ter sido calibrado previamente através de uma estação de medição colocada no local do LIDAR. Este procedimento não foi possível devido à falta de tempo e recursos bem como à impossibilidade física óbvia de colocar uma estação de medição na subestação.

Após o aumento da qualidade da regressão obtida com a correção WAsP na secção 5.3.3 a correção foi efetuada com os coeficientes relativos às coordenadas do LIDAR e da máquina WT12. O resultado foi satisfatório tendo havido uma aproximação dos valores do declive ao valor ideal e, por isso, o modelo linear de correção foi aplicado nas restantes análises efetuadas nesta dissertação.

A correlação dos dados entre o LIDAR e a máquina WT12 é superior à registada na secção 5.3.2. para a torre PORT433. Isto deve-se essencialmente à proximidade entre os dois instrumentos de medição que diminui os efeitos da orografia no escoamento. A correlação dos dados em bruto é a esperada quando comparada com valores obtidos em estudos anteriores (e.g.: *Foussekis 2011* ou *Wagner 2011*).

Diversos filtros foram utilizados com o objetivo de obter melhorias na correlação entre os dados, e conseqüentemente na qualidade dos dados recolhidos pelo LIDAR. A evolução da dispersão ao longo do processo de filtragem está descrita em anexo. Na Fig.5.8 são ilustradas a dispersão de pontos para os dados não filtrados (lado esquerdo) e para os dados com o filtro definitivo (lado direito). A evolução é notória, tendo sido eliminados os valores mais afastados da reta da regressão.

A amostra utilizada nas secções seguintes será restringida pelas seguintes condições (Filtro 11 em anexo):

- Chuva = 0
- $U_h > 3$ m/s
- $IT < 0,11$
- Pontos de ajuste > 140 (num máximo de 150)
- *Backscatter* $< 0,17$
- Variação espacial $< 0,04$
- $15 < \text{Fator de escala} < 500$

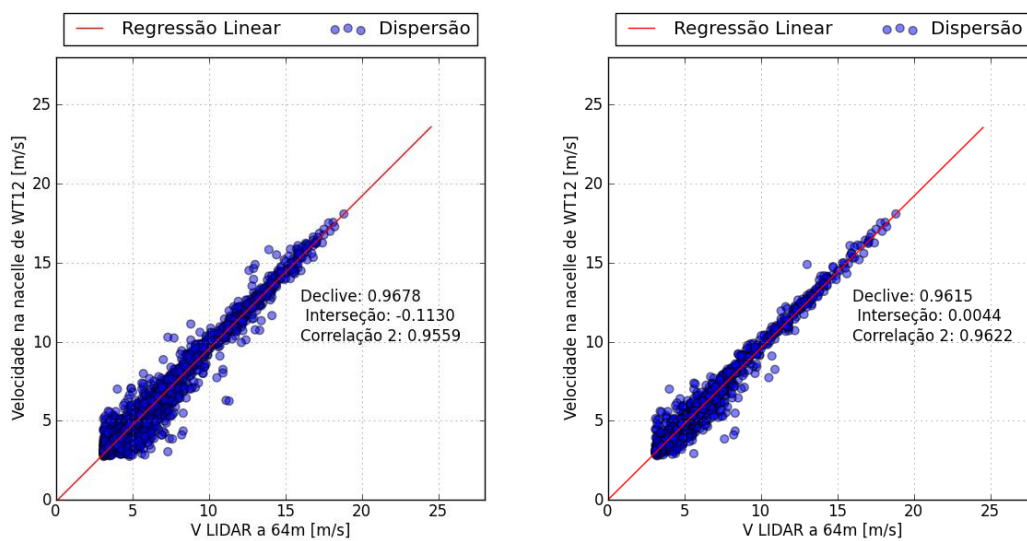


Fig.5.8. Relação entre a velocidade do vento medida pelo LIDAR e pelo anemómetro da *nacelle* da máquina WT12 com correção WASP Engineering 2.0. Esquerda: Filtro 1. Direita: Filtro 11.

A qualidade da estimativa melhorou após a filtragem obtendo-se uma correlação de 0,9637 e eliminando pontos distantes da regressão linear. Tal como na secção 5.3.3, foi aplicada a correção do WASP Engineering 2.0 (apresentada em anexo) que apenas aumentou o declive da regressão linear não influenciando na correlação.

O resultado foi satisfatório tendo havido uma aproximação dos valores do declive ao valor ideal e, por isso, o modelo linear de correção foi aplicada nas restantes análises efetuadas nesta dissertação.

Os dados finais obtidos após a filtragem e a correção WASP Engineering 2.0 serão utilizados no decorrer desta dissertação caso nada em contrário seja referido. Na amostra estão presentes 1339 valores para cada característica do vento medido pelo LIDAR à altura do eixo do rotor. Sendo o perfil vertical do vento o parâmetro em foco nesta tese, na Fig.5.9 foram também triados os resultados segundo o seu *shear factor* obtendo-se 0,2% da amostra com: $\alpha > 0,2$; 46% da amostra com: $\alpha < 0$; e 54% da amostra com índices dentro da gama aceitável segundo a norma IEC-61400: $0 < \alpha < 0,2$.

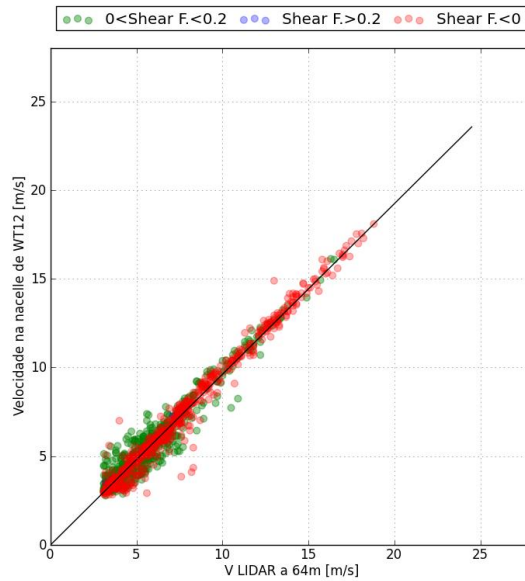


Fig. 5.9. Relação entre a velocidade do vento medida pelo LIDAR e pela máquina WT12 e a velocidade do vento medida com o LIDAR triagem por *shear factor*

Relativamente à curva de potência da máquina baseada na velocidade aferida pelo LIDAR as curvas obtidas foram satisfatórias tanto para o LIDAR em si como para a correção do *WASP Engineering 2.0*, como se pode observar na Fig.5.10 e Fig.5.11. O desvio foi calculado segundo:

$$Desvio = \frac{P_{lidar} - P_{nacelle}}{P_{nacelle}} \quad (5.3)$$

A curva do desvio reflete que poderá haver uma sob estimativa da velocidade pelo anemómetro da *nacelle* originada na diminuição da velocidade à saída da turbina. A curva corrigida pelo modelo linear confere um ajuste de maior qualidade sobretudo a velocidades mais altas. [2] [3] [13]

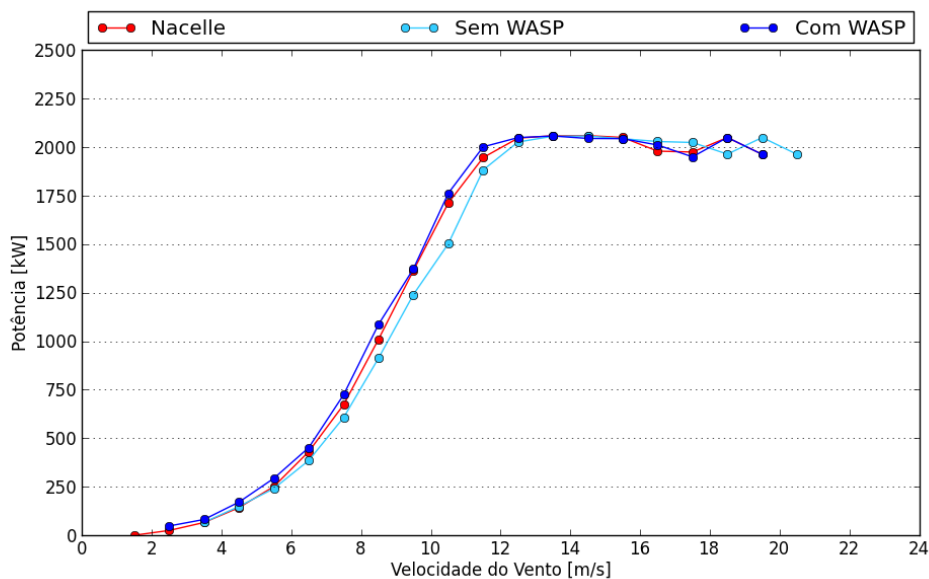


Fig 5.10. Curva de potência da WT12 em função da velocidade na *nacelle* e do LIDAR com correção e sem correção

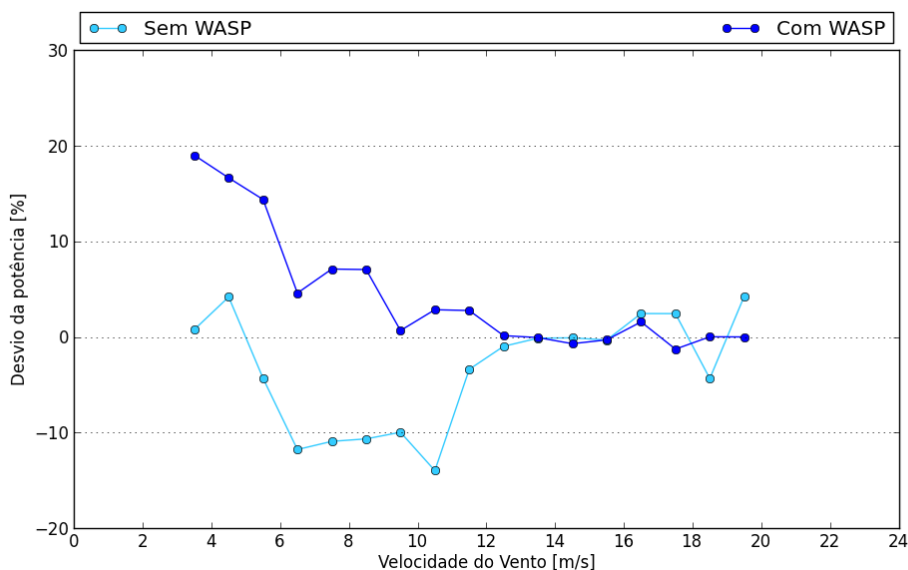


Fig. 5.11. Desvio da potência média a cada velocidade relativamente a velocidade na *nacelle*

5.4. COMPONENTE VERTICAL DA VELOCIDADE

O vetor velocidade do vento pode ser decomposto na velocidade vertical e na velocidade horizontal, sendo a segunda a componente mais relevante no âmbito da produção energética. Contudo, a componente vertical do vento está relacionada com a turbulência e com o perfil vertical do vento, já que provoca fluxos de massa de ar no sentido vertical. A componente vertical da velocidade do vento é afetada pelas perturbações no escoamento ao nível do solo, bem como pelo gradiente de temperaturas, que é geralmente superior a cotas mais baixas. Isto significa então que esta componente diminui com a altura, tendendo de forma geral para uma magnitude nula.

O estudo da característica da velocidade foi efetuado através das medições do LIDAR filtradas segundo o filtro apresentado na secção 5.3.4, considerando contudo todos os setores. Perturbações originadas por aerogeradores ou outros objetos sólidos de dimensões consideráveis tornam a componente vertical exageradamente alta como pode ser constatado na Fig.5.13 onde para os setores mais perturbados, como S e de NW a NE, a componente vertical toma valores bastante altos. Nas análises efetuadas está expressa a componente vertical do vento normalizada, isto é $V_{\text{vertical}}/V_{\text{horizontal}}$.

Analisando apenas o setor não perturbado a NEE, o LIDAR permite avaliar a velocidade do vento a alturas sucessivas. Contudo, a variação da componente vertical do vento com a altura é muito baixa o que torna impossível tirar conclusões exatas. As rosas da componente vertical da velocidade do vento encontram-se em anexo.

Quanto maior a velocidade horizontal do vento menor é a componente vertical já que as perturbações no escoamento têm uma influência mais baixa (Fig. 5.12). O vento estabiliza com o aumento da altura, reduzindo a contribuição da componente vertical como pode ser visto comparando as dispersões obtidas para 31 m e 92 m.

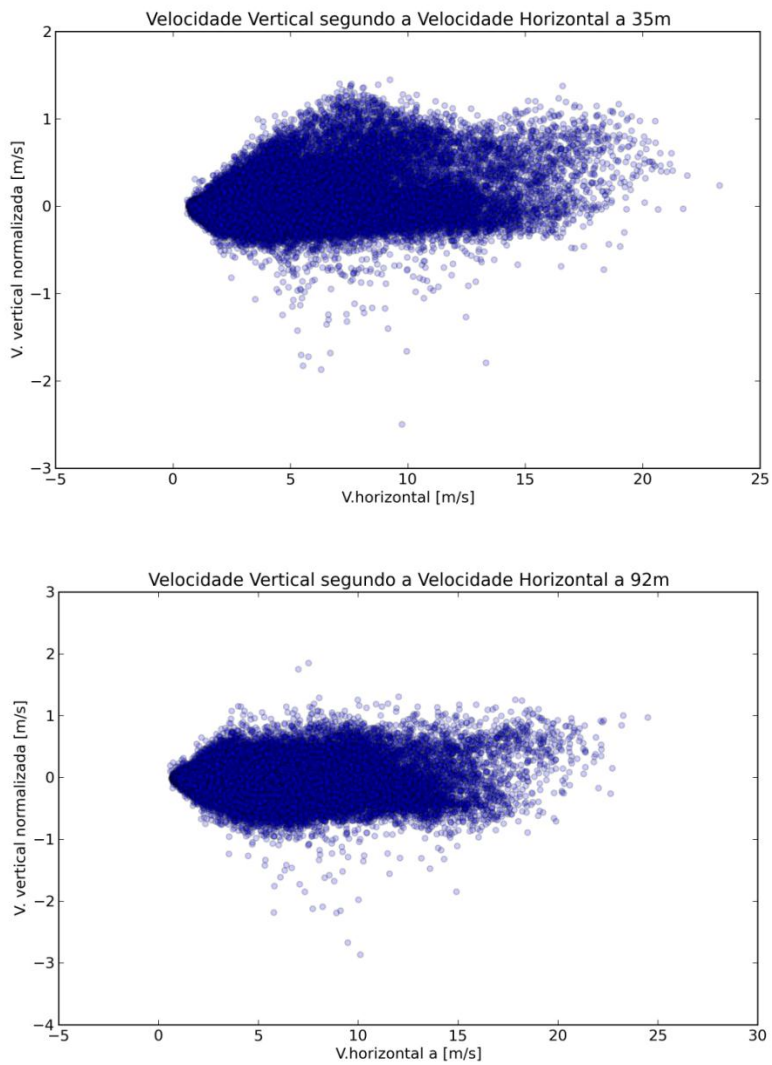


Fig 5.12. Dispersão da componente vertical da velocidade normalizada e da componente horizontal da velocidade a 35 m e 92 m

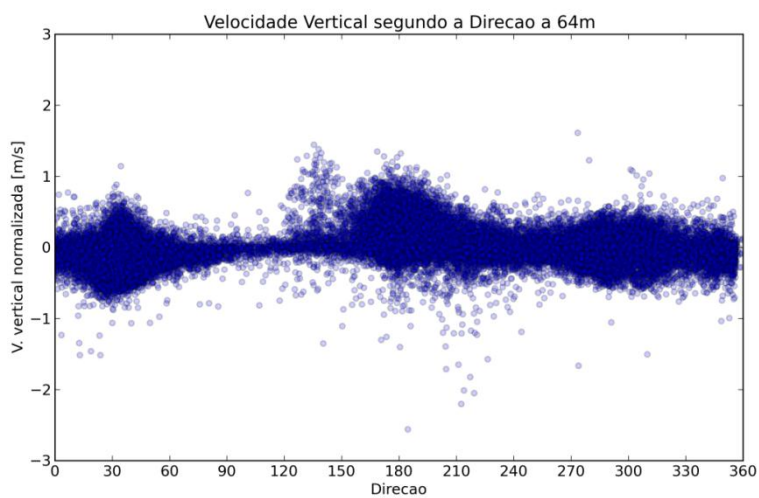


Fig. 5.13. Dispersão da velocidade vertical em relação à direção do vento

5.5. PERFIS VERTICAIS

Os perfis verticais do vento estão associados a fenómenos de condições atmosféricas que determinam a estabilidade dos mesmos bem como a fenómenos físicos da orografia local que provocam alterações no escoamento do ar. Esta é portanto, uma condição do vento de características extremamente locais e também temporais, difíceis de descrever. Outras condições como o gradiente da temperatura atmosférica, a intensidade da turbulência ou a velocidade vertical são variáveis que estão geralmente relacionadas com os perfis verticais, do vento. As variáveis que interagem com os perfis verticais do vento serão abordadas nesta secção, para que melhor se possa compreender a influência dos mesmos.

A magnitude deste fator é utilizada pelos fabricantes de aerogeradores para limitar o seu uso em condições adversas de perfis demasiado abertos ou demasiado fechados que podem comprometer a segurança da máquina. Outras análises, geralmente não consideradas pela indústria, podem aproximar melhor o fluxo de vento que atravessa as turbinas. Essas aproximações serão também consideradas neste capítulo.

5.5.1. Variação do *shear factor* com a altura

O *shear factor* é definido apenas a partir de medições efetuadas a duas alturas. O LIDAR efetuou medições a cinco alturas diferentes o que dá a possibilidade de calcular o shear fator através de diferentes combinações de alturas de medição. Contudo, o ideal é geralmente utilizar as medições mais distantes uma da outra (i.e. a mais alta e a mais baixa), podendo assim descrever a variação da velocidade em toda a altura útil do aerogerador, entre dois pontos e não para além desses dois pontos.

Em casos para os quais o perfil de velocidades tem variações súbitas a alturas intermédias, as alturas para melhor definir o *shear factor* podem ser as mais próximas do eixo do rotor. Contudo, devido ao facto de ser utilizada a escala logarítmica para a determinação do *shear factor*, variações da velocidade para diferenças de alturas muito pequenas podem provocar desvios que não estão coerentes com o perfil real.

Na Fig.5.13 apresenta-se o *shear factor* para quatro setores diferentes. Do lado esquerdo, as combinações de alturas escolhidas foram as alturas consecutivas (35-49, 49-64, 64-78, 78-92). Com o aumento da altura, o *shear factor* tende para um valor nulo. Do lado direito, a altura de 92m foi combinada com as restantes descrevendo igualmente uma tendência para um valor nulo. Os valores para o intervalo em torno de 75° têm uma tendência que não acompanha o comportamento do vento nos outros setores. Este facto deve-se ao pequeno tamanho da amostra, que não tem dimensão suficiente para tornar os resultados relevantes, já que o relevo não tem mudanças abruptas segundo esta direção.

O comportamento natural do perfil vertical é o motivo para no seguimento da dissertação, o *shear factor* seja calculado a partir dos valores medidos a 35m e 92m, caso algo em contrário não seja mencionado.

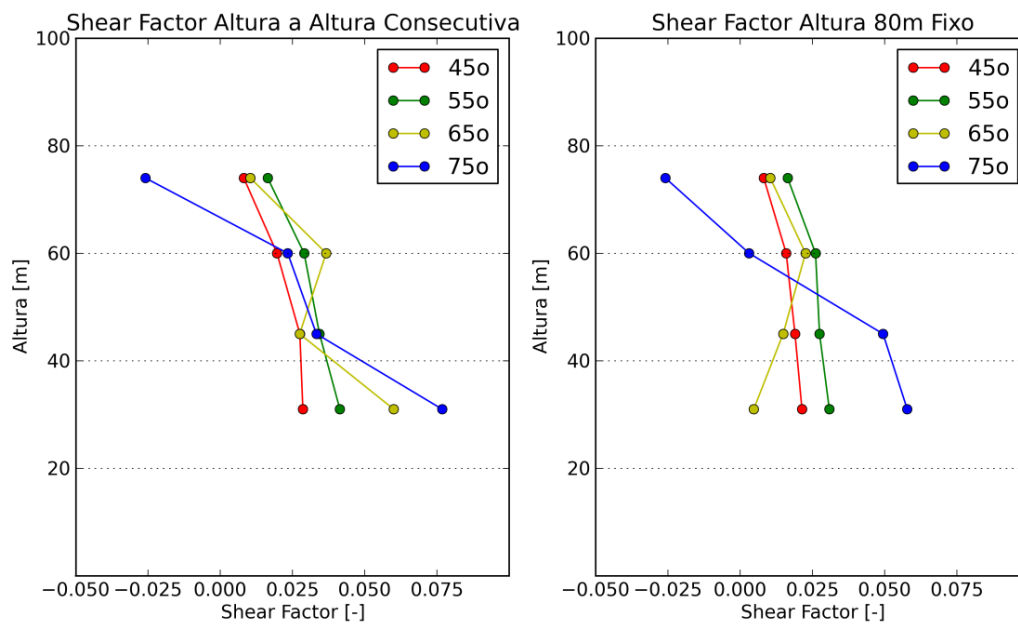


Fig 5.13. *Shear factor* ao calculado com base em diferentes alturas de medição

5.5.2. Variação do *shear factor* com a direção e a velocidade

O perfil de velocidades é uma característica do vento que em terreno complexo varia bastante com a direção sendo influenciado pela inclinação em redor bem como pelos obstáculos existentes.

Como se pode verificar, para a direção NW o *shear factor* é elevado devido a inclinação acentuada em direção ao pico da montanha, bem como para a direção SE, onde a inclinação é igualmente acentuada em direção o vale. Contudo, como foi referido anteriormente, estas são direções perturbadas pelo efeito de esteira provocado pelos aerogeradores circundantes, e por isso não podem ser tiradas conclusões de maior. No intervalo não perturbado escolhido para a análise de resultados (35° a 90°) o *shear factor* é baixo, tomando valores médios em torno de 0.015.

Existem diversas ocorrências com *shear factor* negativo e de magnitude bastante alta. Contudo, estas ocorrências estão presentes em velocidades abaixo de 3 m/s, que foram excluídas na filtragem de dados por não serem relevantes para a produção eólica, e estarem abaixo da velocidade *cut-in* dos aerogeradores a funcionar no parque eólico do Alto Minho. O aumento da velocidade desenvolve um *shear factor* mais próximo de zero o que explica também os valores médios mais elevados observados para os setores NW e SE na rosa do *shear factor* apresentada anteriormente já que estes são setores de velocidades médias baixas quando comparadas com as velocidades médias em setores como NE e S. Por outro lado a direção em torno dos 315° é o setor perturbado por máquinas muito próximas que podem fazer variar o perfil vertical de velocidades do vento como se pode perceber pela dispersão nessa zona.

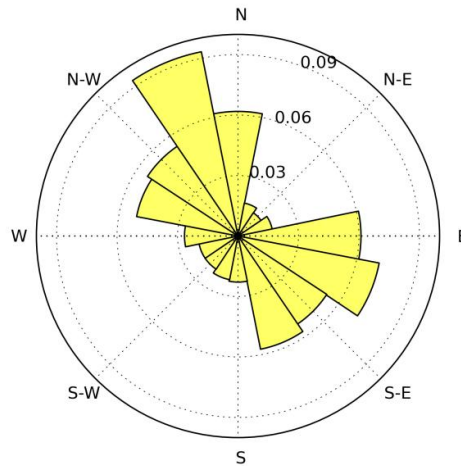


Fig. 5.14. Rosa do *Shear Factor* a 88 m-31 m

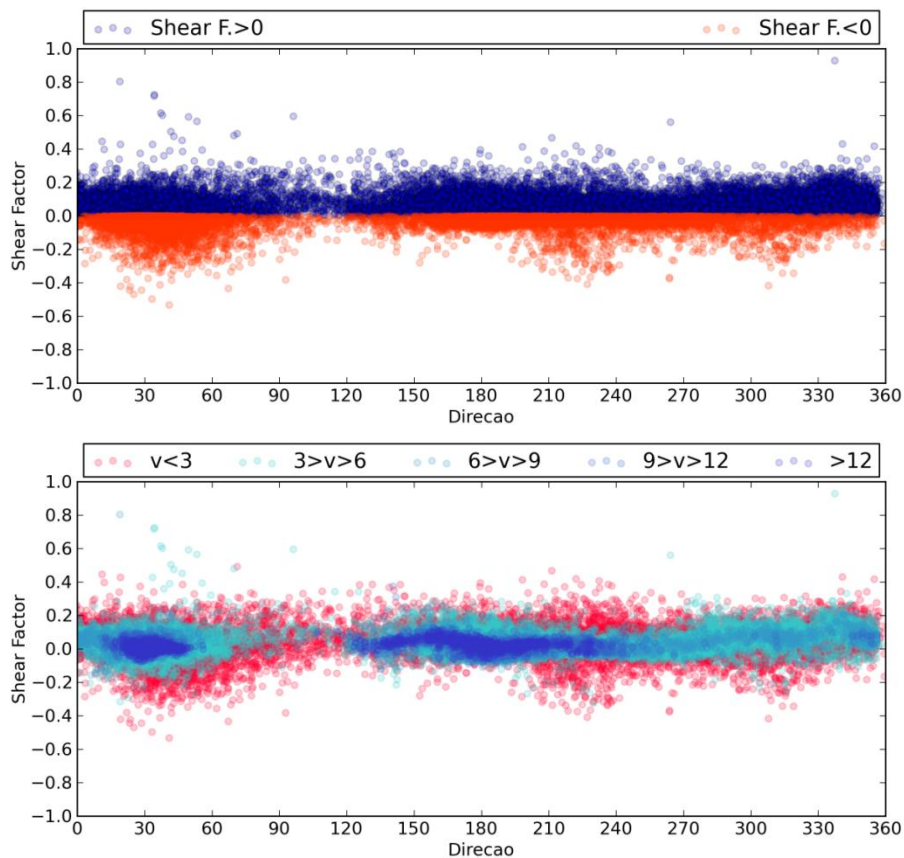


Fig. 5.15. Distribuição do *shear factor* segundo a direção do vento com distinção entre coeficientes negativos e positivos (cima) e distinção entre gama de velocidades do vento (baixo)

5.5.3. *Shear factor* e a Turbulência

Quando a temperatura é baixa a CLA encontra-se com maior estabilidade, não promovendo a mistura do ar e, provocando a diminuição da turbulência e o aumento do *shear factor*. Ao contrário, em momentos de temperatura alta, a camada atmosférica limite torna-se ou neutra provocando *shear factors* próximos de zero e turbulências altas ou convectiva podendo o *shear factor* atingir valores negativos. Estas influências são decisivas em terrenos simples sendo

também importante para terrenos complexos como o caso do terreno em estudo. Na Fig.5.16 pode-se observar o fenómeno, sendo que os efeitos mecânicos do escoamento se sobrepõem aos térmicos, havendo uma diferença notável no comportamento da turbulência, contrariamente ao comportamento do *shear factor* que não é muito influenciado (i.e. a orografia possui um papel muito importante no perfil vertical do vento, diminuindo o peso das componentes térmicas na variação do *shear factor*). [4] [8]

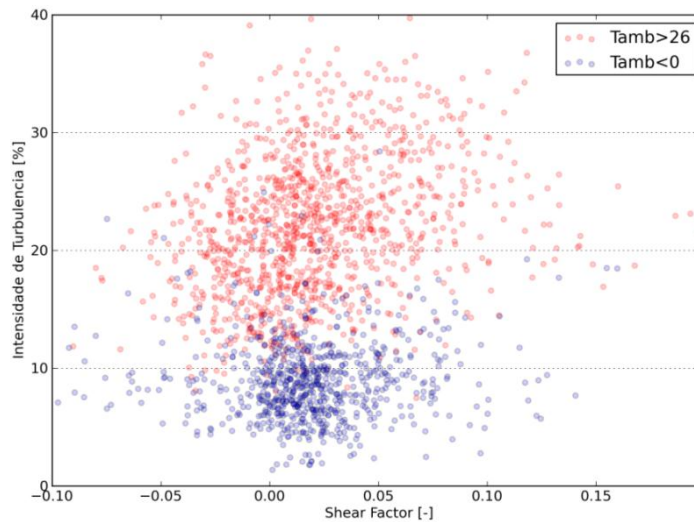


Fig. 5.16. Relação entre a IT e o *shear factor*

5.5.4. Oscilação diária e sazonal do *shear factor*

Para obter um tamanho de amostra significativo, foram calculados os valores médios horários para a globalidade dos setores, já que a amostra do setor não perturbado não teria uma dimensão representativa. Como pode ser observado na Fig 5.17 o forte arrefecimento noturno no Inverno (por volta das 7:00) provoca um aumento no *shear factor*, enquanto a tendência se inverte nas alturas do dia mais quentes de Verão, que onde chega a haver valores negativos (por volta das 11:00). Este facto enfatiza o que já foi referido acima sobre a influência da estabilidade da camada atmosférica no perfil vertical do vento. [4] [8]

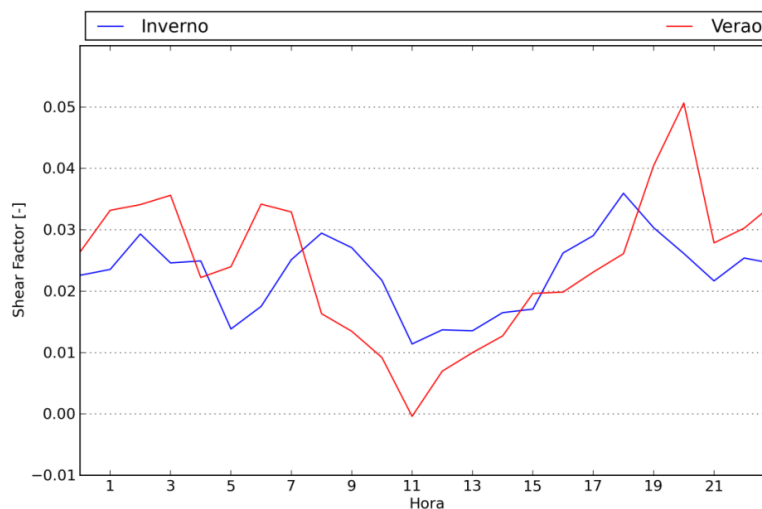


Fig. 5.17. Distribuição do *shear factor* ao longo do dia e distinção entre dias de Inverno e de Verão

5.5.5. Perfil de velocidades com *shear factor* médio

O *shear factor* para o setor não perturbado (35°-90°) definido na secção 5.3.1 é igual a 0.0232 e para a globalidade dos setores é igual a 0.0234. A curva representativa do perfil de velocidades tendo como base este indicador apresenta-se na Fig.5.18. Estão também representados com triângulos os valores médios para cada altura de medição do LIDAR, não se apresentando muito longe do perfil descrito pelo *shear factor*.

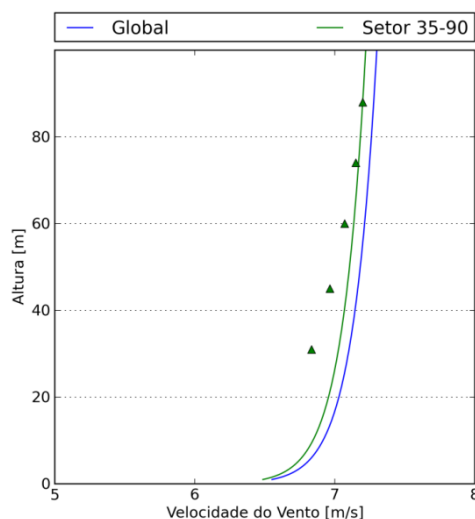


Fig 5.18. Perfil de velocidades determinado pela lei do potência para a globalidade dos dados e para o setor não perturbado

5.6. VARIAÇÃO DA POTÊNCIA COM O *SHEAR FACTOR*

Como foi referido na secção 2.4, o perfil vertical de vento tem influência na produtividade de um aerogerador. Procedeu-se a uma triagem dos dados do vento para o setor não perturbado segundo o seu perfil vertical de velocidade. Na primeira amostra foram selecionados os valores de *shear factor* negativos, não aconselhados segundo a norma IEC-61400 e para os quais os fabricantes de aerogeradores não dão garantias de *performance* nem segurança. Para a segunda amostra foram selecionados os valores do vento com *shear factor* dentro da gama aceite pela norma.

Os resultados obtidos mostram uma possível relação entre o perfil vertical de velocidades e a produtividade do aerogerador WT12. O desvio da potência, obtido da diferença entre as potências médias de cada grupo, descreve um desfasamento essencialmente fora da zona de potência nominal. Considerando *shear factor* negativo, há uma diminuição de produtividade para valores de velocidades junto à velocidade de arranque. A produtividade supera a média entre 6 m/s e 8m/s voltando a diminuir até atingir a velocidade nominal onde estabiliza.

Teriam de ser efetuados mais estudos em locais diferentes e com amostras de dimensões superiores para conseguir perceber melhor a influência direta do perfil vertical de velocidades na produção elétrica de um aerogerador.

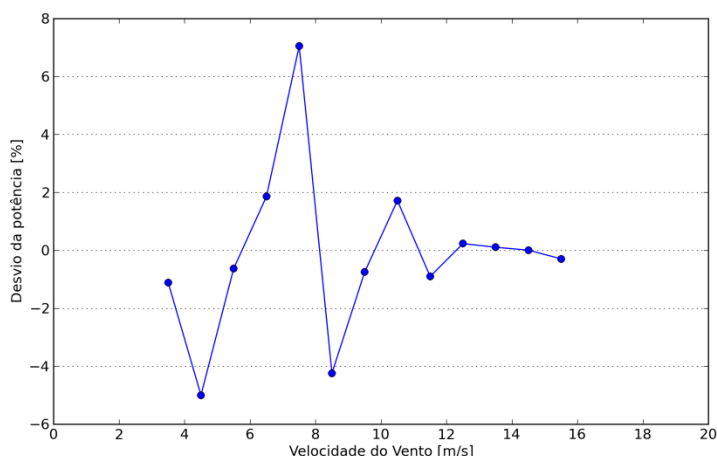


Fig.5.19. Diferença das potências médias entre as duas amostras

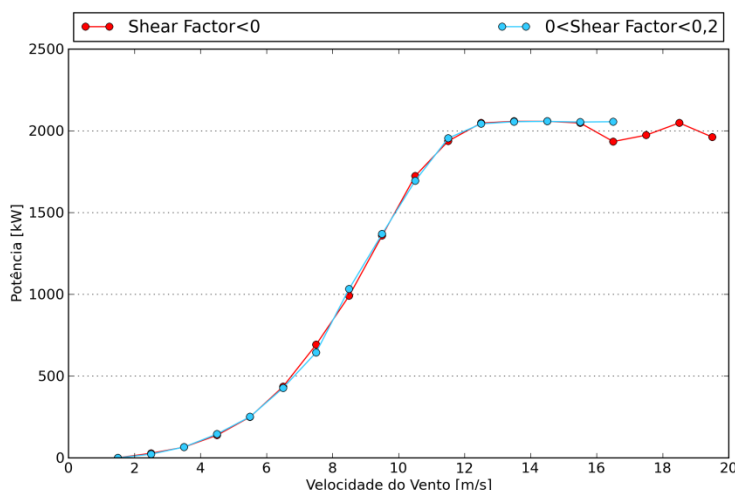


Fig.5.20. Curva de potência para as duas amostras

5.7. VELOCIDADE EQUIVALENTE DO VENTO

As incertezas na estimativa da produção elétrica anual de um aerogerador devem-se a oscilações nas curvas características determinadas pelo fornecedor, bem como do erro no potencial de energia cinética que se incorre ao admitir um campo de velocidades uniforme. Estas incertezas dependem de diversos fatores como a intensidade de turbulência e o perfil vertical do vento. Reduzir essas incertezas significa encontrar uma relação entre os diversos parâmetros e a curva característica de potência. Isolar cada um dos parâmetros é uma tarefa bastante complexa já que são dependentes entre si. Contudo, nesta dissertação apenas foram considerados os valores obtidos em condições de intensidade de turbulência inferior a 0,11 e será portanto avaliado apenas o efeito do perfil vertical de velocidades do vento na produção elétrica dos aerogeradores circundantes. Uma solução para representar as variações da velocidade é substituir a velocidade no centro do rotor por uma velocidade equivalente representativa da distribuição do potencial energético em todo o rotor, como sugere *Wagner [2010]*.

5.7.1. Velocidade equivalente por patamares

A área de varrimento do rotor é dividida em 5 elementos, assumindo uma velocidade uniforme em cada um deles, determinada pela medição a cada altura efetuada pelo LIDAR. O ponto médio entre os pontos de medição define a fronteira entre os patamares. A percentagem da área total que cada elemento abarca representa o peso da potência de cada elemento na potência final. A velocidade equivalente é então definida por:

$$v_{eq} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^5 \frac{A_i}{A_{total}} v_i^3} \quad (5.3)$$

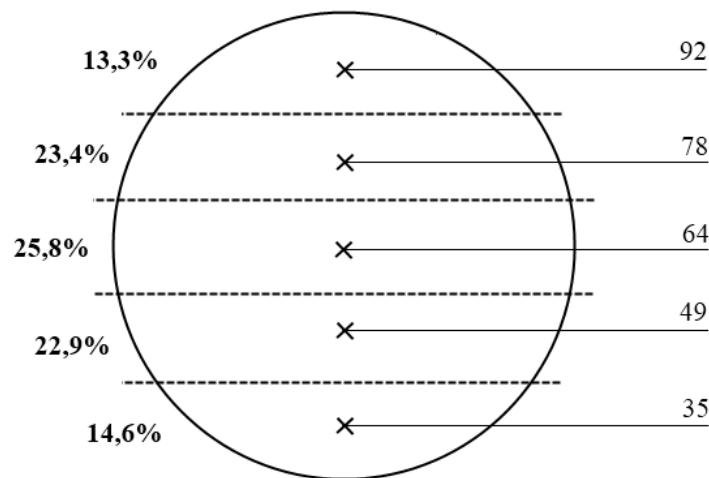


Fig. 5.21. Configuração da divisão do rotor em 5 patamares

5.7.2. Velocidade equivalente por extrapolação

No caso de apenas ser efetuada uma campanha de medição a duas alturas, sendo uma o centro do rotor e outra abaixo do mesmo (como é habitual acontecer no projeto de parques eólicos), é necessário extrapolar os valores medidos para que seja possível obter os valores da velocidade do vento para os 5 patamares. Esta extrapolação será realizada com base na lei de potência, definindo o *shear factor* com base nas medições realizada pelo LIDAR a 64 m (i.e. centro do rotor da máquina WT12) e a 35 m (altura de medição mais baixa).

5.7.3. Curva de potência e a velocidade equivalente

Para as três velocidades baseadas na medição por LIDAR os resultados obtidos para as curvas da potência elétrica debitada pelas máquinas são diferentes. Contudo a diferença entre os resultados obtidos não é extremamente significativa obtendo-se uma deslocação ligeira da curva de potência para a direita relativamente à curva com base na velocidade medida no eixo do rotor. A velocidade equivalente obtida por extrapolação é muito semelhante à medida no centro do rotor com algumas gamas de velocidades onde a aproximação aos valores da velocidade equivalente por patamares. Na Fig.5.23 são apresentados os valores do desvio da potência das velocidades tendo como referência a velocidade equivalente por patamares já que tem melhor representatividade da energia em toda a área do rotor.

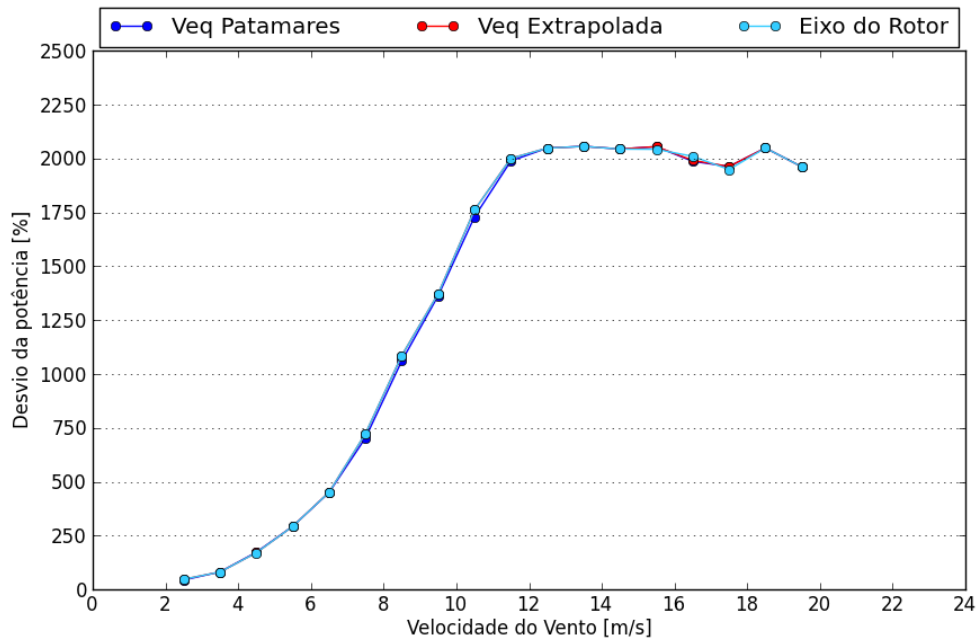


Fig. 5.22. Curvas de potência da WT12 para as diferentes velocidades

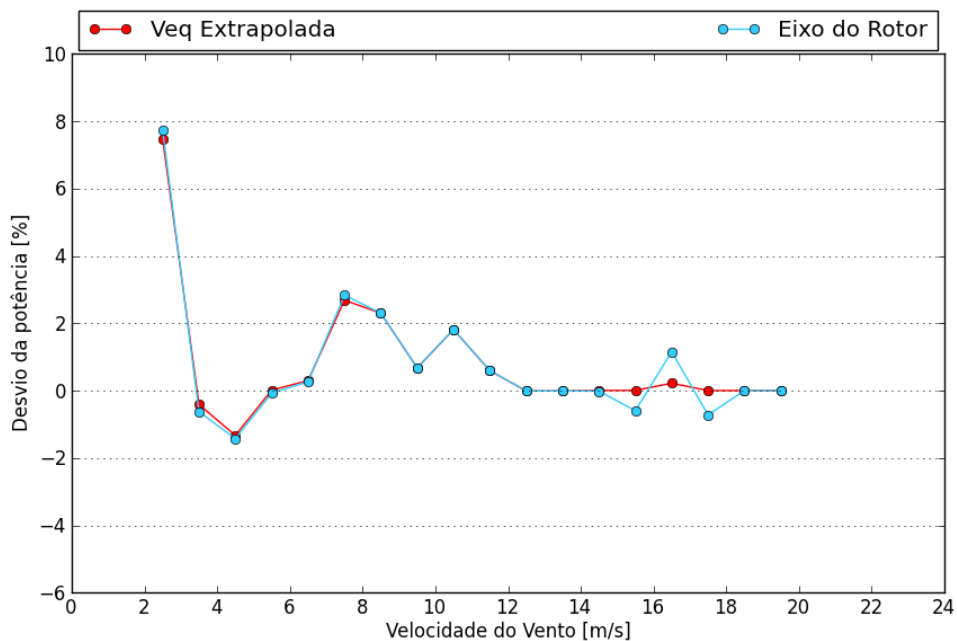


Fig. 5.23. Desvio na potência baseada na velocidade equivalente por patamares

5.7.4. Impacto na produção energética anual

A análise da produção energética anual é importante para que possa ser avaliado com segurança o investimento a ser feito na construção de um parque eólico. O perfil vertical do vento de um certo local pode influenciar a *performance* de um aerogerador, bem como ter impacto na potencial energia cinética do vento que atravessa o rotor.

A determinação de uma velocidade equivalente com menos influência do perfil vertical do vento provoca uma alteração na distribuição da frequência de velocidades do local, originando assim

uma AEP diferente da aferida segundo a velocidade ao nível do eixo do rotor. Foi portanto calculada, para a velocidade no eixo do rotor e para a velocidade equivalente do vento por patamares, a projeção de produção de uma máquina ENERCON E70 (idêntica à WT12 e à WT11) no caso de ser colocada no local do LIDAR. O cálculo é efetuado da seguinte forma:

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^n f_i \cdot P_i \quad (5.4)$$

onde, N_h é o número de horas de produção anual ($N_h=8760$), n o número de intervalos de velocidade, f_i a frequência de ocorrências para cada intervalo e P_i a potência garantida pelo fabricante.

Foi então determinada a distribuição da frequência da velocidade do vento para os dois casos estando os histogramas respetivos apresentados na Fig.5.24 e Fig.5.25. A produção esperada da máquina WT12 diminuiu 5,51% ao aproximar mais corretamente o campo de velocidades do rotor. Esta discrepância é relevante no planeamento de um parque eólico, embora a *performance* de um aerogerador dependa dos fatores mecânicos associados também ao *shear factor* podendo este reduzir a produtividade das máquinas.

Comparando os resultados obtidos para a AEP com os obtidos na secção 5.6.3 para as curvas de potência é possível confirmar a tendência dos resultados já que o deslocamento da curva para a direita (Fig.5.22) surge devido a uma subestimação da velocidade em todo o rotor pela velocidade no eixo do mesmo.

Este acréscimo de potencial de energia é estritamente local e portanto não pode ser extrapolado para qualquer aerogerador que se encontre nas proximidades, devido à possibilidade de serem previstos perfis de velocidades errados já que, como referido anteriormente, este é um parâmetro que depende muito do relevo que em terreno complexo varia em poucos metros.

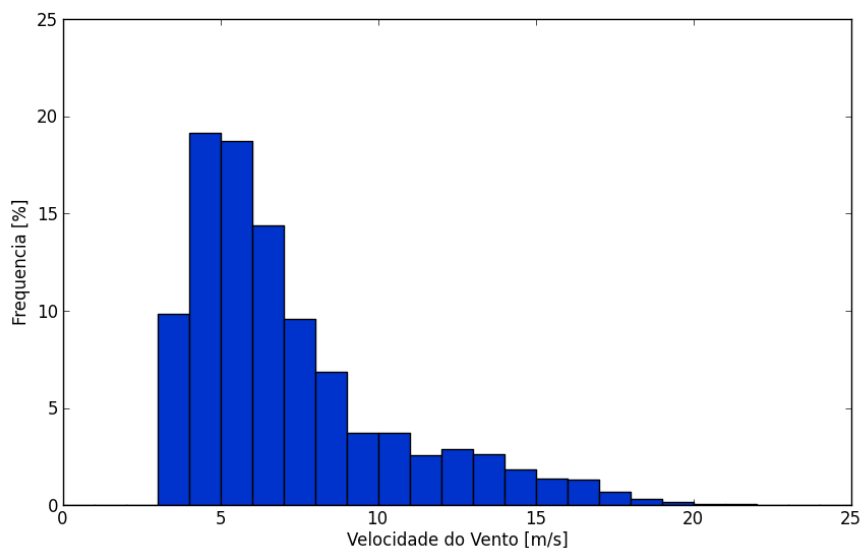


Fig. 5.24. Distribuição da frequência da velocidade equivalente do vento definida pelo método dos patamares

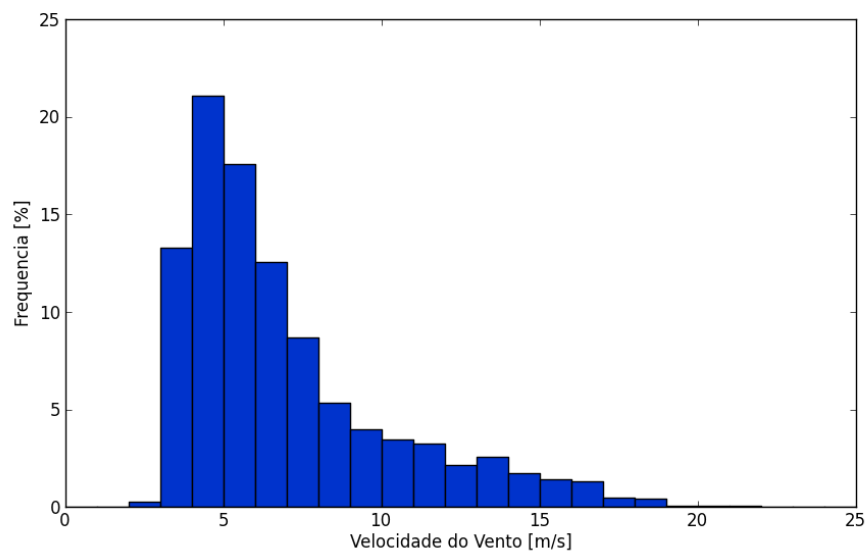


Fig. 5.25. Distribuição da frequência da velocidade do vento medida pelo LIDAR ao nível do eixo do rotor

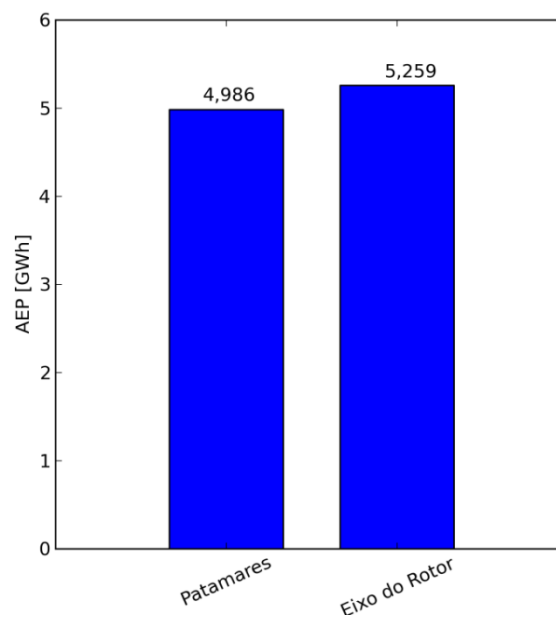


Fig. 5.26. AEP para a distribuição da velocidade no eixo do rotor e para a velocidade equivalente por patamares

6

CONCLUSÃO

No decorrer desta dissertação foram abordados diversos assuntos relacionados com os perfis verticais de vento no âmbito da indústria da energia eólica. Para tal foi utilizado um LIDAR que, medindo a cinco alturas diferentes, seria um instrumento útil para a determinação da variação da componente horizontal da velocidade do vento com a altura ao solo.

A validação dos resultados do LIDAR foi difícil, como era de conhecimento prévio, fruto da complexidade do terreno em estudo. A velocidade do vento não é uniforme em todo o volume de prova, o que, em terreno complexo, pode causar erros na aferição da velocidade do vento.

Outra dificuldade encontrada durante a realização deste estudo prendeu-se com o facto do setor com maior conteúdo energético estar perturbado pela presença de um aerogerador. O intervalo de direções utilizado nas análises posteriores teve, portanto, de ser alargado, abrangendo assim uma zona de perturbação, apesar de reduzida, com uma dimensão de amostra suficiente para o estudo.

Devido às influências no escoamento originado por uma depressão existente entre os dois sistemas de medição, o relevo tornou difícil a comparação dos dados obtidos pelo sistema de medição remota com a estação de medição mais próxima. A melhor correlação obtida através dos valores da velocidade medidos na *nacelle* de um aerogerador demonstrou o grau de dificuldade ao extrapolar os valores do vento num terreno de orografia complexa. A aplicação de uma correção através do modelo linear WAsP Engineering 2.0 revelou-se importante, ajustando essencialmente o declive e o *offset* da regressão linear entre as velocidades dos diversos sistemas de medição. A filtragem de dados segundo parâmetros específicos do LIDAR ajudaram a eliminar pontos da dispersão que estavam longe do esperado. Contudo, não ocorreram grandes melhorias na correlação.

Analisando a componente vertical do vento foi perceptível que com o aumento da velocidade ou da altura, esta perdia expressão. Tal facto não se verifica em alguns sectores devido ao efeito de esteira de certas máquinas.

Constatou-se que o *shear factor* tende para zero com o aumento da altura dos dois pontos de medição escolhidos. A seleção das alturas mais afastadas prendeu-se, portanto, com o facto de ganhar expressividade do comportamento do vento na área do rotor. Outra razão deve-se ao desvio descontrolado que pode ocorrer com a escolha de alturas muito próximas, tendo em conta a escala logarítmica, característica deste parâmetro.

A média dos valores de *shear factor* é reduzida para a generalidade dos setores, existindo inúmeros valores abaixo de zero. Este índice está por diversas vezes fora dos limites da norma, sendo este facto reflexo da baixa velocidade do vento, que, para além de não ter expressividade na produção elétrica, é mais afeta às condições da CLA e ao relevo.

A intensidade da turbulência e o perfil vertical da velocidade do vento estão relacionados, tendo sido apresentado na teoria que, estes dois parâmetros, estão relacionados com a estabilidade da CLA. Geralmente para valores de temperatura baixa, o *shear factor* é alto e a intensidade da turbulência é baixa. Por outro lado, para temperaturas altas, o *shear factor* é baixo e a intensidade

de turbulência alta. Contudo, no caso em estudo, apesar da turbulência se comportar como esperado, o *shear factor* é constante com as alterações na temperatura atmosférica. Este facto pode dever-se ao maior peso da componente mecânica (relevo) que interfere no perfil vertical comparativamente com a componente térmica (CLA). A variação sazonal do perfil vertical do vento acontece como esperado, ocorrendo um aumento do *shear factor* nas noites frias de Inverno e uma diminuição do mesmo nos dias quentes de Verão.

A produção elétrica das máquinas em estudo revelou-se afetada pelo *shear factor* tendo ocorrido ligeiros desvios para valores negativos comparativamente com valores dentro da gama aceite pela norma. A tendência geral do comportamento de um aerogerador aos diferentes perfis é difícil de precisar, existindo para o caso em estudo gamas de velocidades onde a potência média aumenta com o *shear factor*, ocorrendo também o contrário noutras gamas. Para que possam ser tiradas conclusões seria necessário obter uma amostra com maior dimensão.

A definição de uma velocidade equivalente, com o objetivo de aproximar melhor o valor correto do potencial energético em toda a área de varrimento do rotor mostrou-se relevante, obtendo-se variações até 2% da potência média convertida pelos aerogeradores. A velocidade equivalente gerada por extrapolação, através da lei de potência, demonstrou acompanhar os valores medidos no eixo do rotor sendo, portanto, bastante importante realizar medições a um maior número de alturas para poder definir corretamente o regime de ventos na área varrida.

Numa fase de projeto da construção de um parque eólico, apenas é possível ter acesso ao regime de ventos local e às garantias dadas pelo fabricante. Foi portanto avaliado o impacto que poderia ter uma correta aproximação do vento em toda a área de varrimento de um aerogerador. Para tal foi utilizada a velocidade equivalente, comparada com a velocidade medida no eixo do rotor e foram definidas distribuições percentuais da velocidade do vento diferentes. Estas distribuições foram cruzadas com a curva de potência garantida pela ENERCON para o modelo E70. Os dois resultados obtidos para a produção elétrica anual diferem em cerca de 5% com superioridade para a velocidade no eixo do rotor.

A análise efetuada tem a desvantagem de, apesar de terem sido recolhidos dados durante um longo período de tempo, estes não serem livres de perturbações para os setores com maior número de ocorrências. Num trabalho futuro o LIDAR poderia ser colocado num local ligeiramente mais a Este da subestação, com uma estação de medição a dois diâmetros do rotor de distância. Apenas assim seria possível validar os dados recolhidos pelo sistema de medição remota. Seria também relevante avaliar um local com um *shear factor* médio mais alto para perceber o verdadeiro efeito do perfil vertical nos aerogeradores sob condições de perfil de velocidades do vento diferentes.

Os resultados obtidos foram importantes para entender que o conhecimento sobre a influência dos perfis verticais do vento na produção elétrica de aerogeradores é uma mais-valia que pode permitir prever com maior exatidão o valor energético do local, bem como as condições de funcionamento a que os aerogeradores serão sujeitos.

BIBLIOGRAFIA

- [1] F. Bingol, Complex terrain and wind LIDARs, 2009
- [2] R. Wagner, Accounting for the speed shear in wind turbine power performance measurement, 2010
- [3] J. Gottschall, LIDAR profilers in the context of wind energy – a verification procedure for traceable measurement, 2011
- [4] Elisabeth Rareshide, Effects of complex wind regimes on turbine performance 2009
- [5] John Wiley & Sons, Wind Energy Handbook, 2001
- [6] Sonia Wharton, Atmospheric stability affects wind turbine power collection 2011
- [7] R. Wagner, Investigation of turbulence measurements with a continuous wave, conically scanning LIDAR. 2009
- [8] John Wiley & Sons, Wind Energy Explained – Theory, Design and Application 2002
- [9] A.G. Davenport. Rational for determining design wind velocities. *Proceedings of the American society of civil engineers, Journal of the structural division*, 86:39-68, 1960.
- [10] H.W. Tielmann. Strong wind observations in the atmospheric surface layer. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 96:41-77, 2008.
- [11] I.A. Perez, M.A. Garcia, M.L. Sanchez, and B. de Torre. Analysis and parametrisation of wind profiles in the low atmosphere. *Solar Energy*, 78:809-821, 2005.
- [12] Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines IEC-61400, 2005
- [13] M Harris, Validated adjustment of remote sensing bias in complex terrain using CFD, 2010
- [14] Dimitri Foussekis Measurements & inter-comparisons in Complex Terrain, 2011
- [15] AWS Scientific, Wind Resource Assessment Handbook, 1997
- [16] A. Albers, How to gain acceptance for lidar measurements, 2010

ANEXOS

Valores da potência garantida

E70

Velocidade	Potência	C_t
1	0	0
2	1.8	0.764
3	15.1	0.763
4	49.6	0.764
5	113.9	0.765
6	216.9	0.765
7	363.8	0.765
8	569.2	0.765
9	819.6	0.754
10	1124.7	0.739
11	1472.7	0.716
12	1749.8	0.706
13	1907.7	0.688
14	2012.2	0.479
15	2050	0.371
16	2050	0.299
17	2050	0.245
18	2050	0.205
19	2050	0.173
20	2050	0.148
21	2050	0.129
22	2050	0.113
23	2050	0.1
24	2050	0.089
25	2050	0.08

E82

Velocidade	Potência	C_t
1	0	0
2	2.7	0.786
3	21.1	0.782
4	72.3	0.781
5	157.5	0.782
6	291.2	0.781
7	484.3	0.778
8	744.4	0.777
9	1080.1	0.777
10	1483.9	0.778
11	1804.2	0.779
12	1964.3	0.777
13	2032.6	0.675
14	2050	0.473
15	2050	0.366
16	2050	0.294
17	2050	0.242
18	2050	0.202
19	2050	0.171
20	2050	0.146
21	2050	0.126
22	2050	0.11
23	2050	0.097
24	2050	0.086
25	2050	0.077

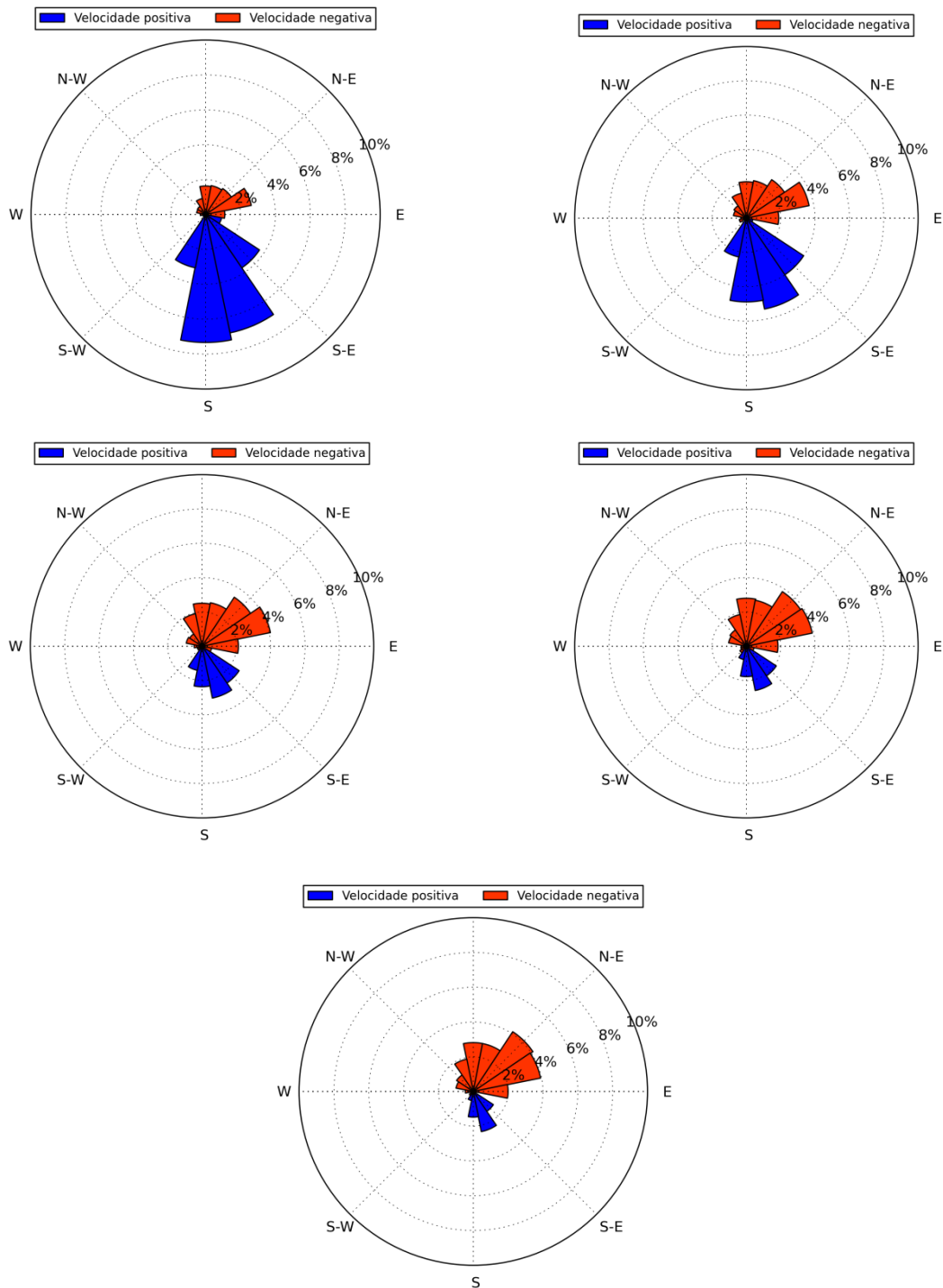
Modelo	WT-nº
E-70	1
E-70	2
E-70	3
E-70	4
E-70	5
E-70	6
E-70	7
E-70	8
E-70	9
E-70	10
E-70	11
E-70	12
E-82	13
E-82	14
E-82	15
E-82	16
E-82	17
E-82	18
E-82	19
E-82	20
E-82	21
E-70	22
E-82	23
E-82	24
E-82	25
E-82	26

Setores perturbados – PORT 433

	WT22	WT1	WT2	WT3	WT4	WT5	WT6	WT7
x [m]	184	1989	2136	1839	1798	1801	1634	1968
Direção [°]	23.69	10.71	17.68	19.85	25.72	31.72	41.35	45.87
D [m]	71	71	71	71	71	71	71	71
H [m]	64	64	64	64	64	64	64	64
$\Delta U_z/U_h$	-14%	-3%	-3%	-3%	-3%	-3%	-4%	-3%
θ [°]	72.5	27.5	27.1	28.0	28.2	28.1	28.9	27.6
Lim sup [°]	60.0	24.5	31.2	33.9	39.8	45.8	55.8	59.6
Lim inf [°]	347.4	357.0	4.2	5.8	11.6	17.6	26.9	32.1

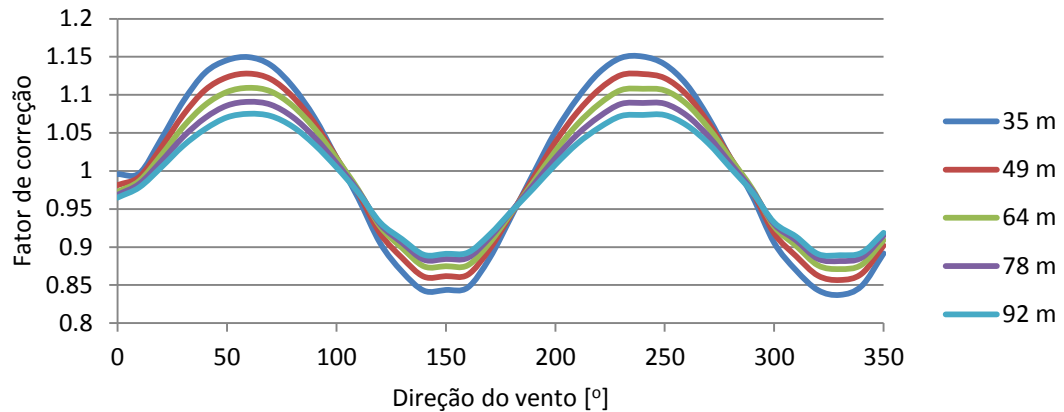
	WT8	WT9	WT10	WT11	WT12	WT13	WT24
x [m]	1795	473	633	876	800	952	3066
Direção [°]	51.23	28.24	45.18	58.38	83.98	99.58	139.44
D [m]	71	71	71	71	71	82	82
H [m]	64	64	64	64	64	78	78
$\Delta U_z/U_h$	-3%	-12%	-9%	-7%	-8%	-8%	-2%
θ [°]	28.2	46.0	40.3	35.3	36.5	36.1	25.9
Lim sup [°]	65.3	51.3	65.3	76.0	102.2	117.6	152.4
Lim inf [°]	37.1	5.2	25.0	40.8	65.7	81.5	126.5

Rosas da componente vertical da velocidade



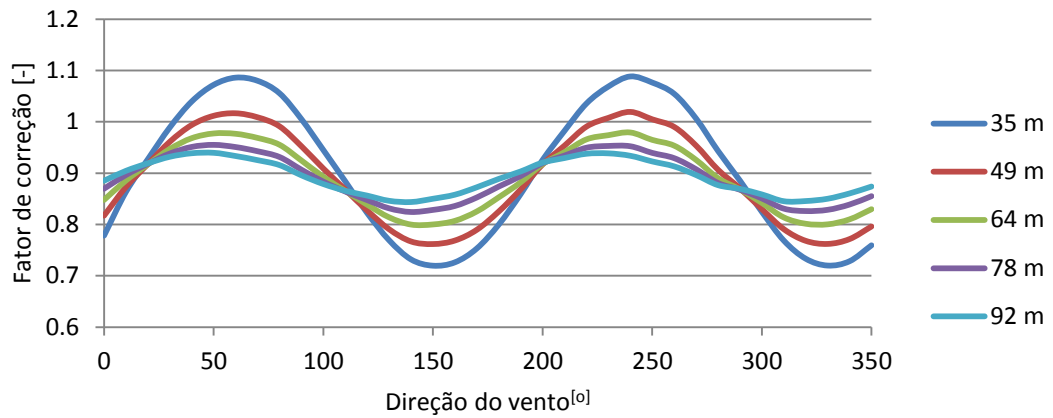
Rosa da componente vertical da velocidade do vento ao longo das alturas medidas pelo LIDAR por ordem crescente (35 m, 49 m, 64 m, 78 m, 92 m)

Fatores de correção WAsP Engineering PORT533



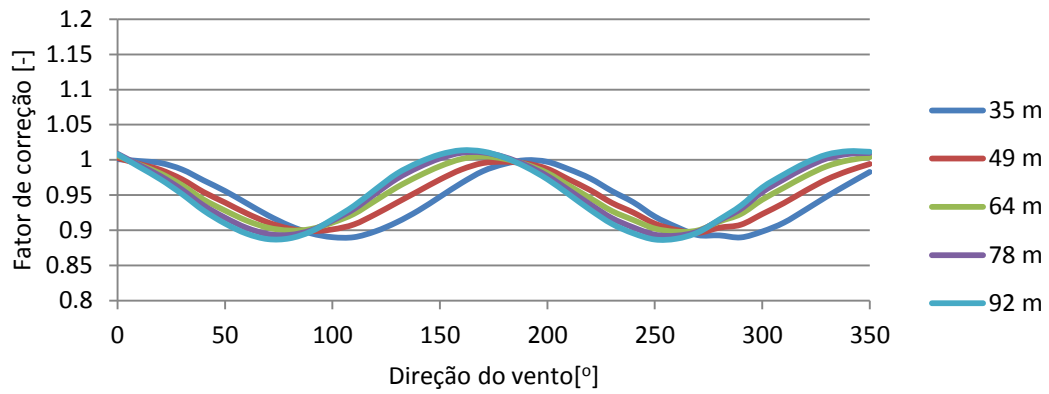
Direção [°]	35 m	49 m	64 m	78 m	92 m
0	0.9957842	0.9814099	0.9725278	0.9686281	0.9649752
10	0.9970502	0.9923946	0.9871574	0.9832368	0.9785837
20	1.0421292	1.031021	1.020912	1.0127691	1.0048943
30	1.0914796	1.0735646	1.057934	1.0448544	1.0331357
40	1.1291278	1.106364	1.0867369	1.069737	1.0550458
50	1.1455328	1.1231253	1.1038345	1.0859247	1.0704115
60	1.1495447	1.1279409	1.1092546	1.0908777	1.075123
70	1.1390833	1.1206907	1.1044848	1.0870981	1.0722159
80	1.1109455	1.0977028	1.0856329	1.0708569	1.0582649
90	1.0701023	1.0629014	1.0557548	1.0443895	1.0346027
100	1.0174426	1.0177546	1.0168379	1.010454	1.004844
110	0.9639826	0.9707919	0.9751816	0.9733912	0.9714995
120	0.9050755	0.9177692	0.9269713	0.9299966	0.9321982
130	0.8676927	0.8857699	0.8988244	0.9055635	0.9103159
140	0.842624	0.8610672	0.8745952	0.8833559	0.8897917
150	0.8436306	0.8617906	0.8748338	0.884336	0.891131
160	0.8467617	0.8635293	0.8759485	0.8857845	0.8926404
170	0.8855252	0.8973738	0.9055423	0.9123005	0.9163606
180	0.9407045	0.9439994	0.9453878	0.9470645	0.9470146
190	0.9967234	0.9911146	0.9854823	0.9815536	0.9770744
200	1.0513836	1.0379366	1.02607	1.0168146	1.0081435
210	1.0951411	1.0769173	1.0610619	1.0477806	1.0358576
220	1.1292889	1.1069558	1.0878959	1.0713004	1.0568649
230	1.1486498	1.1259128	1.1062676	1.0880147	1.0721816
240	1.1503465	1.1273792	1.1079664	1.0893547	1.0736211
250	1.1401962	1.1220114	1.1058432	1.0884109	1.0734569
260	1.1135966	1.100296	1.088068	1.0730354	1.060114
270	1.0700172	1.0631382	1.0563809	1.0454291	1.0360568
280	1.0167954	1.017281	1.0164197	1.0099587	1.0042385
290	0.966995	0.9728294	0.9765042	0.9742764	0.9721713
300	0.9054942	0.9179008	0.927071	0.9301006	0.9322496
310	0.8694354	0.8881027	0.9016999	0.9087881	0.9137436
320	0.8433731	0.8624295	0.8759604	0.8845715	0.8908744
330	0.8371095	0.8566604	0.8710343	0.8815988	0.8892629
340	0.8489045	0.8649992	0.8767578	0.8860671	0.8924988
350	0.8916086	0.9019545	0.909058	0.9151595	0.9187384

WT11



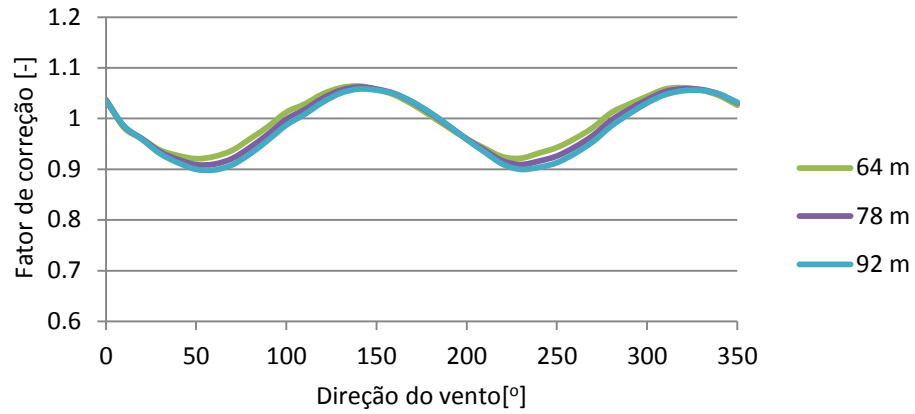
Direção [°]	35 m	49 m	64 m	78 m	92 m
0	0.7782292	0.8171109	0.8477632	0.869634	0.885169
10	0.8635176	0.8730731	0.8856274	0.8963391	0.9044098
20	0.9271246	0.9176765	0.9170123	0.9181653	0.9191569
30	0.9890631	0.9610691	0.9470181	0.938136	0.9318234
40	1.0395678	0.9937997	0.9680529	0.9509949	0.9386712
50	1.071981	1.0116658	0.9772628	0.9550057	0.9395121
60	1.0859735	1.0165652	0.9765949	0.9507403	0.9332542
70	1.0798499	1.0087503	0.9685646	0.9425568	0.9252398
80	1.0556303	0.9911727	0.9552571	0.9314217	0.9156029
90	1.0051957	0.9524109	0.9245987	0.9066666	0.895686
100	0.9450431	0.9088809	0.892842	0.8833459	0.8787235
110	0.8839374	0.8679756	0.8652293	0.8641555	0.8655095
120	0.8222746	0.8271556	0.8384995	0.8474944	0.8561289
130	0.769175	0.7906286	0.8138399	0.8313433	0.8460095
140	0.7318204	0.7667825	0.7997539	0.8242528	0.8436455
150	0.7196266	0.7617457	0.7999517	0.8283005	0.850008
160	0.7261402	0.768601	0.8069612	0.8359455	0.8579377
170	0.7531346	0.7895878	0.8252882	0.852496	0.8723478
180	0.7996488	0.8251182	0.852763	0.8737837	0.8886654
190	0.8591341	0.8681772	0.8820824	0.8942057	0.9031755
200	0.9256222	0.9168503	0.9175654	0.9194107	0.9204263
210	0.9823208	0.9535054	0.9407924	0.9340848	0.929342
220	1.0355085	0.9905055	0.965685	0.9494269	0.9377153
230	1.0686261	1.0076264	0.973876	0.9528745	0.938455
240	1.0882603	1.019196	0.9791069	0.9522945	0.9337633
250	1.0764208	1.0047958	0.9647256	0.9393534	0.9227367
260	1.0545246	0.9900208	0.9535047	0.9290997	0.9130899
270	1.0063399	0.9536099	0.9257502	0.9075644	0.8962259
280	0.9432658	0.906599	0.8901267	0.8807154	0.8765438
290	0.8854386	0.8702898	0.8682035	0.867639	0.8692553
300	0.8246241	0.8299499	0.8419113	0.850656	0.8584267
310	0.7686357	0.7908304	0.8136874	0.8307822	0.8452243
320	0.7332074	0.768074	0.8013124	0.8260516	0.8455279
330	0.7198854	0.7620323	0.8001756	0.8284329	0.8500241
340	0.7283002	0.7714089	0.8098932	0.8387164	0.860366
350	0.7593096	0.7960096	0.8296384	0.8550436	0.8738236

WT12



Direção [°]	35 m	49 m	64 m	78 m	92 m
0	1.0012105	1.0026969	1.006198	1.0087486	1.0081594
10	0.9985116	0.9943393	0.993381	0.9928505	0.9902892
20	0.9956849	0.985944	0.9808196	0.9771001	0.9724537
30	0.9864706	0.9725266	0.9641965	0.9578131	0.9515339
40	0.9710682	0.9544744	0.9438637	0.935497	0.928265
50	0.9559511	0.9395146	0.9281365	0.9180737	0.9097204
60	0.9385939	0.9242281	0.9139206	0.9036765	0.8954063
70	0.9213582	0.9112641	0.9038424	0.8947547	0.8875539
80	0.9066771	0.9024923	0.8997462	0.8935616	0.8886459
90	0.8958286	0.8989013	0.9019543	0.8999609	0.898381
100	0.8903125	0.901372	0.911063	0.913901	0.9156819
110	0.8903386	0.9084286	0.9234407	0.930296	0.934837
120	0.8986521	0.9229401	0.9422764	0.9521301	0.9581846
130	0.9116464	0.9393906	0.9612038	0.9734034	0.9806532
140	0.9281859	0.9557922	0.9772031	0.9895101	0.996285
150	0.947621	0.972168	0.9910584	1.0022052	1.0077923
160	0.9671754	0.9864116	1.0013934	1.0101404	1.0136672
170	0.9840962	0.995559	1.0050924	1.0106886	1.0119987
180	0.9943263	0.9974558	1.0015816	1.0041237	1.0035077
190	0.9996723	0.9949383	0.9935532	0.992701	0.9900194
200	0.9973215	0.9874204	0.9815837	0.9773927	0.972615
210	0.9867985	0.9723446	0.9636069	0.9571894	0.9511152
220	0.9737053	0.9570551	0.9457234	0.9367073	0.9290365
230	0.9558637	0.939133	0.9275472	0.917496	0.9092667
240	0.9399	0.9253264	0.9147384	0.9042376	0.8957885
250	0.9196456	0.9096197	0.9025487	0.89389	0.8870136
260	0.9049798	0.9006362	0.8981301	0.8924831	0.8881433
270	0.8933099	0.8964592	0.8999643	0.8983469	0.8969792
280	0.8928865	0.9038118	0.9125502	0.9143427	0.9154001
290	0.8900253	0.9080193	0.9231862	0.9303061	0.9350812
300	0.8983759	0.9232201	0.9436216	0.9543723	0.9608955
310	0.9109277	0.9386892	0.9604697	0.9723722	0.9792719
320	0.9290865	0.9562118	0.976997	0.9889264	0.9955592
330	0.9480295	0.972341	0.9910312	1.0020652	1.0076027
340	0.9658134	0.9845813	0.9994693	1.0085144	1.0124183
350	0.9829836	0.9943084	1.0039227	1.0099202	1.0116035

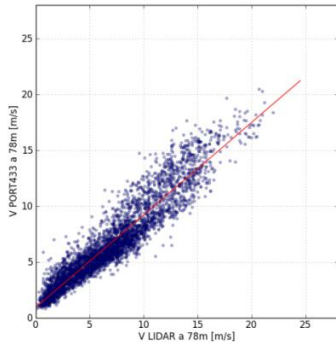
WT13



Direção [°]	64 m	78 m	92 m
0	1.0368326	1.0366761	1.0347251
10	0.9818993	0.9849454	0.9855509
20	0.9603275	0.960183	0.9587912
30	0.9378176	0.934438	0.9309149
40	0.9270334	0.9192873	0.912734
50	0.9208562	0.9091698	0.8999346
60	0.9252001	0.9102068	0.8986668
70	0.9374369	0.9212494	0.9087885
80	0.9603614	0.9435042	0.930545
90	0.9846205	0.9697633	0.957952
100	1.0126798	0.9986568	0.9871246
110	1.0282548	1.0173441	1.0080853
120	1.0482449	1.0396775	1.0317031
130	1.0605708	1.055713	1.0498609
140	1.0641461	1.0621452	1.0581607
150	1.0575727	1.0581453	1.0560302
160	1.0464715	1.0493277	1.0489097
170	1.0278394	1.0320958	1.032891
180	1.0054149	1.0100233	1.0113423
190	0.9820717	0.9854303	0.9862595
200	0.9598632	0.9598809	0.9586844
210	0.9413867	0.9375165	0.9337671
220	0.9244843	0.916514	0.9099636
230	0.9218251	0.9094983	0.89983
240	0.9319626	0.916084	0.9038231
250	0.9429904	0.9261372	0.9130494
260	0.9606093	0.944016	0.931246
270	0.9822817	0.9666891	0.9544643
280	1.0113318	0.996524	0.9847491
290	1.0283813	1.0179487	1.0089478
300	1.0437416	1.0371979	1.0306058
310	1.0580682	1.0529564	1.0470384
320	1.0608129	1.0586257	1.0547343
330	1.0561343	1.0571936	1.0555095
340	1.0451576	1.0483543	1.0482172
350	1.0262809	1.0308961	1.0320314

Filtros LIDAR (78 m) – PORT433 (78 m) Amostra Inicial: 4152

Filtro 1



Reg. Linear

m	b	r ²
0,8286	0,9360	0,8849

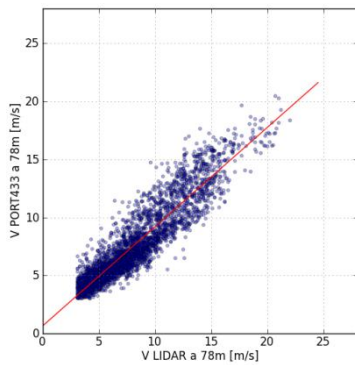
Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
-	-	-

FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
-	-	-

F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	100.0%

Filtro 2



Reg. Linear

m	b	r ²
0,8559	0,6538	0,854

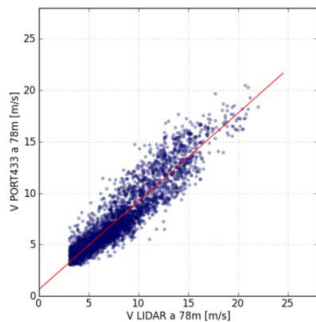
Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	-

FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
-	-	-

F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	77.5%

Filtro 3



Reg. Linear

m	b	r ²
0,8579	0,6469	0,844

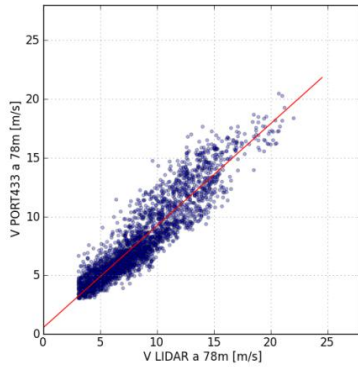
Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	-

FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
120	-	-

F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	75.6%

Filtro 4



Reg. Linear

m	b	r ²
0,8688	0,5420	0,852

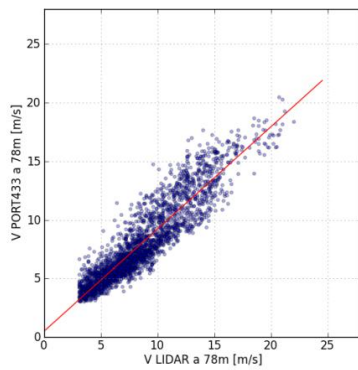
Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0.15

FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
120	-	-

F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	68,1%

Filtro 5



Reg. Linear

m	b	r ²
0,8733	0,5067	0,849

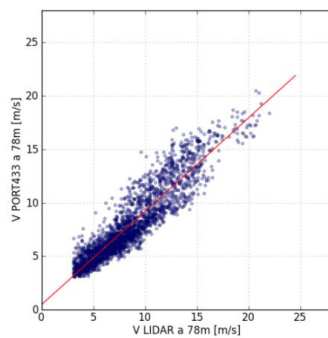
Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0.15

FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
120	0,2	-

F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	63,2%

Filtro 6



Reg. Linear

m	b	r ²
0,8742	0,4807	0,852

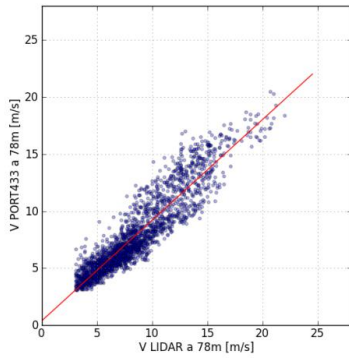
Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0.15

FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
120	0,2	0,05

F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	59,71%

Filtro 7



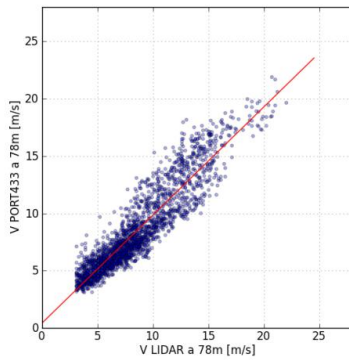
Reg. Linear

m	b	r ²
0,8831	0,3866	0,858

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0.15
FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
120	0,2	0,05
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
5	500	52,68%

Filtro 7 c/ WAsP Eng.



Reg. Linear

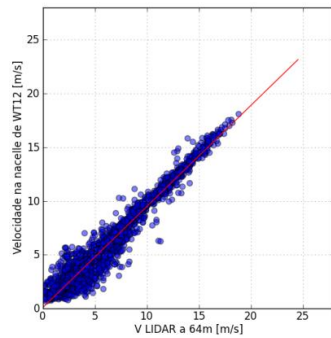
m	b	r ²
0,9441	0,4293	0,857

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0.15
FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
120	0,2	0,05
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
5	500	52,68%

Filtros LIDAR (64 m) – WT12 (64 m) Amostra Inicial: 3857

Filtro 1 s/ WAsP Eng.



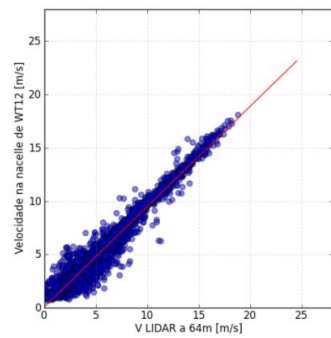
Reg. Linear

m	b	r ²
0,9964	0,1275	0,952

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
-	-	-
FP	B.Scatter	Var. Espacial
-	-	-
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	100.0%

Filtro 1



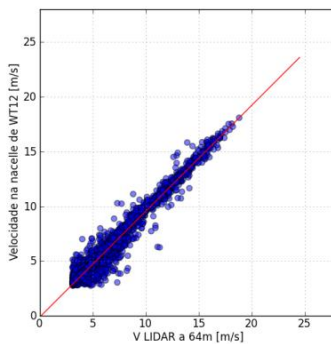
Reg. Linear

m	b	r ²
0,9413	0,0941	0,952

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
-	-	-
FP	B.Scatter	Var. Espacial
-	-	-
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	100.0%

Filtro 2



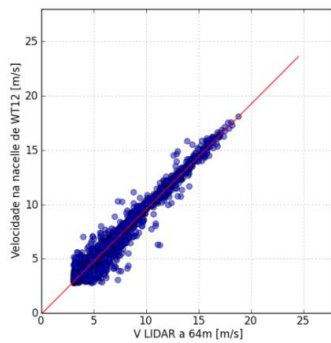
Reg. Linear

m	b	r ²
0,9681	-0.1158	0,956

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	-
FP	B.Scatter	Var. Espacial
-	-	-
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	66,37%

Filtro 3



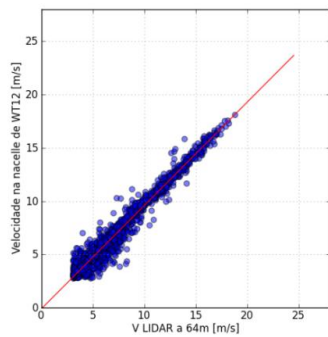
Reg. Linear

m	b	r ²
0,9675	-0,0982	0,957

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	-
FP	B.Scatter	Var. Espacial
120	-	-
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	64,3%

Filtro 4



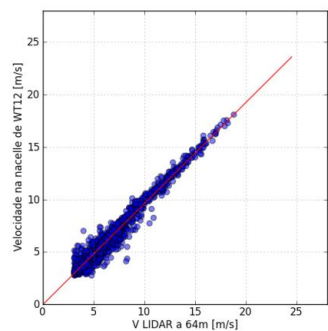
Reg. Linear

m	b	r ²
0,9701	-0,0919	0,963

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0.15
FP	B.Scatter	Var. Espacial
120	-	-
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	55,85%

Filtro 5



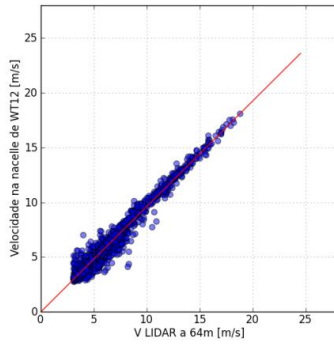
Reg. Linear

m	b	r ²
0,9646	-0,0288	0,960

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0.1
FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
120	0,2	-
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	37,72%

Filtro 6



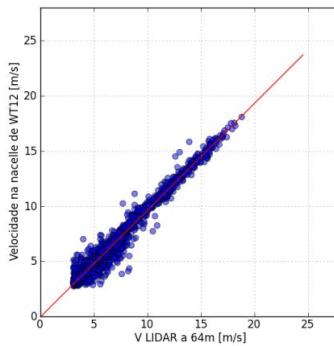
Reg. Linear

m	b	r ²
0,9645	-0,0161	0,962

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0,1
FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
140	0,2	0,05
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	35,60%

Filtro 7



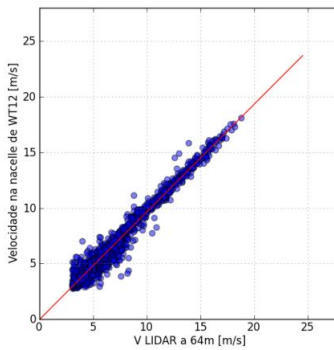
Reg. Linear

m	b	r ²
0,9645	-0,0161	0,962

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0,12
FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
140	0,2	0,05
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
5	500	44,26%

Filtro 8



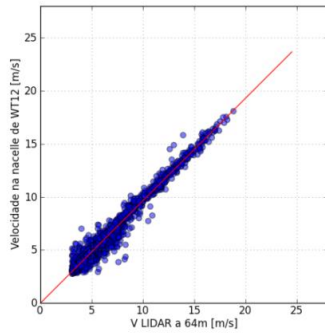
Reg. Linear

m	b	r ²
0,0691	-0,0404	0,966

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0,12
FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
140	0,17	-
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	41,72%

Filtro 9



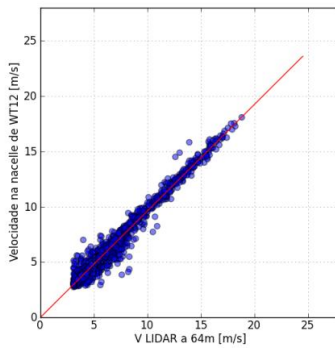
Reg. Linear

m	b	r ²
0,9681	-0,0285	0,966

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0.12
FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
140	0,17	0,05
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	40,34%

Filtro 10



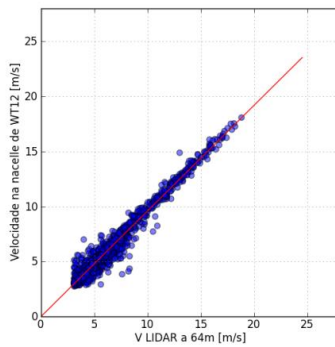
Reg. Linear

m	b	r ²
0,9643	0,0143	0,966

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0.12
FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
140	0,17	0,05
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
15	500	37,36%

Filtro 11



Reg. Linear

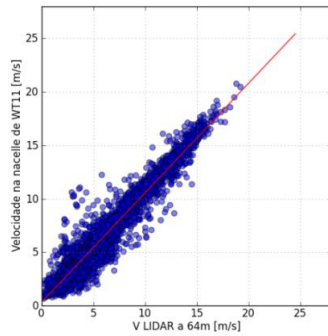
m	b	r ²
0,9606	0,0060	0,963

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0,12
FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
140	0,17	0,05
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
15	500	34,79%

Análise WT11

Filtro 1 s/ WAsP Eng.



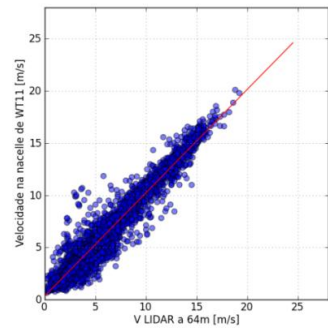
Reg. Linear

m	b	r^2
1,0252	0,3272	0,9311

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
-	-	-
FP	B.Scatter	Var. Espacial
-	-	-
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	100.0%

Filtro 1



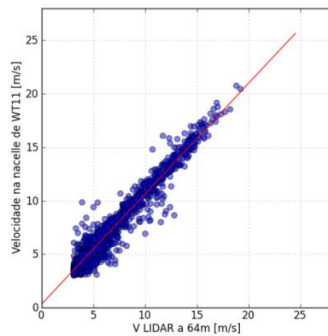
Reg. Linear

m	b	r^2
0,9912	0,3369	0,9311

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
-	-	-
FP	B.Scatter	Var. Espacial
-	-	-
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	100.0%

Filtro 11



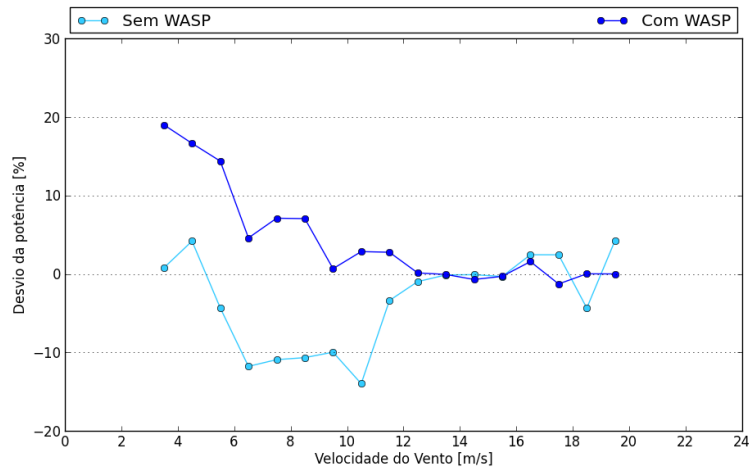
Reg. Linear

m	b	r^2
0,9992	0,3504	0,9423

Filtros

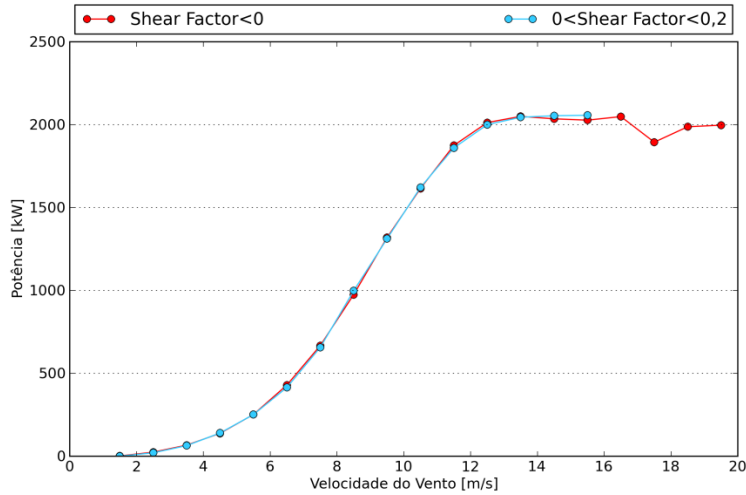
Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0,12
FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
140	0,17	0,05
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
15	500	34,04%

Análise WASP

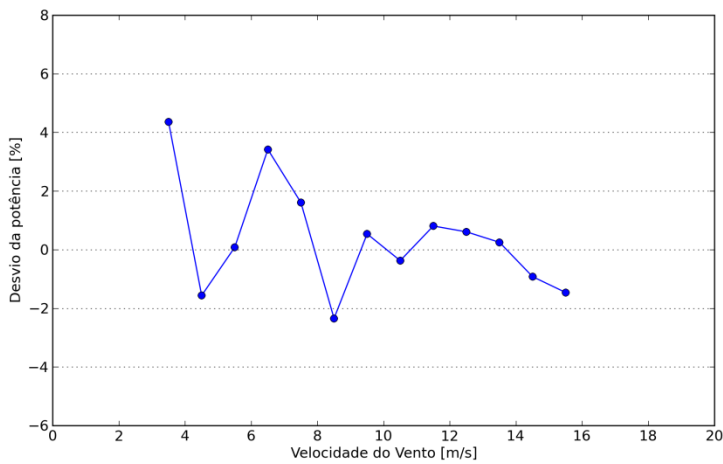


Desvio da potência média a cada velocidade relativamente a velocidade na nacelle

Análise shear factor



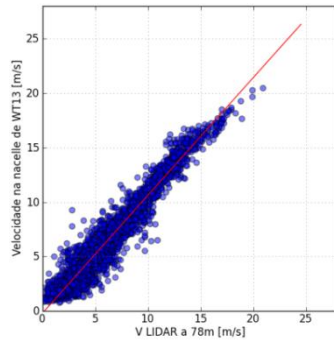
Curva de potência para as duas amostras



Diferença das potências médias entre as duas amostras

Análise WT13

Filtro 1 s/ WAsP Eng.



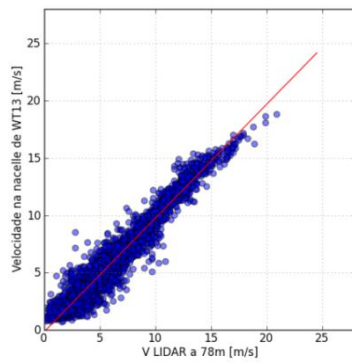
Reg. Linear

m	b	r^2
1,825	-0,1885	0,9449

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
-	-	-
FP	B.Scatter	Var. Espacial
-	-	-
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	100.0%

Filtro 1



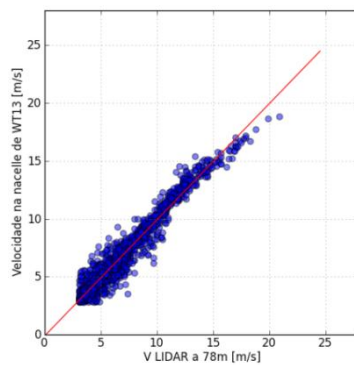
Reg. Linear

m	b	r^2
0,9934	-0,1589	0,9444

Filtros

Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
-	-	-
FP	B.Scatter	Var. Espacial
-	-	-
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
-	-	100.0%

Filtro 11



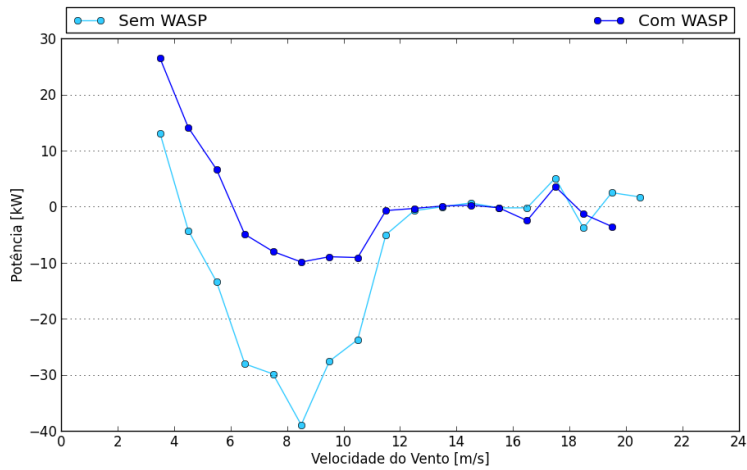
Reg. Linear

m	b	r^2
1,0042	-0,1098	0,9493

Filtros

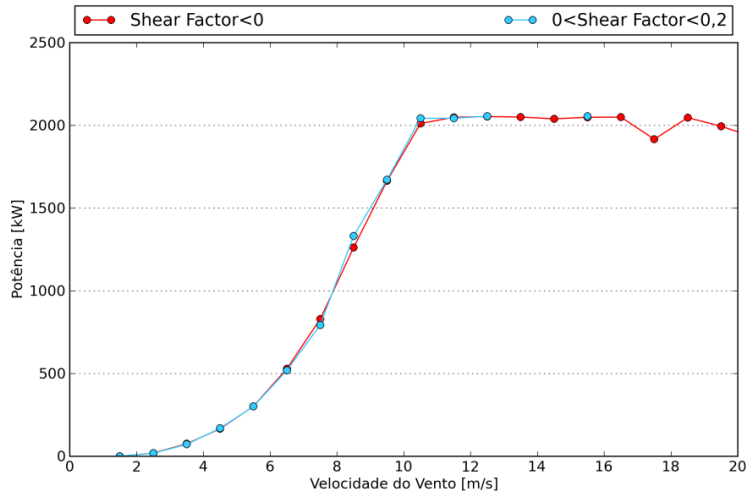
Chuva	Vmin [m/s]	IT [%]
0	3	0,12
FP	B.Scatter max.	Var. Espacial max.
140	0,17	0,05
F. de Escala min.	F. de Escala max.	% Amostra
15	500	38,51%

Análise WASP

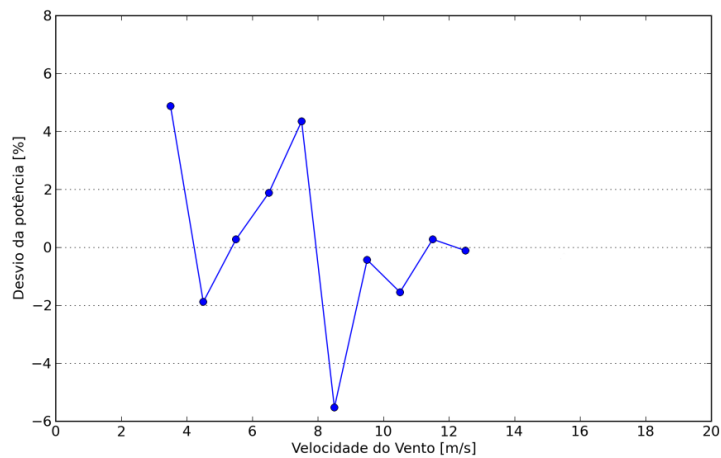


Desvio da potência média a cada velocidade relativamente a velocidade na nacelle

Análise shear factor



Curva de potência para as duas amostras



Diferença das potências médias entre as duas amostras

