

Construção, Desenvolvimento e Otimização de Concentrador e Difusor para Turbina Eólica

Jorge Alexandre Rente Paulo

Relatório Final do Trabalho de Projeto apresentado à
Escola Superior de Tecnologia e de Gestão
Instituto Politécnico de Bragança

para obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Industrial
Ramo de Engenharia Eletrotécnica

Julho de 2013

Construção, Desenvolvimento e Otimização de Concentrador e Difusor para Turbina Eólica

Jorge Alexandre Rente Paulo

Relatório Final do Trabalho de Projeto apresentado à
Escola Superior de Tecnologia e de Gestão
Instituto Politécnico de Bragança

para obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Industrial
Ramo de Engenharia Eletrotécnica

Orientadores:
Professor Doutor Luís Frólén Ribeiro
Professor Doutor Valdemar Garcia

Julho de 2013

Dedicatória

À fundação Casa de Trabalho.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer a todas as pessoas que estiveram presentes e que me apoiaram. Um agradecimento especial:

ao Professor Doutor Luís Frólén Ribeiro pela orientação e ensinamentos concedidos ao longo do desenvolvimento deste projeto, assim como a dedicação e o incentivo;

ao Professor Doutor Valdemar Garcia pela orientação, pelos conhecimentos transmitidos, pela dedicação e paciência na elaboração de todo o relatório;

ao grande companheiro de trabalho Duarte Freitas, pelos conhecimentos, pela companhia e sobretudo pela amizade que construímos ao longo destes últimos anos;

aos técnicos de laboratório da ESTiG, pela ajuda prestada e pela disponibilidade;

ao Professor Doutor Miguel Paula pelos conhecimentos transmitidos, pela sua amizade e pela sua disponibilidade;

ao Professor Doutor Vicente Leite pelos conhecimentos transmitidos e pela sua disponibilidade;

à ESTiG pelo material financiado e pelas facilidades concedidas para a realização deste projeto;

aos meus pais e irmãos, pelo incentivo, paciência e pela ajuda concedida;

à fundação Casa de Trabalho, pelo o apoio, pela motivação e pela educação nos 19 anos que estive acolhido, o que me permitiu acabar mais uma etapa do meu percurso.

Resumo

O objetivo principal deste trabalho consistiu na construção, desenvolvimento e otimização de um dispositivo de captação e aceleração do vento para aumentar a potência numa turbina eólica.

Efetou-se um estudo numérico e experimental com turbinas eólicas de eixo horizontal usando-se apenas turbinas e sistemas constituídos pelo conjunto turbina e dispositivo de captação e aceleração do vento. O dispositivo usado foi do tipo concentrador-difusor, C-D. O trabalho desenvolveu-se em 3 etapas: primeiro foram efetuadas simulações numéricas, seguidas por experiências com um modelo reduzido de turbina em túnel de vento e por fim concluídas em experiências de campo.

As turbinas usadas neste estudo eram constituídas por 6 pás, sendo o diâmetro de 0.108 m na turbina usada nas simulações e no túnel de vento e de 0.91 m nas experiências de campo. Nas simulações numéricas e nos ensaios no túnel de vento a velocidade de aproximação do vento variou entre 5.7 e os 10 m/s.

Com base nas simulações foram construídos dois modelos de C-D. Os resultados obtidos, quer nas simulações numéricas, quer nas experiências em túnel de vento, mostraram que a potência extraída foi sempre superior quando se utilizou o sistema turbina e C-D.

Das simulações numéricas verificou-se um aumento máximo da velocidade do vento junto da turbina de 21% sendo o aumento médio de 15%. O aumento máximo na potência foi de 112% e o médio foi de 71%.

Nos ensaios efetuados no túnel de vento verificaram-se aumentos na potência elétrica extraída para os dois dispositivos construídos: aumento máximo da potência foi de 153% para um aumento médio de 107%. No C-D 2 os aumentos foram de 187% e 124%, respetivamente. Nas experiências de campo foram apenas obtidos resultados preliminares da potência em função da velocidade do vento.

Palavras-chave: Turbina eólica de eixo horizontal, concentrador-difusor

Abstract

The main objective of this thesis was the construction, development and optimization of wind acceleration device to increase the output power of a wind turbine. Numerical and experimental studies of horizontal axis wind turbine were conducted without and with the acceleration device.

The device was a concentrator-diffuser (C-D). The work was developed in three stages: firstly numerical simulations were performed, followed by wind tunnel measurements of a scaled model turbine in the wind tunnel and finally field experiments were carried out.

A 6 bladed wind turbine was used in this study: 0.108 m the diameter for the wind tunnel and 0.91 m in field experiments. The flow field velocity ranged from 5.7 and 10 m/s for the numerical simulations and for the experimental set-up.

Numerical simulations yield information on a single turbine and with the turbine equipped with C-D and allowed to build 2 optimized C-Ds, latter installed in the wind tunnel. The power output results with the C-D were always larger with de C-D devise.

For the numerical simulations the maximum, wind velocity increase was 21%, while the average increase was 15% when comparing to the no C-D case. The increase in maximum power was 112% and the average increase was 71%. The wind tunnel showed an increase in the electric power output for both devices built: for C-D 1 the increase of maximum power was 153% and the average increase of 107%; for C-D 2 the increase was 187% and 124%, respectively.

Only preliminary results of the wind turbine power curve were obtained in the field experiments.

Keywords: Horizontal axis wind turbine, concentrator-diffuser

Conteúdo

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xv
Lista de Abreviaturas	xvii
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos	1
1.2 Enquadramento	1
1.2.1 Implantação da tecnologia eólica no mundo	2
1.3 Estrutura	5
2 TEORIA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.1 Energia eólica	7
2.2 Teoria da energia eólica	10
2.3 Dispositivos de captação e aceleração do vento	15
2.3.1 Aspectos diferenciadores	20
3 MATERIAIS E MÉTODOS	21
3.1 Simulações numéricas	22
3.2 Ensaio no túnel de vento	25
3.3 Experiências de campo	29
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	35
4.1 Simulações numéricas	35
4.1.1 Velocidade média do vento junto da turbina	37
4.1.2 Resultados da potência	40
4.2 Ensaio no túnel de vento	41
4.3 Experiências de campo	45

5 CONCLUSÕES	47
5.1 Conclusões	47
5.2 Trabalhos futuros	48
Bibliografia	49
Anexos	55
A Dimensionamento do poste	55
B Calibração do túnel de vento	59

Lista de Figuras

1.2.1	Potência eólica instalada acumulada por ano no mundo [1].	3
1.2.2	Potência eólica instalada acumulada na Europa [1].	3
2.1.1	Representação esquemática de turbinas de eixo horizontal: (a) barlavento; (b) sotavento. Adaptado de [2].	8
2.1.2	Representação esquemática de três turbinas de eixo vertical: (a) <i>darrieus</i> ; (b) <i>savonius</i> ; (c) <i>giromill</i> . Adaptado de [3].	8
2.2.1	Esquema de análise do comportamento do vento numa tur- bina: (a) escoamento do vento; (b) distribuição de veloci- dade; (c) distribuição de pressão. Adaptado de [4].	11
2.2.2	Cp em função TSR. Adaptado de [3].	13
2.2.3	Exemplo de um perfil de pá, modelo NACA 63-215 [5].	14
2.2.4	Representação 2D do perfil NACA 8311 com as respectivas incógnitas de dimensionamento.	15
2.3.1	Representação esquemática de vários sistemas para captar e acelerar o vento: (a) concentrador; (b) tubo cilíndrico; (c) difusor. Adaptado de [6].	16
2.3.2	Modelo 3D de dispositivo com turbina [7].	16
2.3.3	Modelos de campo, turbina e dispositivo com turbina. Adap- tado de [8].	17
2.3.4	Modelos de campo, turbina e dispositivo com turbina em testes. Adaptado de [9].	17
2.3.5	Modelo de campo, turbina e difusor [10].	18
2.3.6	Modelo de estudo, turbina e C-D [11].	18
2.3.7	Modelo de estudo, C-D [12].	19
2.3.8	Sistema de captação e aceleração da torre <i>Bahrain World Trade Center</i> [13].	19

2.3.9 Representação esquemática de um sistema constituído por turbina, WT, e concentrador-difusor, C-D.	20
3.0.1 (a) Turbina Rutland 913; (b) gerador elétrico.	22
3.1.1 Distribuição da velocidade do vento em redor do perfil NACA 8311, vista 2D.	22
3.1.2 Representação 3D do modelo de WT dimensionada.	23
3.1.3 Dispositivo C-D: (a) representação esquemática com a respetiva legenda; (b) vista de corte 3D.	24
3.1.4 Malha em 3D utilizada nas simulações.	24
3.1.5 Volume do cilindro junto à WT utilizado nas simulações para obter U_m	25
3.2.1 Túnel de vento usado nos ensaios.	25
3.2.2 Tubo de Pitot para medição da velocidade do vento.	26
3.2.3 Calibração do túnel de vento: velocidade do ar em função da frequência do ventilador.	26
3.2.4 Sequência de algumas fases da maquinagem e do acabamento das pás.	27
3.2.5 Turbina eólica utilizada nas experiências no túnel de vento.	27
3.2.6 Algumas etapas da construção dos C-D.	28
3.2.7 C-D 1 utilizado nas experiências no túnel de vento.	28
3.3.1 Representação 3D das partes do poste: (a) sapata; (b) união dos tubos; (c) fixação da turbina.	30
3.3.2 Fases de construção inicial do poste: (a) furação das várias chapas; (b) fases de limpeza dos tubos e soldagem das chapas aos tubos; (c) pintura dos tubos e acessórios.	30
3.3.3 Fases da instalação da turbina e do poste no terreno da Quinta do Poulão: (a) fixação da sapata; (b) fixação da turbina e dos sensores; (c) fixação de um tubo auxiliar para erguer o poste.	31
3.3.4 Turbina e poste fixos no campo: (a) turbina e sensores; (b) sistema global instalado.	31
3.3.5 Sensores para análise do vento: (a) sensor de velocidade; (b) sensor de direção.	32

3.3.6	Representação esquemática do diagrama do circuito de controle da potência fornecida à carga. Adaptado de [14].	33
3.3.7	Visualização da carga fixa ao poste, utilizada para dissipar a energia elétrica.	33
3.3.8	Sistema de aquisição de dados e sistema de controle de potência: (a) representação esquemática do circuito; (b) placa impressa com os componentes integrados.	34
4.1.1	Distribuição de velocidades do vento em redor da turbina: (a) vista corte-trás; (b) vista corte lateral.	37
4.1.2	Distribuição de velocidades do vento em redor do sistema turbina e C-D 1: (a) vista corte-trás; (b) vista corte lateral.	37
4.1.3	Velocidade média adimensional do vento para várias simulações da primeira fase.	38
4.1.4	Velocidade média adimensional do vento em função da velocidade do vento para as várias simulações da segunda fase.	39
4.1.5	Potência adimensional para as várias simulações da primeira fase.	40
4.1.6	Potência adimensional em função da velocidade do vento para as várias simulações da segunda fase.	41
4.2.1	Potência adimensional em função da velocidade do vento para os ensaios da primeira fase no túnel de vento.	42
4.2.2	Potência adimensional em função da velocidade do vento para os ensaios da segunda fase no túnel de vento.	43
4.2.3	Potência em função da velocidade do vento para várias simulações numéricas.	44
4.2.4	Potência em função da velocidade do vento para vários ensaios no túnel de vento.	44
4.3.1	Potência média em função da velocidade do vento das experiências de campo da primeira fase.	46
4.3.2	Potência média em função da velocidade do vento das experiências de campo da segunda fase.	46
A.0.1	Esquema estrutural do caso em estudo.	55

Lista de Tabelas

1.1	Potência acumulada instalada nalguns países da Europa no final de 2012 [1].	4
1.2	Percentagem de energia elétrica total consumida na Europa em 2010, proveniente de energia eólica [15].	4
2.1	Rugosidades típicas de vários tipos de superfícies do solo [16].	9
3.1	Valores dos parâmetros resultantes do dimensionamento da turbina eólica utilizada.	23
4.1	Condições das simulações só com turbina e para sistema turbina e C-D 1 e C-D 2.	36
4.2	Código das simulações e condições geométricas dos C-D. . .	36
4.3	Código e condições experimentais para os ensaios no túnel de vento, quando se utilizou apenas a turbina e quando se utilizou o sistema turbina e C-D 1 e C-D 2.	42

Lista de Abreviaturas

AWEA	American wind energy association
C-D	Concentrador-difusor
CNC	Computer numerical control
MDF	Medium density fiberboard
MPP	Maximum power point
P-O	Perturbação-observação
SD	Secure digital
TSR	Tip speed ratio
WT	Wind turbine / Turbina eólica

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Objetivos

Neste trabalho de projeto de Mestrado em Engenharia Industrial pretende-se projetar, desenvolver e otimizar um dispositivo de captação e aceleração do vento do tipo tubeira convergente-divergente de modo a que, aumentando a velocidade do vento, se possa melhorar a eficiência de turbinas eólicas de pequenas dimensões.

1.2 Enquadramento

O aumento do consumo de energia a nível nacional e mundial, ligado aos constantes aumentos na fatura energética e aos problemas ambientais associados à produção e utilização da energia de origem fóssil e nuclear, tem conduzido a um aumento exponencial da procura de energia a partir de fontes renováveis e pouco poluentes. Enquadra-se aqui, o aumento da procura da energia eólica, com o aumento da potência instalada em parques eólicos, em simultâneo com o aumento da investigação nesta área, de modo a melhorar a eficiência na produção desta forma de energia.

Este trabalho vem na sequência do projeto de licenciatura em Engenharia de Energias Renováveis desenvolvido pelos alunos Jorge Paulo e Duarte Freitas. Pretende-se cumprir os objetivos a seguir indicados:

- Construção de modelos de turbinas eólicas de eixo horizontal, com 3 ou mais hélices e perfis metálicos (ou de outro material) do tipo de tubo

convergente e divergente para que, quando colocados em turbinas, permitam aumentar a velocidade do vento e assim aumentar a eficiência da turbina.

- Realização de testes de simulação em computador para as turbinas e perfis, recorrendo a programa comercial, com o objetivo de determinar variáveis como velocidades e pressões.

- Teste experimental dos modelos de turbinas e perfis, no túnel de vento existente no Laboratório de Mecânica de Fluidos e Hidráulica, obtendo-se valores de variáveis também obtidas na simulação em computador e outros parâmetros, como a tensão, corrente e a velocidade angular.

- Construção de turbina eólica e perfil, numa escala maior, semelhante à turbina testada em modelo reduzido e realização de testes experimentais. Neste relatório apresentam-se resultados preliminares obtidos apenas com a turbina. No futuro imediato serão realizadas experiências também com o dispositivo convergente-divergente de modo a obter resultados passíveis de ser comparados com os já obtidos nas simulações e nas experiências efetuadas em túnel de vento com o modelo reduzido de turbina e concentrador-difusor.

Este trabalho foi apresentado na conferência “*Windpower conference & exhibition 2013*” realizado pela Associação de Energia Eólica da América (AWEA), que decorreu entre o dia 5 e 8 de Maio em Chicago, tendo sido apresentado em formato de poster e artigo [17].

1.2.1 Implantação da tecnologia eólica no mundo

Atendendo aos vários problemas associados à energia de origem fóssil, como o petróleo, como sejam o preço, a escassez e a poluição, os países voltam-se cada vez mais para fontes de energias renováveis e não poluentes. Destas, a energia proveniente do vento, energia eólica, é das que tem tido um aumento mais acentuado nos últimos anos.

A potência eólica total instalada acumulada no mundo no final de 2012 era de 282587 MW, (1135 MW em África e Médio Oriente, 97570 MW na Ásia, 109582 MW na Europa, 3505 MW na América Latina, 67576 MW na América do Norte e 3219 MW na Região do Pacífico) [1].

A potência eólica instalada acumulada a nível mundial tem vindo a subir bastante nos últimos anos. Nos últimos 12 anos passou de 23900 MW para

282587 MW em 2012, como se pode observar na Figura 1.2.1.

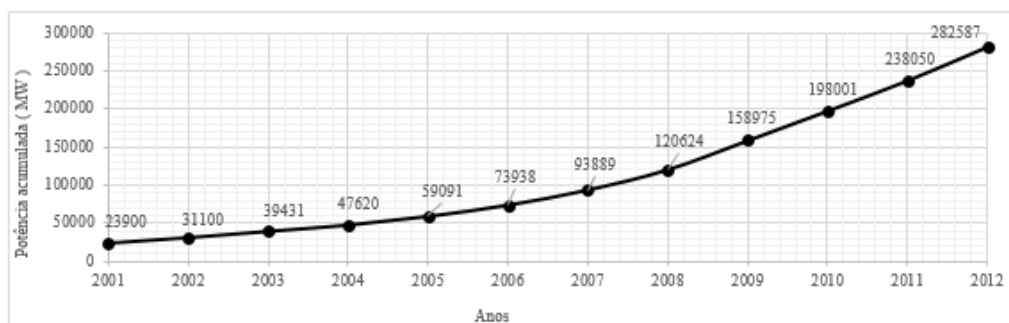


Figura 1.2.1: Potência eólica instalada acumulada por ano no mundo [1].

Na Europa também se tem registado um aumento gradual da potência instalada acumulada, como se pode ver na Figura 1.2.2 para os últimos 12 anos.

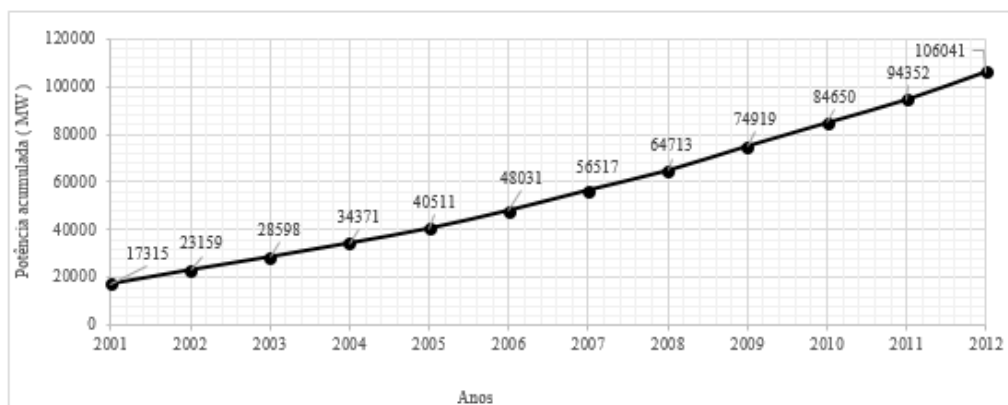


Figura 1.2.2: Potência eólica instalada acumulada na Europa [1].

Na Tabela 1.1 constam os países da Europa que mais têm apostado na energia eólica, tendo Portugal em 2012 uma potência instalada acumulada de 4525 MW [1].

Tabela 1.1: Potência acumulada instalada nalguns países da Europa no final de 2012 [1].

País	Potência acumulada (MW)
Alemanha	31800
Espanha	22796
Reino Unido	8445
Portugal	4525
Dinamarca	4162

A maior parte dos parques eólicos está instalada em terra (em inglês *onshore*). Contudo, dada a maior velocidade do vento, a instalação de parques eólicos no mar (em inglês *offshore*) tem vindo a aumentar a nível mundial. A título de exemplo, em Portugal a velocidade do vento varia entre 3.5 e 4.5 m/s em terra e entre 4.5 e 5.0 m/s no litoral, podendo chegar aos 6 a 7 m/s no mar [18]. A potência instalada acumulada no mar era de 5415 MW no final de 2012 no mundo, tendo Portugal 2 MW instalados [1].

Do total da energia elétrica consumida em Portugal em 2010, 17% era produzida a partir de turbinas eólicas, o que garantia ao nosso país uma posição de destaque na Europa [15], ver Tabela 1.2.

Tabela 1.2: Percentagem de energia elétrica total consumida na Europa em 2010, proveniente de energia eólica [15].

País	Energia Produzida (%)
Dinamarca	27
Portugal	17
Espanha	16
Alemanha	11
Reino Unido	6
França	3

A partir de 2003, Portugal apostou bastante na instalação de parques eólicos. No final desse ano, a potência instalada de energia eólica era de 262 MW, em 2007 era de 2000 MW, em 2009 era de 3400 MW e em 2012 era de 4194 MW [19].

Em termos percentuais, a potência instalada vinda de parques eólicos

atingiu 21% em 2010, 22% em 2011 e 23% em 2012 da potência total instalada a nível nacional, representando 58% da potência total instalada proveniente de fontes renováveis [19]. A produção de eletricidade através deste recurso atingiu 17% em 2010, 18% em 2011 e 20% em 2012 da produção total [19].

1.3 Estrutura

Este relatório está estruturado em 5 capítulos.

No capítulo 1 apresenta-se a introdução, referindo-se os objetivos deste trabalho, o enquadramento e apresenta-se a estrutura do trabalho.

No capítulo 2 apresenta-se a revisão bibliográfica. Neste capítulo refere-se a energia eólica, a teoria da energia eólica e apresenta-se um resumo dos dispositivos de captação e aceleração do vento.

No capítulo 3 referem-se os materiais e métodos. Neste capítulo explicam-se as simulações numéricas, os ensaios no túnel de vento e as experiências de campo.

No capítulo 4 são apresentados os resultados e a sua discussão. Neste capítulo apresentam-se os resultados das simulações numéricas, dos ensaios no túnel de vento e das experiências de campo, velocidade média do vento e da potência. São comparados os resultados das várias fases.

Por fim, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões e indicados os trabalhos futuros.

Capítulo 2

TEORIA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Energia eólica

Segundo os historiadores, já no ano 1700 a.C. tinham surgido as primeiras máquinas eólicas, no Oriente, que utilizavam a energia do vento para irrigação dos campos. Existem registos da utilização de energia eólica no Afeganistão no séc. VIII d.C. [20]. Na idade média eram usados moinhos de vento para moer o cereal e também no bombeamento de água para irrigação [21]. No início do século XX eram usadas turbinas eólicas com 20 pás de baixa velocidade e com um elevado binário para bombear água [21]. Só nos anos 80 do século XX é que se passou a utilizar turbinas eólicas em massa para produção de energia elétrica distribuídas em parques eólicos [22].

O aproveitamento do vento para a produção de energia elétrica é feito por vários tipos de turbinas, dos quais se distinguem dois grupos principais: as de eixo horizontal, as mais comuns, e as de eixo vertical [2, 16, 23].

Nas turbinas de eixo horizontal podem distinguir-se dois tipos conforme a posição do rotor: a barlavento (em inglês *upwind*), quando o rotor está posicionado para o vento de frente e a sotavento (em inglês *downwind*), quando o rotor está posicionado com a parte de trás do rotor para o vento, conforme se ilustra na Figura 2.1.1 [2, 23].

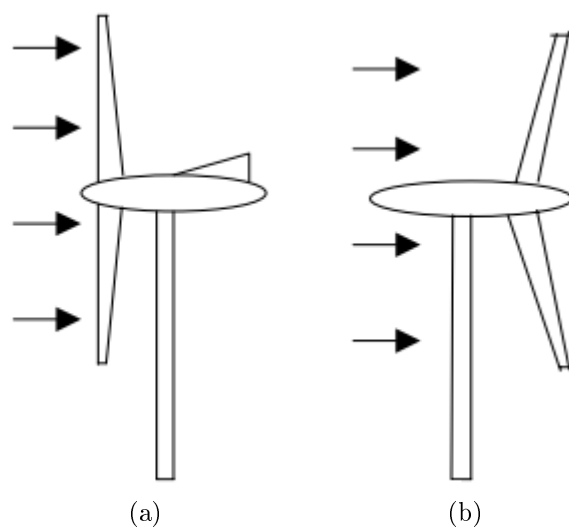


Figura 2.1.1: Representação esquemática de turbinas de eixo horizontal: (a) barlavento; (b) sotavento. Adaptado de [2].

De entre os vários tipos de turbina de eixo vertical apresentam-se na Figura 2.1.2 três das configurações mais comuns: *darrieus*, *savonius* e *giromill* [2, 23].

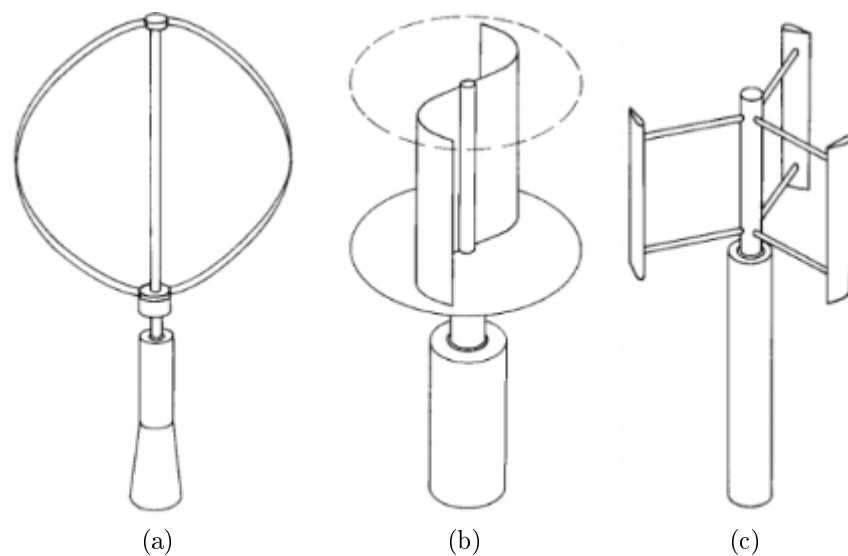


Figura 2.1.2: Representação esquemática de três turbinas de eixo vertical: (a) *darrieus*; (b) *savonius*; (c) *giromill*. Adaptado de [3].

Qualquer tipo de turbina pode ter um número variado de pás acopladas no rotor, estando este número relacionado com vários aspetos, como por

exemplo a sua potência e o local da instalação.

Quanto à potência da turbina distinguem-se três grupos: o primeiro é designado de micro turbinas, até 1 kW de potência [24, 25]; o segundo é designado por pequenas turbinas (em Inglês, *small turbine*), de 1 a 100 kW [4, 24, 26, 27, 28] e por último temos as grandes turbinas (em Inglês, *large turbine*) com mais de 100 kW, normalmente na ordem dos MW [4, 26].

Quanto ao local, as turbinas podem estar instaladas no mar ou na terra. No mar podem estar fixadas no fundo, normalmente perto da costa terrestre, ou podem ser flutuantes, normalmente mais afastadas da costa e amarradas com cabos de aço ao fundo do mar [29]. Na terra podem estar instaladas no meio urbano ou afastadas deste. Como a produção de energia eólica aumenta com o aumento da velocidade do vento, a maioria das grandes turbinas estão instaladas nas montanhas altas, onde a velocidade é mais elevada. Normalmente, as micro e as pequenas turbinas estão instaladas em meios urbanos e também em locais remotos.

Outro fator importante que influencia a velocidade do vento é a rugosidade do solo. Na Tabela 2.1 apresentam-se alguns valores típicos consoante o tipo de superfície [16].

Tabela 2.1: Rugosidades típicas de vários tipos de superfícies do solo [16].

Descrição	Rugosidade (m)
Mar aberto	0.0002
Superfície com lama	0.005
Pasto em terreno aberto	0.03
Terrenos agrícolas de produção baixa	0.1
Terrenos agrícolas de produção alta	0.25
Parques de estacionamento com árvores e arbustos	0.5
Obstáculos regulares (florestas, aldeias, bairros)	1
Centro das grandes cidades	2

Normalmente a velocidade do vento é medida a 10 m do solo [16]. Dado que a maioria das turbinas eólicas não se encontram a esta altura, o potencial eólico, isto é, a velocidade para uma determinada altura calcula-se através da seguinte equação [16]:

$$u_2 = u_1 \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_2-d}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1-d}{Z_0}\right)} \quad (2.1)$$

onde u_2 é a velocidade do vento para uma determinada altura h_2 , u_1 é a velocidade do vento para a altura h_1 conhecida, Z_0 é o valor da rugosidade da superfície (ver Tabela 2.1) e d é o deslocamento da camada limite causado pelo obstáculo, que normalmente é zero [16].

Como nos meios urbanos existe uma maior rugosidade na superfície do solo, esta faz com que haja uma maior turbulência do vento fazendo baixar a sua velocidade [30]. O resultado é verificado numa perda na produção de energia elétrica. Com o objetivo de aumentar a energia elétrica produzida nos meios urbanos, vários autores [31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45] realizaram estudos de novos modelos de turbinas, estudos teóricos, estudos de viabilidade de turbinas nos meios urbanos e estudos de simulações numéricas de vários tipos de turbinas adaptadas para este fim.

No final do ano de 2011 existiam cerca de 730000 pequenas turbinas no mundo, perfazendo um total de 576 MW de potência acumulada instalada [28]. Em 2009 foi registada uma produção 382 GWh com pequenas turbinas em todo o mundo [46].

No final de Março de 2013, Portugal tinha 164 unidades de pequenas turbinas registadas, perfazendo um total de 564 kW de potência total acumulada [47].

O objetivo da nossa investigação coincide nesta temática, dado que se pretende obter um dispositivo que optimize a produção de energia elétrica nos meios urbanos. O dispositivo estudado reduz a turbulência do vento e faz aumentar a sua velocidade, aumentando assim a produção de energia elétrica.

2.2 Teoria da energia eólica

A energia eólica tem como origem a energia solar. O movimento de massas de ar causadas pelas diferenças de temperatura na Terra faz com que haja este potencial [4].

De maneira a quantificar esse potencial, e portanto, a potência da turbina, é necessário conhecer o comportamento de algumas variáveis aerodinâmicas intervenientes no processo, como sejam a velocidade do vento e a pressão em torno da turbina. Na Figura 2.2.1 representa-se esquematicamente a turbina e a corrente de escoamento (a), a distribuição de velocidade

(b) e a distribuição de pressão (c).

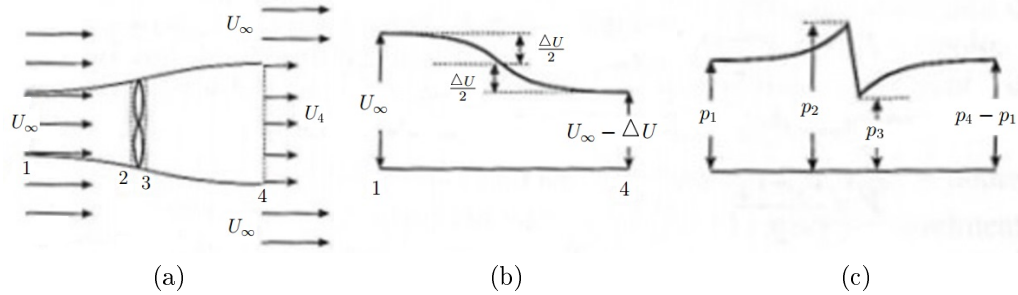


Figura 2.2.1: Esquema de análise do comportamento do vento numa turbina: (a) escoamento do vento; (b) distribuição de velocidade; (c) distribuição de pressão. Adaptado de [4].

Tendo como referência a Figura 2.2.1 e como apresentado em [4], antes do escoamento chegar à turbina, o vento tem velocidade U_∞ e uma pressão p_1 . Junto da turbina, na parte da frente (secção 2), os valores correspondentes são U_2 e p_2 . Quando passa da secção 2 para a 3, o ar sofre uma queda de pressão brusca, passando de p_2 para p_3 , no entanto a velocidade mantém-se, $U_2 = U_3$. A pressão aumenta depois gradualmente até à secção 4, onde $p_4 = p_1$. À medida que a pressão vai aumentando, de p_3 para p_4 , a velocidade do vento vai diminuindo gradualmente, de U_3 a U_4 .

A energia que o turbina eólica (rotor) recebe do ar corresponde à queda de pressão nela registada, entre as secções 2 e 3, ($\Delta p = p_3 - p_2$).

Através da conservação de quantidade de movimento pode explicitar-se a força F_v que o ar comunica ao rotor pode obter-se a partir da equação:

$$F_v = AU\rho_{ar}(U_\infty - U_4) \quad (2.2)$$

em que A representa a área do rotor, ρ_{ar} a massa volúmica do ar e $U = U_2 = U_3$ é a velocidade do ar ao nível do rotor.

A força F_v é igual e diretamente oposta à que o rotor exerce no ar, e que, sendo $U_3 = U_2$ tem por módulo $A(p_2 - p_3)$. Deste modo, obtém-se

$$p_2 - p_3 = \rho_{ar}U(U_\infty - U_4) \quad (2.3)$$

Por aplicação da equação de Bernoulli entre 1 e 2 e 3 e 4, e atendendo a que $U_2 = U_3$ e que $p_4 = p_1$ obtém-se

$$p_2 - p_3 = \frac{1}{2}\rho_{ar}(U_\infty^2 - U_4^2) \quad (2.4)$$

A comparação das equações 2.3 e 2.4 permite concluir que U na equação 2.2 é dado por

$$U = \frac{U_\infty + U_4}{2} \quad (2.5)$$

A equação 2.5 mostra que a velocidade no rotor é a média das velocidades da secção 1 e da secção 4.

A potência útil da turbina, P_u , corresponde à energia cinética comunicada ao rotor pelo ar que tem um caudal volúmico Q , é dado por

$$P_u = \frac{1}{2}\rho_{ar}Q(U_\infty^2 - U_4^2) \quad (2.6)$$

Se o rotor não existisse, a velocidade seria constante, U_∞ , atravessando a área A , resultando na potência disponível (P_d)

$$P_d = \frac{1}{2}\rho_{ar}(AU_\infty)U_\infty^2 \quad (2.7)$$

Deste modo, o rendimento teórico do rotor, Cp_{max} , é definido como a razão entre P_u e P_d :

$$\begin{aligned} Cp_{max} &= \frac{P_u}{P_d} = \frac{\frac{1}{2}\rho_{ar}Q(U_\infty^2 - U_4^2)}{\frac{1}{2}\rho_{ar}(AU_\infty)U_\infty^2} = \frac{AU_\infty(U_\infty^2 - U_4^2)}{AU_\infty^3} = \\ &= \frac{(U_\infty + U_4)(U_\infty - U_4)}{2U_\infty^3} = \frac{(1 + \gamma)(1 - \gamma^2)}{2} \end{aligned} \quad (2.8)$$

em que $\gamma = \frac{U_4}{U_\infty}$. A equação 2.8 tem um valor máximo para $\gamma = \frac{1}{3}$, sendo o resultado conhecido como o limite de Betz:

$$Cp_{max} = \frac{(1 + \frac{1}{3})(1 - \frac{1}{9})}{2} = 59.3\% \quad (2.9)$$

O rendimento real, Cp , de uma turbina eólica depende de várias variáveis como por exemplo, o tipo de turbina, a geometria e o número de pás e a razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do vento, conhecida pela sigla TSR, *tip speed ratio*. Pode ser obtido a partir de um gráfico como o da Figura 2.2.2.

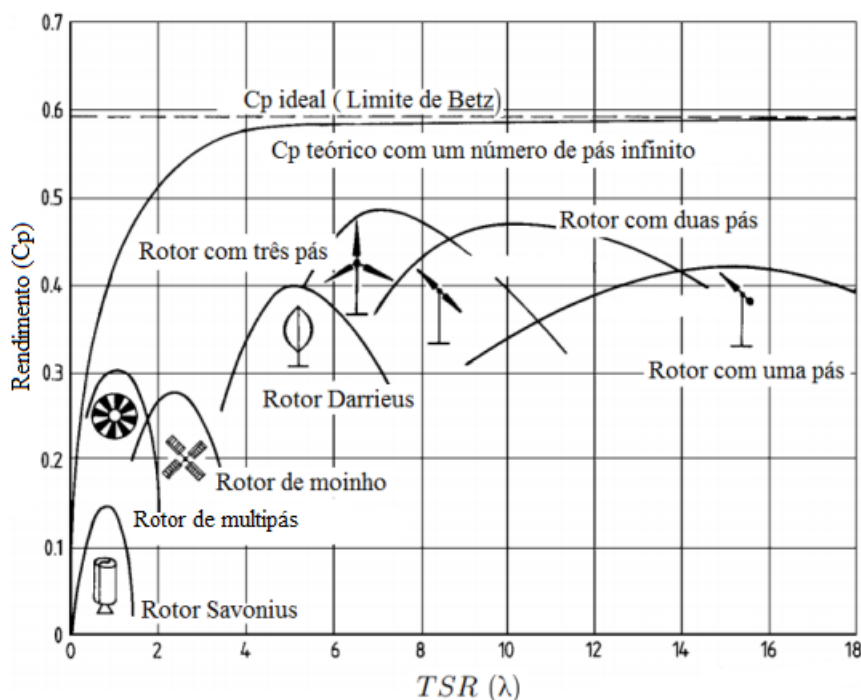


Figura 2.2.2: Cp em função TSR. Adaptado de [3].

Para dimensionar a geometria pretendida das pás de uma turbina é necessário proceder-se ao cálculo de um conjunto de variáveis, conforme as equações de 2.10 a 2.17, a seguir apresentadas. As variáveis estão representadas na Figura 2.2.3 e na Figura 2.2.4.

A velocidade tangencial na ponta da pá, v_R , é dada por

$$v_R = U_\infty \lambda \quad (2.10)$$

onde λ corresponde a TSR.

Através de λ obtém-se a velocidade angular ótima (Ω) da turbina pela equação 2.11

$$\Omega = \frac{30\lambda U_\infty}{\pi R} \quad (2.11)$$

onde R é o raio do rotor.

No dimensionamento de uma turbina eólica procede-se à divisão do R em 10 ou 20 secções, designadas de r locais. Para cada r é necessário obter o TSR local (λ_r), obtendo-se pela manipulação da equação 2.11

$$\lambda_r = \frac{\Omega \pi r}{30 U_\infty} \quad (2.12)$$

Através de λ_r calcula-se a velocidade tangencial local, v_r . A partir da equação 2.10 obtém-se

$$v_r = U_\infty \lambda_r \quad (2.13)$$

Através de uma análise trigonométrica, obtém-se o ângulo local, φ_{r1} , da velocidade resultante:

$$\varphi_{r1} = \arctan\left(\frac{U_\infty}{v_r}\right) \quad (2.14)$$

O ângulo ótimo local, φ_r , para extrair a potência ótima é dado por

$$\varphi_r = \frac{2}{3} \varphi_{r1} \quad (2.15)$$

O ângulo de passo local, β_r é dado por

$$\beta_r = \varphi_r - \alpha_r \quad (2.16)$$

onde o α_r é o ângulo de ataque local, o seu valor está relacionado com o coeficiente de sustentação local, C_{Lr} , e com o coeficiente de arrasto local, C_{Dr} , variando de acordo com o tipo de perfil da pá, conforme se ilustra na Figura 2.2.3.

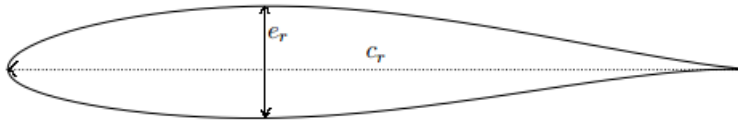


Figura 2.2.3: Exemplo de um perfil de pá, modelo NACA 63-215 [5].

O valor do α_r deve ser escolhido de modo a obter-se um valor ótimo da razão $\frac{C_{Lr}}{C_{Dr}}$.

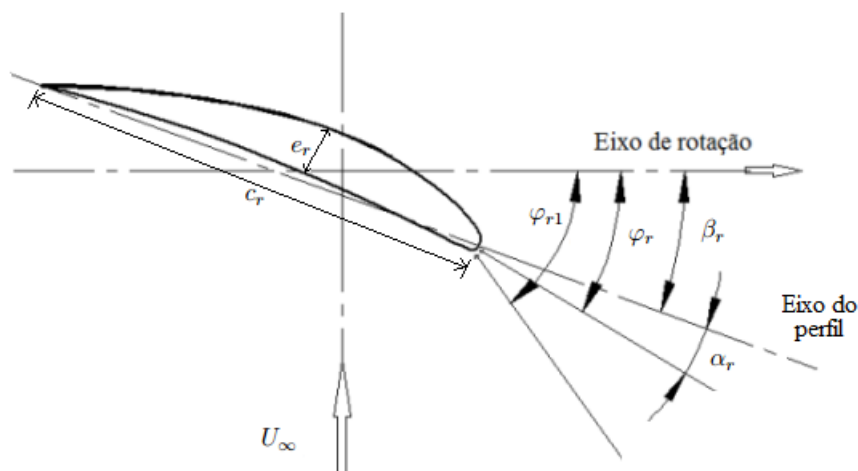


Figura 2.2.4: Representação 2D do perfil NACA 8311 com as respectivas incógnitas de dimensionamento.

A corda local, c_r , do perfil local é obtida pela equação 2.17

$$c_r = \frac{16\pi r}{zC_{Lr}} \text{sen}^2\left(\frac{1}{3}\varphi_1\right) \quad (2.17)$$

A espessura local de cada parte da pá, e_r , está relacionada com o modelo de perfil escolhido, tendo uma relação fixa com a corda local, c_r . Existem vários tipos de perfis que podem ser usados no desenho das pás [5]. Normalmente uma pá de eixo horizontal tem vários tipos de perfis distribuídos ao longo do seu raio [23].

Para mais detalhes associados ao cálculo da potência e ao dimensionamento das pás, consultar os autores [16, 20, 23, 26, 27, 48, 49, 50].

2.3 Dispositivos de captação e aceleração do vento

Tem havido nas zonas urbanas de alguns países um aumento de instalações de pequenas turbinas [28, 46, 51]. Nesses locais, a velocidade do vento é normalmente inferior e a turbulência superior levando a uma menor produtividade. Existem estudos de turbinas com sistemas incorporados para aumentar a velocidade do vento. É sabido que a potência disponível (P_d) varia com a velocidade do vento (U_∞) elevada ao cubo, pelo que um pequeno

aumento da U_∞ conduz a um aumento significativo no valor da potência.

Os dispositivos usados para captar e acelerar o vento que vai incidir numa turbina eólica (WT) são estruturas ocas normalmente de três tipos: concentrador, com o vento a ser captado por um tubo cuja secção reta diminui (ver Figura 2.3.1 (a)); tubo cilíndrico (ver Figura 2.3.1 (b)) e difusor em que a área da secção reta aumenta (ver Figura 2.3.1 (c)) [6].

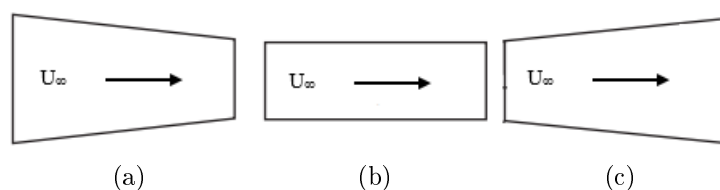


Figura 2.3.1: Representação esquemática de vários sistemas para captar e acelerar o vento: (a) concentrador; (b) tubo cilíndrico; (c) difusor. Adaptado de [6].

Bet e Grassmann [7] realizaram simulações numéricas com um difusor e uma turbina de 0.56 m de diâmetro, conforme se mostra na Figura 2.3.2, tendo obtido um aumento de 100% na potência.



Figura 2.3.2: Modelo 3D de dispositivo com turbina [7].

Mais tarde, Grassmann e colaboradores [8] realizaram ensaios de campo com duas turbinas de 0.56 m de diâmetro. Uma delas estava equipada com um difusor e a outra sem difusor (ver Figura 2.3.3). Obtiveram um aumento de 55% para velocidades elevadas e de 100% para baixas velocidades do vento.



Figura 2.3.3: Modelos de campo, turbina e dispositivo com turbina. Adaptado de [8].

Matsushima e colaboradores [9] realizaram simulações numéricas e construíram um protótipo com 1 m de diâmetro e 2 metros de comprimento (ver Figura 2.3.4).



Figura 2.3.4: Modelos de campo, turbina e dispositivo com turbina em testes. Adaptado de [9].

Nas simulações numéricas a análise consistiu num difusor sem turbina no centro, registrando um aumento máximo na velocidade do vento de 70%. Nos ensaios de campo obtiveram resultados da energia elétrica produzida com e sem difusor. O aumento máximo atingido foi de 140% e o aumento médio foi de 64%.

Phillips e colaboradores [52] realizaram simulações numéricas de um

difusor, já utilizado há alguns anos em experiências de campo. O rotor tem 7.3 m de diâmetro, conforme se mostra na Figura 2.3.5.



Figura 2.3.5: Modelo de campo, turbina e difusor [10].

Nos resultados numéricos, o aumento da velocidade do vento foi de 100% e o da potência foi de 300%. Contudo, referem que no campo o difusor não atingiu estes valores.

Wang e colaboradores [11] realizaram um estudo aerodinâmico recorrendo a programas de simulações de um dispositivo do tipo C-D com uma turbina eólica. O tamanho do rotor foi de 0.91 m, conforme representado na Figura 2.3.6.

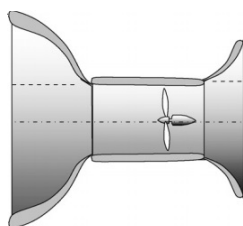


Figura 2.3.6: Modelo de estudo, turbina e C-D [11].

O aumento na velocidade do vento foi de 50% e o aumento da energia extraída foi de 125%.

Setoguchi e colaboradores [12] fizeram uma série de experiências com um dispositivo C-D, (ilustrado Figura 2.3.7), sem turbina com o objetivo de comprovar que existe uma variação na velocidade do vento devido à

alteração da parte envolvente do C-D. Obtiveram um aumento na velocidade do vento de 30%.

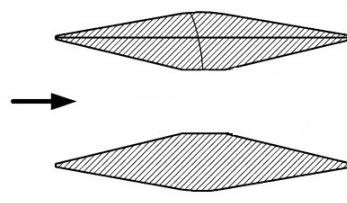


Figura 2.3.7: Modelo de estudo, C-D [12].

Vários autores realizaram estudos de outros sistemas de captação e aceleração do vento indicados nas seguintes referências [53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60].

Outros sistemas de captação podem ser incorporados nos próprios edifícios, onde o desenho do edifício vai captar e acelerar o vento. A título de exemplo, tem-se a torre *Bahrain World Trade Center*, como se pode ver na Figura 2.3.8 com 3 turbinas de 225 kW cada.



Figura 2.3.8: Sistema de captação e aceleração da torre *Bahrain World Trade Center* [13].

Os dispositivos usados com as turbinas possibilitam a produção regular de energia elétrica em zonas de reduzida intensidade de vento durante um maior período de tempo. Também vão atenuar a turbulência do vento na turbina, levando a que a produção de eletricidade seja mais estável.

2.3.1 Aspectos diferenciadores

Neste trabalho foi usado um dispositivo que combina um concentrador e um difusor (C-D) unidos na parte mais estreita, sendo a turbina colocada a meio, na parte mais estreita do dispositivo, Figura 2.3.9. Pretende-se verificar que o valor da potência (P) obtido com o sistema turbina e C-D é superior ao obtido só com turbina.

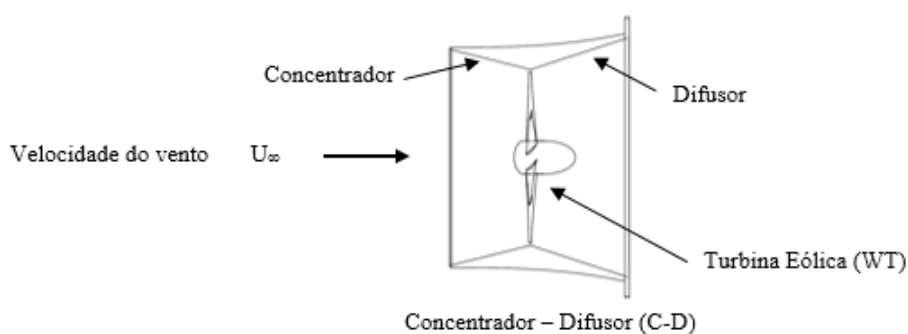


Figura 2.3.9: Representação esquemática de um sistema constituído por turbina, WT, e concentrador-difusor, C-D.

Capítulo 3

MATERIAIS E MÉTODOS

Neste trabalho efetuou-se um estudo numérico e experimental de um modelo reduzido de turbina eólica de eixo horizontal equipada com um dispositivo do tipo C-D. Efetuaram-se também experiências de campo com uma turbina de eixo horizontal à escala real, de pequenas dimensões. Foram efetuadas simulações num programa de mecânica computacional, testes experimentais num túnel de vento utilizando-se um modelo de turbina e um sistema constituído por turbina e C-D e testes de campo utilizando apenas a turbina eólica.

Como se pretende efetuar estudos num protótipo de C-D com uma turbina do tipo Rutland 913, com 6 pás, como se mostra na Figura 3.0.1 (a), desenhou-se e construiu-se um modelo de turbina geometricamente semelhante. As dimensões do modelo da turbina e do C-D desenhados e posteriormente construídos, foram obtidas tendo em conta o tamanho do túnel de vento disponível para a realização dos ensaios experimentais e do tamanho do gerador elétrico, Figura 3.0.1 (b). Como consequência o diâmetro (D) da turbina do modelo reduzido foi de 0.108 m.

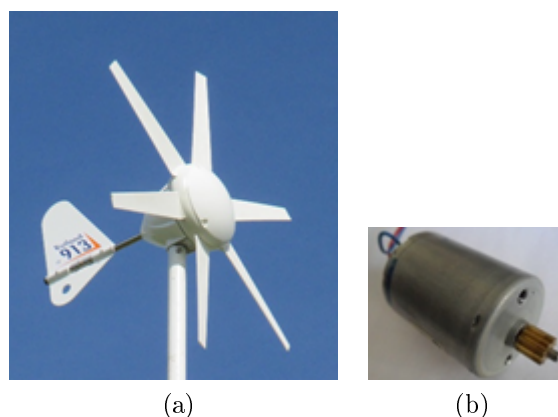


Figura 3.0.1: (a) Turbina Rutland 913; (b) gerador elétrico.

3.1 Simulações numéricas

As simulações numéricas, quer da turbina quer do sistema turbina e C-D foram efetuadas no software comercial SolidWorks com o pack de mecânica de fluidos computacional.

Antes das simulações, dimensionou-se a turbina eólica recorrendo às equações descritas na secção 2.2 do capítulo 2. Tendo em conta a Figura 2.2.2 usou-se $TSR = 2$. Para o parâmetro α_r usou-se o valor de 5° obtido com base na análise dos parâmetros C_{Lr} e o C_{Dr} , com recurso a simulações numéricas efetuadas no programa SolidWorks. A título de exemplo, na Figura 3.1.1 representa-se uma simulação numérica, onde $v_r = 70$ m/s, $U_\infty = 10$ m/s e o tipo de perfil é o NACA 8311.

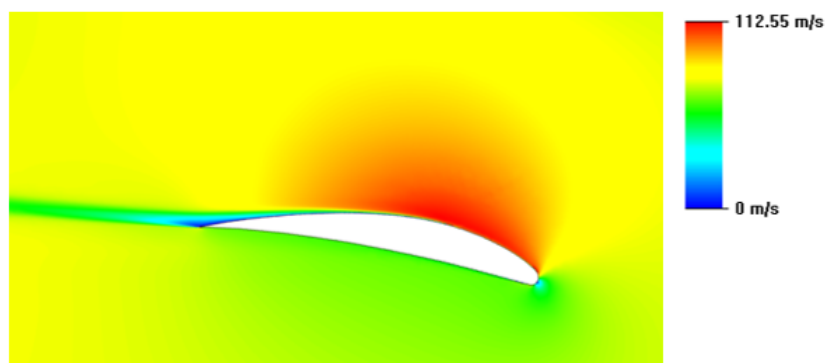


Figura 3.1.1: Distribuição da velocidade do vento em redor do perfil NACA 8311, vista 2D.

Por fim, obteve-se a turbina eólica representada na Figura 3.1.2, semelhante ao modelo comercial Rutland 913 adquirido.



Figura 3.1.2: Representação 3D do modelo de WT dimensionada.

Os valores da geometria das pás apresentam-se na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Valores dos parâmetros resultantes do dimensionamento da turbina eólica utilizada.

Secção da pá	r (mm)	c_r (mm)	e_r (mm)	β_r ($^\circ$)
1	5.40	10.29	1.13	47.46
2	10.80	10.47	1.15	40.47
3	16.20	10.57	1.16	34.36
4	21.60	10.76	1.18	29.23
5	27.00	10.41	1.15	25.00
6	32.40	9.82	1.08	21.54
7	37.80	9.17	1.01	18.69
8	43.20	8.52	0.94	16.34
9	48.60	7.91	0.87	14.37
10	54.00	7.36	0.81	12.71

De seguida projetou-se o dispositivo C-D, conforme se ilustra na Figura 3.1.3.

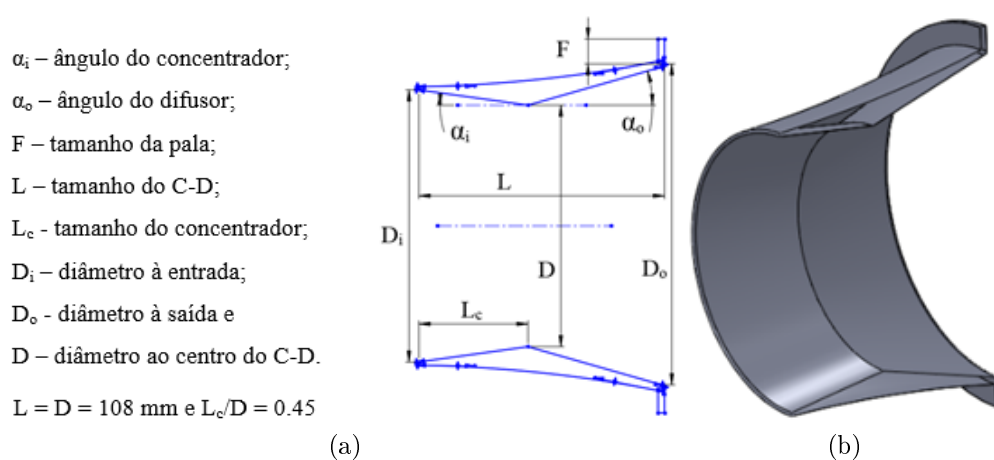


Figura 3.1.3: Dispositivo C-D: (a) representação esquemática com a respectiva legenda; (b) vista de corte 3D.

Para cada ensaio foi necessário definir vários parâmetros no programa SolidWorks, como por exemplo a velocidade do vento, o tamanho da malha, Figura 3.1.4, e a velocidade angular.

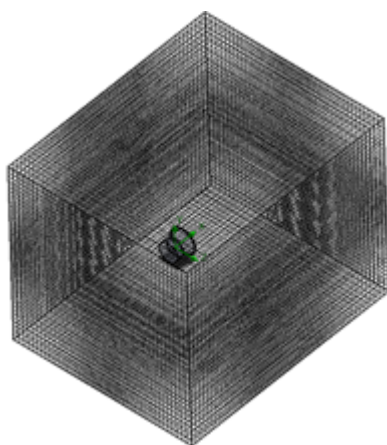


Figura 3.1.4: Malha em 3D utilizada nas simulações.

A malha tinha $0.5 \times 0.4 \times 0.4 \text{ m}$ com mais de 1.8 milhões de células irregulares, onde 89% correspondiam ao fluido e o restante às superfícies do sólido, WT e C-D.

Inicialmente efetuaram-se simulações só com a turbina, sendo U_∞ constante com o valor de 10 m/s e a velocidade angular de 3517 rpm . De seguida efetuaram-se simulações com o sistema turbina e C-D, sendo $U_\infty = 10 \text{ m/s}$ e a velocidade angular de 6000 rpm . Como resultados, obtiveram-se os valores

da potência e da velocidade média do vento, U_m , em redor da turbina, num volume cilíndrico definido para o efeito conforme se representa na Figura 3.1.5.

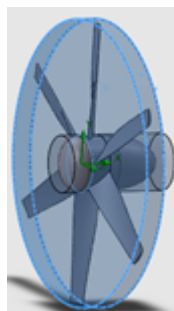


Figura 3.1.5: Volume do cilindro junto à WT utilizado nas simulações para obter U_m .

Por fim efetuaram-se simulações com a turbina e com o sistema turbina e C-D, sendo U_∞ e a velocidade angular variável. O valor de U_∞ variou entre 5.68 e 10 m/s e a velocidade angular entre 2013 e 5180 rpm. Como resultados, obtiveram-se os valores da potência e da U_m em redor da turbina.

3.2 Ensaios no túnel de vento

Os ensaios experimentais efetuados com a turbina e com o sistema turbina e C-D foram realizados num túnel de vento sub-sónico como se mostra na Figura 3.2.1. O túnel de vento inclui um variador de frequência que permite realizar ensaios com várias velocidades do vento, U_∞ .



Figura 3.2.1: Túnel de vento usado nos ensaios.

O túnel foi previamente calibrado tendo-se registado o valor da velocidade do vento em função da frequência dada pelo variador de frequência. A

velocidade do vento foi medida com recurso a um tubo de Pitot conforme se mostra na Figura 3.2.2.



Figura 3.2.2: Tubo de Pitot para medição da velocidade do vento.

As fórmulas utilizadas para calcular a velocidade do vento com o tubo de Pitot encontram-se no Anexo B.

A curva de calibração resultante dos cálculos está representada no Figura 3.2.3.

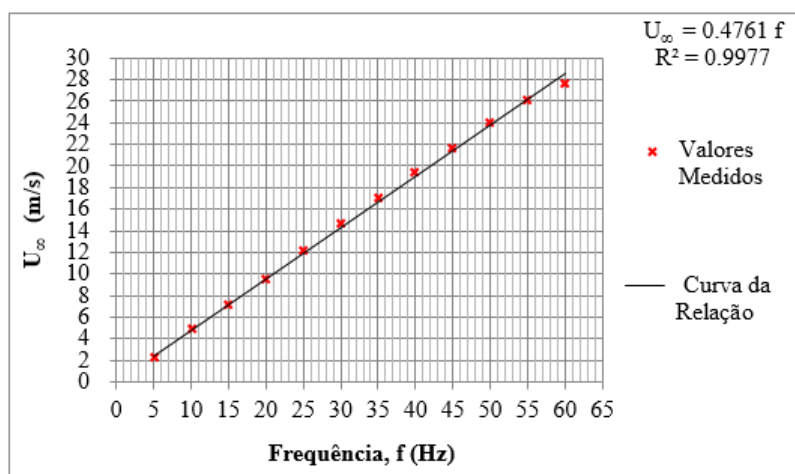


Figura 3.2.3: Calibração do túnel de vento: velocidade do ar em função da frequência do ventilador.

As pás da turbina com 0.108 m de diâmetro (D) do rotor, foram construídas em MDF (*medium density fiberboard*) e o *spinner* em alumínio. Para

a sua construção foi utilizada uma máquina de controlo numérico sendo os acabamentos feitos à mão. Na Figura 3.2.4 pode visualizar-se uma sequência de algumas fases da maquinagem das pás.



Figura 3.2.4: Sequência de algumas fases da maquinagem e do acabamento das pás.

Um suporte metálico foi utilizado para fixar a turbina e o gerador no interior do túnel de vento. Na Figura 3.2.5 (a) pode visualizar-se o conjunto turbina, gerador e suporte metálico e na Figura 3.2.5 (b) a fixação no túnel de vento.

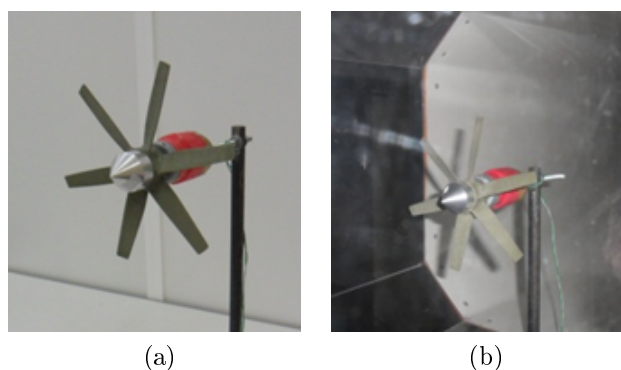


Figura 3.2.5: Turbina eólica utilizada nas experiências no túnel de vento.

Com base nas simulações foram construídos dois C-D a usar nos ensaios experimentais: C-D 1 e C-D 2. Ambos os C-D têm $L=D=0.108$ m e $F=10$ mm. Outras características geométricas do C-D 1 são: $\alpha_i = 8^\circ$ e $\alpha_o = 16^\circ$ e do C-D 2 $\alpha_i = 14^\circ$ e $\alpha_o = 18^\circ$.

Os dois C-D foram construídos em poliestireno extrudido (*roofmate*). Na sua construção foi utilizado a máquina CNC, sendo os acabamentos feitos à mão. Na Figura 3.2.6 podem visualizar-se algumas etapas da sua construção.



Figura 3.2.6: Algumas etapas da construção dos C-D.

Dois suportes metálicos foram construídos para os C-D de modo a fixar os sistemas turbina e C-D no túnel de vento.

Na Figura 3.2.7 (a) pode visualizar-se o conjunto C-D com o suporte metálico e na Figura 3.2.7 (b) pode visualizar-se o sistema turbina e C-D fixados no interior do túnel de vento.

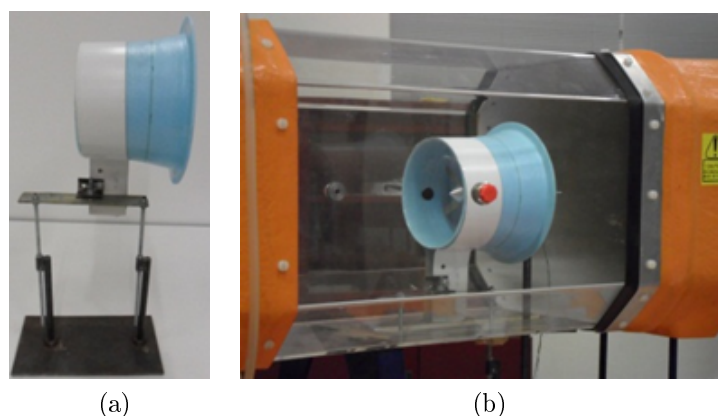


Figura 3.2.7: C-D 1 utilizado nas experiências no túnel de vento.

No túnel de vento foram, então, feitos ensaios experimentais só com a turbina, com o sistema turbina e C-D 1 e com o sistema turbina e C – D 2. Os ensaios experimentais iniciavam-se com a escolha da frequência correspondente à velocidade do vento pretendida.

Inicialmente efetuaram-se ensaios só com a turbina e por fim efetuaram-se ensaios com o sistema turbina e C-D. O valor de U_{∞} variou entre 5.68 e 10 m/s. Para esta gama de velocidades registou-se a velocidade angular entre 1980 e 4601 rpm para os testes com a turbina, entre 2470 e 6334 rpm para o sistema turbina e C-D 1 e entre 2511 e 6022 rpm para o sistema turbina e C-D 2.

A medição das variáveis a medir foram com um voltímetro e um amperímetro. Foram registados valores da corrente (I) e tensão (V) que permitiram depois calcular o valor da potência elétrica, $P = VI$.

3.3 Experiências de campo

Para as experiências de campo foi adquirida a turbina do tipo Rutland 913, como referido e conforme se mostra na Figura 3.0.1 (a). Nestas experiências foram obtidos resultados preliminares usando-se apenas a turbina e, portanto, sem dispositivo C-D.

O equipamento para a realização destas experiências é constituído por quatro componentes: turbina; poste de sustentação; sistema de aquisição de dados e sistema de controlo de potência.

A turbina foi adquirida e o poste foi dimensionado e construído para se adaptar à turbina. Também foi dimensionado e construído um sistema de aquisição de dados. Por último, foi dimensionado e construído o sistema de controlo de potência para este caso específico. Este serve para otimizar a potência que a turbina pode fornecer.

A turbina adquirida é composta pelo gerador elétrico, com uma potência máxima de 300 W, e pelo rotor, com 0.91 m de diâmetro e com seis pás.

O poste foi previamente desenhado em 3D e é composto por três secções, conforme se mostra na Figura 3.3.1: zona da sapata; união dos tubos e fixação da turbina.

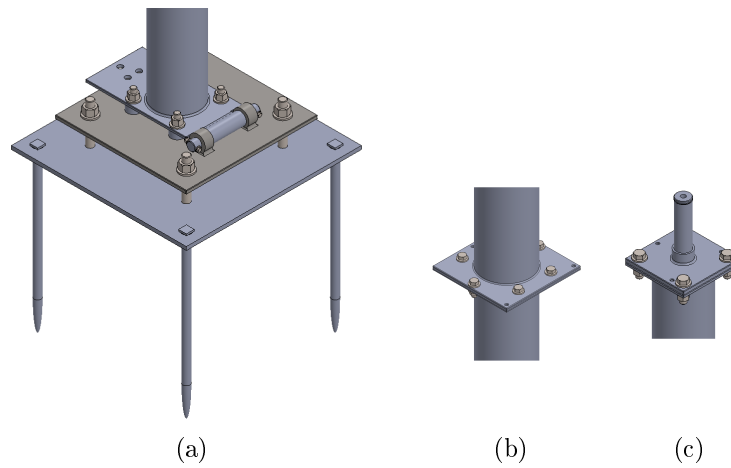


Figura 3.3.1: Representação 3D das partes do poste: (a) sapata; (b) união dos tubos; (c) fixação da turbina.

O poste que sustenta a turbina é composto por dois tubos com 100 mm de diâmetro, 3 mm de espessura e com 6 m de altura cada. O sistema de fixação é do tipo espiaado e os cálculos associados à estabilidade do poste encontram-se no anexo A.

Toda a estrutura foi construída no Laboratório de Tecnologia Mecânica da ESTiG e posteriormente foi colocada num terreno da Quinta do Poulão do IPB. Na Figura 3.3.2 podem visualizar-se algumas fases da sua construção e na Figura 3.3.3 a sua montagem no terreno.

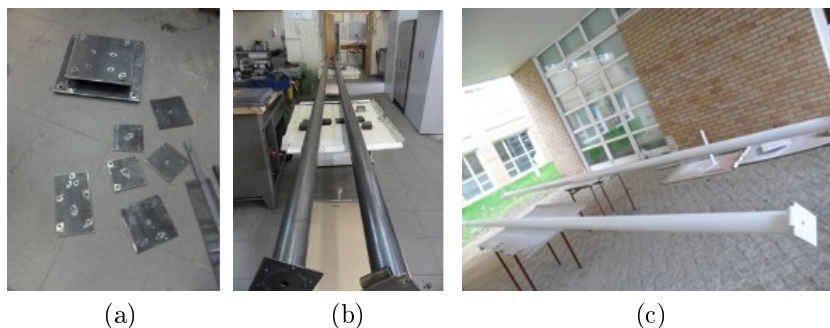


Figura 3.3.2: Fases de construção inicial do poste: (a) furação das várias chapas; (b) fases de limpeza dos tubos e soldagem das chapas aos tubos; (c) pintura dos tubos e acessórios.

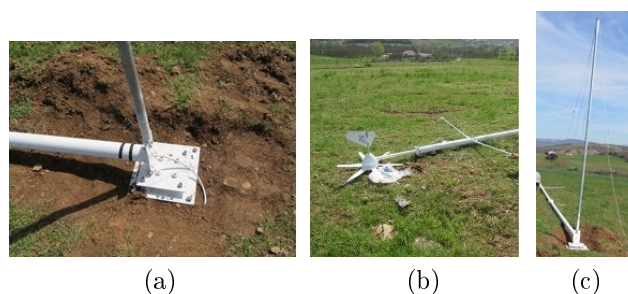


Figura 3.3.3: Fases da instalação da turbina e do poste no terreno da Quinta do Poulão: (a) fixação da sapata; (b) fixação da turbina e dos sensores; (c) fixação de um tubo auxiliar para erguer o poste.

Na Figura 3.3.4 pode visualizar-se a turbina pronta para as experiências de campo.

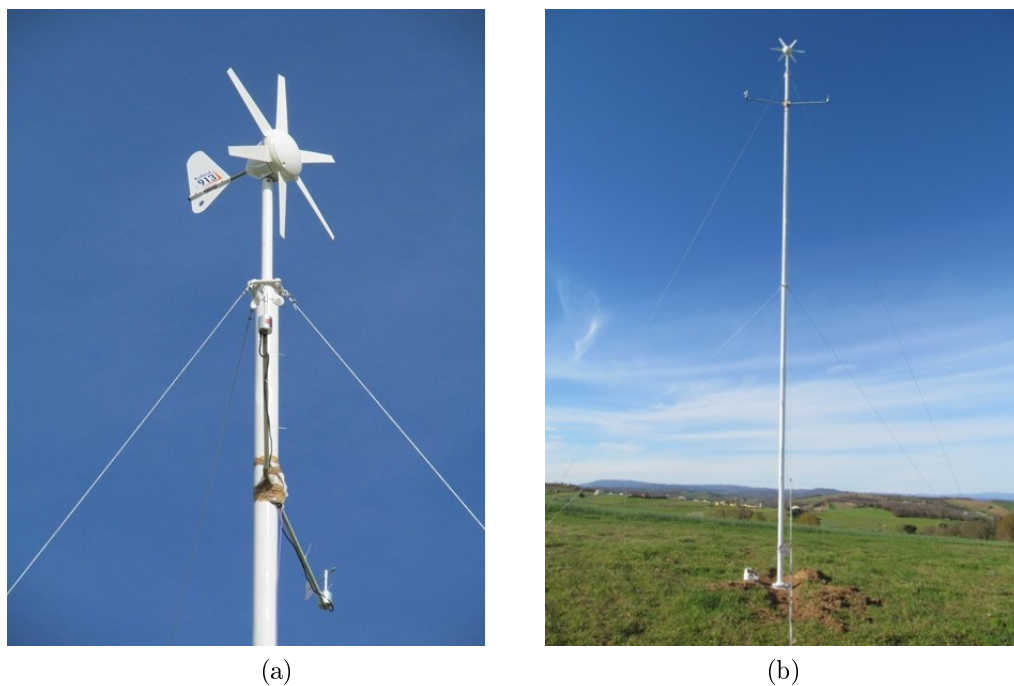


Figura 3.3.4: Turbina e poste fixos no campo: (a) turbina e sensores; (b) sistema global instalado.

O sistema aquisição de dados é composto por 3 partes fundamentais: os sensores de corrente, de tensão, de velocidade e de direção do vento; o cartão SD e o microcontrolador, responsável por ler os sensores, processar e guardar os dados no cartão SD.

Os sensores para análise do vento (ver Figura 3.3.5) são da Vector Instruments, sendo o modelo A100LK do sensor de velocidade e o modelo A200P do sensor de direção. Os sensores foram fixados no poste a 11 m do solo.

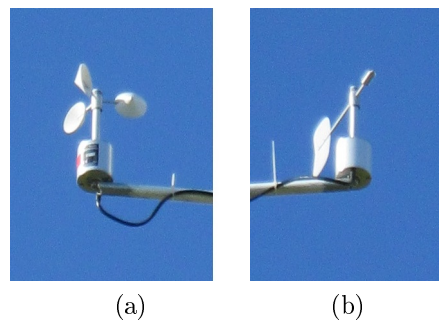


Figura 3.3.5: Sensores para análise do vento: (a) sensor de velocidade; (b) sensor de direção.

O sensor de corrente usado foi o modelo ACS712 da marca Allegro e o sensor de tensão é dado por um divisor de tensão. A programação do microcontrolador foi feita em linguagem C e C++ usando como interface o programa Arduino. O sistema de aquisição de dados guarda-os a cada 2 segundos e cria um documento do tipo “.txt” por dia no cartão SD.

O sistema de controlo de potência é composto por 3 partes principais: os sensores de corrente e da tensão; o microcontrolador e a carga.

Os sensores de tensão e de corrente são os já referidos no sistema de aquisição de dados. O microcontrolador é o responsável por gerir a potência que a turbina eólica pode dar. A programação deste é feita em linguagem C usando como interface o programa MPLAB IDE. O algoritmo utilizado é o da perturbação-observação, P-O (para uma melhor compreensão consultar [61, 62]) associado a um conversor abaixador (em inglês *buck converter* [14, 63]). Na Figura 3.3.6 pode-se observar o diagrama do conversor abaixador utilizado.

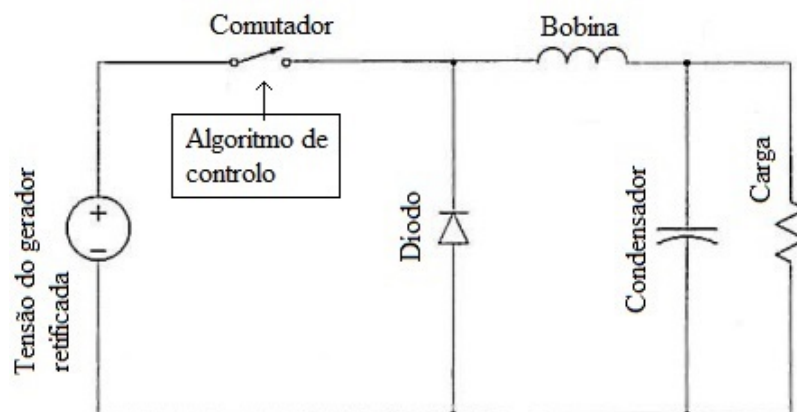


Figura 3.3.6: Representação esquemática do diagrama do circuito de controle da potência fornecida à carga. Adaptado de [14].

A carga é um sistema que aproveita a energia produzida pela turbina eólica. Pode aproveitar a energia em diversas formas como por exemplo: iluminação, movimento de objetos, aquecimento ou armazenamento em baterias. Na Figura 3.3.7 visualiza-se a carga utilizada instalada no poste. No caso em estudo a energia elétrica é dissipada em forma de calor.



Figura 3.3.7: Visualização da carga fixa ao poste, utilizada para dissipar a energia elétrica.

O PCB (em inglês *printed circuit board*) do sistema de controle e do sistema de aquisição de dados foram executados no programa “Eagle” (ver Figura 3.3.8 (a)), estando ambos na mesma placa, conforme se visualiza na Figura 3.3.8 (b). O processo de construção da placa de circuito impresso, conhecido como PCB é um processo químico, este foi realizado no Laboratório de Química da ESTiG.

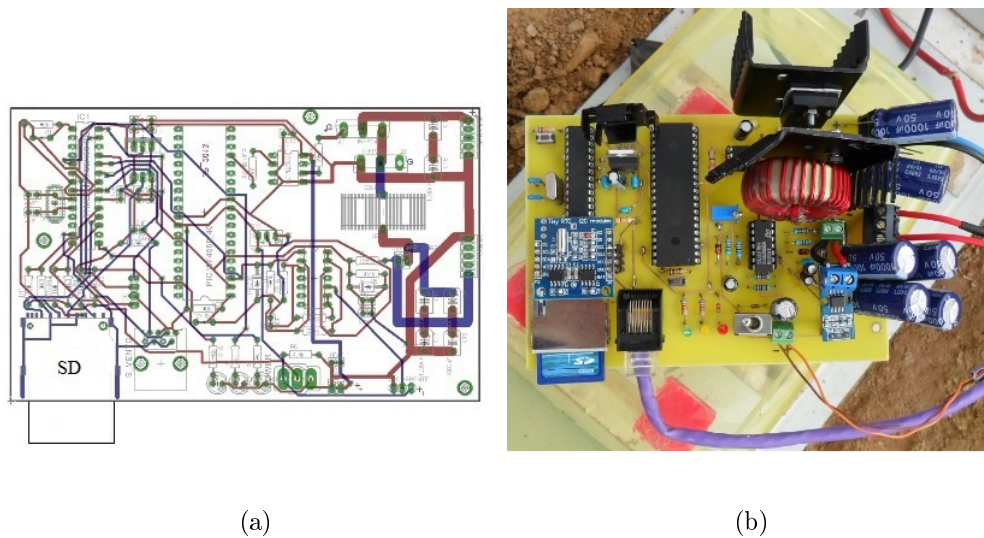


Figura 3.3.8: Sistema de aquisição de dados e sistema de controlo de potência: (a) representação esquemática do circuito; (b) placa impressa com os componentes integrados.

O sistema de controlo da potência e aquisição de dados é alimentado por uma bateria de 12 volts.

Depois da ligação e afinação de todos os componentes procedeu-se ao registo dos parâmetros em análise.

Num futuro próximo serão efetuadas as experiências com o sistema turbina e C-D. Como registos principais temos a velocidade do vento, U_∞ , corrente, I , e tensão, V , que permitiram calcular o valor da potência eléctrica, $P = VI$.

Capítulo 4

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Apresentam-se as condições quer das simulações numéricas quer dos ensaios experimentais no túnel de vento, quer das experiências de campo e os resultados obtidos.

Para melhor compreensão e análise dos resultados obtidos nas simulações numéricas, nos ensaios no túnel de vento e nas experiências de campo, a potência e a velocidade média do vento junto da turbina foram adimensionalizadas. A velocidade adimensional do vento é o quociente entre a velocidade média do vento do sistema turbina e C-D e a velocidade média do vento só da turbina: U_{mC-D}/U_{mWT} . Do mesmo modo tem-se para a potência adimensional o quociente: P_{C-D}/P_{WT} .

4.1 Simulações numéricas

Para todas as simulações obtiveram-se valores da velocidade média do vento (U_m) junto da turbina e da potência (P).

Os parâmetros U_m e P foram obtidos em duas fases distintas. Na primeira fase o valor de U_∞ foi de 10 m/s, com 3517 rpm para as simulações só com turbina e 6000 rpm para as simulações efetuadas com o sistema turbina e C-D. Nesta fase foram realizadas 22 simulações. Na segunda fase o valor de U_∞ e da velocidade angular da turbina variaram de acordo com a Tabela 4.1. Nesta fase efetuaram-se 18 simulações.

Tabela 4.1: Condições das simulações só com turbina e para sistema turbina e C-D 1 e C-D 2.

U_∞ (m/s)	Velocidade angular (rpm)		
	WT	WT + C-D 1	WT + C-D 2
5.68	2013	2470	2586
6.50	2303	3254	3363
7.00	2480	3504	3626
8.00	2835	4037	4065
9.00	3189	4552	4674
10.00	3543	5071	5180

Inicialmente obtiveram-se os resultados correspondentes só à turbina. Depois, nas simulações efetuadas com o sistema turbina e C-D usaram-se três valores do tamanho da flange do C-D: $F=5$ mm, $F=10$ mm e $F=15$ mm. Para cada valor de F foram efetuadas 7 simulações, estando as condições geométricas de cada C-D representadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Código das simulações e condições geométricas dos C-D.

Simulações	1	2	3	4	5	6	7
α_i (°)	7	7	8	9	10	14	14
α_o (°)	9	15	16	14	10	14	18

Para além da velocidade média junto da turbina, o software permitia obter também a distribuição de velocidades em redor da turbina e do C-D. A título de exemplo representa-se na Figura 4.1.1 a distribuição de velocidades para uma simulação só com turbina e na Figura 4.1.2 para uma simulação do sistema turbina e C-D 1, para $U_\infty = 10$ m/s.

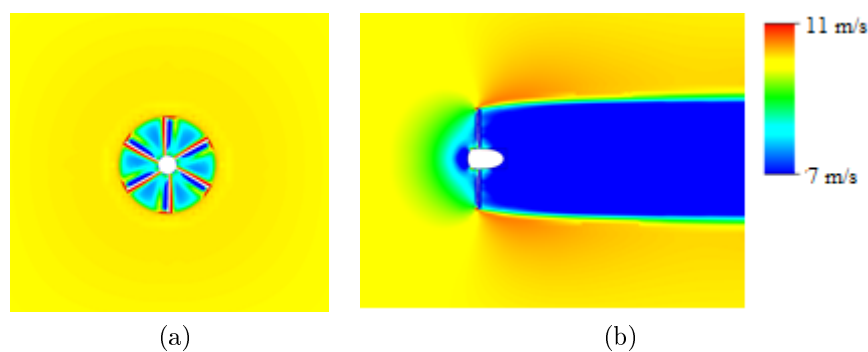


Figura 4.1.1: Distribuição de velocidades do vento em redor da turbina: (a) vista corte-trás; (b) vista corte lateral.

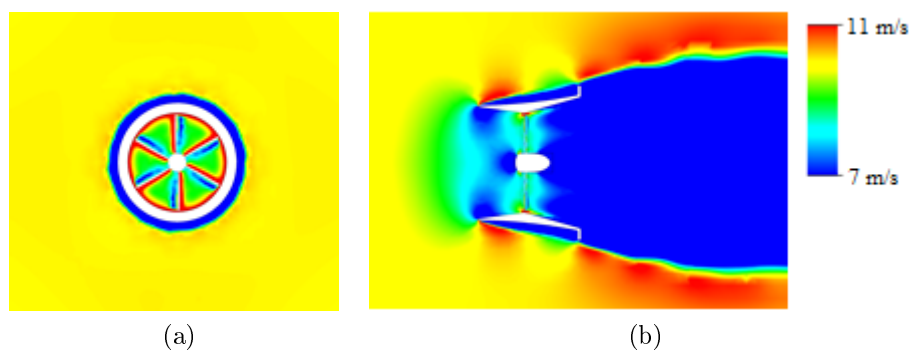


Figura 4.1.2: Distribuição de velocidades do vento em redor do sistema turbina e C-D 1: (a) vista corte-trás; (b) vista corte lateral.

Comparando a Figura 4.1.1 e a Figura 4.1.2 pode-se observar um aumento da velocidade do vento no C-D a partir do centro da turbina até à extremidade das pás. Como se verifica um aumento da velocidade do vento na zona exterior-trás do C-D e uma diminuição da velocidade do vento na zona mais estreita do C-D (interior), existe uma variação de pressão entre estes 2 pontos. A variação de pressão leva a que o fluxo de ar se mova da zona de maior pressão para a zona de menor pressão, levando a que haja um aumento da velocidade do vento na zona interior do C-D.

4.1.1 Velocidade média do vento junto da turbina

Os resultados da velocidade média adimensional (U_{mC-D}/U_{mWT}) obtidos na primeira fase das simulações, de acordo com a Tabela 4.2, estão repre-

sentados na Figura 4.1.3 para os três valores do tamanho da pala F .

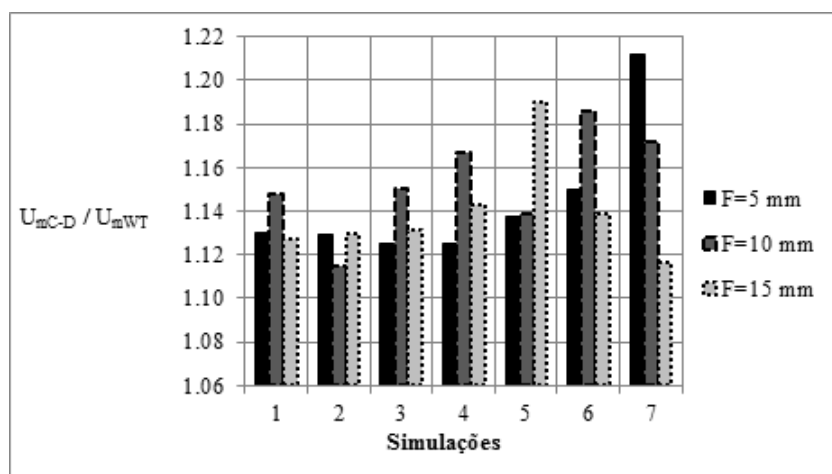


Figura 4.1.3: Velocidade média adimensional do vento para várias simulações da primeira fase.

Como se constata da Figura 4.1.3 e como esperado, a velocidade média do vento junto da turbina quando se utilizou o sistema turbina e C-D foi sempre superior à velocidade obtida apenas com WT. Relativamente à influência dos ângulos do concentrador e difusor e do tamanho da pala, F , na velocidade adimensional, não se verifica uma tendência definida.

O valor mínimo da velocidade adimensional obteve-se para a simulação 2, com $F=10$ mm, sendo o seu valor de 1.11. O valor máximo foi obtido para a simulação 7 e $F=5$ mm, com o valor de 1.21.

Os resultados da velocidade média adimensional obtidos na segunda fase das simulações estão representados na Figura 4.1.4 de acordo com a Tabela 4.1 para C-D 1 e para C-D 2 em função da velocidade do vento, U_∞ .

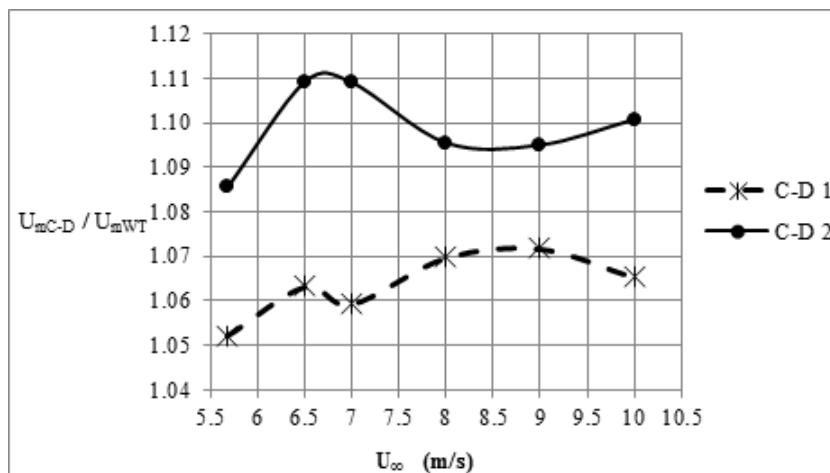


Figura 4.1.4: Velocidade média adimensional do vento em função da velocidade do vento para as várias simulações da segunda fase.

Como se constata da Figura 4.1.4 e como esperado, a velocidade média do vento junto da turbina quando se utilizou o sistema turbina e C-D 1 e C-D 2 foi sempre superior à velocidade obtida apenas com WT. A velocidade média adimensional do vento junto da WT para as simulações com o sistema WT mais C-D 2 foi sempre superior à velocidade obtida com o sistema WT mais C-D 1. A justificação está relacionada com o facto de o ângulo de entrada α_i do C-D 2 (14°) ser superior ao do C-D 1 (8°) o que leva a que a razão entre a área de entrada do C-D e a área ao centro, onde se localiza a turbina, seja superior no caso do C-D 2 (1.50) relativamente ao C-D 1 (1.27). Deste modo, a aceleração do vento é superior no C-D 2 relativamente ao C-D 1. Deverá haver um ângulo α_i , fora do âmbito deste trabalho, que optimize o ganho de velocidade do vento. Em ambos C-D não se verificou uma tendência definida da velocidade adimensional com a variação de U_∞ . O valor mínimo da velocidade adimensional foi de 1.052, obtido para a simulação da WT mais C-D 1 com a velocidade de 5.68 m/s e o valor máximo foi de 1.1092, obtido para a simulação da WT mais C-D 2 com a velocidade de 6.5 m/s.

4.1.2 Resultados da potência

Os resultados da potência adimensional (P_{C-D}/P_{WT}) obtidos na primeira fase das simulações, de acordo com a Tabela 4.2, estão representados na Figura 4.1.5 para os três valores do tamanho da pala F .

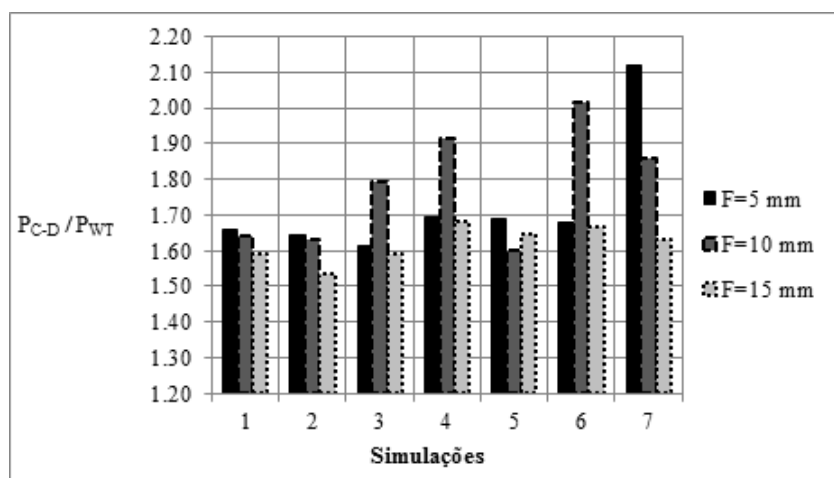


Figura 4.1.5: Potência adimensional para as várias simulações da primeira fase.

Como se constata da Figura 4.1.5, e como esperado, quando se utilizou o sistema turbina e C-D, a potência foi sempre superior à potência obtida apenas com WT. Tal como verificado na velocidade média (Figura 4.1.3) não se observa uma tendência definida relativamente à influência dos ângulos do concentrador e difusor e do tamanho da pala, F , na potência adimensional. O valor mínimo da potência adimensional obteve-se para a simulação 2, com $F=15$ mm, sendo o seu valor de 1.54. O valor máximo foi obtido para a simulação 7 e $F=5$ mm, com o valor de 2.12.

Os resultados da potência adimensional obtidos na segunda fase das simulações estão representados na Figura 4.1.6 de acordo com a Tabela 4.1 para C-D 1 e para C-D 2, em função da velocidade do vento, U_{∞} .

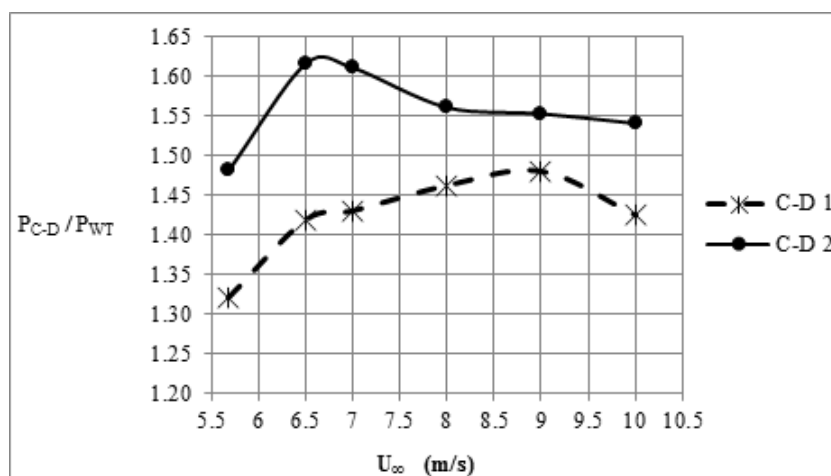


Figura 4.1.6: Potência adimensional em função da velocidade do vento para as várias simulações da segunda fase.

Como se constata da Figura 4.1.6, a potência adimensional e a sua variação com a velocidade do vento, U_∞ , para os sistemas turbina e C-D 1 e C-D 2, é idêntica à verificada para a velocidade média adimensional do vento (ver Figura 4.1.4), como esperado. O valor mínimo da potência adimensional obteve-se para a simulação da WT mais C-D 1 com a velocidade de 5.68 m/s, com o seu valor de 1.32. O valor máximo foi obtido para a simulação da WT mais C-D 2 com a velocidade de 6.5 m/s, com o valor de 1.616.

4.2 Ensaios no túnel de vento

Em todos os ensaios efetuados no túnel de vento foram registados os valores da potência elétrica, P . Os ensaios foram efetuados para três condições: na condição 1, testou-se apenas a turbina; na condição 2 testou-se o sistema turbina e C-D 1 e na condição 3 testou-se o sistema turbina e C-D 2. Para cada condição, efetuaram-se ensaios em duas fases distintas. Na primeira fase obteve-se o valor de P para $TSR = 2$. Na segunda fase foi registado o valor de P para o ponto de potência máxima (em inglês *maximum power point* (MPP)).

Para as duas fases, as condições experimentais estão representadas na Tabela 4.3. No total, foram registados 36 valores da potência.

Tabela 4.3: Código e condições experimentais para os ensaios no túnel de vento, quando se utilizou apenas a turbina e quando se utilizou o sistema turbina e C-D 1 e C-D 2.

U_∞ (m/s)	Velocidade angular (rpm)					
	Condição 1		Condição 2		Condição 3	
	WT (1ª fase)	MPP _{WT} (2ª fase)	C-D 1 (1ª fase)	MPP _{C-D1} (2ª fase)	C-D 2 (1ª fase)	MPP _{C-D2} (2ª fase)
5.68	2013	1980	2470	2470	2586	2511
6.50	2303	2160	3254	3254	3363	3238
7.00	2480	2650	3504	3504	3626	3626
8.00	2835	3413	4037	4432	4065	4481
9.00	3189	3968	4552	5043	4674	5273
10.00	3543	4601	5071	6334	5180	6022

Os resultados da potência adimensional (P_{C-D}/P_{WT}) obtidos na primeira fase dos ensaios efetuados no túnel de vento, de acordo com a Tabela 4.3, estão representados na Figura 4.2.1, para C-D 1 e para C-D 2.

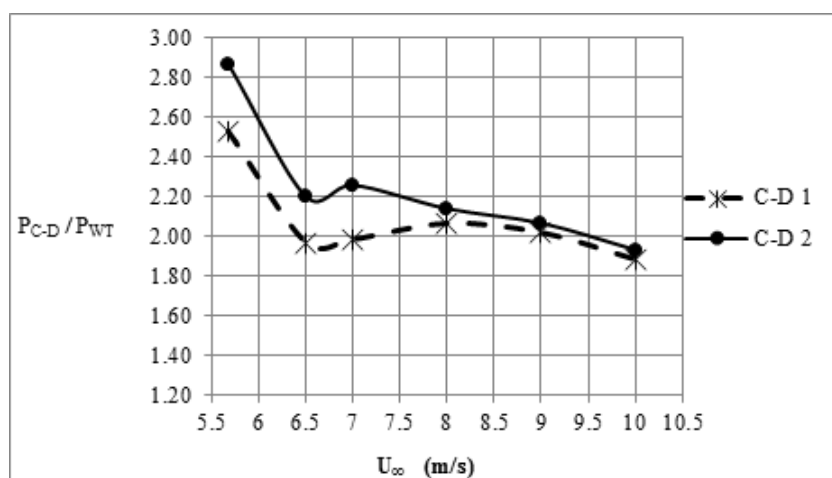


Figura 4.2.1: Potência adimensional em função da velocidade do vento para os ensaios da primeira fase no túnel de vento.

Como se constata da Figura 4.2.1 e como esperado, os valores da potência para os sistemas turbina e C-D foram sempre superiores aos obtidos apenas com turbina. Os valores da potência adimensional quando se testou o sistema turbina e C-D 2 foram sempre superiores aos valores obtidos para o sistema turbina e C-D 1, tal como se tinha verificado nas simulações (ver Figura 4.1.6). Apesar de o valor absoluto da potência adimensional obtido

nos ensaios em túnel de vento ser superior ao valor obtido nas simulações numéricas, a diferença entre os valores obtidos da potência adimensional para os dois sistemas, foi inferior. Este facto poderá estar relacionado com a eficiência do gerador elétrico acoplado à turbina, situação não existente nas simulações. A presença do gerador pode também estar a influenciar a tendência global de descida da potência adimensional em função de U_∞ .

O valor mínimo da potência adimensional foi de 1.88, obtido para o ensaio do sistema WT mais C-D 1 e $U_\infty = 10$ m/s e o valor máximo foi de 2.87 obtido para o ensaio do sistema WT mais C-D 2 e $U_\infty = 5.68$ m/s. Os resultados da potência adimensional ($P_{MPP_{C-D}}/P_{MPP_{WT}}$) obtidos na segunda fase dos ensaios no túnel de vento estão representados na Figura 4.2.2, de acordo com a Tabela 4.3 para C-D 1 e para C-D 2.

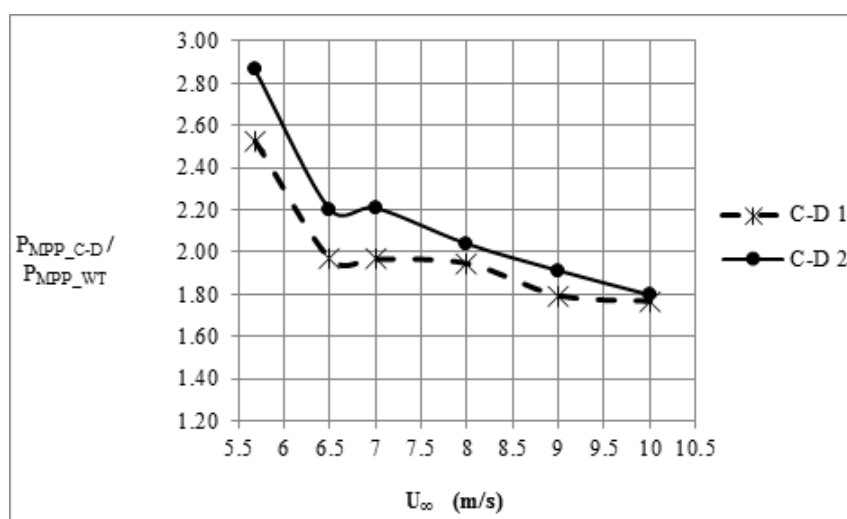


Figura 4.2.2: Potência adimensional em função da velocidade do vento para os ensaios da segunda fase no túnel de vento.

Como se constata da Figura 4.2.2, os valores da potência adimensional e a sua variação com a velocidade do vento, U_∞ , para os sistemas turbina e C-D 1 e C-D 2, são idênticos aos verificados para a potência adimensional obtida nos ensaios da primeira fase (ver Figura 4.2.1).

Dos resultados apresentados para as condições descritas neste trabalho, conclui-se que a presença de um dispositivo de aceleração do vento do tipo C-D, por nós utilizado, conduz sempre a um aumento da potência extraída face à utilização de apenas turbina, como facilmente se comprova observando

a Figura 4.2.3 e a Figura 4.2.4. Nestas Figuras estão representados os valores absolutos da potência, P , obtida em função da velocidade do vento, U_∞ , nas simulações efetuadas no programa computacional SolidWorks e nos ensaios efetuados no túnel de vento, respetivamente. Apesar de superiores, os valores da potência obtida com o sistema turbina e C-D 2, são relativamente próximos aos obtidos com o sistema turbina e C-D 1.

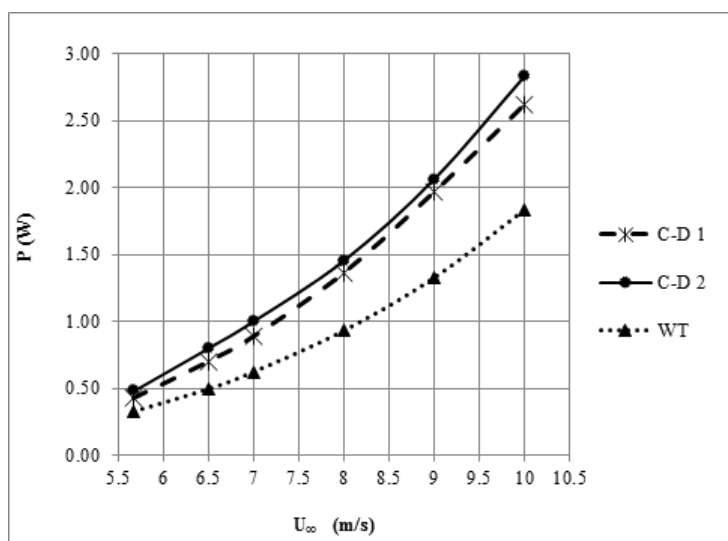


Figura 4.2.3: Potência em função da velocidade do vento para várias simulações numéricas.

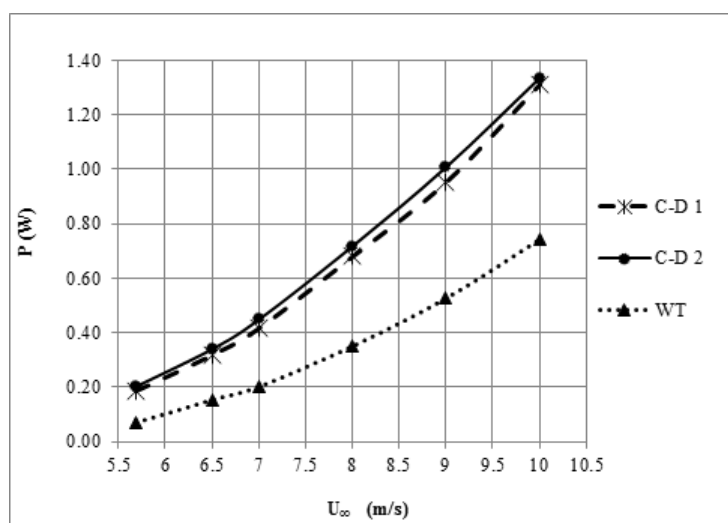


Figura 4.2.4: Potência em função da velocidade do vento para vários ensaios no túnel de vento.

Os valores da potência obtidos nas simulações numéricas para as várias velocidades do vento foram sempre superiores aos obtidos nos ensaios no túnel de vento, para condições idênticas. Este facto está relacionado com o número de células da malha usado nas simulações numéricas, que devia ser maior, e ao rendimento do gerador elétrico usado nos ensaios no túnel de vento. A potência extraída pela turbina aumentou com a velocidade do vento, como esperado, quando se utilizou só a turbina e a turbina e C-D. Este resultado foi obtido quer nas simulações numéricas quer nos ensaios efetuados em túnel de vento.

4.3 Experiências de campo

Nesta fase do trabalho apresentam-se apenas resultados preliminares obtidos tendo-se utilizado só a turbina do tipo Rutland 913, e portanto, sem o dispositivo de captação e aceleração do vento semelhante ao usado nas experiências efetuadas no túnel de vento, concentrador-difusor, C-D.

Para todas as experiências efetuadas no campo com a turbina, foram obtidos os valores da tensão, da corrente e da velocidade do vento e calculados os valores da potência elétrica ($P = VI$).

Numa primeira fase efetuaram-se experiências com uma carga fixa, tendo um valor de resistência igual a 10 ohm. Este valor foi obtido por Lee e colaboradores [64] e representa o valor ótimo para a gama de velocidades do vento em estudo, entre 5 a 10 m/s. Na segunda fase foi usado o sistema de controlo de potência máxima controlado pelo algoritmo P-O.

Os resultados da potência obtidos na primeira fase das experiências de campo estão representados na Figura 4.3.1. Os dados eram registados a cadência de 2 segundos e posteriormente feita a sua média para cada minuto. Nesta figura estão registados os valores médios da potência em função da velocidade do vento para um minuto e representada a linha de tendência.

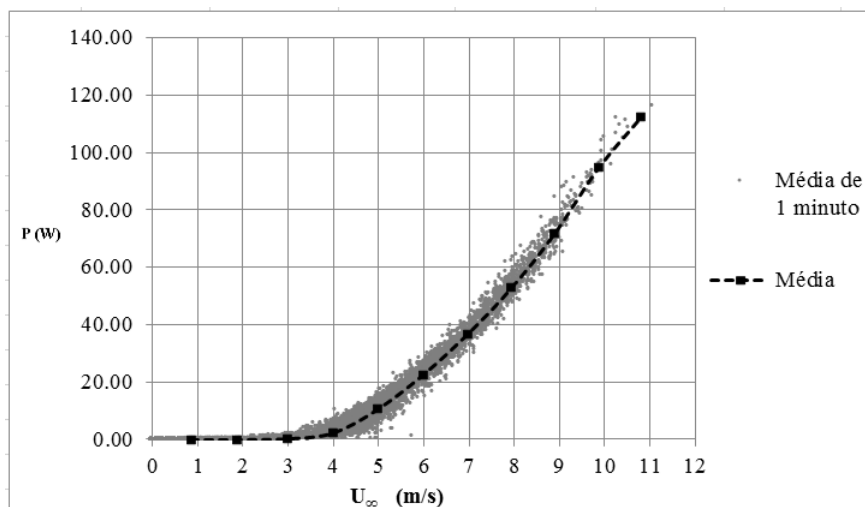


Figura 4.3.1: Potência média em função da velocidade do vento das experiências de campo da primeira fase.

Os resultados da potência obtidos na segunda fase das experiências de campo estão representados na Figura 4.3.2.

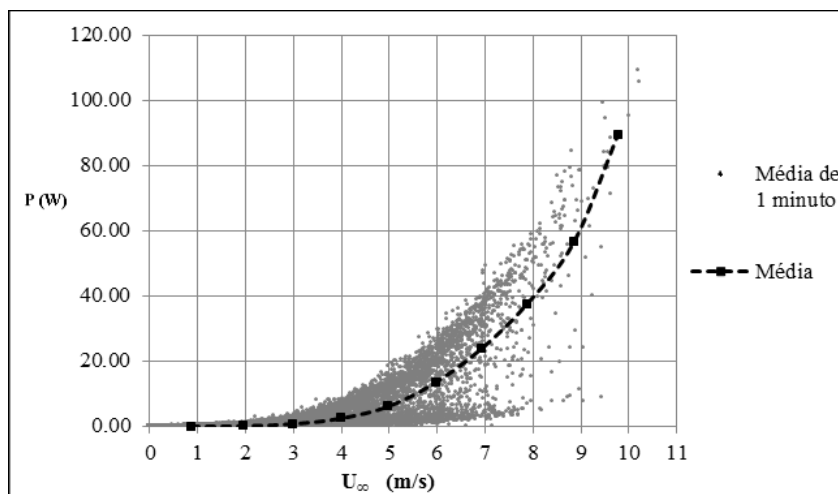


Figura 4.3.2: Potência média em função da velocidade do vento das experiências de campo da segunda fase.

Como constata da Figura 4.3.1 e da Figura 4.3.2 a potência elétrica obtida a partir da turbina aumenta significativamente para velocidade do vento superiores a 4 m/s. Esta tendência é evidente nas experiências da primeira fase. A dispersão verificada com as experiências da segunda fase pode dever-se ao facto do algoritmo P-O necessitar de se ajustar melhor à realidade.

Capítulo 5

CONCLUSÕES

5.1 Conclusões

Fez-se um estudo numérico e experimental de um modelo reduzido de turbina eólica de eixo horizontal com 6 pás e 0.108 m de diâmetro, equipada com Concentrador-Difusor (C-D) para captar e acelerar a velocidade do vento. As experiências no modelo reduzido de turbina foram efetuadas em túnel de vento. A velocidade de aproximação do vento variou entre 5.7 e 10 m/s.

Efetuaram-se também experiências da campo com um sistema constituído só por turbina de 6 pás e 0.91 m de diâmetro semelhante à do modelo reduzido, tendo-se obtido apenas resultados preliminares. Registaram-se velocidade do vento até cerca de 12 m/s.

As simulações numéricas efetuadas permitiram obter dados como a potência extraída usando-se apenas a turbina e a turbina equipada com C-D. Com base nas simulações foram construídos dois modelos de C-D. Os resultados obtidos, quer nas simulações numéricas quer nas experiências em túnel de vento, mostraram que a potência extraída foi sempre superior quando se utilizou o sistema turbina e C-D relativamente ao uso apenas da turbina para a mesma área do rotor.

Com a utilização do dispositivo C-D, nas simulações numéricas efetuadas verificou-se um aumento máximo da velocidade do vento junto da turbina de 21% sendo o aumento médio de 15%, face à utilização apenas da turbina. O aumento máximo na potência foi de 112% e o aumento médio foi de 71%.

Nas experiências efetuadas no túnel de vento também foram verificados

aumentos na potência elétrica extraída para os dois dispositivos construídos, quando se utilizava os C-D face à utilização só da turbina. No C-D 1 o aumento máximo da potência foi de 153% sendo o aumento médio de 107%. No C-D 2 os aumentos foram de 187% e 124%, respetivamente.

5.2 **Trabalhos futuros**

Para trabalhos futuros propomos:

- a construção do dispositivo C-D 2 à escala real e a realização de novas experiências de campo com o C-D 2, retirando as conclusões.
- realizar experiências com outros modelos de turbinas comerciais.
- construir umas pás com a geometria adaptada ao dispositivo de captação e aceleração do vento do tipo C-D.
- construir um gerador elétrico adaptado ao sistema de campo.
- experiências de visualização de escoamento em túnel aerodinâmico.
- construir e realizar experiências com dispositivos de captação e de aceleração do vento com geometrias diferentes dos dispositivos C-D.
- construir um sistema de medição da velocidade do vento ao longo do raio do dispositivo C-D.

Bibliografia

- [1] S. Sawyer and K. Rave, *Global Winde Report Annual Market Update 2012*. Publicado em Abril de 2013.
- [2] S. Mathew, *Wind Energy Fundamentals - Resource Analysis and Economics*, Springer, Ed. Netherlands, 2006.
- [3] E. Hau, *Wind Turbines - Fundamentals, Technologies, Application and Economics, second edition*, Springer, Ed. Germany, 2006.
- [4] L. A. Oliveira and A. G. Lopes, *Mecânica dos Fluidos*, Lidel, Ed. Mafra, 2010.
- [5] F. Bertagnolio, N. Sorensen, J. Johansen, and P. Fuglsang, *Wind Turbine Airfoil Catalogue*, Riso National Laboratory Std., Agosto 2001.
- [6] Y. Ohya, T. Karasudani, A. Sakurai, K. ichi Abe, and M. Inoue, “Development of a shrouded wind turbine with a flanged diffuser.” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 96, pp. 524–539, 2008.
- [7] F. Bet and H. Grassmann, “Upgrading conventional wind turbines.” *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 71–78, 2003.
- [8] H. Grassmann, F. Bet, G. Cabras, M. Ceschia, D. Cobai, and C. Del-Papa, “A partially static turbine - first experimental results.” *Renewable Energy*, vol. 28, pp. 1779–1785, 2003.
- [9] T. Matsushima, S. Takagi, and S. Muroyama, “Characteristics of a highly efficient propeller type small wind turbine with a diffuser.” *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 1343 – 1354, 2006.

- [10] P. Gipe. (2013, Junho) Wind-works. [Online]. Available: <http://www.wind-works.org/>
- [11] F. Wang, L. Bai, J. Fletcher, J. Whiteford, and D. Cullen, "The methodology for aerodynamic study on a small domestic wind turbine with scoop." *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 96, pp. 1–24, 2008.
- [12] T. Setoguchi, N. Shiomi, and K. Kaneko, "Development of two-way diffuser for fluid energy conversion system." *Renewable Energy*, vol. 29, pp. 1757 – 1771, 2004.
- [13] ETI. (2013, Junho) Energy trends insider. [Online]. Available: <http://www.energytrendsinsider.com/>
- [14] M. H. Rashid, *Power Electronics Handbook*, A. Press, Ed. Canada, 2001.
- [15] EWEA. (2013, Maio) The european wind energy association. [Online]. Available: <http://www.ewea.org>
- [16] V. Quachning, *Understanding Renewable Energy Systems*, Earthscan, Ed. UK and USA, 2005.
- [17] L. M. F. Ribeiro, J. A. R. Paulo, and V. Garcia, "Convergent-diffuser for small horizontal wind turbines," *AWEA - Windpower conference e exhibition 2013*, Chicago.
- [18] W. Atlases. (2013, Maio) The world of wind atlases. [Online]. Available: <http://www.windatlas.dk>
- [19] REN. (2013, Maio) Redes energéticas nacionais. [Online]. Available: <http://www.ren.pt>
- [20] R. Gasch and J. Twele, *Wind Power Plants Fundamentals - Design, Construction and Operation, second sdition*, Springer, Ed. Berlin, 2012.
- [21] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, J. W. . Sons, Ed. England, 1998.

- [22] P. Gipe, *Wind Energy Comes of Age*, J. W. . Sons, Ed. United States of America, 1995.
- [23] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, *Wind Energy Explained - Theory, Design and Application*. Jonh Wiley & Sons, 2002.
- [24] M. J. Duffy, “Small wind turbines mounted to existing structures,” Master’s thesis, Georgia Institute of Technology, 2010.
- [25] P. D. Clausen and D. H. Wood, “Research and development issues for small wind turbines.” *Renewable Energy*, vol. 16, pp. 922 – 927, 1999.
- [26] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, J. W. . Sons, Ed. England, 2001.
- [27] A. V. Rosa, *Fundamentals of Renewable Energy Processes, second edition*, Elsevier, Ed. USA, 2009.
- [28] J. Reina Maeda, *Small Wind World Report 2013*, S. Gsänger, Ed. Publicado em Abril de 2013.
- [29] W. Musial and S. Butterfield, “Energy from offshore wind preprint,” in *Offshore Technology Conference*, 2006.
- [30] S. Mertens, “Wind energy in urban areas,” *Re-focus*, 2002.
- [31] M. Rütten, R. Kessler, and M. Konstantinow, “Urban wind-concentrator tower for energy conversion.” European Conference on Computational Fluid Dynamics, 2010.
- [32] S. Mertens, “Wind energy in the built environment - concentrator effects of buildings,” Ph.D. dissertation, Delft University of Technology, 2006.
- [33] M. J. Duffy, “Small wind turbines mounted to existing structures,” Master’s thesis, Georgia Institute of Technology, 2010.
- [34] C. Miles, “Survey of urban wind energy technology,” *Sustainability and the Built Environment*, 2006.

- [35] G. Müller, M. F. Jentsch, and E. Stoddart, “Vertical axis resistance type wind turbines for use in buildings,” *Renewable Energy*, vol. 34, pp. 1407 – 1412, 2009.
- [36] *The feasibility of building - Mounted / Integrated wind turbine, Final Report*, Carbon Trust Std., Maio 2005.
- [37] S. van Beveren, “Design of an urban wind turbine with diffuser,” Master’s thesis, Delft University of Technology, 2008.
- [38] N. Campbell, S. Stankovic, M. Graham, P. Parkin, M. van uijvendijk, T. de Gruiter, S. Behling, J. Hieber, and M. Blanch, “Wind energy for the built environment (project web),” Julho 2001.
- [39] A. Aguiló, D. Taylor, A. Quimn, and R. Wiltshire, “Computational fluid dynamic modelling of speed enhancement through a building - augmented wind concentration system,” 2004.
- [40] *The Viability of Domestic Wind Turbines for Urban Melbourne*, Alternative Technology Association Std., Junho 2007.
- [41] *Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers*, Wineur, Intelligent Energy Europe Std., Julho 2005.
- [42] C. A. Lack, “Urban wind turbines,” Master’s thesis, Escola Tècnica Superior d’Enginyeria Industrial de Barcelona, 2010.
- [43] *Urban wind turbines - Guidelines for small wind turbines in the built environment*, Wineur, Intelligent Energy Europe Std., Fevereiro 2007.
- [44] M. Ragheb, *Wind turbines in the urban environment*, Std., 2012.
- [45] N. Kelly, *Modelling of Urban Wind Power*, Energy Systems Research Unit Std., 2007.
- [46] P. Zhang, *Small Wind World Report 2012*, S. Gsänger, Ed. Publicado em Março de 2012.
- [47] (2013, Junho) Renováveis na hora. [Online]. Available: <http://www.renovaveisnagora.pt/>

- [48] B. Sørensen, *Renewable Energy - Conversion, Transmission and Storage*, Elsevier, Ed. USA, 2007.
- [49] M. Kaltschmitt, W. Streicher, and A. Wiese, *Renewable Energy - Technology, Economics and Environment*, Springer, Ed. Berlin, 2007.
- [50] H. D. B. Fernando D. Bianchi and R. J. Mantz, *Wind Turbine Control Systems - Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*, Springer, Ed. Germany, 2007.
- [51] M. Whitwham, *Country profiles: the current wind energy situation in a selected number of countries worldwide.*, Wineur, Intelligent Energy Europe Std., 2006.
- [52] D. G. Phillips, R. G. J. Flay, and T. A. Nash, "Aerodynamic analysis and monitoring of the vortec 7 diffuser-augmented wind turbine." *IPENZ Transactions*, vol. 26, 1999.
- [53] Y. Ohya and T. Karasudani, "A shrouded wind turbine generating high output power with wind-lens technology." *Energies*, vol. 3, pp. 634 – 649, 2010.
- [54] S. Mertens, "Wind energy in urban areas: Concentrator effects for wind turbines close to buildings." 2002.
- [55] G. J. v. Bussel, "The science of making more torque from wind: Diffuser experiments and theory revisited." 2007.
- [56] G. J. van Bussel, "The science of making more torque from wind: Diffuser experiments and theory revisited." *Journal of Physics*, 2007.
- [57] P. ten Hoopen B.Sc., "An experimental and computational investigation of a diffuser augmented wind turbine," Master's thesis, Delft University of Technology, 2009.
- [58] C. Fletcher, "Diffuser-augmented wind turbine analysis," in *Fluid Mechanics Conference*, 1980.
- [59] M. T. S. Badawy and M. E. Aly, "Gas dynamic analysis of the performance of diffuser augmented wind turbine," *Sādhanā*, vol. 25, pp. 453 – 461, 2000.

- [60] M. Mashud, I. A. Faride, M. R. U. Rahman, and D.M.Asaduzzaman, “Numerical investigation of fluid flow inside a diverging duct,” in *International Conference on Thermal Engineering*, 2008.
- [61] M. Abdullah, A. Yatim, C. Tan, and R. Saidur, “A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 3220 – 3227, 2012.
- [62] R. Kot, M. Rolak, and M. Malinowski, “Comparison of maximum peak power tracking algorithms for a small wind turbine,” *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 91, pp. 29 – 40, 2013.
- [63] Mohan, Undeland, and Robbins, *Power Electronics - Converters, Applications and Design, third edition*, J. W. Sons, Ed. Estados Unidos da América, 2003.
- [64] C. Y. Lee, P. H. Chen, and Y. X. Shen, “Maximum power point tracking (mppt) system of small wind power generator using rbfnn approach,” *Expert Systems with Applications*, vol. 38, pp. 12 058 – 12 065, 2011.
- [65] V. D. da Silva, *Mecânica e Resistência dos Materiais, third edição*, Zuari, Ed. Coimbra, 2004.

Anexo A

Dimensionamento do poste

Através da teoria da conservação de quantidade de movimento obtém-se a força, F_v , exercida pelo ar no rotor da turbina [4].

$$F_v = \rho_{ar} A U_{\infty}^2 \quad (\text{A.1})$$

Na Figura A.0.1 representa-se o esquema estrutural utilizado para determinar os esforços internos da estrutura e assim ser possível o seu dimensionamento.

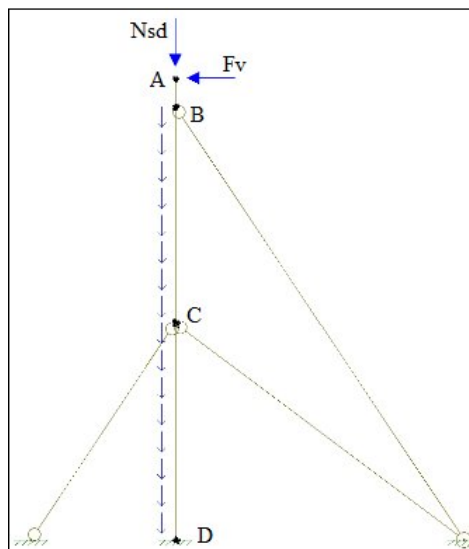


Figura A.0.1: Esquema estrutural do caso em estudo.

Dimensionamento à flexão simples na secção B

O momento fletor de cálculo aplicado na secção B , M_{sd} , é obtido pela multiplicação do momento fletor característico, M , e o coeficiente parcial de segurança, γ_Q , ver Eurocódigo 0.

$$M_{sd} = M\gamma_Q \quad (\text{A.2})$$

A secção B está sujeita a uma tensão máxima, σ_{max} , obtida pela seguinte expressão

$$\sigma_{max} = \frac{M_{sd}}{I} Y_{max} \quad (\text{A.3})$$

Depois do cálculo da tensão máxima, esta é comparada com a tensão de segurança do material (σ_{seg}), pelo que

$$\sigma_{seg} = \frac{\sigma_{mat}}{\gamma_{M0}} \quad (\text{A.4})$$

onde σ_{mat} é a tensão do material e γ_{M0} é o coeficiente parcial de segurança, dado pelo Eurocódigo 3.

Dimensionamento do troço $C - D$

Sem efeitos de segunda ordem (pré-dimensionamento)

$$N_{sd} \leq N_{c,Rd} \quad (\text{A.5})$$

onde N_{sd} é o esforço axial aplicado no poste e $N_{c,Rd}$ é o esforço axial resistente sem efeitos de segunda ordem, dado pela seguinte equação:

$$N_{c,Rd} = A_{mat} \frac{\sigma_{mat}}{\gamma_{M0}} \quad (\text{A.6})$$

onde A_{mat} é a área da secção transversal.

Com efeitos de segunda ordem

$$N_{sd} \leq N_{b,Rd} \quad (\text{A.7})$$

$N_{b,Rd}$ é o esforço axial resistente com efeitos de segunda ordem, dado pela seguinte equação:

$$N_{b,Rd} = A_{mat} \frac{\sigma_{mat}}{\gamma_{M1}} \beta_{AX} \quad (\text{A.8})$$

onde γ_{M1} é coeficiente parcial de segurança dado pelo Eurocódigo 3, e χ é o coeficiente de redução para o modo de encurvadura relevante, é dada pela seguinte equação (ver Eurocódigo 3)

$$\chi = \frac{1}{\phi + (\phi^2 - \varsigma^2)^{0.5}} \leq 1 \quad (\text{A.9})$$

em que:

$$\phi = \frac{[1 + \varrho(\varsigma - 0.2) + \varsigma^2]}{2} \quad (\text{A.10})$$

$\varsigma = \sqrt{\frac{A_{mat}\sigma_{mat}}{N_{cr}}}$ para as secções transversais das Classes 1, 2 e 3;

$\varsigma = \sqrt{\frac{A_{mateff}\sigma_{mat}}{N_{cr}}}$ para as secções transversais da Classe 4;

onde ϱ é o fator de imperfeição e N_{cr} é o valor crítico do esforço normal associado ao modo de encurvadura elástica relevante, baseado nas propriedades da secção transversal bruta.

No caso de encurvadura por flexão a esbelteza normalizada ς é obtida por:

$$\varsigma = \sqrt{\frac{A_{mat}\sigma_{mat}}{N_{cr}}} = \frac{l_{cr}}{i} \frac{1}{\varsigma_1} \quad (\text{A.11})$$

para as secções transversais das Classes 1, 2 e 3

$$\varsigma = \sqrt{\frac{A_{mateff}\sigma_{mat}}{N_{cr}}} = \frac{l_{cr}}{i} \frac{\sqrt{\frac{A_{mateff}}{A_{mat}}}}{\varsigma_1} \quad (\text{A.12})$$

para as secções transversais da Classe 4;

em que:

l_{cr} é o comprimento de encurvadura no plano de encurvadura considerado;

i é o raio de giração em relação ao eixo apropriado, determinado com base nas propriedades da secção transversal bruta;

$$\varsigma_1 = \pi \sqrt{\frac{E}{\sigma_{mat}}} = 93.9\varepsilon$$

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{235}{\sigma_{mat}}} \quad (\sigma_{mat} \text{ em } \frac{N}{mm^2})$$

Para uma compreensão com mais detalhes consultar [65].

Anexo B

Calibração do túnel de vento

Através da manipulação da equação de Bernouli obtém-se a expressão do tubo de Pitot:

$$U_{\infty} = k \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho_{ar}}} \quad (\text{B.1})$$

onde k é o fator de eficiência do tubo de Pitot (0.96), Δp é a variação da pressão, entre a pressão estática e pressão dinâmica.

A variação de pressão no túnel de vento era medida em coluna de um fluido, Δh_{liq} com $\rho_{liq} = 855 \frac{kg}{m^3}$. Deste modo foi necessário converter a pressão de coluna de líquido para Pascal, pelo que

$$\Delta p = \rho_{liq} g \Delta h_{liq} \quad (\text{B.2})$$

onde g é a aceleração da gravidade.

O ρ_{ar} foi calculado tendo em conta a pressão atmosférica e a temperatura do local. Através da manipulação da equação dos gases ideais, obtém-se

$$\rho_{ar} = \frac{M_{ar} P_{ar}}{RT} \quad (\text{B.3})$$

onde M_{ar} é a massa molar do ar ($\frac{kg}{mol}$), P_{ar} é a pressão atmosférica (Pa), R é a constante universal dos gases ideais ($\frac{Pa.m^3}{K.mol}$) e T é a temperatura (K).

Para uma compreensão com mais detalhes consultar [4].