

# Universidade do Algarve

FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA

**Tese em Engenharia do Ambiente**

## **Aplicação de Energias Renováveis para a Sustentabilidade Energética de Edifícios**

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA DO AMBIENTE

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre

**Autor:** João Cavalaria

**Orientador:** Prof. Doutor Eusébio Conceição

Outubro de 2017

# Universidade do Algarve

FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA

**Tese em Engenharia do Ambiente**

## **Aplicação de Energias Renováveis para a Sustentabilidade Energética de Edifícios**

João de Deus Dias Cavalaria

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA DO AMBIENTE

**Orientador:** Prof. Doutor Eusébio Conceição

2017

**Declaro ser o autor deste trabalho, que é original e inédito.**

**Autores e trabalhos consultados estão devidamente citados no texto e constam da listagem de referências incluída.**

---

João de Deus Dias Cavalaria

**©Copyright** João de Deus Dias Cavalaria

A Universidade do Algarve reserva para si o direito, em conformidade com o disposto no Código do Direito de Autor e dos Direitos Conexos, de arquivar, reproduzir e publicar a obra, independentemente do meio utilizado, bem como de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição para fins meramente educacionais ou de investigação e não comerciais, conquanto seja dado o devido crédito ao autor e editor respetivos.

## Resumo

A união europeia definiu metas ambiciosas no que diz respeito ao aumento da utilização de energias renováveis. A sua utilização em edifícios, de forma a reduzir a quantidade de energia não renovável por eles consumida e em sistemas de AVAC de edifícios para o conforto térmico, pode contribuir para atingir estas metas.

Neste trabalho foi efetuado um estudo que consistiu no dimensionamento de turbinas para alimentar uma moradia. Este estudo dividiu-se em duas partes.

Numa primeira fase dimensionou-se duas turbinas de pequenas dimensões, uma foi testada em túnel de vento e a outra foi dimensionada tendo em consideração os resultados do teste.

Numa segunda fase dimensionou-se quatro turbinas com o intuito de aplica-las em edifícios, considerando a potencia que os mesmos necessitam. Para isso utilizou-se dois perfis alares, o E231 e o NACA 0009, e uma combinação de divisões das pás em diferentes secções.

Os resultados indicaram que as pás das turbinas dimensionadas com o perfil alar NACA 0009 têm melhor desempenho e que o coeficiente de potencia de cálculo (0,48) aproxima-se mais do coeficiente de potencia máximo (0,593).

**Palavras-chave:** Energias Renováveis, Energia Eólica, Conforto Térmico, Eficiência Energética, Dimensionamento de Turbinas, *Software* de Cálculo.

## **Abstract**

The European Union has defined ambitious goals in for the use of renewable energies. Its utilization in buildings helps to reduce the amount of energy from non-renewable sources, and can be a factor to achieve these goals.

In this work a study has been made that consisted in designing wind turbines to feed buildings with energy. This study was divided in two sections.

In a first phase it was design two small turbines, one was tested in a wind tunnel and the other was designed taking in account the results of the test.

In a second phase it was designed four turbines to be applied in buildings, it was considered its power needs. For the design of the wind turbines it was used two airfoils, the NACA 0009 and the E231, and a combination of the division of the blades in different sections.

The results have showed that the turbine design with the airfoil NACA 0009 is the one with the better performance and the power coefficient was of 0,48, being the closest one to the maximum power coefficient (0,593)

**Key words:** renewable energy, wind power, thermal comfort, energetic efficiency, wind turbine design, simulation software

# Índice

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>OBJETIVOS.....</b>	<b>3</b>
<b>3.</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>4</b>
<b>4.</b>	<b>CASOS DE ESTUDO .....</b>	<b>5</b>
<b>5.</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>7</b>
5.1.	EDIFICAÇÃO.....	7
5.2.	EFICIÊNCIA ENERGÉTICA.....	8
5.3.	SISTEMAS AVAC.....	9
5.4.	CONFORTO TÉRMICO E QUALIDADE DO AR.....	9
5.5.	ENERGIA EÓLICA .....	11
<b>6.</b>	<b>PROCEDIMENTO DE CÁLCULO PARA O DIMENSIONAMENTO DAS PÁS PARA A EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL.....</b>	<b>25</b>
6.1.	PERFIL ALAR.....	25
6.2.	DIMENSIONAMENTO DA PÁ DA TURBINA .....	29
6.2.1.	<i>Rácio de Velocidade de Ponta (<math>\lambda</math>) e o Número de Pás da Turbina (B).....</i>	<i>30</i>
6.2.2.	<i>Cálculo do ângulo alfa e do CL reais .....</i>	<i>36</i>
6.2.3.	<i>Cálculo do Coeficiente de Potência .....</i>	<i>39</i>
6.2.4.	<i>Energia em Watts/dia Produzida pela Turbina Eólica .....</i>	<i>40</i>
6.2.5.	<i>Curva CP em função do <math>\lambda</math>.....</i>	<i>41</i>
<b>7.</b>	<b>PROGRAMA DE CÁLCULO.....</b>	<b>42</b>
<b>8.</b>	<b>CASOS DE ESTUDO .....</b>	<b>45</b>
<b>9.</b>	<b>DADOS DE ENTRADA.....</b>	<b>47</b>
9.1.	CÁLCULO DA VELOCIDADE DO VENTO EM AMBIENTE URBANO .....	47
9.2.	PERFIS ALARARES UTILIZADOS E RAIOS DAS TURBINAS .....	49
9.3.	DADOS POLARES DOS PERFIS ALARES ESCOLHIDOS .....	52
9.4.	RÁCIO DE VELOCIDADE DE PONTA E NÚMERO DE PÁS DAS TURBINAS.....	53
<b>10.</b>	<b>APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS .....</b>	<b>57</b>
10.1.	TURBINA DE TESTE .....	57
10.2.	TURBINA MELHORADA .....	61
10.3.	DIMENSIONAMENTO E DESENHO DE QUATRO TURBINAS PARA UTILIZAR EM EDIFÍCIOS.....	64
10.3.1.	<i>Turbina AC.....</i>	<i>65</i>
10.3.2.	<i>Turbina EE .....</i>	<i>70</i>

10.3.3. Turbina I.....	74
10.3.4. Turbina AV.....	77
<b>11. CONCLUSÃO .....</b>	<b>84</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>85</b>
<b>WEBGRAFIA .....</b>	<b>86</b>
<b>ANEXO I - TABELA DAS PROPRIEDADES DO VENTO .....</b>	<b>89</b>
<b>ANEXO II – COORDENADAS DO PERFIL ALAR E231 .....</b>	<b>90</b>
<b>ANEXO III – DADOS POLARES DO PERFIL ALAR E231 .....</b>	<b>91</b>
<b>ANEXO IV – COORDENADA DO PERFIL ALAR NACA 0009.....</b>	<b>92</b>
<b>ANEXO V – DADOS POLARES DO PERFIL ALAR NACA 0009 .....</b>	<b>93</b>

## Índice de Figuras

FIGURA 1 - TÚNEL AERODINÂMICO DA UALG.....	5
FIGURA 2 - PRINCIPAIS TROCAS TÉRMICAS ENTRE O HOMEM E A EDIFICAÇÃO .....	11
FIGURA 3 - TURBULÊNCIA DO VENTO GERADA PELO EFEITO DE OBSTÁCULOS .....	13
FIGURA 4 - FLUXO DO VENTO AO REDOR DE EDIFÍCIOS.....	13
FIGURA 5 – INFLUENCIA DA ALTURA NA VELOCIDADE DO VENTO.....	13
FIGURA 6 – CASTLE HOUSE.....	14
FIGURA 7 - BAHRAIN WORLD TRADE CENTER .....	14
FIGURA 8 – POSIÇÕES PREFERENCIAIS DE POSICIONAMENTO DE TURBINAS JUNTO A EDIFÍCIOS.....	15
FIGURA 9 – TESTE EM TÚNEL DE VENTO QUE SIMULA A PASSAGEM DO VENTO EM AMBIENTE URBANO.....	18
FIGURA 10 – DIFERENTES TIPOS DE TURBINAS TIPO DARRIEUS.....	21
FIGURA 11 – EXEMPLOS DE TURBINAS DE EIXO VERTICAL .....	23
FIGURA 12 - PERFIS ALARES.....	25
FIGURA 13 – FORÇAS ATUANTES NUM PERFIL ALAR.....	27
FIGURA 14 - DADOS POLARES DE UM PERFIL ALAR E231.....	28
FIGURA 15 – FLUXOGRAMA PARA A ESCOLHA DO TIPO DE PERFIL ALAR .....	30
FIGURA 16 – ÂNGULOS DE CÁLCULO, EIXO E SENTIDO DE ROTAÇÃO DO PERFIL ALAR .....	33
FIGURA 17 - REPRESENTAÇÃO DO PARÂMETRO R.....	34
FIGURA 18 - COMPRIMENTO DE CORDA.....	35
FIGURA 19 – NOMENCLATURA DE UM PERFIL ALAR .....	36
FIGURA 20 – RESULTADO DO CÁLCULO DO CL PARA UMA TURBINA COM 11 SECÇÕES .....	38
FIGURA 21 – FLUXOGRAMA DO PROCEDIMENTO DE CÁLCULO REALIZADO PELO PROGRAMA .....	44
FIGURA 22 – CAIS COMERCIAL DA CIDADE DE FARO.....	48

FIGURA 23 – DADOS DA VELOCIDADE DO VENTO NO ANO DE 2016 .....	48
FIGURA 24 - PERFIS ALARES UTILIZADOS PARA O DIMENSIONAMENTO DAS TURBINAS.....	51
FIGURA 25 - MÉTODO DE RETIRAR O ÂNGULO ALFA E O CL ÓTIMOS DO PERFIL ALAR E231 .....	52
FIGURA 26 - MÉTODO DE RETIRAR O ÂNGULO ALFA E O CL ÓTIMOS DO PERFIL ALAR NACA 0009 .....	53
FIGURA 27 – PERFIS ALARES E DESENHO EM 3D DA PÁ DE TESTE EM CAD .....	58
FIGURA 28 – TURBINA IMPRESSA EM 3D .....	59
FIGURA 29 - MOTOR DE IMPRESSORA .....	59
FIGURA 30 - TURBINA DE TESTE LIGADA AO MOTOR E POSICIONADA NO TÚNEL DE VENTO .....	60
FIGURA 31 – TURBINA DE TESTE EM FUNCIONAMENTO .....	60
FIGURA 32 - PERFIS ALARES E DESENHO EM 3D DA PÁ MELHORADA EM CAD .....	63
FIGURA 33 – CURVA CP EM FUNÇÃO DO $\lambda$ PARA A PÁ MELHORADA.....	64
FIGURA 34 – PÁ DA TURBINA AC COM O PERFIL ALAR E231 (ESCALA 1/19) .....	68
FIGURA 35 - PÁ DA TURBINA AC COM O PERFIL ALAR NACA 0009 .....	69
FIGURA 36 – PÁ DA TURBINA EE COM O PERFIL ALA E231 (ESCALA 1/19) .....	72
FIGURA 37 – PÁ DA TURBINA EE COM O PERFIL ALAR NACA 0009 .....	73
FIGURA 38 – PÁ DA TURBINA I (ESCALA 1/19).....	76
FIGURA 39 – PÁ DA TURBINA I COM O PERFIL ALAR NACA 0009 (ESCALA 1/19) .....	77
FIGURA 40 – PÁ DA TURBINA AV COM O PERFIL ALAR E231 (ESCALA 1/19).....	80
FIGURA 41 - PÁ DA TURBINA AV COM O PERFIL ALAR NACA 0009 (ESCALA 1/19) .....	81

## Índice de Tabelas

TABELA 1 - CARACTERÍSTICAS DE FABRICO E DESIGN DAS TURBINAS DE EIXO VERTICAL.....	22
TABELA 2 - CARACTERÍSTICAS DE FABRICO E DESIGN DAS TURBINAS DE EIXO HORIZONTAL .....	24
TABELA 3 – NÚMERO DE PÁS (B) EM FUNÇÃO DO $\lambda$ .....	31
TABELA 4 – DADOS DE ENTRADA PARA A TURBINA DE TESTE COM O PERFIL ALAR E231 .....	54
TABELA 5 – DADOS DE ENTRADA PARA A TURBINA MELHORADA COM O PERFIL ALAR E231 .....	54
TABELA 6 – DADOS DE ENTRADA PARA A TURBINA AC COM O PERFIL ALAR E231 .....	54
TABELA 7 – DADOS DE ENTRADA PARA A TURBINA AC COM O PERFIL ALAR NACA 0009 .....	54
TABELA 8 - DADOS DE ENTRADA PARA A TURBINA EE COM O PERFIL ALAR E231 .....	55
TABELA 9 - DADOS DE ENTRADA PARA A TURBINA EE COM O PERFIL ALAR NACA 0009 .....	55
TABELA 10 - DADOS DE ENTRADA PARA A TURBINA I COM O PERFIL ALAR E231 .....	55
TABELA 11 - DADOS DE ENTRADA PARA A TURBINA I COM O PERFIL ALAR NACA 0009 .....	55
TABELA 12 – DADOS DE ENTRADA PARA A TURBINA AV COM O PERFIL ALAR E231.....	55
TABELA 13 – DADOS DE ENTRADA PARA A TURBINA AV COM O PERFIL ALAR NACA 0009.....	56
TABELA 14 – DADOS REFERENTES ÀS DIMENSÕES DA PÁ DA TURBINA DE TESTE .....	57
TABELA 15 – DADOS DE DIMENSIONAMENTO DA PÁ MELHORADA .....	62

TABELA 16 - DADOS DE DIMENSIONAMENTO DA A TURBINA AC, COM O PERFIL ALAR E231 COM 11 SECÇÕES.....	65
TABELA 17 - DADOS DE DIMENSIONAMENTO DA A TURBINA AC, COM O PERFIL ALAR NACA 0009 COM 11 SECÇÕES.....	66
TABELA 18 - DADOS DE DIMENSIONAMENTO DA A TURBINA AC, COM O PERFIL ALAR NACA 0009 COM 20 SECÇÕES.....	66
TABELA 19 - DADOS DE DIMENSIONAMENTO DA A TURBINA EE COM O PERFIL ALAR E231.....	70
TABELA 20 - DADOS DE DIMENSIONAMENTO DA A TURBINA EE, COM O PERFIL ALAR NACA 0009, COM 11 SECÇÕES.....	70
TABELA 21 - DADOS DE DIMENSIONAMENTO DA A TURBINA EE, COM O PERFIL ALAR NACA 0009, COM 20 SECÇÕES.....	71
TABELA 22 - DADOS DE DIMENSIONAMENTO DA TURBINA I COM O PERFIL ALAR E231.....	74
TABELA 23 - DADOS DE DIMENSIONAMENTO DA TURBINA I COM O PERFIL ALAR NACA 0009 COM 11 SECÇÕES.....	75
TABELA 24 - DADOS DE DIMENSIONAMENTO DA TURBINA I COM O PERFIL ALAR NACA 0009 COM 20 SECÇÕES.....	75
TABELA 25 - DADOS DE DIMENSIONAMENTO DA TURBINA AV COM O PERFIL ALAR E231.....	78
TABELA 26 - DADOS DE DIMENSIONAMENTO DA TURBINA AV COM O PERFIL ALAR NACA 0009 COM 11 SECÇÕES.....	78
TABELA 27 - DADOS DE DIMENSIONAMENTO DA TURBINA AV COM O PERFIL ALAR NACA 0009 COM 20 SECÇÕES.....	79
TABELA 28 – RELAÇÃO ENTRE A POTÊNCIA NECESSÁRIA E A POTENCIA DAS TURBINAS.....	82

## Lista de siglas

A – Área

$\Delta$  diferença

$\pi$  - pi

c – Comprimento de corda (m)

$\lambda$  – Rácio de velocidade de ponta

$\Theta_p$  – Ângulo local (graus)

$\Theta_T$  – Ângulo de torção

$\sigma$  – Rácio de solidez

CP – Coeficiente de Potência

P – Potência

W – Watts

W/d – Watts por dia

W/h – Watts hora

W/ano – Watts ano

a – Fator de indicação axial

$\alpha$  – ângulo alfa

CL – coeficiente de sustentação

CD – coeficiente de arrasto

GR – Glide ratio

$z_0$  – Comprimento da rugosidade entre edifícios (m)

$C_{DE}$  - Coeficiente de arrasto do edifício

K - Constante de Von Kármán

$\lambda_r$  - Densidade da área plana (chão)

$z_0$  – Comprimento da rugosidade entre edifícios (m)

$C_{DE}$  - Coeficiente de arrasto do edifício

$\lambda_r$  - Densidade da área plana (chão)

$\rho$  – massa específica do ar,  $\text{kg/m}^3$

$A$  – Área,  $\text{m}^2$

$V$  – Velocidade do vento,  $\text{m/s}$

$CP$  – Coeficiente de potência

$V$  – Velocidade do vento  $\text{m/s}$

$R$  – Raio da turbina (metros)

$\nu$  – viscosidade cinemática do ar, em  $\text{m}^2/\text{s}$

$\Omega$  – velocidade angular ( $\text{rad/s}$ )

$(r/R)$  – Raio médio (adimensional)

$\varphi$  = ângulo do vento relativo (radianos)

$r$  – Raio médio (m)

$B$  – Número de pás da turbina (adimensional)

$\lambda_r$  – rácio de velocidade local

$\theta_{p,0}$  – Valor de  $\theta_p$  da ponta da pá (graus)

$Re$  – Número de Reynolds

$\nu$  – viscosidade cinemática do ar  $\text{m}^2/\text{s}$

## 1. Introdução

A energia é indispensável para a nossa sobrevivência, é usada em todas as vertentes das nossas vidas e é utilizada para alimentar as nossas casas, serviços e dispositivos eletrónicos. As necessidades energéticas têm aumentado devido ao desenvolvimento da indústria e da urbanização (Yang, et al. 2016), o que atualmente coloca em causa a sustentabilidade do planeta, visto que a energia utilizada é em grande parte proveniente de fontes não renováveis (EUFORES 2011).

A COP (conferência das partes) reúne todos os anos para discutir as alterações climáticas, conferência que tem grande importância em termos mundiais. Os países nela envolvidos traçam metas para diminuir o aquecimento global, metas essas que passam por diferentes temáticas. A energia renovável pode ajudar a alcançar estas metas, sendo que uma das metas do COP 2015 é a redução em 2% da temperatura do planeta até um máximo de 2 °C até ao final deste século (APA 2015).

No que respeita à utilização de energias renováveis, a União Europeia (UE) criou objetivos ambiciosos de modo a combater as alterações climáticas. Os planos nacionais de ação dos 28 estados membros preveem que 27% do consumo final de energia seja renovável até 2020 (Parlamento Europeu e do Conselho 2012), (EUFORES 2011), considerando que:

- > 34,3% de procura de eletricidade;
- > 21,5% das necessidades relacionadas com aquecimento ventilação e ar-condicionado (AVAC);
- > 11,3% do consumo associado aos transportes.

A utilização de energias renováveis em edifícios reduz drasticamente o consumo final de energia. Em média, os edifícios são responsáveis por 40% do consumo total de energia de um país (Sahi, et al. 2015). Segundo a (EUFORES 2011) Portugal comprometeu-se a compensar em 31% o consumo de energia com energias renováveis até 2020.

A utilização de energia eólica está muito desenvolvida, quando se fala em aplicação de eólicas de médio e grande porte, que são facilmente instaladas em ambientes rurais e suburbanos. Existe, no entanto, pouca investigação no que respeita à utilização de

pequenas turbinas para a produção de energia em edifícios baixos, principalmente em ambiente urbano. Este fato deve-se principalmente às barreiras arquitetónicas que interferem no livre escoamento do vento (Heath, et al. 2007).

As necessidades de AVAC dos edifícios representam uma porção significativa das necessidades totais de energia. A utilização de energias renováveis direcionada para os sistemas de AVAC é ainda muito pequena (EUFORES 2011). Para atingir as metas definidas é necessário um aumento de 1,2% de produção de energia renovável até 2020 (EUFORES 2011).

Em Portugal a energia renovável proveniente de eólicas está em linha com as metas definidas, mas no que respeita à utilização de energia eólica para alimentar edifícios não está muito desenvolvida. Por outro lado, a utilização de energias renováveis para alimentar sistemas AVAC resume-se apenas à instalação de sistemas solar fotovoltaicos, à contribuição da biomassa e de sistemas de aquecimento solar térmico, não existindo praticamente nenhuma aplicação de tecnologia eólica.

Tendo em conta as metas definidas pela UE verifica-se a necessidade de tomar ações sustentáveis, baseadas na implementação de medidas que permitam uma utilização mais eficiente da energia, como a utilização de fontes de energias renováveis para gerar energia. É neste contexto que surge a motivação para a elaboração desta tese.

Neste documento será abordada a tecnologia de energia renovável de turbinas eólicas para a geração de energia elétrica, de forma a atingir a sustentabilidade energética de edifícios ou suprir em parte essa necessidade.

Para enquadrar estas tecnologias são descritos os seguintes conceitos: consumo energético, eficiência energética, consumo de eletricidade dos edifícios e AVAC, o comportamento do vento em ambiente urbano e o dimensionamento de turbinas eólicas de eixo horizontal.

## 2. Objetivos

Este trabalho pretende usar a energia eólica para atingir a sustentabilidade energética de edifícios, energia esta que será utilizada também para a melhoria do conforto térmico de edifícios, eliminando ou atenuando o consumo de eletricidade da rede elétrica e otimizando o consumo energético dos edifícios.

Serão projetados vários aerogeradores com dimensões diferentes, que irão ser aplicados a edifícios familiares, incidindo sobre consumos energéticos diferentes.

Os aerogeradores serão dimensionados e desenhados com recurso a um software desenvolvido nesta tese para esse fim. Este software utiliza a teoria Blade Element Momentum (BEM), para dimensionar os aerogeradores e utiliza *Computer Assist Design* (CAD), para desenhar os aerogeradores. Serão feitos testes em túnel de vento de forma a verificar o desempenho de uma turbina de pequenas dimensões, ajustada às dimensões do túnel, comparando-a com os valores da turbina de cálculo.

Serão propostos quatro casos de estudo com características diferentes de forma a normalizar as dimensões de turbinas eólicas ajustadas aos diferentes casos, para que estas possam ser facilmente comercializáveis.

### 3. Metodologia

Serão propostos 6 casos de estudo: o primeiro será utilizado para comparar alguns parâmetros de cálculo com um teste em túnel de vento. O segundo será o dimensionamento de uma turbina com uma pá mais larga. Os restantes quatro irão desenvolver turbinas eólicas com tamanhos padronizados, com diferentes objetivos e que possam ser aplicadas em edifícios.

Para dimensionar as turbinas eólicas foi criado um programa de calculo em visual basic, que calcula turbinas eólicas com base na teoria BEM, desenhando-as posteriormente em CAD.

Para validar o programa foi dimensionada e impressa uma turbina, com dimensões ajustadas ao túnel de vento da universidade. Esta turbina foi instalada no túnel de vento, onde foi verificado se esta funcionava à velocidade do vento de cálculo.

Apos este procedimento será dimensionada uma segunda turbina com uma pá mais larga, esta turbina tem maior facilidade em funcionar a velocidades do vento menores.

Serão depois dimensionada mais quatro turbinas com o objetivo de suprir ou atenuar as necessidades energéticas de um edifícios.

Uma turbina será utilizada para suprir as necessidades energéticas de iluminação, outra para o sistema AVAC, outra para o aquecimento de águas e cozinha e por fim uma para os equipamentos elétricos. Estas turbinas apresentarão dimensões e características diferentes.

O cálculo das turbinas será feito com recurso ao software desenvolvido e as necessidades energéticas da moradia têm como base as necessidades energéticas dos equipamentos comuns existentes.

O resultado são três turbinas padronizadas que podem ser facilmente comercializáveis.

#### 4. Casos de Estudo

O estudo da aplicabilidade e eficiência do uso de turbinas eólicas criadas a partir de aerogeradores, para a produção de energia elétrica para colmatar e ou compensar as necessidades energéticas de edifícios e ou dos sistemas AVAC dos mesmos.

Os ensaios com aerogeradores eólicos serão realizados em túnel aerodinâmico (figura 1).



Figura 1 - Túnel Aerodinâmico da UALG.

Serão criados quatro casos, o primeiro servirá para validar o programa de dimensionamento, será dimensionada uma turbina, com as dimensões adequadas para ser testada no túnel de vento e serão feitas medições da velocidade do vento e da energia produzida pela turbina, comparando os valores obtidos com os valores calculados pelo programa utilizado. Será verificado se a turbina funciona com a velocidade do vento de cálculo e se apresenta um funcionamento estável.

Após a validação do programa serão dimensionadas quatro turbinas eólicas, cada uma com a potência necessária para colmatar as necessidades referentes a diferentes secções de uma habitação. As secções alvo são:

- > Aquecimento de água e cozinha;
- > Equipamentos elétricos;
- > Iluminação;
- > AVAC.

Estas turbinas servirão para a aplicação em habitações procurando suprir as necessidades energéticas de cada um destes sectores, porque nem sempre a necessidade do consumidor corresponde a uma turbina que colmate as necessidades totais de energia e, por outro lado, porque nem sempre é possível instalar uma turbina com grandes dimensões junto a habitações em ambiente urbano. Fica-se assim com várias soluções que podem ser aplicadas consoante as necessidades verificadas.

## 5. Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica será organizada da seguinte forma: em primeiro lugar será apresentada informação acerca das necessidades de energéticas da edificação; seguidamente será feita uma abordagem teórica ao comportamento do vento em ambiente urbano. Será também feito um resumo dos diferentes tipos de turbinas eólicas existentes e por fim será explicado o procedimento de cálculo seguido para dimensionar turbinas de eixo horizontal.

### 5.1. Edificação

Em Portugal, o sector residencial, com cerca de 3,9 milhões de alojamentos, contribuiu com 17,7% do consumo de energia final em termos nacionais, representando cerca de 30% do consumo de eletricidade, o que evidencia, desde logo, a necessidade de moderar especialmente o consumo elétrico. O aumento do consumo de energia reside na ineficiência dos próprios equipamentos utilizados no sector, incluindo os edifícios, e dos procedimentos e hábitos de utilização desses mesmos equipamentos.

Os edifícios em Portugal representam 30% dos consumos energéticos, que corresponde a 62% do consumo elétrico, desta forma é o 2º sector com mais emissões de CO<sub>2</sub> (Fornari, et al. 2008) e (Gonçalves, 2010).

No ano de 2013 o consumo doméstico em Portugal representou 13% do consumo total de energia, apenas ultrapassado pelo sector dos transportes e da indústria transformadora, com 36% e 28% do consumo total respetivamente (INE, 2015).

O gasto energético dos edifícios está relacionado com um conjunto de fatores que incluem as características da construção, os sistemas de AVAC utilizados e a localização do edifício (Fornari, et al., 2008).

O consumo de energia dos edifícios em Portugal pode ser distribuído da seguinte forma (ADENE 2012):

- > Aquecimento de águas 2,4 %
- > Cozinha 40,5 %
- > Equipamentos elétricos 32,8 %
- > Iluminação 13,6 %
- > AVAC 10,7 %

Uma moradia de média dimensão tem uma necessidade de energia elétrica de 4000 W (este é um valor ajustado a uma utilização simultânea de equipamentos elétricos). Este valor foi calculado com base na utilização dos equipamentos elétricos mais comuns, nomeadamente os sistemas de iluminação, máquinas de lavar, frigorífico, televisores e outros equipamentos elétricos de baixa potência. As necessidades energéticas de cada sector são as seguintes:

- > Aquecimento de águas 96 W;
- > Cozinha 1620 W;
- > Equipamentos elétricos 1312 W;
- > Iluminação 544 W;
- > AVAC 425 W.

## 5.2. Eficiência Energética

A utilização responsável da energia passa por consumir menos energia em cada produto ou serviço, sem alterar o estilo de vida das populações e/ou sem abdicar do conforto: é o que se pode chamar de eficiência energética (ADENE 2012)

Avanços tecnológicos têm ajudado a alcançar as metas de redução dos consumos energéticos, no entanto, isto não significa que conduzam necessariamente a uma redução sustentável. Isto é justificado pelo facto de os elevados consumos energéticos da atualidade serem consequência da utilização intensiva de fontes de energia não renováveis e da forma pouco eficiente como a energia é utilizada. Só se podem atingir ganhos a longo prazo caso sejam simultaneamente melhoradas as condições de *design*

dos edifícios e adotadas medidas de conservação de energia durante o seu período operacional (Yang, et al., 2014).

Apesar dos grandes avanços tecnológicos que se tem verificado no desenvolvimento das energias renováveis, existem barreiras que dificultam a sua implementação em larga escala. As questões políticas são um grande entrave, mas também as deficiências a nível técnico, o elevado custo relacionado com a implementação de sistemas de energias renováveis e a falta de consciencialização dos principais atores e empreendedores das sociedades (Allouhi, et al., 2015).

### 5.3. Sistemas AVAC

O aquecimento é o sistema de climatização mais utilizado em Portugal, e corresponde a 25% do consumo energético de um edifício (Fornari, et al., 2008). No entanto tem-se vindo a verificar um aumento significativo nos sistemas de arrefecimento, nomeadamente em sistemas de ar condicionado, este acréscimo deve-se ao aumento do poder de compra, seja por aumento dos rendimentos, ou pela baixa dos preços dos equipamentos (DGEG, 2002). O aumento dos sistemas de climatização nos edifícios traz benefícios em termos de conforto, mas causa um incremento significativo nos gastos energéticos, o que provoca grandes danos em termos ambientais, fazendo disparar o consumo de energia. Sendo assim, e de forma a não por em causa o conforto, é necessário desenvolver sistemas de climatização com altos rendimentos e baixos consumos e/ou encontrar formas de alimentar os sistemas de AVAC com energias renováveis.

### 5.4. Conforto Térmico e Qualidade do Ar

O conforto térmico é uma condição da mente que expressa a satisfação do ser humano com o ambiente térmico envolvente. Desta forma, o conforto térmico é de difícil definição, visto que a temperatura do corpo humano oscila entre 36,1 °C e 37,2 °C, em condições normais de saúde. Desta forma o conforto térmico dos edifícios está condicionado pela temperatura ideal para cada pessoa (Almeida, 2010).

Devido à dificuldade de definir e normalizar os índices de conforto térmico, ao longo dos anos, tem-se vindo a procurar várias abordagens para sintetizar num único parâmetro os diversos fatores condicionantes do estabelecimento das características de conforto

térmico, permitindo ainda estabelecer intervalos de conforto relativos a este mesmo parâmetro sintetizador. O resultado das várias experiências deu origem a vários métodos de análise. Sendo o método analítico e o adaptativo/empírico, os mais utilizados (Almeida, 2010).

O método analítico é caracterizado pelos seus índices resultarem essencialmente de estudos com recurso a câmaras climatizadas, nas quais são ajustados diversos fatores ambientais (temperatura, velocidade do ar, temperatura radiante e humidade do ar) (Conceição & J. R. Lúcio, 2010). Procede-se seguidamente ao registo das sensações térmicas experimentadas pelos indivíduos, quando expostos ao seu ambiente interior, ao experimentarem as diferentes combinações das variáveis ambientais.

Por sua vez, o método adaptativo baseia-se na definição de critérios de conforto definidos através de pesquisas de campo, em que as variáveis ambientais são medidas diretamente nos ambientes reais onde as pessoas desenvolvem as suas atividades de lazer ou trabalho e procedendo à recolha das sensações térmicas dos utilizadores dos edifícios analisados.

A manutenção da temperatura corporal é influenciada, pelo ambiente térmico circundante. Desta forma, pode dizer-se que existem duas variáveis a considerar, que são os parâmetros internos (temperatura corporal) e os parâmetros externos (temperatura ambiente). Estes parâmetros estão, por sua vez estão dependentes de outros fatores, sintetizados na figura 2 (Carvalho, 2011).

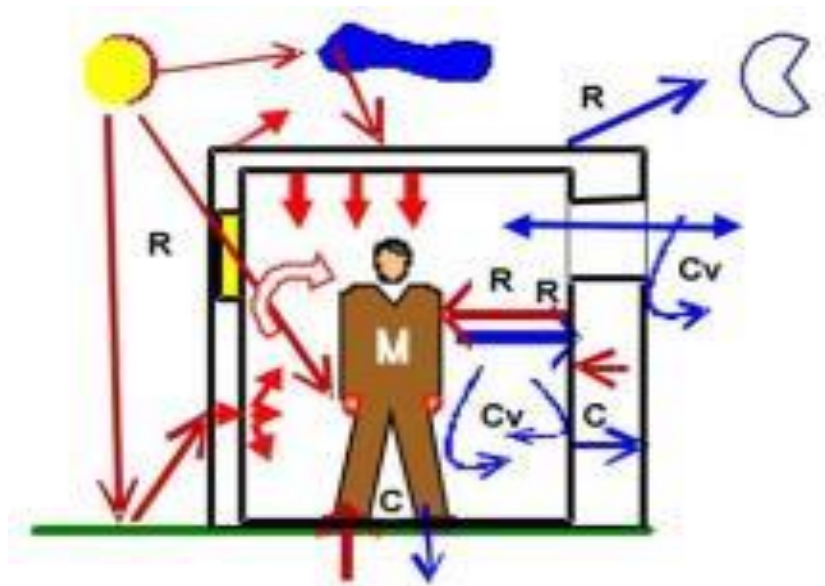


Figura 2 - Principais trocas térmicas entre o homem e a edificação, adaptado de (Carvalho, 2011).

Legenda:

**R – trocas por radiação:** entre o Sol e a construção, entre a abóbada celeste e a construção, entre o corpo e as paredes e entre as faces internas da envolvente.

**C – trocas por condução:** contacto entre o corpo e todas as superfícies.

**Cv – trocas por convecção:** entre o corpo e o ar que está em contato direto e entre o ar e a edificação (externa e internamente).

A qualidade e intensidade das trocas entre a envolvente e o utilizador alteram-se, pois, as trocas dão-se em várias etapas, envolvendo todo o processo de projeto, desde a implantação e volumetria à especificação dos materiais de construção (Carvalho, 2011).

## 5.5. Energia Eólica

A energia eólica é a transformação da energia do vento em energia elétrica, com recurso a uma turbina, que é normalmente instalada em zonas onde o vento atinge velocidades altas. O vento é criado por diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre, devido à maior incidência de radiação. Esta diferença é maior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares. Desta forma, a origem do vento vem da radiação solar (Al-Bahadly, 2009).

A utilização da energia eólica data do ano 200 A.C. para o bombeamento de água. A utilização do vento para a produção de farinha é um processo bem conhecido e que foi utilizado desde a década de 1800 até meados do século passado.

A utilização da energia do vento para a produção de energia elétrica é usada desde 1888 e foi desenvolvido por *Charles F. Brush*. O aerogerador por ele criado produzia 12 KW de energia elétrica. Desde então os aerogeradores têm evoluído imenso e atualmente são uma tecnologia viável (Clímaco 2009). Na Europa existem cidades que são alimentadas em parte por aerogeradores, como por exemplo a cidade de Copenhaga onde 22% das necessidades energéticas da cidade são colmatadas por energia eólica (DAC & CITIES 2014).

A utilização das turbinas eólicas está, no entanto, mais desenvolvida no que respeita a turbinas de grande porte, que são colocadas em sítios sem constrangimentos para o vento, como em *offshores* e zonas rurais com alturas consideráveis, onde as velocidades do vento são maiores e mais constantes, permitindo uma maior produção de energia. A colocação de turbinas eólicas em ambiente urbano tem sido pouco explorada, isto devido à dificuldade em saber quais são as zonas com maior potencial eólico. Com o aumento das necessidades energéticas dos edifícios, com a crescente sensibilização das populações no que respeita ao consumo de energia fóssil e com as imposições dos governos para que se consuma cada vez mais energia renovável, o estudo do comportamento do vento em ambiente urbano tem tido um crescente interesse nos últimos anos.

#### 5.5.1.1.1. Comportamento do Vento em Ambiente Urbano

A velocidade do vento em ambiente urbano, aliada a alta rugosidade das superfícies envolventes, cria zonas de grande turbulência (figura 3), o que causa alterações na velocidade e direção do vento, dificultando a extração da sua energia. Como os edifícios são objetos tridimensionais, a velocidade do vento envolvente aumenta com a altura, diminuindo a turbulência. Por outro lado, quando o ar embate com os edifícios ou outros obstáculos, o resultado são ondas e remoinhos (figura 4).

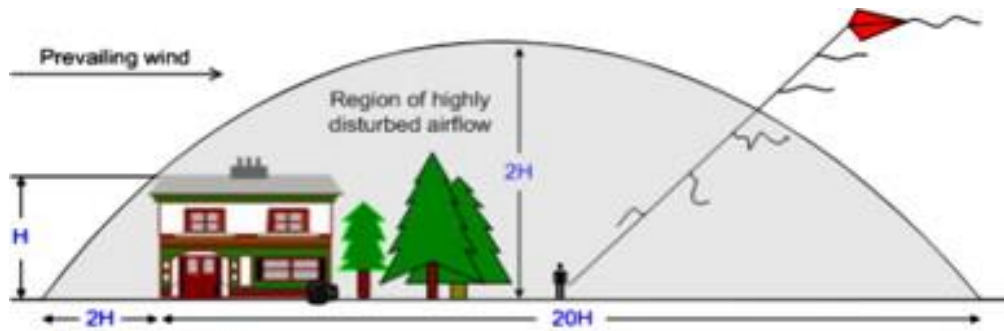


Figura 3 - turbulência do vento gerada pelo efeito de obstáculos, adaptado de (Ishugah, et al., 2014)

Devido ao efeito da turbulência, as eólicas têm de ser colocadas em zonas onde a turbulência é menor, como no topo dos edifícios, sendo os “arranha-céus” os edifícios preferenciais porque aí a velocidade do vento é maior. A figura 5 apresenta um diagrama desse princípio, onde estão consideradas as percentagens e aproveitamento do vento em ambiente urbano, rural e no litoral (Ferreira, et al. 2014) e (Ishugah, et al., 2014).

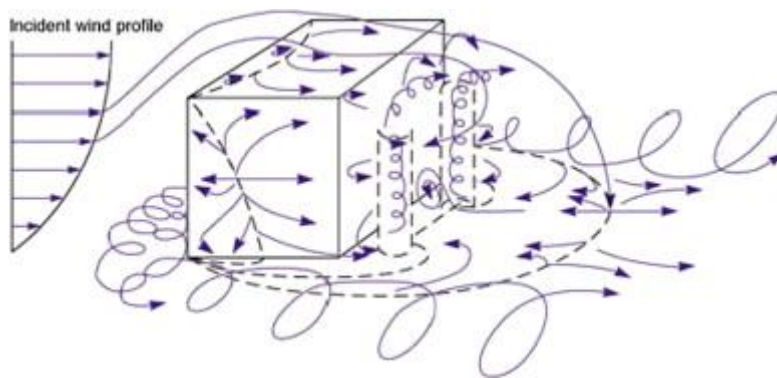


Figura 4 - Fluxo do vento ao redor de edifícios, adaptado de (Ishugah, et al., 2014)

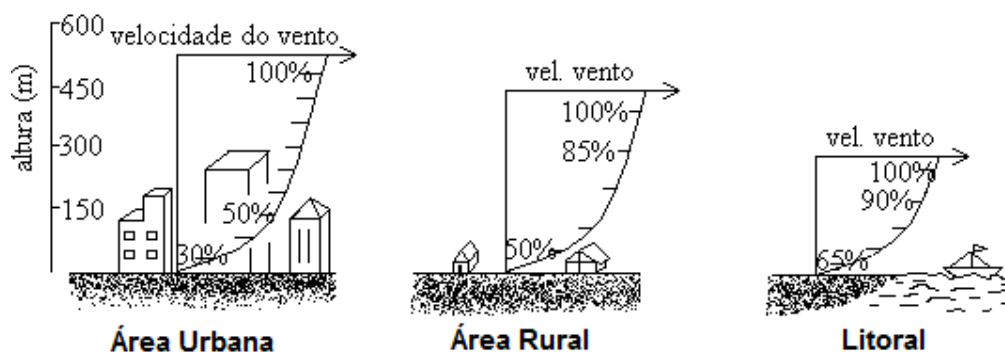


Figura 5 – influencia da altura na velocidade do vento, adaptado de (Ferreira, et al. 2014)

Alguns exemplos de edifícios com eólicas integradas são o *Castle House* (figura 6), situado em Londres, Inglaterra, que tem três turbinas instaladas (as pás das turbinas

instaladas têm 9 metros de diâmetro, com uma potência instalada de 19 kW), e o *bahrain world trade center* (figura 7), situado em Manama, Barém. Este edifício tem duas torres e nele foram instaladas três turbinas entre as torres, na zona onde o vento sofre um achatamento. As turbinas deste edifício têm uma potência de 225 kW cada uma, com um diâmetro de 29 metros (Li et al. 2016), (Adam Vaughan 2010).



Figura 6 – *Castle house*, adaptado de (Andrews 2007)



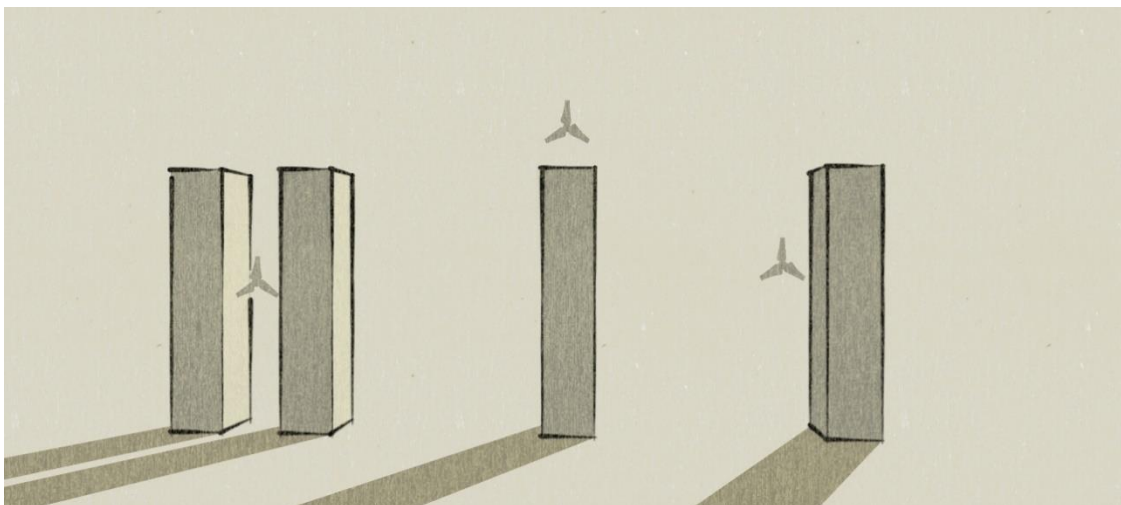
Figura 7 - *Bahrain World Trade Center*, adaptado de (Chapa 2008)

Em ambos os casos, as turbinas foram instaladas após a construção dos edifícios; no entanto foi feito um esforço para integrá-las nos mesmos.

Na revisão técnica realizada por (Ayhan 2012), pode-se verificar as posições genéricas onde se deve colocar turbinas eólicas. Estas posições são fundamentadas com simulações realizadas com recurso a softwares de dinâmica de fluidos.

(Ayhan 2012) numa primeira fase considerou dois edifícios com as dimensões de 25 metros de largura, 70 metros de altura e 25 metros de comprimento, e efetuou três simulações. Na primeira colocou os edifícios a 10 metros de distância, na segunda a 15 metros de distância e na terceira a 20 metros de distância. Depois fez incidir pelos edifícios vento a uma velocidade de 8 m/s. verificou-se que na zona entre os edifícios houve um aumento da velocidade do vento de 8 vezes. Concluiu também que os edifícios que tinham menos espaço entre si foi onde se verificou o maior aumento da velocidade do vento.

Outra simulação realizada por (Ayhan 2012) teve como objetivo saber qual o comportamento do vento em edifícios com diferentes alturas. Nesta simulação foram considerados dois casos um com dois edifícios de 70 metros (caso 1) e outro com dois edifícios de 140 metros (caso 2). O comportamento do vento em termos de aumento de velocidade foi similar, atingindo um máximo de 15 m/s, sendo que a diferença foi a zona onde a ocorrência de maior velocidade do vento se verificou. No caso 1 o vento atingiu a maior velocidade a 17 metros do solo (1/4 da altura dos edifícios) e no caso 2 a 70 metros do solo (1/2 da altura dos edifícios). A figura 8 apresenta as zonas junto aos edifícios com maior potencial para colocar uma turbina eólica.



**Figura 8 – Posições preferenciais de posicionamento de turbinas junto a edifícios**

No trabalho realizado por (Heath et al. 2007) foi simulado o comportamento do vento num conjunto de blocos que simularam um bairro residencial. As dimensões dos blocos foram de 10 x 10 x 10 metros e as turbinas foram colocadas nos seus telhados. Este estudo verificou que as primeiras casas onde o vento embate são as zonas onde se verifica maior velocidade do vento. Para além disso, verificaram que o vento flui em conformidade com as aberturas entre as casas, sendo possível colocar turbinas nestas zonas.

Para calcular o potencial do vento para a produção de energia, existem várias técnicas, nomeadamente a medição por correlação/previsão, a medição *in-loco*, o Atlas do Vento e dados extraídos das estações meteorológicas.

A União Europeia, em 1989, publicou o Atlas Europeu do Vento (M.G. Castro, 2003), onde se conseguem extrair as velocidades do vento médias para a Europa. Os modelos de *Weibull* e *Rayleigh*, também têm sido utilizados para estimar o comportamento do vento. O modelo de *Weibull* tem sido muito utilizado para prever a frequência da velocidade do vento. Este modelo usa dois parâmetros para estudar a frequência da velocidade do vento: a velocidade do vento medida e a altura a que foi medida (Correia, et al. 2008). A distribuição de *Rayleigh* usa apenas um parâmetro para prever a frequência da velocidade do vento que é a velocidade do vento em metros por segundo (Manwell, et al. 2009). Estas metodologias são abordagens clássicas e em ambiente urbano apresentam grandes deficiências devido aos obstáculos criados pelos edifícios (Ishugah, et al., 2014). O recurso a um túnel de vento é outro método utilizado para obter dados do comportamento do vento (Pavageau & Schatzmann, 1999).

Quando os dados são extraídos do Atlas do vento ou de estações meteorológicas devem ser trabalhados, pois a velocidade do vento dali extraída não está sujeita a constrangimentos físicos. (Heath et al. 2007) apresentam uma metodologia que calcula uma aproximação dos valores de velocidade do vento em ambiente urbano, que é a metodologia apresentada neste capítulo.

Num estudo efetuado por (Costa, 2004) foi desenvolvido um ATLAS para Portugal Continental. Este estudo gerou um conjunto de imagens onde foram mapeadas as características do vento em Portugal continental. O atlas do potencial eólico obtido por

(Costa 2004) consistiu em mapas médios de velocidade do vento para cada altura. No entanto, os dados gerados por este estudo não permitem conduzir ao mapeamento do recurso eólico para uma região ou para a globalidade do território.

Para além da velocidade do vento, em ambiente urbano é necessário ter em conta as alterações de escala dos obstáculos e a intensidade da turbulência a que o vento está exposto, o que faz com que a previsibilidade acerca da direção e velocidade do vento seja muito incerta. Desta forma a avaliação aerodinâmica do meio envolvente é uma forma de prever o comportamento do vento em ambiente urbano (Yang, et al. 2016).

Atualmente existem dois métodos para estimar a rugosidade das superfícies em meio urbano: o método de classificação da rugosidade de *Davenport* (Ishugah, et al., 2014) e os métodos morfométricos (Oke, 2006) .

A rugosidade de *Davenport* define a estrutura da camada limite atmosférica ( $\delta$ ) (Costa 2004), (Heath et al. 2007). A classificação da rugosidade de *Davenport* pode ser descrita pela figura 5.

Os métodos morfométricos estudam a geometria dos edifícios das cidades de forma a perceber o escoamento do vento ao passar por eles. Para isso usa algoritmos que relacionam os parâmetros aerodinâmicos com medidas de morfologia da superfície (Oke 2004).

A previsibilidade do vento em ambiente urbano pode também ser prevista com recurso a um túnel de vento. (Pavageau & Schatzmann, 1999) realizaram experiências nesse sentido. A metodologia passa por criar uma maquete que se assemelhe aos edifícios em estudo de forma a verificar as alterações na velocidade do vento, como se pode ver na figura 9.



Figura 9 – Teste em túnel de vento que simula a passagem do vento em ambiente urbano adaptado de (Li et al. 2016).

Todas estas técnicas apresentam grandes erros. Desta forma é necessário validar os dados obtidos a partir das técnicas de previsão com dados experimentais.

Sendo assim, idealmente o estudo do escoamento atmosférico num dado local deve ser obtido a partir da medição da velocidade e direção do vento “*in-loco*”. As medições experimentais realizadas nos locais onde se pretende instalar turbinas eólicas são, por norma, feitas para pelo menos doze meses consecutivos, de forma a reduzir incertezas associadas à variabilidade do escoamento atmosférico (Costa, 2004).

Atualmente já existem dados experimentais realizados “*in-loco*”. Um exemplo é a cidade de *Masdar*, nos Emirados Árabes Unidos, que apresenta dados anuais da velocidade do vento em ambiente urbano, às alturas de 10 m, 30 m, 40 m e 50 m. De acordo com os dados obtidos verifica-se que a velocidade do vento é mais estável quanto maior for a altura a que esta é medida. O estudo demonstrou que de maio a agosto o vento atinge as maiores velocidades, com uma média de 4,5 m/s (Janajreh, et al., 2013). No entanto, este estudo é um caso praticamente isolado de medição “*in-loco*” da velocidade do vento em ambiente urbano.

Na ausência de medições é necessário utilizar uma das metodologias descritas acima de forma a obter uma aproximação da velocidade do vento em ambiente urbano.

Como já foi referido, a velocidade do vento em ambiente urbano não é a mesma do atlas do vento nem dos dados das estações meteorológicas. No entanto, devido à inexistência de dados medidos *in-loco*, é necessário trabalhar os valores das estações meteorológicas ou do atlas do vento. (Heath et al. 2007) apresentam uma metodologia que calcula a velocidade aproximada do vento em ambientes urbanos junto aos telhados das habitações. Para isso são considerados os seguintes parâmetros:

- O comprimento da rugosidade das superfícies envolventes ( $z_0$ );
- A distância do edifício onde se coloca a turbina em metros ( $d$ );
- A densidade da área plana (chão) ( $\Upsilon_r$ );
- A densidade da área frontal (paredes) ( $\Upsilon_p$ );
- A altura medida do chão em metros, referente à posição da turbina ( $z$ );
- O coeficiente de arrasto do edifício ( $C_{DE}$ );
- O fator de correlação do arrasto provocado pelo edifício ( $\beta$ );
- A altura a que a medição da velocidade do vento foi feita em metros ( $H$ );
- A distância em metros medida desde os limites da cidade até ao ponto onde a turbina vai ser colocada ( $x$ ).

A partir destes parâmetros é possível calcular uma aproximação da velocidade do vento junto aos edifícios. As expressões que tornam isto possível são:

#### **Distância do edifício onde se coloca a turbina em metros ( $d$ )**

$$\frac{d}{H} = 1 + A^{-\lambda_p}(\lambda_p - 1) \quad \text{Eq.( 1)}$$

Onde:

$d$  - Distância do edifício onde se deve colocar a turbina eólica em metros;

$H$  - Altura a que a velocidade do vento foi medida em metros;

$A$  - Constante (igual a 4.4);

$\lambda_p$  - Densidade da área frontal (paredes).

#### **Comprimento da rugosidade das superfícies envolventes ( $z_0$ )**

$$\frac{z_0}{H} = \left(1 - \frac{d}{H}\right) \exp \left[ - \left(0,5\beta \frac{Cd}{k^2} \left(1 - \frac{d}{H}\right) \lambda r \right)^{-0,5} \right] \quad \text{Eq.( 2)}$$

Onde:

$z_0$  – Comprimento da rugosidade entre edifícios em metros;

$C_{DE}$  - Coeficiente de arrasto do edifício;

$K$  - Constante de Von Kármán (igual a 0,4);

$\lambda_r$  - Densidade da área plana (chão).

### Velocidade do Vento ( $U_z$ )

$$U_z = \frac{\ln \frac{(z-d)}{z_0}}{\ln \frac{\delta-d}{z_0}} \frac{\ln \frac{\delta}{Z_0 A}}{\ln \frac{Z A}{Z_0 A}} V) \quad \text{Eq.( 3)}$$

Onde:

$\delta$  – Camada limite atmosférica calculada com a seguinte expressão  $\delta=0,75 z_0(x/z_0)^{0,8}$ ;

$x$  – Distância entre o ponto onde vai ser colocada a turbina e os limites da cidade, em metros;

$Z_0 A$  – Comprimento da rugosidade referente à zona onde a medição da velocidade do vento foi feita (assume-se igual a 0,03 m);

$z$  - A altura medida do chão em metros, referente à posição da turbina;

$V$  – Velocidade do vento medida ou retirada do atlas do vento (m/s).

Note-se que esta metodologia dá apenas uma aproximação e que para valores de velocidade do vento reais é necessário efetuar medições *in-loco*. No entanto, é uma aproximação que dá uma ideia da velocidade do vento junto a edifícios e que ajuda a decidir qual será a turbina necessária para colmatar as necessidades energéticas do edifício.

#### 5.5.1.1.2. Turbinas de Eixo Vertical

Estas turbinas distinguem-se pelo eixo de rotação das pás ser vertical. As vantagens destas turbinas são que a turbina não tem de estar direcionada para o vento e o gerador pode ser instalado ao nível do chão, facilitando a manutenção. Aguentam mais turbulência e variações da velocidade do vento do que as turbinas de eixo horizontal. No entanto, geram muito menos eletricidade quando comparadas com as de eixo

horizontal e normalmente a eletricidade produzida é utilizada no local (Janajreh, et al., 2013).

Devido ao facto de as turbinas de eixo vertical serem acionadas mesmo com variações da direção do vento, serem mais baratas, mais leves, terem pouca manutenção e apresentarem menos impactos sobre os pássaros e aviões, têm sido alvo de muitos estudos de forma a tornarem-se mais eficientes, viabilizando assim o seu uso. No entanto, estima-se que, devido a estes fatores, as turbinas de eixo vertical possam vir a dominar o mercado num espaço temporal de 2 a 3 décadas. Na figura 10 apresentam-se os tipos de turbinas de eixo vertical mais utilizadas em ambiente urbano e na tabela 1 são apresentadas as suas características principais (Ishugah, et al., 2014).

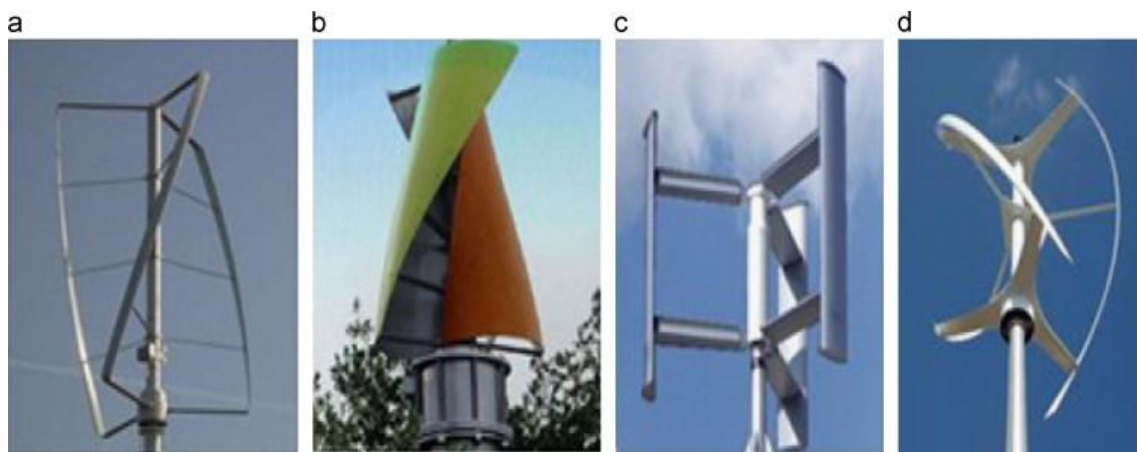


Figura 10 – Diferentes tipos de turbinas tipo *Darrieus*. (a) Turbina *Turby*, (b) turbina *WindSide* (c) turbina *Ropatec*, e (d) turbina *Gorlov helical*, adaptado de (Ishugah, et al., 2014).

**Tabela 1 - características de fabrico e *design* das turbinas de eixo vertical**

<b>EIXO VERTICAL</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DE FABRICO</b>	<b>PROPÓSITO</b>
<i>DARRIEUS</i>	Usa três ou mais pás de forma a reduzir o binário, o que faz com que o rotor funcione melhor.	Desenvolvida para telhados altos, consegue gerar eletricidade a baixas velocidades do vento e em temperaturas extremas.
<i>GORLOV HELICAL</i>	É um subtipo da turbina <i>Darrieus</i> desenvolvida com uma configuração helicoidal.	Apresenta baixa vibração, ruído e baixo <i>stress</i> cíclico.
<i>GIROMILL</i>	É um subtipo da turbina <i>Darrieus</i> com pás direitas.	É eficiente mesmo com grande turbulência.

#### 5.5.1.1.3. Turbinas de Eixo Horizontal

As turbinas de eixo horizontal são as mais utilizadas em ambiente urbano. Este tipo de turbina tem o seu eixo de rotação das pás na horizontal. Durante o processo de operação o vento embate nas pás, fazendo-as rodar o que faz acionar a turbina. O gerador acoplado à turbina gera então energia elétrica (Ishugah, et al., 2014).

Estas turbinas são muito sensíveis às mudanças súbitas do vento e à turbulência existente em ambiente urbano, o que leva à necessidade de reposicionar a turbina constantemente em relação à direção do vento. Os problemas associados a estas turbinas, quando instaladas em ambiente urbano, são a existência de pássaros nas redondezas, aviões, questões relacionadas com o fabrico, manutenção, etc. A figura 11 mostra alguns tipos de turbinas de eixo horizontal que podem ser utilizadas em ambiente urbano (Ishugah, et al., 2014).

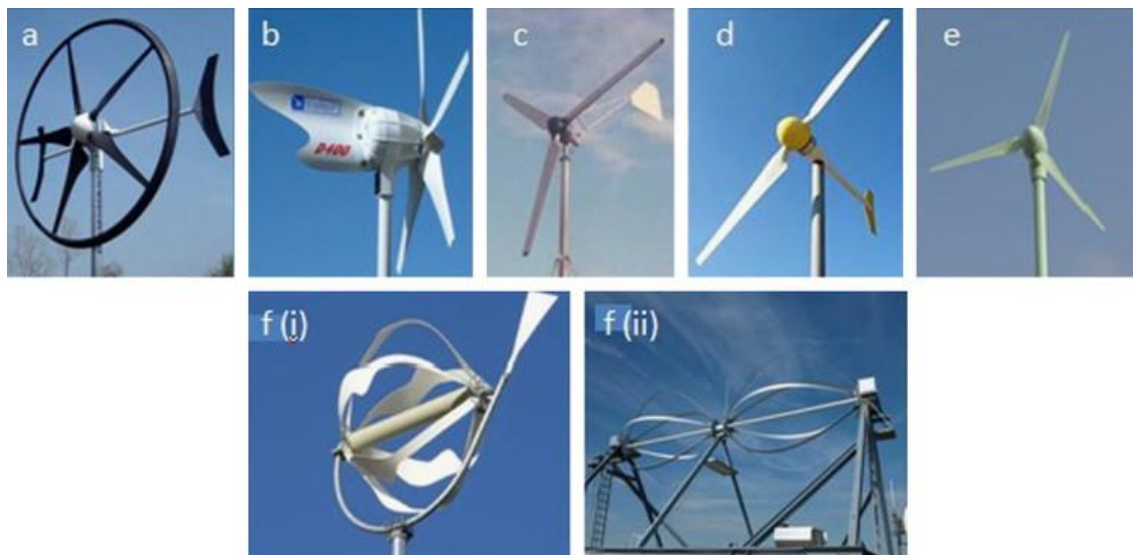


Figura 11 – exemplos de turbinas de eixo vertical a) turbina eólica *Swift*, b) turbina eólica *Eclectic*, c) turbina eólica *Fortis Montana*, d) turbina eólica *Scirocco*, e) turbina eólica *Tulipo*, f) turbina tipo *Savonius*, (i) Bola de Energia, (ii) Parede de Vento, adaptado de (Ishugah, et al., 2014)

Cada turbina apresentada na figura 11, tem características de fabrico e *design* específicos, cujos atributos estão sintetizados na tabela 2.

**Tabela 2 - características de fabrico e *design* das turbinas de eixo horizontal**

<b>EIXO HORIZONTAL</b>	<b>CARACTERÍSTICAS DE FABRICO</b>	<b>PROPÓSITO</b>
<b>SWIFT</b>	Turbinas pequenas com pás pequenas, com um anel à volta para reduzir o ruído.	Desenvolvidas para gerar pouco ruído, com o propósito de serem instaladas nos telhados.
<b>ECLECTIC</b>	As pás do rotor são desenvolvidas para serem eficientes a velocidades de vento baixas; a 11 m/s este tipo de turbina gera eletricidade.	São pequenas e leves o suficiente para serem acopladas à maioria dos edifícios.
<b>FORTIS MONTANA</b>	As pás são desenhadas para incrementar apenas 1 a 3 decibéis ao ruído existente; a 50 m são inaudíveis.	São usadas em habitações para reduzir os custos de energia elétrica.
<b>SCIROCCO</b>	São equiparadas às turbinas de larga escala e podem ter dois rotores.	Funcionam com uma ótima relação custo/benefício, em ventos fracos.
<b>TULIPO</b>	Equipadas com pás fixas que requerem pouca manutenção. As pás são acionadas a uma relativa baixa velocidade do vento, emitem pouca vibração e ruído.	Conseguem gerar valores de energia elevados a baixas velocidades nominais de vento.
<b>SAVONIUS</b>	Este tipo de turbina usa as forças de arrasto para acionar as pás.  Bola de Energia - tem um mecanismo de orientação direcional, mas com um rotor inovador, seis pás semicirculares, em forma esférica.  Parede de Vento – o rotor só é acionado numa direção.	Tem o objetivo de arrancarem sozinhas. A forma de colher faz com que tenha um binário suave.

## 6. Procedimento de Cálculo para o Dimensionamento das Pás para a Eólica de Eixo Horizontal

A geração de energia por uma turbina é a interação entre o rotor e o vento. O vento pode ser considerado como uma combinação do vento médio e as flutuações de turbulência que a velocidade do vento sofre. O procedimento descrito neste documento deriva de uma combinação entre a teoria do momento e a teoria Blade Element, chamada de teoria strip, ou teoria Blade Element Momentum (BEM). Esta teoria permite o cálculo do desempenho de uma secção do rotor, dividindo uma pá do rotor em várias secções, calculando o desempenho de cada uma dessas secções (Manwell et al. 2009). Esta teoria é usada para calcular as condições aerodinâmicas de um rotor e/ou para dimensionar um rotor.

### 6.1. Perfil Alar

Existem centenas de perfis alares, com usos diversos. A origem dos perfis alares vem da aviação e das turbinas dos motores dos barcos. Estes originalmente foram utilizados para a construção de asas de avião, de pás de helicópteros e de turbinas de motores de barcos (Windandwet 2012).

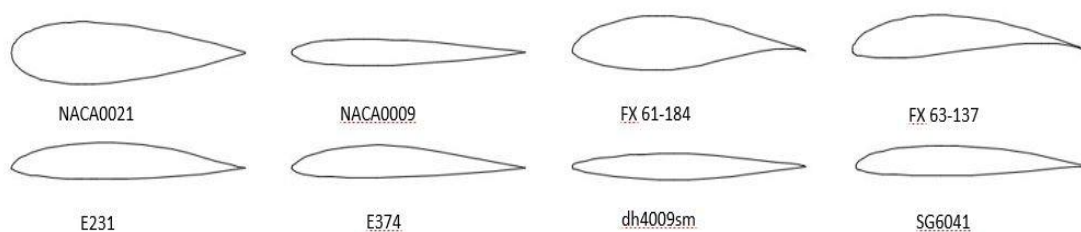


Figura 12 - Perfis alares (Windandwet 2012)

Os perfis alares apresentados na figura 12 foram utilizados em dimensionamentos de pás de turbinas eólicas. No entanto, nem todos foram criados com o objetivo de serem utilizados em eólicas. O perfil alar dh4009sm foi criado para dimensionar asas de aviões de acrobacias, os NACA 0021 e 0009 foram criados para a utilização na aviação em geral, o E231, E374, FX 61-184 e o FX 63-137 foram criados para asas de ultraleves e o SG041 é o único que foi criado para dimensionar turbinas eólicas. Contudo, isto não quer dizer que este perfil alar seja o mais adequado para o dimensionamento de turbinas (Manwell

et al. 2009) e (Windandwet 2012). O que se pretende é que o perfil alar selecionado apresente um Coeficiente de Sustentação (CL) elevado, ou seja, o mais próximo de 1 e, se possível, superior na zona onde o Coeficiente de Arrasto (CD) seja o mais próximo de zero possível, com o objetivo de minimizar efeito de arrasto (Manwell et al. 2009).

O uso dos perfis alares nas eólicas têm por base os mesmos princípios do dimensionamento das turbinas dos aviões, das pás dos helicópteros e das turbinas dos motores de barcos (Manwell et al. 2009). A grande diferença entre o funcionamento eólicas e as pás de um helicóptero é a constante turbulência a que as pás das eólicas estão expostas. Esta turbulência é criada devido às variações na intensidade do vento, situação que não acontece quando uma turbina é acionada mecanicamente.

A teoria BEM foi criada para prever o desempenho e dimensionar turbinas que são acionadas mecanicamente. Desta forma uma turbina eólica dimensionada com esta teoria dificilmente vai ter um desempenho ideal. Esta é uma das razões pela qual é necessário efetuar o acerto do ângulo de torção. É também necessário efetuar testes em túnel de vento, ou em situações reais, porque os resultados destes testes servem para ajustar o ângulo de tração e o rácio de velocidade de ponta da turbina.

A figura 14 apresenta os parâmetros CL, CD e  $\alpha$ , para o número de Reynolds (Re) de 200 000 para o perfil alar E231, que é o perfil alar escolhido para o dimensionamento da turbina de teste.

O ângulo alfa ( $\alpha$ ) de um perfil alar é o ângulo entre a linha de referência e a direção do escoamento do vento, como pode ser verificado pela figura 13, onde está representado o ângulo alfa na posição zero.

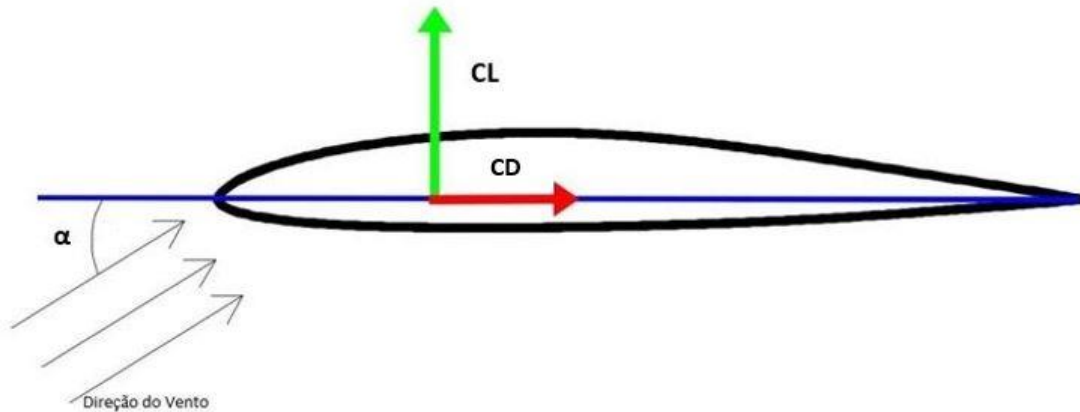


Figura 13 – Forças atuantes num perfil alar

Como se verifica pela figura 13, o ângulo alfa ( $\alpha$ ) é retirado em relação à posição que o vento embate no bordo de ataque do perfil alar, o qual pode ser verificado na figura 19. O coeficiente de sustentação (CL) é a relação entre a pressão de sustentação e a pressão dinâmica, sendo função do formato do perfil alar e do ângulo de ataque, que é o ângulo em que o perfil alar se encontra em relação ao fluxo de ar.

A alteração da posição do perfil alar em relação à direção do vento gera um novo ângulo alfa. Para cada ângulo de ataque existe um coeficiente de sustentação correspondente. O ângulo de ataque é o fator controlador da distribuição de pressão de um perfil alar. De uma forma simplificada, é a capacidade que tem um determinado perfil de gerar sustentação. O coeficiente de arrasto (CD) atua como uma força contrária ao CL.

Estes dados são importantes para o dimensionamento de uma turbina eólica. Visto que o CL é o parâmetro que aciona a turbina, em teoria, quanto maior for este valor mais facilmente a turbina é acionada. O que se pretende é que o perfil alar referente a cada secção esteja na posição mais favorável, a qual deriva do ângulo de ataque.

Cada perfil alar tem um valor de alfa e de CL ótimos. Estes valores são conseguidos a partir de testes em túnel de vento. O perfil alar é colocado no túnel de vento e é rodado; a cada posição corresponde a um ângulo alfa, um CL e um CD. O registo destes dados chama-se de dados polares. A figura 14 mostra os dados polares do perfil alar E231. Nos anexos III e V são apresentadas as tabelas dos dados polares dos perfis alares E231 e NACA 0009, respetivamente. Estes perfis alares foram utilizados para dimensionar as turbinas apresentadas neste documento.

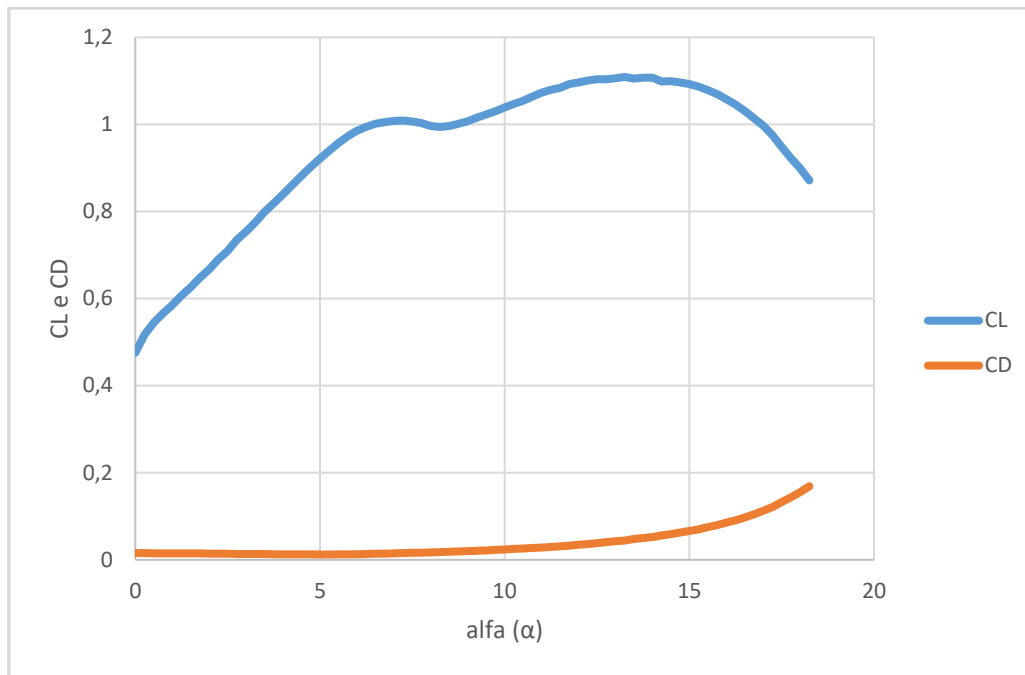


Figura 14 - Dados polares de um perfil alar E231 (Windandwet 2012).

Os dados polares dos perfis alares podem ser retirados do website “*airfoiltools.com*”. Os coeficientes de sustentação e de arrasto de um perfil alar, como já foi referido, sofrem alteração quando o vento embate no bordo de ataque do perfil alar em diferentes posições. No entanto, a alteração do número de Reynolds ( $Re$ ) também altera os valores de  $CL$  e de  $CD$  do perfil alar. As gamas do número de Reynolds normalmente são entre 50 000 a 1000 000 (Mingione 2016) (Windandwet 2012).

O valor do ângulo alfa e do  $CL$  ótimos são retirados dos dados polares do perfil alar na intersecção onde o valor de  $CD$  é mais próximo de zero. Para facilitar este processo calcula-se o Glide Ratio ( $GR$ ), que é a divisão entre o  $CL$  e o  $CD$  na posição onde o  $GR$  atinge o valor máximo. É neste ponto que se retira os valores de alfa e  $CL$  ótimos. Nas figuras 25 e 26, está demonstrado este procedimento: as linhas a preto estão direcionadas para o angulo alfa e  $CL$  ótimos.

Este procedimento visa minimizar o efeito de arrasto da turbina. É preciso compreender que, em condições ideais, quanto maior for o  $CL$ , melhor funcionará a turbina. No entanto, é necessário ter em conta o efeito de arrasto, por isso os valores de  $CL$  e de  $\alpha$  estão limitados pelo valor de  $CD$  (Manwell et al. 2009).

## 6.2. Dimensionamento da pá da turbina

Neste ponto é descrito o dimensionamento de uma eólica. Começa-se por dimensionar uma pá, que é igual às outras duas pás da turbina, pelo que a turbina será constituída com a cópia da pá dimensionada.

A teoria BEM, como já foi referida anteriormente, junta a teoria do momento e a teoria Blade Element. Devido à complexidade que envolve a junção destas duas teorias, foi feito um esforço para que o procedimento seja o mais simplificado possível.

O primeiro passo de dimensionamento é a definição do raio da turbina em função da potência necessária. Para isso utiliza-se a seguinte equação:

$$P(W) = \frac{1}{2} * \rho A V^3 CP \quad \text{Eq.( 4)}$$

Onde:

$\rho$  – massa específica do ar, kg/m<sup>3</sup>, (ver tabela no anexo I);

A – Área, m<sup>2</sup>;

V – Velocidade do vento, m/s;

CP – Coeficiente de potência.

Sabendo a potência necessária em Watts é possível definir o raio da turbina, que corresponde ao comprimento de uma das suas pás. Após o cálculo do raio da turbina está-se em condições de calcular o número de Reynolds (Re) a que a turbina irá trabalhar. Com o número Re vai-se escolher o perfil alar, utilizando a figura 15. Se a turbina for dimensionada em função de um diâmetro específico não é necessário realizar o cálculo da equação 4, este procedimento pode ser verificado no capítulo dos casos de estudo.

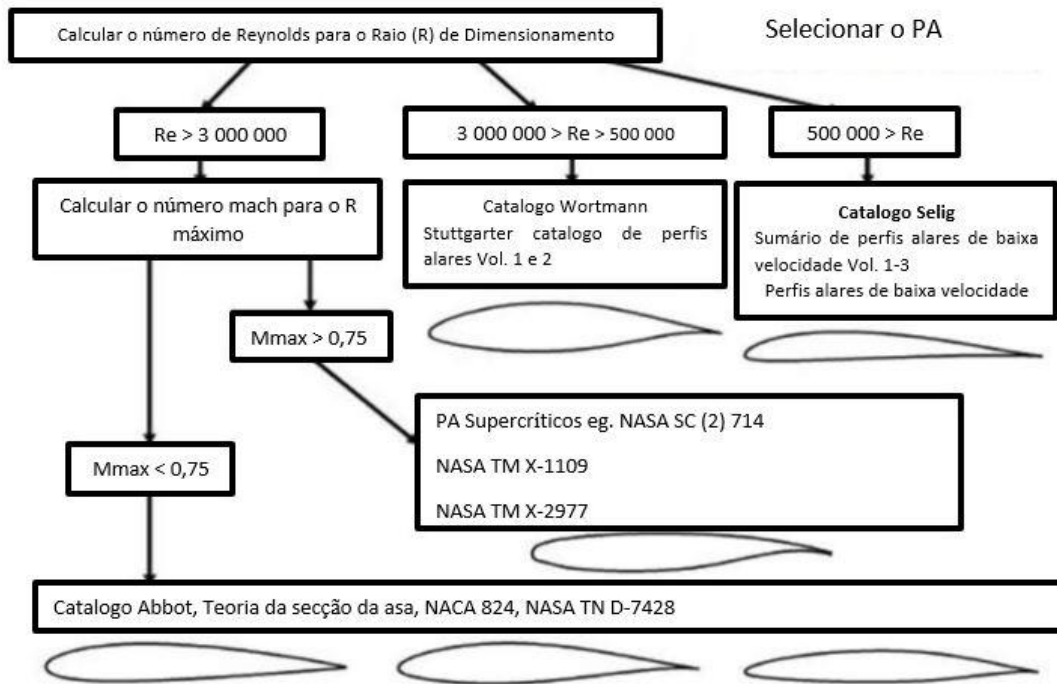


Figura 15 – fluxograma para a escolha do tipo de perfil alar

O cálculo do número Re é feito com recurso à seguinte equação:

$$Re = \frac{V \cdot R}{\nu} \quad \text{Eq.( 5)}$$

Onde:

V – Velocidade do vento m/s;

R – Raio da turbina (metros);

$\nu$  – viscosidade cinemática do ar, em  $m^2/s$  (ver tabela correspondente, anexo I).

Depois do número Re ser calculado, com recurso à figura 15, escolhe-se o tipo de perfil alar a utilizar. Os catálogos da figura 15 podem ser consultados na internet (Windandwet 2012), e os perfis alares são retirados do site “*airfoiltools.com*”. No anexo II e IV estão as coordenadas do formato dos perfis alares E231 e NACA 0009.

### 6.2.1. Rácio de Velocidade de Ponta ( $\lambda$ ) e o Número de Pás da Turbina (B)

O rácio de velocidade de ponta ( $\lambda$ ) é um parâmetro de grande importância no dimensionamento de uma turbina eólica. O  $\lambda$  define as rotações por minuto (rpm) de funcionamento da turbina, tem influência sobre a geração de energia da turbina, influencia a largura das pás da turbina e incide sobre o ângulo de torção da turbina

(Manwell et al. 2009). O número de pás da turbina também está ligado ao  $\lambda$ , como se pode verificar na tabela 3.

**Tabela 3 – Número de Pás (B) em função do  $\lambda$**

$\lambda$	B
1	8 a 4
2	6 a 12
3	3 a 6
4	3 a 4
4 a 10	1 a 3

A equação que calcula o  $\lambda$  é apresentada a seguir:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{V} \quad \text{Eq.( 6)}$$

Onde:

$\Omega$  – velocidade angular (rad/s);

R – Raio (m);

V – Velocidade do vento (m/s).

Segundo (Manwell et al. 2009) e (Gundtoft 2009) as turbinas eólicas funcionam com  $\lambda$  entre 3 e 10, e como se pode verificar na tabela 3, estes valores de  $\lambda$  supõem que a turbina tenha um número de pás entre 6 a 1.

Como já foi referido o  $\lambda$  define a velocidade (em rpm) da turbina e quanto maior for o  $\lambda$  maior a velocidade de rotação das pás da turbina. No entanto, é preciso considerar que se a turbina for de pequenas dimensões então um  $\lambda$  muito elevado pode fazer com que a turbina não tenha a força necessária para arrancar quando sujeita às velocidades do vento existentes em ambiente real. Isto porque quanto maior for o rácio de velocidade de ponta, mais fina será a pá da turbina.

Se o  $\lambda$  for muito baixo então a turbina pode não atingir as rpm necessárias para gerar a energia devida, visto que as pás da turbina vão ser muito largas, o que aumenta o peso da mesma. Desta forma quando a turbina tem um raio pequeno o  $\lambda$  deve ser mais baixo aumentando a força que a turbina tem sobre o eixo. O rácio de velocidade de ponta

deve ser ajustado após o dimensionamento da turbina de modo a adaptar o seu desempenho (Manwell et al. 2009).

Quando se tem conhecimento acerca do gerador que vai gerar energia, a equação 4 pode ser resolvida para encontrar o rácio de velocidade de ponta necessário para atingir a velocidade a que o gerador vai produzir energia elétrica.

Depois de considerar os parâmetros do perfil alar, o número de pás e o rácio de velocidade de ponta, aplicam-se as equações que vão calcular a pá da turbina. Estas equações derivam das teorias *Blade Element* e do momento. A álgebra que envolve a criação destas equações é muito complexa, por isso foram apresentadas as fórmulas finais usadas para o dimensionamento de uma turbina. A dedução destas equações pode ser vista em (Manwell et al. 2009) e em (Gundtoft 2009).

O procedimento de cálculo começa com a divisão da pá em secções, normalmente entre 10 e 20 secções. Esta divisão é adimensional e o parâmetro tem a nomenclatura de R/r, feita da seguinte forma:

$$R/r = 0,1, 0,2, 0,3, \dots 1.$$

Depois utilizando as fórmulas a seguir apresentadas calculam-se os parâmetros necessários para o desenho ou construção da pá.

**Rácio de velocidade local (adimensional):**

$$\lambda r = \lambda \left( \frac{r}{R} \right) \quad \text{Eq.( 7)}$$

Onde:

$\lambda$  – Rácio de velocidade na ponta da pá (adimensional);

$(r/R)$  – Raio referente à posição de cada secção (adimensional).

**$\varphi$  = ângulo do vento relativo sem efeito de arrasto (radianos):**

$$\varphi = \tan^{-1} \left( \frac{2}{3 \lambda r} \right) \quad \text{Eq.( 8)}$$

**$\varphi$  = ângulo do vento relativo com efeito de arrasto (radianos):**

$$\varphi = \frac{2}{3} \tan^{-1} \left( \frac{1}{\lambda r} \right) \quad \text{Eq.( 9)}$$

Onde  $\lambda r$  é calculado de acordo com a equação 7 (adimensional).

A figura 16 apresenta a posição do ângulo do vento relativo no plano bidimensional.

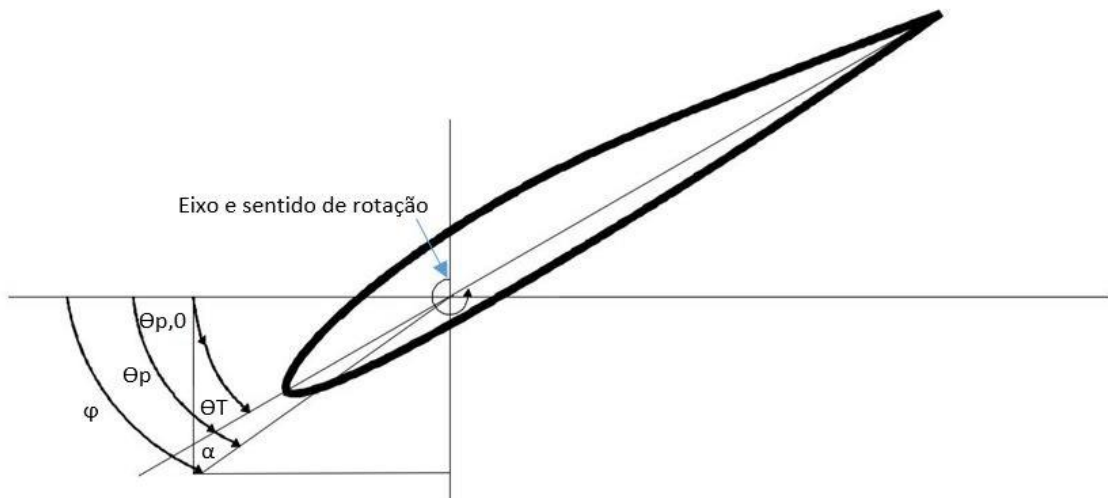


Figura 16 – ângulos de cálculo, eixo e sentido de rotação do perfil alar

**Raio médio (r) (metros):**

$$r = \left(\frac{r}{R}\right) * R \quad \text{Eq.( 10)}$$

Onde:

$r/R$  – Raio médio, refere a posição de cada secção (adimensional);

$R$  – Raio da turbina (metros).

A equação do raio médio (equação 10) calcula a posição em metros de cada secção. A a figura 17 representa as secções da pá e o parâmetro  $r$ . O parâmetro  $r/R$  situa-se na mesma área do parâmetro  $r$ .

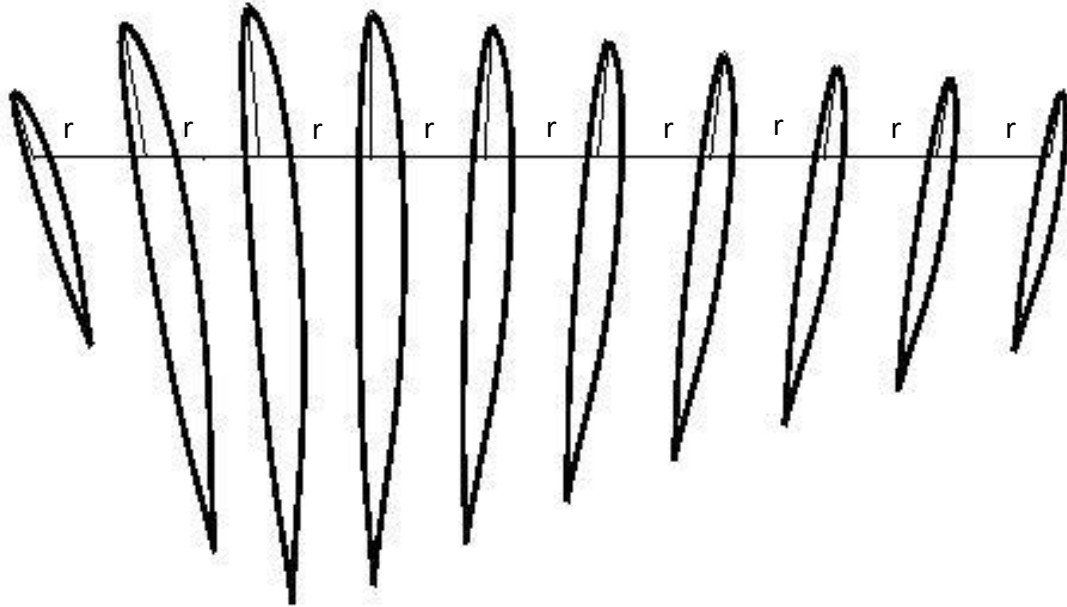


Figura 17 - Representação do parâmetro r

**Comprimento de corda (c) sem efeito de arrasto (metros):**

$$c = \frac{8 \pi r \operatorname{sen} \varphi}{3 B C l \lambda r} \quad \text{Eq.( 11)}$$

**Comprimento de corda (c) com efeito de arrasto (metros):**

$$c = \frac{8 \pi r}{B C l} (1 - \operatorname{cos} \varphi) \quad \text{Eq.( 12)}$$

Onde:

r – Calculado de acordo com a equação 10 (metros);

$\varphi$  – Calculado de acordo com a equação 8 ou 9 (radianos);

B – Número de pás da turbina (adimensional);

CL – Coeficiente de sustentação do perfil alar onde o GR é máximo (adimensional);

$\lambda r$  – Calculado de acordo com a equação 7 (adimensional).

A figura 18 representa o comprimento de corda do perfil alar.

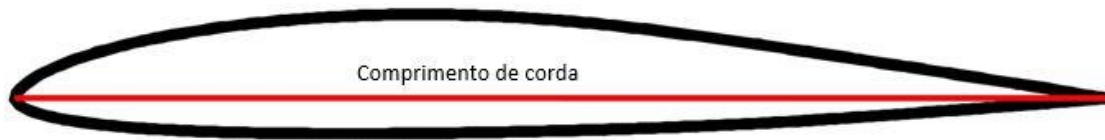


Figura 18 - Comprimento de corda

Estas equações são replicadas para cada secção da pá, secções estas que são definidas pelo parâmetro  $r/R$ .

O ângulo de torção da pá da turbina é o parâmetro que vai indicar a torção da pá, desde a base até à ponta. Este é calculado com recurso às seguintes expressões:

**Ângulo local ( $\theta_p$ ) (graus):**

$$\theta_p = \varphi - \alpha \quad \text{Eq.( 13)}$$

Onde:

$\varphi$  – Ângulo do vento relativo (graus);

$\alpha$  – Ângulo alfa referente ao perfil alar (graus);

O ângulo local é um parâmetro que vai ser utilizado para corrigir o angulo alfa local. Este procedimento será abordado mais à frente neste documento.

**Ângulo de torção da pá ( $\theta_T$ ) (graus):**

$$\theta_T = \theta_p - \theta_{p,0} \quad \text{Eq.( 14)}$$

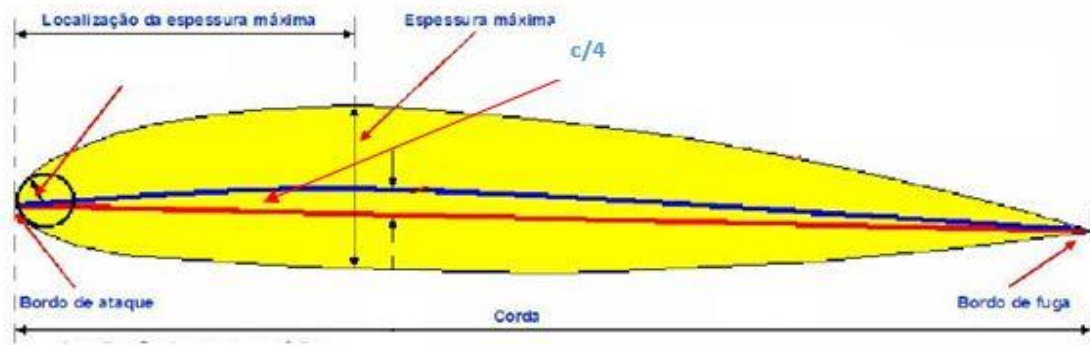
Onde:

$\theta_p$  – Calculado de acordo com a equação 13 (graus);

$\theta_{p,0}$  – Valor de  $\theta_p$  da ponta da pá (graus).

A relação entre os ângulos do perfil alar pode ser verificada na figura 16. Os ângulos mostrados na figura 16 são calculados com as equações 8 ou 9, 13 e 14.

A figura 19 apresenta a nomenclatura de um perfil alar, cujos conceitos vão ser importantes para explicar o procedimento de cálculo.



**Figura 19 – Nomenclatura de um perfil alar** (Vicente 2008)

A aplicação das equações apresentadas acima dá a forma ideal da pá da turbina, cujos valores importantes para o desenho da pá da turbina são o comprimento de corda ( $c$ ), o ângulo de torção ( $\theta_T$ ) e o raio médio ( $r$ ).

#### 6.2.2. Cálculo do ângulo alfa e do CL reais

Após aplicar as equações descritas no ponto anterior é necessário encontrar o ângulo alfa ( $\alpha$ ) e o coeficiente de sustentação (CL) para cada secção da pá, visto que numa fase inicial a pá é dimensionada considerando o mesmo ângulo alfa ( $\alpha$ ) e coeficiente de sustentação (CL) para cada secção, chamados de  $\alpha$  e CL ideais.

O processo de dimensionamento passa por encontrar a dimensão ideal para o comprimento de corda ( $c$ ) de cada secção. Para além disso, a posição angular de cada secção também é alterada. Esta alteração é feita pelo ângulo de torção ( $\theta_T$ ), que por sua vez é calculado com o ângulo ( $\alpha$ ). Sendo assim, é necessário encontrar o ângulo alfa e o coeficiente de sustentação para as novas dimensões e posição angular de cada secção. Para além disso, este procedimento melhora o desempenho da turbina quando sujeita à turbulência do ambiente real.

O procedimento descrito neste documento é uma abordagem gráfica que utiliza os dados polares do perfil alar e o cálculo do coeficiente de sustentação real. Nos anexos III e IV está uma tabela com os dados polares dos perfis alares E231 e NACA 0009, que geram os gráficos da 24 e 25. Estes dados são referentes a um teste em túnel de vento. Para encontrar o CL real utiliza-se a equação 15.

$$CL = 4 F \operatorname{sen}(\varphi_{DP}) \frac{\cos(\varphi_{DP}) - \lambda r \operatorname{sen}(\varphi_{DP})}{\sigma (\operatorname{sen}(\varphi_{DP}) + \lambda r \cos(\varphi_{DP}))} \quad \text{Eq.( 15)}$$

Onde:

F – Fator de correção, calculado de acordo com a equação 16 (adimensional);

$\lambda r$  – Rácio de velocidade de cada secção (adimensional);

O ângulo  $\varphi_{DP}$  (rad) é igual a  $(\theta_p + \alpha_{DP})$ . O  $\theta_p$  é dado pela equação 13, e o alfa corresponde ao alfa dos dados polares do perfil alar (anexo IV). Este cálculo é feito para cada ângulo presente no anexo IV.

**Fator de correção (F) (adimensional):**

$$F = \left(\frac{2}{\pi}\right) \cos^{-1} \left[ \exp \left( - \left\{ \frac{\left(\frac{B}{2}\right) \left[1 - \left(\frac{r}{R}\right)\right]}{\left(\frac{r}{R}\right) \operatorname{sen} \varphi} \right\} \right) \right] \quad \text{Eq.( 16)}$$

Onde:

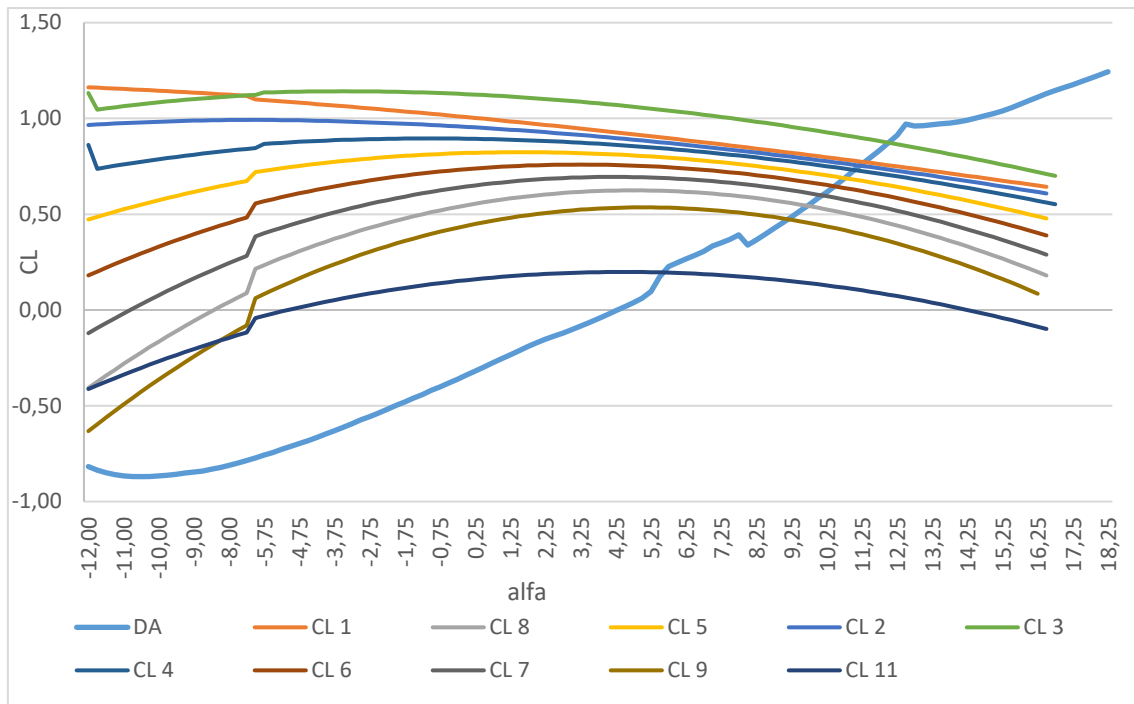
B – Número de pás (adimensional);

$r/R$  – Posição da secção da pá (adimensional);

$\varphi$  – Calculado de acordo com a equação 8 ou 9 (radianos).

O fator de correção F é um parâmetro que corrige o valor de CL da equação 15 e o resultado é um valor compreendido entre 0 e 1.

A aplicação da equação 15 é feita na gama de valores alfa ( $\alpha$ ) dos dados polares do anexo III. No caso dos dados polares do perfil alar E231, esta gama é de -12 a 18,25 graus. Estes dados vão gerar um gráfico que irá intercalar o gráfico da figura 14, como se pode verificar na figura 20.



**Figura 20 – Resultado do cálculo do CL para uma turbina com 11 seções (Windandwet 2012)**

A figura 20 é o resultado da equação 15. As linhas com a legenda CL são referentes aos valores calculados pela mesma, que são os valores reais de ângulo alfa ( $\alpha$ ) e de coeficiente de sustentação (CL) para cada seção da pá da turbina, cujos valores são retirados no ponto onde as linhas CL cruzam a linha DA – dados polares.

Após este procedimento, é necessário redimensionar a pá utilizando as equações do comprimento de corda (c), equações (8 ou 9), do ângulo do vento relativo ( $\varphi$ ), equações (11 ou 12) e as equações 13 e 14, que calculam o ângulo local ( $\Theta_p$ ) e o ângulo de torção ( $\Theta_T$ ).

A pá, após ser dimensionada com os valores de coeficiente de sustentação (CL) e de ângulo alfa ( $\alpha$ ), provenientes da figura 20, necessita de ser validada. Para isso utiliza-se o fator de indução axial (a). Em teoria o fator de indução axial (a) é a razão entre a velocidade induzida pela turbina e a velocidade não perturbada, sendo o comportamento dessa variável muito importante para o desempenho da turbina. O fator de indução axial é calculado com a seguinte equação.

### **Fator de indução axial (a) (adimensional):**

$$a = \frac{1}{\frac{1+4 \operatorname{sen}^2 \varphi}{\sigma Cl \cos \varphi}} \quad \text{Eq.( 17)}$$

Onde:

$\varphi$  – ângulo do vento relativo (radianos);

CL – Proveniente do procedimento de intercepção gráfica apresentado na figura 20 (adimensional);

$\sigma$  – rácio de solidez (adimensional).

O rácio de solidez ( $\sigma$ ) é um parâmetro que define a razão entre a área total das pás e a área varrida pelas pás. Quanto maior for a área das pás, ou menor for a área varrida pelas pás, maior será a solidez do rotor. O rácio de solidez ( $\sigma$ ) é calculado de acordo com equação 18.

### **Rácio de solidez (adimensional):**

$$\sigma = \frac{B c}{2 \pi r} \quad \text{Eq.( 18)}$$

Onde:

B – Número de pás da turbina (adimensional);

c – Comprimento de corda (metros);

r – Raio médio (metros).

A validação da turbina, como já foi referido, é feita com recurso à equação 17, e para cada secção o resultado da equação tem de ser menor que 0,4. Isto porque quando uma turbina funciona a valores superiores a 0,4, está sujeita a turbulências que não são consideradas na teoria BEM.

#### **6.2.3. Cálculo do Coeficiente de Potência**

O Coeficiente de Potência (CP) representa a quantidade de energia que uma turbina consegue extrair do vento. É um valor percentual, que é calculado com base na geometria da turbina. Uma turbina eólica tem a capacidade máxima de extrair 53,9% da energia total contida no vento. Este valor percentual foi descrito por *Betz* em 1919, mas na prática as turbinas apresentam um CP de 40%. Como tal o cálculo do CP não pode

gerar um valor maior que 53,9%. O procedimento aqui descrito foi feito em concordância com a metodologia de (Manwell et al. 2009) e a expressão utilizada é:

**Coeficiente de potência (CP) (percentagem):**

$$Cp = \sum_{i=1}^N \frac{8\Delta\lambda r}{\lambda^2} F * \text{sen}^2(\varphi) * (\cos(\varphi) - \lambda r * \text{sen}(\varphi)) * (\text{sen}(\varphi) + \lambda r * \cos(\varphi)) \left[ 1 - \left( \frac{Cd}{Cl} \right) * \cot(\varphi) \right] * \lambda r^2$$

Eq.( 19)

Onde:

N – Número de secções da pá;

$\lambda$  – Rácio de velocidade da ponta (adimensional);

$\lambda r$  – Rácio de velocidade local (adimensional);

$\varphi$  – Ângulo do vento relativo (radianos);

Cd – Coeficiente de arrasto (adimensional);

Cl – Coeficiente de sustentação ajustado (adimensional).

**6.2.4. Energia em Watts/dia Produzida pela Turbina Eólica**

Segundo (Manwell et al. 2009) é possível prever de uma forma simples a potência em Watts gerada diariamente por uma turbina, utilizando a metodologia apresentada a seguir. No entanto é necessário ter em conta que numa situação real as variações da velocidade do vento podem alterar significativamente esta previsão.

A metodologia sugerida por (Manwell et al. 2009) é a seguinte:

**Potência (Watts):**

$$P (W) = \pi(R^2) \frac{1}{2} \rho V^3$$

Eq.( 20)

Onde:

R – Raio da turbina (metros);

$\rho$  - 1,205 kg/m<sup>3</sup>, a 1 atm e a 20° C;

V – Velocidade do vento (m/s).

$$P_{ano} = C_p P * 8760 \text{ horas}$$

Eq.( 21)

Onde:

O valor de 8760 refere-se às horas de um ano, a alteração deste valor dará a potência para o período pretendido;

$C_p$  – coeficiente de potencia da turbina (percentagem);

$P$  – Potência (Watts).

#### 6.2.5. Curva CP em função do $\lambda$

Após a turbina estar dimensionada para um funcionamento ideal, tendo em conta o rácio de velocidade de ponta ( $\lambda$ ) de dimensionamento, é necessário verificar o desempenho do rotor a diferentes rácios de velocidade de ponta ( $\lambda$ ). O  $\lambda$  é um parâmetro que considera as RPM, a velocidade do vento e o raio da turbina como se pode verificar pela equação 6. A curva CP- $\lambda$  é um gráfico que no eixo das abcissas apresenta uma gama de rácios de velocidade e no eixo das ordenadas apresenta o CP. A figura 33 apresenta um exemplo de uma curva de CP- $\lambda$ , para a pá melhorada, onde foi incluída a velocidade aos diferentes  $\lambda$ .

As curvas CP- $\lambda$  são utilizadas para prever a potência do rotor para todas as combinações de velocidade do vento e de rotação do rotor. Fornece assim informação imediata acerca do CP ótimo e do rácio de velocidade de ponta ótimos de um rotor. Estes dados podem ser obtidos experimentalmente ou com os valores de dimensionamento. Para recolher os dados com os valores de dimensionamento é necessário pegar nos valores de cálculo de uma turbina dimensionada e calcular o CP para os rácios de velocidade de 0 a 10, cujo cálculo do CP é feito de acordo com a equação 19.

## 7. Programa de Cálculo

Com base no procedimento de cálculo apresentado no capítulo anterior foi criado um programa de cálculo de turbinas. Este programa calcula, a partir de dados de entrada, uma turbina eólica com as características pretendidas, transferindo os dados da turbina para CAD. O programa de cálculo segue os passos apresentados no fluxograma da figura 21.

Neste documento será feito um estudo onde serão dimensionadas cinco turbinas eólicas com características padronizadas, para a aplicação em edifícios.

Os dados de entrada do programa são:

- Coordenadas de um perfil alar.
- Dados polares.
- Velocidade do vento.
- Número de pás.
- Rácio de velocidade de ponta.
- Coeficiente de sustentação.
- Ângulo alfa.
- Viscosidade do ar.
- Raio da turbina.
- A velocidade do vento pode ser medida *in-loco*, ou pode ser retirada de dados históricos.
- O número de pás para as turbinas eólicas normalmente são entre 3 e 4.
- O rácio de velocidade de ponta é o que vai definir o funcionamento da turbina em termos de rpm e está interligado ao raio e à velocidade de vento (ver a equação 6).
- O coeficiente de sustentação e o ângulo alfa são valores retirados dos dados polares do perfil alar.
- A viscosidade do ar pode ser consultada em tabelas. No anexo I é apresentada uma tabela com os valores de viscosidade do ar para diferentes temperaturas do ar.

- O raio da turbina pode ser calculado *à priori* com recurso à equação 4. É um ponto de partida para o dimensionamento, visto que após a turbina estar dimensionada a potência da mesma tem que ser recalculada considerando o coeficiente de potência calculado.

Também é necessário considerar os dados referentes às coordenadas do formato do perfil alar e os dados polares do mesmo. Os dados de coordenadas podem ser retirados do site *airfoiltools.com*, ou de outros documentos sobre o tema. Apresenta-se nos anexos III e IV as coordenadas do formato do perfil alar E231 e NACA 0009 respetivamente.

Os dados polares também podem ser retirados do site *airfoiltools.com* e são o resultado de testes realizados em túnel de vento ou com recurso a programas de simulação, que geram o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto do perfil alar para diferentes ângulos alfa.

Após a recolha destes dados está-se em condições de colocar o programa a dimensionar turbinas. A figura 21 apresenta um fluxograma do funcionamento do programa. Este fluxograma pretende dar uma ideia geral de como é feito o dimensionamento de turbinas pelo programa.

O programa foi desenvolvido pelo professor Eusébio Conceição e pelo aluno João Cavalaria.

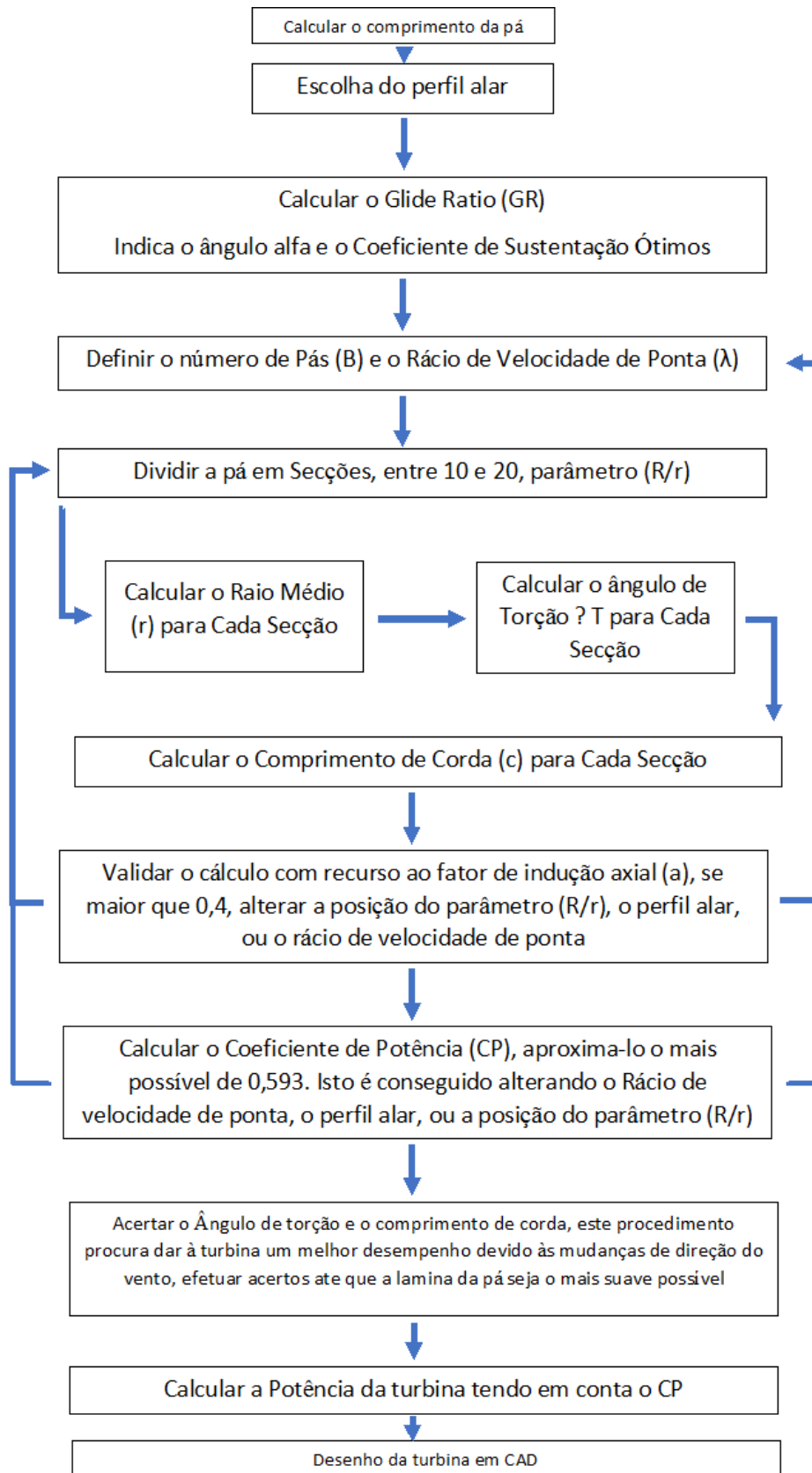


Figura 21 – Fluxograma do procedimento de cálculo realizado pelo programa

## 8. Casos de Estudo

Este estudo, numa primeira fase, foi desenvolvido com o intuito de verificar os cálculos efetuados pelo programa de cálculo. Numa segunda fase foram dimensionadas pás de turbinas para gerar energia para uma moradia familiar.

A metodologia adotada pode ser dividida em três etapas:

1. Dimensionamento e impressão de uma turbina;
2. Dimensionamento e desenho de uma turbina melhorada;
3. Dimensionamento e desenho de turbinas para serem utilizados utilizar em edifícios.

Na primeira etapa será dimensionada uma turbina para ser testada em túnel de vento, de forma a verificar o seu desempenho e para exemplificar o processo desde o procedimento de cálculo até à sua construção.

Na segunda etapa será dimensionada uma turbina com pás mais largas, com o intuito de melhorar alguns aspetos da primeira turbina.

A terceira etapa será subdividida em quatro pontos. Serão então dimensionadas turbinas tendo em conta as necessidades energéticas de uma moradia e cada uma delas procura produzir energia para diferentes sectores da moradia. A moradia foi dividida nos seguintes sectores:

- > Aquecimento de água e cozinha;
- > Equipamentos elétricos;
- > Iluminação;
- > AVAC.

Para iniciar o cálculo fez-se uma aproximação média referente às necessidades energéticas totais de uma moradia. Depois, utilizando valores percentuais, calculou-se as necessidades energéticas de cada um dos sectores.

De forma a distinguir as turbinas deu-se os seguintes nomes às quatro turbinas:

- Turbina AC;
- Turbina EE;
- Turbina I;
- Turbina AV.

A primeira turbina corresponde ao fornecimento de energia ao sistema de aquecimento de águas e cozinha, a segunda turbina ao fornecimento de energia aos equipamentos elétricos e eletrónicos, a terceira turbina ao fornecimento de energia ao sistema de iluminação e a quarta turbina ao fornecimento de energia ao sistema AVAC.

Cada turbina foi dimensionada duas vezes, com perfis alares diferentes, nomeadamente, utilizou-se os perfis alares E231 e o NACA 0009. Para o perfil alar E231 a pá foi dimensionada com onze secções e para o perfil alar NACA 0009 foram feitos dois dimensionamentos: um onde se dividiu a pá das turbinas em 11 secções e outro onde se dividiu as pás das turbinas em 20 secções. Estes perfis alares têm características distintas, o que faz com que os dados de desempenho e formatos sejam diferentes.

As turbinas dimensionadas podem ser utilizadas em conjunto ou individualmente.

## 9. Dados de Entrada

Este ponto descreve os dados necessários para o dimensionamento das turbinas. Foram reunidos os seguintes dados:

- Velocidade do vento em ambiente urbano;
- Perfis alares utilizados;
- Dados polares correspondentes;
- Número de Pás das turbinas;
- Rácio de velocidade de ponta das turbinas;
- Raio das turbinas.

### 9.1. Cálculo da velocidade do vento em ambiente urbano

De forma a usar uma velocidade do vento que seja aproximada às condições de ambiente urbano, foram recolhidos dados referentes à velocidade do vento na cidade de Faro, os quais podem ser consultados na internet, no site "*wunderground.com*". Os valores apresentados na figura 23 são provenientes da estação meteorológica do cais comercial de Faro (The Weather Company 2017), situada a sul da cidade, como se pode verificar na figura 22.



Figura 22 – Cais comercial da cidade de Faro, adaptado de (Google 2017)

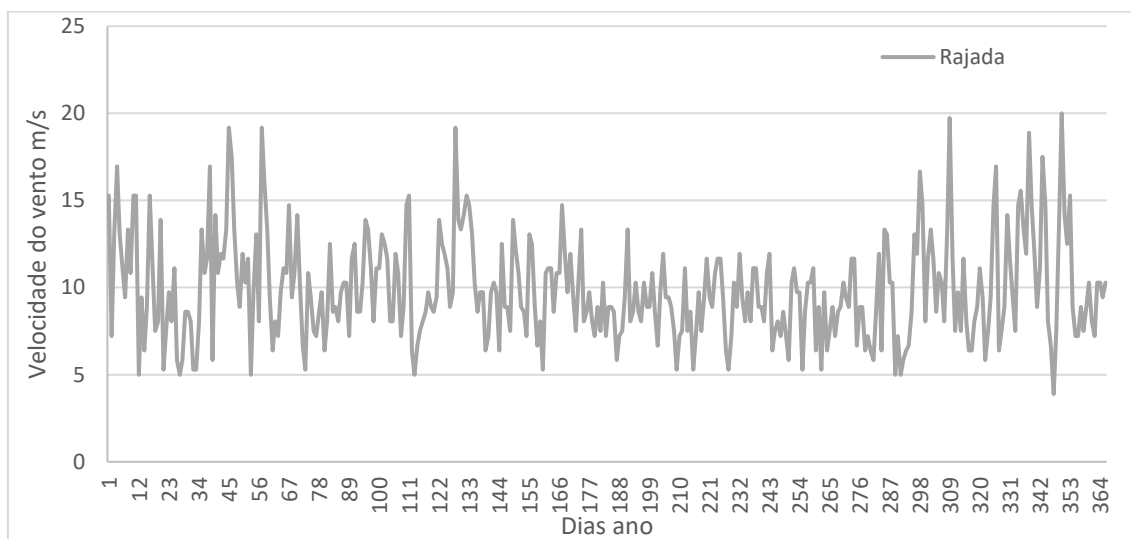


Figura 23 – dados da velocidade do vento no ano de 2016, (The Weather Company 2017).

A figura 23 apresenta os dados de velocidade da rajada do vento na cidade de Faro, em que a média anual destes valores é igual a 9,9 m/s.

É necessário ter em conta que estes valores de velocidade do vento são registados ao nível do solo e que, quanto mais alto se colocar a turbina eólica, maior será a velocidade do vento. É também preciso ter em conta a influência dos edifícios como já foi referido

anteriormente. Aplica-se então a metodologia apresentada por (Heath et al. 2007). Este método utiliza as equações 1, 2 e 3. Para este cálculo foram usados os seguintes valores:

- velocidade do vento ( $V$ ), 10 m/s;
- altura da medição da velocidade do vento ( $H$ ), 5 m;
- $A$  - 5,5;
- fator de correlação do arrasto provocado pelo edifício ( $\beta$ ), 0,55;
- densidade da área plana (chão) ( $\Upsilon_r$ ) e densidade da área frontal (paredes) ( $\Upsilon_p$ ), 0,22;
- coeficiente de arrasto do edifício (CDE), 1,2;
- $k$  - a 0,4;
- ZOA - a 0,03 m;
- distância medida desde os limites da cidade até ao ponto onde a turbina vai ser colocada ( $x$ ), 1000 m;
- Altura medida do chão referente à posição da turbina ( $z$ ), 10 m.

Após a realização do cálculo ficou-se com uma velocidade do vento de 7 m/s.

Como já foi referido anteriormente, os valores de velocidade do vento em ambiente urbano variam muito. O valor calculado acima pretende demonstrar como é feito o cálculo deste parâmetro e é um valor aproximado que dá uma estimativa da velocidade do vento. Os valores reais devem ser medidos *in-loco*.

## 9.2. Perfis alares utilizados e raio das turbinas

Para escolher os perfis alares foi utilizada a metodologia apresentada na figura 15. Para isso é necessário calcular o raio de cada turbina.

Para as turbinas de teste e melhorada, o raio foi definido tendo em conta o tamanho da área de passagem de ar do túnel de vento da universidade (figura 1). A zona do túnel onde se efetua a passagem do ar é um quadrado e tem uma dimensão de lado de 20 cm. A turbina foi dimensionada com um diâmetro de 30 cm.

O raio para as turbinas que foram utilizadas para alimentar o edifício foi calculado com base na potência necessária para alimentar cada sector. Desta forma foram calculados os gastos médios de uma moradia, onde se teve em conta equipamentos de iluminação,

máquinas de lavar, frigorífico, televisores e outros equipamentos elétricos de baixa potência. Considerou-se assim que estes equipamentos possuem uma potência de 4000 W.

Para chegar às necessidades energéticas do caso de cada turbina, utilizou-se as percentagens apontadas por (ADENE 2012) e pelo (Parlamento Europeu e do Conselho, 2012), onde é indicado que as necessidades de aquecimento de água e da cozinha são 42,9% das necessidades totais de um edifício, as necessidades de AVAC são aproximadamente 10,7% das necessidades totais de um edifício, as necessidades dos equipamentos elétricos são de 32,8% das necessidades totais do edifício e a iluminação corresponde a 13,6% das necessidades totais do edifício.

Para iniciar o cálculo são necessários os dados de entrada. Primeiro verifica-se qual o comprimento de pá necessário para gerar a energia em cada caso de estudo. Ao aplicar as percentagens acima referidas ao valor de 4000 W fica-se com as seguintes potências por turbina:

- Turbina AC – 1716 W;
- Turbina EE – 1312 W;
- Turbina I – 425 W;
- Turbina AV – 424 W.

A partir destes valores calcula-se o tamanho do Raio da turbina, utilizando a equação 4. Para o valor de CP utiliza-se o limite de Betz (0,593). O CP real só será obtido quando a turbina estiver dimensionada, mas este valor é, no entanto, uma boa aproximação para o raio da turbina. Como exemplo, no caso da turbina AC:

$$P (W) = \pi(R^2) \frac{1}{2} \rho V^3 CP$$

$$1716 W = A \frac{1}{2} 1,205 7^3 0,593 = 15,4 m^2$$

$$A = \pi R^2$$

$$15,4 = \pi R^2$$

$$R = \sqrt{\frac{35,9}{\pi}} = 2,2 \text{ m}$$

O raio da turbina AC será de 2,2 m. De acordo com o procedimento acima apresentado, fica-se com, 1 m para a turbina I, 1,9 m para a turbina EE e 1,2 m para a turbina AV. De forma a obter turbinas com raios diferentes fez-se os seguintes ajustes aos raios:

- Turbina AC – 2,5 m;
- Turbina EE – 2 m;
- Turbina I – 1,5 m;
- Turbina AV – 1 m.

Para verificar que tipo de perfil alar se deve utilizar calcula-se o número de Reynolds a que a turbina vai funcionar e consulta-se a figura 15.

Aplicando a equação 5:

$$Re = \frac{7 * 2,5}{0.00001511} = 1\ 158\ 173.40$$

Fazendo o mesmo cálculo para o raio das outras três turbinas obtém-se com o número de Reynolds de 463269.36 para a turbina AV, de 926538.72 para a turbina EE e 694904.04 para turbina I. Consultando a figura 15 verifica-se que é necessário retirar um perfil alar do catálogo Wortmann ou NACA série 4 para os as turbinas AC, EE e I, e para a turbina AV é necessário consultar o catalogo Selig, pode ser consultado em *m-selig.ae.illinois.edu*. Os perfis alares Wortmann (Windandwet 2012) são os referentes à série (FX), que tal como a série (E), são perfis alares utilizados em ultraleves. Os perfis alares NACA são utilizados na aviação geral. Assim, optou-se por usar o perfil alar E231 e o perfil alar NACA 0009. Os formatos destes perfis alares estão na figura 24.

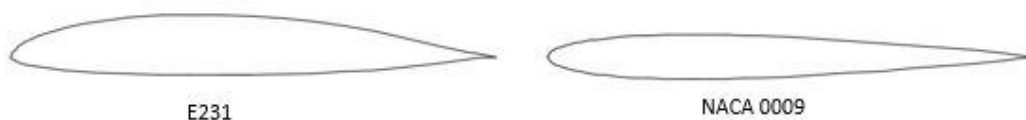


Figura 24 - perfis alares utilizados para o dimensionamento das turbinas

Para as turbinas de teste e melhorada foi utilizado o perfil alar E231. Para as turbinas a utilizar em edifícios foram feitas duas simulações, uma com o perfil alar E231 e outra com o perfil alar NACA 0009. As coordenadas destes perfis alares podem ser consultadas nos anexos II e IV, respetivamente.

### 9.3. Dados polares dos perfis alares escolhidos

Os dados polares dos perfis alares vão ser responsáveis pelo comprimento de corda e pelo ângulo de torção de cada secção da pá das turbinas. Nos anexos III e V estão apresentados os dados polares para os perfis alares E231 e NACA 0009, respetivamente.

De forma a calcular a pá ótima é necessário usar os dados polares para encontrar os valores do ângulo alfa e do coeficiente de sustentação ótimos. Os valores de alfa e de CL ótimos podem ser conseguidos pela divisão do coeficiente de sustentação pelo coeficiente de arrasto (CL/CD), após o qual é preciso encontrar o valor de CL/CD máximo. A partir deste valor máximo retira-se os valores de CL e alfa ótimos. As figuras 25 e 26 apresentam um gráfico de onde é retirado o ângulo alfa e coeficiente de sustentação ótimos para os perfis alares E231 e NACA 0009.

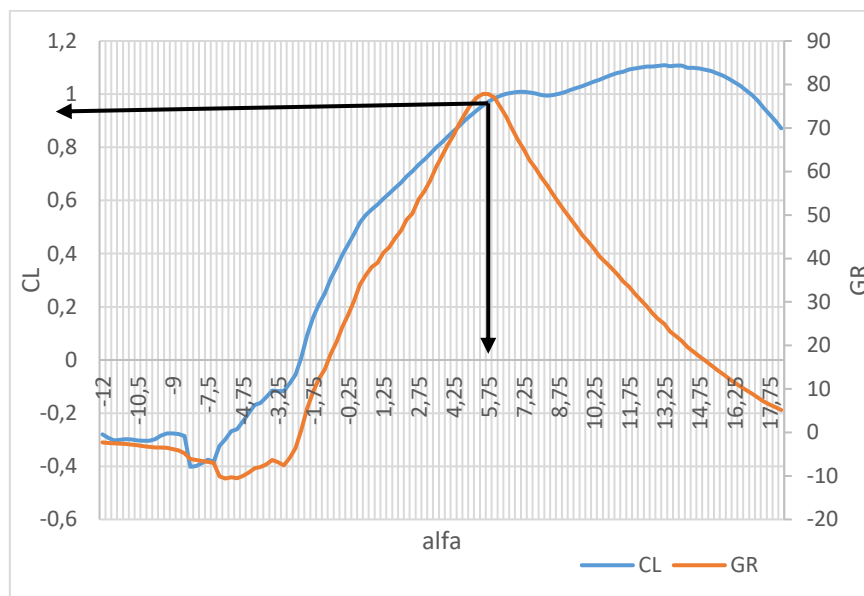


Figura 25 - Método de retirar o ângulo alfa e o CL ótimos do perfil alar E231

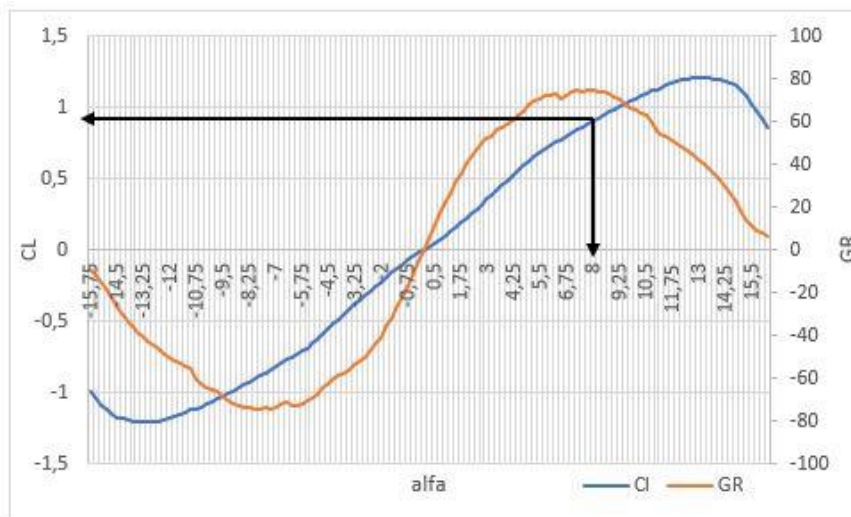


Figura 26 - Método de retirar o ângulo alfa e o CL ótimos do perfil alar NACA 0009

Como referido anteriormente, o Glide Ratio (GR) é calculado a partir da divisão do CL com o CD. Nos anexos III e V pode verificar-se o valor de GR para cada posição dos perfis alares E231 e NACA 0009. Esta divisão gera a linha laranja dos gráficos das figuras 25 e 26, as linhas a preto nessas figuras apresentam a posição dos ângulos alfa e coeficientes de sustentação ótimos para cada perfil alar.

Os ângulos ótimos e os CL ótimos para os perfis alares escolhidos são os seguintes:

E231:

- Alfa ótimo – 5,5 graus;
- Coeficiente de sustentação ótimo – 0,9572.

NACA 0009:

- Alfa ótimo – 8 graus;
- Coeficiente de sustentação ótimo – 0,9064.

#### 9.4. Rácio de velocidade de ponta e número de pás das turbinas

O rácio de velocidade de ponta está relacionado com o número de pás de uma turbina, como se pode verificar na tabela 3.

No dimensionamento da turbina de teste o rácio de velocidade de ponta utilizado foi de 6 e no da turbina melhorada o rácio de velocidade de ponta utilizado foi de 3. Por fim

para as turbinas com o objetivo de serem integradas em edifícios o rácio de velocidade de ponta utilizado foi de 6.

Optou-se por estes valores devido à relação da tabela 3, visto que se pretende turbinas de três pás.

As tabelas 4 a 13 apresentam os dados de entrada para os as seis turbinas.

**Tabela 4 – Dados de entrada para a turbina de teste com o perfil alar E231**

Rácio de velocidade de ponta ( $\lambda$ )	Número de pás (B)	Velocidade do Vento (m/s)	Raio (m)	Ângulo alfa ( $\alpha$ )	Coefficiente de sustentação (CL)
6	3	7	0,15	5,5	0,9572

**Tabela 5 – Dados de entrada para a turbina melhorada com o perfil alar E231**

Rácio de velocidade de ponta ( $\lambda$ )	Número de pás (B)	Velocidade do Vento (m/s)	Raio (m)	Ângulo alfa ( $\alpha$ )	Coefficiente de sustentação (CL)
3	3	7	0,15	5,5	0,9572

**Tabela 6 – Dados de entrada para a turbina AC com o perfil alar E231**

Rácio de velocidade de ponta ( $\lambda$ )	Número de pás (B)	Velocidade do Vento (m/s)	Raio (m)	Ângulo alfa ( $\alpha$ )	Coefficiente de sustentação (CL)
6	3	7	2,5	5,5	0,9572

**Tabela 7 – Dados de entrada para a turbina AC com o perfil alar NACA 0009**

Rácio de velocidade de ponta ( $\lambda$ )	Número de pás (B)	Velocidade do Vento (m/s)	Raio (m)	Ângulo alfa ( $\alpha$ )	Coefficiente de sustentação (CL)
6	3	7	2,5	8	0,9064

**Tabela 8 - Dados de entrada para a turbina EE com o perfil alar E231**

Rácio de velocidade de ponta ( $\lambda$ )	Número de pás (B)	Velocidade do Vento (m/s)	Raio (m)	Ângulo alfa ( $\alpha$ )	Coefficiente de sustentação (CL)
6	3	7	2	5,5	0,9572

**Tabela 9 - Dados de entrada para a turbina EE com o perfil alar NACA 0009**

Rácio de velocidade de ponta ( $\lambda$ )	Número de pás (B)	Velocidade do Vento (m/s)	Raio (m)	Ângulo alfa ( $\alpha$ )	Coefficiente de sustentação (CL)
6	3	7	2	8	0,9064

**Tabela 10 - Dados de entrada para a turbina I com o perfil alar E231**

Rácio de velocidade de ponta ( $\lambda$ )	Número de pás (B)	Velocidade do Vento (m/s)	Raio (m)	Ângulo alfa ( $\alpha$ )	Coefficiente de sustentação (CL)
6	3	7	1,5	5,5	0,9572

**Tabela 11 - Dados de entrada para a turbina I com o perfil alar NACA 0009**

Rácio de velocidade de ponta ( $\lambda$ )	Número de pás (B)	Velocidade do Vento (m/s)	Raio (m)	Ângulo alfa ( $\alpha$ )	Coefficiente de sustentação (CL)
6	3	7	1,5	8	0,9064

**Tabela 12 – Dados de entrada para a turbina AV com o perfil alar E231**

Rácio de velocidade de ponta ( $\lambda$ )	Número de pás (B)	Velocidade do Vento (m/s)	Raio (m)	Ângulo alfa ( $\alpha$ )	Coefficiente de sustentação (CL)
6	3	7	1	5,5	0,9572

**Tabela 13 – Dados de entrada para a turbina AV com o perfil alar NACA 0009**

Rácio de velocidade de ponta ( $\lambda$ )	Número de pás (B)	Velocidade do Vento (m/s)	Raio (m)	Ângulo alfa ( $\alpha$ )	Coefficiente de sustentação (CL)
6	3	7	1	8	0,9064

Pode verificar-se que nas tabelas 4 a 13 que os valores da velocidade do vento e o número de pás são os mesmos. O rácio de velocidade de ponta para a turbina de teste e para as turbinas a serem integradas em edifícios é igual a 6; para a turbina melhorada é igual a 3. Para as turbinas dimensionadas com 20 secções as tabelas de entrada são as 5, 7, 9, 11 e 13, visto que a única alteração será no número de secções da pá.

Os dados apresentados neste ponto serão introduzidos no programa de cálculo que irá efetuar o cálculo e o desenho das turbinas. Serão apresentados os desenhos das pás para todas as turbinas, sendo que para a turbina de teste será também apresentada impressão da mesma na figura 28.

## 10. Apresentação e Discussão de Resultados

Neste capítulo serão apresentados e discutidos os resultados dos cálculos efetuados pelo programa.

### 10.1. Turbina de teste

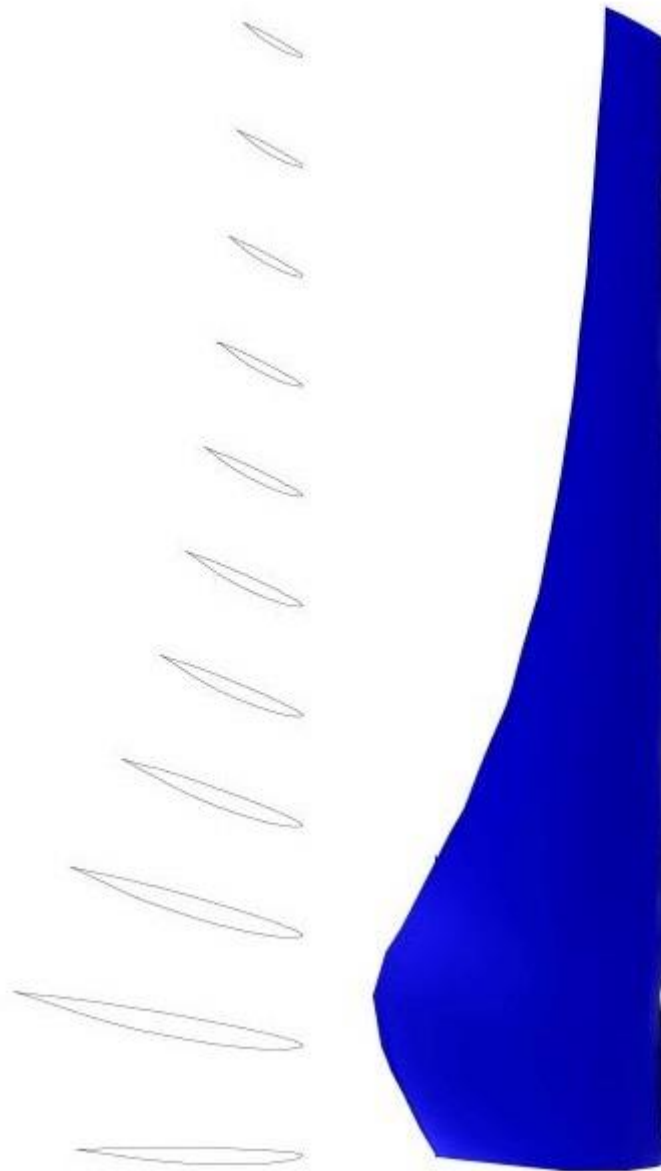
Esta turbina foi utilizada para o teste no túnel de vento. O programa dimensionou a turbina com os valores de entrada da tabela 4. Esta turbina depois de dimensionada foi impressa numa impressora 3D. A tabela 14 apresenta os valores do dimensionamento.

**Tabela 14 – Dados referentes às dimensões da pá da turbina de teste**

r(mm)	c(mm)	c/4(m)	$\Theta T$ (graus)	a	$\alpha$ (graus)	CL (adimensional)
7,5	22,46	5,62	42,56	0,28	11,60	0,76
21	30,20	7,55	27,00	0,13	11,11	0,71
34,5	26,00	6,50	17,64	0,06	10,51	0,66
48	21,34	5,34	12,03	0,03	9,94	0,60
61,5	17,73	4,43	8,44	0,02	9,46	0,56
75	15,04	3,76	5,98	0,00	-9,76	-0,85
88,5	13,01	3,25	4,21	0,00	-7,45	-0,79
102	11,44	2,86	2,87	0,00	-5,67	-0,73
115,5	10,19	2,55	1,83	0,00	8,16	0,43
129	9,18	2,30	1,00	0,00	7,89	0,40
142,5	8,35	2,09	0,33	0,00	-2,64	-0,56

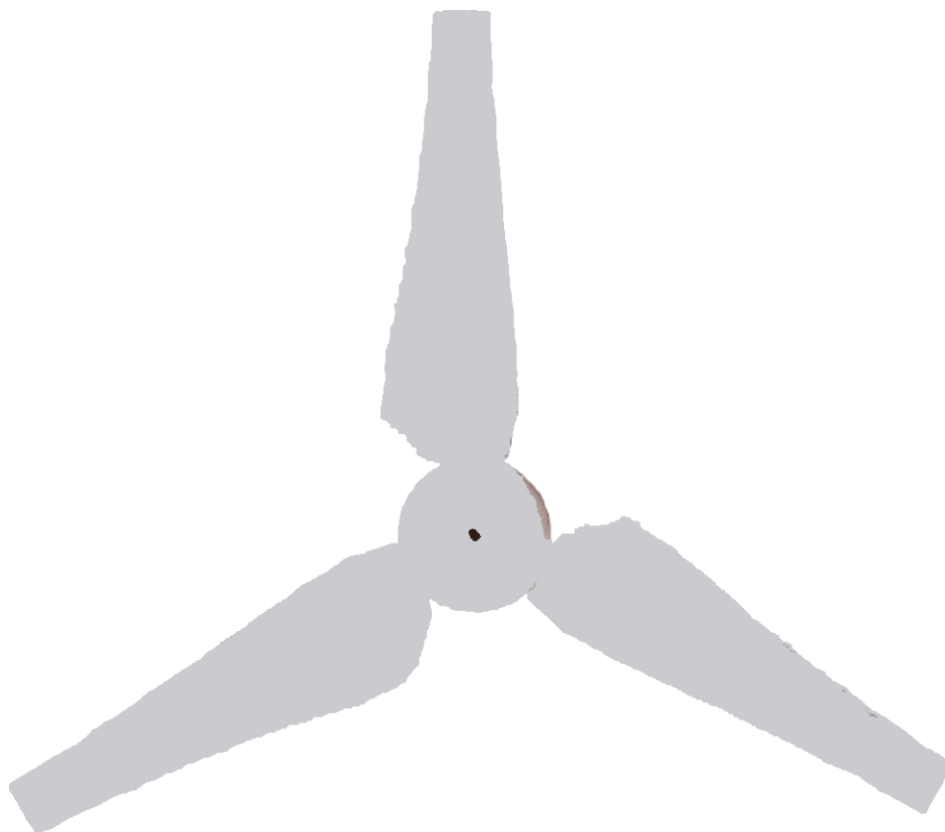
O coeficiente de potência (CP) desta turbina é de 0,2 e a potência é de 2,5 W, a uma velocidade de 2673,8 rpm.

Com recurso aos dados da tabela 14, o programa desenha em CAD os perfis alares da pá, com as dimensões e ângulos de cálculo, os perfis alares nas posições r correspondentes, com os comprimentos de corda (c) de cálculo e com os ângulos de Torção ( $\Theta T$ ) de cálculo. Na figura 27 pode observar-se o desenho da pá em 3D.



**Figura 27 – Perfis alares e desenho em 3D da pá de teste em CAD à esquerda os perfis alares, à direita a superfície em 3D**

Na figura 27 à direita está a base da pá e à esquerda a ponta; todos estes perfis alares são ligados entre si para construir a pá. A pá é depois copiada mais duas vezes. Estas pás são colocadas a uma distância angular de 120 graus entre elas formando a turbina. Com recurso à impressora 3D, imprimiu-se a pá de teste, a qual pode ser observada na figura 28.



**Figura 28 – Turbina impressa em 3D**

A turbina da figura 28 foi colocada no túnel de vento e realizou-se uma montagem simples, de forma a ser testada facilmente.

Ligou-se a turbina diretamente a um pequeno motor de impressora (figura 29). Este motor vai funcionar como um gerador e tem uma tensão de 12 V.



**Figura 29 - Motor de impressora**

A montagem realizada pode ser visualizada na figura 30 e na figura 31 está a turbina em funcionamento.



**Figura 30 - Turbina de teste ligada ao motor e posicionada no túnel de vento**



**Figura 31 – Turbina de teste em funcionamento**

A máquina da 29 foi ligada a uma lâmpada. O teste da turbina no túnel de vento teve como objetivo perceber o seu desempenho, principalmente verificar se a turbina atingia uma velocidade de rotação suficiente para acender a lâmpada.

Verificou-se que a uma velocidade do vento de 10 m/s, a turbina não tinha a capacidade de acender a lâmpada. Isso deveu-se à largura das pás da turbina, que são muito finas e o vento não tem área suficiente para fazer a turbina rodar a uma maior velocidade.

No entanto, ao aumentar a velocidade do vento, verificou-se que a turbina apresentava um bom desempenho, o que indica que o ângulo de torção da turbina está numa posição aceitável. O ângulo de torção é responsável pela sustentação das pás da turbina.

Estas duas questões levaram à conclusão que uma turbina com uma pá mais larga teria a capacidade de acender a lâmpada a uma velocidade do vento de 10 m/s, porque a turbina quando sujeita a uma velocidade maior apresentou um bom desempenho.

Para além de procurar verificar o desempenho da turbina, procura-se também mostrar todo o procedimento seguido para dimensionar e construir uma turbina, desde o processo de cálculo, efetuado numericamente, até à impressão da turbina na impressora 3D.

## 10.2. Turbina Melhorada

Esta turbina foi chamada de turbina melhorada, foi dimensionada com uma pá mais larga de modo a que atingisse uma rotação necessária para gerar mais energia a menores velocidades de rotação e que potencialmente tenha a capacidade para acender uma lâmpada com menores velocidades do vento que a turbina de teste. A largura da pá, como já foi referido anteriormente, pode ser redimensionada a partir de dois parâmetros:

- A alteração do perfil alar;
- A alteração do rácio de velocidade de ponta.

Os valores de cálculo de saída estão apresentados na tabela 15.

**Tabela 15 – dados de dimensionamento da pá melhorada**

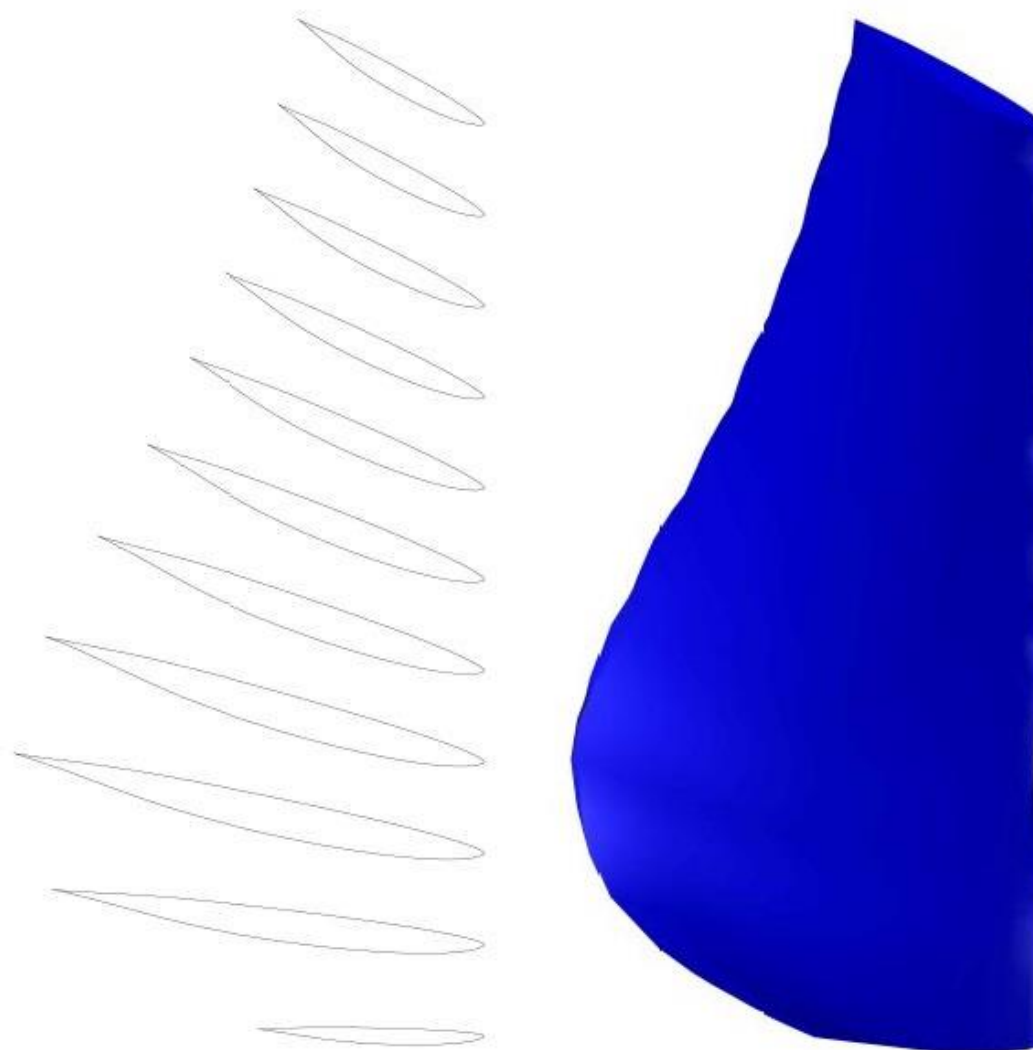
<b>r(mm)</b>	<b>c(mm)</b>	<b>c/4(m)</b>	<b>ΘT</b>	<b>a</b>	<b>α (graus)</b>	<b>CL (adimensional)</b>
7,5	27,35	27,35	42,02	0,35	11,68	0,77
21	53,41	53,41	32,52	0,24	11,51	0,75
34,5	60,58	60,58	24,64	0,16	11,27	0,73
48	59,17	59,17	18,49	0,11	10,97	0,70
61,5	54,78	54,78	13,78	0,08	10,66	0,67
75	49,79	49,79	10,17	0,05	10,33	0,64
88,5	45,08	45,08	7,35	0,04	10,00	0,61
102	40,89	40,89	5,12	0,03	9,65	0,58
115,5	37,26	37,26	3,32	0,02	9,26	0,54
129	34,13	34,13	1,83	0,01	8,80	0,49
142,5	31,43	31,43	0,60	0,01	-11,82	-0,86

O coeficiente de potência desta turbina é de 0,34, a potência é de 4,5 W, a uma velocidade de rotação de 1336,9 rpm.

Em relação à turbina de teste, verifica-se pelos cálculos efetuados que a turbina melhorada apresenta uma potência maior e que atinge essa potência a menores velocidades de rotação. Estes parâmetros estão em linha com o que se pretende.

Também pode ser observado que, comparando as tabelas 14 e 15, esta turbina apresenta um ângulo de torção menor. Este facto está relacionado com o aumento do comprimento de corda (c), o que influencia a largura da pá.

Esta turbina não foi impressa e testada no túnel de vento, por isso foi feito um desenho em CAD. Na figura 32 está apresentado o desenho em 3D da pá da turbina melhorada: no lado esquerdo estão os perfis alares nas posições e ângulos de torção  $\Theta T$  de cálculo.



**Figura 32 - Perfis alares e desenho em 3D da pá melhorada em CAD à esquerda os perfis alares, à direita a superfície em 3D**

Comparado as figuras 27 e 32, verifica-se que a pá da turbina melhorada é consideravelmente maior do que a pá de teste. A alteração do rácio de velocidade teve o efeito esperado, aumentando a potência gerada pela pá e diminuindo velocidade de rotação de funcionamento. Como esta turbina não foi testada, foi feito um gráfico CP- $\lambda$  para verificar o coeficiente de potência da turbina a diferentes rácios de velocidade de ponta.

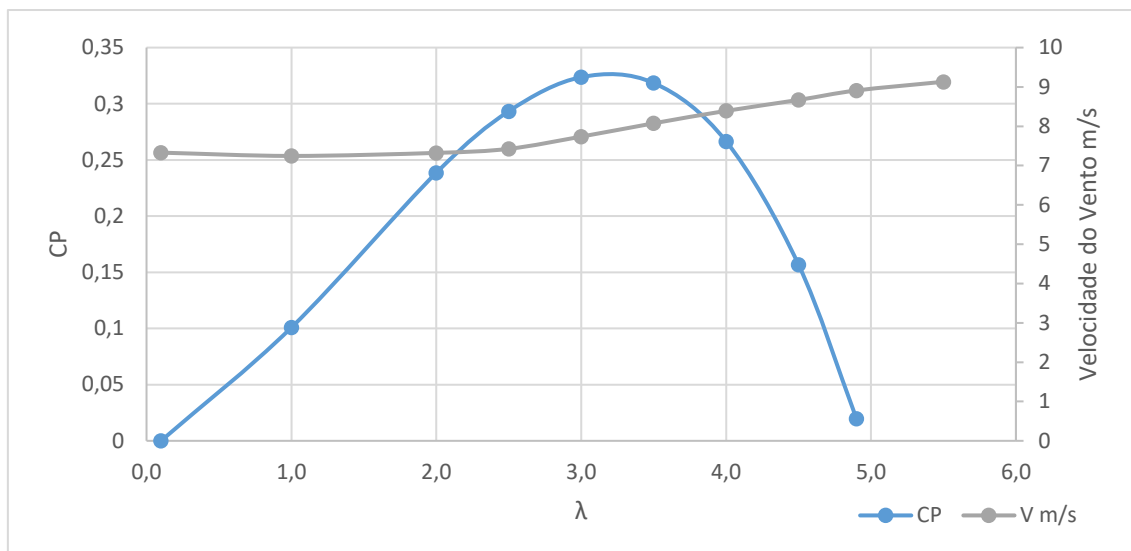


Figura 33 – Curva CP em função do  $\lambda$  para a pá melhorada.

Na figura 33 é possível verificar os valores do coeficiente de potência da turbina e da velocidade do vento obtidos para diferentes rácios de velocidade de ponta. A velocidade do vento e a velocidade de rotação foram calculados a partir da equação 6.

### 10.3. Dimensionamento e desenho de quatro turbinas para utilizar em edifícios

Este ponto reúne o dimensionamento de quatro turbinas, dimensionadas para que possam ser construídas e integradas em edifícios. Estas turbinas eólicas vão ter diferentes potências para diferentes finalidades.

Estes turbinas foram dimensionada duas vezes cada uma, uma vez com o perfil alar E231 a outra vez com o perfil alar NACA 0009. O dimensionamento das pás das turbinas com o perfil alar NACA 0009 foi efetuado com 11 secções e com 20 secções. Apresentam-se a seguir os valores de dimensionamento obtidos e as figuras referentes aos desenhos em CAD. As figuras referentes às pás das turbinas apresentadas neste ponto estão a uma escala de  $\frac{1}{19}$ .

### 10.3.1. Turbina AC

A turbina AC é a turbina com o raio maior. Será utilizada para colmatar as necessidades de aquecimento de águas e da cozinha da moradia. O raio desta turbina foi calculado para uma potência de 1716 W.

Os dados de entrada referentes à turbina AC estão apresentados nas tabelas 6 a 8, que correspondem aos dimensionamentos com o perfil alar E231, NACA 0009 com 11 secções e NACA 0009 com 20 secções, respetivamente.

Na tabela 16 estão os valores de dimensionamento usando o perfil alar E231 da turbina AC, na tabela 17 os valores de dimensionamento com o perfil alar NACA 0009 com 11 secções e na tabela 18 o dimensionamento da pá da turbina AC com 20 secções. As figuras 34 e 35 referem-se ao dimensionamento com o perfil alar E231 e com o perfil alar NACA 0009, respetivamente.

**Tabela 16 - Dados de dimensionamento da a turbina AC, com o perfil alar E231 com 11 secções**

<b>r(m)</b>	<b>c(m)</b>	<b>c/4(m)</b>	<b>ΘT(graus)</b>	<b>V(1-fia) (m/s)</b>	<b>α (graus)</b>	<b>CL(adimensional)</b>
0,125	0,588	0,147	53,351	5,020	11,600	0,759
0,35	0,911	0,228	37,307	6,095	11,110	0,714
0,575	0,916	0,229	27,346	6,568	10,510	0,658
0,8	0,866	0,216	21,165	6,777	9,940	0,604
1,025	0,816	0,204	17,092	6,876	9,460	0,556
1,25	0,770	0,193	14,224	6,926	9,050	0,516
1,475	0,731	0,183	12,110	6,954	8,710	0,483
1,7	0,698	0,175	10,485	6,969	8,420	0,453
1,925	0,670	0,167	9,186	6,979	8,160	0,427
2,15	0,647	0,162	8,085	6,986	7,890	0,398
2,375	0,631	0,158	7,027	6,990	7,510	0,358

O coeficiente de potência da turbina AC com o perfil alar E231 é de 0,31 e a potência é de 1153 W, a uma velocidade rotação de 160,4 rpm.

**Tabela 17 - Dados de dimensionamento da a turbina AC, com o perfil alar NACA 0009 com 11 secções**

r(m)	c(m)	c/4(m)	$\Theta T$ (graus)	V(1-fia) (m/s)	$\alpha$ (graus)	CL(adimensional)
0,125	0,828	0,207	56,751	5,339	17,500	0,601
0,35	0,531	0,133	31,677	5,787	7,980	0,907
0,575	0,456	0,114	22,316	6,392	7,980	0,907
0,8	0,374	0,094	16,705	6,674	7,980	0,907
1,025	0,312	0,078	13,122	6,811	7,990	0,907
1,25	0,264	0,066	10,654	6,883	7,980	0,907
1,475	0,228	0,057	8,880	6,924	7,980	0,906
1,7	0,200	0,050	7,515	6,948	7,950	0,904
1,925	0,175	0,044	6,386	6,964	7,860	0,897
2,15	0,147	0,037	5,215	6,975	7,520	0,871
2,375	0,093	0,023	3,167	6,987	6,150	0,746

O coeficiente de potência dea turbina AC com o perfil alar NACA 0009 é de 0,47 e a potência é de 1727,6 W, a uma velocidade rotação de 160,4 rpm.

**Tabela 18 - Dados de dimensionamento da a turbina AC, com o perfil alar NACA 0009 com 20 secções**

r(m)	c(m)	c/4(m)	$\Theta T$ (graus)	V(1-a) (m/s)	a(graus)	CL(adimensional)
0,125	0,828	0,207	56,751	5,339	17,500	0,601
0,243	0,521	0,130	38,168	5,291	7,980	0,907
0,362	0,529	0,132	31,049	5,832	7,980	0,907
0,480	0,493	0,123	25,660	6,193	7,980	0,907
0,599	0,447	0,112	21,588	6,433	7,980	0,907
0,717	0,403	0,101	18,469	6,593	7,980	0,907
0,836	0,364	0,091	16,043	6,702	7,990	0,907
0,954	0,330	0,082	14,103	6,777	7,990	0,907
1,072	0,300	0,075	12,529	6,830	7,990	0,907
1,191	0,275	0,069	11,220	6,868	7,980	0,908
1,309	0,253	0,063	10,133	6,896	7,980	0,907
1,428	0,235	0,059	9,210	6,917	7,980	0,907
1,546	0,218	0,055	8,409	6,933	7,970	0,906
1,664	0,204	0,051	7,713	6,945	7,960	0,905
1,783	0,190	0,048	7,083	6,955	7,930	0,903
1,901	0,177	0,044	6,494	6,962	7,870	0,899
2,020	0,162	0,0410	-1,495	7,000	0,350	0,881
2,138	0,149	0,037	5,285	6,975	7,550	0,873
2,257	0,146	0,037	-0,882	6,999	1,760	0,794
2,375	0,093	0,023	3,167	6,987	6,150	0,746

O coeficiente de potência (CP) da turbina AC com o perfil alar NACA 0009 e com 20 secções é de 0,48 e a potência é de 1947,7 W, a uma velocidade rotação de 160,4 rpm.

De acordo com as tabelas 16 e 17 verifica-se que a pá dimensionada com o perfil alar E231 apresenta um coeficiente de potência maior, conseqüentemente apresenta uma potência maior. Todas as pás têm um desempenho ótimo a 160,43 rpm. Em relação aos ângulos alfa, verifica-se que a pá dimensionada com o perfil alar 0009, tem ângulos de alfa menores junto à ponta da pá e maiores junto à base, quando comparados com a pá dimensionada com o perfil ala E231.

Em relação à turbina AC com 20 secções (tabela 18) verifica-se que o CP é maior que a pá da turbina AC com o perfil alar NACA 0009, logo também a potência da turbina é maior. Isto indica que se a turbina for dimensionada com mais secções apresenta melhor desempenho. Este comportamento é esperado, visto que o CP é calculado com o somatório de CP de todas as secções e quanto mais secções maior será este valor, e também melhores serão os aspetos aerodinâmicos da turbina.

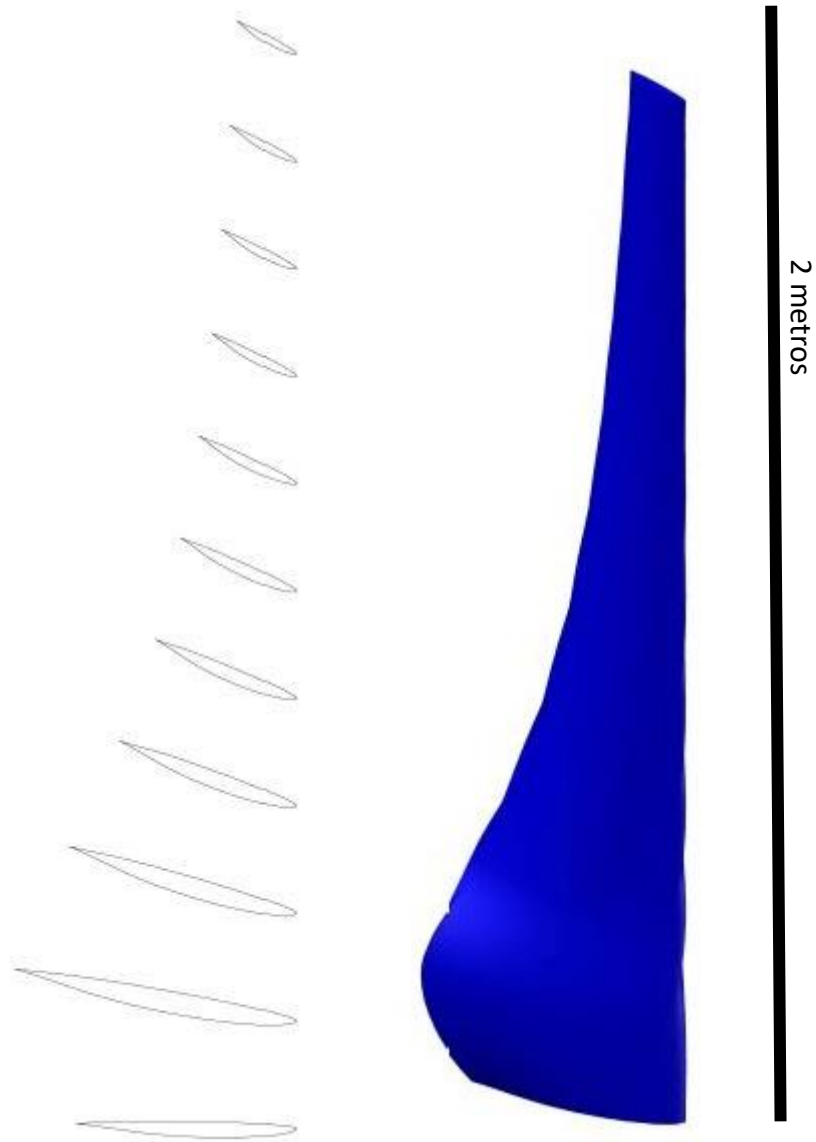
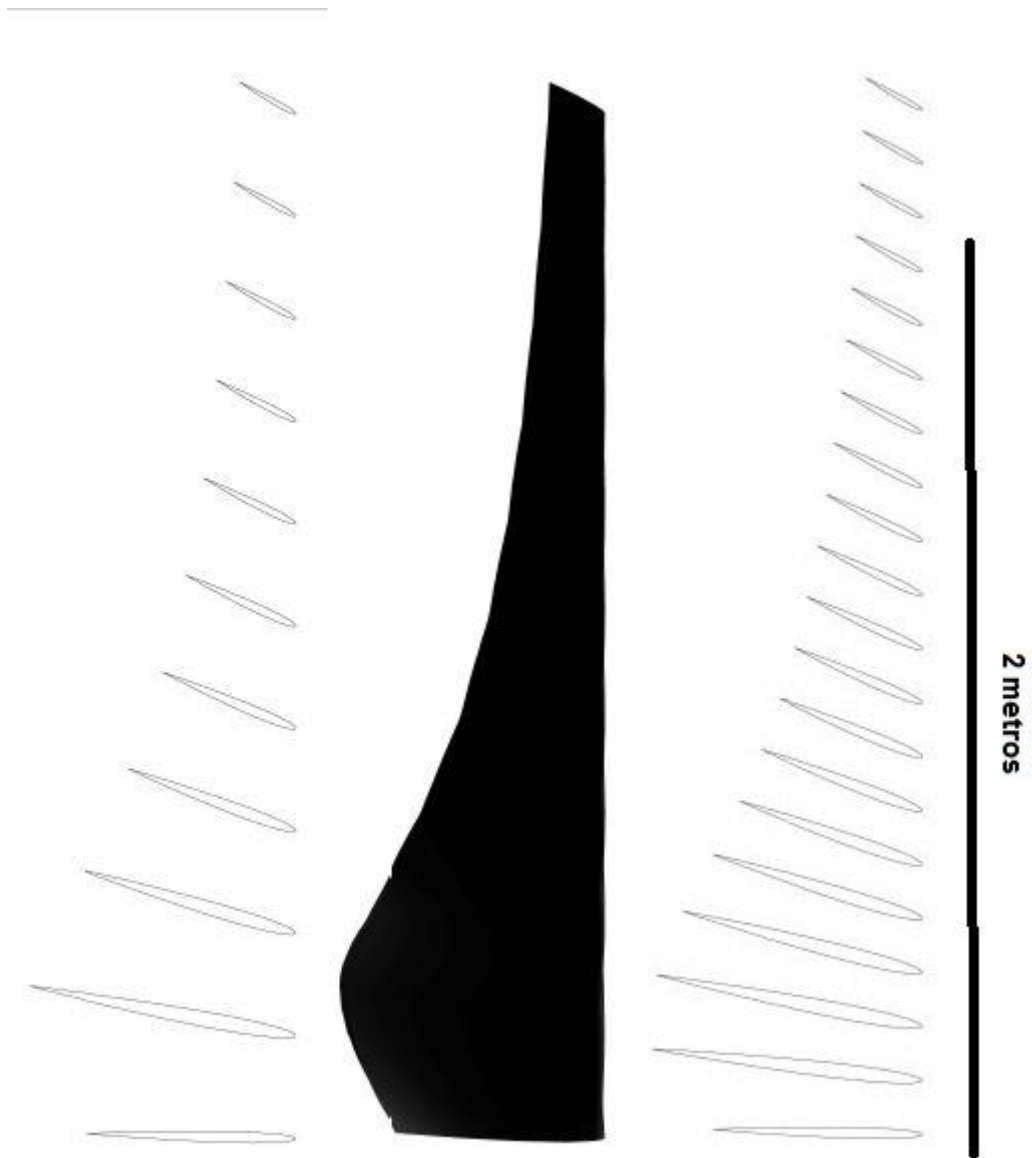


Figura 34 – Pá da Turbina AC com o perfil alar E231 (escala 1/19) à esquerda os perfis alares, à direita a superfície em 3D



**Figura 35 - Pá da Turbina AC com o perfil alar NACA 0009 (escala 1/19) à esquerda os perfis alares, à direita a pá com 20 secções e ao centro a superfície em 3D**

Ao observar as figuras 34 e 35 verifica-se que ambas as pás apresentam um formato idêntico, no entanto é necessário referir que, como o perfil alar E231 é mais largo que o perfil alar NACA 0009, a pá da figura 35 tem uma aparência mais “elegante”, o que faz com que tenha melhor desempenho.

### 10.3.2. Turbina EE

A turbina EE tem um raio 2 m. Será utilizada para colmatar as necessidades energéticas dos equipamentos elétricos e eletrônicos. O raio desta turbina foi calculado para uma potência de 1312 W. Os valores calculados pelo programa estão nas tabelas 19 a 21, que correspondem à turbina da pá EE com o perfil alar E231 com 11 secções, NACA 0009 com 11 secções e NACA com 20 secções, respetivamente.

Os dados definidos para o cálculo destas turbinas estão nas tabelas 8 e 9.

**Tabela 19 - Dados de dimensionamento da a turbina EE com o perfil alar E231**

r(m)	c(m)	c/4(m)	$\Theta T$ (graus)	V(1-fia) (m/s)	$\alpha$ (graus)	CL(adimensional)
0,100	0,470	0,118	53,351	5,020	11,6	0,759
0,280	0,729	0,182	37,307	6,095	11,11	0,714
0,460	0,733	0,183	27,346	6,568	10,51	0,658
0,640	0,693	0,173	21,165	6,777	9,94	0,604
0,820	0,653	0,163	17,092	6,876	9,46	0,556
1,000	0,616	0,154	14,224	6,926	9,05	0,516
1,180	0,585	0,146	12,110	6,954	8,71	0,483
1,360	0,558	0,140	10,485	6,969	8,42	0,453
1,540	0,536	0,134	9,186	6,979	8,16	0,427
1,720	0,518	0,129	8,085	6,986	7,89	0,398
1,900	0,505	0,126	7,027	6,990	7,51	0,358

O coeficiente de potência da turbina EE com perfil alar E231 é de 0,31, e a potência é de 737,9 W, a uma velocidade rotação de 200,5 rpm.

**Tabela 20 - Dados de dimensionamento da a turbina EE, com o perfil alar NACA 0009, com 11 secções**

r(m)	c(m)	c/4(m)	$\Theta T$ (graus)	V(1-fia)	$\alpha$ (graus)	CL(adimensional)
0,100	0,299	0,075	42,56	4,68	7,74	0,89
0,280	0,403	0,101	27,00	5,89	7,60	0,88
0,460	0,347	0,087	17,64	6,44	7,41	0,86
0,640	0,285	0,071	12,03	6,70	7,22	0,85
0,820	0,236	0,059	8,44	6,83	7,06	0,83
1,000	0,201	0,050	5,98	6,96	-10,29	-1,03
1,180	0,173	0,043	4,21	6,98	-7,65	-0,87
1,360	0,152	0,038	2,87	6,95	6,67	0,80
1,540	0,136	0,034	1,83	6,97	6,53	0,78
1,720	0,122	0,031	1,00	7,00	-2,72	-0,36
1,900	0,111	0,028	0,33	7,00	-1,85	-0,25

O coeficiente de potência da turbina EE com o perfil alar NACA 0009 é de 0,47 e a potência é de 1105,6 W, a uma velocidade rotação de 200,5 rpm.

**Tabela 21 - Dados de dimensionamento da a turbina EE, com o perfil alar NACA 0009, com 20 secções**

r(m)	c(m)	c/4(m)	$\Theta T$ (graus)	V(1-a) (m/s)	a(graus)	CL(adimensional)
0,100	0,662	0,166	56,751	5,339	17,500	0,601
0,195	0,416	0,104	38,168	5,291	7,980	0,907
0,289	0,423	0,106	31,049	5,832	7,980	0,907
0,384	0,395	0,099	25,660	6,193	7,980	0,907
0,479	0,358	0,089	21,588	6,433	7,980	0,907
0,574	0,322	0,081	18,469	6,593	7,980	0,907
0,668	0,291	0,073	16,043	6,702	7,990	0,907
0,763	0,264	0,066	14,103	6,777	7,990	0,907
0,858	0,240	0,060	12,529	6,830	7,990	0,907
0,953	0,220	0,055	11,220	6,868	7,980	0,908
1,047	0,203	0,051	10,133	6,896	7,980	0,907
1,142	0,188	0,047	9,210	6,917	7,980	0,907
1,237	0,175	0,044	8,409	6,933	7,970	0,906
1,332	0,163	0,041	7,713	6,945	7,960	0,905
1,426	0,152	0,038	7,083	6,955	7,930	0,903
1,521	0,142	0,035	6,494	6,962	7,870	0,899
1,616	0,162	0,0410	-1,495	7,000	0,350	0,881
1,711	0,149	0,037	5,285	6,975	7,550	0,873
1,805	0,146	0,037	-0,882	6,999	1,760	0,794
1,900	0,074	0,019	3,167	6,987	6,150	0,746

O coeficiente de potência da turbina EE com o perfil lar NACA 0009 com 20 secções é de 0,48 e a potência é de 1246,5 W, a uma velocidade rotação de 200,5 rpm.

Os valores calculados pelo programa e apresentados nas tabelas 19 a 21 mostram que o comprimento de corda é menor que os da pá da turbina AC, visto que esta pá foi dimensionada com valores de raio diferentes, o que influencia esse valor.

Verifica-se que os valores de ângulo alfa e de CL são os mesmos que na turbina AC, o que se deve às características dos dados polares, que geram valores iguais, mesmo considerando tamanhos de raio diferentes.

O coeficiente de potência da turbina EE é menor no dimensionamento efetuado com o perfil alar E231. Esta pá apresenta uma potência de 737,9 W no dimensionamento com o perfil alar NACA 0009 e de 1105,6 W.

Verifica-se que os ângulos de torção e ângulos alfa apresentam os mesmos valores que a pá da turbina AC. A grande diferença entre as pás da turbina AC e EE reside no seu tamanho e conseqüentemente na potência gerada.

No dimensionamento da pá da turbina com 20 secções verifica-se que o comportamento é o mesmo o da pá da turbina AC (tabela 18), sendo assim a turbina EE também apresenta um melhor desempenho do que as outras.

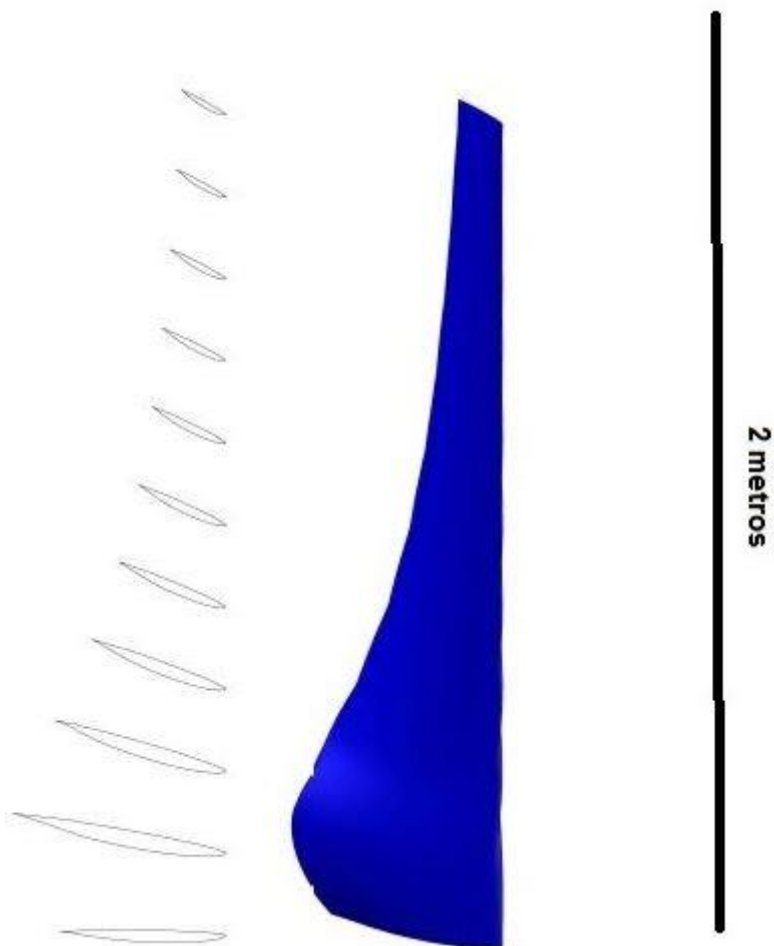


Figura 36 – Pá da turbina EE com o perfil ala E231 (escala 1/19) à esquerda os perfis alares, à direita a superfície em 3D

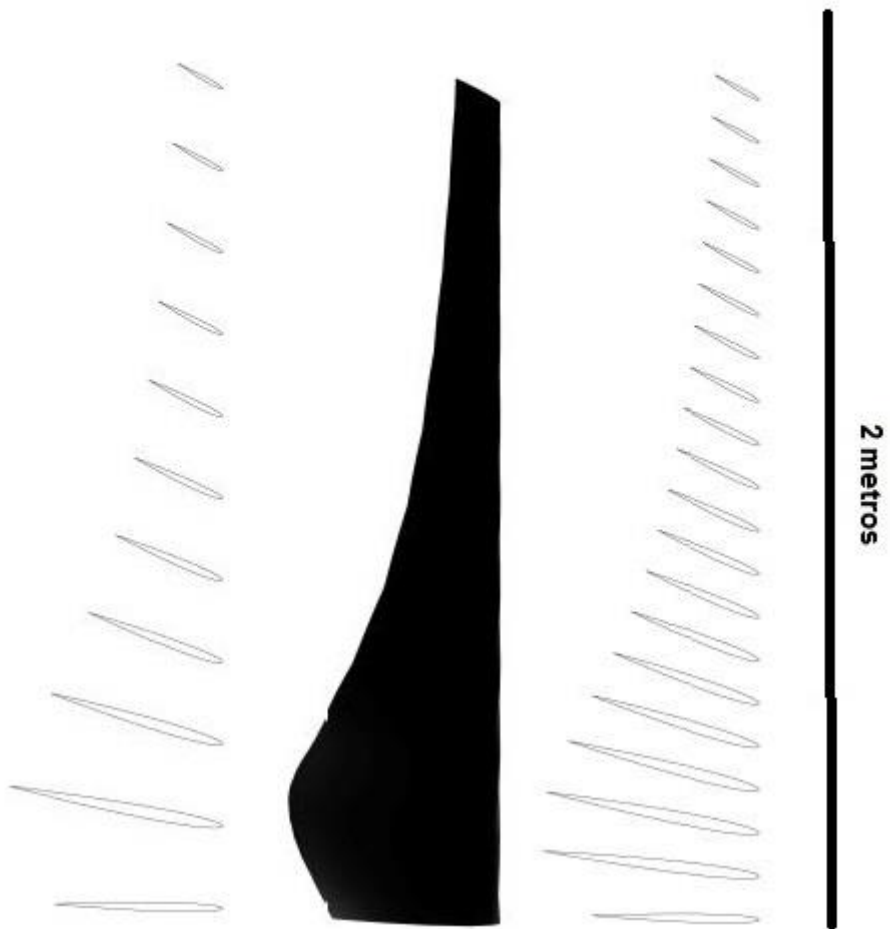


Figura 37 – Pá da turbina EE com o perfil alar NACA 0009 (escala 1/19) à esquerda os perfis alares, à direita a pá com 20 secções e ao centro a superfície em 3D

Em relação às figuras 36 e 37, verifica-se o mesmo efeito que foi verificado no dimensionamento da turbina AC: a pá da turbina EE com o perfil alar E231 mostra um formato mais largo.

### 10.3.3. Turbina I

A turbina I possui um raio de 1,5 m. Será utilizada para colmatar as necessidades energéticas dos sistemas de iluminação. Para alimentar estes sistemas estimou-se que a moradia necessita de uma potência de 425 W, pelo que o raio foi calculado de modo a obter este valor.

Os dados de entrada para o cálculo da pá da turbina I estão apresentados nas tabelas 10 e 11, em que a tabela 10 contém os dados de entrada para a pá da turbina I com o perfil alar E231 e a tabela 11 os dados para o dimensionamento com o perfil alar NACA 0009, para a pá com 11 e 20 secções. Os valores calculados pelo programa estão nas tabelas 22 a 24, que correspondem à turbina I com o perfil alar E231, com o perfil alar NACA 0009 com 11 e 20 secções, respetivamente.

**Tabela 22 - Dados de dimensionamento da turbina I com o perfil alar E231**

r(m)	c(m)	c/4(m)	$\Theta T$ (graus)	V(1-fia) (m/s)	$\alpha$ (graus)	CL
0,075	0,22	0,06	42,56	5,02	11,60	0,76
0,21	0,30	0,08	27,00	6,10	11,11	0,71
0,345	0,26	0,07	17,64	6,57	10,51	0,66
0,48	0,21	0,05	12,03	6,78	9,94	0,60
0,615	0,18	0,04	8,44	6,88	9,46	0,56
0,75	0,15	0,04	5,98	6,97	-9,76	-0,85
0,885	0,13	0,03	4,21	6,98	-7,45	-0,79
1,02	0,11	0,03	2,87	6,99	-5,67	-0,73
1,155	0,10	0,03	1,83	6,98	8,16	0,43
1,29	0,09	0,02	1,00	6,99	7,89	0,40
1,425	0,08	0,02	0,33	7,00	-2,64	-0,56

O coeficiente de potência da turbina I como perfil alar E231 é de 0,31 e a potência é de 415,1 W, a uma velocidade rotação de 267,4 rpm.

**Tabela 23 - Dados de dimensionamento da turbina I com o perfil alar NACA 0009 com 11 secções**

r(m)	c(m)	c/4(m)	$\Theta T$ (graus)	V(1-fia) (m/s)	$\alpha$ (graus)	CL(adimensional)
0,075	0,22	0,06	42,56	4,68	7,74	0,89
0,21	0,30	0,08	27,00	5,89	7,60	0,88
0,345	0,26	0,07	17,64	6,44	7,41	0,86
0,48	0,21	0,05	12,03	6,70	7,22	0,85
0,615	0,18	0,04	8,44	6,83	7,06	0,83
0,75	0,15	0,04	5,98	6,96	-10,29	-1,03
0,885	0,13	0,03	4,21	6,98	-7,65	-0,87
1,02	0,11	0,03	2,87	6,95	6,67	0,80
1,155	0,10	0,03	1,83	6,97	6,53	0,78
1,29	0,09	0,02	1,00	7,00	-2,72	-0,36
1,425	0,08	0,02	0,33	7,00	-1,85	-0,25

O coeficiente de potência da turbina I com o perfil alar NACA 0009 é de 0,47 e a potência é de 621,9 W, a uma velocidade rotação de 267,4 rpm.

**Tabela 24 - Dados de dimensionamento da turbina I com o perfil alar NACA 0009 com 20 secções**

r(m)	c(m)	c/4(m)	$\Theta T$ (graus)	V(1-a) (m/s)	a(graus)	CL(adimensional)
0,075	0,497	0,124	56,751	5,339	17,500	0,601
0,146	0,312	0,078	38,168	5,291	7,980	0,907
0,217	0,317	0,079	31,049	5,832	7,980	0,907
0,288	0,296	0,074	25,660	6,193	7,980	0,907
0,359	0,268	0,067	21,588	6,433	7,980	0,907
0,430	0,242	0,060	18,469	6,593	7,980	0,907
0,501	0,218	0,055	16,043	6,702	7,990	0,907
0,572	0,198	0,049	14,103	6,777	7,990	0,907
0,643	0,180	0,045	12,529	6,830	7,990	0,907
0,714	0,165	0,041	11,220	6,868	7,980	0,908
0,786	0,152	0,038	10,133	6,896	7,980	0,907
0,857	0,141	0,035	9,210	6,917	7,980	0,907
0,928	0,131	0,033	8,409	6,933	7,970	0,906
0,999	0,122	0,031	7,713	6,945	7,960	0,905
1,070	0,114	0,029	7,083	6,955	7,930	0,903
1,141	0,106	0,027	6,494	6,962	7,870	0,899
1,212	0,162	0,0410	-1,495	7,000	0,350	0,881
1,283	0,149	0,037	5,285	6,975	7,550	0,873
1,354	0,146	0,037	-0,882	6,999	1,760	0,794
1,425	0,056	0,014	3,167	6,987	6,150	0,746

O coeficiente de potência da turbina I com o perfil alar NACA 0009 com 20 secções é de 0,48, a potência é de 701,2 W, a uma velocidade rotação de 267,4 rpm.

Como era esperado, esta turbina apresenta um valor de potência menor que as últimas duas, devido ao seu raio ser mais reduzido. Os valores de ângulo alfa e de CL mantêm-se iguais e a outra alteração verificada é que esta turbina apresenta uma velocidade de rotação maior.

A turbina I dimensionada com 11 secções apresenta uma potência maior, mantendo os outros valores iguais.

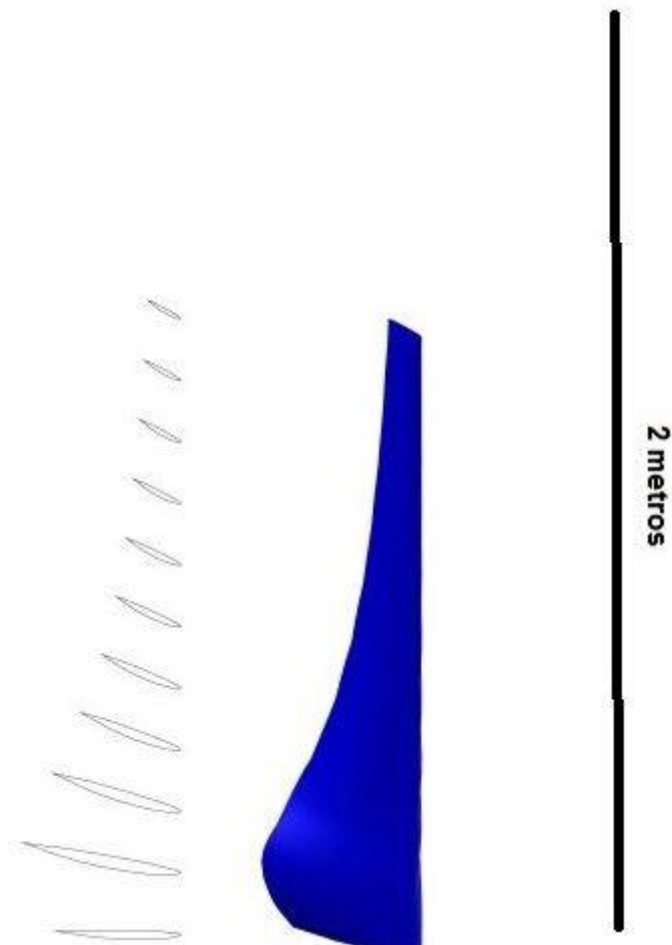


Figura 38 – Pá da turbina I (escala 1/19) à esquerda os perfis alares, à direita a superfície em 3D

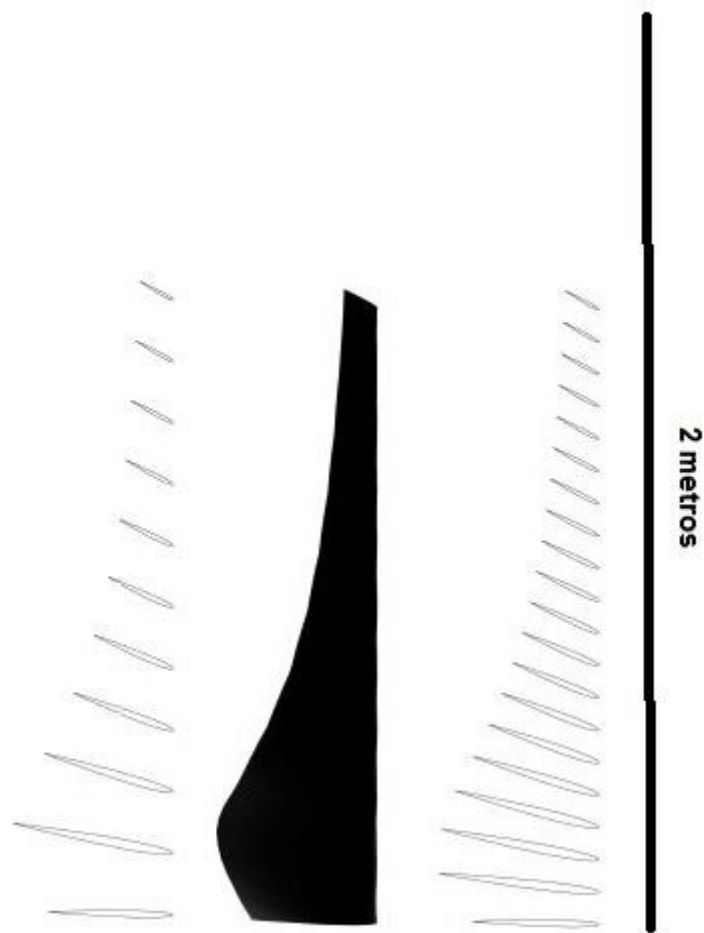


Figura 39 – Pá da turbina I com o perfil alar NACA 0009 (escala 1/19) à esquerda os perfis alares, à direita a pá com 20 secções e ao centro a superfície em 3D

Nas figuras 38 e 39 pode ser observado o formato das pás, apresentando um formato semelhante aos das últimas duas, no entanto, o seu comprimento é menor.

#### 10.3.4. Turbina AV

A turbina AV foi dimensionada para um raio de 1 m e serve para colmatar as necessidades energéticas do sistema AVAC. A potência utilizada para calcular o raio desta turbina foi de 424 W. Os valores de cálculo para os perfis alares E231 com 11 secções e NACA 0009 com 11 secções e com 20 secções, estão nas tabelas 25 a 27, respetivamente.

Os dados de entrada estão nas tabelas 12 e 13 para os perfis alares E231 e NACA 0009 respectivamente.

**Tabela 25 - Dados de dimensionamento da turbina AV com o perfil alar E231**

r(m)	c(m)	c/4(m)	$\Theta T$ (graus)	V(1-fia) (m/s)	$\alpha$ (graus)	CL(adimensional)
0,05	0,15	0,04	42,56	5,02	11,60	0,76
0,14	0,20	0,05	27,00	6,10	11,11	0,71
0,23	0,17	0,04	17,64	6,57	10,51	0,66
0,32	0,14	0,04	12,03	6,78	9,94	0,60
0,41	0,12	0,03	8,44	6,88	9,46	0,56
0,5	0,10	0,03	5,98	6,97	-9,76	-0,85
0,59	0,09	0,02	4,21	6,98	-7,45	-0,79
0,68	0,08	0,02	2,87	6,99	-5,67	-0,73
0,77	0,07	0,02	1,83	6,98	8,16	0,43
0,86	0,06	0,02	1,00	6,99	7,89	0,40
0,95	0,06	0,01	0,33	7,00	-2,64	-0,56

O coeficiente de potência da turbina AV com o perfil alar E231 é de 0,31 e a potência é de 184,5 W, a uma velocidade rotação de 401,1 rpm.

**Tabela 26 - Dados de dimensionamento da turbina AV com o perfil alar NACA 0009 com 11 secções**

r(m)	c(m)	c/4(m)	$\Theta T$ (graus)	V(1-fia) (m/s)	$\alpha$ (graus)	CL(adimensional)
0,050	0,15	0,04	42,56	4,68	7,74	0,89
0,140	0,20	0,05	27,00	5,89	7,60	0,88
0,230	0,17	0,04	17,64	6,44	7,41	0,86
0,320	0,14	0,04	12,03	6,70	7,22	0,85
0,410	0,12	0,03	8,44	6,83	7,06	0,83
0,500	0,10	0,03	5,98	6,96	-10,29	-1,03
0,590	0,09	0,02	4,21	6,98	-7,65	-0,87
0,680	0,08	0,02	2,87	6,95	6,67	0,80
0,770	0,07	0,02	1,83	6,97	6,53	0,78
0,860	0,06	0,02	1,00	7,00	-2,72	-0,36
0,950	0,06	0,01	0,33	7,00	-1,85	-0,25

O coeficiente de potência da turbina AV com o perfil alar NACA 0009 com 20 secções é de 0,47 e a potência é de 276,4 W, a uma velocidade rotação de 401,1 rpm.

**Tabela 27 - Dados de dimensionamento da turbina AV com o perfil alar NACA 0009 com 20 secções**

r(m)	c(m)	c/4(m)	$\Theta T$ (graus)	V(1-a) (m/s)	a(graus)	CL(adimensional)
0,050	0,331	0,083	56,751	5,339	17,500	0,601
0,097	0,208	0,052	38,168	5,291	7,980	0,907
0,145	0,211	0,053	31,049	5,832	7,980	0,907
0,192	0,197	0,049	25,660	6,193	7,980	0,907
0,239	0,179	0,045	21,588	6,433	7,980	0,907
0,287	0,161	0,040	18,469	6,593	7,980	0,907
0,334	0,145	0,036	16,043	6,702	7,990	0,907
0,382	0,132	0,033	14,103	6,777	7,990	0,907
0,429	0,120	0,030	12,529	6,830	7,990	0,907
0,476	0,110	0,027	11,220	6,868	7,980	0,908
0,524	0,101	0,025	10,133	6,896	7,980	0,907
0,571	0,094	0,023	9,210	6,917	7,980	0,907
0,618	0,087	0,022	8,409	6,933	7,970	0,906
0,666	0,082	0,020	7,713	6,945	7,960	0,905
0,713	0,076	0,019	7,083	6,955	7,930	0,903
0,761	0,071	0,018	6,494	6,962	7,870	0,899
0,808	0,162	0,0410	-1,495	7,000	0,350	0,881
0,855	0,149	0,037	5,285	6,975	7,550	0,873
0,903	0,146	0,037	-0,882	6,999	1,760	0,794
0,950	0,037	0,009	3,167	6,987	6,150	0,746

O coeficiente de potência desta turbina é de 0,48 e a potência é de 311,6 W, a uma velocidade rotação de 401,1 rpm.

Tal como nos outros dimensionamentos, a turbina AV apresenta valores iguais no que se refere aos ângulos de torção e alfa. No entanto, gera menos energia devido ao seu raio ser menor.

Mais uma vez a turbina com 20 secções foi a que apresenta a maior potência.

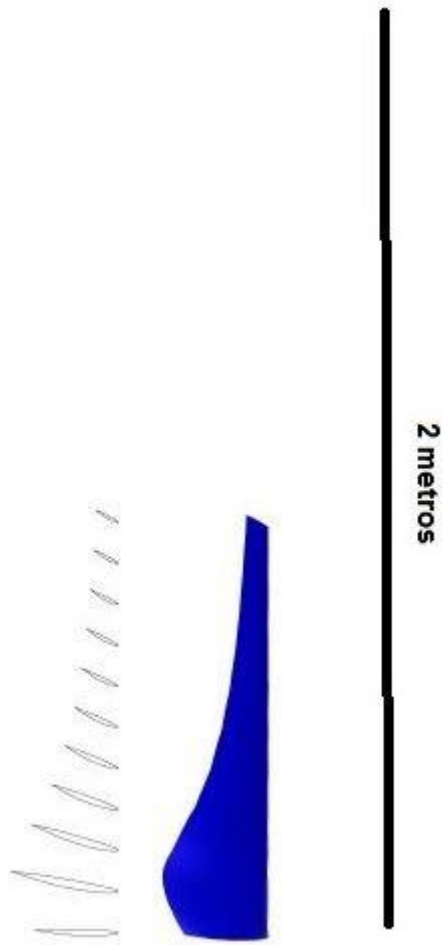


Figura 40 – Pá da turbina AV com o perfil alar E231 (escala 1/19) à esquerda os perfis alares, à direita a superfície em 3D

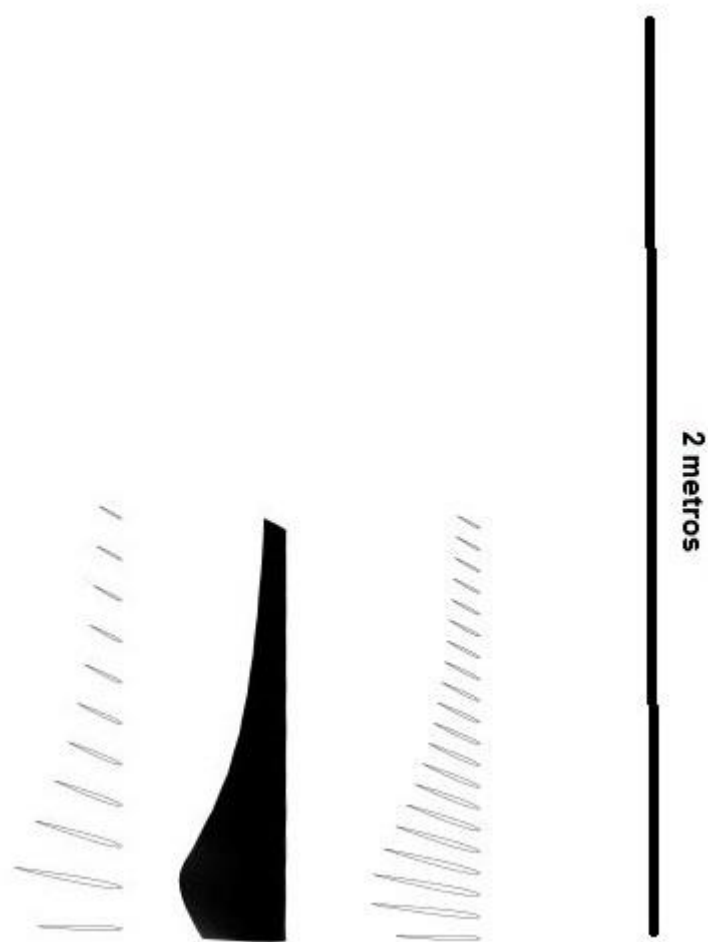


Figura 41 - Pá da turbina AV com o perfil alar NACA 0009 (escala 1/19) à esquerda os perfis alares, à direita a pá com 20 secções e ao centro a superfície em 3D

A forma da pá da turbina AV mostra-se consistente com os formatos anteriores, em que a alteração é apenas verificada no seu comprimento, como se pode verificar nas figuras 40 e 41.

Analisando as turbinas dimensionadas, verifica-se que os coeficientes de potência se mantêm iguais nas quatro turbinas. O rácio de velocidade de ponta tem grande influência no CP, o que justifica que os CP das turbinas sejam os mesmos.

No que se refere à potência das turbinas, quanto maior é o raio da turbina maior é a sua potência, o que se deve à maior área de varrimento das pás da turbina. Quanto maiores forem as pás de uma turbina, menor será velocidade do vento necessária para acioná-las.

Verifica-se também que, quanto maior é o comprimento da pá da turbina, menor é a velocidade de rotação necessária para esta atingir o desempenho ótimo.

Comparando os dimensionamentos em relação aos perfis alares utilizados, nota-se que o perfil alar NACA 0009 apresenta um melhor desempenho em relação ao perfil alar E231. Este fato é justificado devido aos ângulos alfa e coeficientes de sustentação dos dados polares deste perfil alar e também ao próprio formato do perfil alar NACA 0009. Este perfil alar tem uma forma mais fina (figura 35) e a turbina apresenta um melhor desempenho, no que respeita à potência gerada. Por isso as pás dimensionadas com o perfil ala NACA 0009 são as pás que tem o maior coeficiente de potência. Nota-se também que todos os dimensionamentos feitos com o perfil alar NACA 0009 com 20 secções apresentam maior potência. Desta forma as turbinas utilizadas para alimentar os sectores da moradia serão dimensionadas com o perfil alar NACA 0009, com 20 secções.

A potência de calculo gerada pelas turbinas dimensionadas com o perfil alar NACA 0009 fica abaixo dos valores calculados para cada um dos sectores da moradia modelo. Este comportamento era esperado, visto que o comprimento da pá da turbina foi calculado com o CP ótimo (0,593), valor este que é maior que o CP de cálculo. No entanto, estes valores de potência, apesar de não chegarem a colmatar na totalidade os gastos energéticos de cada sector, são valores consideráveis. Na tabela 28 são apresentadas as percentagens em relação ao gasto total de cada sector que as turbinas colmatam.

**Tabela 28 – Relação entre a potência necessária e a potencia das turbinas**

	<b>Potência das turbinas (W)</b>	<b>Necessidades de cada sector (W)</b>	<b>Potência gerada pelas turbinas (%)</b>
<b>Turbina AC</b>	1947,7	1716,0	113,5
<b>Turbina EE</b>	1246,5	1312,0	95,0
<b>Turbina I</b>	701,2	544,0	128,9
<b>Turbina AV</b>	311,6	428,0	72,8
<b>Total</b>	4207,0	4000,0	105,2

Ao analisar a tabela 28 verifica-se que as turbinas dimensionadas têm a capacidade de gerar 105,2 % das necessidades de potência da habitação. Era esperado que as turbinas

não tivessem a capacidade de colmatar na totalidade as necessidades energéticas da moradia, no entanto, devido à manipulação que foi feita aos raios, com o objetivo de dimensionar quatro turbinas com raios diferentes, o valor de geração de energia referente aos somatórios das quatro turbinas é superior às necessidades energéticas da habitação.

Na tabela 28 verifica-se também que a Turbina AC e a Turbina I geram mais energia do que a necessária, o que se deve ao facto dos raios das turbinas terem sido dimensionados de forma a conseguir valores de raio diferentes entre si.

Estes valores de potencia referem-se ao funcionamento das turbinas quando estão a operar em condições ótimas, ou seja, com uma velocidade do vento constante de 7 m/s. situação que não se verifica em ambiente real, onde as velocidades do vento têm oscilações, o que fará com que a geração de energia pelas turbinas será menor.

## 11. Conclusão

Neste trabalho foi efetuado um estudo que consistiu no dimensionamento de turbinas para alimentar uma moradia. Este estudo dividiu-se em duas fases.

Numa primeira fase dimensionou-se duas turbinas de pequenas dimensões, uma foi testada em túnel de vento e a outra foi dimensionada tendo em consideração os resultados do teste.

Numa segunda fase dimensionou-se doze turbinas com o objetivo de aplicá-las em edifícios, de acordo com as necessidades de potência observadas. Para isso utilizou-se dois perfis alares, o E231 e o NACA 0009, e uma combinação de divisões das pás em diferentes secções.

Para o dimensionamento das turbinas foi utilizada a teoria BEM.

As turbinas foram dimensionadas com a velocidade do vento de 7 m/s, velocidade que foi obtida a partir de medições realizadas junto aos cais comercial de Faro, e não tem em conta os constrangimentos físicos existentes em ambiente urbano. Para obter valores mais verosímeis seria necessário realizar medições no local.

Os resultados indicaram que as pás das turbinas dimensionadas com o perfil alar NACA 0009 têm melhor desempenho e que o coeficiente de potência de cálculo (0,47) aproxima-se mais do coeficiente de potência máximo (0,593).

Este valor de coeficiente de potência está em linha com os valores apontados pela literatura, visto que apesar do coeficiente de potência máximo ser de 0,593, as turbinas na prática funcionam a um coeficiente de potência de 0,4.

Os cálculos efetuados foram realizados por um programa de cálculo desenvolvido no decorrer deste trabalho.

Como objetivo de trabalho futuro, propõe-se construir uma destas turbinas e aplicá-la num edifício de forma a monitorizar o valor da potência por ela produzida e compará-los com os valores calculados de modo a aferir o quão próximos se encontram da realidade. Distribuições

## Bibliografia

ADENE (2012) *Guia da Eficiência Energética*.

Al-Bahadly, I. (2009) «Building a wind turbine for rural home», *Energy for Sustainable Development*. Elsevier Inc., 13(3), pp. 159–165. doi: 10.1016/j.esd.2009.06.005.

Allouhi, a., El Fouih, Y., Kousksou, T., Jamil, a., Zeraouli, Y. e Mourad, Y. (2015) «Energy consumption and efficiency in buildings: Current status and future trends», *Journal of Cleaner Production*. Elsevier Ltd, 109, pp. 1–13. doi: 10.1016/j.jclepro.2015.05.139.

Almeida, H. S. (2010) «Análise do conforto térmico de edifícios utilizando as abordagens analítica e adaptativa», p. 192.

Arboit, M., Mesa, A., Diblasi, A., Fernández Llano, J. C. e de Rosa, C. (2010) «Assessing the solar potential of low-density urban environments in Andean cities with desert climates: The case of the city of Mendoza, in Argentina. 2nd. Part», *Renewable Energy*, 35(7), pp. 1551–1558. doi: 10.1016/j.renene.2009.11.027.

Ayhan, D. (2012) «A technical review of building-mounted wind power systems and a sample simulation model», 16, pp. 1040–1049. doi: 10.1016/j.rser.2011.09.028.

Carvalho, T. A. A. (2016) *Sustentabilidade Energética em Espaços Universitários*. UALG.

Conceição, E. Z. E. e Lúcio, M. M. J. R. (2010a) «Evaluation of thermal comfort conditions in a localized radiant system placed in front and behind two students seated nearby warmed curtains», *Building and Environment*. Elsevier Ltd, 45(10), pp. 2100–2110. doi: 10.1016/j.buildenv.2010.03.006.

Conceição, E. Z. E. e Lúcio, M. M. J. R. (2010b) «Numerical simulation of passive and active solar strategies in buildings with complex topology», *Building Simulation*, 3(3), pp. 245–261. doi: 10.1007/s12273-010-0010-7.

Correia, E.; Domingues, M.; Silva, A. L. (2008) «o Modelo DE Weibull, para Distribuições de Velocidade do Vento». Disponível em: <http://www.cbmet.com>.

Costa, P. (2004) *Atlas do Potencial Eólico para Portugal Continental*.

EUFORES (2011) «PAVING THE WAY FOR 2020 POLICY CONCLUSIONS from the National Renewable Energy Action Plans».

Fornari, A.; Zecchini, S. (2008) «Eficiência energética nos edifícios residenciais».

Gundtoft, S. (2009) *Wind Turbines*. Aarhus.

Heath, M. A., Walshe, J. D. e Watson, S. J. (2007) «Estimating the Potential Yield Wind Turbines», (March), pp. 271–287. doi: 10.1002/we.222.

Ishugah, T. F., Li, Y., Wang, R. Z. e Kiplagat, J. K. (2014) «Advances in wind energy resource exploitation in urban environment: A review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37(SEPTEMBER 2014), pp. 613–626. doi: 10.1016/j.rser.2014.05.053.

Janajreh, I., Su, L. e Alan, F. (2013) «Wind energy assessment: Masdar City case study», *Renewable Energy*, 52(January 2016), pp. 8–15. doi: 10.1016/j.renene.2012.09.025.

Li, Q. S., Shu, Z. R. e Chen, F. B. (2016) «Performance assessment of tall building-integrated wind turbines for power generation», 165, pp. 777–788. doi: 10.1016/j.apenergy.2015.12.114.

- Manwell, J., McGowan, J. e Rogers, A. (2009) *Wind energy explained*. Second Edi. Chichester.
- Oke, T. R. (2004) «Initial guidance to obtain representative meteorological observations at urban sites», *World Meteorological Organization*, (81), p. 51.
- Parlamento Europeu e do Conselho (2012) «Diretiva 2012/27/UE», *Jornal Oficial da União Europeia*, pp. 1–56.
- Pavageau, M. e Schatzmann, M. (1999) «Wind tunnel measurements of concentration fluctuations in an urban street canyon», *Atmospheric Environment*, 33, pp. 3961–3971. doi: 10.1016/S1352-2310(99)00138-7.
- Vicente, A. (2008) «Aerodinâmica básica». Força Aérea Portuguesa.
- Yang, A. S., Wen, Y., Juan, C., Wang, Y. e Wei-siang (2016) «Estimation of wind power generation in dense urban area», *Applied Energy*. Elsevier Ltd, 171, pp. 213–230.
- Yang, L., Yan, H. e Lam, J. C. (2014) «Thermal comfort and building energy consumption implications - A review», *Applied Energy*. Elsevier Ltd, 115, pp. 164–173.

## Webgrafia

- Adam Vaughan (2010) *London landmark building will generate 8% of its energy needs*. Disponível em: <https://www.theguardian.com> (Acedido: 1 de Janeiro de 2017).
- Andrews, K. (2007) *CASTLE HOUSE SKYSCRAPER Makes its Own Electricity!* Disponível em: <http://inhabitat.com> (Acedido: 1 de Janeiro de 2017).
- APA (2015) *COP21 - Paris 2015*. Disponível em: <https://www.apambiente.pt>.
- Chapa, J. (2008) *Bahrain World Trade Center Activates Wind Turbines*. Disponível em: <http://inhabitat.com> (Acedido: 1 de Janeiro de 2017).
- Clímaco, F. (2009) *História da energia eólica e suas utilizações*. Disponível em: <https://pedesenvolvimento.com> (Acedido: 1 de Janeiro de 2017).
- Climate Action (2015) *Improving Private Sector Energy Efficiency*. Disponível em: <http://www.cop21paris.org>.
- DAC & CITIES (2014) *COPENHAGEN: Cities Can Run On Wind Energy*. Disponível em: <http://www.dac.dk> (Acedido: 1 de Janeiro de 2017).
- Ferreira, R.; Costa Leite, B. M. (2014) *Aproveitamento de energia eólica*. Disponível em: <http://www.fem.unicamp.br> (Acedido: 1 de Janeiro de 2017).
- Google (2011) *Google Earth. Mountain View, Califórnia, EUA*. Disponível em: <https://www.google.pt/maps>.
- Google (2017) *Maps*. Disponível em: <https://www.google.pt/maps> (Acedido: 1 de Janeiro de 2017).
- INE (2015) *Consumo final de energia por Tipo de fonte de energia e Sector de atividade económica*. Disponível em: <https://www.ine.pt>.
- Mingione, G. (2016) *IRON - Innovative turboprop configuration*. Disponível em: <https://www.cira.it> (Acedido: 1 de Janeiro de 2017).

Sahi, H.; Wills, T.; Wiedl, D.; Watson, A. (2015) *Improving Private Sector Energy Efficiency*. Disponível em: <http://www.cop21paris.org> (Acedido: 1 de Janeiro de 2016).

The Weather Company (2017) *Porto de Faro*. Disponível em: <https://www.wunderground.com>.

Windandwet (2012) *Airfoil Tools*. Disponível em: <http://www.airfoiltools.com/>.

# Anexos

Anexo I - Tabela das propriedades do vento

T	$\rho$	Cp	k	$\eta \cdot 10^3$	$v \cdot 10^6$	$\beta \cdot 10^3$	$\sigma$	Pr
(°C)	kg/m <sup>3</sup>	kcal/(kg°C)	kcal/(m.h°C)	cP	m <sup>2</sup> /s	1/°C	m <sup>3</sup> /h	
-150	2,793	0,245	0,0100	8,633	3,08	8,21	0,0146	0,760
-100	1,980	0,241	0,0138	11,792	5,95	5,82	0,0289	0,740
-50	1,534	0,240	0,0175	14,656	9,55	4,51	0,0475	0,725
0	1,293	0,240	0,0209	17,207	13,30	3,67	0,0673	0,715
20	1,205	0,240	0,0221	18,198	15,11	3,43	0,0763	0,713
40	1,127	0,240	0,0233	19,129	16,97	3,20	0,0860	0,711
60	1,060	0,241	0,0245	20,032	16,90	3,00	0,0960	0,709
80	1,000	0,241	0,0257	20,934	20,94	2,83	0,1065	0,708
100	0,946	0,241	0,0270	21,817	23,06	2,68	0,1180	0,703
120	0,898	0,242	0,0282	22,671	25,23	2,55	0,1300	0,700
140	0,854	0,242	0,0295	23,515	27,55	2,43	0,1430	0,695
160	0,815	0,243	0,0303	24,339	29,85	2,32	0,1550	0,690
180	0,779	0,244	0,0320	25,153	32,29	2,21	0,1680	0,690
200	0,746	0,245	0,0332	25,849	34,63	2,11	0,1620	0,685
250	0,675	0,247	0,0362	27,782	41,17	1,91	0,2170	0,680
300	0,616	0,250	0,0390	29,479	47,85	1,75	0,2530	0,680
350	0,566	0,252	0,0417	31,176	55,05	1,61	0,2920	0,680
400	0,524	0,255	0,0443	32,765	62,53	1,49	0,3310	0,680
450	0,488	0,258	0,0467	34,413	70,54		0,3710	0,685
500	0,456	0,261	0,0490	35,806	78,58		0,4110	0,690
600	0,404	0,266	0,0535	38,651	95,57		0,5970	0,690
700	0,363	0,271	0,0573	41,202	113,70		0,5830	0,700
800	0,329	0,276	0,0607	43,654	132,80		0,6690	0,715
900	0,301	0,280	0,0637	45,911	152,80		0,7560	0,725
1000	0,277	0,283	0,0662	47,971	173,00		0,6460	0,735

## Anexo II – coordenadas do perfil alar E231

x	y
1	0
0,9963	0,00039
0,98554	0,00187
0,96845	0,00477
0,94569	0,00903
0,91774	0,0146
0,88524	0,02148
0,84897	0,02952
0,80968	0,03837
0,7681	0,04759
0,72481	0,05653
0,68007	0,06458
0,63395	0,07143
0,58671	0,07701
0,53865	0,08126
0,49016	0,08419
0,44164	0,08584
0,39357	0,08628
0,34646	0,08556
0,30081	0,0837
0,2571	0,08074
0,21576	0,07671
0,17721	0,07166
0,14182	0,06565
0,10989	0,05877
0,08171	0,05111
0,0575	0,04282
0,03741	0,03407
0,02158	0,02508
0,01005	0,01613
0,00284	0,00764
0,00018	0,00152
0	0
0,0002	-0,00139
0,00093	-0,00259
0,00217	-0,00382
0,00325	-0,00466
0,01291	-0,00966
0,02804	-0,01448
0,04843	-0,0189
0,07381	-0,02288
0,10394	-0,02638
0,13848	-0,02938
0,17704	-0,03189
0,21921	-0,03389
0,2645	-0,03541
0,3124	-0,03644
0,36238	-0,037
0,41385	-0,03711
0,46624	-0,03677
0,51892	-0,03599
0,5713	-0,03477
0,62279	-0,03312
0,67278	-0,03104
0,72067	-0,02851
0,76591	-0,02537
0,80826	-0,02146
0,84766	-0,01692
0,88392	-0,01224
0,91658	-0,00796
0,94488	-0,00453
0,96803	-0,00209
0,98539	-0,00063
0,99628	-0,00007
1	0

## Anexo III – Dados Polares do Perfil Alar E231

Alpha	CI	Cd	GR
-12	-0,28	0,122	-2,298
-11,75	-0,293	0,122	-2,412
-11,5	-0,303	0,12	-2,521
-11,25	-0,3	0,116	-2,578
-11	-0,298	0,112	-2,665
-10,75	-0,3	0,107	-2,796
-10,5	-0,303	0,102	-2,963
-10,25	-0,304	0,097	-3,132
-10	-0,304	0,092	-3,313
-9,75	-0,298	0,086	-3,482
-9,5	-0,284	0,082	-3,462
-9,25	-0,276	0,078	-3,556
-9	-0,277	0,073	-3,790
-8,75	-0,279	0,067	-4,138
-8,5	-0,286	0,06	-4,752
-8,25	-0,402	0,066	-6,139
-8	-0,399	0,063	-6,362
-7,75	-0,389	0,059	-6,544
-7,5	-0,375	0,055	-6,774
-7,25	-0,384	0,055	-7,004
-5,75	-0,323	0,032	-10,088
-5,5	-0,299	0,028	-10,592
-5,25	-0,268	0,026	-10,292
-5	-0,26	0,025	-10,496
-4,75	-0,232	0,023	-9,987
-4,5	-0,199	0,022	-9,180
-4,25	-0,169	0,021	-8,254
-4	-0,161	0,02	-7,951
-3,75	-0,141	0,019	-7,356
-3,5	-0,115	0,018	-6,297
-3,25	-0,118	0,017	-6,877
-3	-0,117	0,015	-7,591
-2,75	-0,087	0,015	-5,832
-2,5	-0,055	0,016	-3,513
-2,25	0,0108	0,016	0,659
-2	0,0937	0,017	5,544
-1,75	0,1604	0,017	9,435
-1,5	0,2107	0,017	12,394
-1,25	0,25	0,017	14,535
-1	0,3066	0,017	18,142
-0,75	0,3483	0,017	20,856
-0,5	0,3962	0,016	24,307
-0,25	0,4345	0,016	26,988
0	0,4756	0,016	30,293
0,25	0,5169	0,015	34,007
0,5	0,5453	0,015	36,113
0,75	0,5666	0,015	38,027
1	0,5849	0,015	38,993
1,25	0,6066	0,015	41,265
1,5	0,6255	0,015	42,551
1,75	0,6478	0,015	44,676
2	0,6672	0,014	46,333
2,25	0,6903	0,014	48,957
2,5	0,7098	0,014	50,340
2,75	0,7343	0,014	53,599
3	0,7536	0,014	55,412
3,25	0,7748	0,013	57,821

Alpha (cont.)	CI (cont.)	Cd (cont.)	GR (cont.)
3,5	0,799	0,0131	60,992
3,75	0,819	0,0129	63,488
4	0,8397	0,0127	66,118
4,25	0,8606	0,0126	68,302
4,5	0,8815	0,0124	71,089
4,75	0,9024	0,0123	73,366
5	0,9212	0,0122	75,508
5,25	0,9398	0,0122	77,033
5,5	0,9572	0,0123	77,821
5,75	0,9725	0,0125	77,800
6	0,985	0,0128	76,953
6,25	0,9942	0,0133	74,752
6,5	1,0012	0,0138	72,551
6,75	1,0054	0,0144	69,819
7	1,0082	0,015	67,213
7,25	1,0088	0,0155	65,084
7,5	1,0069	0,0161	62,540
7,75	1,0028	0,0165	60,776
8	0,9963	0,017	58,606
8,25	0,9944	0,0175	56,823
8,5	0,9963	0,0182	54,742
8,75	1,0017	0,019	52,721
9	1,0077	0,0198	50,894
9,25	1,0158	0,0207	49,072
9,5	1,0229	0,0216	47,356
9,75	1,0299	0,0227	45,370
10	1,0389	0,0237	43,835
10,25	1,0472	0,0248	42,226
10,5	1,0543	0,0261	40,395
10,75	1,0638	0,0272	39,110
11	1,0725	0,0284	37,764
11,25	1,0795	0,0297	36,347
11,5	1,084	0,0313	34,633
11,75	1,0929	0,0326	33,525
12	1,0965	0,0344	31,875
12,25	1,1008	0,0361	30,493
12,5	1,104	0,0381	28,976
12,75	1,1039	0,0403	27,392
13	1,1062	0,0425	26,028
13,25	1,1091	0,0445	24,924
13,5	1,1053	0,0476	23,221
13,75	1,1073	0,0499	22,190
14	1,1071	0,0525	21,088
14,25	1,0988	0,0562	19,552
14,5	1,0994	0,0592	18,571
14,75	1,0964	0,0626	17,514
15	1,0924	0,0663	16,477
15,25	1,087	0,0703	15,462
15,5	1,0789	0,0749	14,405
15,75	1,07	0,0795	13,459
16	1,0581	0,0851	12,434
16,25	1,0453	0,0909	11,499
16,5	1,0312	0,0973	10,598
16,75	1,0137	0,1047	9,682
17	0,9968	0,1123	8,876
17,25	0,9752	0,1214	8,033
17,5	0,9489	0,1322	7,178
17,75	0,9231	0,1437	6,424
18	0,8993	0,1552	5,794
18,25	0,8714	0,1689	5,159

## Anexo IV – Coordenada do perfil alar NACA 0009

x	y
1.000000	0.000000
0.995720	0.000570
0.982960	0.002180
0.961940	0.004630
0.933010	0.007700
0.896680	0.011270
0.853550	0.015220
0.804380	0.019450
0.750000	0.023840
0.691340	0.028230
0.629410	0.032470
0.565260	0.036380
0.500000	0.039780
0.434740	0.042480
0.370590	0.044310
0.339280	0.044840
0.308660	0.045090
0.278860	0.045040
0.250000	0.044660
0.222210	0.043970
0.195620	0.042950
0.170330	0.041610
0.146450	0.039940
0.124080	0.037950
0.103320	0.035640
0.084270	0.033050
0.066990	0.030230
0.051560	0.027200
0.038060	0.023950
0.026530	0.020390
0.017040	0.016460
0.009610	0.012140
0.004280	0.007670
0.001070	0.003490
0.000000	0.000000
0.001070	-0.003490
0.004280	-0.007670
0.009610	-0.012140
0.017040	-0.016460
0.026530	-0.020390
0.038060	-0.023950
0.051560	-0.027200
0.066990	-0.030230
0.084270	-0.033050
0.103320	-0.035640
0.124080	-0.037950
0.146450	-0.039940
0.170330	-0.041610
0.195620	-0.042950
0.222210	-0.043970
0.250000	-0.044660
0.278860	-0.045040
0.308660	-0.045090
0.339280	-0.044840
0.370590	-0.044310
0.434740	-0.042480
0.500000	-0.039780
0.565260	-0.036380
0.629410	-0.032470
0.691340	-0.028230
0.750000	-0.023840
0.804380	-0.019450
0.853550	-0.015220
0.896680	-0.011270
0.933010	-0.007700
0.961940	-0.004630
0.982960	-0.002180
0.995720	-0.000570
1.000000	0.000000

## Anexo V – Dados polares do perfil alar NACA 0009

Alpha	CI	Cd	GR
-15,75	-0,987	0,101	-9,764
-15,5	-1,044	0,086	-12,151
-15,25	-1,091	0,072	-15,116
-15	-1,122	0,061	-18,279
-14,75	-1,16	0,05	-23,200
-14,5	-1,175	0,044	-26,709
-14,25	-1,186	0,04	-30,028
-14	-1,199	0,036	-33,583
-13,75	-1,202	0,033	-35,976
-13,5	-1,207	0,031	-38,676
-13,25	-1,204	0,03	-40,406
-13	-1,207	0,028	-42,784
-12,75	-1,207	0,027	-44,696
-12,5	-1,202	0,026	-46,574
-12,25	-1,193	0,025	-48,488
-12	-1,182	0,024	-50,089
-11,75	-1,17	0,023	-52,009
-11,5	-1,155	0,022	-52,959
-11,25	-1,14	0,021	-54,545
-11	-1,123	0,02	-55,579
-10,75	-1,115	0,019	-60,276
-10,5	-1,1	0,018	-62,874
-10,25	-1,083	0,017	-64,458
-10	-1,064	0,016	-65,691
-9,75	-1,045	0,016	-66,548
-9,5	-1,027	0,015	-68,440
-9,25	-1,009	0,014	-70,538
-9	-0,988	0,014	-71,623
-8,75	-0,969	0,013	-72,820
-8,5	-0,949	0,013	-73,527
-8,25	-0,927	0,013	-73,548
-8	-0,907	0,012	-74,926
-7,75	-0,884	0,012	-74,303
-7,5	-0,862	0,012	-73,675
-7,25	-0,842	0,011	-74,487
-7	-0,819	0,011	-73,811
-6,75	-0,797	0,011	-72,427
-6,5	-0,774	0,011	-70,982
-6,25	-0,755	0,01	-73,262
-6	-0,733	0,01	-72,594
-5,75	-0,711	0,01	-71,838
-5,5	-0,689	0,01	-70,286
-5,25	-0,659	0,01	-69,326
-5	-0,624	0,009	-67,859
-4,75	-0,589	0,009	-64,736
-4,5	-0,554	0,009	-62,920
-4,25	-0,521	0,009	-60,593
-4	-0,488	0,008	-58,807
-3,75	-0,454	0,008	-57,506
-3,5	-0,42	0,008	-55,973
-3,25	-0,384	0,007	-53,375
-3	-0,356	0,007	-52,309
-2,75	-0,323	0,006	-50,484
-2,5	-0,288	0,006	-47,262
-2,25	-0,252	0,006	-43,466
-2	-0,225	0,006	-40,818
-1,75	-0,189	0,005	-35,717
-1,5	-0,159	0,005	-31,780
-1,25	-0,128	0,005	-26,583
-1	-0,099	0,005	-21,933
-0,75	-0,073	0,004	-16,953
-0,5	-0,048	0,004	-11,047
-0,25	-0,024	0,004	-5,595

Alpha (cont.)	CI (cont.)	Cd (cont.)	GR (cont.)
0,25	0,0234	0,0042	5,5714
0,5	0,0475	0,0043	11,0465
0,75	0,0729	0,0043	16,9535
1	0,0986	0,0045	21,9111
1,25	0,1275	0,0048	26,5625
1,5	0,159	0,005	31,8000
1,75	0,1894	0,0053	35,7358
2	0,2244	0,0055	40,8000
2,25	0,2522	0,0058	43,4828
2,5	0,2884	0,0061	47,2787
2,75	0,3232	0,0064	50,5000
3	0,3556	0,0068	52,2941
3,25	0,3845	0,0072	53,4028
3,5	0,42	0,0075	56,0000
3,75	0,4544	0,0079	57,5190
4	0,4882	0,0083	58,8193
4,25	0,5213	0,0086	60,6163
4,5	0,554	0,0088	62,9545
4,75	0,5893	0,0091	64,7582
5	0,6245	0,0092	67,8804
5,25	0,6588	0,0095	69,3474
5,5	0,6886	0,0098	70,2653
5,75	0,711	0,0099	71,8182
6	0,733	0,0101	72,5743
6,25	0,7544	0,0103	73,2427
6,5	0,7734	0,0109	70,9541
6,75	0,7966	0,011	72,4182
7	0,8195	0,0111	73,8288
7,25	0,8416	0,0113	74,4779
7,5	0,8619	0,0117	73,6667
7,75	0,8841	0,0119	74,2941
8	0,9064	0,0121	74,9091
8,25	0,9262	0,0126	73,5079
8,5	0,9483	0,0129	73,5116
8,75	0,9684	0,0133	72,8120
9	0,9883	0,0138	71,6159
9,25	1,0086	0,0143	70,5315
9,5	1,0263	0,015	68,4200
9,75	1,0447	0,0157	66,5414
10	1,0642	0,0162	65,6914
10,25	1,0825	0,0169	64,0533
10,5	1,1005	0,0175	62,8857
10,75	1,1148	0,0186	59,9355
11	1,1221	0,0203	55,2759
11,25	1,139	0,021	54,2381
11,5	1,1556	0,0217	53,2535
11,75	1,1693	0,0226	51,7389
12	1,1825	0,0236	50,1059
12,25	1,192	0,0248	48,0645
12,5	1,2007	0,0259	46,3591
12,75	1,2089	0,0269	44,9405
13	1,203	0,0285	42,2105
13,25	1,2041	0,0299	40,2709
13,5	1,2026	0,0316	38,0570
13,75	1,1965	0,034	35,1912
14	1,193	0,0364	32,7747
14,25	1,1852	0,0398	29,7789
14,5	1,1714	0,0448	26,1473
14,75	1,157	0,0509	22,7308
15	1,1258	0,0612	18,3954
15,25	1,077	0,0755	14,2649
15,5	1,0198	0,0909	11,2189
15,75	0,9688	0,1052	9,2091
16	0,9237	0,1186	7,7884
16,25	0,8587	0,1379	6,2270