



**UNIVERSIDADE DA BEIRA INTERIOR**  
**Engenharia**

# **Desenvolvimento e implementação de algoritmos de controlo para turbinas eólicas de baixo custo**

**Ana Isabel Teixeira Monteiro**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
**Engenharia Eletrotécnica e de Computadores**  
(2º ciclo de estudos)

Orientador: Prof. Doutor António João Marques Cardoso  
Coorientador: Doutor Jorge Oliveira Estima

**Covilhã, junho de 2014**



# Agradecimentos

Embora a dissertação seja um trabalho individual, não posso deixar de agradecer a todos que, direta ou indiretamente, me ajudaram a ultrapassar mais uma etapa no meu percurso académico. A todos eles, deixo aqui o meu agradecimento sincero.

Em primeiro lugar agradeço ao meu orientador, o Professor Doutor António João Marques Cardoso, Professor catedrático da Universidade da Beira Interior, pela forma como orientou o meu trabalho, pela enorme disponibilidade que sempre demonstrou e, principalmente, por me ter dado a oportunidade de integrar o seu grupo de trabalho.

Em segundo lugar agradeço ao meu coorientador, o Doutor Jorge Oliveira Estima, por todo o apoio e bibliografia disponibilizada ao longo da realização da dissertação e por todas as suas opiniões técnicas que foram essenciais ao melhoramento da minha dissertação.

Gostaria de agradecer também à Mestre Eunice Ribeiro, pela dedicação demonstrada no esclarecimento das minhas dúvidas, pela transmissão de conhecimento ao longo da realização da dissertação, pela ajuda na resolução dos problemas que foram surgindo e, sobretudo, pela enorme disponibilidade.

Agradeço também a toda a minha família, especialmente aos meus pais e irmão pelo apoio incondicional, incentivo, motivação, sem os quais nada disto seria possível pois proporcionaram-me as melhores condições para alcançar mais esta etapa. Foram sempre a minha referência e os meus alicerces para nunca desistir.

Por último, não podia deixar de agradecer a todas as pessoas que tenho ao meu lado e que sempre me deram a motivação necessária para conseguir realizar esta dissertação, em especial ao Eduardo Ferreira por estar sempre presente.



# Resumo

O acesso à eletricidade é um requisito básico e indispensável para o desenvolvimento sustentável da humanidade e para o crescimento económico. Em zonas rurais e remotas o acesso à eletricidade ainda é uma irrealdade. O fato de existir um número reduzido de pessoas a habitar nestas zonas, e portanto, um baixo consumo de energia, torna complicada ou mesmo impraticável a utilização das tecnologias tradicionais de fornecimento de energia. Assim, a utilização de turbinas eólicas de pequenas dimensões pode ser uma solução prática para o fornecimento de energia, nestas zonas.

Uma vez que é necessário maximizar a energia extraída a partir do vento para que as turbinas eólicas se tornem rentáveis e se apresentem como uma tecnologia eficiente, a utilização de algoritmos de controlo eficazes é extremamente importante.

Nesta dissertação, diversos algoritmos de monitorização do ponto de potência máxima (MPPT) foram desenvolvidos e implementados e, após a escolha do algoritmo que melhor satisfazia todos os requisitos exigidos (simplicidade, facilidade de implementação, fiabilidade e custo reduzido), propôs-se um sistema de energia eólica autónomo e de pequenas dimensões para a eletrificação de zonas rurais e remotas.

Verificou-se que os algoritmos que melhor satisfaziam os requisitos exigidos eram os algoritmos *Perturb & Observe* (P&O) pois, ao contrário dos outros, não é necessário um conhecimento prévio das características das turbinas, diminuindo portanto a complexidade e o custo do sistema. Confirmou-se ainda através dos resultados da simulação dinâmica, que o sistema proposto é adequado para a realização de um fornecimento de energia confiável sob variações de carga e da velocidade do vento em locais isolados.

## Palavras-chave

Turbinas eólicas de baixo custo, sistema de energia eólica autónomo, baterias, monitorização do ponto de potência máxima (MPPT), *Perturb & Observe* (P&O).



# Abstract

Access to electricity is a basic requirement essential to the human sustainable development and for the economic growth. In rural and remote areas, the access to electricity is still an unreality. The existence of a small number of people inhabiting these areas, and therefore their low power consumption, makes the application of traditional technologies for energy supply very difficult or even not feasible. Thus, the use of small scale wind turbines can be a practical solution for the energy supply in these regions.

Since it is necessary to maximize the energy extracted from the wind so that the wind turbines are profitable and stand as an efficient technology, the use of effective control algorithms is extremely important.

In this dissertation, several maximum power point tracking (MPPT) algorithms were developed and implemented. Once chosen the algorithm that best met all the specified requirements (simplicity, ease of implementation, reliability and reduced cost), it was proposed an autonomous small-scale wind power system for rural and remote area electrification.

It was found that the algorithms that best met the requirements were the *Perturb & Observe* (P&O) algorithms because, unlike the others, a prior knowledge of the turbine characteristics is not necessary, thus reducing system complexity and cost. Dynamic simulation confirmed that the proposed system is suitable for a reliable power supply under load and wind speed variations in isolated locations.

## Keywords

Low cost wind turbines, autonomous wind power system, batteries, maximum power point tracking (MPPT), *Perturb & Observe* (P&O).



# Índice

<b>Lista de Figuras</b> .....	xii
<b>Lista de Tabelas</b> .....	xiii
<b>Lista de Acrónimos</b> .....	xiv
<b>Capítulo 1</b> .....	1
<b>Introdução</b> .....	1
1.1 Motivação da dissertação .....	1
1.2 Objetivo da dissertação.....	2
1.3 Estrutura da dissertação .....	2
<b>Capítulo 2</b> .....	4
<b>Aspetos gerais - Energia eólica</b> .....	4
2.1 Desenvolvimento da tecnologia eólica .....	4
2.2 Turbinas eólicas de pequenas dimensões.....	7
2.3 Necessidade de eletricidade de populações isoladas em países em desenvolvimento ....	8
<b>Capítulo 3</b> .....	11
<b>Configuração do sistema de conversão de energia eólica de pequenas dimensões</b> 11	
3.1 Turbina eólica .....	12
3.2 PMSG .....	14
3.3 Conversores DC-DC.....	17
3.4 Bateria .....	18
<b>Capítulo 4</b> .....	22
<b>Algoritmos de MPPT</b> .....	22
4.1 Algoritmos de MPPT convencionais nos WECS.....	22
4.1.1 Power Signal Feedback .....	22
4.1.2 Tip-Speed-Ratio.....	23
4.1.3 Perturb and Observe .....	24
4.1.4 Comparação dos três métodos convencionais .....	26
4.2 Algoritmos de MPPT desenvolvidos a partir dos algoritmos convencionais .....	27

<b>Capítulo 5</b> .....	32
<b>Algoritmos de MPPT P&amp;O baseados na monitorização da potência de saída do gerador - Estudo comparativo</b> .....	32
5.1 Apresentação dos algoritmos .....	32
5.1.1 Algoritmo de MPPT 1 .....	32
5.1.2 Algoritmo de MPPT 2 .....	34
5.1.3 Algoritmo de MPPT 3 .....	37
5.2 Simulação dos Algoritmos de MPPT e Análise Comparativa .....	38
<b>Capítulo 6</b> .....	43
<b>Estudo de um sistema de energia eólica autónomo e de pequenas dimensões para eletrificação de zonas rurais e remotas</b> .....	43
6.1 Configuração do sistema .....	44
6.2 Algoritmo de MPPT .....	45
6.3 Resultados .....	45
6.3.1 Variação da velocidade do vento com valor da carga constante .....	46
6.3.2 Variação do valor da carga com a velocidade do vento fixa .....	49
<b>Capítulo 7</b> .....	52
<b>Conclusão e trabalho futuro</b> .....	52
7.1 Conclusão .....	52
7.2 Trabalho futuro .....	53
<b>Referências</b> .....	54

# Lista de Figuras

<b>Figura 1.</b> Produção em GW de diversas fontes de energias renováveis. ....	<b>4</b>
<b>Figura 2.</b> Moinho de vento típico da Holanda. ....	<b>5</b>
<b>Figura 3.</b> Turbina eólica de Charles F. Bruch.....	<b>5</b>
<b>Figura 6.</b> Capacidade global de produção de energia eólica entre os anos 1996 e 2012. ....	<b>7</b>
<b>Figura 7.</b> Principais fabricantes de turbinas eólicas no ano de 2012.....	<b>7</b>
<b>Figura 8.</b> Turbinas eólicas de pequenas dimensões. ....	<b>8</b>
<b>Figura 9.</b> Variação do Índice de desenvolvimento Humano com o uso de eletricidade anual per capita. ....	<b>10</b>
<b>Figura 10.</b> Configuração de um sistema convencional de conversão de energia eólica de pequenas dimensões.....	<b>11</b>
<b>Figura 11.</b> Variação do coeficiente de potência em função do tip speed ratio e do ângulo de inclinação das pás da turbina. ....	<b>13</b>
<b>Figura 12.</b> Potência gerada através da turbina eólica versus velocidade do rotor. ....	<b>14</b>
<b>Figura 13.</b> Relação entre o plano de coordenadas síncronas e o plano de coordenadas abc ..	<b>15</b>
<b>Figura 14.</b> Circuito equivalente do PMSG no plano de coordenadas síncronas .....	<b>16</b>
<b>Figura 15.</b> Conversor <i>buck</i> . ....	<b>18</b>
<b>Figura 16.</b> Circuito equivalente do modelo da bateria. ....	<b>20</b>
<b>Figura 17.</b> Diagrama de blocos da técnica de controlo Power Signal Feedback. ....	<b>23</b>
<b>Figura 18.</b> Esquema do funcionamento do método de controlo TSR. ....	<b>24</b>
<b>Figura 19.</b> Princípio de funcionamento do algoritmo P&O.....	<b>25</b>
<b>Figura 20.</b> Fluxograma do algoritmo P&O.....	<b>25</b>
<b>Figura 21.</b> Estrutura do algoritmo P&O avançado. ....	<b>29</b>
<b>Figura 22.</b> Esquema do algoritmo quando a velocidade do vento varia. ....	<b>31</b>

<b>Figura 23.</b> Fluxograma do algoritmo de MPPT 1. ....	<b>34</b>
<b>Figura 24.</b> Duas condições de variação da potência. ....	<b>35</b>
<b>Figura 25.</b> Diferentes valores para os tamanhos do passo para as diferentes velocidades do vento. ....	<b>36</b>
<b>Figura 26.</b> Fluxograma do algoritmo de MPPT 2. ....	<b>36</b>
<b>Figura 27.</b> Diagrama de blocos do controlo MPPT. ....	<b>37</b>
<b>Figura 28.</b> Conceito do método de controlo. ....	<b>37</b>
<b>Figura 29.</b> Fluxograma do algoritmo de MPPT 3. ....	<b>38</b>
<b>Figura 30.</b> Algoritmos MPPT em Matlab/Simulink. ....	<b>39</b>
<b>Figura 31.</b> Variação da velocidade do vento. ....	<b>40</b>
<b>Figura 32.</b> Coeficiente de potência da turbina eólica para os diferentes algoritmos de MPPT	<b>40</b>
<b>Figura 33.</b> Potência ativa do gerador para os diferentes algoritmos de MPPT. ....	<b>41</b>
<b>Figura 34.</b> Ilustração de um WECS ligado a um banco de baterias .....	<b>43</b>
<b>Figura 35.</b> Configuração do WECS em Matlab/Simulink. ....	<b>44</b>
<b>Figura 36.</b> Variação da velocidade do vento. ....	<b>46</b>
<b>Figura 37.</b> Resultados das simulações para a situação de variação da velocidade do vento com valor da carga constante. ....	<b>48</b>
<b>Figura 38.</b> Resultados das simulações para a situação de variação do valor da carga com a velocidade do vento fixa. ....	<b>51</b>

# Lista de Tabelas

<b>Tabela 1.</b> Características operacionais dos dois tipos de baterias de chumbo ácido: bateria inundada e bateria regulada por válvulas. ....	<b>19</b>
<b>Tabela 2.</b> Principais características dos seguintes métodos: PSF, TSR e P&O. ....	<b>26</b>
<b>Tabela 3.</b> Resultados das simulações para os algoritmos de MPPT 1, MPPT 2 e MPPT 3. ....	<b>41</b>
<b>Tabela 4.</b> Comparação dos três algoritmos de MPPT descritos. ....	<b>42</b>

# Lista de Acrónimos

IDH	Índice de desenvolvimento humano
MPP	Ponto de potência máxima
MPPT	Monitorização do ponto de potência máxima
P&O	Método <i>Perturb &amp; Observe</i>
PI	Proporcional-Integral
PMSG	Gerador síncrono de ímanes permanentes
PSF	Método <i>Power Signal Feedback</i>
SOC	Estado de carga
TEPD	Turbinas eólicas de pequenas dimensões
TSR	Método <i>Tip-Speed-Ratio</i>
WECS	Sistema de conversão de energia eólica
$A$	Amplitude da zona exponencial
$A_{te}$	Área de varrimento da turbina eólica
$B$	Constante inversa do tempo da zona exponencial
$C_1$	Variação do passo
$c_1, c_2, c_3, c_4, c_5, c_6$	Constantes características para determinada turbina
$C_2$	Constante que determina a velocidade e a precisão de convergência para o MPP
$C_p$	Coeficiente de potência
$C_{tp}$	Constante que ajuda a definir o tamanho do passo
$D$	<i>Duty cycle</i>
$d$	Eixo direto
$D_k$	<i>Duty cycle</i> da interação $k$
$D_{k+1}$	<i>Duty cycle</i> da interação $k+1$
$D_{k-1}$	<i>Duty cycle</i> da interação $k-1$
$E$	Tensão da bateria em circuito aberto
$E_0$	Tensão constante da bateria

$I_{batt}$	Corrente da bateria
$i_d$	Corrente do estator do eixo direto
$I_{in}$	Nível de corrente do conversor <i>buck</i>
$I_{in}^*$	Nível de corrente do conversor <i>buck</i> calculada
$I_{in,k}$	Nível de corrente do conversor <i>buck</i> para a interação k
$i_q$	Corrente do estator do eixo de quadratura
$K$	Tensão de polarização
$L_d$	Indutância do eixo <i>d</i>
$L_q$	Indutância do eixo <i>q</i>
$\eta_p$	Número de pares de polos
$P$	Energia mecânica gerada
$P_{in}$	Nível de potência de entrada no conversor <i>buck</i>
$P_{in,k}$	Nível de potência de entrada no conversor <i>buck</i> para a interação k
$P_{in,k-1}$	Nível de potência de entrada no conversor <i>buck</i> para a interação k-1
$P_{in,k-2}$	Nível de potência de entrada no conversor <i>buck</i> para a interação k-2
$q$	Eixo de quadratura
$Q$	Capacidade da bateria
$r$	Raio do rotor
$R$	Resistência interna
$R_a$	Resistência da armadura
$S$	Elemento semiconductor
$\int i dt$	Carga atual da bateria
$T_e$	Binário eletromagnético
$t_{off}$	Tempo em inativo
$t_{on}$	Tempo em ativo
$T_s$	Soma do tempo em ativo com o tempo em inativo
$u_d$	Tensão de saída do gerador na componente do eixo <i>d</i>
$u_q$	Tensão de saída do gerador na componente do eixo <i>q</i>
$V_0$	Nível de tensão de saída do conversor <i>buck</i>

$V_{batt}$	Tensão da bateria
$V_{in}$	Nível de tensão de entrada do conversor <i>buck</i>
$V_{in,k}$	Nível de tensão de entrada do conversor <i>buck</i> para a interação k
$V_{in,k-1}$	Nível de tensão de entrada do conversor <i>buck</i> para a interação k-1
$V_{máx}$	Tensão máxima
$V_w$	Velocidade do vento
$V_{W/Gmáx}$	Tensão de entrada do conversor <i>buck</i> em potência máxima
$V_{W/Gmin}$	Tensão de entrada do conversor <i>buck</i> em potência mínima
$W_e$	Velocidade de rotação elétrica do gerador
$a$	Relação entre os valores nominais de $V_{in}^2$ e $I_{in}$
$\beta$	Ângulo de inclinação das pás
$\Delta D$	Varição do <i>duty cycle</i>
$\Delta D_{k-1}$	Varição do <i>duty cycle</i> para a interação k-1
$\Delta D_{k-1} / \Delta D_{k-1}$	Gradiente de potência do gerador da interação k-1
$\Delta P_{in}$	Varição do nível de potência de entrada no conversor <i>buck</i>
$\Delta V_{in}$	Varição do nível de tensão de entrada no conversor <i>buck</i>
$\Delta \theta$	Varição de $\theta$
$\theta$	Parâmetro de controlo
$\theta_k$	Parâmetro de controlo para a interação k
$\theta_{k-1}$	Parâmetro de controlo para a interação k-1
$\Omega$	Velocidade angular do rotor
$\lambda$	<i>Tip speed ratio</i>
$\lambda_0$	Fluxo magnético permanente
$\rho$	Densidade do ar

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Motivação da dissertação

O setor elétrico encontra-se fortemente dependente dos combustíveis fósseis e nucleares. No entanto, a instabilidade económica e política dos principais fornecedores e o esgotamento destes combustíveis, bem como a sensibilização para os impactos no ambiente e na saúde pública, a evolução tecnológica e a ambição crescente de independência energética, têm levado à procura de novas formas de produção de energia mais limpas e mais eficientes. Sendo assim, as energias renováveis, tais como a energia hídrica, solar, da biomassa, geotérmica e a eólica, têm vindo a desempenhar um importante papel no fornecimento de energia elétrica à população. A energia eólica apresenta-se como um tipo de energia bem diferenciado dos demais e que tem alcançado resultados expressivos de crescimento, tanto em países desenvolvidos como em países emergentes, pois, com a evolução da sua tecnologia, o custo de geração aproxima-se cada vez mais do custo das tecnologias convencionais, sendo mesmo, de entre todas as fontes de energia renovável, umas das mais acessíveis [1].

O acesso à eletricidade tornou-se um requisito básico para a humanidade. Contudo, existem no mundo diversos locais em que o acesso à eletricidade por parte das populações ainda é uma irrealdade. Segundo [2], 1,3 mil milhões de pessoas, que se encontram principalmente em zonas rurais e remotas, não têm acesso a eletricidade, pois estas áreas não são economicamente atrativas para as companhias elétricas. De modo a suprimir essa falta energética, as pessoas utilizam velas e queimam madeira e outros combustíveis para obterem iluminação. Portanto, para além do transtorno proveniente da ausência de eletricidade, outros perigos para o ser humano advêm desta situação, como o aumento do risco de incêndio e a disseminação de doenças crónicas face à exposição às toxinas existentes no fumo, as quais podem também prejudicar o ambiente. Assim, nesses locais, a utilização de turbinas eólicas de pequenas dimensões pode ser uma solução prática e eficaz para o fornecimento de eletricidade.

A energia proveniente das turbinas eólicas varia ao longo do dia de acordo com a alteração da velocidade do vento, tornando-se necessário otimizar a sua captura. A conversão da energia eólica é um processo relativamente simples, no entanto a extração da potência máxima gerada através do vento é um processo muito mais complicado. Devido às características

aerodinâmicas da turbina eólica, uma pequena variação da velocidade de rotação ótima do gerador irá causar um decréscimo significativo na energia extraída a partir do vento. Assim, de modo a maximizar a energia captada pelo vento, métodos de controlo eficazes têm de ser utilizados.

## 1.2 Objetivo da dissertação

O objetivo central desta dissertação é o estudo e o desenvolvimento de algoritmos de controlo para aplicação em sistemas de energia eólica autónomos e de pequenas dimensões para eletrificação de zonas rurais e remotas.

Para que este objetivo central seja alcançado, outros intermédios terão de ser concretizados. Os objetivos intermédios são:

- Estudar os diferentes elementos que compõem um sistema de energia eólica de baixo custo e reduzidas dimensões;
- Concretizar modelos de simulação para cada um dos elementos mencionados no ponto anterior;
- Simular e estudar um sistema de energia eólica autónomo de baixo custo e de reduzidas dimensões;
- Selecionar o método de controlo que mais facilmente otimiza a conversão de energia elétrica em turbinas eólicas localizadas em zonas rurais e remotas.
- De entre os algoritmos que pertencem ao método escolhido, selecionar aqueles em que a sua implementação acarreta os custos mais reduzidos e cuja complexidade seja a menor possível.
- Analisar e verificar quais dos algoritmos selecionados maximizam de forma mais eficiente a energia eólica gerada.

A concretização destes objetivos intermédios permitirá escolher o algoritmo que melhor satisfaz todos os requisitos e estudar a sua implementação num sistema de energia eólica autónomo e de pequenas dimensões.

## 1.3 Estrutura da dissertação

A dissertação está estruturada em sete capítulos e termina com uma lista de referências bibliográficas que serviram de base ao trabalho apresentado.

No primeiro capítulo expõe-se a motivação, os principais objetivos e a estrutura da dissertação.

No segundo capítulo apresenta-se uma breve história sobre o desenvolvimento da tecnologia eólica e das turbinas eólicas de pequenas dimensões e, aborda-se também, a necessidade de eletricidade de populações isoladas em países em desenvolvimento.

No terceiro capítulo, apresenta-se e descreve-se a configuração do sistema de conversão de energia eólica de pequenas dimensões utilizado na dissertação, bem como os modelos utilizados para a sua simulação.

No quarto capítulo, descreve-se a necessidade de utilização de algoritmos de controlo e expõe-se de forma detalhada os algoritmos convencionais, complementando com alguns exemplos.

No quinto capítulo, realiza-se uma comparação entre três algoritmos de *MPPT Perturb & Observe* (P&O) baseados na monitorização da potência de saída do gerador.

No sexto capítulo, faz-se o estudo de um sistema de energia eólica autónomo e de pequenas dimensões para eletrificação de zonas rurais e remotas.

No sétimo capítulo, apresentam-se as principais conclusões desta dissertação, evidenciando os aspetos mais importantes do estudo e incluindo as perspetivas para trabalho futuro.

## Capítulo 2

### Aspetos gerais - Energia eólica

A energia eólica provém da conversão da energia cinética do vento em energia útil, sendo conhecida a sua aplicação em moinhos de vento para produzir energia mecânica e em aerogeradores para produzir energia elétrica. A energia eólica é uma excelente fonte de energia, limpa, inesgotável, presente em todos os lugares do mundo e é vista como a primeira fonte de energia renovável capaz de gerar energia com taxas de produção semelhantes às fontes de energia convencionais [3]. Assim, devido a todas estas vantagens, a energia proveniente do vento é, de entre todas as fontes de energias renováveis, a mais utilizada para a geração de eletricidade (não considerando a energia hidroelétrica) [3], tal como demonstrado na Figura 1.

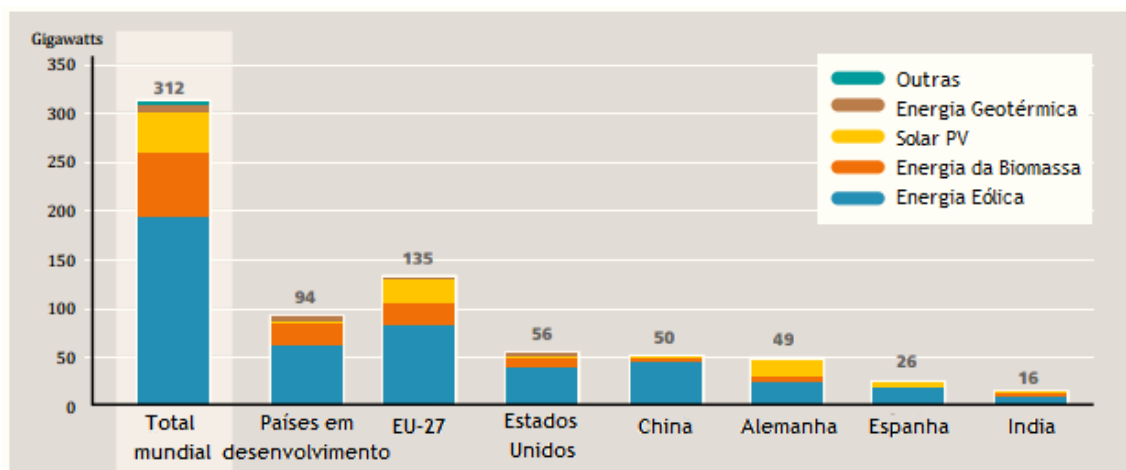


Figura 1. Produção em GW de diversas fontes de energias renováveis [4].

#### 2.1 Desenvolvimento da tecnologia eólica

A energia eólica tem sido aproveitada pelo Homem desde a Antiguidade. Com o desenvolvimento da agricultura, o Homem precisava cada vez mais de auxílio na realização das diversas etapas do trabalho que este tipo de atividade exige. Com a perceção do vento como fonte natural de energia, surgiram os moinhos de vento. Estes eram utilizados para bombeamento de águas e para moagem de grãos e surgiram na Pérsia por volta de 200 anos A.C [5]. As construções da altura utilizavam eixos verticais para aplicar o princípio de arrasto

da energia do vento. A introdução dos moinhos de vento na Europa ocorreu durante o século XI e persistiram até ao século XII, data em que começaram a ser utilizados moinhos de vento de eixo horizontal do tipo “holandês” (Figura 2) [5]. No entanto, no final do século XIX com a revolução industrial, iniciou-se o declínio do uso dos moinhos de vento e o crescimento do consumo de eletricidade motivou a aplicação dos princípios de funcionamento dos moinhos de vento para a produção de energia elétrica. Em 1888, Charles F. Brush desenvolveu o primeiro sistema automático destinado à produção de energia elétrica. A turbina eólica fornecia 12 kW em corrente contínua para carregamento de baterias [6], [7]. Na Figura 3 encontra-se representada a turbina eólica desenvolvida por Charles F. Brush.



Figura 2. Moinho de vento típico da Holanda [8].

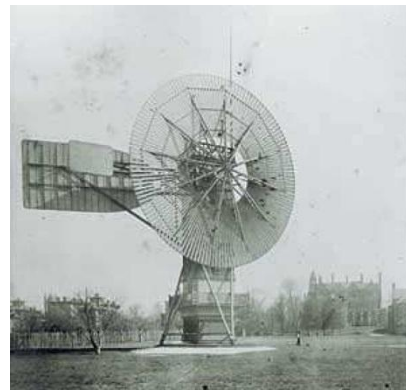


Figura 3. Turbina eólica de Charles F. Brush [7].

Um dos primeiros passos no desenvolvimento de turbinas eólicas de grande porte para produção de energia elétrica foi dado em 1931 na Rússia com a construção do aerogerador Balaclava de 100 kW [5].

A Segunda Guerra Mundial contribuiu fortemente para o desenvolvimento dos aerogeradores de médio e grande porte, pois existia uma enorme preocupação em poupar os combustíveis fósseis. Em 1941, surgiu o maior aerogerador até então projetado, denominado Smith-Putnam. Este utilizava um gerador síncrono de 1250 kW com rotação constante de 28 RPM, funcionava em corrente alternada e encontrava-se diretamente ligado à rede elétrica local [5]. Uns anos mais tarde, a turbina veio a sofrer danos devido a fadiga severa, causada pelas rajadas de vento forte e pela utilização de rotação constante do gerador [6].

Durante a Segunda Guerra Mundial, a companhia F. L. Smidth destacou-se com o desenvolvimento de aerogeradores de pequeno porte e o sucesso destes aerogeradores possibilitou o desenvolvimento de um projeto de grande porte que viria a ser instalado, nos anos de 1956 e 1957, na ilha de Gedser. Esse projeto consistiu num aerogerador (Figura 4) de 200 kW com 24 metros de diâmetro e três pás que forneceu energia em corrente alternada para uma companhia elétrica durante aproximadamente 10 anos [5].

Entre 1955 e 1968, a Alemanha construiu um aerogerador com um grande número de inovações tecnológicas que persistem até hoje na concepção dos modelos atuais. Consistia num aerogerador de 34 metros de diâmetro, com rotor leve construído com materiais compostos e duas pás. Operava com potência de 100 kW com velocidade de vento de 8 m/s [5].

Nas Figuras 4 e 5 encontram-se representados o aerogerador instalado na ilha de Gedser e o aerogerador construído na Alemanha, respetivamente.



Figura 4. Aerogerador instalado na ilha de Gedser [7].



Figura 5. Aerogerador desenvolvido na Alemanha [7].

Nos últimos anos, verificou-se uma massificação de modelos de turbinas eólicas. As várias empresas do setor criaram novos, mais atrativos e mais eficientes modelos de turbinas eólicas que rapidamente se inseriram no mercado. Os parques eólicos são constituídos por aerogeradores de potência cada vez mais elevada, na ordem dos 2 a 5 MW, e de grandes dimensões, na ordem da centena de metros de altura. Contudo, a micro-geração tem vindo igualmente a crescer a um ritmo elevado, sendo uma fonte de energia a ter em conta nos próximos anos.

Nas Figuras 6 e 7 podemos verificar a capacidade global de produção de energia eólica entre os anos 1996 e 2012 e também os principais fabricantes de turbinas eólicas no ano de 2012.

Observando a Figura 6, verifica-se que a capacidade de produção de energia eólica entre os anos 1996 e 2012 tem vindo a aumentar, sendo esse aumento mais significativo nos últimos anos. Verifica-se também que, em apenas 16 anos, a capacidade de produção passou de 6,1 para 283 GW, ou seja, um aumento da capacidade de aproximadamente 277 GW.

Analisando a Figura 7, verifica-se que existem 10 empresas que lideram a lista dos principais fabricantes de turbinas eólicas, as quais detêm 77,4 % da produção mundial.

Verifica-se também que essas 10 empresas se encontram distribuídas por 6 países diferentes e que a Alemanha é o país com maior produção de turbinas eólicas.

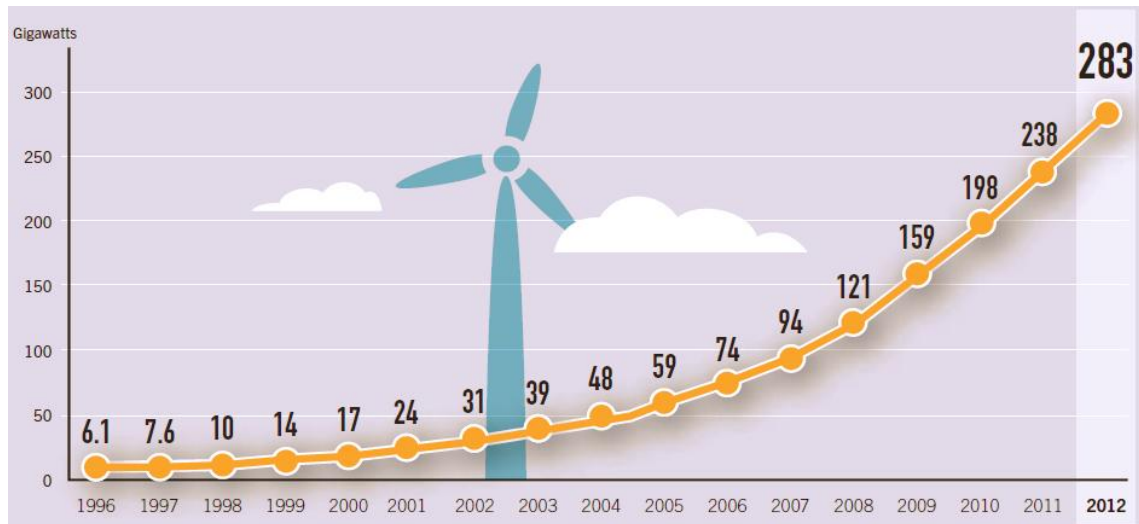


Figura 6. Capacidade global de produção de energia eólica entre os anos 1996 e 2012 [2].

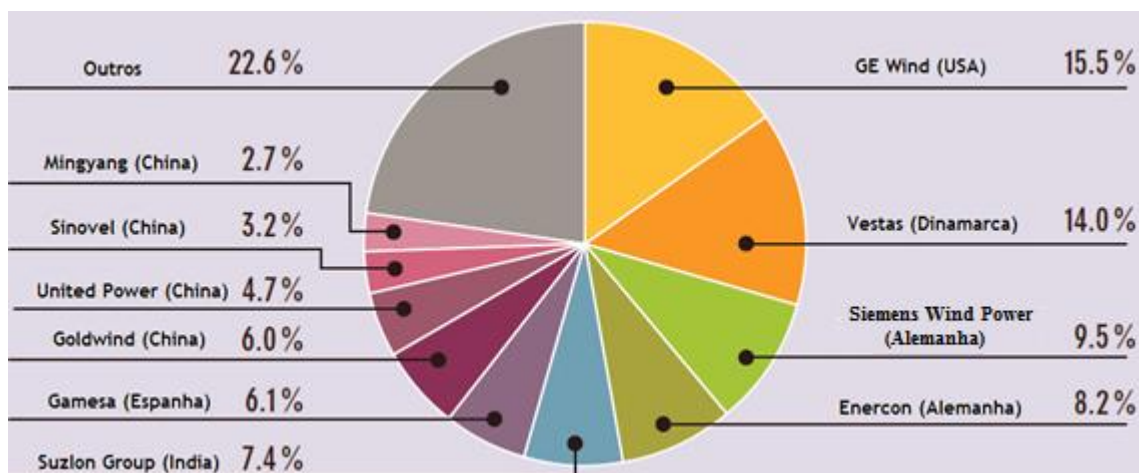


Figura 7. Principais fabricantes de turbinas eólicas no ano de 2012 [2].

## 2.2 Turbinas eólicas de pequenas dimensões

Turbinas eólicas de pequenas dimensões (TEPD) (Figura 8) podem ser tão pequenas que a sua potência pode ser na ordem dos 50 W. Estas turbinas de potência tão baixa são habitualmente utilizadas em caravanas, barcos e unidades de refrigeração com dimensões reduzidas. As TEPD utilizadas nas habitações possuem gamas de potência que variam entre 300 W e 10000 W.

O número de fabricantes de TEPD tem vindo a aumentar a um ritmo fenomenal, passando de cerca de 69 fabricantes em 2006 para 250 fabricantes em 2009 [9]. E, sendo assim, o número de TEPD a operar no fim de 2011 era de 730.000, totalizando a produção de 576 MW [2].

As TEPD diferem das turbinas eólicas de grande porte em muitos aspetos, demonstrando a sua maior versatilidade. As TEPD apresentam propriedades específicas que exigem um design diferente. Por exemplo, a velocidade do vento é muito mais variável em baixas altitudes e a construção mecânica das pás tem de ser muito mais simples e prática para reduzir o custo de produção. Além disso, o menor valor da potência nominal implica um projeto de gerador e conversor diferente [10].

Muitas das TEPD existentes no mercado são construídas de forma quase artesanal com muito menos maturidade comparativamente às turbinas eólicas de grande porte. No entanto, apesar de todas estas barreiras, o uso das TEPD pode ser atraente em países em desenvolvimento, onde muitas pessoas vivem sem acesso à eletricidade ou se o preço da eletricidade convencional e dos combustíveis fósseis aumentar desenfreadamente.



Figura 8. Turbinas eólicas de pequenas dimensões. (a) Turbina eólica localizada na escola secundária de Kusheswor, no Nepal. (b) Instalação de turbinas eólicas com pás de madeira em Phakhel, Nepal [11].

### 2.3 Necessidade de eletricidade de populações isoladas em países em desenvolvimento

O acesso a serviços modernos de energia é essencial para o crescimento económico e indispensável para o desenvolvimento sustentável da humanidade. Os benefícios da utilização da eletricidade em populações isoladas são diversos [12]:

- Na educação, torna-se possível estudar para além da luz do dia sem existir a necessidade de utilizar velas e outros produtos tóxicos, permite a introdução de

melhores condições de aprendizagem, tais como a instalação de computadores e a possibilidade do ensino à distância, na falta de recursos humanos.

- Relativamente à marginalidade e ao isolamento, a sua redução torna-se possível através da melhoria das tecnologias de comunicação e informação, tais como rádio, televisão, telefone e computadores.
- Na saúde, com a introdução de eletricidade, os meios de diagnóstico e de tratamento podem ser utilizados muito mais eficazmente. Por exemplo, as vacinas e outros medicamentos podem ser armazenados e conservados durante muito mais tempo em condições ótimas em arcas frigoríficas, as operações podem ser realizadas tendo em conta todas as medidas de esterilização, a gravidez pode ser monitorizada e controlada eficazmente através de ultrassons.
- Na prevenção de desastres naturais, a utilização de aparelhos de aquisição e transmissão de dados, pode permitir a monitorização de sismos, de terremotos, da subida dos níveis das águas, entre outros.
- Na agricultura, os métodos de produção e conservação podem ser melhorados, pois com o uso da eletricidade, o bombeamento de água, a irrigação, o processamento da colheita e da conservação dos alimentos torna-se possível.

Na Figura 9, apresenta-se um gráfico que mostra a correlação entre o índice de desenvolvimento humano (IDH) e o consumo de eletricidade. Analisando o gráfico, verifica-se que os países em que o uso de eletricidade anual per capita é inferior a 4000 kWh apresentam um IDH inferior a 0,9. Verifica-se também que os países industrializados são os que possuem maior IDH e portanto, aqueles que mais fazem uso da eletricidade. Por outro lado, os países da Ásia subdesenvolvida e da África são os que possuem menor IDH e portanto, aqueles que menos fazem uso da eletricidade.

Atualmente, aproximadamente 1,3 mil milhões de pessoas no mundo não têm acesso a eletricidade e 2,6 mil milhões dependem delareiras (queima de madeira e outros combustíveis) e fogões de biomassa tradicionais para se aquecerem, cozinhare e obterem iluminação [2], o que aumenta a probabilidade de disseminação de doenças crónicas e prejudica o ambiente. Mais de 99% das pessoas que vivem sem eletricidade habitam em regiões em desenvolvimento [2]. As populações nestas regiões encontram-se distribuídas por grandes áreas, muitas vezes de difícil acesso, com grandes distâncias entre as pequenas aldeias, as quais são habitadas por um reduzido número de pessoas. Sendo assim, devido ao baixo consumo de energia que ocorre nestas aldeias remotas, torna-se impraticável a utilização das tecnologias tradicionais de fornecimento de energia, porque ou são economicamente proibitivas ou podem levar décadas para se concretizar. A eletrificação em populações isoladas exige soluções descentralizadas, nomeadamente sistemas isolados que cobrem as necessidades básicas.



## Capítulo 3

# Configuração do sistema de conversão de energia eólica de pequenas dimensões

O sistema de conversão de energia eólica (WECS) de pequenas dimensões é constituído por diferentes componentes mecânicos e elétricos que incluem a turbina eólica, o gerador, dispositivos de eletrónica de potência e controladores. Na Figura 10 está representado um sistema convencional de conversão de energia eólica de pequenas dimensões.

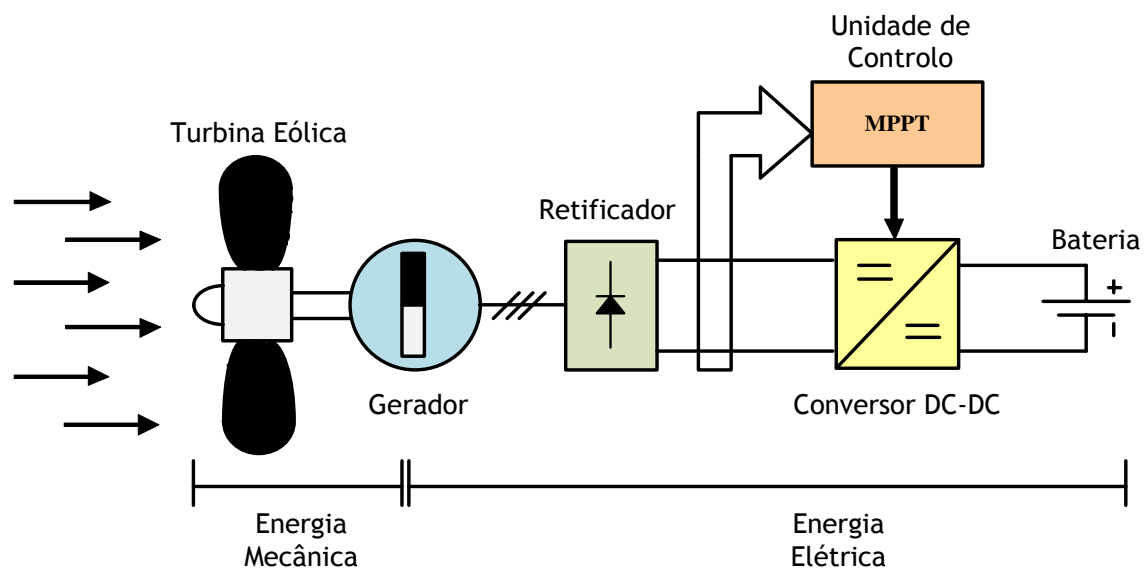


Figura 10. Configuração de um sistema convencional de conversão de energia eólica de pequenas dimensões.

A turbina eólica de eixo horizontal é diretamente acoplada ao gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG) de modo a que este converta a energia mecânica em energia elétrica. O PMSG pode ser ligado a um retificador em ponte de díodos, pois não requer correntes de magnetização, significando que a corrente neste gerador é unidirecional [14]. O retificador em ponte de díodos é utilizado para converter tensão AC em tensão DC. O conversor DC-DC é usado não só para monitorizar o ponto de potência máxima de geração de energia eólica, mas também para ajustar os níveis de tensão DC de modo a possibilitar a ligação do sistema às baterias.

Os WECS desenvolvidos para serem utilizados em locais remotos têm como principais requisitos a simplicidade, a facilidade de implementação, a fiabilidade e o baixo custo. Sendo assim, todos os componentes utilizados tentam satisfazer os requisitos enumerados.

A escolha da turbina eólica de eixo horizontal em detrimento da turbina de eixo vertical deve-se ao fato de o custo de fabrico ser mais reduzido, de esta ser mais utilizada e portanto considerada uma tecnologia mais madura e de necessitar de velocidades de arranque mais baixas. Os PMSG têm sido amplamente utilizados neste tipo de configurações devido à sua alta confiabilidade, estrutura simples, possuírem custos de manutenção mais baixos quando comparados com outros geradores e serem capazes de atingir elevados binários a baixa velocidade do vento [15], [16] e [17]. O retificador de díodos é usado devido ao seu baixo custo e elevada fiabilidade [18]. A utilização do conversor DC-DC deve-se ao fato de este poder ser controlado por algoritmos de MPPT e também por possibilitar o ajuste da tensão DC de modo a permitir, neste caso, a ligação do sistema à bateria.

### 3.1 Turbina eólica

A turbina eólica é um dispositivo que converte a energia cinética do vento em energia mecânica. Quando o ar flui através das pás, cria-se uma diferença de pressão entre os lados superior e inferior destas, fazendo com que elas rodem. As pás das turbinas eólicas atuais são dispositivos aerodinâmicos com perfis cuidadosamente desenvolvidos.

A quantidade de energia mecânica gerada é dependente da velocidade do vento, dos parâmetros físicos e da velocidade angular da turbina e pode ser representada pela equação seguinte [18], [19]:

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p A v_\omega^3 \quad (1)$$

onde  $P$  é a energia mecânica gerada,  $\rho$  é a densidade do ar,  $C_p$  é o coeficiente de potência,  $A$  é a área de varrimento da turbina eólica e  $v_\omega$  é a velocidade do vento.

O coeficiente de potência ( $C_p$ ) relaciona-se com o *tip speed ratio* e com o ângulo de inclinação das pás. O coeficiente de potência é característico para cada turbina, podendo ser dada a seguinte equação [18], [19], como exemplo:

$$C_p = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{\frac{-c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (2)$$

$$\frac{1}{\lambda_{\gamma}} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (3)$$

onde  $\beta$  é o ângulo de inclinação das pás, os coeficientes  $c_1$  até  $c_6$  são constantes (e determinadas de forma empírica) e  $\lambda$  é o *tip speed ratio*, sendo definido como se segue [18], [19]:

$$\lambda = \frac{r\Omega}{v_w} \quad (4)$$

onde  $r$  é o raio do rotor e  $\Omega$  é a velocidade angular do rotor.

O gráfico do  $C_p$  em função do *tip speed ratio* para diferentes ângulos de inclinação das pás, de uma determinada turbina, encontra-se representado na Figura 11.

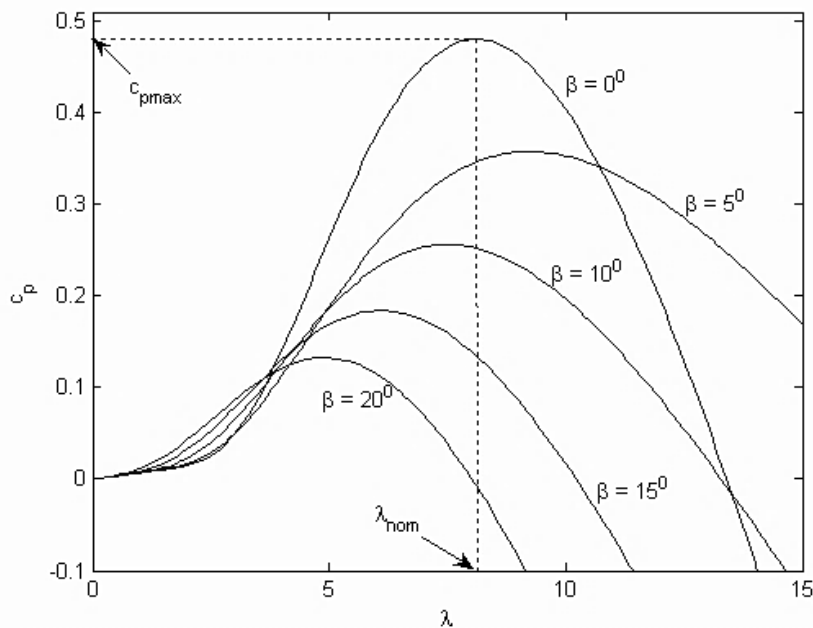


Figura 11. Variação do coeficiente de potência em função do *tip speed ratio* e do ângulo de inclinação das pás da turbina.

Observando a Figura 11, verifica-se que o valor máximo do  $C_p$  ( $c_{pmax} = 0.48$ ) é alcançado quando o ângulo de inclinação das pás é  $0^\circ$  e o *tip speed ratio* é 8.1. Este valor de *tip speed ratio* é definido como um valor nominal ( $\lambda_{nom}$ ).

Na Figura 12, estão representadas as curvas de potência geradas através da turbina eólica em função da velocidade do rotor para diferentes velocidades do vento. A partir da Figura 12, é evidente que, para diferentes velocidades de vento, as potências máximas são atingidas para velocidades do rotor específicas e portanto, o rotor deve ser operado na velocidade ideal. A linha que une todos os MPP (linha ideal) dá-nos a informação do MPP para todas as velocidades do vento.

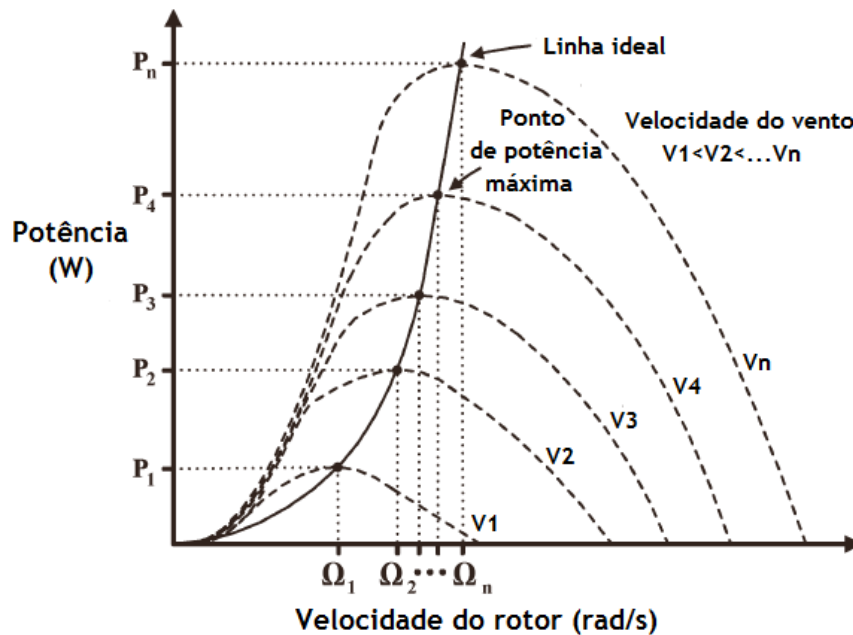


Figura 12. Potência gerada através da turbina eólica versus velocidade do rotor [20].

### 3.2 PMSG

As máquinas síncronas fazem parte de uma ampla classe de máquinas elétricas. Estas possuem provavelmente maior diversidade de tamanho, forma e geometria que quaisquer outras classes de máquinas. Dentro da classe das máquinas síncronas, destacam-se os PMSGs (Permanent Magnet Synchronous Generators, o que corresponde a Geradores Síncronos de Ímanes Permanentes, em português). Estes apresentam diversas vantagens, tais como baixo custo de manutenção, maior eficiência, regulação da velocidade do gerador sem a necessidade de engrenagens ou de caixa de velocidades, elevado binário a baixas velocidades, ausência de corrente de excitação externa ou sistemas de refrigeração [21] [22].

Nos PMSGs, os ímanes são colocados no rotor como pólos Norte e Sul alternados. Estes ímanes levam ao desenvolvimento do fluxo magnético no entreferro. Quando os enrolamentos do estator são excitados, eles desenvolvem o seu próprio fluxo magnético e a estreita interação

entre os campos magnéticos do estator e do rotor produz um binário eletromagnético no rotor.

A análise eletromagnética do PMSG realiza-se a partir de uma referência síncrona de duas fases (referência rotativa  $dq$ ), introduzido por R. H. Park no final de 1920. De acordo com a transformada de Park, o PMSG de 3 fases é analisado com base na teoria de dois eixos, onde as correntes do estator do eixo direto e do eixo de quadratura ( $i_d$  e  $i_q$ ) fictícios, fluem através dos enrolamentos do estator, virtuais. O eixo direto ( $d$ ) é mantido em fase com o fluxo do campo magnético e o eixo de quadratura ( $q$ ) encontra-se  $90^\circ$  adiantado em relação ao eixo  $d$  (Figura 13).

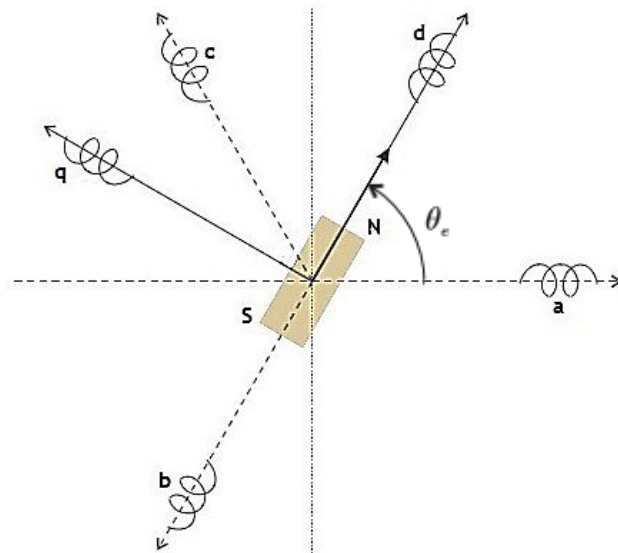


Figura 13. Relação entre o plano de coordenadas síncronas e o plano de coordenadas abc.

A transformada de Park e sua inversa podem ser matematicamente expressas através das seguintes equações:

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta_e & \cos\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin \theta_e & -\sin\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$\begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta_e & -\sin \theta_e & 1 \\ \cos\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_e - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta_e + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} \quad (6)$$

O modelo elétrico do PMSG no plano das coordenadas síncronas é dado pelas seguintes equações [23]:

$$\frac{di_d}{dt} = \frac{R_a}{L_d} i_d + \omega_e \frac{L_q}{L_d} i_q + \frac{1}{L_d} u_d \quad (7)$$

$$\frac{di_q}{dt} = \frac{R_a}{L_q} i_q - \omega_e \left( \frac{L_d}{L_q} i_d + \frac{1}{L_q} \lambda_0 \right) + \frac{1}{L_q} u_q \quad (8)$$

onde os subscritos ‘ $d$ ’ e ‘ $q$ ’ se referem às quantidades físicas que foram transformadas para a referência síncrona  $dq$ ,  $i_d$  e  $i_q$  são as correntes do estator dos eixos  $d$  e  $q$ , respetivamente,  $R_a$  é a resistência da armadura,  $\omega_e$  é a velocidade de rotação elétrica do gerador,  $\lambda_0$  é o fluxo magnético permanente,  $L_d$  e  $L_q$  são as indutâncias dos eixos  $d$  e  $q$ , respetivamente,  $u_d$  e  $u_q$  são as tensões de saída do gerador nas componentes dos eixos  $d$  e  $q$ , respetivamente.

A Figura 14 mostra o circuito equivalente do PMSG no plano de coordenadas síncronas [24].

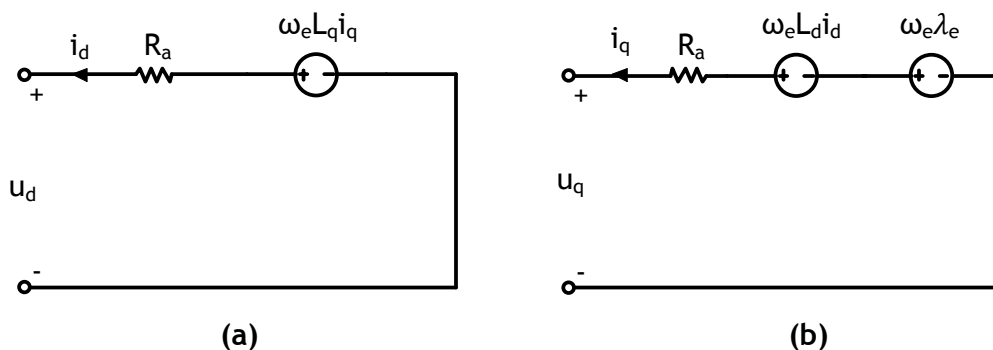


Figura 14. Circuito equivalente do PMSG no plano de coordenadas síncronas. (a) Circuito equivalente do eixo  $d$ . (b) Circuito equivalente do eixo  $q$ .

O binário eletromagnético ( $T_e$ ) pode ser obtido a partir da seguinte equação [23]:

$$T_e = 1.5n_p((L_d - L_q)i_d i_q + i_q \lambda_0) \quad (9)$$

onde  $n_p$  é o número de pares de pólos do rotor.

### 3.3 Conversores DC-DC

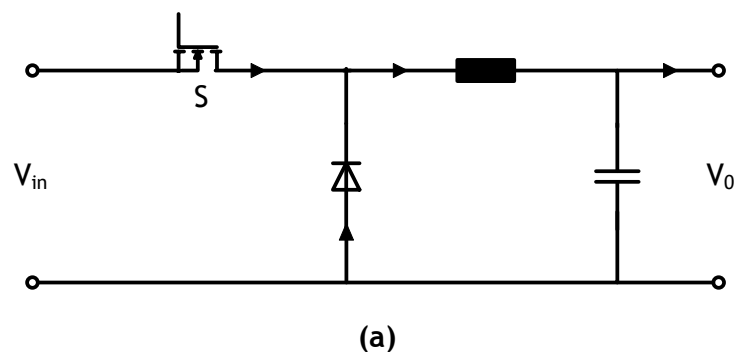
Com o desenvolvimento da Eletrónica de Potência, a qualidade dos conversores DC-DC melhorou consideravelmente em termos de estabilidade, eficiência e confiabilidade.

Um conversor DC-DC é um circuito eletrónico que converte uma tensão ou corrente contínua de uma determinada amplitude em outra tensão ou corrente contínua com outra amplitude diferente. Frequentemente, a entrada para este conversor é uma tensão contínua não regulada, que pode ser obtida por retificação de uma fonte de tensão de corrente alternada. A fim de converter a tensão DC não regulada numa tensão DC regulada, utiliza-se o conversor DC-DC.

Existem diferentes tipos de conversores DC-DC, tais como *step-down (buck)*, *step-up (boost)*, *step-down/step-up (buck-boost)*, *Cúk*, entre outros. Dos conversores mencionados, apenas os dois primeiros são considerados conversores básicos. Os conversores *buck-boost* e *Cúk* resultam da combinação dos conversores básicos [25].

O conversor *buck* produz uma tensão média de saída menor do que a tensão de entrada DC. Na Figura 15 (a) está representado o circuito básico do conversor *buck*. Este é constituído por quatro componentes principais: um elemento semiconductor adequado (tal como um transístor, um IGBT, um MOSFET, entre outros, representado no circuito com um S e controlado por modulação por largura de impulso), um díodo, um condensador e uma bobina.

O valor médio da tensão de saída depende de  $t_{on}$  e  $t_{off}$  (Figura 15 (b)). Esse valor pode ser calculado em termos do *duty cycle* ( $D$ ) do interruptor (equações 10-12) [25].



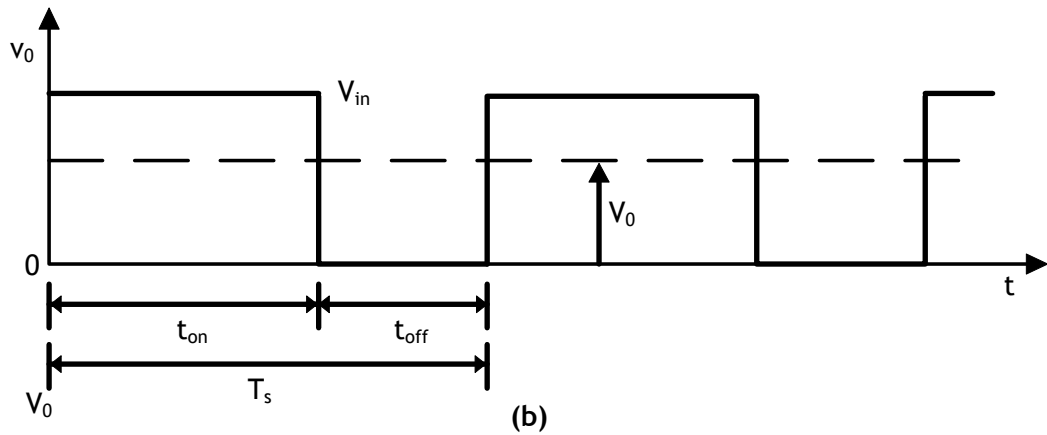


Figura 15. Conversor *buck*.

$$V_0 = \frac{1}{T_s} \int_0^{T_s} v_0(t) dt = \frac{1}{T_s} \left( \int_0^{t_{on}} V_d dt + \int_{t_{on}}^{T_s} 0 dt \right) = \frac{t_{on}}{T_s} V_d \quad (10)$$

$$\frac{t_{on}}{T_s} = D \quad (11)$$

$$V_0 = DV_d \quad (12)$$

Variando o *duty cycle* do elemento semiconductor, o valor médio da tensão de saída pode ser controlada.

### 3.4 Bateria

As baterias são um dispositivo eletroquímico que converte energia elétrica em energia química, durante um processo de carga, mantendo-a armazenada até que esta seja necessária. São o dispositivo de armazenamento de energia mais utilizado nos sistemas de integração da rede eólica e existem diferentes tipos, de acordo com a aplicação a que se destinam. As baterias aplicadas aos sistemas eólicos necessitam de possuir elevada confiabilidade, elevado tempo de vida e um custo relativamente baixo.

Existem quatro tipos principais de baterias químicas [26]:

- Chumbo ácido;
- Níquel-Cádmio;
- Níquel-Metal-Hidreto;
- Iões de lítio;

As baterias de chumbo ácido são bastante utilizadas para armazenamento de energia eólica, pois incorporam a tecnologia mais madura, possuem um rendimento de carga e descarga entre 75 e 80% e o seu tempo de vida útil varia entre 5 a 15 anos, dependendo de alguns fatores, entre eles a temperatura de operação do sistema e ciclos de carga e descarga [27]. Muitos fabricantes de baterias de chumbo ácido recomendam ciclos de recarga específicos para recuperar 100% da capacidade de carga e também para proteger a bateria contra a desidratação [28]. Estas baterias possuem também uma boa relação qualidade-preço [29].

As baterias de chumbo ácido são constituídas por células empilhadas imersas em ácido sulfúrico. Cada célula possui um eletrodo positivo composto por dióxido de chumbo e um negativo composto por chumbo. Durante a descarga, ambos os eletrodos são convertidos em sulfato de chumbo e durante o ciclo de carga, estes retornam ao seu estado inicial.

Existem dois grandes tipos de baterias de chumbo-ácido: baterias inundadas e baterias reguladas por válvula. As primeiras têm duas placas de eletrodos de chumbo imersos numa mistura química para produzir corrente, devido a uma reação química. As baterias reguladas por válvula usam a mesma tecnologia eletroquímica básica que as baterias inundadas, mas são fechadas com uma válvula reguladora de pressão [30].

Na Tabela 1 apresentam-se as principais características operacionais dos dois tipos de baterias de chumbo ácido mencionados acima [30]:

Tabela 1. Características operacionais dos dois tipos de baterias de chumbo ácido: Bateria inundada e bateria regulada por válvulas.

	<b>Bateria</b>	
<b>Característica</b>	<b>Inundada</b>	<b>Regulada por válvulas</b>
<b>Rendimento</b>	72-78%	72-78%
<b>“Tempo de vida”</b>	1000-2000 ciclos a 70% da profundidade de descarga	100-200 ciclos a 80% da profundidade de descarga
<b>Temperatura de operação</b>	- 5 a 40° C	- 5 a 40° C
<b>Auto-descarga</b>	2-5% /Mês	2-5% /Mês
<b>Manutenção</b>	Frequente (para repor a água perdida)	Ocasional
<b>Mobilidade</b>	Menor	Maior

Nesta dissertação, o modelo da bateria utilizado é baseado no modelo de Shepherd modificado. Este modelo assume que as características de carga e descarga são idênticas e

que a fonte de tensão em circuito aberto é calculada com uma equação não linear baseada no estado da carga (SOC) atual da bateria [26].

O circuito equivalente deste modelo é mostrado na Figura 16 e a fonte de tensão controlada é descrita pela seguinte equação [26]:

$$E = E_0 - K \frac{Q}{Q - \int idt} + A \exp(-B \int idt) \quad (13)$$

$$V_{batt} = E - R \times I_{batt} \quad (14)$$

onde  $E$  é a tensão da bateria em circuito aberto,  $E_0$  é a tensão constante da bateria,  $K$  é a tensão de polarização,  $Q$  é a capacidade da bateria,  $V_{batt}$  é a tensão da bateria,  $I_{batt}$  é a corrente da bateria,  $\int idt$  é a carga atual da bateria,  $A$  é a amplitude da zona exponencial,  $B$  é a constante inversa do tempo da zona exponencial e  $R$  é a resistência interna.

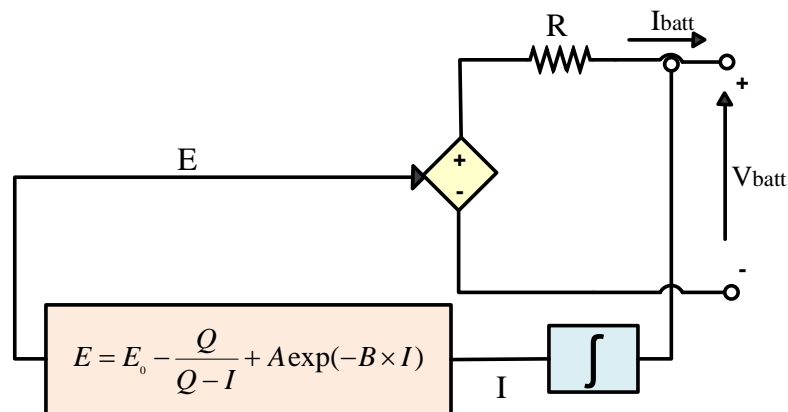


Figura 16. Circuito equivalente do modelo da bateria [26].

O modelo de Shepherd modificado baseia-se em pressupostos específicos e possui algumas limitações [26]:

- **Pressupostos específicos:**
- A resistência interna é constante durante os ciclos de carga e descarga e não varia com a amplitude da corrente;
- Os parâmetros do modelo são deduzidos a partir das características de descarga e assumidas como sendo as mesmas para o carregamento;
- A capacidade da bateria não se altera com a amplitude da corrente;
- A temperatura não afeta o comportamento do modelo;
- A auto-descarga da bateria não está representada;
- A bateria não tem efeito memória.

- **Limitações:**
- A tensão mínima da bateria sem carga é 0 V e a tensão máxima da bateria não é limitada;
- A capacidade mínima da bateria é 0 Ah e a capacidade máxima não é limitada.

## Capítulo 4

# Algoritmos de MPPT

A quantidade de energia eólica produzida varia com a alteração da velocidade do vento.

A potência máxima extraída depende não só da velocidade do vento, mas também da precisão do ponto de funcionamento do WECS. Assim, de modo a maximizar a energia extraída é necessário utilizar algoritmos de MPPT (Maximum Power Point Tracking, o que se traduz por Monitorização do Ponto de Potência Máxima, em português) [31].

Os métodos de MPPT desenvolvidos variam na técnica utilizada, na complexidade, nos sensores necessários, na velocidade de convergência, na exigência de memória, na gama de eficácia, entre outros [32]. No entanto, todos eles têm como principal objetivo otimizar a velocidade de rotação do gerador em relação à velocidade do vento [33]. Turbinas eólicas de velocidade variável são projetadas para este fim e são geralmente caracterizadas como tendo maior eficiência do que as turbinas eólicas de velocidade fixa, especialmente para as TEPD [34]. Assim, usando algoritmos de MPPT, a velocidade de rotação do gerador pode ser controlada de modo a extrair-se a maior quantidade de energia possível.

No capítulo 2, as várias partes físicas que constituem um WECS foram apresentadas. Neste capítulo, os algoritmos de MPPT adotados nestes sistemas serão brevemente discutidos.

### 4.1 Algoritmos de MPPT convencionais nos WECS

Os algoritmos de MPPT que existem atualmente podem ser divididos em três tipos principais, nomeadamente, o controlo *Perturb and Observe* (P&O) (também conhecido por controlo *Hill-Climbing Searching*), o controlo *Power Signal Feedback* (PSF) e o método de controlo *Tip-Speed-Ratio* (TSR) [35], [36].

#### 4.1.1 Power Signal Feedback

O controlo PSF, representado na Figura 17, requer o conhecimento prévio dos parâmetros da turbina eólica, mais propriamente, da curva que relaciona a potência de saída com a

velocidade de rotação da turbina (Figura 12). Esta é obtida através de testes práticos, com o auxílio de um túnel de vento, aplicados ao sistema em estudo, pois a curva é específica para cada sistema [37]. A velocidade de rotação da turbina eólica é monitorizada para selecionar a curva de potência adequada e determinar qual a potência ótima a impor no sistema [38]. De seguida, a potência atual é comparada com a potência ótima e, de acordo com o erro obtido, o controlador irá atuar de forma a aproximar a potência atual da ótima.

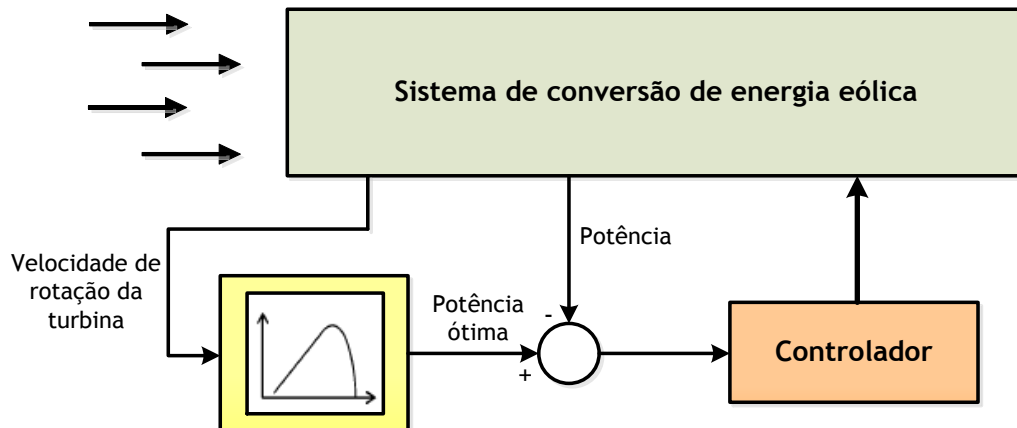


Figura 17. Diagrama de blocos da técnica de controlo *Power Signal Feedback*.

As principais vantagens deste método são a sua simplicidade e rápida resposta. No entanto, em contrapartida, este apresenta diversas desvantagens, quer em termos de custos, quer em termos de precisão. A principal barreira na aplicação generalizada desta técnica é a obtenção da curva de potência máxima [39], pois esta, para além de variar de um sistema para outro também varia significativamente com o decorrer da utilização do sistema e com as variações das condições meteorológicas [20], fazendo com que o desempenho do sistema se venha a alterar. Os testes para a determinação da curva de potência máxima da turbina também constituem um avultado investimento, sobretudo quando os seus resultados são apenas temporários, como mencionado.

#### 4.1.2 Tip-Speed-Ratio

Este método de controlo, tal como o nome indica, necessita do conhecimento prévio dos valores da TSR. Este método regula a velocidade de rotação do gerador, de modo a manter o valor ótimo da TSR, para o qual a potência extraída é máxima [35], [38]. O princípio de funcionamento deste método é semelhante ao acima mencionado, tendo como únicas diferenças a necessidade de calcular a velocidade de rotação do gerador através da medição da velocidade do vento e do conhecimento da TSR ótima. O valor ótimo da TSR pode ser determinado experimentalmente ou teoricamente e é armazenada como uma referência [40].

Depois de os valores da velocidade do vento e de rotação do gerador serem conhecidos, o valor da TSR atual é calculado e comparado com o valor ótimo da TSR. Desta comparação resulta um valor do erro que é utilizado pelo algoritmo de controlo para otimizar a velocidade de rotação do gerador e assim conseguir-se extrair a potência máxima.

Na Figura 18 está representado o esquema do funcionamento do método de controlo TSR.

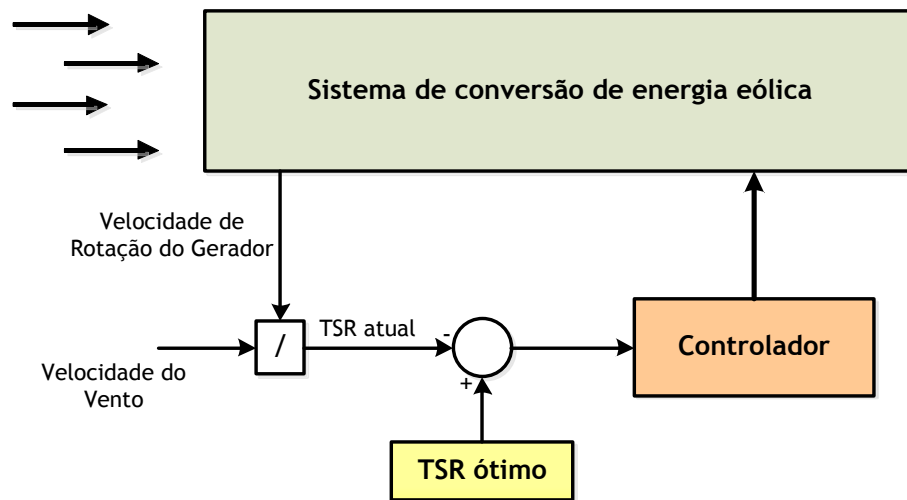


Figura 18. Esquema do funcionamento do método de controlo TSR.

Esta técnica de controlo é bastante simples, no entanto requer a medição da velocidade do vento de forma consistente e com precisão, o que complica a sua implementação, diminui a fiabilidade e aumenta o custo do sistema [40], [41]. Outra desvantagem desta técnica é a necessidade do conhecimento das características de turbinas eólicas, as quais mudam de fabricante para fabricante [35] e podem alterar-se em função do tempo e das condições de funcionamento.

#### 4.1.3 Perturb and Observe

A técnica de controlo P&O é considerada a mais simples e a mais utilizada devido à sua fiabilidade [42]. O método P&O é uma técnica de otimização matemática usada para procurar os pontos locais máximos de uma determinada função. Este método é baseado na perturbação de um parâmetro de controlo com um passo de pequeno tamanho e na observação das mudanças resultantes na função alvo. Esta sequência de perturbação e observação é realizada até que a diferença entre o valor de duas sequências consecutivas seja nula. Como mostrado na Figura 19, se o ponto de funcionamento se encontra do lado esquerdo do ponto de potência máxima (MPP), o algoritmo de controlo tem de mover o ponto de funcionamento

para o lado direito, de modo a este ficar mais próximo do MPP e, vice-versa, se o ponto de funcionamento estiver do lado direito do MPP [40].

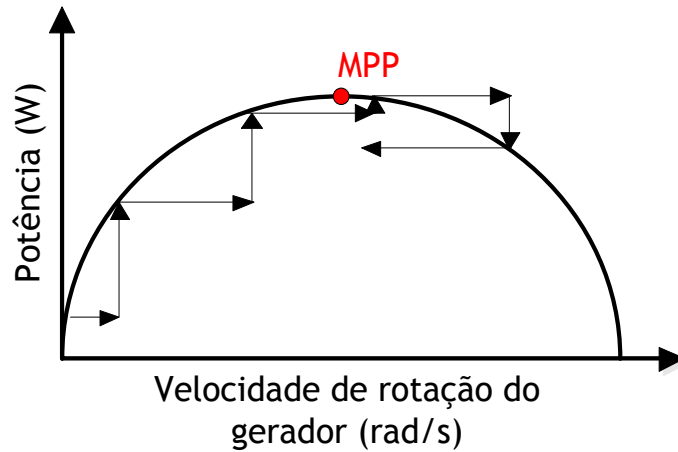


Figura 19. Princípio de funcionamento do algoritmo P&O.

Os parâmetros de controlo a ser alterados podem ser diversos. Há autores que optam por perturbar a velocidade de rotação e observar a energia mecânica, outros monitorizam a potência de saída do gerador elétrico e perturbam a tensão retificada do gerador eólico ou uma das variáveis do conversor DC-DC usado, nomeadamente o *duty cycle*, a tensão ou corrente de entrada [40].

Na Figura 20 apresenta-se o fluxograma do algoritmo P&O. Neste caso, o parâmetro de controlo escolhido para ser alterado foi a corrente de entrada do conversor.

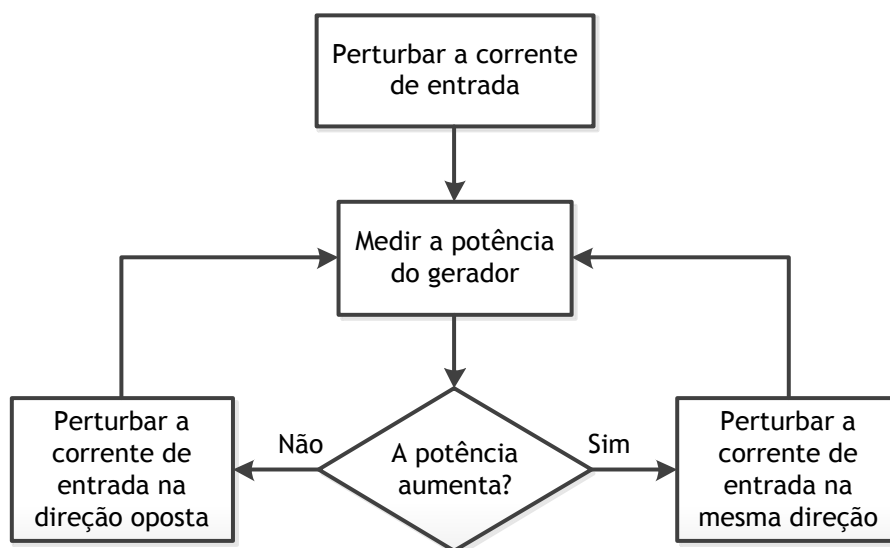


Figura 20. Fluxograma do algoritmo P&O.

Este método tem como principais vantagens a simplicidade e facilidade de implementação do algoritmo, a inexistência da necessidade do conhecimento prévio dos parâmetros do sistema e independência da informação da velocidade do vento e das características da turbina eólica [42], [43]. As principais desvantagens destes métodos são a sua resposta lenta e a ineficiência em variações rápidas da velocidade do vento [44]. A inércia da turbina eólica tem um efeito significativo no desempenho do método. Em sistemas com elevada inércia, a resposta não é suficientemente rápida e o algoritmo de controlo não consegue monitorizar as variações da velocidade do vento [40], [45]. Em sistemas de baixa potência que normalmente apresentam menor inércia, a eficácia do método aumenta, pois o tempo de resposta diminui. Outra desvantagem é o fato de o seu desempenho de monitorização depender do tamanho do passo do algoritmo [46].

De forma a solucionar os problemas acima mencionados e a melhorar cada vez mais a fiabilidade do método P&O, diversos métodos P&O modificados têm sido apresentados.

#### 4.1.4 Comparação dos três métodos convencionais

Através das secções anteriores pode-se concluir que cada método apresentado possui diversas particularidades, vantagens e desvantagens próprias, que o caracteriza. Na Tabela 2, resumam-se todas essas características.

Tabela 2. Principais características dos seguintes métodos: PSF, TSR e P&O.

	<b>Métodos</b>		
<b>Característica</b>	<b>PSF</b>	<b>TSR</b>	<b>P&amp;O</b>
<b>Flexibilidade</b>	Reduzida: Único para cada turbina	Reduzida: Único para cada turbina	Elevada: Autoajustável
<b>Complexidade</b>	Elevada	Elevada	Reduzida
<b>Custo</b>	Elevado	Elevado	Reduzida
<b>Dinâmica</b>	Rápida	Rápida	Lento
<b>Memória</b>	Sim	Sim	Não
<b>Eficácia</b>	Depende da precisão na obtenção dos parâmetros da turbina eólica	Depende da precisão na obtenção dos parâmetros da turbina eólica	Varia de algoritmo para algoritmo

Analisando os parâmetros presentes na Tabela 2, verifica-se que o método mais vantajoso é o método P&O. Comparativamente aos outros dois métodos, apenas no aspecto da dinâmica, apresenta piores resultados. Esta situação deve-se ao fato dos métodos PSF e TSR, ao contrário do P&O, já possuírem na memória os parâmetros da turbina eólica calculados *a priori*. No entanto, este fato faz com que o último método mencionado apresente resultados mais positivos em relação a todos os outros fatores avaliados.

## 4.2 Algoritmos de MPPT desenvolvidos a partir dos algoritmos convencionais

Apesar de os algoritmos de MPPT serem uma preocupação relativamente recente, muitos têm sido os investigadores a reunirem esforços para conseguirem atingir resultados cada vez mais satisfatórios nesta área. Tendo como base os algoritmos de MPPT convencionais apresentados na secção anterior, na tentativa de solucionar alguns dos problemas apresentados por estes e de melhorá-los cada vez mais, muitos outros algoritmos modificados têm surgido.

Em [47] faz-se referência a dois algoritmos que fazem uso do conhecimento prévio das características da turbina eólica e portanto têm como base os métodos PSF e TSR.

O primeiro, denominado por método do anemómetro, faz uso de uma tabela ou de uma equação pré-determinada. Utilizando um anemómetro para medir a velocidade do vento, consegue-se determinar o valor da carga a aplicar ao sistema de modo a conseguir-se alcançar um rendimento ótimo. A relação entre a velocidade do vento e o valor da carga é obtido através de testes práticos realizados *a priori*. A partir destes testes, uma tabela ou uma equação que relaciona a velocidade do vento com a carga ótima a ser aplicada ao sistema é construída, e assim, o valor da carga pode ser ajustado a fim de se conseguir extrair do vento a máxima potência possível.

A principal desvantagem da aplicação deste algoritmo é o custo. A utilização de um anemómetro e a realização de testes de campo acarretam custos relativamente elevados.

O segundo, denominado por método de cálculo, utiliza a frequência elétrica produzida pelo gerador para calcular a aceleração angular do rotor, pois estes, em máquinas síncronas, são diretamente proporcionais. Assim, medindo a frequência elétrica, a velocidade do rotor pode ser calculada. A relação entre a potência e a velocidade do rotor é única para uma determinada velocidade do vento. No entanto, esta relação não é conhecida para todos os valores de velocidade do vento. Medindo a potência fornecida pela turbina eólica e a frequência elétrica é possível calcular a velocidade do vento instantâneo responsável pela

geração da energia do sistema, em qualquer momento. Assim, a relação entre a potência e a velocidade do rotor pode ser conhecida para qualquer velocidade do vento.

A principal desvantagem deste método prende-se com o fato de ele não ter em conta as alterações na densidade do ar atmosférico, uma vez que, para todos os cálculos realizados *a priori*, se assume um valor pré determinado.

Em [48], o algoritmo de MPPT utilizado tem por base o método de controlo TSR. O controlador utiliza a velocidade do vento e de rotação do rotor do gerador para calcular o TSR atual do WECS. Este valor é comparado com o TSR ótimo e, de acordo com o resultado dessa comparação, o *duty cycle* do conversor DC-DC é controlado, a fim de se conseguir atingir o MPP do sistema.

As vantagens e desvantagens apresentadas por este método são os mesmos que já foram descritos para o método convencional TSR.

Em [49], apresenta-se um algoritmo P&O modificado que têm como objetivo manter a eficiência do método e a velocidade de convergência mesmo para flutuações rápidas da velocidade do vento. O algoritmo utiliza a corrente DC como variável perturbadora e a informação dada pelo declive da tensão do barramento DC é utilizada para detetar rapidamente mudanças súbitas da velocidade do vento e melhorar a velocidade de monitorização do algoritmo.

Baseado nas condições do vento, o algoritmo funciona em dois modos distintos. O primeiro funciona com o algoritmo P&O normal e utiliza-se quando as flutuações da velocidade do vento são lentas e a sua magnitude é pequena. O segundo é um modo de previsão de mudanças repentinas da velocidade do vento e é responsável por trazer o ponto de operação para as imediações do MPP. Este vai também ajudar a prevenir a estagnação do gerador quando ocorre um abrandamento súbito da velocidade do vento, através de um ajuste rápido do binário do gerador. Neste modo, o declive de tensão do barramento DC é usado como uma variável de escala e também para determinar a direção da perturbação seguinte (a direção segue o mesmo sinal da inclinação). O algoritmo irá funcionar neste segundo modo se o declive da tensão do barramento DC for maior que um certo limite, o qual é ajustado experimentalmente.

Um aspeto negativo a apontar a este algoritmo é o fato de este necessitar de medir o binário do gerador para calcular o declive da tensão do barramento DC. A utilização do sensor do binário aumenta o custo e a complexidade do sistema.

O algoritmo apresentado em [50] é um algoritmo P&O avançado que maximiza a potência pela deteção da potência de saída e da tensão do barramento DC. Neste método utilizam-se 3

modos básicos. O primeiro denomina-se por modo inicial, o segundo por modo de treino e o terceiro por modo de aplicação (Figura 21). Durante o modo inicial, a corrente do inversor é determinada pelo controlo do erro de potência máxima. Este controlo fornece ao sistema um ponto de funcionamento otimizado quando a memória está vazia. A uma velocidade de vento arbitrária, este controlo é concebido para manter o erro entre a potência máxima e a potência de saída atual tão pequena quanto possível. Durante o modo de treino, o algoritmo regista e atualiza os parâmetros operacionais continuamente numa tabela de pesquisa programável. As atualizações apenas ocorrem quando estão reunidas três condições. A primeira condição implica que o sistema esteja em estado estacionário, a segunda que o sistema esteja a operar na região de declive negativo da curva de potência e a terceira implica que a potência de saída atual seja maior que a maior potência de saída recordada para uma tensão do barramento DC. No modo de aplicação, o algoritmo utiliza os dados gravados na tabela de pesquisa para proporcionar uma execução mais rápida.

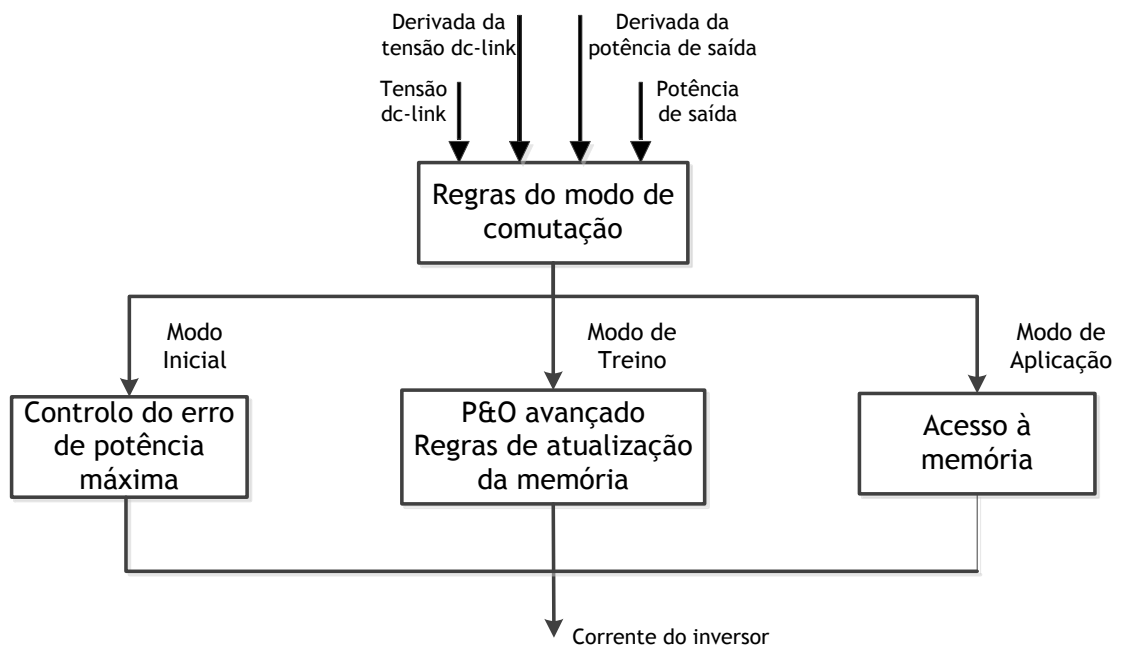


Figura 21. Estrutura do algoritmo P&O avançado [50].

Este método possui como principais vantagens: a capacidade de se adaptar a uma turbina em particular, uma vez que possui um modo de treino; a dispensabilidade de sensores mecânicos (como anemómetros), reduzindo assim o custo do sistema. As desvantagens centram-se na complexidade e nas respostas relativamente lentas do algoritmo, devido à utilização de três modos de operação distintos.

Em [51], propõe-se um algoritmo que mantém uma abordagem semelhante ao método P&O, de forma a manter a simplicidade associada a este método. Este algoritmo utiliza um *duty*

*cycle* adaptável e um tamanho de passo variável, que se refere ao tamanho do passo incremental na pesquisa para atingir o MPP ilustrado na Figura 19. Este tamanho do passo está correspondentemente ligado ao *duty cycle* do conversor, o que proporciona um controlo real do fornecimento de energia.

O princípio de funcionamento do algoritmo apresentado acima é adotado por muitos investigadores [20], [52], [53], fazendo apenas pequenas mudanças nos valores e na forma de utilização do passo incremental, e também na forma como se adapta o *duty cycle*.

Também os algoritmos de MPPT que se baseiam na lógica difusa possuem algumas semelhanças com o método de controlo P&O, sendo que, a mais importante seja, talvez, o fato de não necessitar de conhecer as características da turbina.

A lógica difusa é uma forma de controlo que tem vindo a ganhar alguma importância devido aos avanços na tecnologia dos microcontroladores, à capacidade de trabalhar com entradas imprecisas e lidar com sistemas não-lineares. Este tipo de controlo normalmente consiste em três etapas. Na primeira etapa, as variáveis de entrada são convertidas em variáveis linguísticas com base numa função de associação. Normalmente as entradas são erros ou mudanças de erros. Na segunda fase, uma tabela de pesquisa é obtida através do conhecimento das respostas anteriores do sistema para vários erros e também da variável de entrada atual. Na terceira fase, a saída é convertida a partir de uma variável linguística para uma variável numérica através da utilização de outra função de associação [32].

Este método apresenta uma rápida convergência com o MPP [40] e um bom desempenho sob diferentes condições atmosféricas. No entanto, a sua eficácia depende muito do conhecimento do utilizador em escolher o erro certo, os níveis das funções de associação e em selecionar a tabela de pesquisa. O requisito de memória também apresenta limitações na sua implementação [32].

Para além dos algoritmos modificados que se têm vindo a desenvolver, os métodos híbridos que englobam mais do que um método acima mencionados também têm sido pesquisados e publicados. A utilização de métodos híbridos possibilita solucionar problemas apresentados por um método de controlo recorrendo à utilização de outro método.

Em [54] é proposto um algoritmo híbrido, ou seja, um algoritmo que utiliza mais que um método de controlo (P&O e TSR). O algoritmo proposto inicia-se com o método de controlo TSR atribuindo um valor aproximado de TSR ótimo. Quando a velocidade do vento se encontra estável, o algoritmo utiliza o método P&O para procurar o verdadeiro MPP. Quando esse ponto é atingido, uma tabela de memória com a velocidade de rotação do gerador e a respetiva velocidade do vento é atualizada e o TSR corrigido. Assim, quando a velocidade do

vento varia, a velocidade de rotação do gerador é aplicada a partir da tabela, caso os dados para essa velocidade de vento estejam guardados. Caso contrário, é calculada usando a TSR.

Na Figura 22, pode ser visualizado o esquema do algoritmo apresentado acima quando a velocidade do vento varia.

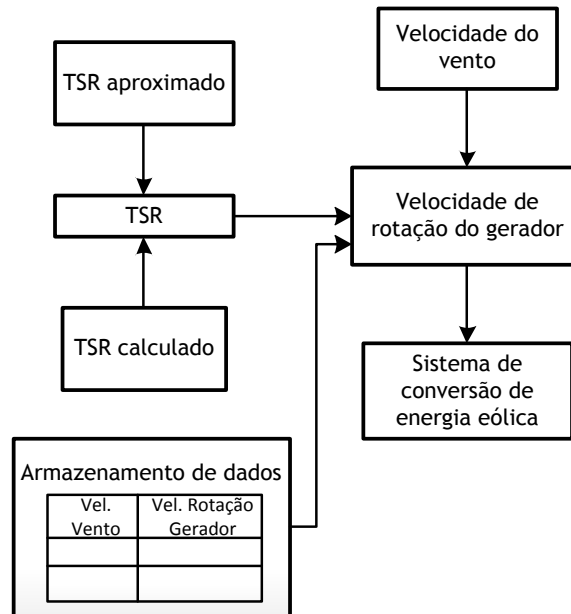


Figura 22. Esquema do algoritmo quando a velocidade do vento varia [54].

As principais desvantagens deste método são a necessidade de se determinar, *a priori* e experimentalmente, o valor da TSR ótima e a necessidade de se fazer um armazenamento de dados, pois ambas, aumentam a complexidade computacional do sistema e acarretam custos avultados.

## Capítulo 5

# Algoritmos de MPPT P&O baseados na monitorização da potência de saída do gerador - Estudo comparativo

Como afirmado anteriormente, nos algoritmos de MPPT P&O, os parâmetros de controlo a serem perturbados e monitorizados podem ser diversos. No entanto, a maioria dos investigadores opta por monitorizar a potência de saída e inovar na forma de perturbar o sistema. Assim, variadíssimas formas de perturbação do sistema têm sido propostas, sendo que a mais utilizada é a perturbação direta do *duty cycle* do conversor DC-DC pela sua simplicidade e rápida estabilização do controlo do sistema. Alterando o valor do *duty cycle*, o valor da tensão de saída aos terminais do gerador irá também mudar. Isto indica que a impedância de saída do gerador irá ser alterada, a qual regula a velocidade de rotação do gerador e da turbina eólica. Os algoritmos de MPPT fornecem ao sistema a capacidade de regular o *duty cycle* do conversor DC-DC. Assim, através da utilização de um algoritmo de MPPT eficiente, torna-se possível maximizar a energia extraída a partir do vento. Esta será máxima quando o valor de  $C_p$  estiver também no seu máximo [55].

Nesta secção são apresentados, analisados e comparados três algoritmos de MPPT P&O. O primeiro e o segundo baseiam-se na perturbação direta do *duty cycle* com tamanho do passo fixo e variável, respetivamente. O terceiro não se baseia na perturbação direta do *duty cycle*, mas usa uma variável alternativa para de forma indireta escolher o valor de corrente que otimiza a produção de energia elétrica.

## 5.1 Apresentação dos algoritmos

### 5.1.1 Algoritmo de MPPT 1

O primeiro algoritmo, proposto em [20] e cujo fluxograma é apresentado na Figura 23, consiste na monitorização da potência de saída do gerador eólico através das medições da tensão e da corrente de saída do PMSG. Após essas medições, o *duty cycle* do conversor *buck*

é ajustado diretamente de acordo com o resultado da comparação entre sucessivos valores de potência de saída do PMSG.

Embora a velocidade do vento varie muito com o tempo, a potência absorvida pelo gerador eólico varia de forma relativamente lenta, devido à resposta dinâmica lenta do sistema turbina/gerador. Assim, o problema de maximizar a potência de saída do PMSG usando o *duty cycle* do conversor *buck* como variável de controlo, pode ser resolvido usando o método *steepest ascent* de acordo com a seguinte lei de controlo:

$$D_k = D_{k-1} + C_1 \frac{\Delta P_{k-1}}{\Delta D_{k-1}} \quad (15)$$

onde  $D_k$  e  $D_{k-1}$  são os *duty cycle* das interações  $k$  e  $k-1$ , respetivamente.  $\Delta P_{k-1}/\Delta D_{k-1}$  é o gradiente de potência do gerador da interação  $k-1$  e  $C_1$  é a variação do passo.

De modo a reduzir o impacto da precisão do sensor relativamente à energia gerada, a lei de controlo (15) é implementada com base em medidas incrementais de potência de saída do gerador, em vez de medidas absolutas, como se segue:

$$D_k = D_{k-1} + \Delta D_{k-1} \quad (16)$$

$$\Delta D_{k-1} = C_2 \cdot \text{sign}(\Delta D_{k-2}) \cdot \text{sign}(P_{in,k-1} - P_{in,k-2}) \quad (17)$$

onde  $\Delta D_{k-1}$  é a variação do *duty cycle* para a interação  $k-1$ ,  $P_{in,k-1}$  e  $P_{in,k-2}$  são os níveis de potência de entrada no conversor *buck* para as interações  $k-1$  e  $k-2$ , respetivamente,  $C_2$  é uma constante que determina a velocidade e a precisão da convergência para o MPP e a função  $\text{sign}(x)$  é definida da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{sign}(x) &= 1, & \text{se } x \geq 0 \\ \text{sign}(x) &= -1 & \text{se } x < 0 \end{aligned}$$

Assim, não se torna necessário conhecer, nem as características da turbina eólica, nem a velocidade do vento.

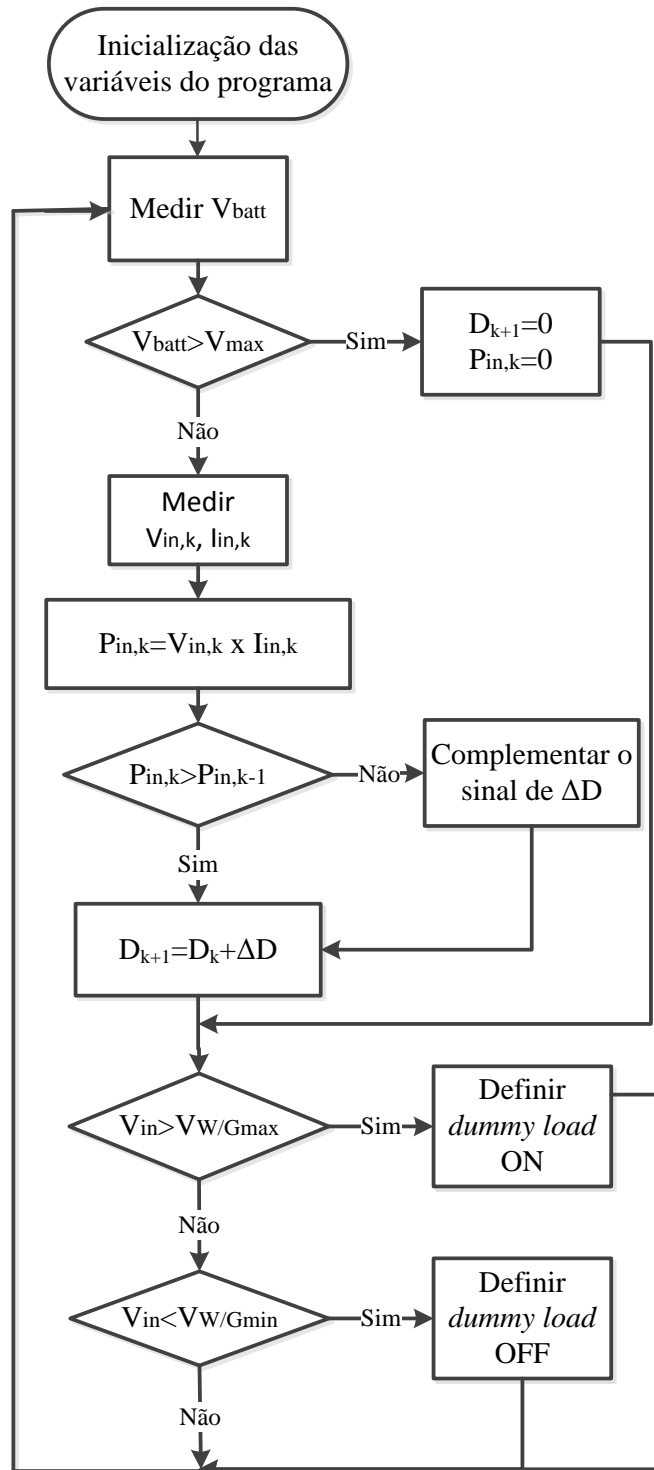


Figura 23. Fluxograma do algoritmo de MPPT 1 [20].

### 5.1.2 Algoritmo de MPPT 2

O segundo algoritmo proposto utiliza também a corrente e a tensão DC para calcular a potência DC. Através dos valores da variação da potência e da tensão de saída do gerador, o *duty cycle* do conversor DC-DC pode ser ajustado.

A relação entre a variação do *duty cycle* com a variação da potência e da tensão de saída do gerador é explicado de seguida recorrendo à Figura 24.

Na Figura 24 estão representadas duas condições de variação da potência de saída do gerador para uma velocidade de vento constante. No primeiro caso, existe um aumento da potência tanto a partir da região de baixa tensão, como da região de elevada tensão. Se a potência de saída do gerador aumentar a partir da região de baixa tensão, o *duty cycle* irá diminuir, pois esta é uma boa condição de funcionamento. Se a potência aumentar a partir da região de alta tensão, o *duty cycle* irá aumentar.

No segundo caso, existe uma redução da potência tanto a partir da região de baixa tensão, como da região de alta tensão. Se a potência diminuir a partir da região de baixa tensão o *duty cycle* irá diminuir a fim de deslocar o ponto de funcionamento em direção ao MPP. Se a potência diminuir a partir da região de alta tensão, o *duty cycle* irá aumentar, pois esta não é uma boa condição de funcionamento.

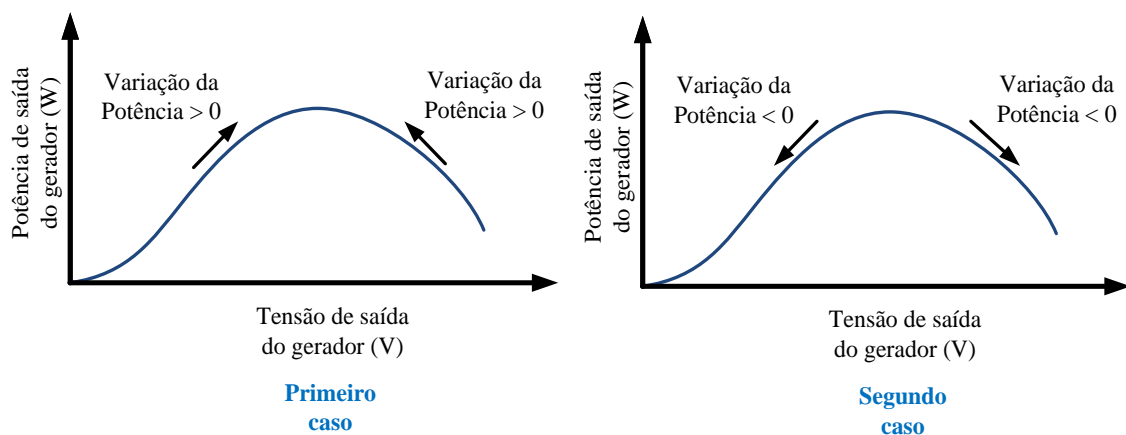


Figura 24. Duas condições de variação da potência.

Este método recorre ainda à utilização de tamanho de passos diferentes (Figura 25) de forma a aumentar a velocidade de convergência com o MPP. O tamanho do passo varia em função da tensão de saída do gerador, ou seja, para valores de tensão maiores, o tamanho do passo vai ser maior. Para valores de tensão menores, o tamanho do passo vai ser menor.

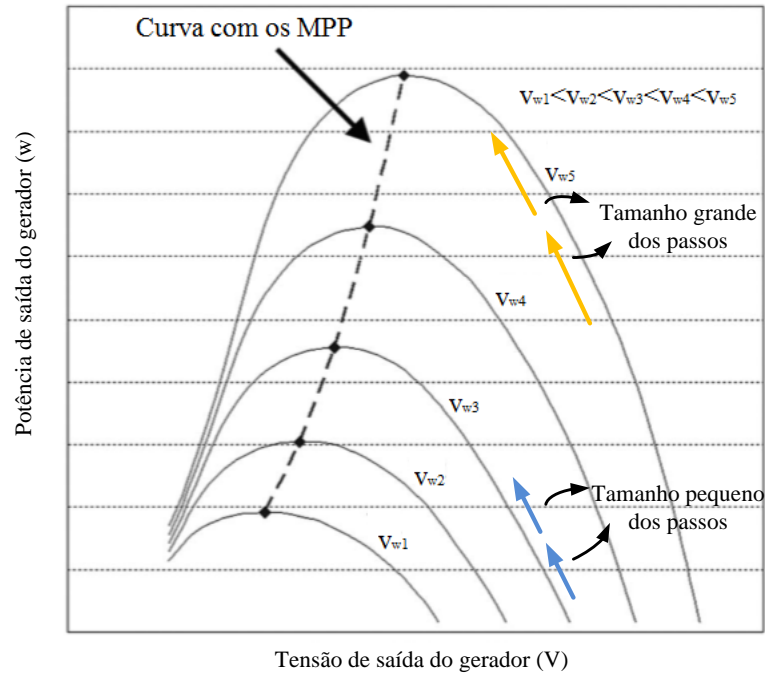


Figura 25. Diferentes valores dos tamanhos do passo para as diferentes velocidades do vento [15].

O fluxograma deste algoritmo de MPPT é apresentado na Figura 26.

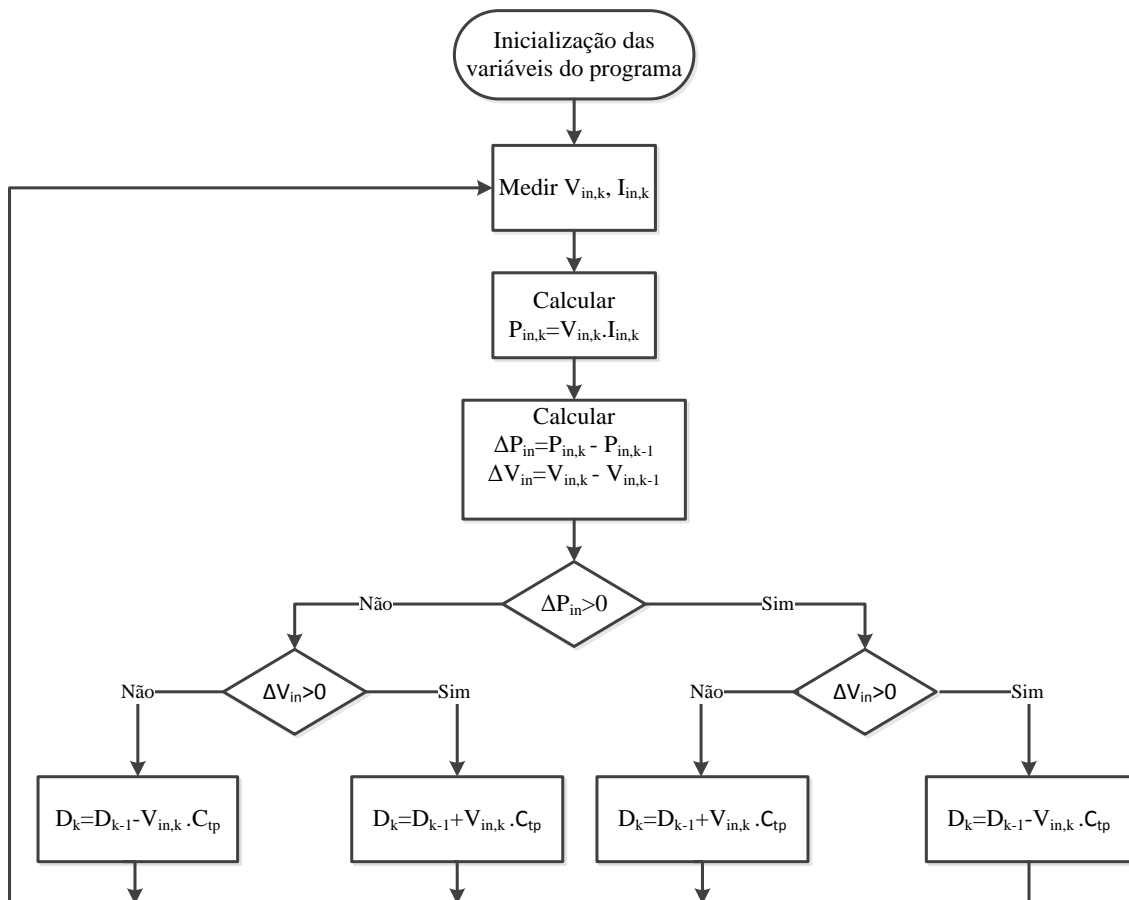


Figura 26. Fluxograma do algoritmo de MPPT 2.

### 5.1.3 Algoritmo de MPPT 3

O terceiro algoritmo é apresentado em [18]. Este, monitoriza o MPP baseando-se numa relação linear entre  $V_{in}^2$  e  $I_{in}$ , definindo uma alternativa variável de perturbação.

O diagrama de blocos do controlo MPPT é apresentado na Figura 27.

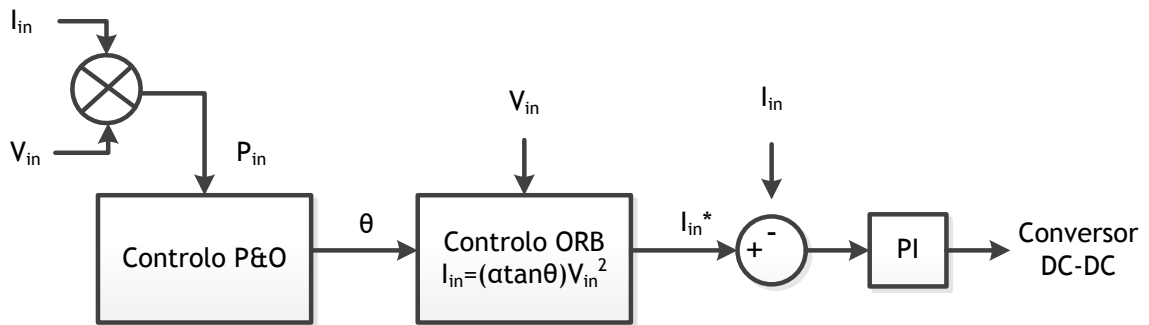


Figura 27. Diagrama de blocos do controlo MPPT [18].

O bloco P&O é semelhante ao método P&O convencional, diferenciando apenas na utilização de  $\theta$  como parâmetro de controlo. A Figura 28 mostra o conceito do método proposto. Quando a linha A entra na zona cinzenta, através da perturbação de  $\theta$ , o MPP pode ser atingido, pois, dentro dessa área cinza, o  $C_p$  é quase máximo para diferentes velocidades do vento. É claro que existe um  $\theta$  ideal para uma velocidade do vento específica.

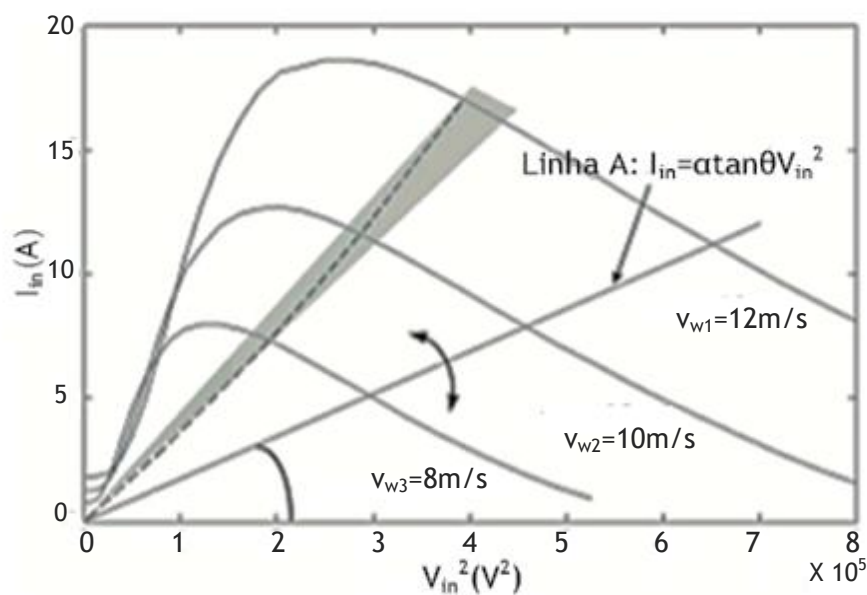


Figura 28. Conceito do método de controlo [18].

O algoritmo de controlo é implementado da seguinte forma, com o fluxograma representado na Figura 29. A tensão e a corrente DC são amostradas e a mudança incremental da potência DC é monitorizada. Se a mudança incremental da potência DC for positiva, o sinal de  $\Delta\theta$  permanece inalterado. Caso contrário, o sinal de  $\Delta\theta$  muda.

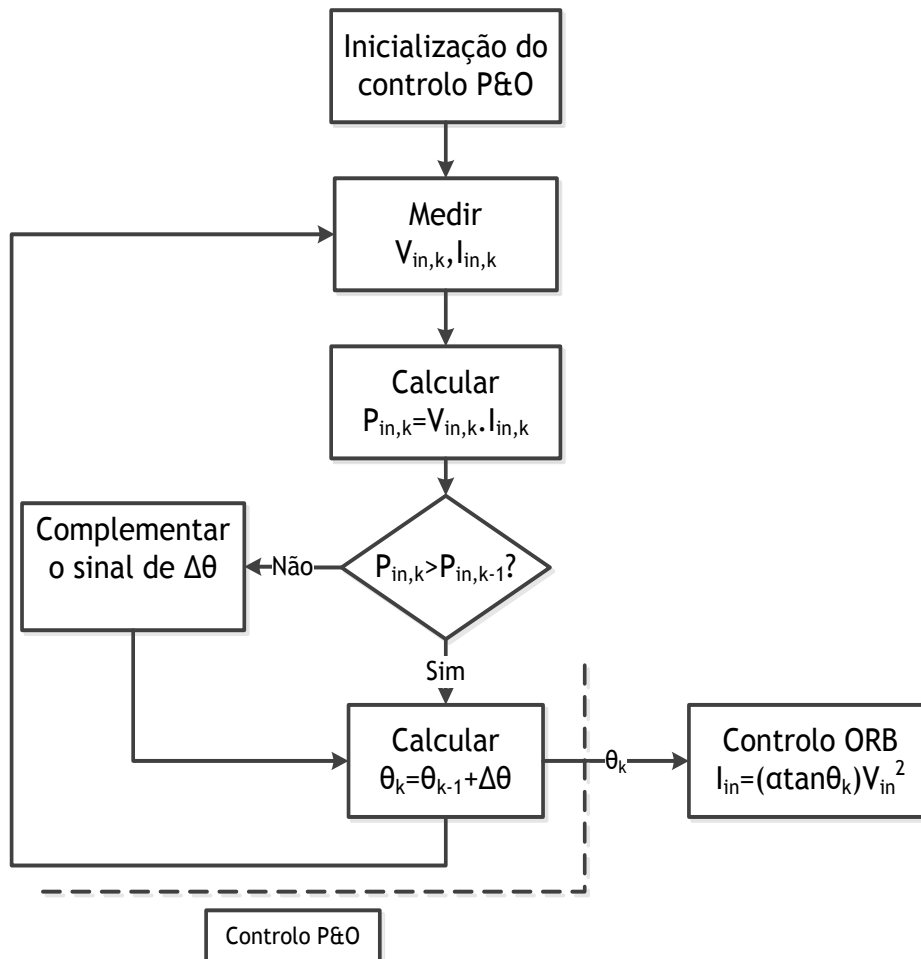


Figura 29. Fluxograma do algoritmo de MPPT 3 [18].

## 5.2 Simulação dos Algoritmos de MPPT e Análise Comparativa

O diagrama do sistema utilizado está representado na Figura 10.

Os algoritmos de MPPT são avaliados através de simulações realizadas no software Matlab/Simulink e encontram-se representados na Figura 30 (a)-(c).

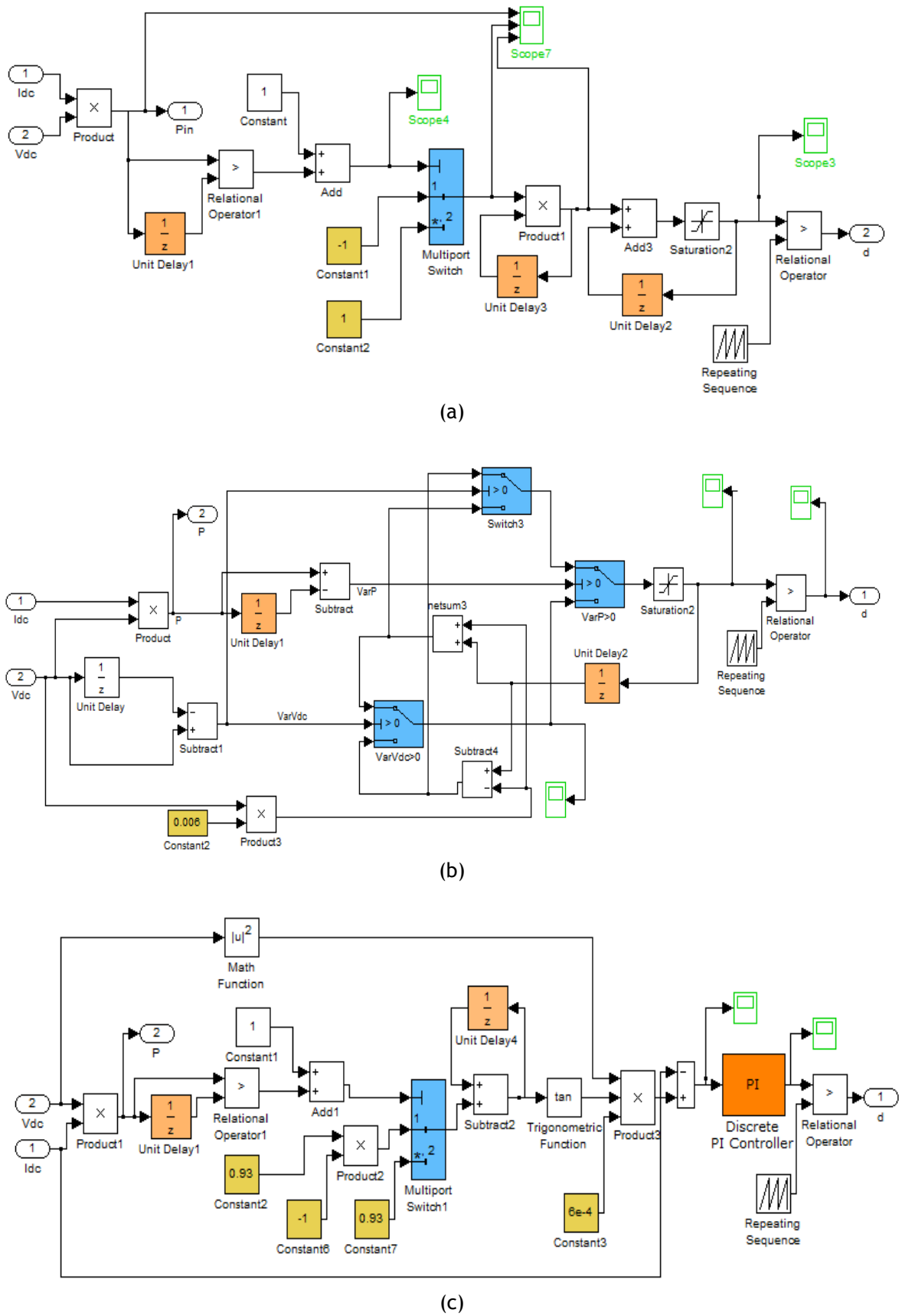


Figura 30. Algoritmos MPPT em Matlab/Simulink. (a) Algoritmo MPPT 1. (b) Algoritmo MPPT 2. (c) Algoritmo MPPT 3.

Os algoritmos de MPPT são testados para a variação da velocidade do vento mostrada na Figura 31. O valor mínimo e máximo da velocidade do vento são aproximadamente 5,9 e 8,7 m/s, respetivamente.

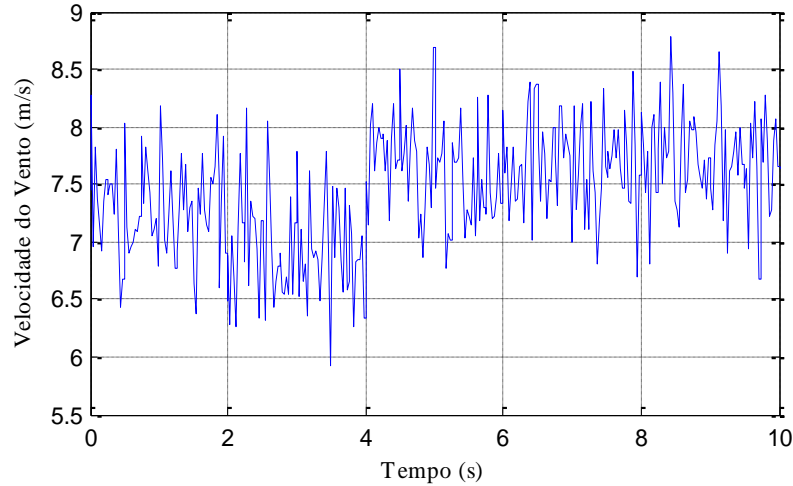


Figura 31. Variação da velocidade do vento.

A Figura 32 mostra os resultados das simulações de  $C_p$  para os diferentes algoritmos de MPPT apresentados na secção anterior. Para o sistema em causa, o ideal seria o valor de  $C_p$  ser sempre igual a 0,48, atingindo-se valores muito próximos mesmo com muitas variações no valor do vento. Tanto o algoritmo de MPPT 1 como o algoritmo de MPPT 2 possuem um valor médio de  $C_p$  bastante próximo de 0,48 durante todo o tempo da simulação e portanto, para toda a gama de velocidades do vento visualizada na Figura 31. Já o algoritmo de MPPT 3 possui um valor de  $C_p$  um pouco mais afastado do ideal, principalmente entre os dois e os quatro segundos. Para este intervalo de tempo, o valor médio de  $C_p$  é aproximadamente 0,445. Para os primeiros e últimos dois segundos da simulação o valor médio de  $C_p$  passa a ser aproximadamente 0,465.

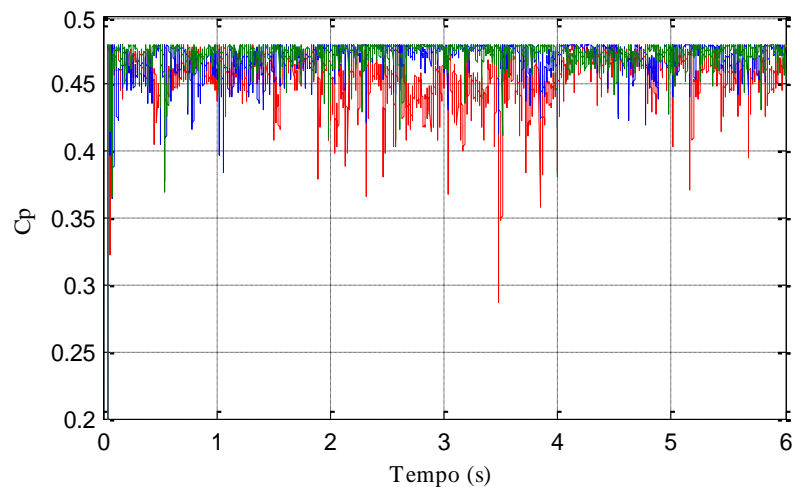


Figura 32. Coeficiente de potência da turbina eólica para os diferentes algoritmos de MPPT: Algoritmo de MPPT 1 (Azul), algoritmo de MPPT 2 (Verde), algoritmo de MPPT 3 (Vermelho).

Na Figura 33, apresentam-se os resultados das simulações dos valores de potência de saída do gerador para os diversos algoritmos de MPPT apresentados na secção anterior. Os valores da potência de saída são relativamente próximos para os três algoritmos de MPPT utilizados. Nos primeiros dois segundos, o valor da potência ativa para os algoritmos MPPT 1, MPPT 2 e MPPT 3 varia de 1286-2967 w, 882-3375 w e 1475-3775 w, respetivamente. Entre os dois e os quatro segundos, o valor da potência ativa varia de 1000-3450 w, 950-3500 w e 1135-3885 w para os mesmos algoritmos, respetivamente. Já para os últimos dois segundos, o valor da potência ativa varia de 1550-4788 w, 1700-3342 w e 1977-4509 w para os algoritmos MPPT 1, MPPT 2 e MPPT 3, respetivamente. Verifica-se portanto, que para os primeiros quatro segundos o algoritmo que possibilita uma maior extração de potência ativa é o MPPT 3 e para os últimos dois segundos é o MPPT 2.

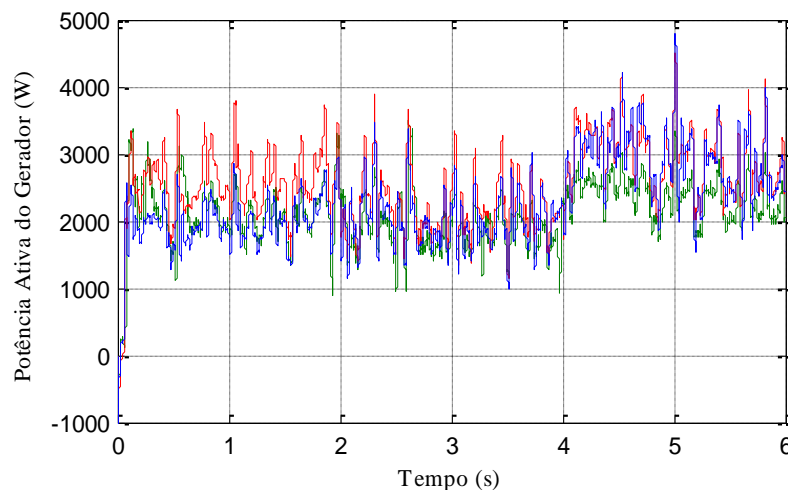


Figura 33. Potência ativa do gerador para os diferentes algoritmos de MPPT: Algoritmo de MPPT 1 (Azul), algoritmo de MPPT 2 (Verde), algoritmo de MPPT 3 (Vermelho).

A Tabela 3 resume os resultados das simulações para os três algoritmos apresentados na secção anterior.

Tabela 3. Resultados das simulações para os algoritmos de MPPT 1, MPPT 2 e MPPT 3.

	MPPT 1			MPPT 2			MPPT 3		
	[0;2]s	[2;4]s	[4;6]s	[0;2]s	[2;4]s	[4;6]s	[0;2]s	[2;4]s	[4;6]s
Tempo da simulação	[0;2]s	[2;4]s	[4;6]s	[0;2]s	[2;4]s	[4;6]s	[0;2]s	[2;4]s	[4;6]s
$C_p$ (médio)	0.465	0.475	0.47	0.47	0.475	0.47	0,465	0,445	0,465
Potência ativa (w)	1296-2967	1000-3450	1550-4788	882-3375	950-3500	1700-3342	1475-3775	1135-3885	1977-4509

Recorrendo aos gráficos apresentados nas Figuras 30, 32 e 33 e à análise de resultados realizada acima podemos fazer uma avaliação e uma comparação dos três algoritmos, relativamente a diversos parâmetros. O primeiro parâmetro a comparar, talvez o mais importante, diz respeito à fiabilidade dos algoritmos. Podemos verificar que os três algoritmos de MPPT apresentados acima possuem uma fiabilidade bastante razoável. Este fato pode ser verificado através dos valores de  $C_p$  bastante próximos de 0,48 (valor ideal de  $C_p$  para o WECS utilizado). O algoritmo MPPT 3 é o que possui valores de  $C_p$  mais afastados de 0,48. No entanto, uma vez que esse afastamento não é acentuado e que os níveis de potência ativa extraída se mantêm próximos aos níveis apresentados pelos outros algoritmos, a fiabilidade do algoritmo não é comprometida. Outros parâmetros muito importantes, principalmente em WECS para utilização em zonas rurais, remotas e em países em desenvolvimento, são o custo e a complexidade computacional. Relativamente ao primeiro, os três algoritmos possuem um reduzido custo, pois para além dos sensores de corrente e tensão, nenhum sensor adicional e de elevado valor (como anemómetros, sensores de binário, entre outros) é requerido. No que diz respeito à complexidade computacional, pode-se considerar o algoritmo de MPPT 3 como sendo o mais complexo, uma vez que utiliza um controlador proporcional-integral (PI), recorre a uma relação linear entre  $V_{in}^2$  e  $I_{in}$  e ao cálculo da tangente dum ângulo. Estes aspetos implicam a utilização de um microprocessador mais avançado, o que pode não ser comportável para sistemas onde o custo é fator preponderante. O último parâmetro avaliado é a flexibilidade dos algoritmos. Os três algoritmos estão em igualdade de circunstância relativamente a este parâmetro, uma vez que os três algoritmos são autoajustáveis às turbinas em questão e não é necessário qualquer conhecimento prévio das suas características.

Na Tabela 4 sumariza-se e compara-se os algoritmos de MPPT descritos anteriormente.

Tabela 4. Comparação dos três algoritmos de MPPT descritos.

	<b>MPPT 1</b>	<b>MPPT 2</b>	<b>MPPT 3</b>
<b>Fiabilidade</b>	Elevada	Elevada	Elevada
<b>Custo</b>	Reduzido	Reduzido	Reduzido
<b>Complexidade Computacional</b>	Muito Reduzida	Reduzida	Intermédia
<b>Flexibilidade</b>	Elevada	Elevada	Elevada

## Capítulo 6

# Estudo de um sistema de energia eólica autónomo e de pequenas dimensões para eletrificação de zonas rurais e remotas

Na eletrificação de locais remotos torna-se impraticável a utilização das tecnologias tradicionais de fornecimento de energia, pois os custos da instalação e da manutenção são proibitivos ou inviáveis. A energia eólica tem-se revelado uma boa solução para suprimir a falta de eletricidade nas regiões rurais e isoladas. No entanto, as condições da velocidade do vento variam ao longo do dia e portanto, tornar-se-ia impossível um fornecimento de energia constante e ininterrupto. Assim, de modo a solucionar o problema acima mencionado, torna-se necessário a utilização de um banco de baterias, como componente de armazenamento de energia, fidedigno (Figura 34), capaz de fornecer a energia essencial para a realização de tarefas básicas ou para a alimentação de pequenos eletrodomésticos quando a energia captada pela turbina eólica não é suficiente.

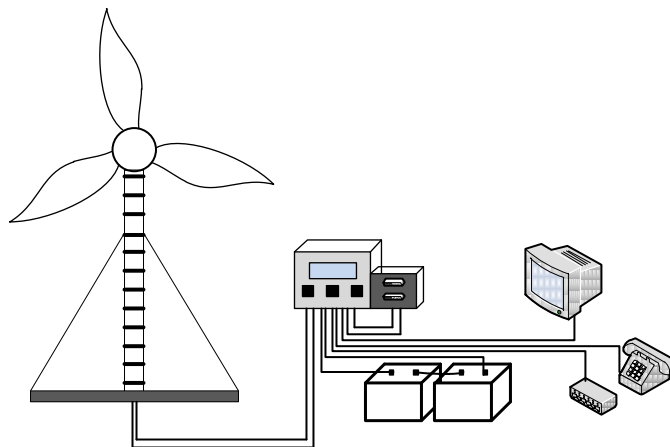


Figura 34. Ilustração de um WECS ligado a um banco de baterias

Neste capítulo, apresenta-se e analisa-se o comportamento de um WECS acoplado a um banco de baterias de chumbo-ácido sob diversas condições de funcionamento. Utiliza-se o algoritmo de MPPT que melhor cumpre o requisito de maximizar a quantidade de energia eólica gerada com menores custos e de forma menos complexa.

Após a apresentação dos componentes e do algoritmo utilizado, será realizada uma simulação através do software Matlab/Simulink para demonstrar, quer o funcionamento do sistema, quer a convergência do algoritmo de MPPT.

## 6.1 Configuração do sistema

O WECS proposto fornece energia a cargas de 1 ou 2 kW. Ele é projetado para localizações residenciais em zonas rurais e remotas e é baseado numa turbina eólica de 6 kW (Figura 35), equipada com um PMSG, um retificador em ponte de díodos, dois conversores *buck*, um sistema de armazenamento de energia e duas cargas. Um dos conversores *buck* é usado para efetuar o MPPT de todo o sistema eólico, enquanto o outro controla o valor da tensão na carga, por forma a cumprir com os seus requisitos de tensão estável. Face às múltiplas e acentuadas cargas e descargas da bateria, dependendo da relação entre as condições ambientais e o consumo da carga, a tensão na bateria não é constante, o que pode ser prejudicial ao funcionamento de cargas sensíveis. Uma carga pouco sensível ao valor da tensão de alimentação poderia estar diretamente ligada à bateria.

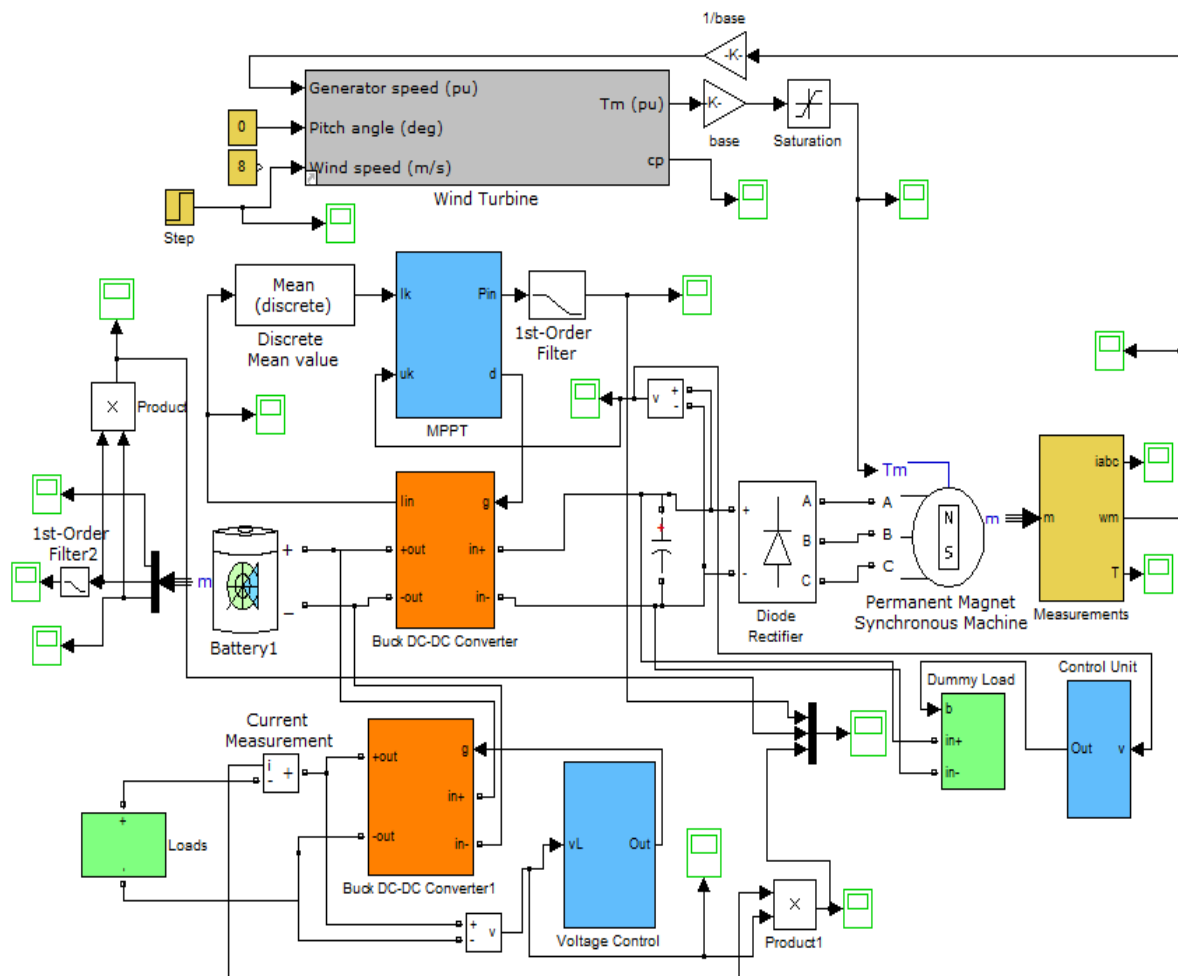


Figura 35. Configuração do WECS em Matlab/Simulink.

Quando a velocidade do vento é elevada, a energia gerada pela turbina eólica pode exceder a necessidade da carga, e o excesso de energia pode carregar a bateria. Quando a velocidade do vento é reduzida, a energia gerada pela turbina eólica pode não ser suficiente para suprimir toda a necessidade da carga, e, neste caso, a bateria terá de fornecer a energia restante.

## 6.2 Algoritmo de MPPT

De forma a maximizar a energia gerada pelo WECS este, tem que trabalhar de forma eficiente num modo de velocidade variável. Assim é importante utilizar-se um método de controlo adequado.

Em zonas rurais e remotas são impostos diversos requisitos aos sistemas. Os requisitos principais são: simplicidade, facilidade de implementação, fiabilidade e custo reduzido [56]. Sendo assim, observando os três algoritmos apresentados no capítulo anterior, verifica-se que o que cumpre melhor todos os requisitos exigidos para este tipo de aplicações é o algoritmo MPPT 1. Verificou-se no capítulo anterior que os três algoritmos de MPPT possuíam uma boa fiabilidade. Sendo assim, este requisito, não pode ser um critério de exclusão de nenhum dos algoritmos. Relativamente ao custo, ambos possuem custos reduzidos devido ao fato de utilizarem exatamente os mesmos sensores (sensor de tensão e corrente) e estes não serem de elevado custo. O requisito que diferencia os três algoritmos é a facilidade de implementação. O algoritmo de MPPT 3 possui uma complexidade computacional superior à dos restantes, devido à utilização de um controlador PI, à necessidade de se estabelecer uma relação linear entre  $V_{in}^2$  e  $I_{in}$  e ao cálculo da tangente dum ângulo. O algoritmo MPPT 2 recorre ao uso de um tamanho de passo variável, o que aumenta (apesar de pouco) a complexidade do algoritmo e o seu desempenho também não se demonstrou o mais favorável. De todos os algoritmos, verifica-se que aquele que cumpre melhor todos os requisitos exigidos é o primeiro algoritmo apresentado.

## 6.3 Resultados

O sistema apresentado acima foi simulado utilizando o software Matlab/Simulink. Tais simulações permitem estudar vários transitórios relacionados com a eletrónica de potência e o comportamento dinâmico dos geradores de energia eólica e dos equipamentos de armazenamento de energia. Para estudar o desempenho do sistema, duas situações completamente distintas foram consideradas: variação da velocidade do vento com valor da carga constante e variação do valor da carga com a velocidade do vento fixa.

### 6.3.1 Variação da velocidade do vento com valor da carga constante

O valor da carga é mantida em 2 kW durante todo o tempo da simulação e a velocidade do vento permanece nos 8 m/s até aos 2 segundos, passando de seguida para 14 m/s (Figura 36).

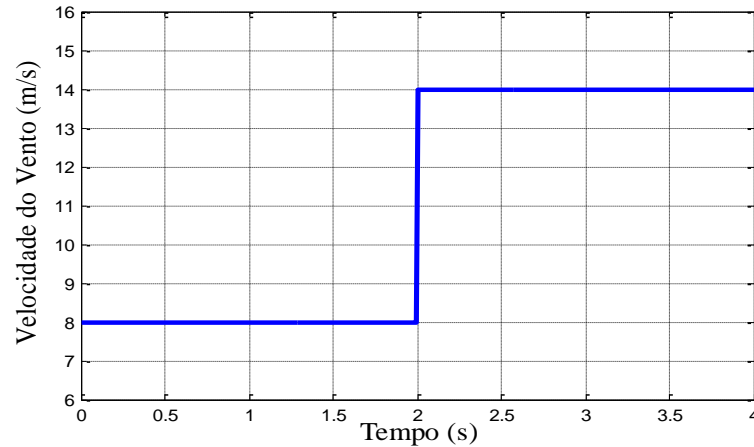
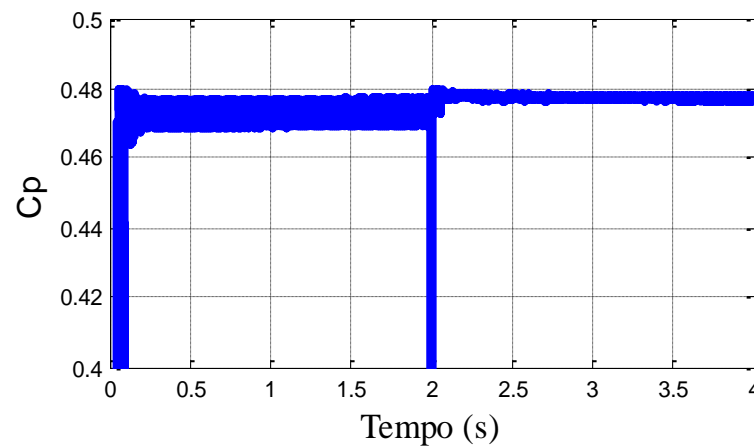
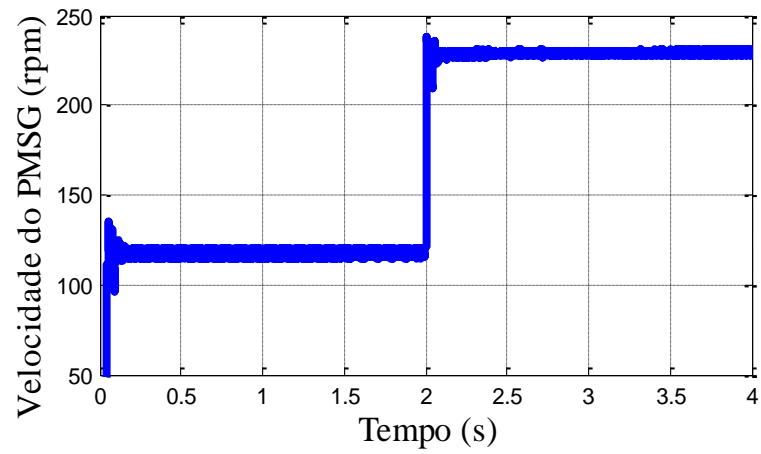


Figura 36. Variação da velocidade do vento.

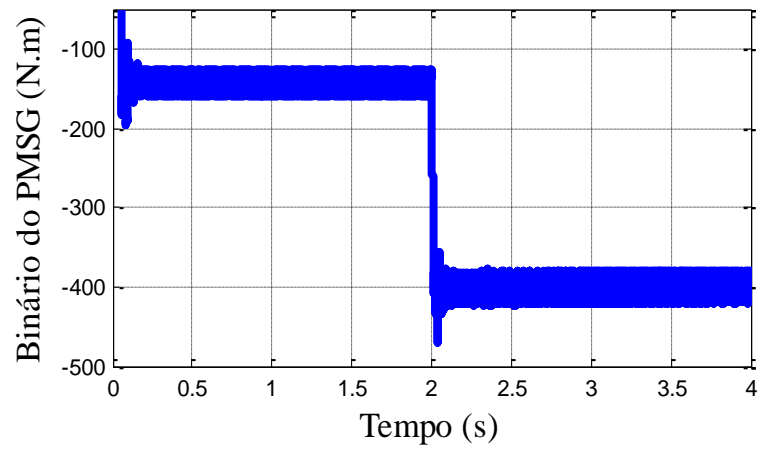
Os resultados da simulação estão representados na Figura 37 (a)-(g). A Figura 37 (a) apresenta o  $C_p$  da turbina eólica. Este é continuamente controlado para estar próximo do seu valor máximo, através do algoritmo de MPPT, mesmo quando existem variações na velocidade do vento. A Figura 37 (b)-(c) apresentam os resultados relativos ao gerador eólico. Como a velocidade do vento aumenta no instante  $t=2$  segundos, o valor absoluto do binário e a velocidade do PMSG aumentam também. Os resultados da simulação respeitantes à bateria são mostrados na Figura 37 (d)-(f). Durante os primeiros dois segundos, a bateria fornece energia à carga. Quando a velocidade do vento aumenta para 14 m/s no instante  $t=2$  segundos, o gerador eólico produz energia suficiente para abastecer a carga e para carregar a bateria. O balanço da potência ativa do sistema é mostrado na Figura 37 (g).



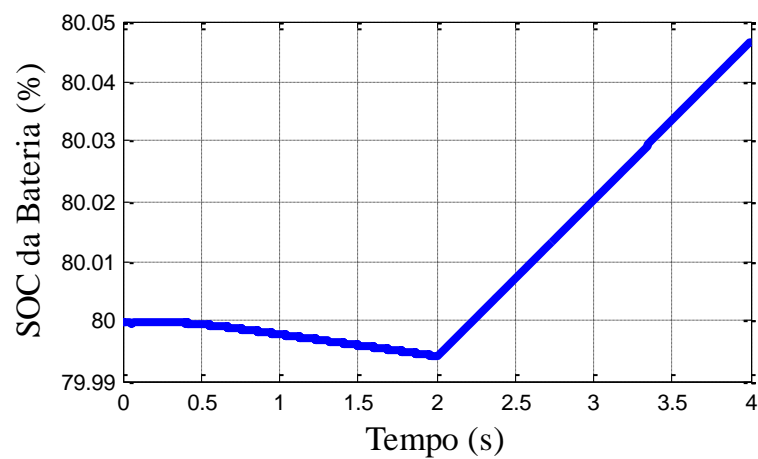
(a)



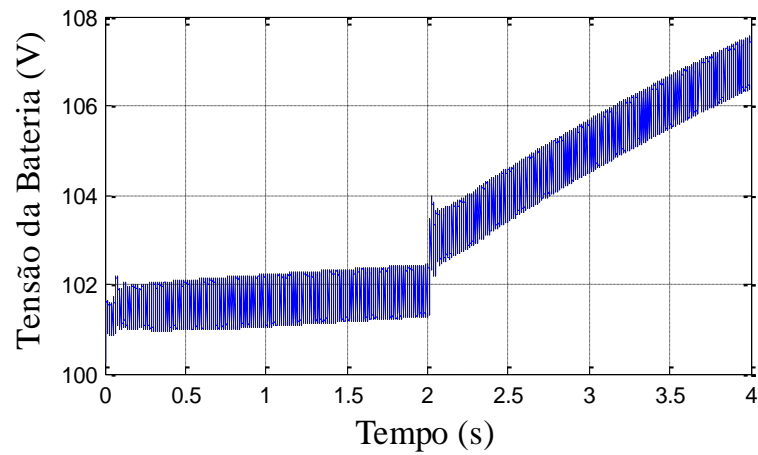
(b)



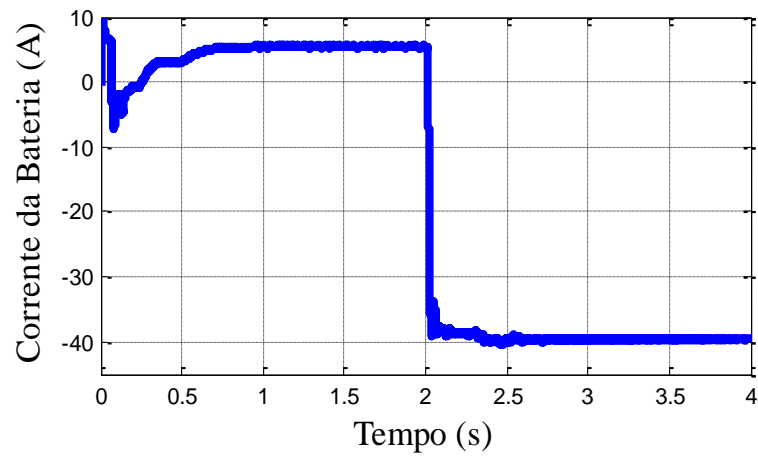
(c)



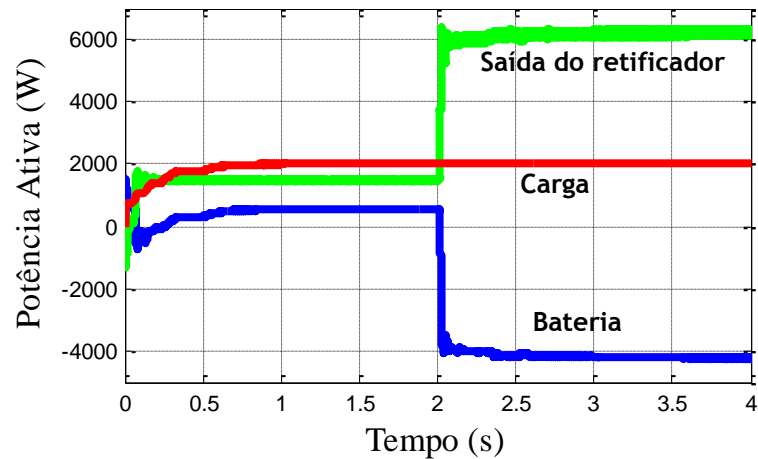
(d)



(e)



(f)



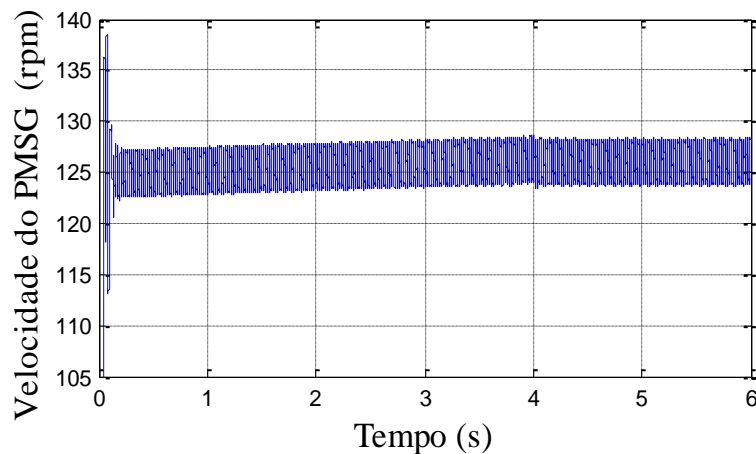
(g)

Figura 37. Resultados das simulações para a situação de variação da velocidade do vento com valor da carga constante. (a) Coeficiente de potência da turbina eólica. (b) Variação da velocidade do PMSG. (c) Variação do binário eletromagnético do PMSG. (d) Variação do SOC da bateria. (e) Variação da tensão da bateria. (f) Variação da corrente da bateria. (g) Potência ativa do sistema.

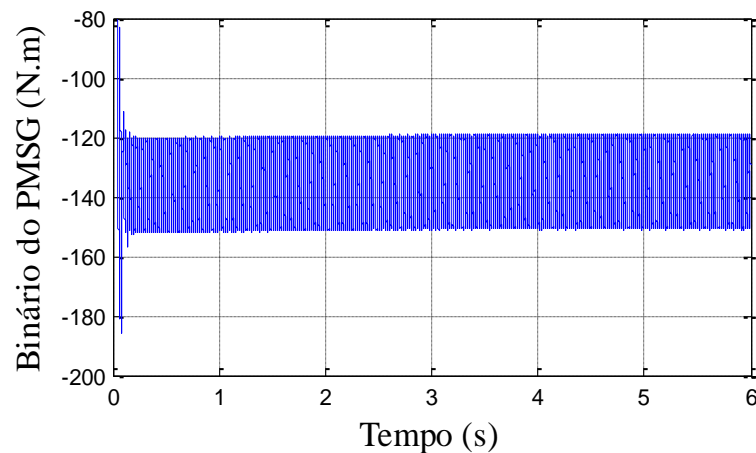
### 6.3.2 Variação do valor da carga com a velocidade do vento fixa

Nesta situação, a velocidade do vento mantém-se constante nos 8 m/s e o valor da carga varia entre 1 kW e 2 kW. Durante os primeiros quatro segundos o valor da carga é 1 kW. O valor da carga aumenta para 2 kW no instante  $t=4$  segundos.

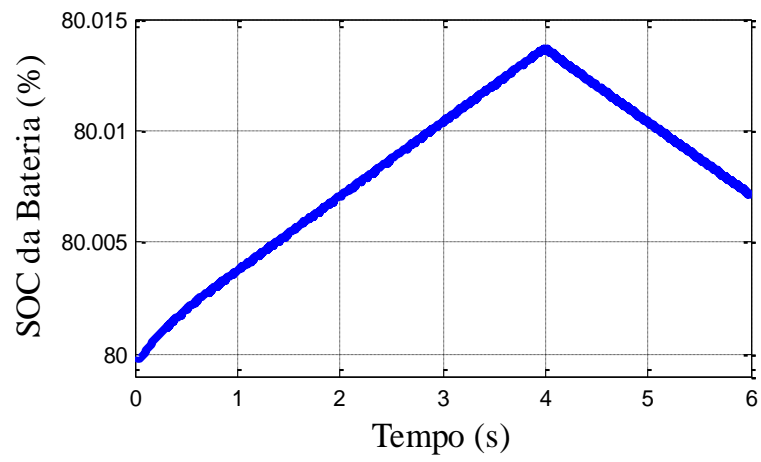
Os resultados da simulação estão representados na Figura 38 (a)-(f). A Figura 38 (a)-(b) refere-se ao gerador eólico. Os valores da velocidade de rotação e do binário eletromagnético do PMSG permanecem aproximadamente constantes durante as variações da carga. Os resultados da simulação respeitantes à bateria são mostrados na Figura 38 (c)-(e). Quando o valor da carga aumenta para 2 kW no instante  $t=4$  segundos, a energia capturada pela turbina eólica não é suficiente para suprimir a necessidade da carga. Assim, a bateria descarrega, de modo a fornecer energia à carga. A Figura 38 (f) mostra que o balanço da potência ativa do sistema é mantido, independentemente da variação da carga.



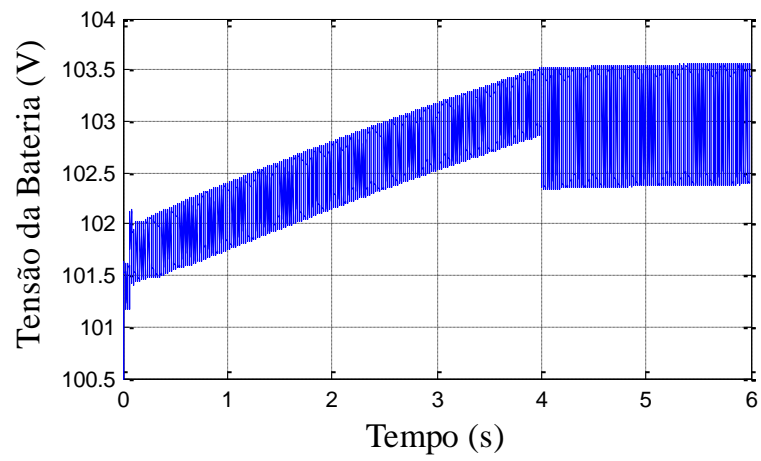
(a)



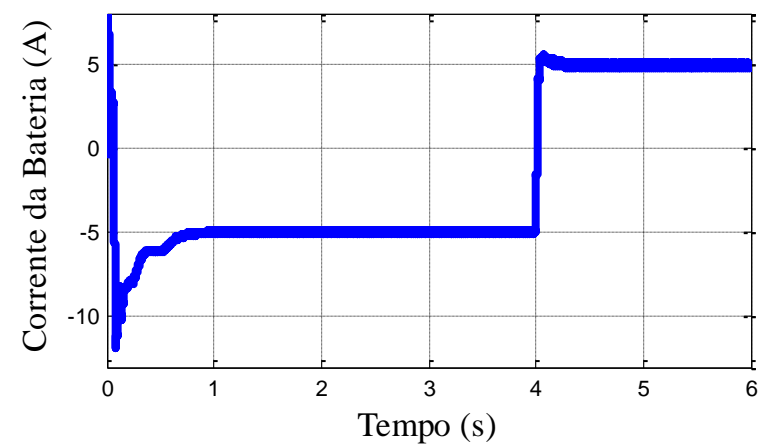
(b)



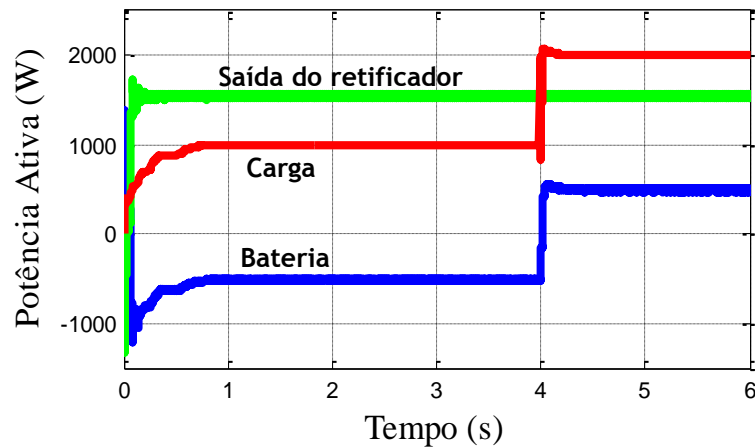
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 38. Resultados das simulações para a situação de variação do valor da carga com a velocidade do vento fixa. (a) Variação da velocidade do PMSG. (b) Variação do binário eletromagnético do PMSG. (c) Variação do SOC da bateria. (d) Variação da tensão da bateria. (e) Variação da corrente da bateria. (f) Potência ativa do sistema

A análise dos resultados das simulações mostra que a energia captada pela turbina eólica é fornecida para a carga ou armazenada na bateria de forma constante e eficaz. A bateria garante o abastecimento estável de energia à carga, independentemente da ocorrência de variações da carga ou da velocidade do vento.

O WECS proposto é fácil de desenvolver e implementar e utiliza métodos de controlo e conversores de potência de baixo custo, o que torna o sistema adequado para a eletrificação de zonas rurais e remotas e também de países em desenvolvimento.

# Capítulo 7

## Conclusão e trabalho futuro

### 7.1 Conclusão

As potencialidades da energia proveniente do vento foram reconhecidas pelo Homem desde a antiguidade e o seu aproveitamento tem vindo a ser melhorado com o passar do tempo.

Uma das utilidades da energia eólica é o fornecimento de eletricidade em zonas rurais e remotas, através da utilização de TEPDs. De modo a melhorar a fiabilidade desta tecnologia e torná-la portanto mais rentável, diversos métodos de controlo têm sido propostos.

Até ao momento, os métodos de controlo convencionais podem ser divididos em três tipos: P&O, PSF e TSR. Cada um destes métodos apresenta diversas particularidades, vantagens e desvantagens que os diferenciam uns dos outros. A partir dos métodos convencionais, muitos algoritmos modificados têm surgido com o objetivo de solucionar problemas apresentados pelos métodos convencionais e melhorá-los cada vez mais.

Os algoritmos de controlo que melhor cumprem os requisitos (simplicidade, facilidade de implementação, fiabilidade e custo reduzido) exigidos pelas TEPDs para aplicações em zonas rurais e remotas são os que se baseiam no método P&O, pois este, não requer um conhecimento prévio das características da turbina eólica.

Os algoritmos P&O variam de uns para os outros, de acordo com os parâmetros que são perturbados e monitorizados. Sendo assim, os requisitos exigidos são cumpridos de melhor forma por uns algoritmos do que por outros. Com base na comparação dos algoritmos apresentada no capítulo 5, verifica-se que todos apresentam um custo reduzido e uma fiabilidade bastante razoável, mesmo para variações bruscas da velocidade do vento. Contudo, diferem na facilidade de implementação (O MPPT 1 é o que apresenta menor complexidade computacional) e também no desempenho. Assim, uma vez que o MPPT 1 é o que cumpre melhor todos os requisitos exigidos, utilizou-se este algoritmo num sistema de energia eólico autónomo e de pequenas dimensões para eletrificação de zonas rurais e remotas. Este sistema baseia-se numa turbina eólica equipada com um PMSG, um retificador em ponte de díodos, dois conversores *buck*, um sistema de armazenamento de energia e duas cargas.

Após a análise dos resultados das simulações, verificou-se que o sistema apresentado é adequado para o fornecimento da energia essencial para a realização de tarefas básicas.

## 7.2 Trabalho futuro

Apesar de os objetivos propostos no início da dissertação terem sido alcançados com bastante sucesso, existem ainda diversas melhorias que podem ser desenvolvidas e implementadas nos diferentes elementos abordadas nesta dissertação.

Os algoritmos de MPPT apresentados possuem enormes qualidades, no entanto, existe ainda espaço para os melhorar ou para desenvolver algoritmos novos com características e fiabilidade ainda melhores, de modo a conseguir melhorar ainda mais o desempenho dos WECS.

O próximo passo após a simulação do algoritmo de MPPT no software Matlab/Simulink, seria a implementação deste num microprocessador especializado em processamento digital do sinal para fazer a validação experimental do funcionamento do algoritmo. A implementação do algoritmo no microprocessador iria permitir estudar os efeitos dos ruídos dos sensores de tensão e corrente e verificar se os atrasos que ocorrem aquando da conversão do sinal analógico para digital influenciam a fiabilidade do sistema.

Com a preocupação crescente na diminuição dos custos dos sistemas, seria também útil reunir esforços para otimizar do ponto de vista económico os elementos para conversão ou armazenamento de energia.

Embora as baterias sejam uma tecnologia bastante madura e muito popular para qualquer aplicação onde seja necessário o armazenamento de energia, estas ainda possuem alguns inconvenientes. Assim, de forma a melhorar a fiabilidade e o desempenho do sistema de armazenamento de energia, os supercondensadores poderiam ser incluídos no sistema. Desta forma, concentrar-se-iam as vantagens das duas tecnologias, diminuindo as desvantagens de cada uma individualmente e permitir-se-ia compensar as flutuações rápidas da velocidade do vento.

Seria ainda muito interessante desenvolver um sistema híbrido. A utilização de um sistema que combina a energia solar com a energia eólica, para além de fazer um melhor aproveitamento dos recursos naturais, poderia ser uma opção prática para fornecimento de eletricidade em zonas rurais e remotas.

## Referências

- [1] A. Urtasun, P. Sanchis, I. San Martín, J. López e L. Marroyo, "Modeling of Small Wind Turbines Based on PMSG with Diode Bridge for Sensorless Maximum Power Tracking," *Renewable Energy*, vol. 55, pp. 138-149, 2013.
- [2] REN21, "Renewables 2013 Global Status Report," Worldwatch Institute, 2013.
- [3] T. Abbasi, M. Premalatha, T. Abbasi e S. Abbasi, "Wind energy: Increasing Deployment, Rising Environmental Concerns," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 31, pp. 270-288, 2014.
- [4] REN21, "Renewables 2011 Global Status Report," Worldwatch Institute, 2011.
- [5] Aneel -Agência Nacional de Energia Elétrica, "Revista Ecoenergia," [Online]. Available: <http://www.revistaecoenergia.com.br/images/revistas/edicao13/pg14a19.pdf>. [Acedido em 15 janeiro 2014].
- [6] P. W. Carlin, A. S. Laxson e E. B. Muljadi, "The History and State of the Art of Variable-Speed wind Turbine Technology," *Wind Energy*, vol. 6, pp. 129-159, 2003.
- [7] J. K. Kaldellis e D. Zafirakis, "The wind energy (r)evolution: A short review of a long history," *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 1887-1901, 2011.
- [8] "Moinhos de Kinderdijk," [Online]. Available: <http://maistorismo.org/moinhos-de-kinderdijk/>. [Acedido em 15 Janeiro 2014].
- [9] J. Whale, M. P. McHenry e A. Malla, "Scheduling and Conducting Power Performance Testing of a Small Wind Turbine," *Renewable Energy*, vol. 55, pp. 55-61, 2013.
- [10] J. De Kooning, B. Meersman, T. Vandoorn e L. Vandeveld, "Evaluation of the Maximum Power Point Tracking Performance in Small Wind Turbines," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, 2012.
- [11] L. Mishnaevsky, P. Freere, R. Sinha, P. Acharya, R. Shrestha e P. Manandhar, "Small Wind Turbines with Timber Blades for Developing Countries: Materials Choice, Development, Installation and Experiences," *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 2128-2138, 2011.
- [12] "Alliance For Rural Electrification," [Online]. Available: <http://www.ruralelec.org/>. [Acedido em 12 Março 2014].
- [13] "Economia e Energia," [Online]. Available: [http://ecen.com/eee86/eee86p/idh\\_eletricidade.htm](http://ecen.com/eee86/eee86p/idh_eletricidade.htm). [Acedido em 12 Março 2014].
- [14] I. Kortabarria, E. Ibarra, I. M. de Alegria, J. Andreu e A. Ascarza, "Power Converters Used In Grid Connected Small Wind Turbines: Analisis of Alternatives," *5th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives*, pp. 1-6, 2010.
- [15] K.-Y. Lo, Y.-M. Chen e Y.-R. Chang, "MPPT Battery Charger for Stand-Alone Wind Power System," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, pp. 1631-1638, 2011.
- [16] S. Grabic, N. Celanovic e V. Katic, "Permanent Magnet Synchronous Generator Cascade for Wind Turbine Application," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, pp. 1136-1142, 2008.
- [17] E. Ribeiro, A. Monteiro, A. J. M. Cardoso e C. Boccaletti, "Fault Tolerant Small Wind Power System for Telecommunications with Maximum Power Extraction," *36th Annual INTELEC Conference on Energy for Communications*, 2014 (aceite para publicação).
- [18] Y. Xia, K. H. Ahmed e B. W. Williams, "Wind Turbine Power Coefficient Analysis of a New Maximum Power Point Tracking Technique," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 1122-1132, 2013.
- [19] T. Tafticht, K. Agbossou, A. Cheriti e M. Doumbia, "Output Power Maximization of a Permanent Magnet Synchronous Generator Based Stand-alone Wind Turbine," *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, vol. 3, pp. 2412-2416, 2006.
- [20] E. Koutroulis e K. Kalaitzakis, "Design of a Maximum Power Tracking System for Wind-Energy-Conversion Applications," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53, pp.

- 486-494, 2006.
- [21] J. Baroudi, V. Dinavahi e A. M. Knight, "A Review of Power Converter Topologies for Wind Generators," *IEEE International Conference on Electric Machines and Drives*, pp. 458-465, 2005.
- [22] Y. Zhao, C. Wei, Z. Zhang e W. Qiao, "A Review on Position/Speed Sensorless Control for Permanent-Magnet Synchronous Machine-Based Wind Energy Conversion Systems," *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 1, pp. 203-216, 2013.
- [23] M. Yin, G. Li, M. Zhou e C. Zhao, "Modeling of the Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator for Integration," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-6, 2007.
- [24] A. A. Ahmed, K. M. Abdel-Latif, M. M. Eissa, S. M. Wasfy e O. P. Malik, "Study of Characteristics of Wind Turbine PMSG With Reduced Switches Count Converters," *26th Annual IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, pp. 1-5, 2013.
- [25] N. Mohan, T. M. Undeland e W. P. Robbins, "DC-DC Switch- Mode Converters," em *Power Electronics*, John Wiley & Sons, Inc., 1995, pp. 161-167.
- [26] O. Tremblay, L.-A. Dessaint e A.-I. Dekkiche, "A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles," *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, pp. 284-289, 2007.
- [27] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt e R. V. Robles, "A Review of Energy Storage Technologies for Wind Power Applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 2154-2171, 2012.
- [28] F. Valenciaga e P. Puleston, "Supervisor Control for a Stand-Alone Hybrid Generation System Using Wind and Photovoltaic Energy," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, pp. 398-405, 2005.
- [29] J. M. Vasallo, C. Garcia e J. J. Brey, "A Methodology for Sizing Backup Fuel-Cell/Battery Hybrid Power Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, pp. 1964-1975, 2010.
- [30] H. Al-Sheikh e N. Moubayed, "Health Status and Diagnosis of Batteries in Renewable Energy Systems: An Overview," *International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering*, pp. 922-927, 2012.
- [31] Y. Xia, K. Ahmed e B. Williams, "A New Maximum Power Point Tracking Technique for Permanent Magnet Synchronous Generator Based Wind Energy Conversion System," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, pp. 3609-3620, 2011.
- [32] S. Musunuri e H. L. Ginn, "Comprehensive Review of Wind Energy Maximum Power Extraction Algorithms," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, 2011.
- [33] L. Barote, C. Marinescu e M. Cirstea, "Control Structure for Single-Phase Stand-Alone Wind-Based Energy Sources," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 764-772, 2013.
- [34] G. Putrus, M. Narayana, M. Jovanovic e P. S. Leung, "Maximum Power Point Tracking for Variable-Speed Fixed-Pitch Small Wind Turbines," *20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - Part 1*, pp. 1-4, 2009.
- [35] S. Musunuri e H. L. Ginn, "A Fast Maximum Power Extraction Algorithm for Wind Energy Systems," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-7, 2011.
- [36] D. Liu, Z. Wu, H. Wang e T. Wang, "MPPT Control Strategy for Off-grid Wind Power System," *2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems*, pp. 759-764, 2010.
- [37] Z. Chen, J. M. Guerrero e F. Blaabjerg, "A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, pp. 1859-1875, 2009.
- [38] R. Kot, M. Rolak e M. Malinowski, "Comparison of Maximum Peak Power Tracking Algorithms for a Small Wind Turbine," *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 91, pp. 29-40, 2013.
- [39] S. Barakati, M. Kazerani e J. Aplevich, "Maximum Power Tracking Control for a Wind Turbine System Including a Matrix Converter," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24, pp. 705-713, 2009.

- [40] M. A. Abdullah, A. Yatim e C. W. Tan, "A Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms for Wind Energy System," *IEEE First Conference on Clean Energy and Technology*, pp. 321-326, 2011.
- [41] W. Qiao , "Intelligent Mechanical Sensorless MPPT Control for Wind Energy Systems," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, 2012.
- [42] Z. Dalala, Z. Zahid e J.-S. Lai, "New Overall Control Strategy for Small Scale WECS in MPPT and Stall Regions With Mode Transfer Control," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 28, pp. 1082-1092, 2013.
- [43] E. Ribeiro, A. J. M. Cardoso e C. Boccaletti, "Power Conditioning and Energy Management in a Renewable Energy Based Hybrid System for Telecommunications," *IEEE 33rd International Telecommunications Energy Conference*, pp. 1-9, 2011.
- [44] S. Kazmi, H. Goto, H.-J. Guo e O. Ichinokura, "A Novel Algorithm for Fast and Efficient Speed-Sensorless Maximum Power Point Tracking in Wind Energy Conversion Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, pp. 29-36, 2011.
- [45] K.-H. Kim, T. L. Van, D.-C. Lee, S.-H. Song e E.-H. Kim, "Maximum Output Power Tracking Control in Variable-Speed Wind Turbine Systems Considering Rotor Inertial Power," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, pp. 3207-3217, 2013.
- [46] S. Raza Kazmi, H. Goto, H.-J. Guo e O. Ichinokura, "Review and Critical Analysis of the Research Papers Published Till Date on Maximum Power Point Tracking in Wind Energy Conversion System," *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, pp. 4075-4082, 2010.
- [47] M. Shirazi, A. H. Viki e O. Babayi, "A Comparative Study of Maximum Power Extraction Strategies in PMSG Wind Turbine System," *IEEE Electrical Power & Energy Conference*, pp. 1-6, 2009.
- [48] M. Arifujjaman, M. Iqbal e J. Quaicoe, "Maximum Power Extraction From a Small Wind Turbine Emulator Using a DC - DC Converter Controlled by a Microcontroller," *International Conference on Electrical and Computer Engineering*, pp. 213-216, 2006.
- [49] Z. Dalala, Z. Zahid, Y. Wensong, Y. Cho e J.-S. Lai, "Design and Analysis of an MPPT Technique for Small-Scale Wind Energy Conversion Systems," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 28, pp. 756 - 767, 2013.
- [50] Q. Wang e L. Chang, "An Intelligent Maximum Power Extraction Algorithm for Inverter-Based Variable Speed Wind Turbine Systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, pp. 1242 - 1249, 2004.
- [51] G. Joseph, J. Foreman e M. McIntyre, "A Variable Duty Cycle Maximum Power Point Tracking Algorithm For Wind Energy Conversion Systems," *IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*, pp. 1-5, 2012.
- [52] D. Sahu , "Maximum Power Extraction for Direct Driven Variable Speed Wind Turbine System Using PMSG and Fixed Pitch Angle," *International Conference on Control, Computing, Communication and Materials*, pp. 1-7, 2013.
- [53] R. Sharma, S. K. Bagh e S. Banerjee , "A Novel Approach of Grid Connected Wind Energy Conversion System with Modified Maximum Power Point Tracking," *IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems*, pp. 1-5, 2012.
- [54] J. Hui e A. Bakhshai, "Adaptive Algorithm for Fast Maximum Power Point Tracking in Wind Energy Systems," *34th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*, pp. 2119-2124, 2008.
- [55] M. Kesraoui, N. Korichi e A. Belkadi, "Maximum Power Point Tracker of Wind Energy Conversion System," *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 2655-2662, 2011.
- [56] A. Monteiro, E. Ribeiro, A. J. M. Cardoso e C. Boccaletti, "Power control of a small-scale standalone wind turbine for rural and remote areas electrification," *22nd International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, 2014.