

Implementação de uma Plataforma Experimental para Emulação de Turbinas Hídricas e Eólicas

Ananda Thomaz Simões

Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e de Gestão de Bragança para
obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Industrial.

Trabalho orientado por:

Professor Doutor Américo Vicente Leite

Professora Doutora Ângela Paula Barbosa da Silva Ferreira

Professor Doutor Helio Voltolini

Esta dissertação não inclui as críticas e sugestões feitas pelo Júri.

Novembro de 2018



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Câmpus Ponta Grossa
Diretoria de Graduação e Educação Profissional
Departamento Acadêmico de Eletrônica
Bacharelado em Engenharia Elétrica



TERMO DE APROVAÇÃO

IMPLEMENTAÇÃO DE UMA PLATAFORMA EXPERIMENTAL PARA EMULAÇÃO DE TURBINAS HÍDRICAS E EÓLICAS

por

ANANDA THOMAZ SIMÕES

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi apresentado em 21 de novembro de 2018 como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharela em Engenharia Elétrica. A candidata foi arguida pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo-assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Américo Vicente Teixeira Leite
Orientador - Bragança

Prof. Dr. Hélio Voltolini
Coorientador - UTFPR

Prof. Dr. José Gonçalves
Membro Titular

Prof. Dr. Adérito Neto Alcaso
Membro Titular

Prof. Dr. Josmar Ivanqui
Responsável pelos TCC

Prof. MSc. Jeferson José Gomes
Coordenador do Curso

Implementação de uma Plataforma Experimental para Emulação de Turbinas Hídricas e Eólicas

Ananda Thomaz Simões

Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e de Gestão de Bragança para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Industrial.

Trabalho orientado por:

Professor Doutor Américo Vicente Leite

Professora Doutora Ângela Paula Barbosa da Silva Ferreira

Professor Doutor Helio Voltolini

Esta dissertação não inclui as críticas e sugestões feitas pelo Júri.

Novembro de 2018

Dedico este trabalho a Deus, por sempre me acompanhar e me iluminar em todos os momentos da minha vida. A toda minha família, especialmente à minha mãe, por todo amor que sempre me proporcionou. Mãe o mérito é todo seu.

Agradecimentos

A Deus, por me dar forças para vencer as inúmeras dificuldades de cada etapa deste trabalho.

À minha mãe, pelo amor incondicional e por me apoiar em todos os momentos para que nada me faltasse. Mãe, o mérito é todo seu!

Em especial ao André que embora já não esteja presente sempre estará em meu coração e em minhas orações. Obrigada por me incentivar e acreditar em mim.

À minha família, por todo o apoio e carinho ao longo destes anos, em especial à tia Simone, ao tio Junior e à tia Marcia.

Ao Daniel, pela ajuda, compreensão, motivação e apoio nas horas mais difíceis deste período. Obrigada também, por me proporcionar momentos felizes quando mais precisei.

Aos meus orientadores Professor Doutor Vicente Leite e Professor Doutor Hélio Voltolini, pela disponibilidade, incentivo e partilha de conhecimentos. Em especial agradeço à minha orientadora Professora Doutora Ângela Ferreira pela dedicação demonstrada no esclarecimento de dúvidas, pela disponibilidade e sobretudo pela paciência e incentivo indispensáveis para conclusão deste projeto.

A todas as pessoas que direta ou indiretamente me ajudaram no decorrer deste trabalho.

Obrigada a todos, de coração.

Resumo

O desenvolvimento de sistemas de conversão de energia proveniente de fontes renováveis, em energia elétrica, tem aumentado significativamente devido à crescente preocupação com a degradação do meio ambiente e uma possível escassez de energia de origem fóssil. Os sistemas baseados em energia hidroelétrica e energia eólica de pequenas potências têm um potencial inexplorado considerável, podendo contribuir para o incremento da penetração das renováveis na produção de energia elétrica. A experimentação laboratorial destes sistemas é fundamental para validar soluções integradas inovadoras. Neste âmbito, é essencial a emulação das máquinas primárias dos sistemas de conversão de energia hídrica e eólica, através de dispositivos laboratoriais que reproduzam e emulem as condições de funcionamento. Este trabalho tem como objetivo a implementação de uma plataforma experimental para emulação de turbinas, hídricas e eólicas. O sistema de conversão de energia mecânica é baseado em geradores síncronos de ímanes permanentes, que podem ser acionados através de uma caixa de velocidades, e de um sistema de conversão eletrônica de energia para ligação à rede elétrica convencional e/ou a uma microrrede. Este sistema integra inversores genéricos comerciais e de baixo custo, designadamente, inversores fotovoltaicos. A plataforma de emulação consiste na integração de um variador de velocidade convencional, um motor de indução trifásico, e um sistema de controlo com uma interface em LabVIEW para emulação de turbinas e monitorização.

Palavras-chave: Emulação, Energia Renovável, Energia Eólica, Energia Hídrica.

Abstract

The development of systems for converting energy from renewable sources into electricity has increased significantly due to growing concern about the degradation of the environment and a possible shortage of energy of fossil origin. The systems based on hydro power and wind power of small powers have considerable unexplored potential and can contribute to the increase of the penetration of renewables in the production of electric energy. Laboratory testing of these systems is critical to validating innovative integrated solutions. In this context, the emulation of the primary machines of water and wind energy conversion systems is essential, through laboratory devices that reproduce and emulate the operating conditions. The objective of this work is the implementation of an experimental platform for the emulation of turbines, hydro and wind. The mechanical energy conversion system is based on synchronous permanent magnet generators, which can be driven by a gearbox, and an electronic power conversion system for connection to the conventional power grid and / or a microgrid. This system integrates commercial and low-cost generic inverters, namely photovoltaic inverters. The emulation platform consists of the integration of a conventional frequency converter, a three-phase induction motor, and a control system with a LabVIEW interface for turbine emulation and monitoring.

Keywords: Emulation, Renewable Energy, Wind Energy, Hydro Energy.

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Motivação e Justificativa	2
1.2	Objetivos	3
1.3	Estrutura do Documento	3
2	Estado da Arte	5
2.1	Sistema de Conversão de Energia	5
2.2	Turbinas Hidráulicas	7
2.3	Turbinas Eólicas	11
2.4	Caixa de Velocidades	12
2.5	Geradores Elétricos	14
2.5.1	Gerador Síncrono	14
2.5.2	Gerador Assíncrono	15
2.6	Aplicação dos Sistemas de Conversão de Energia Hídrica e Eólica	15
2.6.1	Sistemas Isolados ou Autónomos	16
2.6.2	Sistemas Híbridos	16
2.6.3	Sistemas Interligados à rede Elétrica	17
2.7	Sistemas de Emulação	18
2.7.1	Emulação Hídrica	18
2.7.2	Emulação Eólica	19

3	Modelo das turbinas	23
3.1	Turbinas Hídricas	23
3.2	Turbinas Eólicas	24
4	Topologia do Emulador Proposto	29
4.1	Emulador da Turbina Hídrica	31
4.2	Emulador da Turbina Eólica	33
4.2.1	Perfil do Vento	35
4.2.2	Cálculo da Potência do Vento	36
4.2.3	Cálculo do <i>Tip Speed Ratio</i>	36
4.2.4	Cálculo do Coeficiente de Potência	36
4.2.5	Cálculo da Velocidade da Turbina	41
4.2.6	Cálculo da Potência Mecânica	43
5	Resultados e Discussão	45
5.1	Emulação da Turbina Hídrica	45
5.2	Emulação da Turbina Eólica	48
5.2.1	Ensaio com Carga Resistiva	48
5.2.2	Ensaio com Inversor Fotovoltaico Omniksol-2k-TL	52
5.2.3	Ensaio com o inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40	54
6	Conclusões e Trabalhos Futuros	59
A	Inversores Fotovoltaicos	A1
A.1	Omniksol-2k-TL	A1
A.2	Sunny Boy 1.5-1VL-40	A2
B	Caraterização do Gerador	B1
B.1	Ensaio em Vazio	B2
B.2	Ensaio em Carga	B4
B.2.1	Carga Fixa	B4

B.2.2	Carga Variável	B6
C	Parâmetros ACS 600	C1
C.1	Grupo 10 - Seleção Comando	C2
C.2	Grupo 11 - Seleção de Referência	C2
C.3	Grupo 13 - Entradas Analógicas	C3
C.4	Grupo 15 - Saídas Analógicas	C4
C.5	Grupo 16 - Entradas de Controlos do Sistema	C5
C.6	Grupo 20 - Limites	C5
C.7	Grupo 40 - Controlo PID	C6
C.8	Grupo 99 - Dados Iniciais	C7
D	Figuras do Emulador da Turbina Eólica	D1
E	Artigos	E1

Lista de Tabelas

4.1	Especificações do motor de indução 3 LSMV100L.	30
4.2	Especificações do dispositivo USB Dispositivo de E/S multifuncional 6008.	30
4.3	Parâmetros da turbina Passaat [47].	34
4.4	Tabela características turbina Passaat [47].	38
4.5	Grandezas mecânicas do ensaio para determinar a curva $C_p - \lambda$	39
4.6	Grandezas elétricas do ensaio para determinar a curva $C_p - \lambda$	39
4.7	Ensaio velocidades Omniksol-2k-TL	41
4.8	Ensaio velocidades Sunny Boy 1.5-1VL-40	42
5.1	Ensaio emulação de turbina hídrica com Omniksol-2k-TL2	46
5.2	Ensaio emulação de turbina hídrica com Sunny Boy 1.5-1VL-40	46
5.3	Grandezas mecânicas da emulação da turbina eólica com carga resistiva	50
5.4	Grandezas elétricas da emulação da turbina eólica com carga resistiva	51
5.5	Grandezas mecânicas da emulação da turbina eólica com Omniksol-2k-TL	52
5.6	Grandezas elétricas da emulação da turbina eólica com Omniksol-2k-TL	53
5.7	Grandezas mecânicas da emulação da turbina eólica com Sunny Boy 1.5-1VL-40	55
5.8	Grandezas elétricas da emulação da turbina eólica com Sunny Boy 1.5-1VL-40	56
A.1	Características do inversor fotovoltaico Omniksol-2k-TL [51].	A2
A.2	Características do inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40 [52].	A3
B.1	Parâmetros do GSIP 60R120-6S-2P-D-HP-4507	B1

B.2	Resultados do ensaio em vazio	B3
B.3	Resultado do ensaio com carga fixa	B5
B.4	Resultado do ensaio com carga variável	B7
C.1	Especificações ACS60100063000E1200900.	C1
C.2	Parâmetros do Grupo 10	C2
C.3	Parâmetros do Grupo 11	C2
C.4	Parâmetros do Grupo 13	C3
C.5	Parâmetros do Grupo 15	C4
C.6	Parâmetros do Grupo 16	C5
C.7	Parâmetros do Grupo 20	C6
C.8	Parâmetros do Grupo 40	C6
C.9	Parâmetros do Grupo 99	C7

Lista de Figuras

2.1	Sistema de conversão de energia genérico.	6
2.2	Seleção da turbina [8].	7
2.3	Eficiência das turbinas hídricas (Adaptado de [4] e [10]).	8
2.4	Turbina Pelton: a)Ilustração [4]. b) Rotor.	8
2.5	Turbina Turgo: a)Ilustração [4]. b) Rotor.	9
2.6	Turbina Banki- Mitchell [4].	9
2.7	Turbina Hélice/Kaplan: a)Ilustração [10]. b) Rotor turbina Hélice.	10
2.8	Turbina Francis [4].	10
2.9	Turbina eólica de eixo horizontal [15].	11
2.10	Turbina eólica de eixo vertical [15].	12
2.11	Exemplo de sistema com caixa de velocidades (Adaptado de [10]).	13
2.12	Exemplo de um sistema isolado [27].	16
2.13	Exemplo de um sistema híbrido [27].	17
2.14	Exemplo de um interligado à rede (Adaptado de [28]).	18
3.1	Limite de Betz. (Adpatado de [41])	25
3.2	Exemplo de curva $C_p - \lambda$ [45].	27
28figure.caption.26		
4.1	Sistema emulado	29
4.2	Controlo PID	31
4.3	Diagrama de blocos do sistema hídrico	31
4.4	Emulação turbina hídrica - esquema aplicação em LabVIEW	32

4.5	Emulação turbina hídrica - interface aplicação em LabVIEW	32
4.6	Diagrama de blocos implementado no LabVIEW	34
4.7	Curva de potência da turbina Passaat [47].	34
4.8	Perfil do vento utilizado com carga resistiva e com o inversor fotovoltaico Omniksol-2k-TL2	35
4.9	Perfil do vento utilizado com o inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40	35
4.10	Potência do vento calculada em ambiente LabVIEW	36
4.11	Cálculo do λ em ambiente LabVIEW	36
4.12	Esquema de montagem do ensaio com carga resistiva	37
4.13	Diagrama blocos da aplicação em LabVIEW do ensaio com carga resistiva	38
4.14	Curva $C_p - \lambda$	40
4.15	Calculo do C_p em ambiente LabVIEW	40
4.16	Caixa de velocidade do Omniksol-2k-TL em ambiente LabVIEW	43
4.17	Caixa de velocidade do Sunny Boy 1.5-1VL-40 em ambiente LabVIEW . .	43
4.18	Cálculo da potência mecânica em ambiente LabVIEW	43
5.1	Ensaio experimental emulação	45
5.2	Ensaio de emulação da turbina hídrica: corrente do barramento DC <i>versus</i> tensão do barramento DC	47
5.3	Ensaio de emulação da turbina hídrica: potência do barramento DC <i>versus</i> tensão do barramento DC	47
5.4	Emulação da turbina eólica com carga resistiva	49
5.5	Emulação turbina eólica com carga resistiva: a) Potência do vento. b) Potência mecânica, potência do gerador e potência do barramento DC . . .	49
5.6	Ensaio emulação da turbina eólica com carga resistiva: curva $C_p - \lambda$	50
5.7	Ensaio emulação da turbina eólica com carga resistiva: a) Corrente do bar- ramento DC <i>versus</i> tensão do barramento DC b) Potência do barramento DC <i>versus</i> tensão do barramento DC c) Potência do barramento DC <i>versus</i> velocidade do gerador	51

5.8	Emulação turbina eólica com Omniksol-2k-TL: a) Potência do vento. b) Potência mecânica, potência do gerador, potência do barramento DC e potência entregue à rede	53
5.9	Emulação turbina eólica com Omniksol-2k-TL: curva $C_p - \lambda$	53
5.10	Ensaio emulação da turbina eólica com Omniksol-2k-TL2 - a) Corrente do barramento DC <i>versus</i> tensão do barramento DC b) Potência do barramento DC <i>versus</i> tensão do barramento DC c) Potência do barramento DC <i>versus</i> velocidade do gerador	54
5.11	Emulação turbina eólica com Sunny Boy 1.5-1VL-40: a) Potência do vento. b) Potência mecânica, potência do gerador, potência do barramento DC e potência entregue à rede	56
5.12	Emulação turbina eólica com Sunny Boy 1.5-1VL-40: curva $C_p - \lambda$	57
5.13	Ensaio emulação da turbina eólica com Sunny Boy 1.5-1VL-40 - a) Corrente do barramento DC <i>versus</i> tensão do barramento DC b) Potência do barramento DC <i>versus</i> tensão do barramento DC c) Potência do barramento DC <i>versus</i> velocidade do gerador	57
A.1	Inversor fotovoltaico Omniksol-2k-TL.	A1
A.2	Inversor fotovoltaico 1.5-1VL-40.	A3
B.1	GSIP 60R120-6S-2P-D-HP-4507	B2
B.2	Circuito do ensaio em vazio	B2
B.3	Ensaio em vazio: tensão <i>versus</i> velocidade do gerador	B3
B.4	Circuito do ensaio em carga	B4
B.5	Ensaio carga fixa: corrente do barramento DC <i>versus</i> tensão	B5
B.6	Ensaio carga fixa: tensão <i>versus</i> velocidade do gerador	B6
B.7	Ensaio carga fixa: potência do barramento DC <i>versus</i> tensão do barramento DC	B6
B.8	Ensaio carga variável: tensão <i>versus</i> velocidade do gerador	B7
B.9	Ensaio com carga variável: tensão <i>versus</i> velocidade do gerador	B8

D.1	Interface do emulador da turbina eólica	D1
D.2	Sistema turbina eólica completo LabVIEW	D2

Nomenclatura

Siglas

AC Corrente alternada

DC Corrente contínua

ESTiG Escola Superior de Tecnologia e Gestão

FP Fator de potência

GSIP Gerador síncrono de ímanes permanentes

IPB Instituto Politécnico de Bragança

MPPT *Maximum Power Point Tracking*

PI Controlador proporcional integral

PID Controlador proporcional integral derivativo

PMSM Máquina síncrona de ímanes permanentes

R Resistência

rpm Rotações por minuto

Símbolos

β *Ângulo de passo*

η	Rendimento
η_g	Rendimento do gerador
η_t	Rendimento da turbina hídrica
λ	<i>Tip speed ratio</i>
ρ_{ar}	Densidade do ar
ρ_h	Densidade do água
A	Área de varredura da turbina eólica
E_C	Energia cinética
f	Frequência
g	Força da gravidade
H	Cota
I_g	Corrente do gerador
I_{DC}	Corrente do barramento DC
m	Caudal mássico do vento
N_g	Velocidade do gerador
N_t	Velocidade da turbina
p	Pares de polos
P_g	Potência do gerador
P_h	Potência hídrica
P_{AC}	Potência entregue à rede

P_{DC} potência do barramento DC

P_{hmec} Potência mecânica da turbina hídrica

P_{mec} Potência mecânica da turbina eólica

P_v Potência do vento

Q Caudal

r Raio da turbina eólica

v_v Velocidade do vento

V_{DC} Tensão do barramento DC

V_{LL} Tensão composta

Capítulo 1

Introdução

A energia renovável pode ser utilizada como uma alternativa de geração de energia elétrica em comunidades e instalações mais afastadas, tendo assim papel fundamental no desenvolvimento dessas regiões. Além de ser uma fonte complementar da rede convencional, tem destaque também em consumidores urbanos que pretendam implantar alternativas de energia para economia da fatura energética [1] e menor dependência da rede elétrica convencional.

As energias hídrica e eólica em pequena escala operam de maneira análoga à de grande escala, porém ocupam menos espaço além de apresentarem um impacto reduzido, ou seja, menos agressivo ao meio ambiente.

A energia eólica de baixa potência, pode ser utilizada de maneira muito versátil, em residências, pequenas empresas e em pequenos parques eólicos [2]. As turbinas eólicas residenciais possuem potência de 1 a 10 kW, já as micro turbinas possuem potência menores que 1 kW.

Com base nisto, o mercado de energia eólica de pequena escala apresenta constante crescimento e desenvolvimento no mundo todo. Em 2015 somavam-se mais de 990000 pequenas turbinas eólicas instaladas, com crescimento de 5% em relação ao ano de 2014, no final de 2015 a potência instalada de pequenas turbinas eólicas foi superior à 948 MW, com crescimento de mais de 14% em relação ao ano de 2014. A China, com 44% e os Estados Unidos com 25% lideram, em relação a capacidade instalada das pequenas

turbinas eólicas [3].

A energia hídrica em pequena escala é outra fonte de energia renovável de alta eficiência. Pode-se implementar em fazendas e locais urbanos que tenham rios próximos para a instalação das turbinas, tendo como vantagem também a grande resistência dos dispositivos e a longa vida útil deles [4].

Em relação à hídrica de pequena potência, destaca-se a energia pico hídrica que possui grande potencial de utilização em locais remotos, como comunidades isoladas, parques e residências que disponham de fluxo de água próximo, sendo altamente recomendada para locais que necessitem de uma fonte independente da rede de energia elétrica convencional. Deve-se destacar que convencionalmente a pico hídrica tem potência de até de 5 kW [5].

1.1 Motivação e Justificativa

A taxa de poluição ambiental obteve grande aumento desde o início da revolução industrial, a qual causa impacto negativo na mudança do clima, no aquecimento global e no crescimento de inundações. Devido à finitude dos combustíveis fósseis, como ocorre com o petróleo e gás, e também à poluição emitida na combustão que libera gases que causam o efeito estufa e seus emissores de carbono, as fontes de energia renováveis foram ganhando relevância.

Com objetivo de promover o estudo e a análise dos sistemas de conversão de energia baseados em fontes renováveis de energia, desenvolvem-se emuladores. Os emuladores de turbinas hídricas e eólicas permitem analisar o comportamento do sistema sem a necessidade de recursos reais, neste caso, água e vento, respectivamente. Conseqüentemente, os emuladores são ferramentas que facilitam o desenvolvimento e pesquisa de novas tecnologias.

Além disto, os emuladores de turbinas hídricas e eólicas podem ser utilizados para fins educacionais, permitindo assim o ensino e pesquisa do funcionamento de turbinas e a análise do comportamento das mesmas perante as variações dos recursos ambientais.

O emulador hídrico e eólico presente nesta dissertação permite a validação de soluções

inovadoras em termos de controle e de topologia do sistema.

Em termos da emulação do sistema de conversão de energia hídrica, este trabalho serve de apoio às atividades a desenvolver no âmbito do Projeto BIOURB NATUR - Diversidade bioconstrutiva,edificação bioclimática, reabilitação sustentável e aplicação nos espaços naturais e do Projeto SilkHouse - Desenvolvimento de uma microrrede inteligente baseada em fontes renováveis de energia e de um sistema de monitorização para a Casa da Seda, em Bragança, Portugal.

1.2 Objetivos

O principal objetivo do presente trabalho é desenvolver um emulador de turbinas hídricas e eólicas que forneça para o gerador elétrico a mesma potência que seria gerada pela turbina (hídrica ou eólica) em condições reais, além de testar o sistema de conversão de energia, utilizando inversores fotovoltaicos.

Os objetivos específicos são:

- Estudo e obtenção do modelo matemático que descreva o comportamento dinâmico de uma turbina hídrica e uma turbina eólica.
- Desenvolvimento de uma plataforma de emulação eólica e uma plataforma de emulação hídrica em ambiente LabVIEW.
- Validar o controle PI com referência em potência para o sistema.
- Emular uma turbina eólica e uma turbina hídrica utilizando controle de potência.
- Analisar o comportamento do sistema com condições diversas determinadas pelo usuário.

1.3 Estrutura do Documento

O presente trabalho é composto por seis capítulos.

- Este primeiro capítulo introduz o trabalho desenvolvido, apresentando uma introdução das energias hídrica e eólica em pequena escala, além da motivação, dos objetivos e da estrutura deste documento.
- No segundo capítulo, o estado da arte, que apresenta uma breve revisão dos fundamentos da geração hídrica e da geração eólica.
- O terceiro capítulo descreve o modelo matemático das turbinas, hídrica e eólica.
- No quarto capítulo apresentam-se a descrição do sistema desenvolvido e das técnicas de controle das turbinas.
- O quinto capítulo é composto pelos resultados experimentais.
- O sexto capítulo exhibe as principais conclusões e as perspectivas de trabalhos futuros.

Capítulo 2

Estado da Arte

Este capítulo apresenta uma breve revisão dos fundamentos dos sistemas de conversão de energia hídrica e eólica, que inclui uma explicação sintética do funcionamento de cada tipo de turbina, tanto hídrica quanto eólica, das caixas de velocidades e dos geradores elétricos, além da revisão da literatura dos sistemas de emulação hídrica e emulação eólica.

2.1 Sistema de Conversão de Energia

Um sistema genérico de conversão de energia mecânica proveniente de turbinas, hídrica ou eólica, em energia elétrica é exibido na Figura 2.1. Este sistema é composto por uma turbina, que neste caso pode ser hídrica ou eólica, um gerador, uma caixa de velocidades, que pode ou não existir, dependendo das velocidades de rotação nominais da máquina primária e do gerador, e uma interface de ligação à rede, ou microrrede ou ainda, cargas isoladas.

As turbinas, sendo elas hídricas ou eólicas, transformam energia proveniente de recursos naturais, neste caso água e vento, respectivamente, em potência mecânica no veio do rotor.

Já o gerador é o componente elétrico mais importante em termos de geração de energia elétrica, o mesmo é responsável por transformar a energia mecânica do veio do rotor em energia elétrica. Existem diversos tipos de geradores, porém os mais utilizados em sistemas

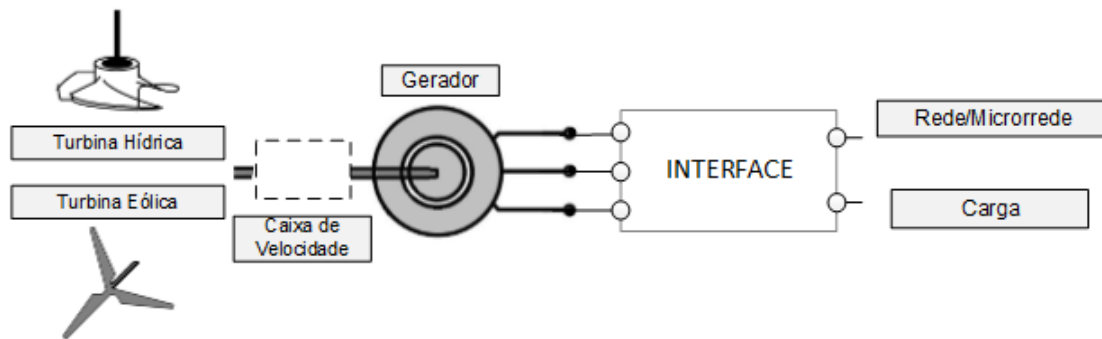


Figura 2.1: Sistema de conversão de energia genérico.

de conversão de energia, hídricos e eólicos, são os geradores de corrente alternada (CA) [6].

O sistema pode ou não possuir caixa de velocidades, a qual possui a finalidade de adaptar a velocidade de rotação do rotor da turbina à velocidade de rotação do gerador elétrico. Consequentemente, a mesma é acoplada entre o rotor e o gerador.

Existem dois tipos sistemas, a velocidade fixa ou a velocidade variável. O sistema a velocidade fixa é ligado diretamente à rede/microrrede ou cargas, e para o efeito a gama de variação de velocidade admissível da velocidade da máquina primária é limitada por sistemas mecânicos. Esse tipo de sistema possui robustez, baixo custo e é simples em relação ao de velocidade variável. No entanto, possuem baixa eficiência na captação de energia, principalmente eólica, pois utilizam uma gama de velocidades estreita.

Os sistemas a velocidade variável permitem a utilização de uma gama de variação de velocidade da máquina primária mais extensa, permitindo uma maior eficiência energética, além de reduzir a fadiga do sistema mecânico da turbina. Porém, é mais complexo e não pode ser ligado diretamente à rede/microrrede ou carga(s) devido a constantes variações de velocidade e oscilações, deixando a frequência do sistema dessincronizada com a da rede. Consequentemente, é necessário utilizar dispositivos que desacoplem a frequência elétrica do gerador da frequência da rede/microrrede.

2.2 Turbinas Hidráulicas

Uma turbina hidráulica transforma energia potencial e/ou cinética da água em energia mecânica. Atualmente, as turbinas hidráulicas possuem aproximadamente 85% a 95% de eficiência [7], as quais podem ser classificadas como turbinas de ação, ou de impulso, e de reação.

As turbinas de ação ou impulso utilizam a energia cinética e pressão constante, que geralmente é a pressão atmosférica, para obter energia mecânica. As principais turbinas de ação são: Pelton, Turgo e Banki- Mitchell. Nas turbinas de reação, a energia cinética e a pressão do fluxo da água são convertidas em energia mecânica. As turbinas de reação são: Hélice, Kaplan e Francis.

A adequação da turbina ao recurso hídrico pode ser feita utilizando a altura de queda (h), o caudal disponível (Q) e a potência nominal, como ilustrado na Figura 2.2.

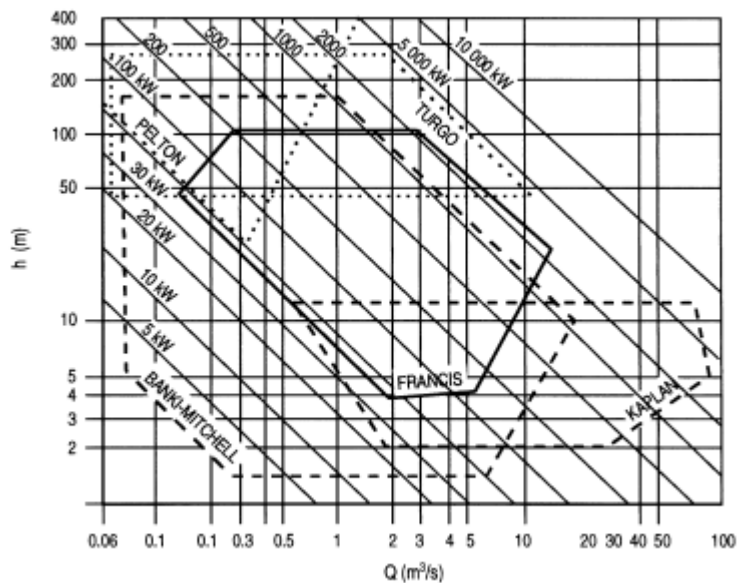


Figura 2.2: Seleção da turbina [8].

Geralmente, em locais de média e alta queda e pouco caudal são utilizadas turbinas de ação. Já as turbinas de reação são usadas em locais de baixa altura de queda e alto caudal, com exceção das turbinas Francis, que são utilizadas em locais com altas quedas e baixo caudal [9].

A Figura 2.3 exibe uma curva típica de eficiência de turbinas hídricas, que também é uma ferramenta importante na escolha da turbina ideal para cada circunstância.

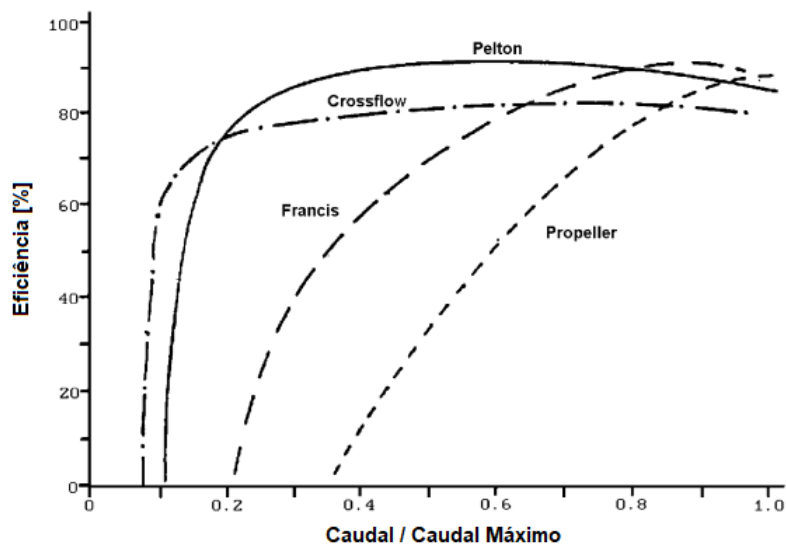


Figura 2.3: Eficiência das turbinas hídricas (Adaptado de [4] e [10]).

A turbina Pelton possui um ou mais injetores de água e um rotor com várias pás, em forma de dupla concha. O jato de água incide tangencialmente sobre cada pá, é dividido ao meio e faz girar a turbina. Após incidir nas pás, o jato de água perde quase toda a sua energia e cai para o canal de descarga [4]. A Figura 2.4a ilustra uma turbina Pelton enquanto que a Figura 2.4b exibe o rotor de uma turbina Pelton, do fabricante PowerSpout, modelo PLT350 HP e potência nominal igual a 1600 W, presente no Laboratório de Sistemas Eletromecatrônicos (LSE) da ESTiG.

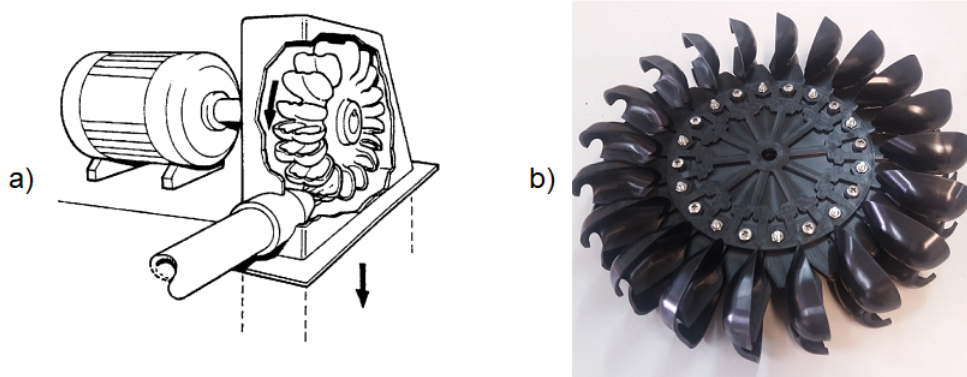


Figura 2.4: Turbina Pelton: a) Ilustração [4]. b) Rotor.

Alguns fabricantes fazem turbinas desse tipo para pequenas quedas, mas normalmente as turbinas Pelton são utilizadas para grandes alturas de queda [11].

A turbina Turgo é similar à turbina Pelton, porém, o jato de água atua sobre cada pá em forma de concha com um ângulo da ordem de 20° , então é refletido para a saída [4]. Como resultado, para a mesma potência, a turbina Turgo pode ter menor diâmetro em relação à turbina Pelton [12]. A Figura 2.5a exibe uma turbina Turgo e a Figura 2.5b exibe o rotor de uma turbina Turgo, modelo TRG350 HP, do fabricante PowerSpout, de potência nominal igual a 1600 W, presente no Laboratório de Sistemas Eletromecatrônicos (LSE) da ESTiG.

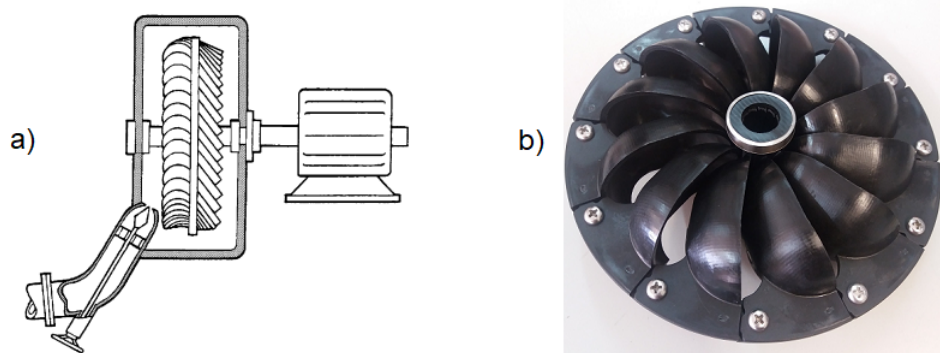


Figura 2.5: Turbina Turgo: a) Ilustração [4]. b) Rotor.

A turbina Banki- Mitchell, ou *crossflow*, é formada por um rotor cilíndrico tipo tambor e com pás curvas. Um jato de água entra no topo da turbina através das lâminas curvas, e sai do lado oposto. A água flui através das lâminas e é devolvida com uma energia residual pequena [4]. A Figura 2.6 exibe uma turbina Banki- Mitchell.

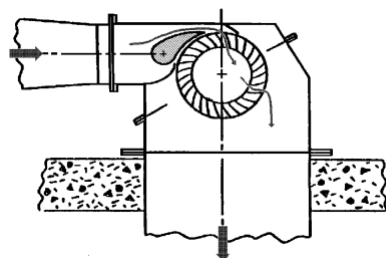


Figura 2.6: Turbina Banki- Mitchell [4].

Nas turbinas Hélice ou *propeller* e Kaplan os rotores possuem formato de hélice, o fluxo do fluido escoar axialmente pelo rotor. A turbina Kaplan é uma variação da turbina Hélice, porém, na turbina Hélice as pás são fixas e na turbina Kaplan as pás são móveis.

Para uma boa eficiência deste tipo de turbina, é necessário um redemoinho para a água antes do rotor da turbina [4].

A Figura 2.7a ilustra uma turbina Hélice enquanto que a Figura 2.7b exibe o rotor de uma turbina Hélice, do fabricante PowerSpout, modelo LH400 e potência nominal igual a 1600 W, presente no Laboratório de Sistemas Eletromecatrônicos (LSE) da ESTiG.

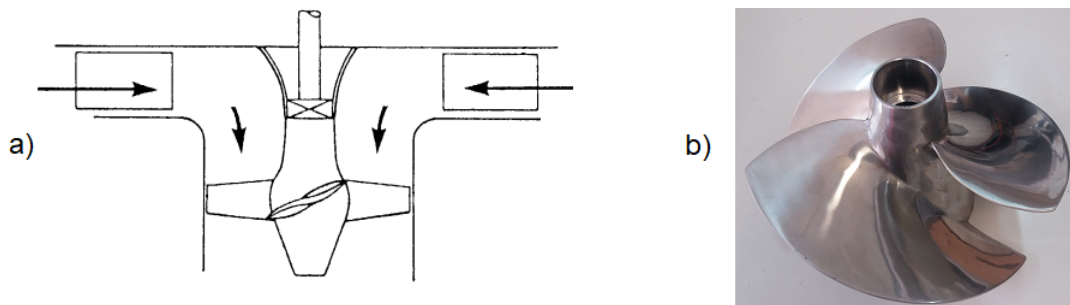


Figura 2.7: Turbina Hélice/Kaplan: a) Ilustração [10]. b) Rotor turbina Hélice.

Na turbina Francis a água passa radialmente por todo o perímetro do rotor, com saída de forma axial [4]. A turbina Francis possui eficiência elevada, sendo indicada para grandes empreendimentos [13]. A Figura 2.8 exibe uma turbina Francis.

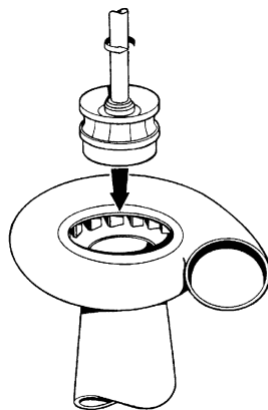


Figura 2.8: Turbina Francis [4].

2.3 Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas transformam a energia cinética do vento em energia mecânica, que pode ser transformada em energia elétrica por meio de um gerador elétrico acoplado no eixo da turbina.

As turbinas eólicas podem ser classificadas com base no seu eixo de rotação, tamanho, controle de velocidade e interação das pás com o vento.

As turbinas classificadas de acordo com seu eixo de rotação podem ser de eixo horizontal ou de eixo vertical.

A turbina de eixo horizontal tem as pás do rotor interligadas de forma que o eixo de rotação é horizontal e com rotor paralelo ao solo e ao vento [14]. A Figura 2.9 ilustra uma turbina eólica de eixo horizontal.



Figura 2.9: Turbina eólica de eixo horizontal [15].

As turbinas eólicas de eixo horizontal possuem maior rendimento em relação às turbinas de eixo vertical, funcionam com baixas velocidades do vento, além de não necessitarem de motor adicional para partida. Entretanto, requerem um sistema de orientação que alinhe a direção do rotor com a direção do fluxo de vento dominante [14].

Já as turbinas verticais possuem pás que giram em torno de um eixo central, que é direcionado de forma vertical, isto é, perpendicular à passagem do vento, A Figura 2.10

ilustra uma turbina eólica de eixo vertical.

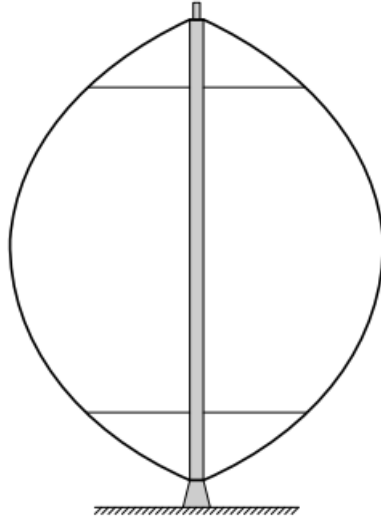


Figura 2.10: Turbina eólica de eixo vertical [15].

As turbinas eólicas de eixo vertical em relação às turbinas eólicas de eixo horizontal produzem menos ruído e não precisam de mecanismo para controle de direção do vento. Contudo, devido à fadiga gerada através da força do vento em diferentes locais da estrutura, podem ter mau desempenho sob fortes ventos e quando a velocidade do vento é baixa requerem meios externos para arranque [16][17].

2.4 Caixa de Velocidades

A caixa de velocidades é um dispositivo, o qual em seu interior contém um conjunto de engrenagens [18]. Utiliza-se a caixa de velocidades para sincronizar as diferentes rotações entre o gerador e a turbina [19].

As turbinas hídricas de pequeno porte, de potência menor que 3 kW normalmente não utilizam caixa de velocidades devido ao custo de instalação e a maior necessidade de manutenção, recorrendo-se frequentemente a sistemas de correias dentadas junto a polias dentadas. Entretanto, em turbinas hídricas de grande porte utiliza-se caixa de velocidades quando as correias de transmissão não são eficientes [20]. A Figura 2.11 exemplifica um sistema de conversão de energia que utiliza uma caixa de velocidades.

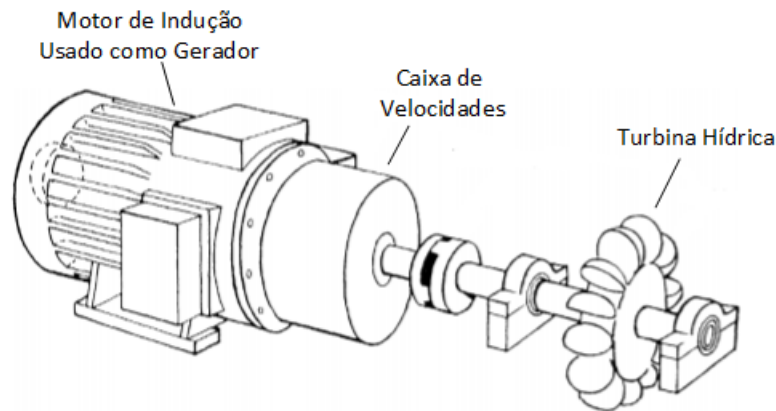


Figura 2.11: Exemplo de sistema com caixa de velocidades (Adaptado de [10]).

Em turbinas eólicas de baixas potências geralmente as caixas de velocidades não são necessárias uma vez que a velocidade de rotação do rotor é maior que em turbinas de alta potência. Porém, nas grandes turbinas eólicas apesar de geralmente utilizarem as caixas de velocidades para sincronizar a baixa rotação do rotor com o gerador, elas podem não ser usadas em alguns sistemas.

Em casos em que o sistema de turbina eólica não possui caixa de velocidades deve-se utilizar geradores síncronos de baixa rotação. Contudo, esses geradores são mais caros, pois possuem rotores com mais polos, e conseqüentemente, maior diâmetro, o que implica uma densidade de potência baixa. [19].

Vários fabricantes produzem caixas de velocidades para turbinas hídricas e eólicas em diversos tamanhos, com relações de velocidades e potências variadas conforme a necessidade das turbinas [10] [18].

No entanto, as caixas de velocidades necessitam de um esquema exigente de manutenção e contribuem substancialmente para a redução da fiabilidade do sistema. [21], grande parte das anomalias ocorridas são associadas à falta de lubrificação adequada de seus componentes, visto que suas peças são puramente mecânicas e necessitam de ótima lubrificação, podendo ocorrer falhas devido ao desgaste dos materiais, a falhas nos rolamentos e a quebra dos dentes das engrenagens [22].

2.5 Geradores Elétricos

O gerador elétrico é usado para converter a energia mecânica proveniente do veio da turbina em energia elétrica. Os geradores elétricos podem ser classificados em geradores de corrente contínua (CC) e geradores de corrente alternada (CA). Os geradores CA podem, por sua vez, serem gerados síncronos ou assíncronos.

Em pequenos aproveitamentos hidroelétricos e eólicos os gerados mais utilizados são os geradores síncronos, principalmente o gerador síncrono de ímanes permanentes e os geradores assíncronos, ou de indução.

Os geradores de corrente contínua não são utilizados por necessitarem de manutenção frequente pelo uso das escovas, além de possuírem preços mais elevados e ocuparem mais espaço em relação aos geradores CA.

2.5.1 Gerador Síncrono

Nas máquinas síncronas, flui uma corrente contínua através do enrolamento de campo do rotor criando assim um campo magnético no entreferro, no qual induz uma corrente no enrolamento de armadura presente no estator. A velocidade da máquina síncrona é determinada pela equação (2.1), onde N_g é a velocidade do gerador em rpm, f a frequência em Hz e p o número de pares de polos da máquina [23].

$$N_g = \frac{60 f}{p} \quad (2.1)$$

Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes (GSIP)

O gerador síncrono de ímanes permanentes (GSIP) pode ser trifásico ou monofásico. O mesmo contém um estator, onde são encontradas as bobinas na qual são induzidas tensões pelo movimento do rotor. O rotor é composto por ímanes permanentes que geram um campo magnético na máquina, o qual induz no estator uma tensão alternada que, quando em carga, produzirá uma corrente também alternada [24].

A utilização de ímanes permanentes para excitação evita perdas no cobre do rotor,

sendo assim, a eficiência do gerador é aumentada, além de aumentar a confiabilidade. Por consequência, a maioria dos aerogeradores de pequeno porte utilizam geradores síncronos de ímanes permanentes [21].

2.5.2 Gerador Assíncrono

Em máquinas assíncronas, ou de indução, o binário no rotor é resultado da interação do campo magnético do rotor com o campo girante criado pelo estator. Um campo elétrico é induzido pelo escorregamento entre o rotor e o campo girante do estator, produzindo assim uma tensão através do enrolamento do rotor [23].

Geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo possuem enrolamentos do rotor em curto-circuito. O gerador de indução com rotor bobinado possui enrolamentos do rotor com escovas e anéis coletores.

Destacadamente, os geradores de indução de rotor em gaiola de esquilo, em comparação com o gerador síncrono, possuem robustez superior e pouca necessidade de manutenção, além da relação preço e desempenho ser benéfica [23].

Contudo, a maior desvantagem do gerador de indução em relação ao gerador de síncrono é a necessidade da utilização de bancos de condensadores para compensação do fator de potência, pois esse tipo de gerador possui consumo de energia reativa para criação do campo girante do estator [25].

2.6 Aplicação dos Sistemas de Conversão de Energia Hídrica e Eólica

Os sistemas de conversão de energia hídrica e eólica podem ser classificados em sistemas isolados ou autônomos, sistemas híbridos e sistemas interligados à rede elétrica.

2.6.1 Sistemas Isolados ou Autónomos

Os sistemas isolados ou autónomos geralmente são utilizados em locais isolados sem acesso à rede elétrica convencional. Para garantir o suprimento de energia contínuo, os sistemas isolados necessitam de um sistema de armazenamento de energia que pode ser feito utilizando um banco de baterias [26]. Contudo, estes sistemas que utilizam baterias precisam de um dispositivo de controlo de carga e descarga [27]. A Figura 2.12 ilustra um sistema de conversão de energia eólico autónomo utilizando baterias.

Entretanto, alguns sistemas isolados não recorrem a sistema de armazenamento de energia, como exemplo, em sistemas de irrigação, no qual a energia produzida é instantaneamente consumida [27].

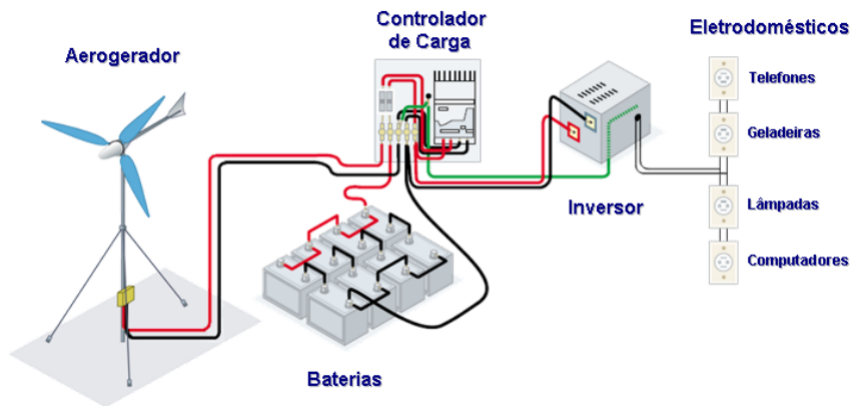


Figura 2.12: Exemplo de um sistema isolado [27].

2.6.2 Sistemas Híbridos

Estes sistemas são formados pela operação de várias fontes de energia em conjunto, preferencialmente sistemas de energias renováveis, como por exemplo, combinam turbinas eólicas com sistemas fotovoltaicos ou diesel.

De modo geral, quando comparados com sistemas autónomos os sistemas híbridos são destinados a atender um número maior de consumidores [27].

Entretanto, para máxima eficiência na geração de energia elétrica das configurações

híbridas, é necessário realizar o controle de todas as fontes de energia que integram o sistema, aumentando assim a sua complexidade [27].

A Figura 2.13 ilustra um exemplo de sistema híbrido, no qual existe geração eólica, geração fotovoltaica e geração diesel.

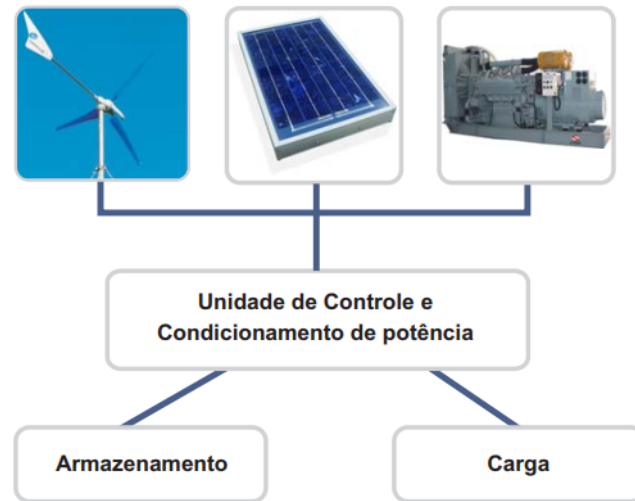


Figura 2.13: Exemplo de um sistema híbrido [27].

2.6.3 Sistemas Interligados à rede Elétrica

Os sistemas interligados à rede elétrica dispensam sistemas de armazenamento de energia, pois toda energia elétrica produzida é entregue à rede e/ou microrrede. Esses tipos de sistemas podem ser centrais de produção ou microgeração.

As centrais de produção possuem grande potência de energia elétrica gerada, como por exemplo, os sistemas eólicos, que possuem um grande número de turbinas eólicas, e podem ser chamados de parques ou fazendas eólicas [26].

A microgeração é definida pela geração de energia em pequena escala, onde a energia é gerada para autoconsumo e o excedente da mesma é vendida à rede de distribuição local. Os sistemas de microgeração possuem uma ou mais fontes de energia, as quais podem ser renováveis ou de combustíveis fósseis.

A Figura 2.14 exemplifica um sistema de microgeração eólica, no qual quando a energia gerada pela turbina eólica não for suficiente, a rede de distribuição local fornecerá a

energia necessária para completar a necessidade da unidade consumidora. Porém, no caso da energia gerada pela turbina eólica ser superior à energia consumida pela unidade consumidora o excesso de energia elétrica produzida é injetado na rede [28].

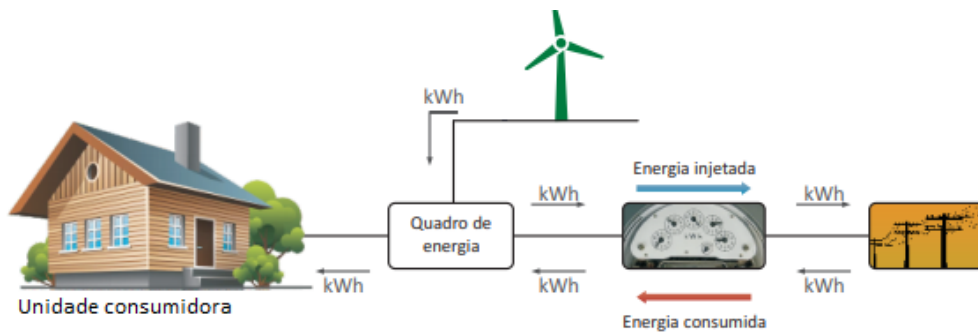


Figura 2.14: Exemplo de um interligado à rede (Adaptado de [28]).

2.7 Sistemas de Emulação

A definição de emular, de acordo com [29], é fazer o possível para igualar e/ou imitar por simulação, isto é, um emulador tenta reproduzir o funcionamento de um dispositivo sem utilizar o sistema genuíno. Um emulador reproduz o comportamento de um sistema real e é composto por duas partes, *software* e *hardware*. O *software* calcula as variáveis do sistema, na qual o sistema real operaria nas mesmas condições. O *hardware* utiliza dispositivos elétricos, eletrônicos e/ou mecânicos para reproduzir o comportamento do sistema real a partir dos cálculos realizados pelo *software* [30].

2.7.1 Emulação Hídrica

Atualmente, grande parte dos emuladores de turbinas hídricas utilizam motor de indução, como é o caso de [31], [32] e [33].

Em [31], um motor de indução de rotor em gaiola de esquilo controlado por um inversor é utilizado para emular a turbina hídrica. A emulação é feita utilizando a técnica *Hardware in Loop* (HIL). Um computador implementa o modelo da turbina hídrica, e usa-se uma placa dSpace para transmitir sinais de referência de controle para o acionamento do motor

e para adquirir medições de sinais do sistema. Para realimentação do sinal de velocidade do veio do motor usa-se um codificador ótico incremental. Para o controlo do motor de indução é usado o controlo de velocidade.

No caso de [33] o emulador de turbina hídrica, de pequena escala, utiliza um motor de indução com controlo por orientação do campo. Para realizar o controlo são considerados os parâmetros da turbina e a velocidade da máquina de indução para calcular o binário a enviar como sinal de referência para a máquina de indução. O sistema de conversão de energia é completado por um GSIP e um inversor, que converte a energia mecânica do veio do rotor em energia elétrica e por um *Z-Source Inverter (ZSI)*, que converte a tensão variável de saída do GSIP em tensão com amplitude e frequência constantes.

Em [32] o emulador de turbina hídrica é composto por um motor de indução controlado por um conversor de frequência. O binário eletromagnético é controlado através de uma malha fechada em que o binário eletromagnético do motor de indução é determinado pelo conversor de frequência, é o parâmetro de entrada e a saída é a velocidade de rotação imposta pelo motor. Além disso, o emulador permite que o usuário controle a turbina, ou seja, a admissão da mesma. O controle é desenvolvido em ambiente Matlab/Simulink e implementado na plataforma dSPACE através de uma interface de tempo real e para a interface entre dSPACE e usuário utiliza-se o programa ControlDesk.

2.7.2 Emulação Eólica

Muitos emuladores de turbinas eólicas foram projetados nos últimos anos. As máquinas de corrente contínua (CC) foram utilizadas por um longo período com esse objetivo, como nas referências [34], [35], [36] e [37] que utilizaram máquinas de CC para emular a turbina eólica.

A utilização do motor de CC é ideal do ponto de vista do controlo, sendo geralmente mais cara e volumosa que a máquina de corrente alternada (CA) de potência equivalente. Acresce, ainda, necessidade de manutenção constante da máquina CC devido ao uso de escovas. Assim sendo, as máquinas de indução são usadas em [38] e [39]. Já em [40]

utilizou-se uma máquina síncrona de ímanes permanentes (PMSM).

Em [38] o emulador da turbina eólica possui um motor de gaiola de esquilo com controle de binário e fluxo. O binário que o motor impõe no eixo do gerador é determinado pelo binário de referência que considera a velocidade do vento em conjunto com as características da turbina. O controle do binário é realizado em malha fechada, o qual atua sobre a amplitude da corrente do estator e possui comando de frequência produzido pelo controle do fluxo do rotor. As características da turbina e o controle de binário e fluxo são simulados em ambiente Matlab/Simulink/SymPowerSystems.

Já em [39] um motor de indução, um inversor IGBT trifásico e um simulador de vento desenvolvido em linguagem C comportam-se com uma turbina eólica. Utilizou-se o programa em linguagem C para simular a velocidade do vento, no qual se consideram as características da turbina, o controle proporcional e integral (PI) do binário e o modelo do motor de indução. Empregou-se para o sistema o controle de velocidade e o controle de binário, ambos em malha fechada. O sinal de *feedback* da velocidade e do binário são obtidos através de um transdutor de binário/velocidade. O inversor IGBT, por sua vez, é controlado utilizando um micro controlador que possui como entrada os sinais de corrente e frequência do simulador de velocidade do vento, e como saída os impulsos de disparo para o IGBT. O IGBT converte a tensão CC obtida de um retificador de ponte trifásico em uma fonte de corrente variável de frequência variável trifásica, que alimenta o motor de indução acoplado em um gerador síncrono.

Um máquina síncrona de ímanes permanentes (PMSM) é usada em [40], onde o emulador da turbina eólica é composto por um microcontrolador, um inversor de módulo de potência inteligente (IPM), um PMSM e um programa de controle no computador. Utiliza-se o programa de controle, que é desenvolvido em Microsoft Visual C ++, que obtém a velocidade do vento, que pode ser gerada a partir do arquivo de dados ou de um anemómetro, e calcula o binário teórico, no qual considera as características da turbina eólica e a velocidade de rotação do PMSM, a qual é lida por um codificador. O binário de saída do PMSM é controlado pela corrente e a frequência do estator, em seguida, utiliza-se o método de controle vetorial para rastrear o binário teórico a partir do binário

de saída do PMSM. Por conseguinte, o PMSM conduzido por IPM pode funcionar como uma turbina de vento real.

Capítulo 3

Modelo das turbinas

Para a emulação de turbinas hídricas e eólicas é essencial conhecer as características das turbinas emuladas. Sendo assim, esse capítulo apresenta a modelação matemática das turbinas.

3.1 Turbinas Hídricas

A equação da potência hídrica (P_h), em *Watts*, é dada pela Equação (3.1), onde, ρ_{ag} é a densidade da água em $\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$, a força da gravidade (g) em m/s^2 , a cota (H) em metros e o caudal (Q) em m^3/s .

$$P_h = \rho_h g H Q \quad (3.1)$$

O rendimento (η) do sistema de conversão de energia é calculado pela Equação (3.2), onde η_t é o rendimento da turbina hídrica e η_g é o rendimento do gerador.

$$\eta = \eta_t \eta_g \quad (3.2)$$

Para obter a potência mecânica (P_{hmec}) é necessário multiplicar a Equação (3.1) pelo rendimento da turbina (η_t).

$$P_{hmec} = P_h \eta_t \quad (3.3)$$

3.2 Turbinas Eólicas

A potência disponível no vento é dada pela Equação (3.4), a qual varia com o cubo da velocidade do mesmo, é função da área de varredura das pás da turbina (A) e da densidade específica do ar (ρ_{ar}).

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A v_v^3 \quad (3.4)$$

onde ρ_{ar} é dada em kg.m^{-3} , v_v em m/s e A em m^2 . Sendo, o caudal mássico do vento representado por,

$$m = \rho_{ar} A v_v \quad (3.5)$$

Sendo,

$$A = \pi r \quad (3.6)$$

Porém, a potência do vento não é totalmente convertida em potência mecânica, o que é refletido na introdução do coeficiente de potência (C_p).

O coeficiente de potência é a percentagem de energia mecânica que a turbina pode extrair da energia cinética do vento, sendo o seu valor máximo caracterizado pelo limite de Betz.

A Figura 3.1 ilustra uma massa de ar de vento com certa velocidade antes e depois de passar pela turbina, onde v_1 é a velocidade do vento antes de passar pela turbina e v_2 é a velocidade do vento após passar pela turbina.

Então, a potência mecânica que a turbina extrai da energia cinética do vento é a diferença entra a potência do vento antes e depois de passar pela turbina, como é ilustrado na seguinte equação,

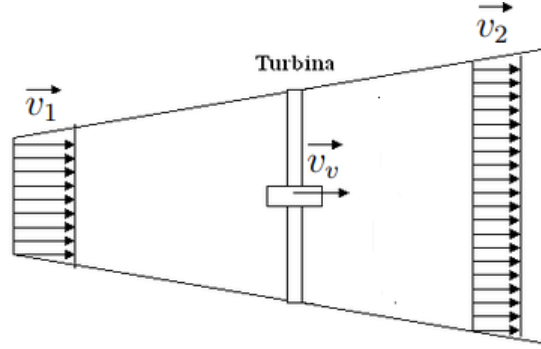


Figura 3.1: Limite de Betz. (Adpatado de [41])

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A_1 v_1^3 - \frac{1}{2} \rho A_2 v_2^3 \quad (3.7)$$

A massa de ar média que atravessa o sistema é representada por,

$$m_{media} = \rho A \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right) \quad (3.8)$$

Portanto, a potência mecânica pode ser expressa por,

$$P_{mec} = \frac{\rho A}{4} (v_2 + v_1)(v_1^2 - v_2^2) \quad (3.9)$$

A razão entre a potência disponível no vento, representada na Equação (3.4) e a potência mecânica extraída pela turbina é o coeficiente de potência, representada por

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_v} = \frac{\frac{\rho A}{4} (v_1 + v_2)(v_1^2 - v_2^2)}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} \quad (3.10)$$

Ao reorganizar a Equação 3.10 a Equação 3.11 é obtida.

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_v} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{v_2}{v_1} - \frac{v_2^2}{v_1^2} - \frac{v_2^3}{v_1^3} \right) \quad (3.11)$$

Chamando $\frac{v_2}{v_1} = a$ obtém-se,

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_v} = \frac{1}{2} (1 + a - a^2 - a^3) \quad (3.12)$$

Para obter o valor máximo de C_p , calcula-se $\frac{\partial C_p}{\partial a} = 0$, portanto $a = \frac{1}{3}$, assim sendo $C_{pmax} = 0,593$.

Ao substituir C_p e organizar a Equação 3.9 a potência mecânica é dada pela seguinte equação,

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho C_p \pi r^2 v_v^3 \quad (3.13)$$

O *tip speed ratio* (λ) é a relação entre a velocidade da ponta de uma pá e a velocidade do vento e pode ser calculado pela Equação (3.14), onde, N_t é a velocidade da turbina em rpm e r é o raio da turbina em metros.

$$\lambda = \frac{r N_t \pi}{30 v_v} \quad (3.14)$$

Já o controlo de ângulo de passo (β) possui o objetivo de otimizar a captação de energia eólica, deste modo, é usado para ajustar a velocidade de rotação da turbina, quando ocorrem ventos fracos e para limitar a captação de energia cinética de ventos muito fortes [42]. Contudo, as pequenas turbinas eólicas geralmente não possuem controlo do β .

A curva $C_p - \lambda$ de uma turbina eólica não é fácil de obter e geralmente esta curva não é conhecida [43]. Contudo, com base na literatura o coeficiente de potência em função do ângulo de passo (β) e/ou *tip speed ratio* (λ) pode ser estimado utilizando uma função polinomial, ou uma função exponencial ou ainda uma função sinusoidal. Os respectivos modelos estão ilustrados nas seguintes equações [44],

$$C_p(\lambda) = a_0 + \sum_{i=1}^{i=n} a_i \lambda_i \quad (3.15)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = c_0 + \left(c_1 \frac{1}{\lambda_i} + c_2 \beta + c_3 \beta^{c_4} + c_5 \right) e^{c_6 \frac{1}{\lambda_i}} + c_7 \lambda \quad (3.16)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = [a_0 + a_1(b_0 \beta + a_2)] \sin \left[\frac{\pi (\lambda + a_3)}{a_4 + a_5 (b_1 \beta + a_6)} \right] + a_7 (\lambda + a_8) (b_2 \beta + a_9) \quad (3.17)$$

Deve-se observar que o *tip speed ratio* (λ) e o ângulo de passo (β) são considerados em modelos sinusoidais e exponenciais, enquanto que os modelos polinomiais utilizam tipicamente apenas o *tip speed ratio* (λ) [44].

Na Figura 3.2 é representado um exemplo da curva $C_p - \lambda$, em função do ângulo de passo.

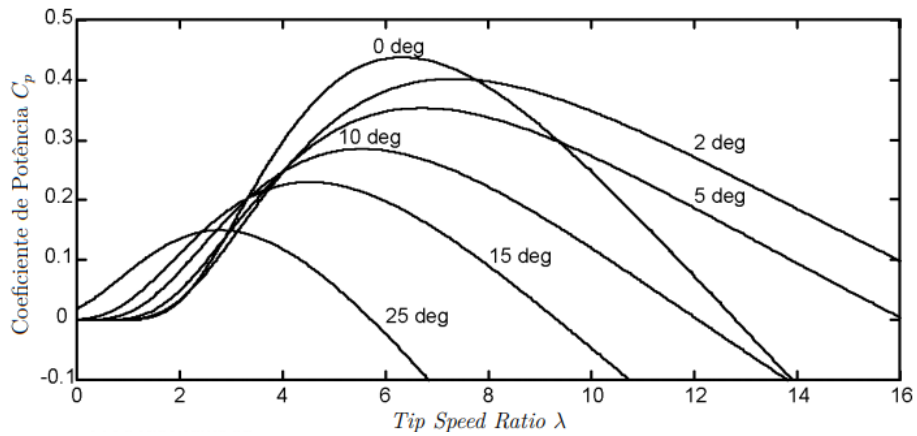


Figura 3.2: Exemplo de curva $C_p - \lambda$ [45].

Para obter a região de estabilidade mecânica do sistema utiliza-se o coeficiente de binário (C_t) que é obtido a partir do C_p , de acordo com a Equação (3.18) [43].

$$C_t(\lambda) = \frac{C_p}{\lambda} \quad (3.18)$$

Para ter operação estável o sistema precisa obter o binário versus velocidade com declive negativo. Na Figura 3.3 é possível observar a região estável de C_p em negrito na curva, à direita do valor máximo de C_t [43].

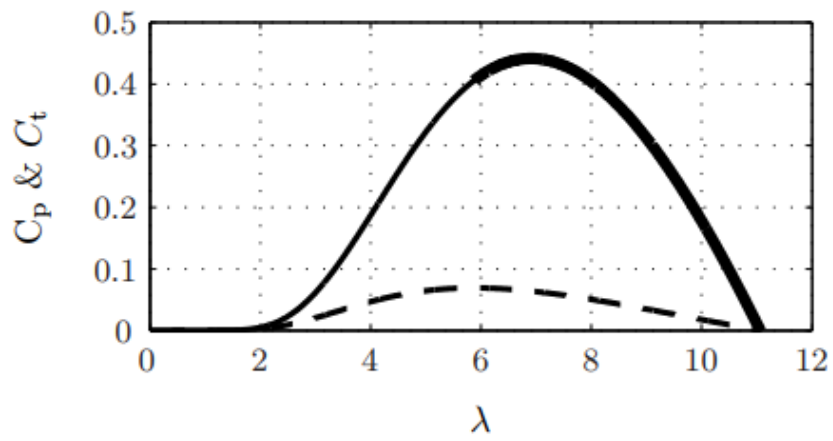


Figura 3.3: Estabilidade de C_p : $C_p = \text{——}$ $C_t = \text{---}$ [43].

Capítulo 4

Topologia do Emulador Proposto

Este capítulo descreve a implementação do emulador das turbinas, hídrica e eólica. A Figura 4.1 exibe o diagrama do sistema.

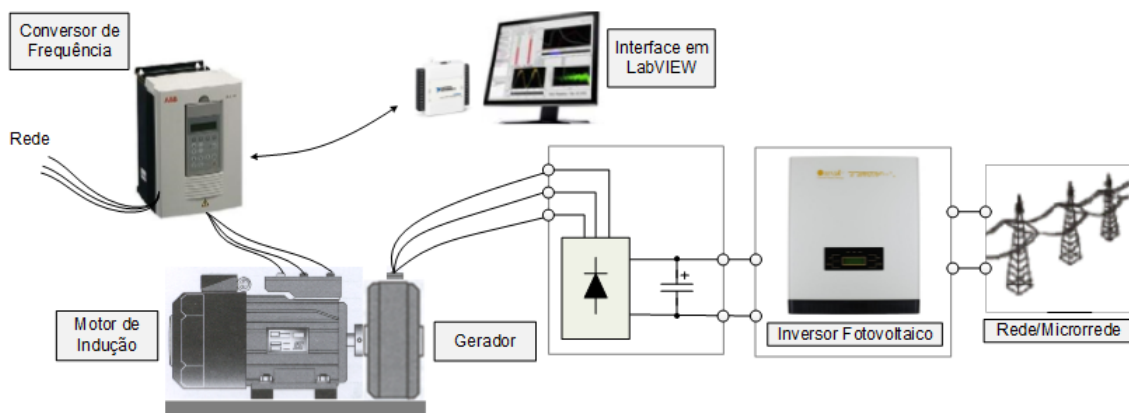


Figura 4.1: Sistema emulado

O sistema é constituído por um motor de indução modelo 3 LSMV100L, do fabricante Leroy Somer, especificado na Tabela 4.1, acionado por um conversor de frequência do fabricante ABB, do modelo ACS 600, cujos parâmetros são apresentados no Apêndice C, o qual será comandado por sinais analógicos provenientes da interface no LabVIEW. Acoplado com o motor de indução, o GSIP, especificado e caracterizado através de ensaios no Apêndice B, está conectado com a rede e/ou microrrede através de circuito retificador e um inversor fotovoltaico. A interface no LabVIEW é responsável por enviar a potência

mecânica de referência para o conversor de frequência utilizando o Dispositivo de E/S multifuncional 6008 da National Instruments, que está especificado na Tabela 4.2.

Para ligação à rede foram testados dois inversores fotovoltaicos: Omniksol-2k-TL e Sunny Boy 1.5-1VL-40, caracterizados no Apêndice A.

Ao utilizar os inversores fotovoltaicos, neste sistema, as turbinas, são programadas para se comportarem eletricamente como painéis fotovoltaicos. O inversor fotovoltaico desacopla a saída do gerador da rede elétrica, o que permite que o gerador trabalhe com uma ampla gama de velocidades, aumentando assim a eficiência do sistema. Além disso, os inversores fotovoltaicos são amplamente disponíveis no mercado, muito competitivos e sua instalação é largamente difundida entre pequenas e médias empresas [46].

Tabela 4.1: Especificações do motor de indução 3 LSMV100L.

Parâmetro	Valor
Potência Nominal	3 kW
Tensão Nominal	400 V
Frequência Nominal	50 Hz
Velocidade Nominal	1430 rpm
Corrente Nominal	6,3 A
Fator de Potência	0,84

Tabela 4.2: Especificações do dispositivo USB Dispositivo de E/S multifuncional 6008.

Parâmetro	Valor
Resolução das Entradas Analógicas	12 bits diferencial, 11 bits saída simples
Máxima Taxa de Amostragem das Entradas Analógicas (Porta Única)	10 kS/s
Máxima Taxa de Amostragem das Entradas Analógicas (Múltiplas Portas)	10 kS/s
Configuração de Entradas/Saída Digital	Coletor aberto

No conversor de frequência utiliza-se a macro PID, com controlo de potência, o qual, após receber o sinal da potência mecânica de referência, proveniente do ambiente LabVIEW compara com a potência real produzida pelo motor, para obter o desvio (erro) a ser processado pelo controlador PID. A potência real (medida) é dada pelo próprio conversor

de frequência. A Figura 4.2 ilustra o diagrama do controle de potência realizado pelo conversor de frequência.

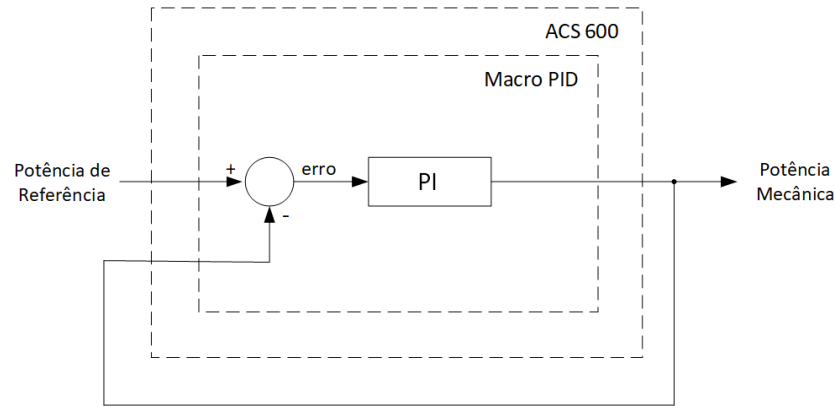


Figura 4.2: Controle PID

4.1 Emulador da Turbina Hídrica

Para emular a turbina hídrica desenvolveu-se uma aplicação em ambiente LabVIEW que, com base nos parâmetros cota (H) em metros e caudal (Q) em l/s, calcula a potência hídrica (P_h) em *Watts*. Em seguida, obtém-se a potência mecânica (P_{hmec}) em *Watts*, utilizando o rendimento da turbina (η_t) em percentagem. Os valores de H , Q e η_t são parâmetros de entrada inseridos pelo usuário da aplicação.

O conversor de frequência utiliza a macro PID, na qual o sinal de referência é a P_{hmec} . A Figura 4.3 exibe o diagrama de blocos do sistema implementado em ambiente LabVIEW.

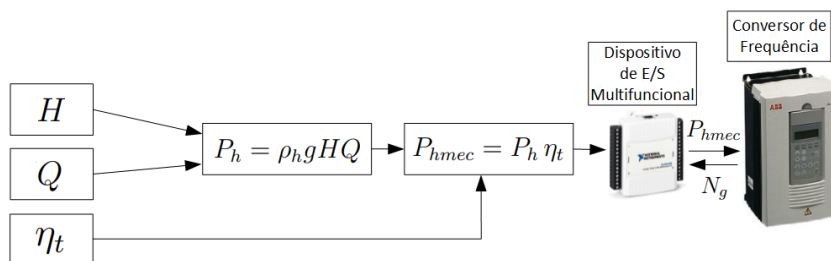


Figura 4.3: Diagrama de blocos do sistema hídrico

O sistema não contém realimentação de velocidade, pois a turbina hídrica possui pouca

variação de velocidade dinâmica em consequência de seu alto fator de amortecimento e inércia [31]. Porém a velocidade do motor, que consequentemente é a mesma do gerador, é obtida e monitorizada.

O esquema da aplicação implementada em LabVIEW é exibido na Figura 4.4. Já a interface com o usuário da aplicação é ilustrada na Figura 4.5.

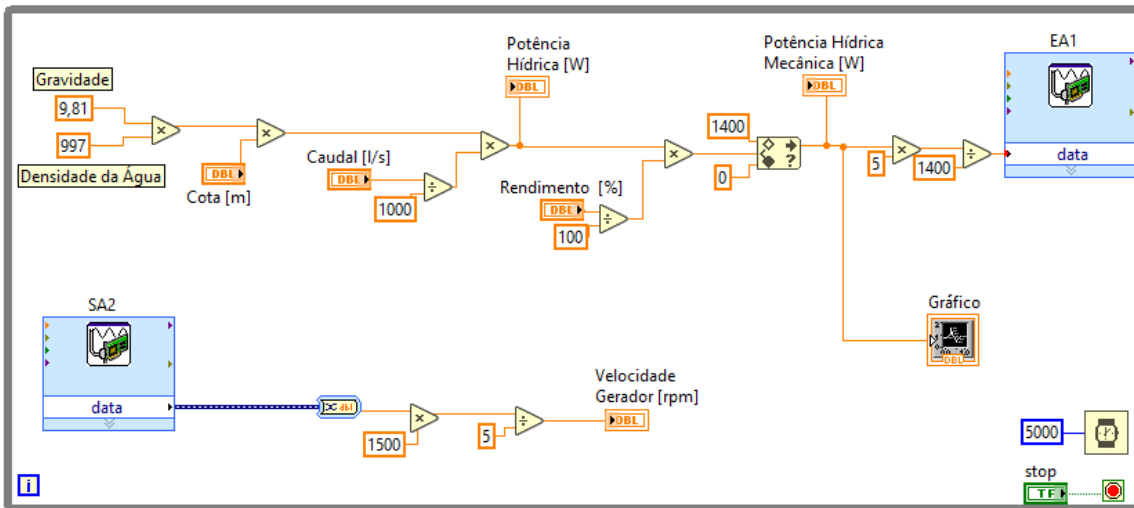


Figura 4.4: Emulação turbina hídrica - esquema aplicação em LabVIEW

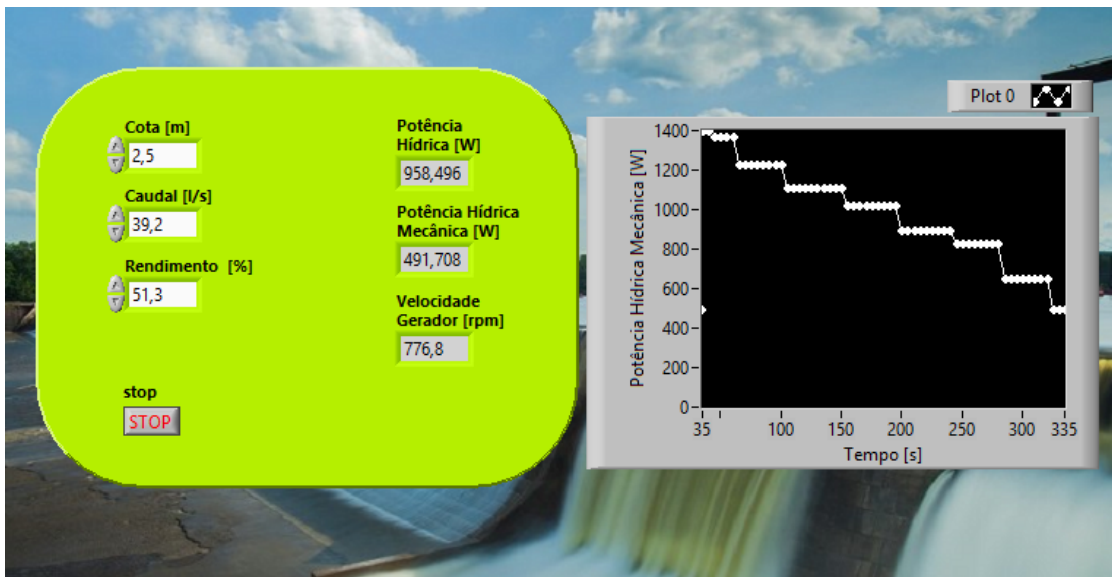


Figura 4.5: Emulação turbina hídrica - interface aplicação em LabVIEW

No esquema da aplicação desenvolvida, presente na Figura 4.4 em ambiente LabVIEW,

o sinal analógico (EA1) gera a potência de referência, que é a potência hídrica mecânica enviada para o conversor de frequência em forma de tensão (0-5V). Já o sinal da saída analógica (SA2) do conversor de frequência é a resposta da velocidade. Ambos os sinais são transmitidos para o ambiente LabVIEW através do Dispositivo de E/S multifuncional 6008. Outro detalhe importante a ser mencionado, é que a potência hídrica mecânica está limitada entre 0 e 1400 W, devido à potência nominal do GSIP.

4.2 Emulador da Turbina Eólica

Para uma determinada velocidade do vento, o ponto de operação da turbina eólica é determinado pela interseção entre a característica da turbina e a característica da carga.

Para os parâmetros dimensionais de uma turbina eólica específica, uma aplicação computacional implementada em ambiente LabVIEW lê uma tabela de pesquisa com o perfil de vento, e em seguida, calcula a potência do vento. Através da velocidade do gerador, obtém-se o *tip speed ratio*, o qual é necessário para a determinação do coeficiente de potência. Em seguida a potência mecânica de referência para o conversor de frequência é calculada.

O diagrama de blocos do emulador de turbina eólica é exibido na Figura 4.6. A condição inicial da velocidade do vento corresponde a $P_{mec} = 1400$ W, que corresponde à situação de vazio do gerador, ou seja, antes do inversor fotovoltaico começar a injetar energia na rede. A potência mecânica de referência é então atualizada seguindo a velocidade do vento e considerando a velocidade de rotação da turbina eólica.

A turbina eólica emulada é a turbina Passaat do fabricante Fortis Wind Energy, cujos principais parâmetros são apresentados na Tabela 4.3.

A relação entre a potência mecânica no eixo da turbina e a velocidade do vento, proposta pelo fabricante, é apresentada na Figura 4.7, onde a potência nominal é de 1400 W para a velocidade do vento de 15 e 16 m/s.

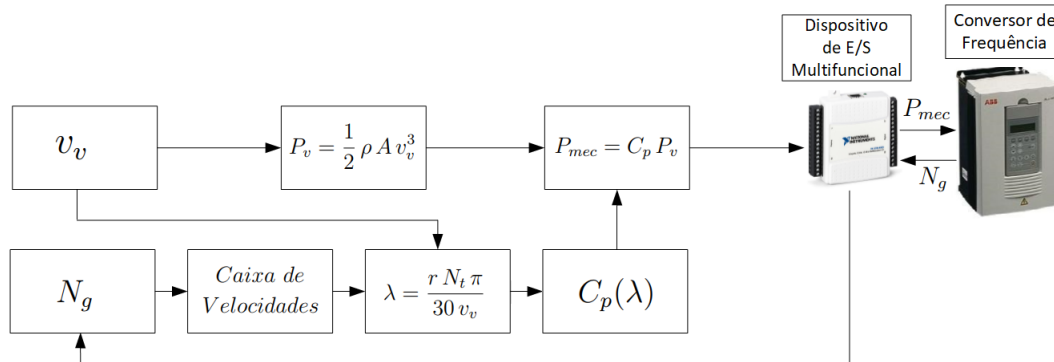


Figura 4.6: Diagrama de blocos implementado no LabVIEW

Tabela 4.3: Parâmetros da turbina Passaat [47].

Parâmetro	Valor
Potência Nominal	1,4 kW
Velocidade Nominal do Vento	16 ms ⁻¹
<i>Cut-in</i>	2,5 ms ⁻¹
<i>Cut-out</i>	-
Peso do Rotor	75 kg
Diâmetro do Rotor	3,12 m
Área de Varredura	7,65 m ²
Velocidade Máxima de Rotação	775 rpm
Número de Pás	3
Material das Pás	Vidro de Fibra Composta
Tensão de Saída	24-240V(DC)

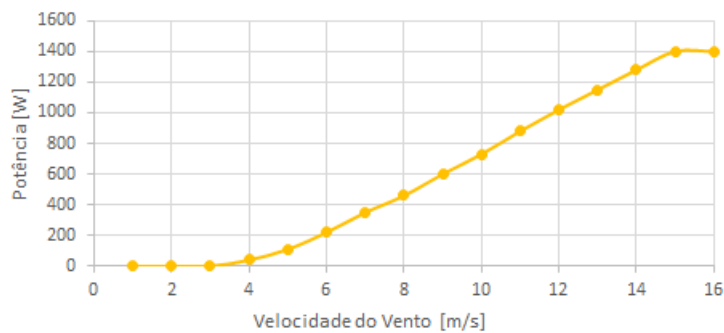


Figura 4.7: Curva de potência da turbina Passaat [47].

O esquema da aplicação desenvolvida em LabVIEW e a interface com o usuário são exibidos nas Figuras D.1 e D.2, respectivamente, do Apêndice D. Nas seções seguintes,

são detalhadas algumas partes fundamentais da aplicação.

4.2.1 Perfil do Vento

Recorrendo a uma análise da literatura na área, selecionou-se o perfil do vento de acordo com o proposto em [48] e reproduzido na Figura 4.8.

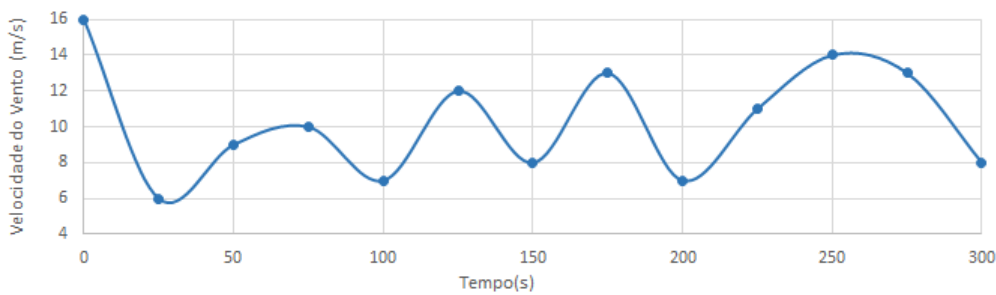


Figura 4.8: Perfil do vento utilizado com carga resistiva e com o inversor fotovoltaico Omniksol-2k-TL2

Porém, foi necessário adaptar a dinâmica do perfil do vento emulada à dinâmica do MPPT do inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40. Portanto, o perfil do vento utilizado quando o sistema contém o Sunny Boy 1.5-1VL-40 é dado pela Figura 4.9.

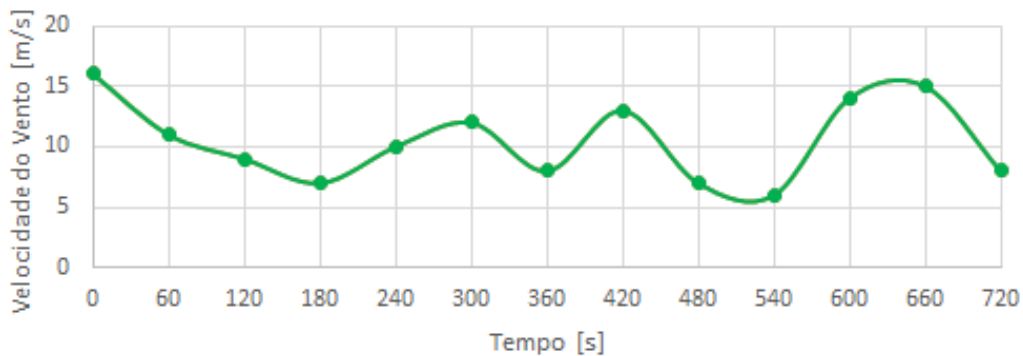


Figura 4.9: Perfil do vento utilizado com o inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40

Contudo, além dos valores tabelados, o sinal de velocidade do vento pode ser representado utilizando valores inseridos pelo usuário ou equações matemáticas, apenas com simples modificações no ambiente LabVIEW.

4.2.2 Cálculo da Potência do Vento

O cálculo da potência do vento é feito utilizando a Equação (3.4), a Figura 4.10 exibe da mesma em ambiente LabVIEW.

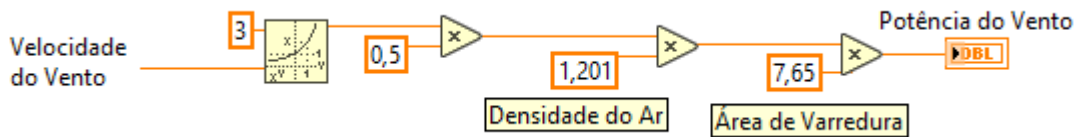


Figura 4.10: Potência do vento calculada em ambiente LabVIEW

O valor da densidade do ar (ρ_{ar}), no nível do mar, à temperatura de 15°C, é de 1,201 kg/m⁻³. A área de varredura das pás da turbina Passaat tem o valor de 7,65 m².

4.2.3 Cálculo do *Tip Speed Ratio*

Para calcular o *tip speed ratio* (λ) é usada a Equação (3.14). A Figura 4.11 exibe o cálculo do λ utilizando o ambiente LabVIEW.

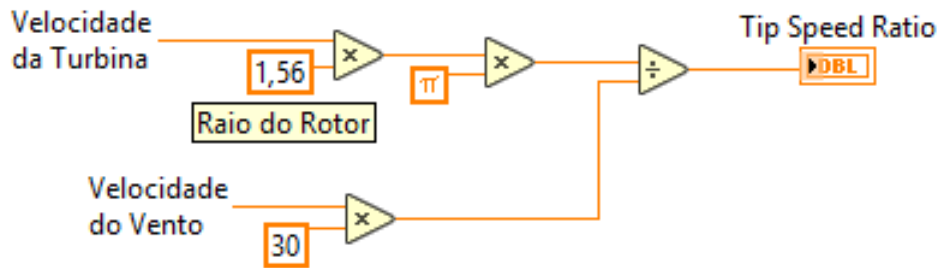


Figura 4.11: Cálculo do λ em ambiente LabVIEW

4.2.4 Cálculo do Coeficiente de Potência

Atendendo a que o fabricante não disponibiliza a curva $C_p - \lambda$ da turbina em análise, foram testadas curvas com um carácter empírico, disponíveis na literatura, adaptadas às características da turbina (e.g., o passo da turbina é nulo, atendendo a que, para pequenas potências, as turbinas não dispõem de controlo de passo das pás). Portanto, inicialmente obteve-se C_p a partir de equações da literatura, de [49] a Equação (4.1) foi utilizada.

$$C_p(\lambda) = \frac{1}{2}(\lambda - 0,002\beta^2 - 5,6)e^{-0,17\lambda} \quad (4.1)$$

com,

$$\lambda = \frac{V_v}{\omega_B} \quad (4.2)$$

onde, ω_B é a velocidade angular das pás em rad/s .

Atendendo ao caráter empírico desta formulação, assim como de outras testadas, disponíveis na literatura, foram realizados ensaios de forma a validar a curva $C_p - \lambda$ da turbina em questão.

Assim, com o intuito de desenvolver um modelo de curva $C_p - \lambda$ utilizando o modelo polinomial, representado pela (3.15) realizou-se um ensaio experimental, abaixo descrito, o qual, teve o objetivo de aferir e analisar a velocidade do gerador (N_g) ao considerar as características da turbina Passaat. A Figura 4.12 exhibe a configuração do sistema, no qual se utilizou uma resistência fixa (R) com valor de $27,8\ \Omega$, que foi determinada para que a intensidade de corrente fornecida pelo gerador não excedesse a corrente nominal, aos níveis da tensão e intensidade de corrente no barramento DC.

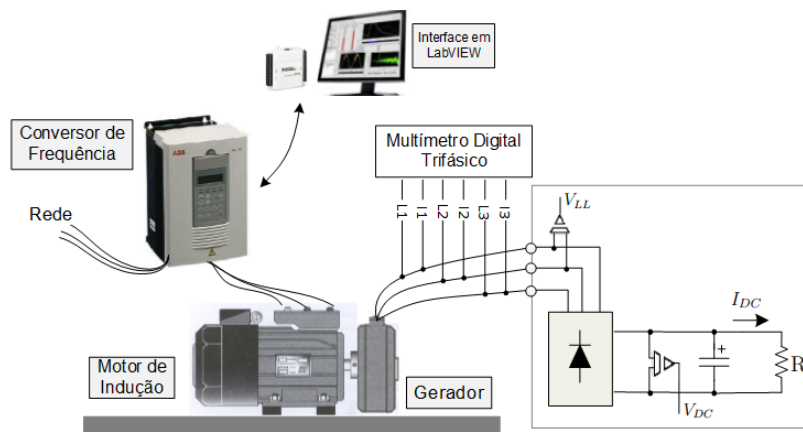


Figura 4.12: Esquema de montagem do ensaio com carga resistiva

Para este ensaio experimental, foi utilizada uma aplicação desenvolvida em LabVIEW, cujo diagrama de blocos é ilustrado na Figura 4.13. A velocidade do vento foi inserida

manualmente e a partir dela a potência mecânica foi lida da Tabela 4.4.

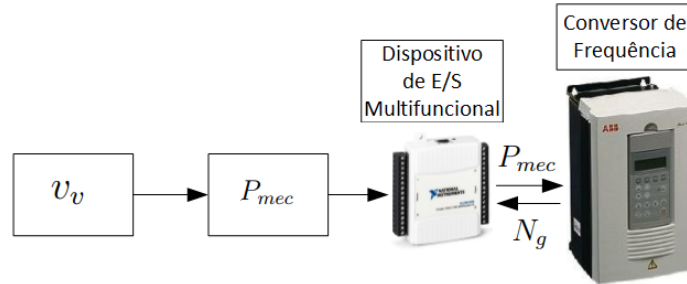


Figura 4.13: Diagrama blocos da aplicação em LabVIEW do ensaio com carga resistiva

Tabela 4.4: Tabela características turbina Passaat [47].

v_v [m/s]	P_{mec} [W]
5	110
6	220
7	350
8	460
9	600
10	730
11	880
12	1020
13	1150
14	1280
15	1400
16	1400

A Tabela 4.5 e a Tabela 4.6 exibem as os resultados das grandezas mecânicas e das grandezas elétricas obtidas, respectivamente.

A potência do gerador (P_g), a tensão composta (V_{LL}) e o fator de potência (FP) foram obtidos através do analisador de potência trifásico Fluke 434, assim como as correntes de fase do gerador (I_g). A tensão do barramento DC (V_{DC}) foi obtida utilizando o multímetro digital Fluke 85 III True RMS e a corrente do barramento DC (I_{DC}) foi medida através do multímetro digital 77 III.

Atendendo às características nominais do gerador e da turbina, torna-se necessário definir uma relação de, aproximadamente, 1:2 entre as velocidades das duas máquinas. Desta forma, a emulação da turbina Passaat pressupõe uma caixa de velocidades entre a turbina e o gerador, que será objeto de estudo na Secção 4.2.5.

Calculou-se a potência do barramento DC (P_{DC}) multiplicando I_{DC} por V_{DC} . Com base nas características das turbinas e de N_g obtida com o presente ensaio, calculou-se o *tip speed ratio* usando a Equação (3.14).

Tabela 4.5: Grandezas mecânicas do ensaio para determinar a curva $C_p - \lambda$

v_v [m/s]	N_g [rpm]	N_t [rpm]	λ	P_{mec} [W]
5	62,2	99,2	3,24	109,2
6	198,3	193,8	5,28	221,2
7	387,6	278,0	6,49	350,0
8	555,9	342,2	6,99	459,2
9	684,3	411,9	7,48	599,2
10	823,7	472,6	7,72	730,8
11	945,2	538,2	7,99	879,2
12	1076,3	599,7	8,16	1019,2
13	1199,4	654,4	8,22	1150,8
14	1308,7	708,8	8,27	1279,6
15	1417,6	749,9	8,17	1400,0

Tabela 4.6: Grandezas elétricas do ensaio para determinar a curva $C_p - \lambda$

v_v [m/s]	V_{LL} [V]	I_g [A]			FP	P_g [kW]	V_{DC} [V]	I_{DC} [A]	P_{DC} [W]
		1	2	3					
5	25,5	0,2	0,2	0,2	0,93	0,04	31,5	1,13	35,5
6	48,8	0,9	0,9	0,9	0,93	0,13	60,1	2,17	130,4
7	69,1	1,7	1,7	1,7	0,93	0,26	83,7	3,05	255,3
8	83,5	2,3	2,3	2,3	0,93	0,37	101,4	3,68	373,2
9	98,8	2,8	2,8	2,8	0,94	0,52	119,9	4,36	522,8
10	111,4	3,3	3,3	3,2	0,95	0,67	135,6	4,94	669,9
11	124,3	3,7	3,7	3,6	0,95	0,84	151,3	5,53	836,7
12	135,6	4,1	4,1	4,1	0,96	0,99	164,9	6,03	994,3
13	144,8	4,4	4,4	4,4	0,96	1,13	171,1	6,46	756,5
14	153,5	4,7	4,8	4,7	0,96	1,28	188,1	6,86	1290,4
15	159,7	5,0	5,0	5,0	0,96	1,39	195,7	7,14	1397,3

Assim, estimou-se a curva $C_p - \lambda$ utilizando o valor do *tip speed ratio* (λ) obtido através da velocidade do gerador (N_g) e do valor do coeficiente de potência (C_p), calculado através das características da turbina Passaat, presentes na Tabela 4.3 e das equações que modelam as turbinas eólicas que constam no Capítulo 3. A Figura 4.14 ilustra a curva desenvolvida.

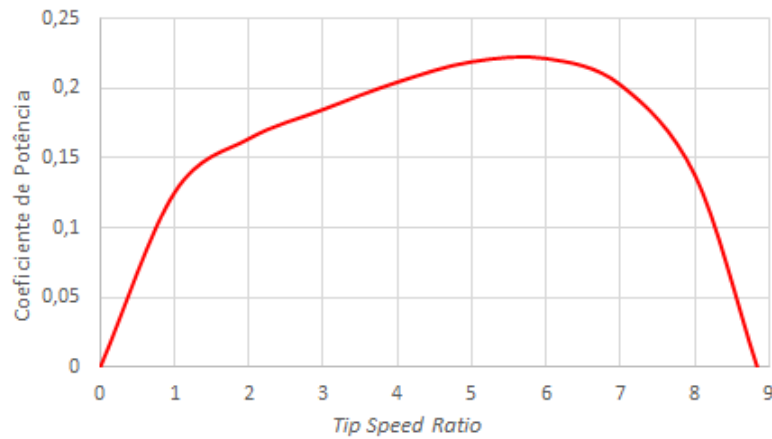


Figura 4.14: Curva $C_p - \lambda$

A Equação (4.3) foi obtida a partir do gráfico e representa a curva $C_p - \lambda$.

$$C_p(\lambda) = -2,13e - 5 \lambda^6 + 0,00059 \lambda^5 - 0,0068 \lambda^4 + 0,039 \lambda^3 - 0,12 \lambda^2 + 0,21 \lambda - 1,71e - 5 \quad (4.3)$$

Portanto, no estudo em questão a relação $C_p - \lambda$ é representada por uma expressão polinomial de sexta ordem. A Figura 4.15 exibe o cálculo do C_p em ambiente LabVIEW.

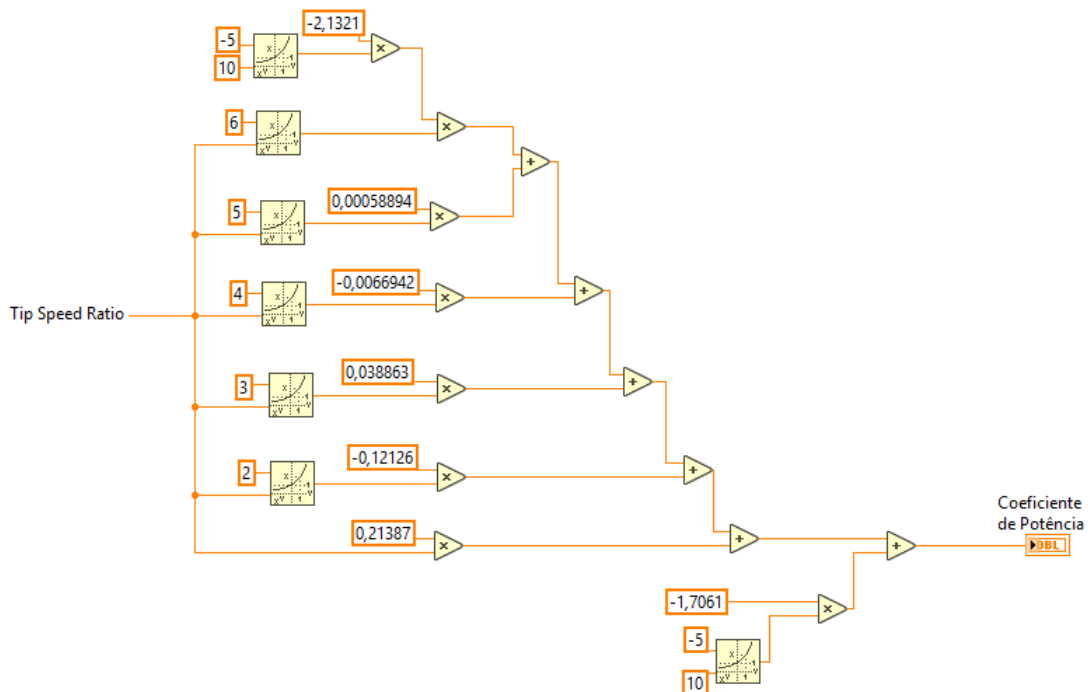


Figura 4.15: Cálculo do C_p em ambiente LabVIEW

4.2.5 Cálculo da Velocidade da Turbina

Para combinar a velocidade da turbina com a velocidade do GSIP, assume-se uma caixa de velocidades, ou seja, o motor de indução emulará o comportamento da turbina Passaat acoplada a uma caixa de velocidades elevadora, de forma a que o GSIP disponível na plataforma laboratorial seja acionado na gama de velocidades até à nominal, e, em consequência, permitir uma tensão no barramento DC na zona de funcionamento dos inversores testados.

De forma a explorar a gama de funcionamento dos inversores fotovoltaicos, foram realizados ensaios específicos com cada um dos inversores em análise, com o objetivo de adequar a velocidade do gerador (proporcional à tensão no barramento DC) à velocidade da turbina, o que se traduzirá numa relação a implementar na caixa de velocidades. Estes ensaios tiveram como finalidade analisar a velocidade do gerador (N_g) e as características da turbina quando o sistema está interligado à rede através do Omniksol-2k-TL ou através do Sunny Boy 1.5-1VL-40. Utilizou-se a mesma aplicação do ensaio com carga resistiva presente na Secção 4.2.4, desenvolvida em ambiente LabVIEW, cujo o diagrama de blocos é ilustrado na Figura 4.13. As Tabelas 4.7 e 4.8 exibem tais resultados, no qual a velocidade do gerador (N_g) foi aferida através do ambiente LabVIEW.

Tabela 4.7: Ensaio velocidades Omniksol-2k-TL

v_v [m/s]	N_g [rpm]
6	658
7	717
8	761
9	805
10	852
11	925
12	1021
13	1165
14	1313
15	1500
16	1500

Observa-se que quando a velocidade do vento é de 5 m/s os inversores fotovoltaicos,

Tabela 4.8: Ensaio velocidades Sunny Boy 1.5-1VL-40

v_v [m/s]	N_g [rpm]
6	330
7	394
8	481
9	555
10	660
11	805
12	952
13	1092
14	1223
15	1355
16	1355

Omniksol-2k-TL e Sunny Boy 1.5-1VL-40, saem da zona de funcionamento e param de injetar potência na rede/microrrede.

Nota-se também que a velocidade do gerador (N_g) quando o sistema contém o Omniksol-2k-TL em 6 m/s é de 658 rpm, enquanto que com o inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40 a velocidade é 330 rpm. Destacando assim, a diferença a gama de funcionamento dos inversores fotovoltaicos testados.

Dessa forma, nota-se que os inversores fotovoltaicos influenciam diretamente na velocidade do gerador (N_g), assim sendo, para combinar a velocidade da turbina com a velocidade do GSIP, que foi obtida no ensaio experimental com carga resistiva presente na Secção 4.2.4 e está presente na Tabela 4.5, assumem-se caixas de velocidades.

Para ensaios com o Omniksol-2k-TL obteve-se uma caixa de velocidades modelada de acordo com a Equação (4.4), enquanto que para utilização do Sunny Boy, a gama de funcionamento pressupõe uma caixa de velocidades modelada pela Equação (4.5).

$$N_{tomn} = 1,34e - 6 N_g^3 - 0,0052 N_g^2 + 7,08 N_g - 2588,7 \quad (4.4)$$

$$N_{tsb} = 3,56e - 7 N_g^3 - 0,0011 N_g^2 + 1,49 N_g - 177,98 \quad (4.5)$$

As Figuras 4.16 e 4.17 exibem a caixa de velocidades implementada em ambiente

LabView, para o sistema com o inversor fotovoltaico Omnikosol-2k-TL e com o inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40, respectivamente.

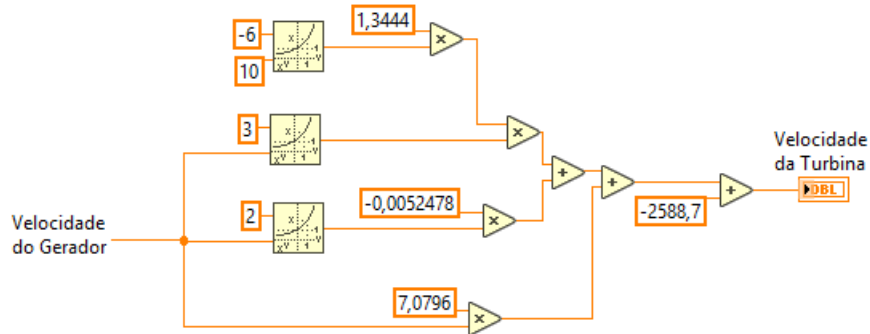


Figura 4.16: Caixa de velocidade do Omnikosol-2k-TL em ambiente LabVIEW

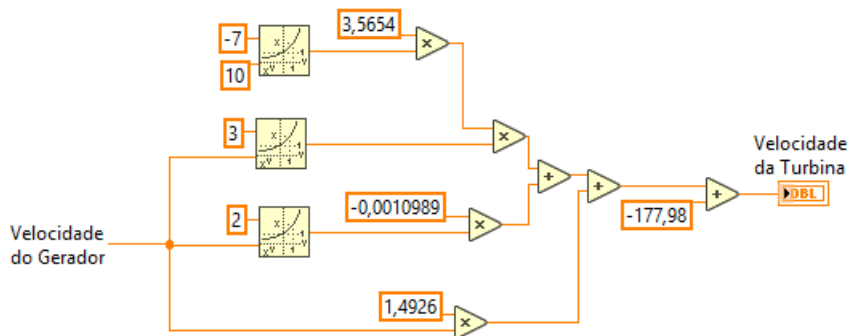


Figura 4.17: Caixa de velocidade do Sunny Boy 1.5-1VL-40 em ambiente LabVIEW

4.2.6 Cálculo da Potência Mecânica

Após obter os valores da potência do vento e do coeficiente de potência, a potência mecânica é calculada. A Figura 4.18 ilustra a implementação em ambiente LabVIEW.

O emulador limita a potência mecânica a 1400 W, para não exceder a potência nominal do GSIP.

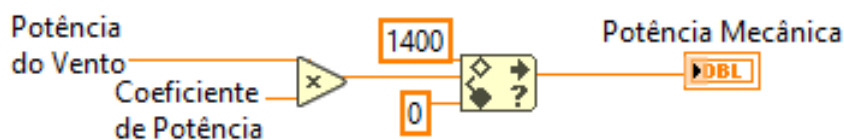


Figura 4.18: Cálculo da potência mecânica em ambiente LabVIEW

Capítulo 5

Resultados e Discussão

Com base no sistema proposto no Capítulo 4, neste capítulo são apresentados os resultados experimentais obtidos a partir do aplicativo desenvolvido em ambiente LabVIEW e dos equipamentos de medida. Nos procedimentos experimentais apresentam-se as condições de teste, resultados e explicações.

5.1 Emulação da Turbina Hídrica

A partir da configuração proposta na Secção 4.1 realizou-se ensaios experimentais com os inversores fotovoltaicos Omniksol-2k-TL2 e Sunny Boy 1.5-1VL-40. A configuração dos ensaios é proposta na Figura 5.1.

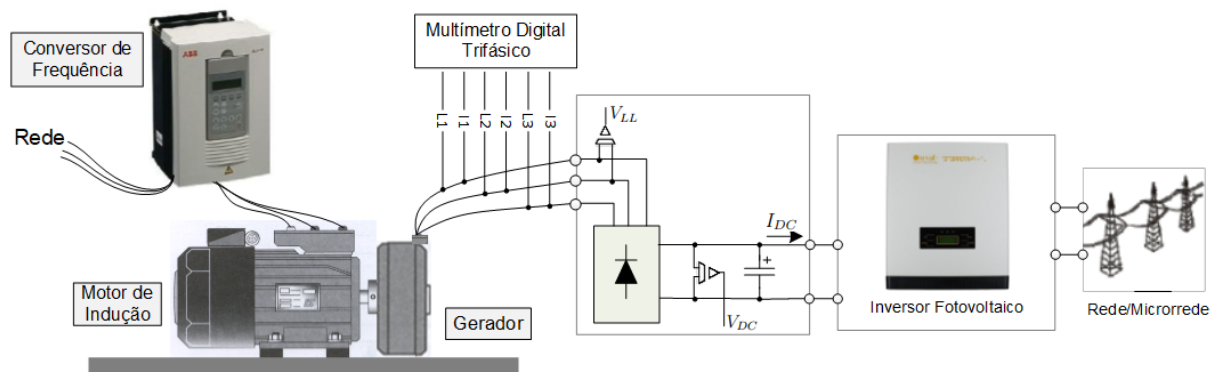


Figura 5.1: Ensaio experimental emulação

Os valores da cota (H), caudal (Q) e rendimento (η_t) foram obtidos em [50]. Os valores de V_{LL} , I_g , FP e P_g foram aferidos a partir do analisador de potência trifásico Fluke 434. A corrente do barramento DC (I_{DC}) e a tensão do barramento DC (V_{DC}) dos multímetros digitais Fluke 77 III e Fluke 85 III, respectivamente. A potência no barramento DC (P_{DC}) é calculada multiplicando os valores de I_{DC} e V_{DC} . A potência entregue à rede (P_{AC}) é obtida a partir do próprio Omnixsol-2k-TL2 ou quando o sistema contém o Sunny Boy 1.5-1VL-40 é aferida a partir do multímetro digital Fluke 43 *Power Quality Analyzer*.

A Tabela 5.1 mostra o resultado do teste experimental utilizando o inversor fotovoltaico Omnixsol-2k-TL2.

Tabela 5.1: Ensaio emulação de turbina hídrica com Omnixsol-2k-TL2

H [m]	Q [l/s]	η_t [%]	P_{hmec} [W]	N_g [rpm]	V_{LL} [V]	I_g [A]			FP	P_g [kW]	I_{DC} [A]	V_{DC} [V]	P_{DC} [W]	P_{AC} [W]
						1	2	3						
1,5	30,3	50,0	222,26	658,1	91,1	0,6	0,5	0,5	0,91	0,09	0,69	117,5	81,1	91
2,0	35,0	50,8	347,80	715,7	94,5	1,5	1,6	1,5	0,93	0,23	2,02	117,9	238,2	249
2,5	39,2	51,3	491,71	776,8	97,5	2,5	2,5	2,5	0,92	0,40	3,38	118,3	399,9	398
3,0	42,9	51,8	652,04	827,1	97,4	3,5	3,5	3,5	0,94	0,57	4,78	118,2	565,0	555
3,5	46,3	52,3	828,92	899,8	97,4	4,7	4,7	4,7	0,95	0,77	6,32	118,3	747,7	715
4,0	49,5	52,8	1022,50	1024,2	97,5	5,7	5,7	5,7	0,96	0,98	8,06	118,7	956,7	892
4,2	50,8	53,0	1105,99	1122,3	102,7	5,8	5,9	5,8	0,96	1,07	8,07	132,1	1066,0	977
4,5	52,5	53,3	1231,58	1259,6	122,7	5,9	5,8	5,9	0,96	1,21	7,74	148,2	1147,1	1119
4,8	54,3	53,6	1366,38	1405,6	140,4	5,7	5,7	5,7	0,96	1,35	7,92	173,1	1371,0	1288
5,0	55,4	53,8	1400,00	1433,1	144,1	5,8	5,8	5,8	0,96	1,39	7,89	177,3	1398,9	1328

Na Tabela 5.2 são exibidos os resultados do teste experimental utilizando o inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40.

Tabela 5.2: Ensaio emulação de turbina hídrica com Sunny Boy 1.5-1VL-40

H [m]	Q [l/s]	η_t [%]	P_{hmec} [W]	N_g [rpm]	V_{LL} [V]	I_g [A]			FP	P_g [kW]	I_{DC} [A]	V_{DC} [V]	P_{DC} [W]	P_{AC} [W]
						1	2	3						
1,5	30,3	50,0	222,26	349,7	43,8	2,1	2,1	2,1	0,93	0,11	2,27	50,3	114,2	101
2,0	35,0	50,8	347,80	409,9	45,6	3,2	3,2	3,2	0,93	0,24	4,24	54,2	229,8	204
2,5	39,2	51,3	491,71	466,3	48,3	4,5	4,5	4,5	0,95	0,34	6,15	54,4	334,6	310
3,0	42,9	51,8	652,04	612,1	60,1	5,1	5,1	5,1	0,96	0,51	7,27	68,7	499,4	471
3,5	46,3	52,3	828,92	805,5	73,4	5,9	5,9	6,0	0,96	0,72	7,79	91,8	715,1	667
4,0	49,5	52,8	1022,50	1027,3	94,7	5,8	5,8	5,8	0,96	0,95	7,80	118,3	922,7	892
4,2	50,8	53,0	1105,99	1110,4	103,8	6,1	6,1	6,0	0,96	1,04	8,51	129,6	1102,9	991
4,5	52,5	53,3	1231,58	1258,4	115,2	6,0	6,0	6,0	0,96	1,20	8,47	149,4	1265,4	1140
4,8	54,3	53,6	1366,38	1393,6	128,8	6,3	6,2	6,2	0,96	1,35	8,10	160,1	1296,8	1300
5,0	55,4	53,8	1400,00	1496,7	159,1	5,2	5,2	5,2	0,96	1,39	7,31	198,6	1451,8	1340

A representação gráfica da corrente do barramento DC (I_{DC}) em função da tensão do barramento DC (V_{DC}), com os dois inversores em teste, é ilustrada na Figura 5.2. Na Figura 5.3 está representada a potência do barramento DC (P_{DC}) em função tensão do barramento DC (V_{DC}).

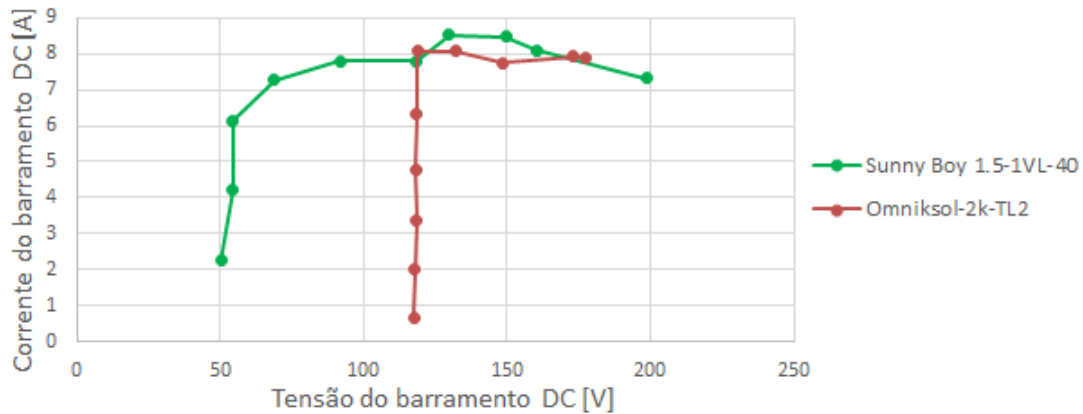


Figura 5.2: Ensaio de emulação da turbina hídrica: corrente do barramento DC *versus* tensão do barramento DC

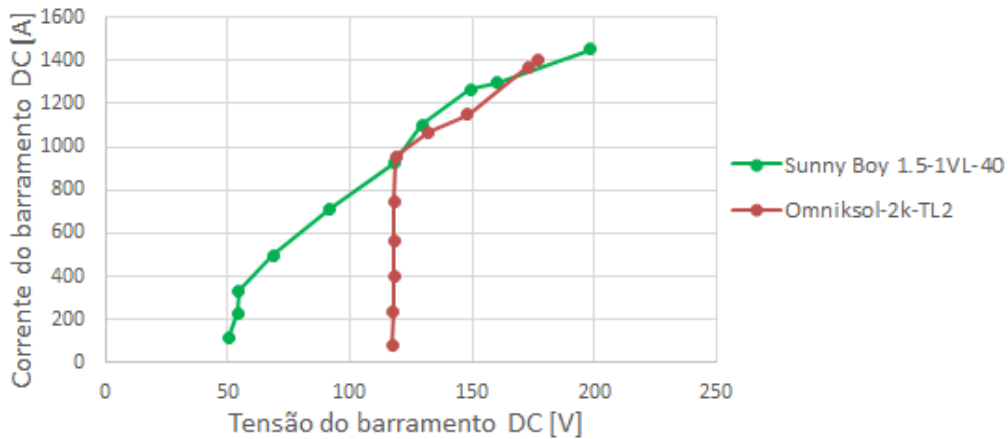


Figura 5.3: Ensaio de emulação da turbina hídrica: potência do barramento DC *versus* tensão do barramento DC

Nas duas representações gráficas presentes na Figura 5.2 e na Figura 5.3 nota-se a diferença do intervalo de funcionamento dos inversores fotovoltaicos, o Omniksol-2k-TL2 injeta potência na rede com tensão do barramento DC (V_{DC}) a partir de 120 V, enquanto que com o inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40 observa-se que o mesmo injeta

potência na rede com (V_{DC}) a partir de 50 V. O que condiz com a especificação de tensão mínima de entrada de cada inversor fotovoltaico, presente nas Tabelas A.1 e A.2 do Apêndice A.

Os dois inversores possuem potência semelhante, porém em diferentes valores de tensão e corrente, o que evidencia a diferença dos algoritmos MPPT dos inversores fotovoltaicos analisados.

Observa-se que o algoritmo MPPT do inversor fotovoltaico Omniksol-2k-TL2 mantém a tensão em 120 V e diminui a corrente. Já no caso do inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40 mantém a corrente e diminui a tensão até o valor mínimo de funcionamento, 50 V.

5.2 Emulação da Turbina Eólica

A emulação da turbina eólica foi feita utilizando três cargas distintas, carga resistiva alimentada a partir do barramento DC, e com a injeção de potência na rede, através dos inversores fotovoltaicos Omniksol-2k-TL2 e Sunny Boy 1.5-1VL-40.

5.2.1 Ensaio com Carga Resistiva

Realizou-se este ensaio laboratorial com o intuito de analisar o comportamento do sistema utilizando uma carga passiva, que não interferisse na dinâmica do sistema. A Figura 5.4 exibe a configuração do sistema, que utiliza uma resistência fixa (R) com valor de $27,8 \Omega$, que foi determinado experimentalmente, sendo o valor para qual o gerador estava próximo da sua potência nominal, aos níveis da tensão e intensidade de corrente no barramento DC.

A velocidade do vento foi inserida automaticamente, de acordo com a Figura 4.8, onde, o tempo de variação é de 20 segundos. A potência do gerador (P_g), a tensão composta (V_{LL}) e o fator de potência (FP) foram obtidos através do analisador de potência trifásico Fluke 434, assim como as correntes de fase do gerador (I_g). A tensão do barramento DC (V_{DC}) foi obtida utilizando o multímetro digital Fluke 85 III *True RMS* e a corrente do

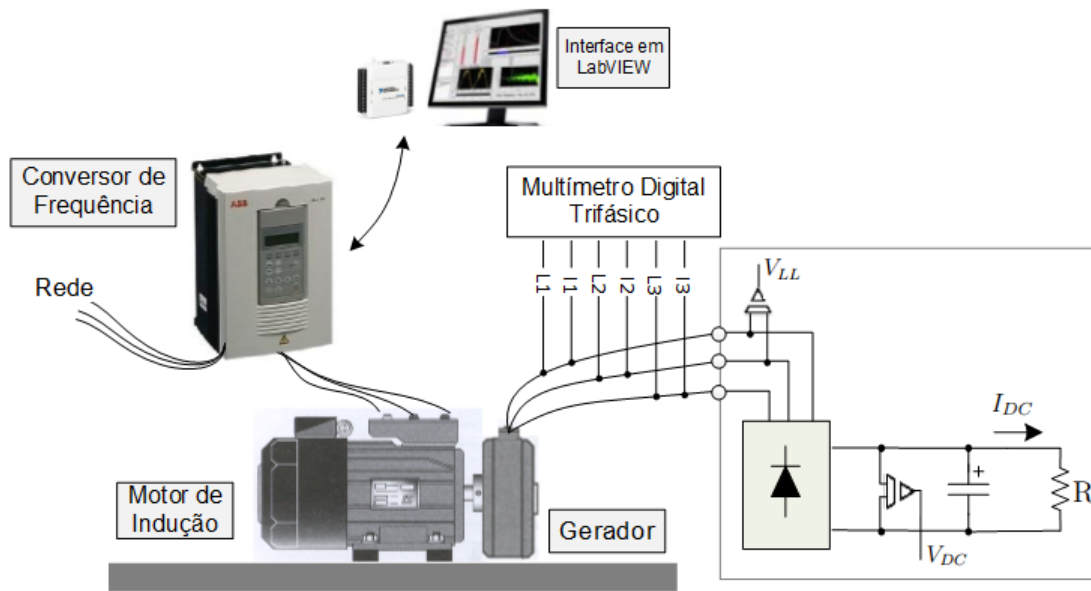


Figura 5.4: Emulação da turbina eólica com carga resistiva

barramento DC (I_{DC}) foi medida através do multímetro digital Fluke 77 III. A velocidade da turbina (N_t) foi obtida dividindo por 2 a velocidade do gerador (N_g). Calculou-se a potência do barramento DC (P_{DC}) multiplicando I_{DC} por V_{DC} .

O resultado completo do ensaio experimental é visto nas Tabelas 5.3 e 5.4, que exibem os resultados das grandezas mecânicas e das grandezas elétricas, respectivamente.

A Figura 5.5 exibe a variação da potência do vento (P_v), potência mecânica (P_{mec}), potência do gerador (P_g) e potência do barramento DC (P_{DC}).

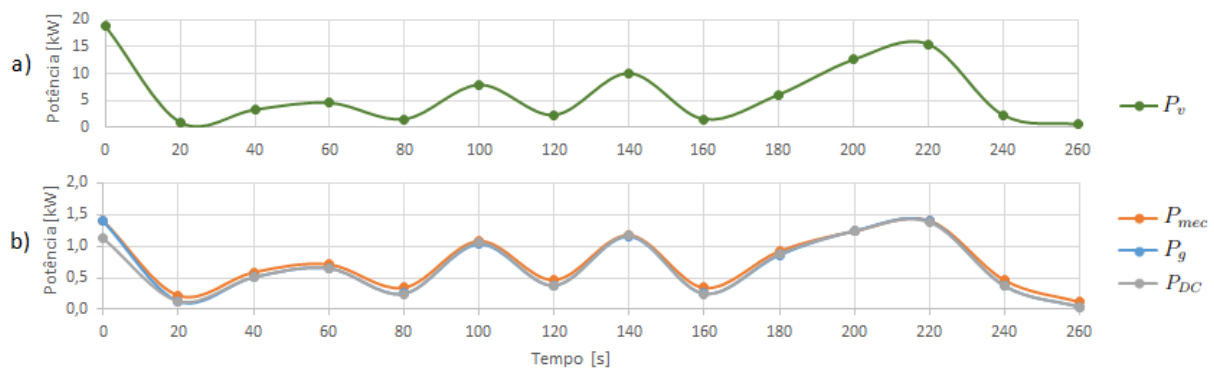


Figura 5.5: Emulação turbina eólica com carga resistiva: a) Potência do vento. b) Potência mecânica, potência do gerador e potência do barramento DC

Tabela 5.3: Grandezas mecânicas da emulação da turbina eólica com carga resistiva

v_v [m/s]	N_g [rpm]	N_t [rpm]	λ	C_p	P_{mec} [W]	P_v [W]
16	1500,5	750,3	5,54	0,17	1400,0	18816,3
6	406,7	203,4	7,56	0,22	220,6	992,3
9	833,4	416,7	7,82	0,18	586,8	3348,9
10	957,4	478,7	6,35	0,15	711,2	4593,8
7	544,3	272,2	8,02	0,22	343,3	1575,7
12	1177,9	589,0	7,12	0,14	1079,9	7938,1
8	697,2	348,6	8,19	0,20	465,8	2352,0
13	1303,2	651,6	6,44	0,12	1172,1	10092,6
7	551,9	275,9	7,87	0,22	341,2	1575,7
11	1060,2	530,1	8,32	0,15	919,7	6114,4
14	1426,3	713,2	8,12	0,10	1236,3	12605,5
15	1492,3	746,1	7,18	0,12	1400,0	15504,2
8	703,3	351,6	3,75	0,20	459,6	2352,0
5	229,4	114,7	0,93	0,20	114,9	574,2

Nota-se que a potência disponível no vento é muito superior em relação à potência mecânica, potência do gerador e potência do barramento DC, isto é explicado pelo Limite de Betz, que como frisado anteriormente na Secção 3.2, diz que a potência máxima que uma turbina eólica pode aproveitar da potência do vento é de 59%.

A Figura 5.6 mostra a curva $C_p - \lambda$ experimental do sistema, na qual nota-se que C_p máximo possui valor de 0,22 com λ com valor de 5,53.

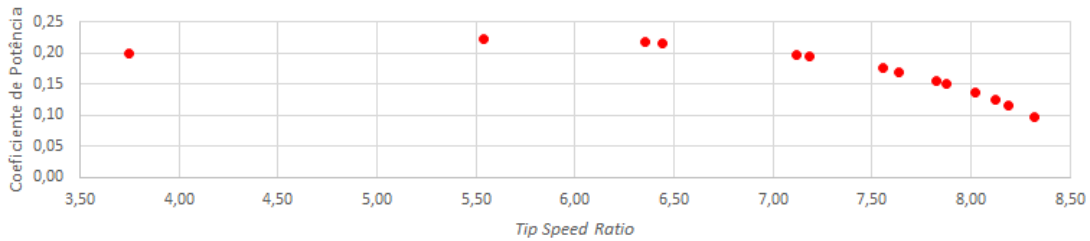


Figura 5.6: Ensaio emulação da turbina eólica com carga resistiva: curva $C_p - \lambda$

A Figura 5.7 ilustra graficamente a corrente do barramento DC (I_{DC}) em relação à tensão do barramento DC (V_{DC}), a potência do barramento DC (P_{DC}) em função da tensão do barramento DC (V_{DC}) e a potência do barramento DC (P_{DC}) relativamente do velocidade do gerador (N_g).

Tabela 5.4: Grandezas elétricas da emulação da turbina eólica com carga resistiva

v_v [m/s]	V_{LL} [V]	I_g [A]			FP	P_g [kW]	I_{DC} [A]	V_{DC} [V]	P_{DC} [W]
		1	2	3					
16	161,8	5,1	5,1	5,1	0,96	1,39	6,91	178,3	1232,1
6	50,2	1,7	1,7	1,6	0,93	0,13	2,13	61,7	131,4
9	100,4	3,2	3,2	3,2	0,94	0,51	4,21	120,9	509,0
10	112,2	3,5	3,6	3,5	0,95	0,65	4,76	136,6	650,2
7	69,5	2,2	2,3	2,2	0,97	0,25	2,93	84,5	247,6
12	141,0	4,4	4,5	4,4	0,96	1,03	6,05	173,6	1050,3
8	86,1	2,7	2,8	2,8	0,93	0,38	3,63	104,1	377,9
13	148,2	4,7	4,7	4,6	0,95	1,15	6,37	182,6	1163,2
7	69,2	2,2	2,3	2,2	0,93	0,25	2,94	84,1	247,3
11	128,6	4,1	4,1	4,0	0,95	0,86	5,53	158,7	877,6
14	154,1	4,9	4,9	4,8	0,96	1,24	6,57	188,1	1235,8
15	161,8	5,1	5,1	5,1	0,96	1,39	6,94	198,4	1376,9
8	85,4	2,7	2,8	2,7	0,93	0,37	3,59	102,8	369,1
5	27,7	0,9	1,0	0,9	0,93	0,04	1,17	33,5	39,1

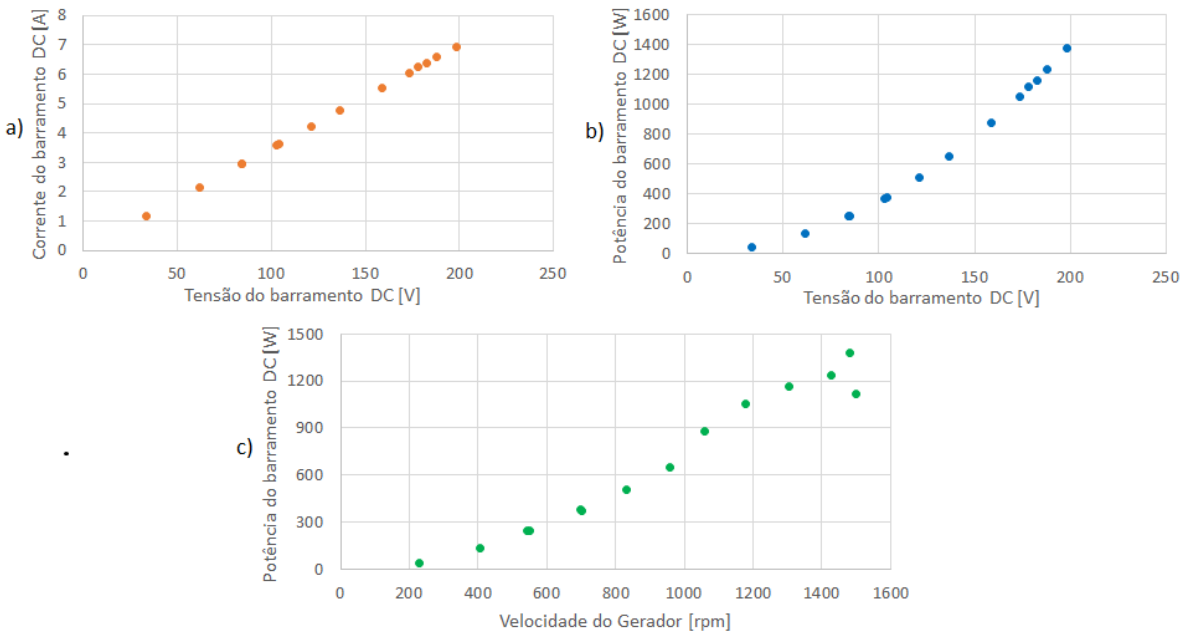


Figura 5.7: Ensaio emulação da turbina eólica com carga resistiva: a) Corrente do barramento DC *versus* tensão do barramento DC b) Potência do barramento DC *versus* tensão do barramento DC c) Potência do barramento DC *versus* velocidade do gerador

Observa-se nos gráficos da Figura 5.7a, 5.7b e 5.7c que, como esperado, todos se aproximam de uma reta. Ou seja, a corrente do barramento DC é linear em relação à tensão do barramento DC, assim como a potência do barramento DC em função da tensão

do barramento DC e da potência do barramento DC em relação à velocidade do gerador.

5.2.2 Ensaio com Inversor Fotovoltaico Omnisol-2k-TL

Realizou-se o ensaio descrito na Secção 4.2, com circuito ilustrado na Figura 5.1, a velocidade do vento foi inserida automaticamente, de acordo com a Figura 4.8, onde, o tempo de variação é 25 segundos. Os resultados das grandezas mecânicas do ensaio com o Omnisol-2k-TL foram obtidos através da aplicação em ambiente LabVIEW e são exibidos na Tabela 5.5.

Tabela 5.5: Grandezas mecânicas da emulação da turbina eólica com Omnisol-2k-TL

v_v [m/s]	N_g [rpm]	N_t [rpm]	λ	C_p	P_{mec} [V]	P_v [W]
16	1428,6	734,8	7,50	0,18	1400,00	18816,3
6	659,0	182,4	4,97	0,22	217,11	992,3
9	809,5	416,6	7,56	0,17	585,34	3348,9
10	858,5	472,0	7,71	0,16	753,96	4593,8
7	712,5	277,7	6,48	0,22	340,12	1575,7
12	1009,1	593,0	8,07	0,13	1032,42	7938,1
8	764,4	357,1	7,29	0,19	447,37	2352,0
13	1142,8	654,8	8,23	0,11	1120,68	10092,6
7	714,8	281,4	6,57	0,21	337,53	1575,7
11	932,6	540,0	8,02	0,14	831,04	6114,4
14	1339,2	709,6	8,28	0,10	1311,32	12605,5
15	1423,3	733,1	7,98	0,14	1400,00	15504,2
8	763,7	356,1	7,28	0,19	449,90	2352,0

A Tabela 5.6 exibe os resultados das grandezas elétricas do sistema, na qual estão registados os valores da tensão composta (V_{LL}), da corrente trifásica do gerador (I_g), do fator de potência (PF) e da tensão do barramento DC (V_{DC}) e corrente do barramento DC (I_{DC}). A potência do barramento DC (P_{DC}) é calculada multiplicando V_{DC} por I_{DC} . A potência entregue à rede (P_{AC}) é fornecida pelo próprio inversor fotovoltaico.

Tabela 5.6: Grandezas elétricas da emulação da turbina eólica com Omnixsol-2k-TL

v_v [m/s]	V_{LL} [V]	I_g [A]			FP	P_g [kW]	I_{DC} [A]	V_{DC} [V]	P_{DC} [W]	P_{AC} [W]
		1	2	3						
16	140,6	5,9	5,9	5,9	0,96	1,39	7,95	178,1	1415,9	1321
6	90,7	0,5	0,5	0,5	0,90	0,07	0,52	118,6	61,7	85
9	97,4	3,1	3,2	3,1	0,94	0,49	4,13	118,2	488,2	487
10	98,0	4,1	4,1	4,1	0,95	0,66	5,63	118,1	664,9	648
7	95,2	1,3	1,3	1,3	0,92	0,19	1,88	117,9	221,7	241
12	97,7	5,9	5,9	5,9	0,96	0,95	7,94	119,9	952,0	891
8	96,9	2,2	2,2	2,2	0,92	0,34	2,90	118,1	342,5	360
13	107,7	6	6	5,9	0,96	1,06	7,83	132,2	1035,1	992
7	94,1	1,4	1,5	1,4	0,93	0,22	1,84	118,1	217,3	237
11	97,7	4,7	4,7	4,6	0,95	0,75	6,30	118,7	747,8	716
14	130,4	5,9	5,9	5,9	0,96	1,28	7,93	159,1	1261,7	1179
15	141,0	5,9	5,9	5,8	0,96	1,39	8,18	171,0	1398,8	1322
8	96,4	2,2	2,2	2,2	0,92	0,34	2,93	117,9	345,4	351

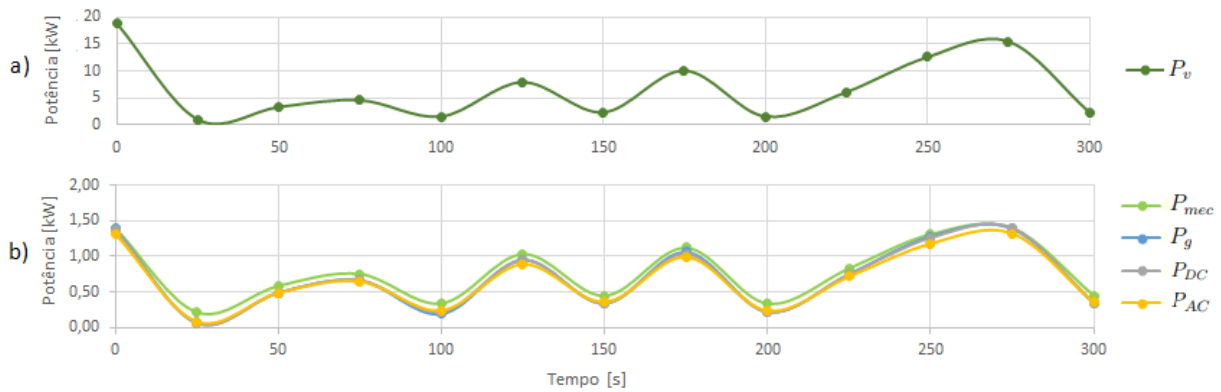


Figura 5.8: Emulação turbina eólica com Omnixsol-2k-TL: a) Potência do vento. b) Potência mecânica, potência do gerador, potência do barramento DC e potência entregue à rede

A Figura 5.6 mostra a curva $C_p - \lambda$ experimental do sistema, na qual se pode constatar que o valor de C_p máximo é de 0,22 com λ igual a 4,97.

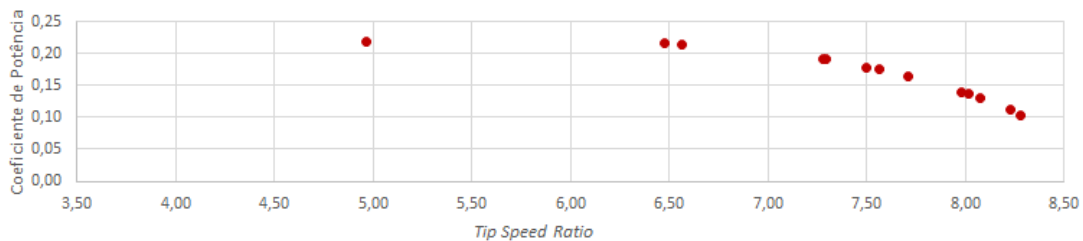


Figura 5.9: Emulação turbina eólica com Omnixsol-2k-TL: curva $C_p - \lambda$

A Figura 5.10 ilustra a corrente do barramento DC (I_{DC}) em função da tensão do barramento DC (V_{DC}), a potência do barramento DC (P_{DC}) em função da tensão do barramento DC (V_{DC}) e a potência do barramento DC (P_{DC}) em função da velocidade do gerador (N_g), na qual se pode observar que o algoritmo MPPT do inversor fotovoltaico Omnixsol-2k-TL possui tensão mínima de funcionamento de 120 V. Assim quando a potência diminui de aproximadamente 1100 W o mesmo mantém a tensão e diminui a corrente. Por outro lado, verifica-se que a potência varia proporcionalmente com a velocidade, tal como era expectável.

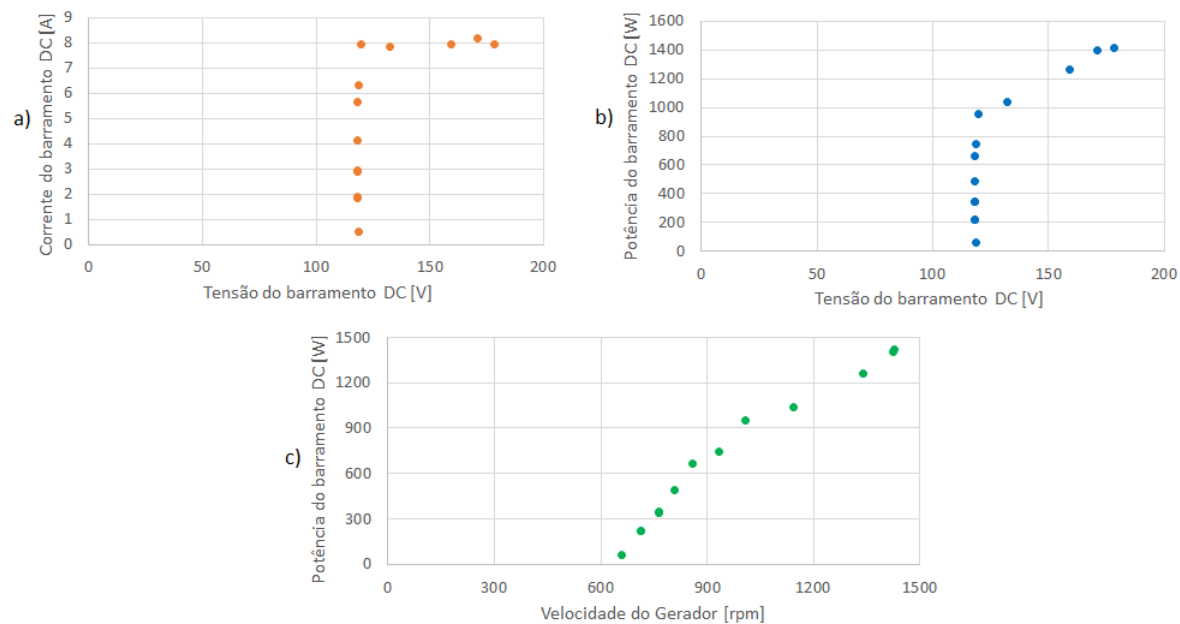


Figura 5.10: Ensaio emulação da turbina eólica com Omnixsol-2k-TL2 - a) Corrente do barramento DC *versus* tensão do barramento DC b) Potência do barramento DC *versus* tensão do barramento DC c) Potência do barramento DC *versus* velocidade do gerador

5.2.3 Ensaio com o inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40

Ao realizar o ensaio experimental com o inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40, utilizando o perfil do vento ilustrado na Figura 4.8, constatou-se que o Sunny Boy 1.5-1VL-40 parava de injetar potência na rede, para velocidade do vento igual a de 6 m/s, o que ocorreu pela brusca variação de potência. Então um novo perfil do vento foi proposto, o qual está representado na Figura 4.9, onde, a velocidade do vento varia a cada 60

segundos.

O circuito elétrico do ensaio experimental está ilustrado na Figura 5.1, onde os valores de V_{LL} , I_g , FP e P_g foram obtidos a partir do analisador de potência trifásico Fluke 434. A corrente do barramento DC (I_{DC}) e a tensão do barramento DC (V_{DC}) dos multímetros digitais Fluke 77 III e Fluke 85 III, respectivamente. A potência do barramento DC (P_{DC}) é calculada multiplicando os valores de I_{DC} e V_{DC} . A potência entregue à rede (P_{AC}) é aferida a partir do multímetro digital Fluke 43 *Power Quality Analyzer*.

A Tabela 5.7 exhibe os resultados das grandezas mecânicas, e a Tabela 5.8 mostra os resultados das grandezas elétricas do sistema.

Tabela 5.7: Grandezas mecânicas da emulação da turbina eólica com Sunny Boy 1.5-1VL-40

v_v [m/s]	N_g [rpm]	N_t [rpm]	λ	C_p	P_{mec} [V]	P_v [W]
16	1430,92	752,39	7,57	0,17	1400,00	18816,3
11	1447,10	402,88	5,98	0,22	1354,54	6114,4
9	593,23	395,18	7,17	0,20	655,51	3348,9
7	421,26	282,44	6,59	0,21	336,78	1575,7
10	837,87	510,89	8,34	0,10	438,31	4593,8
12	1158,82	630,83	8,59	0,05	426,72	7938,1
8	491,56	332,54	6,79	0,21	491,53	2352,0
13	1430,40	511,74	6,40	0,22	1400,00	10092,6
7	414,38	277,20	6,47	0,22	340,41	1575,7
6	357,05	231,09	6,29	0,22	216,99	992,3
14	1450,24	667,99	7,79	0,16	1400,00	12605,5
15	1420,43	709,15	7,72	0,16	1400,00	15504,2
8	477,06	322,69	6,59	0,21	502,82	2352,0

A Figura 5.11 ilustra graficamente a variação da potência do vento (P_v), potência mecânica (P_{mec}), potência do gerador (P_g), potência do barramento DC (P_{DC}) e potência entregue à rede (P_{AC}) em função do tempo.

Tabela 5.8: Grandezas elétricas da emulação da turbina eólica com Sunny Boy 1.5-1VL-40

v_v [m/s]	V_{LL} [V]	I_g [A]			FP	P_g [kW]	I_{DC} [A]	V_{DC} [V]	P_{DC} [W]	P_{AC} [W]
		1	2	3						
16	160,9	5,1	5,1	5,1	0,96	1,38	6,93	193,1	1338,18	1330
11	102,8	7,4	7,4	7,4	0,97	1,26	10,04	127,9	1284,12	1210
9	58,9	5,3	5,3	5,2	0,95	0,51	7,79	66,5	518,04	469
7	45,9	3,1	3,1	3	0,93	0,23	4,49	54,2	243,36	194
10	49,1	3,9	3,9	3,8	0,94	0,31	5,03	54,7	275,14	272
12	46,1	4,2	4,2	4,2	0,95	0,32	5,22	50,6	264,13	275
8	50,3	4,6	4,6	4,5	0,95	0,38	5,88	58,2	342,22	326
13	83,5	7,5	7,5	7,4	0,96	1,04	10,05	132,7	1333,64	1030
7	43,7	3,3	3,3	3,3	0,94	0,23	4,28	54,2	231,98	203
6	46,1	1,4	1,4	1,4	0,93	0,11	2,45	54,1	132,55	109
14	104,9	7,4	7,4	7,4	0,97	1,29	10,05	132,7	1333,64	1210
15	109,5	7,4	7,4	7,4	0,97	1,39	10,07	133,1	1340,32	1280
8	49,1	4,4	4,5	4,4	0,95	0,36	6,36	54,4	345,98	309

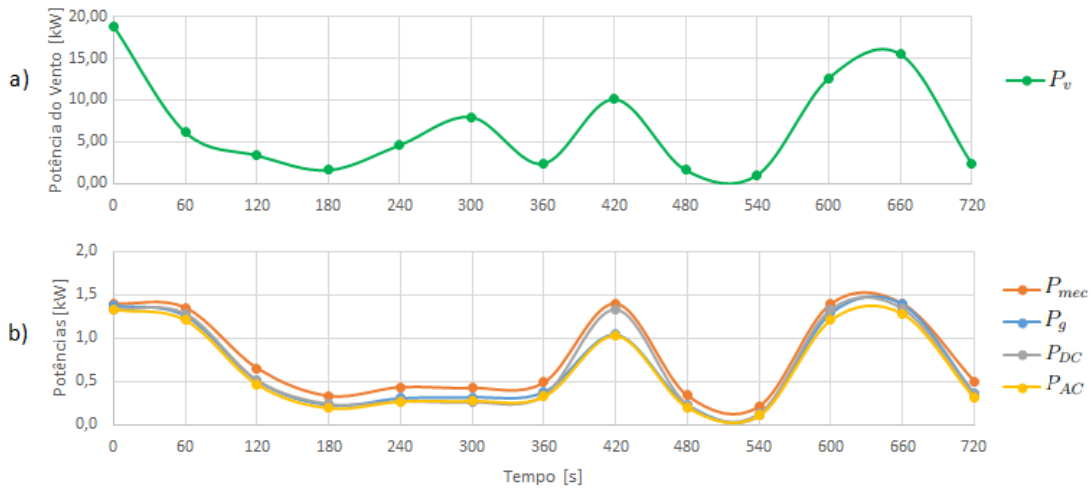


Figura 5.11: Emulação turbina eólica com Sunny Boy 1.5-1VL-40: a) Potência do vento. b) Potência mecânica, potência do gerador, potência do barramento DC e potência entregue à rede

Pode observar-se, a partir da Figura 5.11 que a potência do vento é superior às outras grandezas analisadas, porém, a potência mecânica (P_{mec}), e conseqüentemente a potência do gerador (P_g), a potência do barramento DC (P_{DC}) e a potência entregue à rede (P_{AC}) não possui a mesma variação que a potência do vento em função do tempo.

A Figura 5.12 mostra a curva $C_p - \lambda$ experimental do sistema, onde se pode observar que a variação de C_p em função de λ ocorreu de forma imprevisível e aleatória.

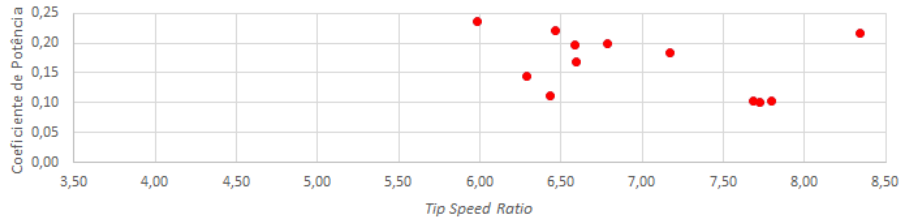


Figura 5.12: Emulação turbina eólica com Sunny Boy 1.5-1VL-40: curva $C_p - \lambda$

A Figura 5.13 exibe as representações gráficas da corrente do barramento DC (I_{DC}) em função da tensão do barramento DC (V_{DC}), da potência do barramento DC (P_{DC}) em relação à tensão do barramento DC (V_{DC}) e da potência do barramento DC (P_{DC}) em função da velocidade do gerador (N_g).

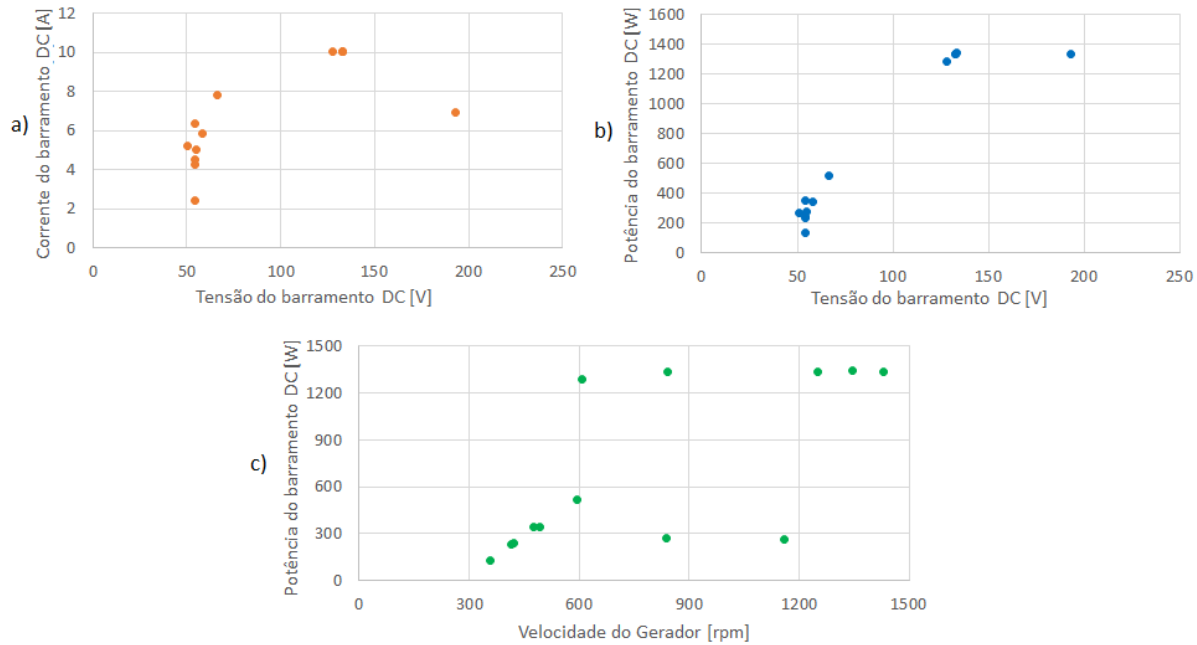


Figura 5.13: Ensaio emulação da turbina eólica com Sunny Boy 1.5-1VL-40 - a) Corrente do barramento DC *versus* tensão do barramento DC b) Potência do barramento DC *versus* tensão do barramento DC c) Potência do barramento DC *versus* velocidade do gerador

Nota-se nos gráficos da Figura 5.13a e 5.13b que o inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40 injeta potência na rede até a tensão do barramento DC mínima de 50 V. Contudo, na Figura 5.13c observa-se que a velocidade do gerador em função da potência do barramento DC comporta-se de forma aleatória.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

Este trabalho teve como principal objetivo desenvolver emuladores de turbinas hídricas e eólicas que forneça para o gerador elétrico a mesma potência que seria gerada pela turbina (hídrica ou eólica) em condições reais. Além disso, teve o objetivo adicional testar o sistema de conversão de energia utilizando inversores fotovoltaicos.

O trabalho desenvolvido mostra que é possível emular em laboratório, de forma simples, utilizando um conversor de frequência e um motor de indução, turbinas hídricas e eólicas de baixa potência (até 5kW), porém, ao integrar no sistema de conversão de energia os inversores fotovoltaicos testados, os resultados apontam que estes inversores podem ser compatíveis com aplicações hídricas e eólicas, desde que a dinâmica da fonte de energia seja similar, ou inferior, à da radiação.

A diferença dos algoritmos MPPT dos inversores fotovoltaicos Omniksol-2k-TL2 e Sunny Boy 1.5-1VL-40 foi evidenciado tanto no sistema de emulação hídrica, como no sistema de emulação eólica. Com efeito, observou-se que quando o inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40 é utilizado com a emulação eólica os resultados não são satisfatórios, mesmo com dinâmica mais lenta, o que revela que o seu algoritmo MPPT não é adequado para aplicações eólicas.

Os resultados obtidos nesta dissertação, com a emulação destes sistemas, mostram que é possível fazer a interface de sistemas hídricos com a rede elétrica, utilizando inversores fotovoltaicos, abundantes no mercado e a baixo custo. Porém, o mesmo já não é tão viável

para as turbinas eólicas, pois a dinâmica do perfil do vento, em geral, não é compatível com os algoritmos de rastreamento de potência máxima dos inversores fotovoltaicos. No entanto, a dinâmica do sistema depende também da inércia do gerador, que é tipicamente alta.

Em suma, os sistemas propostos nesta dissertação obtiveram resultados satisfatórios, contudo, uma análise mais aprofundada da dinâmica do sistema global e sua compatibilidade com o algoritmo MPPT dos inversores fotovoltaicos deve continuar a ser investigada. E a adição de mais funcionalidades na aplicação em LabVIEW, que permitam melhorar a interface com o usuário.

Referências

- [1] B. Bellosio, L. Giaccone, A. Guerrisi, P. Lazzeroni, M. Martino e M. Tartaglia, “Energy networks in sustainable cities: Towards a full integration of renewable systems in urban area”, em *IECON 2011-37th annual conference on IEEE industrial electronics society*, IEEE, 2011, pp. 3146–3151.
- [2] A. Assis, “A Energia Eólica para o Consumo Residencial”, Universidade Federal do Paraná, 2015.
- [3] J.-D. Pitteloud e S. Gsänger, *Small Wind World Report*, 2017 Summary. URL: <https://bit.ly/2qTo9wh> (acedido em 13/08/2018).
- [4] O. Paish, “Small hydro power: technology and current status”, em *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 6, Elsevier, 2002, pp. 537–556.
- [5] K. Mah, “Case Study: Design and Development of Pico Hydro Power System for Underserved Community in Kampung Semulong Ulu”, Universiti Malaysia Sarawak, 2010.
- [6] M. Amaral, “Estudo, desenvolvimento e controlo de grupo gerador pico-hídrico”, tese de mestrado, Universidade Nova de Lisboa, 2013.
- [7] S. Júnior, “Projeto Conceitual de uma Turbina Hidráulica a ser Utilizada na Usina Hidrelétrica Externa de Henry Borden”, projeto de graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

- [8] N. Afgan, D. Al Gobaisi, M. Carvalho e M. Cumo, “Sustainable energy development”, em *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 2, Elsevier, 1998, pp. 235–286.
- [9] A. Židonis, D. Benzon e G. Aggidis, “Development of hydro impulse turbines and new opportunities”, em *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51, Elsevier, 2015, pp. 1624–1635.
- [10] A. Harvey, P. Hettiarachi e A. Iversin, *Micro hydro design manual*. ITDG, UK, 1993.
- [11] I. Loots, M. Van Dijk, B. Barta, S. Van Vuuren e J. Bhagwan, “A review of low head hydropower technologies and applications in a South African context”, em *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, Elsevier, 2015, pp. 1254–1268.
- [12] A. Mello Junior, “A Turbina de Fluxo (Michell-Banki) como Opção para Centrais Hidráulicas de Pequeno Porte”, tese de mestrado, Universidade de São Paulo, 2000.
- [13] T. Gonçalves, “Metodologia para Dimensionamento de Turbinas Banki para Aplicação Microhídricas em Antigos Moinhos”, tese de doutoramento, Universidade do Minho, 2011.
- [14] S. Mathew, *Wind energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. Springer, 2006, vol. 1.
- [15] M. Maccarini, “Inversor Monofásico Sincronizado para a Conexão de um Gerador Eólico à rede Elétrica: Estudo, Projeto e Implementação”, tese de mestrado, 2009.
- [16] M. Saad e N. Asmuin, “Comparison of Horizontal Axis Wind Turbines and Vertical Axis Wind Turbines”, *IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN)*, vol. 4, n.º 08, pp. 27–30, 2014.
- [17] R. Castro, “Energias Renováveis e Produção Descentralizada: Introdução à Energia Eólica”, *Energias Renováveis e Produção Descentralizada*, 2005.
- [18] S. Oliveira, “Análise do Comportamento dos Aerogeradores em Situação de Anomalia”, tese de mestrado, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2013.

- [19] G. Cavalari, “Avaliação de Perda Elétricas Devido ao Ponto de Interconexão do Sistema de Geração Eólica na Rede Elétrica”, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2016.
- [20] A. Kunwor, “Technical Specifications of Micro-Hydropower System Design and Implementation: Feasibility Analysis and Design of Lamaya Khola Micro-Hydro Power Plant”, Arcada Polytechnic, 2012.
- [21] D. Martinello, “Estudo e Desenvolvimento de um Aplicativo em Ambiente Simulink/Matlab para Simulação de uma Turbina Eólica”, B.S. thesis, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2013.
- [22] E. Nova, “Detecção de Avarias na Caixa de Engrenagens de Aerogeradores”, tese de mestrado, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2014.
- [23] E. Hau, *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. New York: Springer, 2000.
- [24] J. Gaspar, “Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes para Microgeração Eólica: Dimensionamento, Construção e Ensaio”, tese de doutoramento, Universidade da Beira Interior, 2013.
- [25] J. Brás, “Interface de um Gerador Eólico para Microgeração de Energia com Cargas Elétricas”, tese de mestrado, Universidade do Minho, 2011.
- [26] A. Bonelli, “Modelagem e Simulação de Unidade Eólica para Estudos de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica”, tese de mestrado, 2010.
- [27] R. Dutra, “Energia Eólica—Princípios e Tecnologias”, em *Rio de Janeiro: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Britto*, 2008.
- [28] C. T. ANEEL, “Micro e Minigeração Distribuída”, *Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, Brasil: Centro de Documentação—Cedoc*, 2014.
- [29] D.-D. U. da Língua Portuguesa, *Dicionário Online*. URL: <https://dicionario.priberam.org/emular> (acedido em 04/09/2018).

- [30] E. Prieto-Araujo, P. Olivella-Rosell, M. Cheah-Mañe, R. Villafafila-Robles e O. Gomis-Bellmunt, “Renewable energy emulation concepts for microgrids”, em *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, Elsevier, 2015, pp. 325–345.
- [31] M. Mauri, F. Dezza e G. Marchegiani, “A Novel Small-Scale Variable Speed Hydro-power Emulator Using an Inverter-Controlled Induction Motor”, em *Power Electronics and Applications, 2007 European Conference on*, IEEE, 2007, pp. 1–7.
- [32] C. Ion e C. Marinescu, “Hydro Turbine Emulator for Micro Hydro Power Plants”, 2012.
- [33] M. Steinbring, M. Pacas e M. Alnajjar, “Emulation of a Micro-Hydro-Turbine for StandAlone Power Plants with Z-Source Inverter”, em *IECON 2012-38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, IEEE, 2012, pp. 5291–5296.
- [34] B. Rabelo, W. Hofmann e M. Gluck, “Emulation of the Static and Dynamic Behaviour of a Wind-turbine with a DC-Machine Drive”, em *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. IEEE 35th Annual*, vol. 3, pp. 2107–2112.
- [35] R. Ovando, J. Aguayo e M. Cotorogea, “Emulation of a Low Power Wind Turbine with a DC Motor in Matlab/Simulink”, em *Power Electronics Specialists Conference, 2007. PESC 2007. IEEE*, pp. 859–864.
- [36] W. Li, D. Xu, W. Zhang e H. Ma, “Research on Wind Turbine Emulation based on DC Motor”, em *Industrial Electronics and Applications, 2007. ICIEA 2007. 2nd IEEE Conference on*, IEEE, pp. 2589–2593.
- [37] M. Chinchilla, S. Arnaltes e J. Rodriguez-Amenedo, “Laboratory set-up for Wind Turbine Emulation”, em *Industrial Technology, 2004. IEEE ICIT'04. 2004 IEEE International Conference on*, IEEE, vol. 1, 2004, pp. 553–557.
- [38] H. Voltolini, M. Granza, J. Ivanqui e R. Carlson, “Modeling And Simulation Of The Wind Turbine Emulator Using Induction Motor Driven By Torque Control Inverter”, em *Industry Applications (INDUSCON), 2012 10th IEEE/IAS International Conference on*, IEEE, 2012, pp. 1–6.

- [39] H. Kojabadi e L. Chang, “Wind Turbine Simulators”, em *Wind Turbines*, I. Al-Bahadly, ed., Rijeka: IntechOpen, 2011, cap. 7.
- [40] W. Hu, Y. Wang, X. Song e Z. Wang, “Development of Wind Turbine Simulator for Wind Energy Conversion Systems based on Permanent Magnet Synchronous Motor”, em *Electrical Machines and Systems, 2008. ICEMS 2008. International Conference on*, IEEE, 2008, pp. 2322–2326.
- [41] U. do Minho, *Limite de Betz*. URL: <https://microeolica.weebly.com/limite-de-betz.html> (acedido em 13/10/2018).
- [42] C. Amêndola, “Contribuição ao Estudo de Aero geradores de Velocidade e Passo Variáveis com Gerador Duplamente Alimentado e Sistema de Controle Difuso”, tese de doutoramento, Universidade de São Paulo, 2007.
- [43] J. De Kooning, L. Gevaert, J. Van de Vyver, T. Vandoorn e L. Vandeveldel, “Online Estimation of the Power Coefficient versus Tip-Speed Ratio Curve of Wind Turbines”, em *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE*, IEEE, 2013, pp. 1792–1797.
- [44] V. Reyes, J. Rodriguez, O. Carranza e R. Ortega, “Review of mathematical models of both the power coefficient and the torque coefficient in wind turbines”, em *Industrial Electronics (ISIE), 2015 IEEE 24th International Symposium on*, IEEE, 2015, pp. 1458–1463.
- [45] J. Slootweg, H. Polinder e W. Kling, “Dynamic Modelling of a Wind Turbine with Direct Drive Synchronous Generator and Back to Back Voltage Source Converter and its Controls”, em *European Wind Energy Conference EWEC-2001*.
- [46] V. Leite, Â. Ferreira, J. Couto e J. Batista, “Compatibility analysis of grid-connected pico-hydro systems using conventional photovoltaic inverters”, em *Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe), 2016 18th European Conference on*, 2016, pp. 1–9.

- [47] W. E. I. in the Urban Environment (WINEUR), *Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers*. URL: http://www.urbanwind.net/pdf/CATALOGUE_V2.pdf (acedido em 10/10/2018).
- [48] K. Tan e S. Islam, “Optimum Control Strategies in Energy Conversion of PMSG Wind Turbine System Without Mechanical Sensors”, em *IEEE transactions on energy conversion*, vol. 19, IEEE, 2004, pp. 392–399.
- [49] P. Anderson e A. Bose, “Stability simulation of wind turbine systems”, em *IEEE transactions on power apparatus and systems*, IEEE, 1983, pp. 3791–3795.
- [50] PowerSpout, *PowerSpout Low Head Turbine - Installation Manual*. URL: <http://files.sma.de/dl/26198/SB15-25-DEN1750-V20web.pdf> (acedido em 10/10/2018).
- [51] O. N. Energy, *OmnikSol-1k/1.5k/2k-TL2*. URL: http://web.omnik-solar.com/products/omniksol-1k_1.5k_2k-tl2 (acedido em 10/10/2018).
- [52] SMA, *Sunny boy 1.5/2.5*. URL: <http://files.sma.de/dl/26198/SB15-25-DEN1750-V20web.pdf> (acedido em 10/10/2018).
- [53] ABB, *Firmware Manual - Standard Application Program 6.x for ACS 600 Frequency Converters*. URL: <https://bit.ly/2qhZ1yK> (acedido em 08/10/2018).

Apêndice A

Inversores Fotovoltaicos

Foram utilizados dois inversores fotovoltaicos no presente trabalho. As suas características são descritas nas secções seguintes.

A.1 Omniksol-2k-TL

A Figura A.1 exhibe o inversor fotovoltaico comercial Omniksol-2k-TL usado no Laboratório de Sistemas Eletromecatrónicos (LSE) da ESTiG para os ensaios e emulação do presente trabalho.



Figura A.1: Inversor fotovoltaico Omniksol-2k-TL.

As principais características do inversor fotovoltaico Omniksol-2k-TL são descritas na Tabela A.1.

Tabela A.1: Características do inversor fotovoltaico Omniksol-2k-TL [51].

Dados de Entrada CC	
Parâmetro	Valor
Potência Máxima	2,3 kW
Tensão Máxima	500 V
Tensão Nominal	360 V
Tensão Mínima de Entrada	150 V
Tensão Mínima Inicial	120 V
Tensão Mínima de Entrada	120 V
Corrente Máxima	18 A
Intervalo de Tensão MPPT em Potência Nominal	150 V a 450 V
Intervalo de Tensão MPPT	120 V a 450 V
Dados de Saída CA	
Parâmetro	Valor
Potência Máxima	2,2 kW
Potência Nominal	2,2 kW
Intervalo de Tensão	220, 230, 250 V
Máxima Corrente	11 A
Intervalo de Frequência	45-65 Hz
Frequência	50/60 Hz
Rendimento	
Parâmetro	Valor
Rendimento Máximo	97,7%

A.2 Sunny Boy 1.5-1VL-40

O inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40 usado no Laboratório de Sistemas Eletromecatrônicos (LSE) da ESTiG para os ensaios e emulação do presente trabalho está exibido na Figura A.2.

A Tabela A.2 descreve as principais características do inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40.



Figura A.2: Inversor fotovoltaico 1.5-1VL-40.

Tabela A.2: Características do inversor fotovoltaico Sunny Boy 1.5-1VL-40 [52].

Dados de Entrada CC	
Parâmetro	Valor
Potência Máxima com $\cos \phi = 1$	1,6 kW
Intervalo de Tensão MPP	160 V a 500 V
Tensão Atribuída de Entrada	360 V
Tensão Mínima de Entrada	50 V
Tensão Mínima Inicial	80 V
Corrente Máxima de Entrada	10 A
Dados de Saída CA	
Parâmetro	Valor
Potência Máxima com $\cos \phi = 1$	1,5kW
Tensão de Rede Atribuída	230 V
Tensão Nominal	220 V/230 V/240 V
Corrente Máxima de Saída	7 A
Frequência de Rede CA	50 Hz/60 Hz
Rendimento	
Parâmetro	Valor
Rendimento Máximo	97,2%

Apêndice B

Caraterização do Gerador

Com o intuito de analisar o comportamento do gerador síncrono de ímanes permanentes GSIP modelo 60R120-6S-2P-D-HP-4507 do fabricante PowerSpout, o qual possui os parâmetros apresentados na Tabela B.1, realizaram-se três ensaios, em vazio, e em carga (carga constante e carga variável). Todos os ensaios foram realizados com o GSIP ligado em estrela.

Tabela B.1: Parâmetros do GSIP 60R120-6S-2P-D-HP-4507

Parâmetro	Valor
Velocidade Nominal	1539 rpm
Velocidade Máxima	3000 rpm
Tensão Nominal com Carga	212 V(DC)
Tensão Nominal sem Carga	450 V(DC)
Classe de Proteção	I (Terra Necessário)
Potência Nominal	1421 W
Corrente Nominal	6,7 A
Corrente de Curto Circuito	13 A
Data Fabricação	26 junho de 2017

A Figura B.1 exibe o GSIP usado no Laboratório de Sistemas Eletromecatrônicos (LSE) da ESTiG para os ensaios e emulação do presente trabalho.

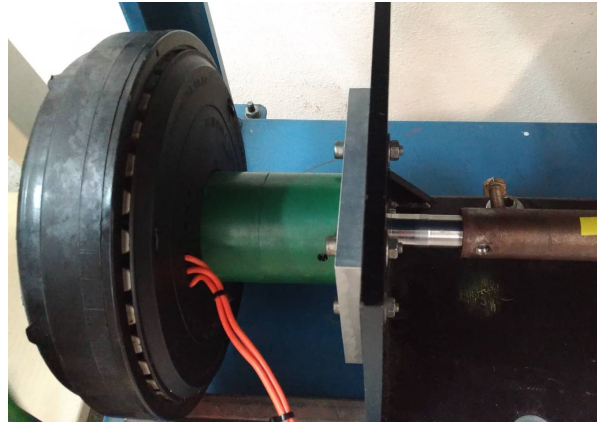


Figura B.1: GSIP 60R120-6S-2P-D-HP-4507

B.1 Ensaio em Vazio

O ensaio em vazio foi feito sem cargas acopladas ao veio do gerador. O motor foi acionado a velocidades crescentes, no qual registraram-se os valores da tensão composta (V_{LL}), à saída do gerador, e da tensão do barramento DC (V_{DC}). O sistema do ensaio foi composto pelo conversor de frequência, motor de indução trifásico, gerador síncrono de ímãs permanentes, sistema retificador e banco de condensadores. A Figura B.2 exibe o esquema do ensaio.

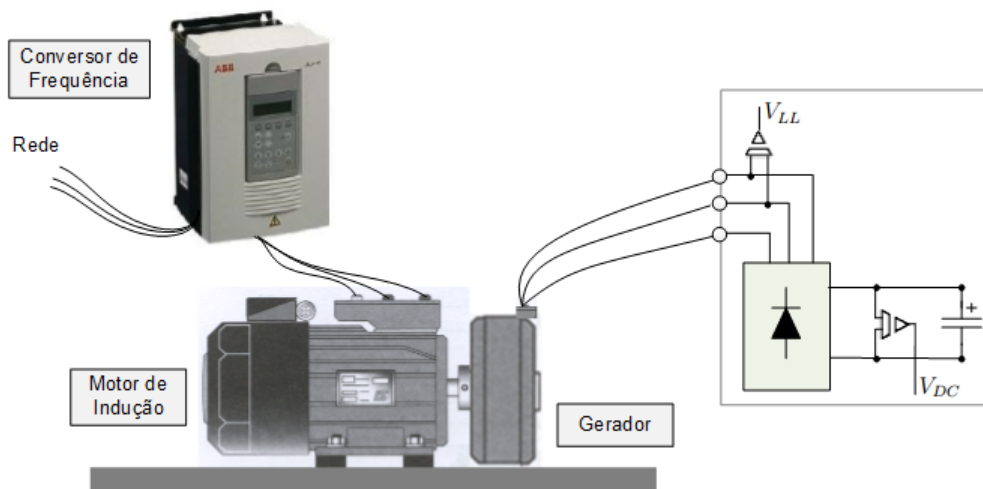


Figura B.2: Circuito do ensaio em vazio

Tabela B.2: Resultados do ensaio em vazio

N_g [rpm]	V_{LL} [V]	V_{DC} [V]
0	0	0
100	14,9	20,1
200	28,8	39,3
300	42,9	58,8
400	56,8	78,3
500	70,7	97,8
600	84,5	117,2
700	98,7	136,6
800	112,3	155,9
900	126,5	175,1
1000	140,2	194,4
1100	154,1	213,6
1200	167,9	232,8
1300	181,8	251,9
1400	195,4	271,2
1500	209,6	290,8

A Tabela B.2 exibe os resultados do ensaio, onde a tensão composta (V_{LL}) foi obtida através do analisador de potência trifásico Fluke 434 e a tensão do barramento DC (V_{DC}) é aferida utilizando o multímetro digital Fluke 85 III True RMS.

A Figura B.3 exibe o comportamento da tensão composta (V_{LL}) e tensão do barramento DC (V_{DC}) em função da velocidade do gerador (N_g), observa-se que a tensão é diretamente proporcional à velocidade do gerador, na qual possui coeficiente de determinação (R^2) igual a 1.

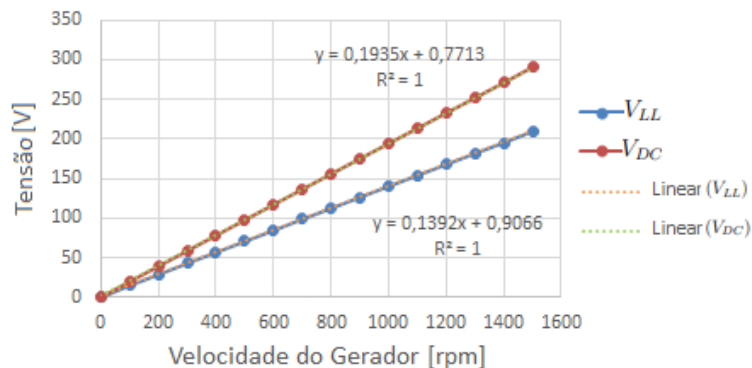


Figura B.3: Ensaio em vazio: tensão *versus* velocidade do gerador

B.2 Ensaio em Carga

Os ensaios com carga foram realizados utilizando resistência fixa e resistência variável. A Figura B.4 ilustra a configuração do sistema, assim como o local da medição de cada grandeza. Do mesmo modo que no ensaio em vazio, o motor foi acionado através do conversor de frequência, com controle de velocidade.

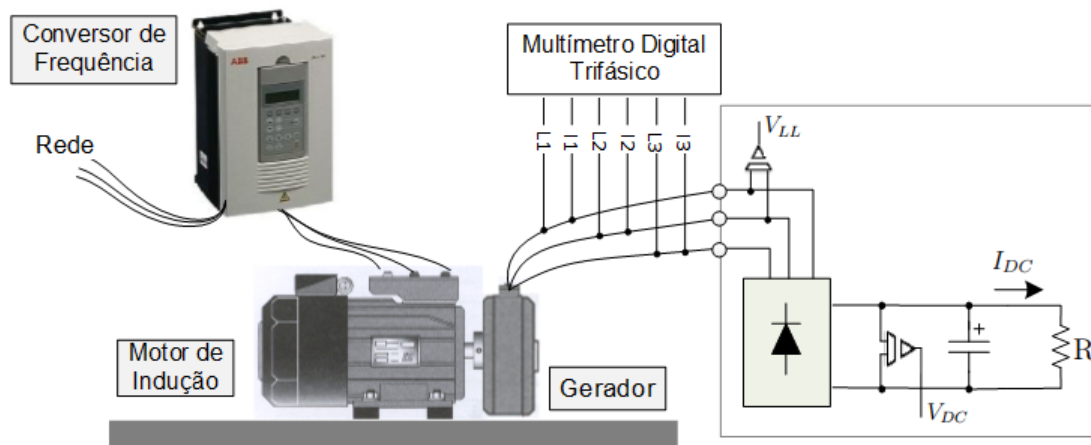


Figura B.4: Circuito do ensaio em carga

B.2.1 Carga Fixa

Para calcular a resistência a ser usada neste ensaio experimental utilizou-se a corrente nominal e tensão nominal presentes na chapa característica do gerador, no qual $I_n = 6,7$ A e $V_n = 212$ V, então utilizando a Lei de Ohm, $R = 31,6 \Omega$, porém a resistência utilizada foi de $34,6 \Omega$. A Tabela B.3 ilustra os resultados do ensaio, no qual a potência do gerador (P_g), a tensão (V_{LL}) e o fator de potência (FP) foram obtidos através do analisador de potência trifásico Fluke 434, assim como as correntes de fase do gerador (I_g). A tensão do barramento DC (V_{DC}) foi obtida utilizando o multímetro digital Fluke 85 III True RMS, a corrente do barramento DC (I_{DC}) foi medida através do multímetro digital 77 III e a potência do barramento DC (P_{DC}) foi obtida multiplicando (I_{DC}) e (V_{DC}).

A Figura B.5 ilustra, graficamente, o comportamento da corrente do barramento DC (I_{DC}) em função das tensões composta e do barramento DC, V_{LL} e V_{DC} , respectivamente.

Tabela B.3: Resultado do ensaio com carga fixa

N [rpm]	V_{LL} [v]	I_g [A]			FP	P_g [kW]	V_{DC} [V]	I_{DC} [A]	P_{DC} [W]
		1	2	3					
500	65,7	1,8	1,8	1,8	0,93	0,19	80,8	2,35	189,9
600	77,9	2,1	2,1	2,1	0,93	0,26	95,3	2,74	261,1
700	89,6	2,4	2,4	2,4	0,93	0,35	109,2	3,17	346,2
800	101,4	2,7	2,7	2,7	0,93	0,44	123,2	3,56	438,6
900	112,7	3,0	3,0	3,0	0,94	0,55	137,1	3,99	547,0
1000	123,9	3,3	3,3	3,3	0,94	0,66	150,8	4,35	656,0
1100	134,6	3,5	3,6	3,5	0,95	0,78	164,1	4,78	784,4
1200	144,7	3,8	3,8	3,8	0,95	0,91	176,9	5,15	911,0
1300	154,8	4,1	4,1	4,0	0,96	1,04	189,3	5,52	1044,9
1400	164,2	4,3	4,3	4,3	0,96	1,17	201,3	5,86	1179,6
1500	173,4	4,6	4,6	4,5	0,96	1,31	212,7	6,19	1316,6

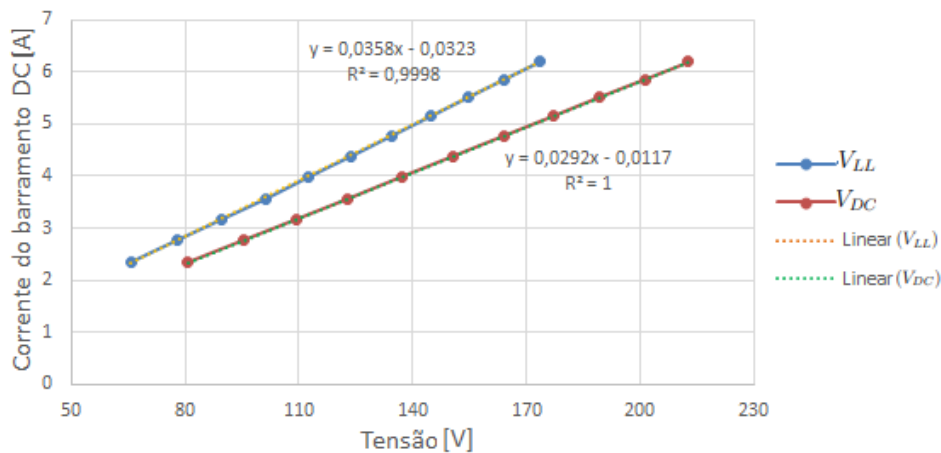


Figura B.5: Ensaio carga fixa: corrente do barramento DC *versus* tensão

Como esperado, observa-se que o comportamento das mesmas em relação à corrente do barramento DC é linear.

Na Figura B.6 está a representação gráfica da tensão composta (V_{LL}) e da tensão do barramento DC (V_{DC}) em relação à velocidade do gerador (N_g), verifica-se que esta relação é linear, na qual o coeficiente de determinação (R^2) em ambos os casos é próximo de 1.

A Figura B.7 descreve a evolução da potência do barramento DC (P_{DC}) em função da tensão do barramento DC (V_{DC}), que é proporcional a velocidade do gerador (N_g).

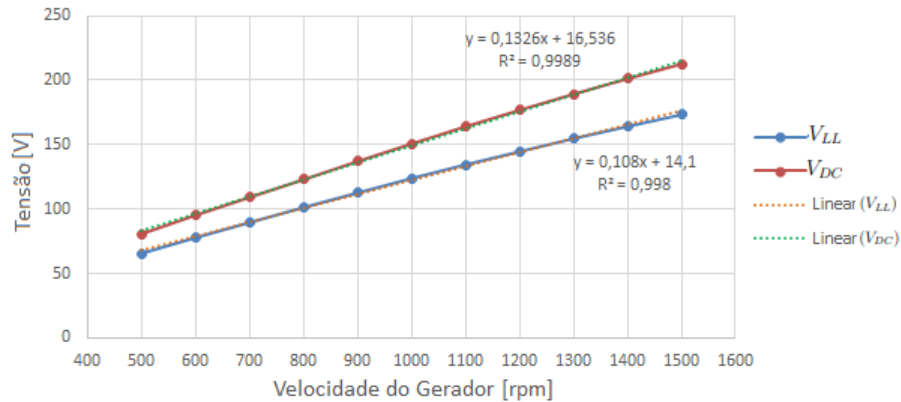


Figura B.6: Ensaio carga fixa: tensão *versus* velocidade do gerador

Excluindo a queda de tensão na impedância do gerador, verifica-se que a relação é linear, com coeficiente de determinação (R^2) igual a 0,9849.

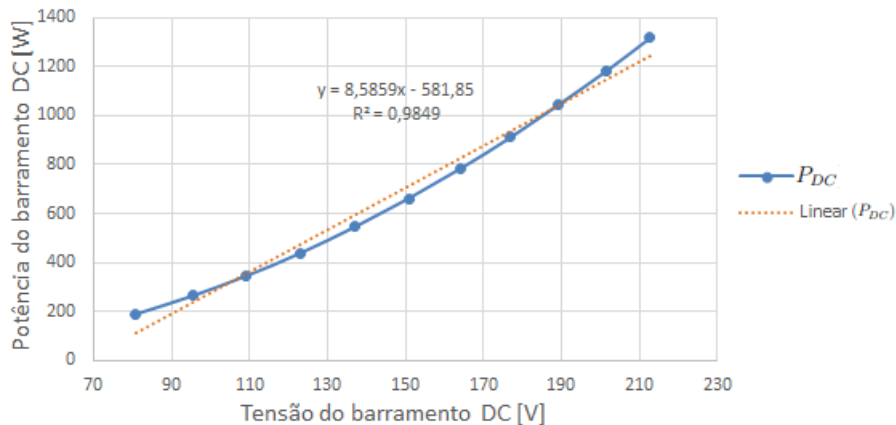


Figura B.7: Ensaio carga fixa: potência do barramento DC *versus* tensão do barramento DC

B.2.2 Carga Variável

Neste ensaio, é imposta uma resistência variável em que o intuito é manter a corrente do barramento DC (I_{DC}) sempre constante, ajustando o valor da resistência de carga, através de um reóstato. O valor da resistência inicial é de $34,6 \Omega$.

A Tabela B.4 exibe os resultados do ensaio, no qual a potência do gerador (P_g), a tensão (V_{LL}), as correntes de fase do gerador (I_g) e o fator de potência (FP) foram obtidos através do analisador de potência trifásico Fluke 434. A tensão do barramento

DC (V_{DC}) foi obtida utilizando o multímetro digital Fluke 85 III True RMS, a corrente do barramento DC (I_{DC}) foi medida através do multímetro digital 77 III e a potência do barramento DC (P_{DC}) foi calculada multiplicando (I_{DC}) e (V_{DC}).

Tabela B.4: Resultado do ensaio com carga variável

N [rpm]	V_{LL} [v]	I_g [A]			FP	P_g [kW]	V_{DC} [V]	I_{DC} [A]	P_{DC} [W]
		1	2	3					
500	53,4	4,5	4,6	4,5	0,95	0,40	63,7	6,19	394,3
600	65,3	4,6	4,6	4,5	0,95	0,49	78,3	6,19	484,7
700	77,2	4,5	4,6	4,5	0,95	0,58	93,1	6,19	576,3
800	89,2	4,5	4,6	4,5	0,95	0,67	107,8	6,19	667,3
900	101,2	4,6	4,6	4,5	0,95	0,76	122,5	6,19	758,3
1000	112,9	4,5	4,6	4,5	0,96	0,85	137,4	6,19	850,5
1100	124,8	4,5	4,6	4,5	0,96	0,94	152,2	6,19	942,1
1200	136,9	4,5	4,6	4,5	0,96	1,03	167,1	6,19	1034,3
1300	148,8	4,5	4,6	4,5	0,96	1,12	182,3	6,19	1128,4
1400	160,7	4,5	4,6	4,5	0,96	1,21	197,6	6,19	1223,1
1500	172,9	4,5	4,6	4,5	0,96	1,31	212,3	6,19	1314,1

A Figura B.8 ilustra graficamente o comportamento da tensão composta (V_{LL}) e da tensão do barramento DC (V_{DC}) em função da velocidade do gerador. Como esperado, observa-se que o comportamento das mesmas em relação à velocidade do gerador é linear. O coeficiente de determinação (R^2) em de ambos os casos é 1.

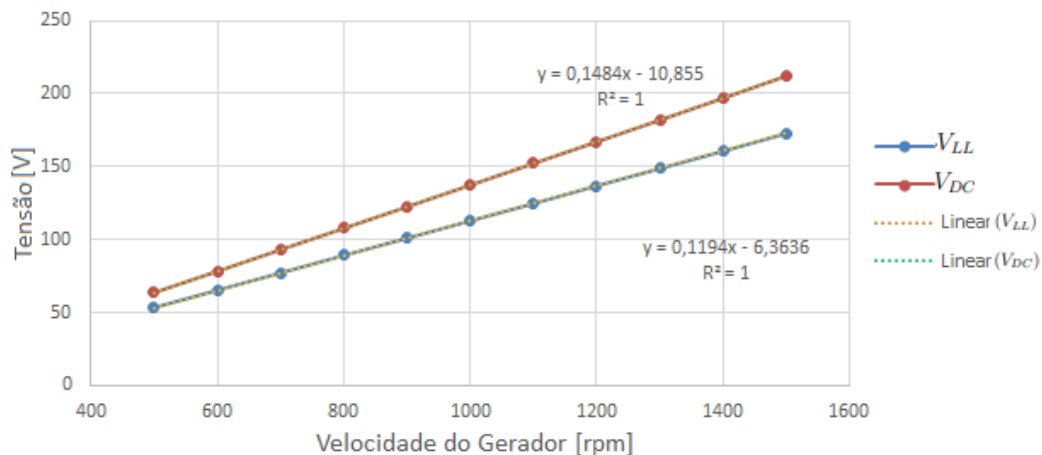


Figura B.8: Ensaio carga variável: tensão *versus* velocidade do gerador

A Figura B.9 descreve a evolução da potência do barramento DC (P_{DC}) em função

da tensão do barramento DC (V_{DC}), que é proporcional à velocidade do gerador (N_g). Observa-se que esta relação é linear, com coeficiente de determinação (R^2) igual a 1.

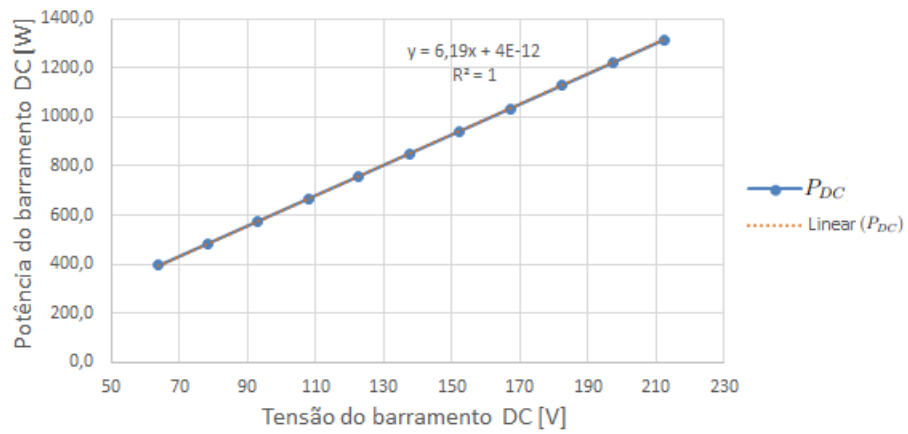


Figura B.9: Ensaio com carga variável: tensão *versus* velocidade do gerador

Apêndice C

Parâmetros ACS 600

Foi utilizado um conversor de frequência para controle do motor de indução, o qual permite controle seja por referência de potência, velocidade, binário, entre outros. A Tabela C.1 exhibe os parâmetros do conversor de frequência ACS 600, do fabricante ABB, conforme o seu manual [53].

Tabela C.1: Especificações ACS60100063000E1200900.

Parâmetro	Valor
Tensão de Entrada	$\sim 3\sim 380\dots 415$ V
Tensão de Saída	$3\sim 0\text{-}380\dots 415$ V
Corrente de Entrada	10/7 A
Corrente de Saída	11/7,6 A
Frequência de Entrada	48...63 Hz
Frequência de Saída	0...300 Hz

As características técnicas e de funcionamento do motor e do GSIP foram suporte para configuração dos parâmetros do conversor ACS 600.

C.1 Grupo 10 - Seleção Comando

O grupo 10 ajusta a parametrização de paragem e arranque externos, além do sentido de rotação. A Tabela C.2 exibe os parâmetros utilizados do grupo 10, assim como os seus respectivos valores do projeto.

Tabela C.2: Parâmetros do Grupo 10

ACS 600			
Grupo	Parâmetro	Nome	Valor do Projeto
10 - SELEÇÃO COMANDO	1002	SEL COMANDO EXT 2	(9) Teclado
	1003	SENTIDO	(1) Direto

- 1002: Define como o comando de arranque/paragem do motor o teclado do inversor.
- 1003: O sentido de rotação do motor é fixado em direto.

C.2 Grupo 11 - Seleção de Referência

No grupo 11 são ajustados os parâmetros de seleção de referência, ou seja, a seleção dos tipos de referência e do local de controlo. A Tabela C.3 exibe os parâmetros e a respectiva configuração utilizada no projeto.

Tabela C.3: Parâmetros do Grupo 11

ACS 600			
Grupo	Parâmetro	Nome	Valor do Projeto
11 - SELEÇÃO DE REFERÊNCIA	1101	SEL REF TECLADO	REF2(%)
	1102	SELEÇÃO EXT1/EXT2	EXT2
	1106	SEL REF EXT2	EA1
	1107	MÍNIMO REF EXT2	0%
	1108	MÁXIMO REF EXT	100%

- 1101: Depende da macro selecionada, como a macro selecionada é a macro PID o comando REF2 (%) é escolhido, e o sinal de referência é dado em percentagem (%).
- 1102: Este parâmetro seleciona a localização do controlo externo. De acordo com o macro PID1 é necessário o utilizar o comando EXT2
- 1106: Determina a fonte de referência externa 2 a entrada analógica 1 (EA1), o sinal proveniente do ambiente LabVIEW é um sinal de tensão referente a uma dada potência mecânica.
- 1107: Define 0% o valor da referência mínima em percentagem, este valor é dado em percentagem da quantidade máxima do valor de processo.
- 1108: Este parâmetro define como 100% o valor máximo em percentagem da referência.

C.3 Grupo 13 - Entradas Analógicas

No grupo 13 são ajustados os parâmetros das entradas analógicas, podem ser configurados o valor mínimo, valor máximo e fator escala. A Tabela C.4 exhibe os parâmetros utilizados e sua configuração para o projeto.

Tabela C.4: Parâmetros do Grupo 13

ACS 600			
Grupo	Parâmetro	Nome	Valor do Projeto
13 - ENTRADAS ANALÓGICAS	1301	MÍNIMO EA1	0 V
	1302	MÁXIMO EA1	10 V
	1303	ESCALA EA1	76%
	1306	MÍNIMO EA2	0 mA
	1307	MÁXIMO EA2	20 mA
	1308	ESCALA EA2	100%

- 1301: Define 0 V como valor mínimo para entrada analógica 1 (EA1).
- 1302: Define 10 V como o valor máximo de EA1.
- 1303: Define 76% como fator de escala de EA1, isto ocorre porque o Dispositivo de E/S multifuncional 6008 da National Instruments envia o máximo de 5V para EA1, contudo para obter e ajustar o valor de 76% realizou-se ensaios experimentais.
- 1306: Define como 0 mA o valo mínimo da entrada analógica 2 (EA2). Este valor corresponde ao valor do parâmetro 11.07 (Mínima REF EXT2).
- 1307: Define 20 mA como o valor máximo de EA2. Este valor corresponde ao valor do parâmetro 11.08 (Máxima REF EXT2).
- 1308: Determina 100% como fator de escala para entrada analógica 2 (EA2).

C.4 Grupo 15 - Saídas Analógicas

O grupo 15 parametriza as saídas analógicas. A Tabela C.5 exhibe os parâmetros utilizados, assim como os seus respectivos valores do projeto.

Tabela C.5: Parâmetros do Grupo 15

ACS 600			
Grupo	Parâmetro	Nome	Valor do Projeto
15 - SAÍDAS ANALÓGICAS	1501	SAÍDA ANALÓGICA 1	Potência
	1503	MÍNIMO SA1	0 mA
	1505	ESCALA SA1	100%
	1506	SAÍDA ANALÓGICA 2	Rot Mot
	1508	MÍNIMO SA2	0 mA
	1510	ESCALA SA2	92%

- 1501: Define o valor da potência o como saída analógica 1 (SA1), que será utilizado como entrada do valor atual do processo PID1 em EA2.

- 1503: Determina como 0 mA o mínimo de SA1.
- 1505: Define como 100% a escala do valor de SA1. O valor de 100% corresponde a 20 mA.
- 1506: Seleciona a rotação do motor em rpm como saída analógica 2 (SA2).
- 1508: Determina como 0 mA o mínimo de SA2.
- 1510: Define como 92% a escala do valor de SA2. Obteve-se esse valor com ensaios experimentais.

C.5 Grupo 16 - Entradas de Controlos do Sistema

O grupo 16 configura as permissões de funcionamento e bloqueio de parâmetros.

Tabela C.6: Parâmetros do Grupo 16

ACS 600			
Grupo	Parâmetro	Nome	Valor do Projeto
16 - ENTRADAS DE CONTROLOS DO SISTEMA	1601	LIBERAÇÃO	Sim
	1602	BLOQ PARÂMETROS	Aberto

- 1601: Permite a partida do motor sem sinal de liberação externo.
- 1602: Permite modificar os parâmetros não autorizados.

C.6 Grupo 20 - Limites

No grupo 20 são parametrizados os limites de funcionamento do conversor. A Tabela C.7 exhibe os parâmetros utilizados e seu respectivo valor no projeto.

Tabela C.7: Parâmetros do Grupo 20

ACS 600			
Grupo	Parâmetro	Nome	Valor do Projeto
20 - LIMITES	2001	VELOCIDADE MÍNIMA	-1500
	2002	VELOCIDADE MÁXIMA	1500
	2003	CORRENTE MÁXIMA	6,3 A

- 2001: Configura a velocidade mínima do motor, como o controlo é escalar este valor é definido pelo próprio conversor e não pode ser modificado.
- 2002: Configura a velocidade máxima do motor, como no parâmetro 2001 este valor é definido pelo próprio conversor e não pode ser modificado.
- 2003: Corresponde a corrente máxima de saída que o conversor proporcionará para o motor.

C.7 Grupo 40 - Controlo PID

O grupo 40 parametriza o processo PID, na Tabela C.8 estão ilustradas as configurações do projeto para cada parâmetro utilizado do grupo 40.

Tabela C.8: Parâmetros do Grupo 40

ACS 600			
Grupo	Parâmetro	Nome	Valor do Projeto
40 - CONTROLO PID	4001	GANHO PID	1,2
	4002	TEMPO INTGR PID	1,2 s
	4003	TEMPO DERIV PID	0 s
	4006	SEL REALIMENTAÇÃO	REAL 1
	4007	SEL ENTR REAL 1	EA2
	4009	MIN REAL 1	0%
	4010	MAX REAL 1	100%

- 4001/4002: Definiu-se as constantes do controlo PID com ensaios laboratoriais, no qual analisou-se o tempo de resposta do sistema.

- 4003: A constante de derivação não foi utilizada.
- 4006: Determina como valor atual do processo .
- 4007: Define-se EA2 como a entrada do valor atual do controlador PID, dado pela SA1
- 4009: Estabelece 0% como valor mínimo do Real 1. É definido como porcentagem entre os valores máximo e mínimo da entrada analógica 2 (EA2).
- 4010: Define 100% como máximo para o valor Real 1.

C.8 Grupo 99 - Dados Iniciais

No grupo 99 estão os parâmetros dos dados iniciais, onde são configurados os dados do motor utilizado além da seleção da macro. A Tabela C.9 mostra os parâmetros e seu respectivo valor no projeto.

Tabela C.9: Parâmetros do Grupo 99

ACS 600			
Grupo	Parâmetro	Nome	Valor do Projeto
99 - DADOS INICIAIS	9902	MACRO APLICAÇÃO	Contr PID
	9904	MODO CONTR APLIC	Escalar
	9905	TENSÃO NOM MOTOR	400V
	9906	CORRENT NOM MOTOR	6,3 A
	9907	FREQ NOM MOTOR	50 Hz
	9908	ROTAÇÃO NOM MOTOR	1430 rpm
	9909	POT NOM MOTOR	3 kW

- 9902: Definiu-se a macro de controlo PID, pois é necessário realizar um controlo em malha fechada da potência de referência, para corrigir o erro.

Apêndice D

Figuras do Emulador da Turbina Eólica

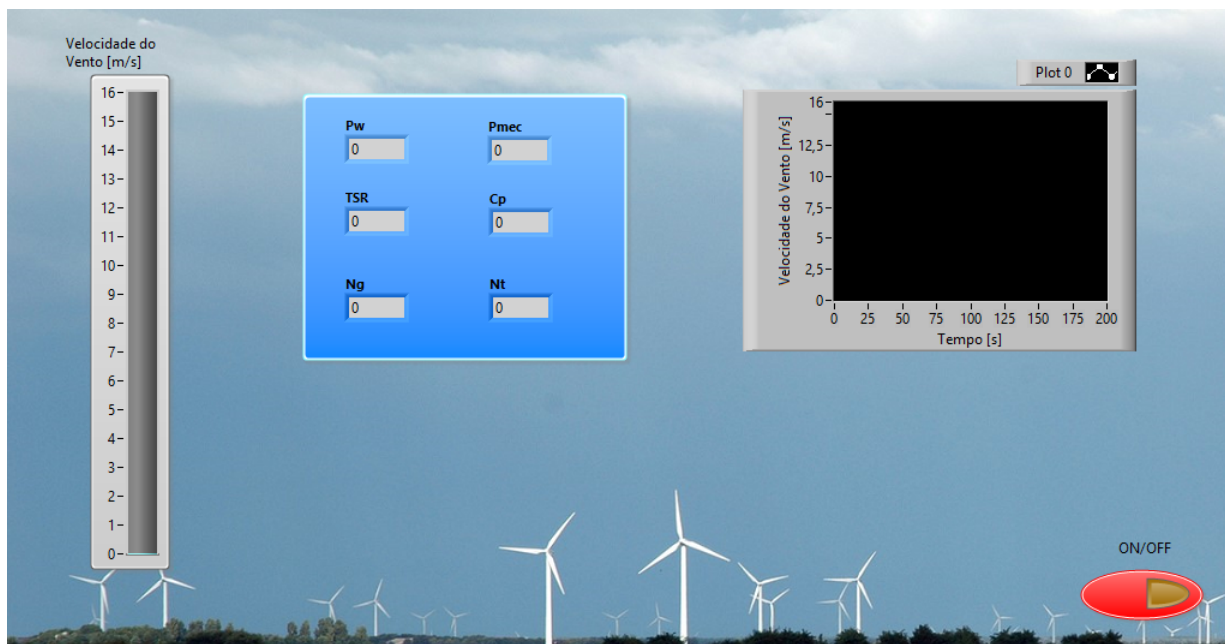


Figura D.1: Interface do emulador da turbina eólica

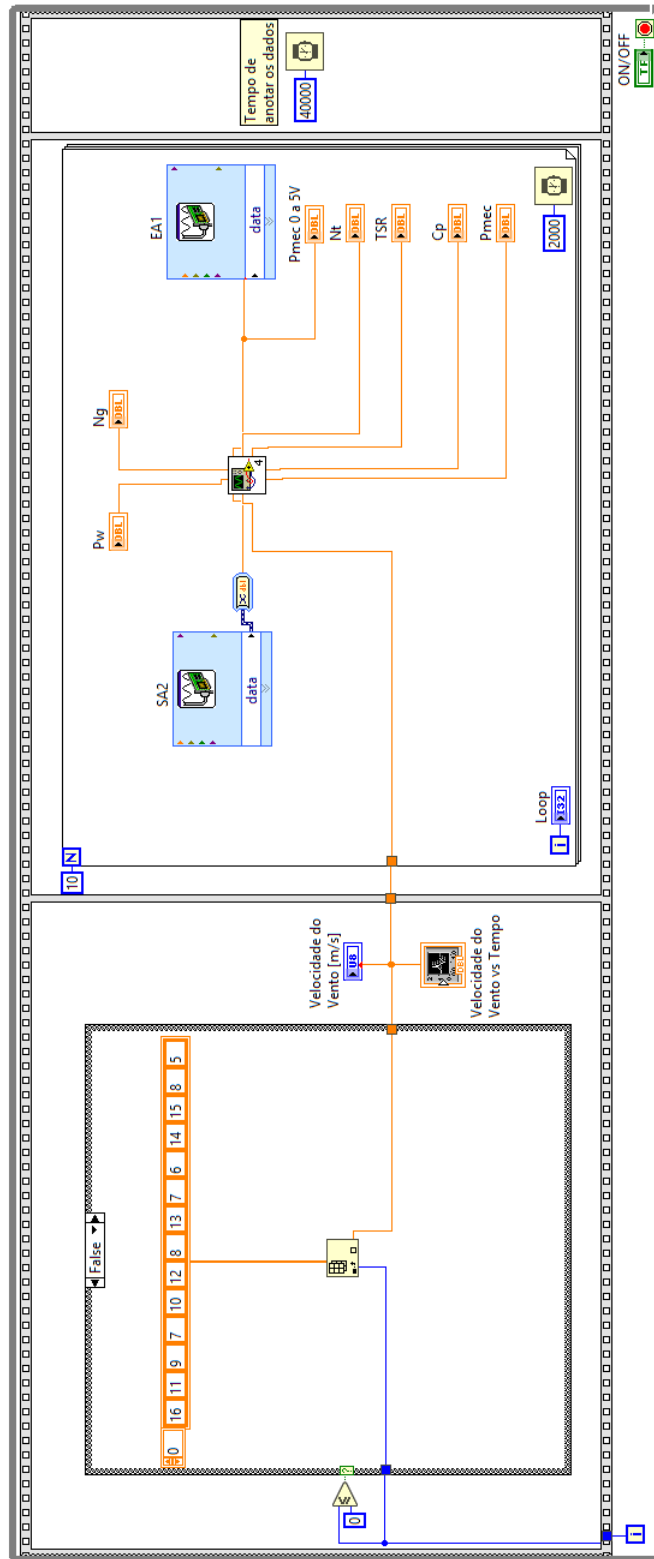


Figura D.2: Sistema turbina eólica completo LabVIEW

Apêndice E

Artigos

Wind Turbine Emulation Using an Inverter-Controlled Induction Motor

Ananda Simoes^{1,2}, Ângela Ferreira³, Vicente Leite³ and H. Voltolini²

¹ School of Technology and Management, Polytechnic Institute of Bragança, Portugal

² Federal University of Technology - Paraná, Brazil,

³ Research Centre in Digitalization and Intelligent Robotics (CeDRI), Polytechnic Institute of Bragança, Bragança, Portugal

Abstract. This work aims to implement an experimental platform for emulation of wind energy conversion systems, in order to design, evaluate and test wind energy drive trains, including generators, power-electronic converters and their controllers, to interface with the grid. The main focus is on the wind turbine emulation, using an induction motor (IM) driven by a variable speed drive and real-time control software, to supply a mechanical power to the generator's shaft. From a given wind profile, using the turbine characteristics and the rotational speed of the generator, the theoretical mechanical power is calculated and regulated at the output of the induction motor. The drive train was designed for small scale power systems, and it is based on a variable speed wind energy system, using a permanent magnet synchronous generator, decoupled from the grid by a power rectifier bridge and a photovoltaic (PV) inverter. The inverter approach aims to provide cost effective solutions and technological independence, aiming at exploring a large amount of feasible sites. In order to corroborate the proposed design, the experimental platform has been tested with two different PV inverters.

Keywords: Wind Turbine, Emulation System, Renewable Energy Systems.

1 Introduction

The development of energy conversion systems from renewable energy sources has increased significantly due to a degradation of the environment and to curtail adverse effects of fossil fuel based power generation. Additionally, the integration of distributed generation into low voltage grids or microgrids is an emerging solution for sustainable systems. Therefore, small-scale wind energy systems are very attractive due to their complementary nature with other renewable energy sources, mainly photovoltaic (PV) systems [1].

The research of small-scale wind energy systems, especially those using innovative AC-DC-AC conversion systems, different generators' topologies, maximum power extraction algorithms, requires a test bench able to emulate the wind turbine, with independence of physical wind resources and wind turbines.

Therefore, to reproduce the behavior of the wind turbine under certain wind profile in a laboratory environment the wind turbine emulators are used [2].

There have been some studies and proposals on wind turbine emulators for laboratory environment, based in two main different approaches regarding the prime mover. The first one is implemented by means of a DC motor drive with torque control [2-4]. The second one uses an induction motor (IM), controlled by a variable speed drive, using torque control, as proposed by [5, 6].

From the point of view of controllability, separately excited DC machines are best suited, but the overall emulator becomes bulky and requires maintenance. On the other hand, inverter controlled squirrel cage IM are widely available in the market at affordable prices. However, as far as the authors' knowledge, the closed loop power control of the IM has not been explored for the emulation of wind turbines. Hence, the emulator proposed in this article is based in an IM with power control.

The remaining parts of the paper are organized as follows: section 2 presents the drive train of the wind energy conversion system and the modeling of the wind turbine, and section 3 focuses on the implementation of the wind turbine emulator. Experimental tests of the emulation system are presented in section 4 and, finally, the paper draws its conclusion and future work in section 5.

2 Wind energy conversion system

2.1 Drive train and grid connection

Small-scale wind power applications require a cost effective and mechanically simple drive train in order to be a reliable renewable energy source. The drive train of the wind energy conversion system under analysis comprises a permanent magnet synchronous generator (PMSG), which can be geared in order to match the low rotational speed of the wind turbine and the rated speed of the generator.

Variable speed wind energy drives continuously adapts the rotational speed of the generator to the wind speed. Unlike constant speed systems, variable speed based systems keep generator torque approximately constant, with the wind variations being compensated by variations in the generator speed [7]. From the point of view of the wind turbine, variable speed systems allow a reduction of noise and mechanical fatigue of the elements of the drive train. They also maximize the aerodynamic efficiency, with an increase in the annual average energy capture, reaching 10% higher values.

Being the speed of the generator variable, its electrical output must be decoupled of the grid by means of an electronic conversion system to provide the energy at constant voltage and frequency. The electronic converter system tested in this work uses a power rectifier bridge and a PV inverter, to interface the electrical grid and/or microgrid. Wind energy dedicated inverters for grid connection for small scale applications are, still, an expensive solution when compared with PV inverters [8]. Therefore, the proposed solution integrates a PV inverter, which are a mature, reliable and off-the-shelf technology, and are widely available in the range till 5 kW. Fig. 1 depicts the topology of the wind energy conversion system under study.

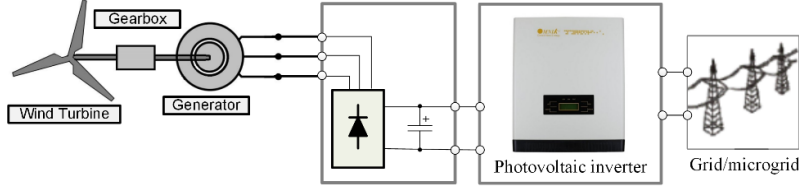


Fig. 1. Topology of the wind energy conversion System

2.2 Mathematical model of the wind turbine

The power available from the wind varies with the wind speed, and it is a function of the specific mass of the air (variable with pressure, temperature and relative humidity) and the exposed area, as follows:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \quad (1)$$

where ρ is the specific air density, in kg.m^{-3} , v_w is the wind speed, in m/s , and A is the swept area of the turbine, in m^2 . However, the wind energy is not fully converted into mechanical power. The mechanical power is represented by

$$P_{mec} = \frac{1}{2} C_p \rho A v_w^3 \quad (2)$$

being C_p the power coefficient, which translates the performance of the turbine. The power coefficient is defined by the ratio between the mechanical energy that the turbine can extract and the kinetic energy in the wind stream, being its maximum value given by the Betz limit, i.e., $C_{pmax} = 0.59$.

In practice, maximum power coefficients are in the range of 0.2 to 0.4, due to inefficiencies and losses attributed to different configurations, rotor blades and turbine designs. Additionally, the power coefficient is a function of the wind speed the turbine is operating in. This information is usually given by a nonlinear function of the tip speed ratio and the blade pitch angle, β , as illustrated in Fig. 2.

The tip speed ratio is the quotient between the tangential speed of the tip of a blade and the actual speed of the wind and it can be obtained as follows:

$$\lambda = \frac{R N \pi}{30 v_w} \quad (3)$$

where N is the turbine speed, in rpm, and R is the radius of the turbine blade, in m.

Typically, small-scale wind energy conversion systems are not pitch controlled, and the power coefficient is only function of the tip speed ratio.

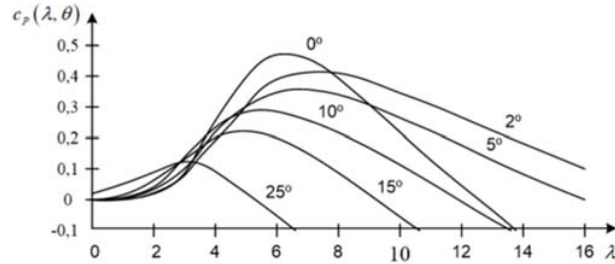


Fig. 2. Power coefficient characteristics of a wind turbine [9].

3 Implementation of the wind turbine emulator

At a given wind speed, the operating point of the wind turbine is determined by the intersection between the turbine characteristic and the load characteristic. The turbine characteristic can be calculated from manufacturer data, if available, or it can be estimated from empiric relations available in several literature. When dealing with small scale wind turbines, the fitting of the power coefficient characteristic from empirical relations lacks of precision, since the latter are usually specified for turbines with high rated power.

The emulation system of the wind turbine is proposed using an interface in LabVIEW, an induction motor (IM) of rated power and speed of 3 kW and 1430 rpm, controlled by a variable speed drive ABB ACS 600, and two closed loops of control: speed and power control.

The structure of the overall wind energy system, with the wind turbine emulator, is presented in Fig. 3.

For the given dimensional parameters of a specific wind turbine, a computer program implemented in LabVIEW reads a lookup table with the wind profile, which has been estimated based on the wind profile proposed in [10]. Then, it calculates the wind power, given by (1), and the mechanical power, through (2). The power coefficient characteristic of the turbine is obtained from a fitting equation, using the actual rotational speed of the turbine to calculate the tip speed ratio.

The interface in LabVIEW sends the reference mechanical power using NI USB Multi-function I/O Device 6008.

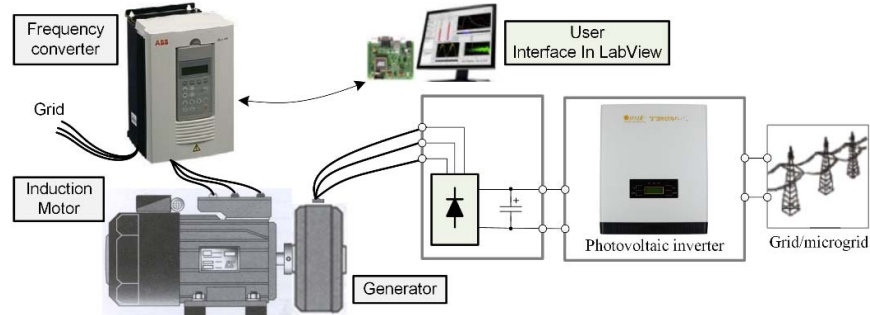


Fig. 3. Laboratorial structure of the overall wind energy system, with the wind turbine emulator.

The overall emulator limits the mechanical power to 1400 W, in order to not exceed the rated power of the PMSG.

The block diagram of the wind turbine emulator is shown in Fig. 4. After a given initial condition of wind speed corresponding to $P_{mec} = 1400$ W, corresponding to the no load condition of the generator, i.e., before the PV inverter starts injecting power into the grid, the new reference mechanical power is then updated following the wind speed and taking into account the actual rotational speed of the wind turbine, as explained above.

The main parameters of the wind turbine to be emulated are presented in Table 1.

Table 1. Wind turbine Parameters [11]

Rated Power	1.4 kW
Rated Wind Speed	16 ms ⁻¹
Cut-in Wind Speed	2.5 ms ⁻¹
Cut-on Wind Speed	None
Rotor Weight	75 kg
Rotor Diameter	3.12 m
Swept Area	7.65 m ²
Maximum rotational speed	775 rpm
Number of blades	3
Blades Material	Composite Fibre Glass
Output Voltage	24-240 V(DC)

In order to match the turbine profile to the PMSG, it is assumed a 1:2 gearbox between the real turbine and the generator. In terms of emulation, it translates in dividing the

shaft speed of the IM (which is the same of the PMSG, N_g) by 2. By this way, it is possible to estimate the iterative tip speed ratio of the specified wind turbine.

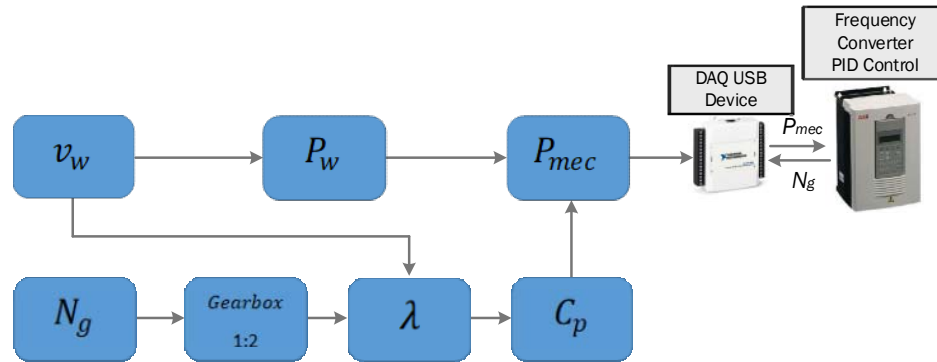


Fig. 4. Block diagram implemented in LabVIEW

4 Preliminary experimental results

Due to the uncertainty in the power coefficient of the wind turbine under analysis, the first approach to the experimental tests are limited to the power control loop, using the turbine manufacturer data of the available mechanical power as function of the wind speed (see Fig. 5). By this way, the wind turbine emulation does not take into account the load characteristic.

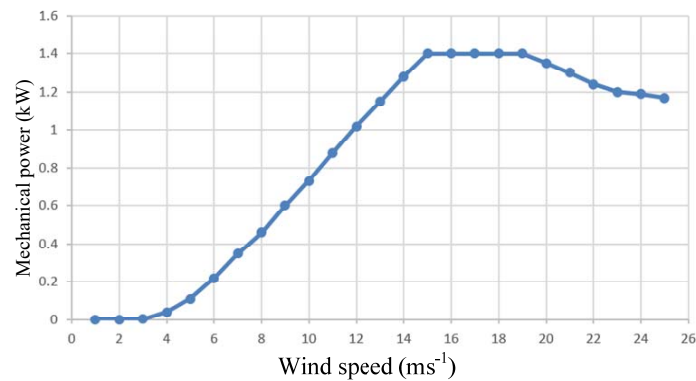


Fig. 5. Mechanical power vs. wind speed of the wind turbine, at sea level, temperature of 15° C [11]

In order to test the system with different load characteristics, the wind turbine emulator has been tested using two different PV inverters: the Omniksol-2k-TL2 (inverter 1) and the Sunny Boy 1.5-1VL-40 (inverter 2).

Fig. 6 shows the experimental results of the overall system using the Omniksol-2k-TL2 and Fig. 7 shows the experimental results using the Sunny Boy 1.5-1VL-40.

For the given wind profiles, these results depict the wind power, P_w , the mechanical power in the shaft of the turbine, P_{mec} , the output power of the generator, P_g , the DC bus power, P_{dc} , and is the power delivered to the grid, P_{grid} , by the PV inverter.

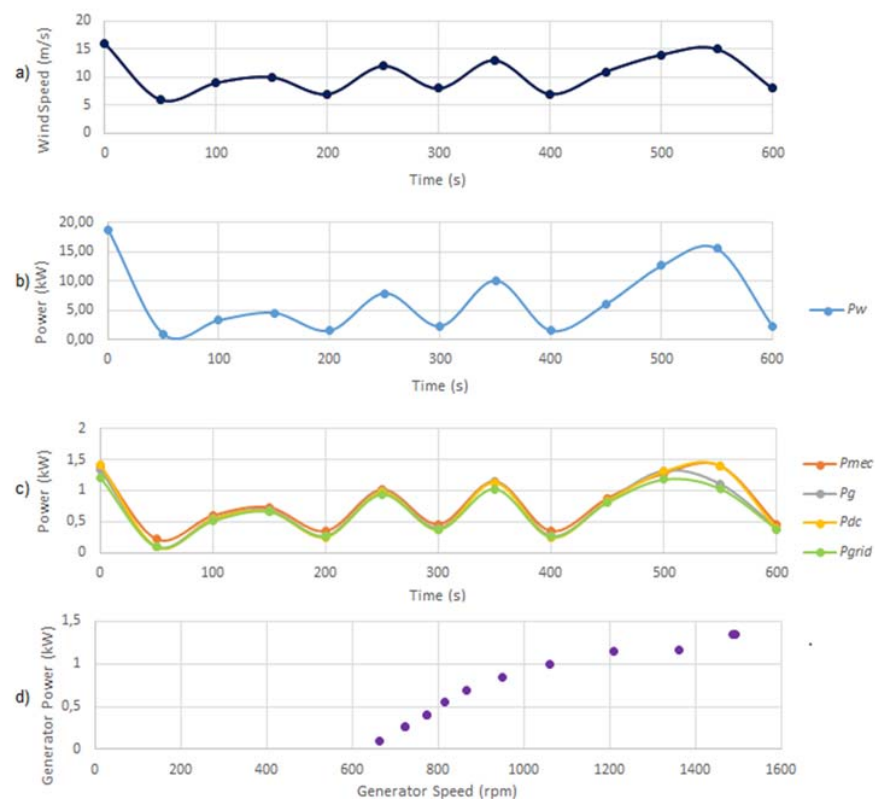


Fig. 6. Wind turbine emulation using Omniksol. (a) Wind Profile (b) Wind power (c) Mechanical power, output generator power, DC bus power and power delivered to the grid (d) Generator Power vs Generator Speed.

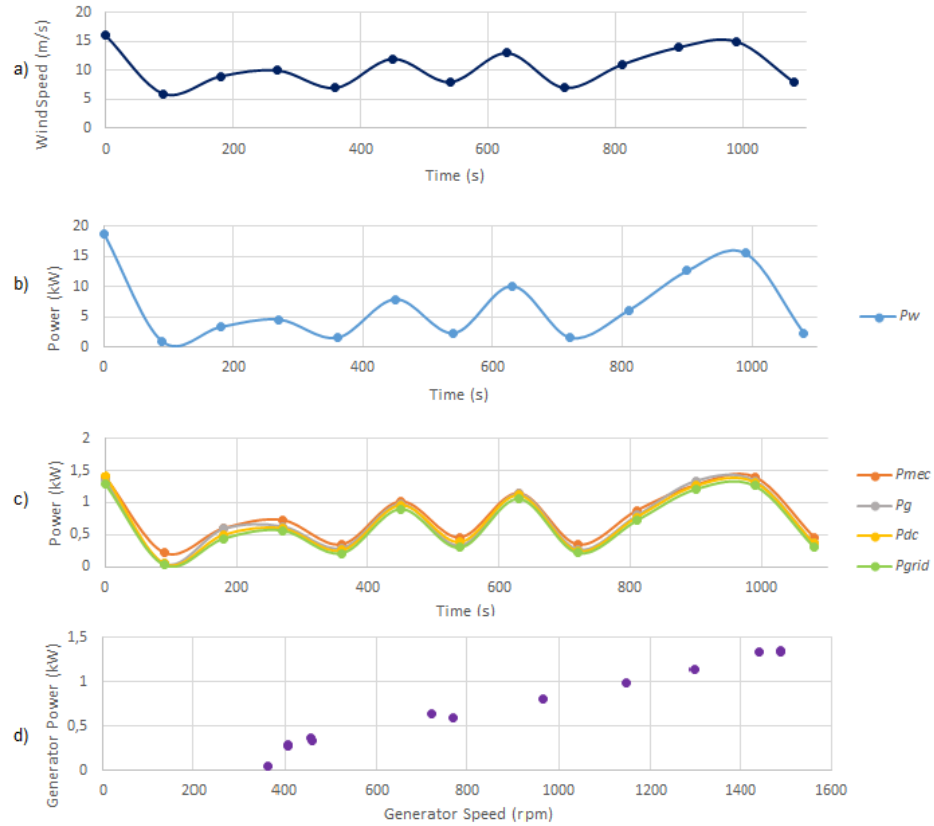


Fig. 7. Emulation using Sunny Boy (a) Wind Profile (b) Wind power (c) Mechanical power, output generator power, DC bus power and power delivered to the grid (d) Generator Power vs Generator Speed.

From the analysis of the results shown above, it can be seen that different inverters establish different load characteristics of the wind turbine, since the range of the generator rotational speeds are different for similar wind profiles. Inverters have different DC voltage ranges of operation and also different system responses due to the different MPPT algorithms.

5 Conclusion

In this paper a laboratorial set up for emulation of wind turbines was proposed, based on an IM as prime mover, driven by a variable speed drive and real-time control software, to provide a controlled mechanical power to the generator' shaft. The proposed algorithm of control uses two closed loops of control: speed and power control. The

first one allows the determination of the power coefficient as a function of the turbine load, through the actual tip speed ratio and the corresponding power coefficient, and the second one allows the definition of the reference mechanical power of the turbine, for a given wind speed.

Given that the power coefficient curve of the wind turbine under emulation is unknown, experimental validation was performed using only the power control loop, which allows the validation of the emulator in steady-state operation.

The drive train of the wind energy conversion system comprises a PMSG and an electronic power converter, using a power rectifier bridge and a photovoltaic (PV) inverter to interface the grid.

The proposed integration of cheap and widespread PV inverters to interface small-scale wind energy systems with the grid is attractive but the dynamics of the wind profile may not be compatible with the maximum power tracking (MPP) algorithms of PV inverters. Nevertheless, the dynamics of the system depends also on the inertia of the generator, which in the actual trend of direct driven applications, is typically high. Further analysis of the dynamics of the overall system and its compatibility with the MPP algorithm of PV inverters should be investigated.

References

1. Monforti, F., Huld, T., Bódis, K., Vitali, L., D'Isidoro, M., Lacal-Aránegui, R.: Assessing complementarity of wind and solar resources for energy production in Italy: A Monte Carlo approach. *Renewable Energy*, 63, 576-586 (2014).
2. Sewwandi, K., Senarathna, T., Lakshika, K., Wong, V., Hemapala, K., Lucas, J., Porawagama, G.: Wind turbine emulator for a microgrid. In: *IEEE Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT) 2017*, pp. 1-6.
3. Chinchilla, M., Arnaltes, S., Burgos, J. C.: Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21, 130-135. (2006).
4. Martínez, F., Herrero, L. C., de Pablo, S.: Open loop wind turbine emulator. *Renewable Energy* 63, 212-221 (2014).
5. Kojabadi, H. M., Chang, L., Boutot, T.: Development of a novel wind turbine simulator for wind energy conversion systems using an inverter-controlled induction motor. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 19(3), 547-552 (2004).
6. Abo-Khalil, A. G.: A new wind turbine simulator using a squirrel-cage motor for wind power generation systems. In: *IEEE Ninth International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*, pp. 750-755. (2011).
7. Hansen, A. D., et al.: Review of Contemporary Wind Turbine Concepts and their Market Penetration. *Wind Engineering* 28(3). 247-263 (2004).
8. Leite, A. V., Couto, J., Ferreira, A., Batista, J.: Compatibility Analysis of Grid-connected Pico-hydro Systems using Conventional Photovoltaic Inverters. In *18th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE 2016, Karlsruhe, Germany (2016)*.
9. Slootweg, J. G., Polinder, H., Kling, W. L.: Dynamic Modelling of a Wind Turbine with Direct Drive Synchronous Generator and Back to Back Voltage Source Converter and its Controls. In *European Wind Energy Conference EWEC (2001)*.

10. Tan, K., Islam, S.: Optimum control strategies in energy conversion of PMSG wind turbine system without mechanical sensors. *IEEE transactions on energy conversion*, 19(2), 392-399 (2004).
11. European Comission: Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers, *Intelligent Energy – Europe Programme (2007)*, Available from www.urbanwind.net/, last accessed 2018/07/01

Designing Innovative Home Energy Systems for Smart Cities: The SilkHouse Project

Marcus Silva^{1,2}, Vicente Leite¹, Paulo Araújo^{1,3}, Ananda Simões^{1,4},
Iago Dalmarco^{1,4}, Ângela Ferreira¹, Luís Queijo¹

¹ Instituto Politécnico de Bragança - Escola Superior de Tecnologia e Gestão
Bragança, Portugal

² Universidade Salvador – Salvador, Bahia, Brasil

³ Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Campus de Campo Mourão
Paraná, Brasil

⁴ Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Campus de Ponta Grossa
Paraná, Brasil

pe.mpb@hotmail.com, avtl@ipb.pt, phxaraujo@gmail.com,
ananda@alunos.utfpr.edu.br, iago.icd@gmail.com, apf@ipb.pt,
lqueijo@ipb.pt

Abstract. This paper presents the complete design of a self-sustainable microgrid based on renewable energy sources - pico-hydro and photovoltaic - for the House of Silk museum. This on grid solution is based on the SMA Flexible Storage System using innovative technologies for energy production, storage and management. The microgrid is based on a cluster of three battery inverters which establish a three-phase supplying system. The hydro energy is generated using a low head, pico-hydro propeller turbine, and a horizontal wheel of a mill. Both are tied to the microgrid through an innovative solution, connecting generators to photovoltaic inverters. The photovoltaic energy is produced by means of high-performance photovoltaic conventional modules that will be mounted on the roof of the House of Silk and the components of hydropower generation will be installed inside the gallery of a former mill.

Keywords: smartgrids; photovoltaic; pico-hydro.

1 Introdução

Uma microrrede é um conjunto de cargas interligadas e recursos de energia distribuídos, dentro de limites elétricos claramente definidos, que atuam como uma única entidade controlável em relação à rede elétrica de serviço público (rede convencional) e que se pode conectar e desconectar da mesma para permitir que possa operar no modo conectado à rede convencional ou em modo isolado [1]. As microrredes, apresentam diversas vantagens como, por exemplo, a resiliência ea

integração renovável. No caso de excesso ou défice de produção, as microrredes podem, respetivamente, fornecer ou receber energia da rede convencional [2].

O projeto de microrrede a ser instalado na Casa da Seda, do Centro Ciência Viva de Bragança, pretende tornar um edifício autossustentável através da utilização de novas tecnologias de produção e utilização híbrida de fontes de energia, designadamente fotovoltaica e hídrica. Projetos como este conseguem ter visibilidade e despertar interesse da sociedade em saber como funcionam sistemas híbridos de geração de energia elétrica, auxiliam na identificação de potenciais energéticos renováveis, alguns ainda pouco explorados, e conscientizam para o uso racional da eletricidade.

Não é de hoje que as microrredes estão a sair de laboratórios para uma implantação mais ampla na comunidade [1]. Como a propriedade e os modelos de negócios das microrredes ainda estão em evolução, tomemos como exemplo as companhias americanas de eletricidade, como a Duke Energy, e os próprios fabricantes, como a SMA [3], que realizam testes em laboratórios a fim de oferecerem a seus clientes serviços de qualidade, uma vez que possuem conhecimento e infraestrutura de geração e distribuição adequada. Também no meio académico se podem destacar muitas iniciativas como o projeto VERCampus – Parque Vivo de Energias Renováveis [4] que desde 2007 [5] integra um conjunto de tecnologias, infraestruturas e iniciativas realizadas no Campus universitário do Instituto Politécnico de Bragança – IPB sobre as tecnologias de energias renováveis, promoção e divulgação de sistemas de geração de energia distribuída para estudantes, partes interessadas e toda a comunidade do IPB em geral.

Os desenvolvimentos experimentais em laboratórios e já implementados no projeto VERCampus, como plataforma de pesquisa e para fins de demonstração no contexto de um campus universitário, facilitaram e contribuíram para a escolha de soluções de sistemas, equipamentos e fabricantes a serem aplicados no projeto Casa da Seda. Foi a partir dos mais de dez anos de trabalho, ao comparar módulos fotovoltaicos, inversores e geradores síncronos de ímanes permanentes, que soluções dos fabricantes SMA e PowerSpout passaram a ser adotadas por apresentarem fiabilidade comprovada em laboratório [6].

O museu da Casa da Seda é uma propriedade do município de Bragança desde 1990, localizado na margem do Rio Fervença [7]. Historicamente, a população utilizava a edificação para tingir Seda no século XVIII. Nos séculos XIX e XX a propriedade funcionou como um moinho, depois começou a produzir pães e biscoitos regionais e em 2006 o edifício passou por uma reforma viabilizada pelo Programa Polis.

Desde o início de 2016, quando houve a conceção do projeto *SilkHouse - Development of a smart microgrid based on renewable energy sources and a monitoring system for the House of Silk*, não se deixou de lado a ideia do museu se tornar uma vitrine, tanto para os visitantes como para a academia, para constituir um laboratório vivo, em contexto real, dedicado ao projeto, monitorização e disseminação dos benefícios de uma microrrede inteligente. O projeto *SilkHouse* é promovido pelo Instituto Politécnico de Bragança, em cooperação com mais 4 parceiros (Centro Ciência Viva de Bragança, Instituto Politécnico do Cávado e do Ave, Instituto Politécnico da Guarda e a empresa JG Instalações Elétricas) e com o apoio do Município de Bragança. Este projeto é financiado pela União Europeia, através da FCT - Fundação para a

Ciência e a Tecnologia, com um valor total elegível de 149.915,79 €, e a sua conclusão está prevista para meados de 2019.

Além de trazer um conceito atual de geração de eletricidade e gestão de energia elétrica, a proposta pretende preservar a arquitetura existente, com pequenas adequações na sua infraestrutura e utilizar os recursos naturais disponíveis no local, como é o caso de recuperar o moinho numa das galerias, não mais para moer cereais, mas para gerar eletricidade, integrando-a na microrrede.

Deste modo, para a gestão e monitorização de energia do sistema foi projetada uma microrrede inteligente contendo conversores bidirecionais Sunny Island 4.4M da SMA, inversores Sunny Boy 1.5-1VL-40 e a gestão de energia é feita através do Sunny Home Manager 2.0. A microrrede é baseada na solução SMA designada por sistema de armazenamento flexível [8][9] e foi projetada tendo em consideração o perfil de carga do edifício para o melhor uso e aproveitamento das fontes endógenas de energia.

No sistema de armazenamento flexível da SMA as principais funcionalidades são: visualização dos dados do sistema no Sunny Portal, controle inteligente de cargas, limitação dinâmica de potência ativa, carregamento da bateria baseado em previsão, limitação de injeção de potência ativa para 0% ou 0 W, limitação automática de carga desequilibrada, controlo da energia acumulada no ponto de ligação à rede pública e acesso a serviços de gestão de rede via interface Modbus, por exemplo, para limitação de potência ativa trocada com a rede.

É importante destacar que neste projeto há a premissa de que não seja injetada potência na rede, de modo que toda a energia produzida ao longo do dia deve ser utilizada pelas cargas e a excedente seja armazenada no banco de baterias, complementada com uma gestão inteligente das cargas. Deste modo, promove-se o aumento do nível de autossustentabilidade do edifício, constituindo um modelo para as casas das cidades inteligentes.

2 Caracterização da Casa da Seda

2.1 Perfil de consumo

De uma auditoria realizada às instalações elétricas da edificação, destacam-se as seguintes informações para caracterização do perfil de consumo, fundamentais para elaboração do projeto e para estimar os benefícios da instalação da microrrede: rede de distribuição de energia em baixa tensão (BT), instalação trifásica, com potência contratada de 13,6 kW; funcionamento de terça-feira a domingo, das 10h às 18h e esporadicamente até às 24 h nos finais de semana quando ocorrem eventos; consumo médio diário de 45 kWh; consumo anual médio de 18,1 MWh, em 2014, 14 MWh, em 2015 e 16,7 MWh, em 2016. A caracterização das principais cargas das instalações, em termos da potência nominal é apresentada na Tabela 1.

No projeto da microrrede, foram consideradas as seguintes estruturas como potenciais energéticos: telhado para instalação do sistema fotovoltaico, e galeria, onde outrora existiu um moinho, para instalação de duas unidades pico-hídricas, constituídas por uma roda de água horizontal e uma turbina de hélice. Além da vantagem desta ação

em revitalizar a infraestrutura do antigo moinho para fins de demonstração, aproveitando a sua capacidade de produção de energia numa solução de autoconsumo, a exploração dos sistemas hídricos explora a complementaridade sazonal entre a geração fotovoltaica e a hídrica, contribuindo assim para a autossustentabilidade energética da Casa da Seda.

Tabela 1. Cargas disponíveis na Casa da Seda.

Descrição	Quantidade	Potência total (W)
Computadores e periféricos	21	2160
Caldeira	1	170
Projetores	4	650
Sistemas de som	1	50
Ar condicionado	2	2500
Aquecedores	1	2000
Iluminação	38	1300
Cafeteira	1	1500
Forno de microondas	1	1200

No dimensionamento da microrrede da Casa da Seda foi utilizada a ferramenta Sunny Design da SMA, a qual permite especificar e quantificar os equipamentos do sistema a ser implementado. Das propostas apresentadas pela SMA e pelo perfil de carga e consumo da Casa da Seda, o sistema de Armazenamento Flexível SMA é o mais adequado.

Na estruturação da microrrede, além dos módulos fotovoltaicos, da roda de água horizontal e da turbina, será possível armazenar o excesso da produção de eletricidade num banco de baterias, permitindo a sua utilização quando a produção de energia elétrica é insuficiente e/ou nos horários em que a tarifa da rede for mais cara ou inviável. Com a capacidade de armazenamento de energia e de gestão e controlo destes recursos e das cargas da instalação é possível aumentar a quota de autoconsumo e a quota de autossuficiência, reduzindo assim, as necessidades de interação com a rede elétrica convencional, procurando obter um saldo anual nulo, entre a energia produzida e a consumida.

2.2 Conceitos de quota de autoconsumo, quota de autossuficiência e autossustentabilidade na Casa da Seda

O projeto analítico da geração fotovoltaica para o edifício da Casa da Seda foi complementado com o Sunny Design, que é o programa da SMA para a conceção de sistemas fotovoltaicos, com ou sem armazenamento.

O projeto foi baseado num sistema ligado à rede (*on grid*), com autoconsumo através do armazenamento da energia excedente - produzida pelas fontes de energia da microrrede - num banco de baterias. Como foi adotado o sistema de armazenamento flexível da SMA, o autoconsumo e a autossuficiência podem ser otimizados para o

melhor aproveitamento das fontes de energia, fotovoltaica e pico-hídrica, em relação ao perfil da carga do consumidor.

Assim, na perspectiva de compreender e justificar o conceito de autossustentabilidade do projeto, torna-se necessário analisar as quotas de autoconsumo e de autossuficiência do sistema [9]. Ao estimar a geração fotovoltaica (PV) e a demanda anual, percebe-se que a geração PV é diretamente proporcional à quota de autossuficiência e inversamente proporcional à quota de autoconsumo (Fig. 1). Já em relação à demanda ocorre o contrário. O ideal é, para uma determinada demanda, maximizar essas quotas, o que não é fácil uma vez que a geração PV não é controlada e a demanda depende do perfil de consumo.

Geração PV anual	Demanda anual	Quota de autoconsumo	Quota de autossuficiência
↓	↑	↑	↓
↑	↓	↓	↑
↑	●	↑	↑

Fig. 1. Análise das quotas de autoconsumo e autossuficiência.

Como a geração de energia fotovoltaica está limitada aos períodos em que há radiação solar, pretende-se fazer a gestão de cargas da microrrede nos períodos de maior produção, recorrendo à rede elétrica apenas quando necessário. Isto aumenta significativamente a quota de autoconsumo, com o objetivo de consumir toda a energia produzida, em termos anuais.

O fluxo de potência é controlado de forma a que, antes de recorrer à rede elétrica convencional, é dada prioridade ao consumo de energia proveniente dos sistemas PV e pico-hídricos, ou ainda, utilização da energia armazenada nas baterias. Nos casos em que seria possível injetar potência na rede, que não é o caso desta microrrede, ou reduzir a potência gerada pelos inversores PV, deve-se prioritariamente, carregar as baterias e ligar cargas selecionadas para o efeito.

A gestão de produção, consumo e armazenamento de energia na microrrede é realizada através da parametrização do Sunny Home Manager 2.0, no qual é inserido o perfil de carga do consumidor e assim é monitorizado o fluxo de energia do sistema. As ações de carga e descarga das baterias, e quando se deve utilizar a energia da rede, são tomadas pelo Sunny Home Manager 2.0 que troca comandos com o Sunny Island 4.4M. Este conversor bidirecional realiza, física e eletricamente, esta gestão de cargas. Se o Sunny Home Manager 2.0 não fosse instalado, que potencialmente é um equipamento que garante uma melhor gestão e segurança do fluxo de energia e comandos dentro da microrrede, parte destas funções caberia ao *master* Sunny Island.

O Sistema de Armazenamento Flexível da SMA suporta o aumento do autoconsumo através das seguintes medidas: armazenamento temporário de energia em excesso no banco de baterias (48 V), conectado aos conversores Sunny Island; controlo de cargas deslastráveis e monitorização dos sistemas de produção com o Sunny Home Manager.

Como a SMA disponibiliza diagramas que podem ser utilizados, como ponto de partida, no planejamento detalhado do armazenamento de energia de um sistema de armazenamento flexível [9], conclui-se que esse ponto ótimo ocorre quando as quotas de autoconsumo e autossuficiência atingem valores em torno de 55% (Fig. 2 e 3). Um requisito importante para aumento das quotas de autoconsumo e autossuficiência é o balanço correto entre os valores anuais da geração PV e da demanda de energia.

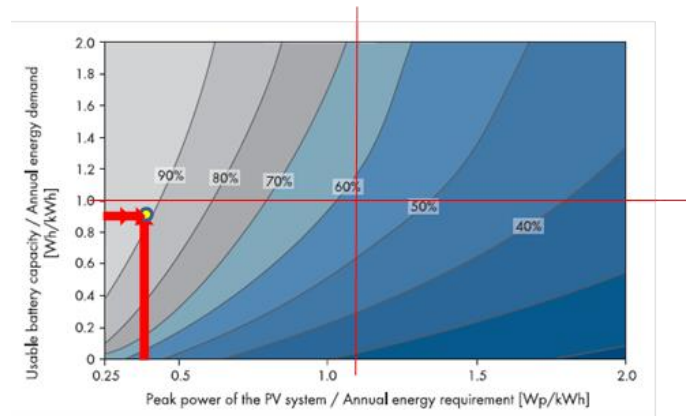


Fig. 2. Análise da quota de autoconsumo da casa da seda (adaptada de [9]).

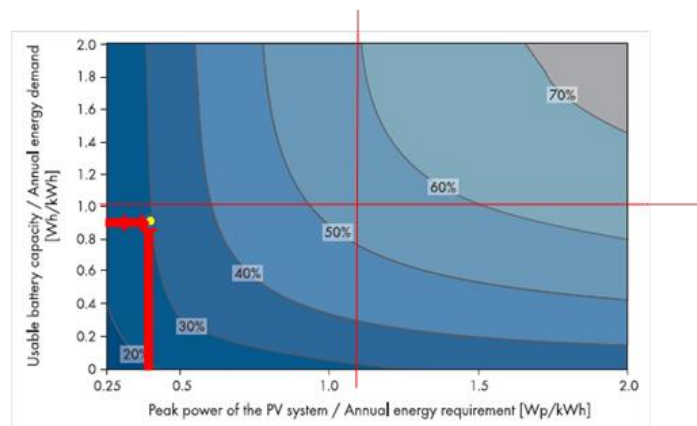


Fig. 3. Análise da quota de autossuficiência da casa da seda (adaptada de [9]).

Para se determinar o valor dessas quotas, através dos diagramas das Fig. 2 e 3, numa primeira fase é calculado o fator Wp/kWh (eixo das abscissas) sem considerar o banco de baterias e ações de eficiência energética, como por exemplo a substituição do sistema de iluminação por um mais eficiente, que, no caso em estudo, é igual a 0,25 Wp/kWh. A quota de autoconsumo, neste caso, é de 57% e a de autossuficiência é, sensivelmente, 18%. Ao considerar a capacidade de armazenamento das baterias a 50% e a ações de

eficiência energética, sendo expectável uma redução no consumo de 1,9 MWh/ano [7], o fator Wh/kWh (eixo das ordenadas) é igual a 0,9, deslocando as quotas de autoconsumo e autossuficiência para, 92% e 28%, respetivamente.

Assim, para o projeto da Casa da Seda, ao depender apenas da geração PV e ao introduzir o banco de baterias com capacidade de 30 kWh, o aumento da quota de autoconsumo em aproximadamente 35% é mais relevante que o ganho de 10% na quota de autossuficiência. No entanto, ao considerar a geração pico-hídrica, poder-se-á atingir um novo ótimo entre esses dois parâmetros se a potência de pico produzida pelas fontes de energia renovável atingir 15 kWp. No entanto, o projeto para a microrrede da Casa da Seda prevê uma produção PV de 4,5 kWp e pico-hídrica em torno de 1,5 kWp, totalizando 6 kWp. Assim, a otimização absoluta das quotas só poderá ser atingida se houver a redução da demanda anual (cargas elétricas). Este equilíbrio, para além de melhorar a relação produção vs. consumo, também permite aumentar a vida útil das baterias.

3 Caracterização da Solução

3.1 Proposta inicial

O projeto da Casa da Seda [7] foi desenvolvido em 2017 e consistia numa microrrede composta pelos seguintes equipamentos (Fig. 4): 3 conversores Sunny Island, 4 inversores Sunny Boy, 1 turbina pico-hídrica, 1 fileira de telhas PV, de 9 W cada, do fabricante ZEP, 3 kWp de módulos PV, banco de baterias, ainda sem especificação do controle remoto de gestão das baterias. Além disso, estava prevista uma ação de eficiência energética, que incluía a substituição do sistema de iluminação por um sistema recorrendo a lâmpadas LED. Esta ação está a ser programada no âmbito do projeto em curso, bem como a reabilitação da galeria onde vão ser instaladas as unidades pico-hídricas, através do seu isolamento térmico e acústico.

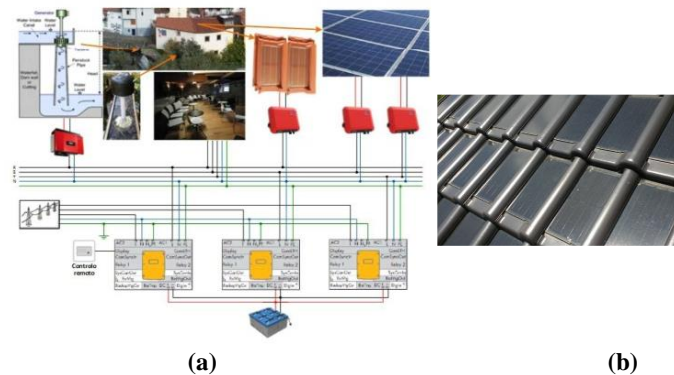


Fig. 4. Microrrede para a Casa da Seda: (a) conceção inicial [7], (b) 30 telhas fotovoltaicas ZEP Blackline em fase de testes [10].

3.2 Proposta atual

O projeto inicial sofreu algumas adaptações, designadamente, substituição das telhas fotovoltaicas por módulos fotovoltaicos convencionais, atendendo a que os custos acrescidos com a substituição de parte do telhado, tornam esse projeto inviável no âmbito do projeto SilkHouse. Acresce ainda que os testes realizados com 30 telhas fotovoltaicas ZEP Blackline, apresentada na Fig. 4.b, evidenciam sombreamento parcial das células PV, produzido pelas próprias telhas, de manhã e à tarde. A Fig. 5 apresenta a nova versão da microrrede, baseada na solução de armazenamento flexível da SMA.

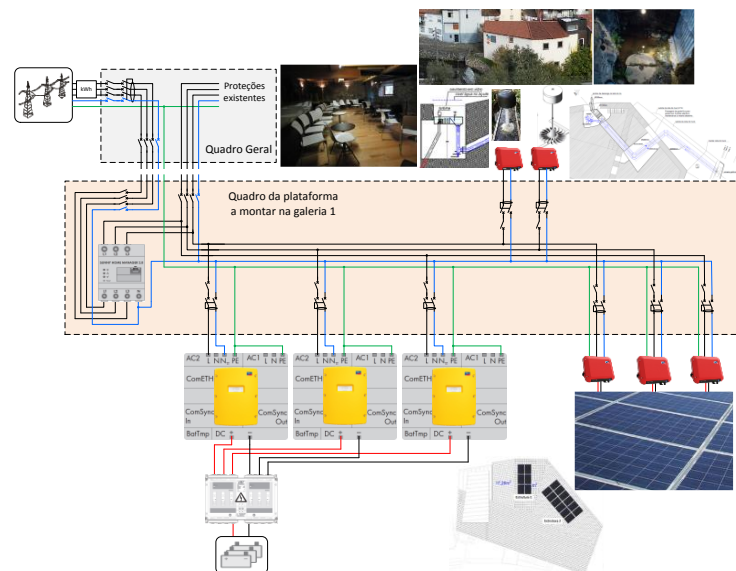


Fig. 5. Microrrede para a Casa da Seda, com integração de produção hídrica e fotovoltaica baseada no sistema de armazenamento flexível da SMA.

O *core* deste sistema consiste no inversor Sunny Island e no sistema de gestão de energia, o Sunny Home Manager 2.0. O projeto da Casa da Seda contará com um cluster formado por três conversores bidirecionais Sunny Island 4.4M, na configuração mestre-escravo, cinco inversores Sunny Boy 1.5-1VL-40, um Sunny Home Manager 2.0, 24 baterias A602/625 da Sonnenschein Solar, 18 módulos fotovoltaicos VBHN295SJ46 da Panasonic, uma roda de água horizontal, uma turbina de hélice, quadro elétrico e circuitos de proteção e seccionamento. Embora o Sunny Home Manager 2.0 possua as funções do Energy Meter integradas, para os geradores da roda de água horizontal e da turbina, poderão ser instalados dois Energy Meter da SMA, conectados via *speedwire* ao Sunny Home Manager 2.0, para que este possa controlar o fluxo de energia da produção hídrica na microrredes. Na eventualidade de se utilizar inversores de outro

fabricante, que não a SMA, a solução final vai depender dos testes laboratoriais em curso, de ligação dos geradores à microrrede.

As principais funções do Sunny Home Manager 2.0 serão medir, gerir e tomar decisões através de três funcionalidades: *energy balance*, *load balance and control* e *battery management*. Com este equipamento será possível gerar recomendações para controlar as cargas, registar a energia PV e pico-hídrica gerada, receber previsões meteorológicas atualizadas via *internet*, evitar a injeção de energia na rede, monitorizar a energia elétrica comprada à rede, determinar a quantidade de energia consumida e criar perfis de carga, que podem ser diferentes para cada dia da semana. Além da cablagem necessária para a rede trifásica e de uma rede local *speedwire* para comunicação entre os equipamentos SMA, é necessário que o utilizador configure alguns parâmetros diretamente em cada equipamento e utilize a plataforma Sunny Portal da SMA através da *internet*, sendo este recurso o mais favorável, permitindo a configuração e monitorização remotas.

Além de um controlo automático das cargas que poderão ser ligadas em dias e horários específicos, através da utilização de tomadas inteligentes, SP-2101W, também poderão ser ligadas e desligadas manualmente cargas especiais porque o Sunny Home Manager 2.0 é capaz de prever situações baseadas no histórico de consumo e no fluxo de energia e indicar momentos de maior produção ou disponibilidade de eletricidade a baixo custo a partir da rede pública. Como estas tomadas são controladas via radiofrequência, é necessária uma rede local de comunicação para o sistema de gestão de energia.

Aproveitando as funcionalidades do sistema, através da função *energy balance* é possível acompanhar o consumo de energia e o estado das baterias, limitar a potência injetada na rede, prever consumo e geração PV e otimizar o consumo manual e inteligente. Pelo *load balance and control* é possível monitorizar o tempo de operação de cargas, o mix de energia no sistema e programar em que momento poderão ser ligadas cargas não essenciais e/ou deslastráveis ao menor custo.

Ao ativar a função *storage management* do Sunny Home Management no Sunny Portal, são obtidas informações quanto ao estado de carga e de saúde das baterias. Isto garante que a carga das baterias pelo Sunny Island seja baseada na previsão. Se não for ativada, a gestão ficará por conta do Sunny Island.

Como a cidade de Bragança apresenta, na maior parte do ano, temperaturas abaixo de 20°C, e no inverno são atingidas temperaturas que podem chegar a -10°C, estas condições obrigam o operador do sistema a acompanhar o funcionamento e o ciclo de carga e descarga das baterias com maior atenção, em função das solicitações do Sunny Island. A parametrização do sistema de armazenamento em função da temperatura, com os valores propostos pelo fabricante das baterias, será importante para não prejudicar o seu tempo de vida útil.

Atendendo ao requisito de não injetar potência na rede quando houver produção excessiva de eletricidade, se as baterias estiverem carregadas e não se puder utilizar uma carga elétrica para consumo, como por exemplo do sistema de climatização, o Sunny Home Manager sinaliza ao Sunny Island que a frequência da microrrede deve ser aumentada a fim de os inversores PV comecem a reduzir sua produção, desde 100% até zero. Este controlo designado por *Frequency Shift Power Control* – FSPC

[11] permite que os inversores PV regulem a produção em função do consumo. Nestas situações, o controlo de fluxo de energia é feito através do aumento da frequência da microrrede [11]. Assim, evita-se a carga das baterias baseada na previsão de geração PV e o excesso pode ser armazenado para suprir uma necessidade posterior da microrrede. Toda esta comunicação ocorre dentro do sistema elétrico trifásico da microrrede e não pela rede de telecomunicações porque todos os conversores e inversores especificados possuem um *firmware* compatível com essa topologia de controlo. Assim, se a versão do *firmware* do Sunny Home Management for 1.11.4.R, este encarrega-se da limitação de injeção de energia ativa à rede pública. Caso a versão seja 1.13.x.R, é o Sunny Island responsável por esta função.

3.2.1 Características do sistema fotovoltaico

No pressuposto da configuração definida na secção 3.3, a especificação dos módulos PV foi realizada atendendo ao custo e à tecnologia recente. Assim, foram selecionados os módulos da Panasonic, modelo VBHN295SJ46, da série HIT [12].

São utilizadas 3 fileiras (*strings*), compostas por 6 módulos PV cada, em duas áreas do telhado, orientadas para o sul e com inclinação de 12° (Fig. 6). A colocação das fileiras, em função da orientação das áreas disponíveis, permite distribuir a energia PV produzida durante o dia e evitar sombreamentos. A simulação realizada no Sunny Design permite estimar um autoconsumo PV de 7,14 MWh/ano. Os inversores instalados serão três Sunny Boy 1.5-1VL-40.

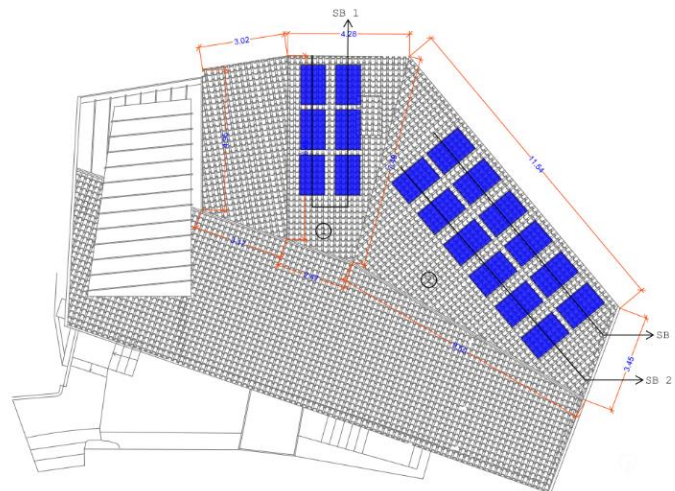


Fig. 6. Distribuição dos 18 módulos fotovoltaicos no telhado.

3.2.2 Características da roda de água horizontal

Os aproveitamentos hidroelétricos de pequena escala apresentam um enorme potencial ainda inexplorado e com muitas vantagens [13]-[19]. Estes sistemas, com potências até 5 kW são designados por pico-hídricos [20] [21]. Quando ligados à rede elétrica através de equipamentos convencionais são uma solução emergente para um significativo número de aplicações [14]-[18]. Por todo o mundo, os moinhos de água tiveram um papel relevante no desenvolvimento das populações e constituem um património histórico a conservar. A Casa da Seda, em Bragança, é um bom exemplo.

Junto à Casa da Seda existe um dique construído aquando da requalificação daquela zona ribeirinha do rio Fervença. Por outro lado, a reconstrução do edifício conservou a galeria onde outrora existiu um moinho, bem como de algumas condutas de água originais. Considerando o recurso endógeno e a infraestrutura disponíveis, e tendo em conta que a Casa da Seda é um museu de divulgação de ciência, o projeto em curso pretende conciliar a recuperação do património arquitetónico e cultural do edifício com conservação do ambiente e a produção de energia a injetar na microrrede. Desta forma, pretende-se que a Casa da Seda possa funcionar como uma atividade regular de demonstração de sistemas mais sustentáveis, em cidades inteligentes, para os visitantes e um caso de estudo da os estudantes do Instituto Politécnico de Bragança.

Neste contexto, o projeto inclui dois sistemas pico-hídricos: uma roda de água horizontal, a construir com novos materiais e para emular o antigo moinho, e uma turbina de hélice de baixa queda. Para a roda de água, dispõe-se de uma cota 3,5 m e o caudal previsto é de 20 l/s. Em pequenas turbinas hídricas o rendimento é raramente superior a 80 %. De acordo com [14], o rendimento global espetável é de aproximadamente 50 %. Assim, a potência elétrica estimada para a roda de água, obtida através de

$$P = \eta ghQ \quad (1)$$

onde η é a rendimento global, que contempla todas as perdas no sistema, a aceleração da gravidade $g = 9,8 \text{ m/s}^2$, h é altura de queda bruta de 20 m, e Q um caudal de 3,5 l/s, produz, aproximadamente, 340 W. Considerando uma potência útil, a injetar na microrrede, não superior a 300 W, e considerando uma utilização anual da potência instalada de, sensivelmente 5100 h, de forma a considerar os períodos em que o recurso primário não estará disponível e indisponibilidade do sistema para tarefas de manutenção, a energia produzida será superior a 1,5 MWh/ano. O primeiro protótipo da roda de água foi construído em laboratório com o objetivo de obter uma primeira estimativa da eficiência (e da potência) e da velocidade de rotação, para melhor especificar o gerador e a sua ligação à microrrede. O protótipo, apresentado nas Fig. 7 e 8, foi construído à escala real e tem em conta os requisitos reais de projeto, nomeadamente, as restrições geométricas impostas pelas instalações da Casa da Seda, designadamente o diâmetro máximo.

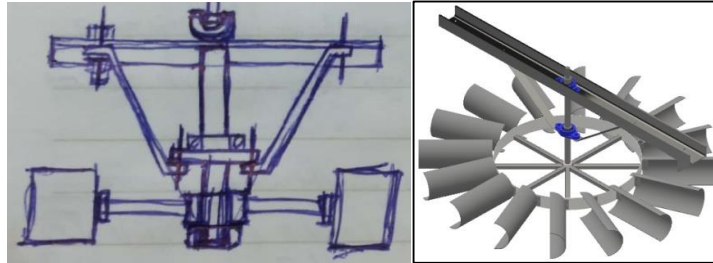


Fig. 7. Croqui e desenho em CAD do protótipo e da sua estrutura

Com o protótipo instalado no Laboratório de Geotecnologia do Instituto Politécnico de Bragança (Fig. 8), a sua estrutura superior de sustentação está assentada sobre o tanque. Um eixo vertical é apoiado nesta estrutura de modo a limitar a sua oscilação horizontal e, com a roda livre para girar no interior do tanque. São posicionados jatos d'água, devidamente direcionados para o ataque das pás. A água é obtida a partir de um reservatório a uma altura específica 3,5 m, ou seja, a mesma cota disponível na Casa da Seda.



Fig. 8. Protótipo e *layout* laboratorial para o teste da roda de água.

3.2.3 Características da turbina pico-hídrica

Não é a primeira vez que o Rio Fervença é objeto de pesquisa do IPB como um potencial microgeração de eletricidade ao utilizar turbinas pico-hídricas. Através do projeto VERCampus [22] foram analisadas em laboratório e implementadas, em contexto real, soluções para pico-hídricas baseadas na turbina ZD2.5-1.0DCT4-Z, geradores síncronos de ímanes permanentes e inversores eólicos (Windy Boy WB 1200) para conexão à rede. Com base na experiência adquirida e pelas características locais e requisitos de instalação, a turbina a ser instalada no projeto da Casa da Seda será do tipo hélice de baixas quedas, de 1 m até 5 m, com caudais até 56 l/s, modelo LH450HP da PowerSpout, que integra um gerador de ímanes permanentes com potência de 1421 W e velocidade nominal 1536 rpm. Para as condições nominais de

funcionamento da turbina, queda de 5 m e caudal de 56 l/s, a tensão DC é 212 V em carga e 450 V em vazio. A corrente nominal é de 6,7 A.

Sendo esta, uma turbina de reação, a hélice precisa de estar submersa para poder funcionar [14]. Será utilizada a infraestrutura já existente do antigo moinho, com a instalação de tubagens e de canais para a instalação da turbina. Estima-se que o local tenha caudal suficiente para produção de energia durante 70% do ano, considerando os períodos de baixo caudal no rio e de paragem para manutenção. Com uma altura de 5 m resulta, então, uma produção de energia, estimada a partir de (1), aproximadamente de 26 kWh/dia [7], já considerando 25% de perdas derivadas à curva no tubo de descarga. A produção anual estimada é de 6,5 MWh/ano.

A ligação da turbina pico-hídrica à microrrede será feita utilizando soluções inovadoras com inversores fotovoltaicos convencionais [15]-[18]. O inversor fotovoltaico a utilizar será o Sunny Boy 1.5-1VL-40 da SMA. Para evitar sobretensões devidas ao funcionamento em vazio da turbina, será necessário utilizar um circuito de proteção contra sobretensões [15]-[18].

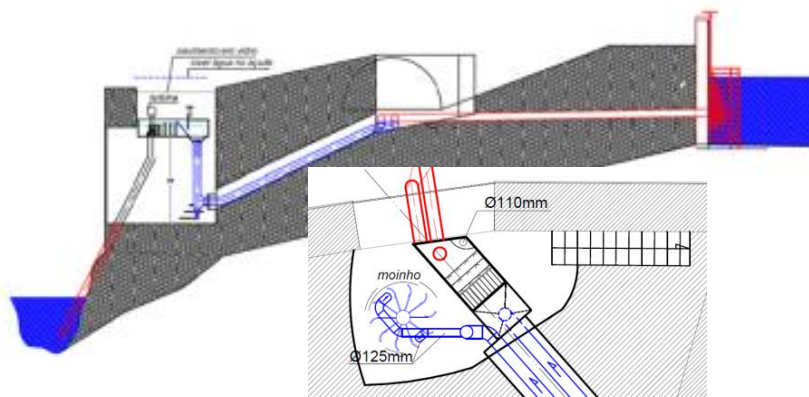


Fig. 9. Corte transversal do terreno e detalhe da vista superior do dique, tubagem e galeria com a roda de água horizontal do moinho e turbina.

3.2.4 Emulação do sistema de conversão de energia utilizando Inversor PV

Ao montar um sistema [19] capaz de emular turbinas, tanto hídricas quanto eólicas, para uso didático e de investigação (Fig. 10), pretendeu-se analisar integração de geração hídrica em microrredes utilizando inversores fotovoltaicos convencionais, amplamente disponíveis no mercado e a baixo custo.

O sistema contém uma interface com utilizador desenvolvido no software LABVIEW, um inversor de frequência (ACS 600), que aciona um motor de indução acoplado com um gerador síncrono de ímanes permanentes, uma ponte retificadora, um circuito de proteção e o inversor fotovoltaico ligado à rede ou à microrrede existente no laboratório.

A ponte retificadora é utilizada para a retificação do sistema trifásico da tensão do gerador e o circuito de proteção é utilizado para evitar sobretensões em caso de falha na rede, por exemplo.

Este sistema permite o desacoplamento de frequência entre o gerador e a rede, de forma que o gerador possa ser acionado a velocidade variável, aumentando a eficiência do sistema e fazendo com que o inversor fotovoltaico possa injetar a potência na rede [16]. Os ensaios foram realizados no Laboratório de Sistemas Eletromecatrônicos do IPB com os inversores Sunny Boy 2100, Sunny Boy 1.5-1VL-40 e o Omnik-2k-TL2.

Sempre que o inversor se desconectar da rede, ou durante as colocações em serviço, após paragens, uma vez que os inversores podem demorar mais de 1 minuto a iniciar a injeção de energia na rede, o circuito de proteção dissipa a potência do gerador numa resistência externa, prevenindo assim sobretensões perigosas [16]. O inversor fotovoltaico encarrega-se de fazer o seguimento do ponto de potência máxima, neste caso do gerador hídrico, e injetar a energia na rede [15]-[18].

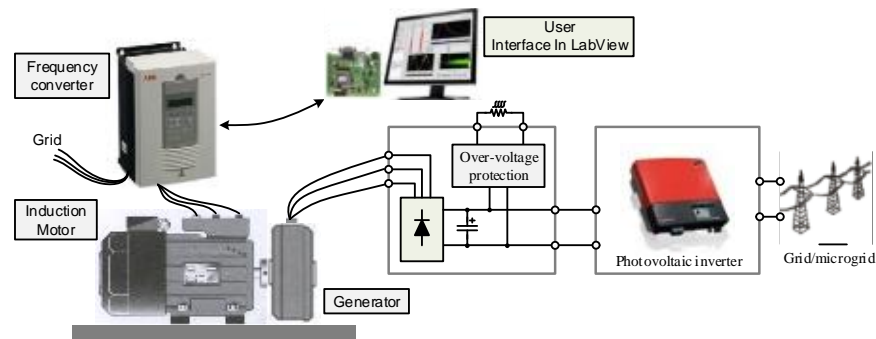


Fig. 10. Diagrama da emulação do gerador [19].

4 Resultados

Estima-se que a energia produzida por ano seja de 7,14 MWh de geração PV, com base nos dados de produção PV no local, 1,5 MWh devido à roda de água horizontal e 6,5 MWh da turbina, atingindo 15,14 MWh, praticamente 16,7 MWh, que é o valor do último consumo anual registrado (2016). Por outro lado, a complementaridade da produção hídrica com a produção PV contribui para a otimização das quotas de autoconsumo e de autossuficiência.

A solução para a integração da roda de água e da turbina pico-hídrica consiste em ligar a tensão retificada do gerador diretamente à entrada de inversores fotovoltaicos, que realizam a interface com a microrrede. Para isso, torna-se necessário utilizar um circuito de proteção para limitar a velocidade do gerador e a tensão à entrada do inversor, em situações transitórias. Assim, tanto o Sunny Boy 1.5-1VL-40 como outros

inversores testados apresentaram resultados que garantem a injeção de potência hídrica na microrrede [16].

5 Conclusão

Este artigo apresenta o estado atual do desenvolvimento e implementação de uma microrrede na Casa da Seda, do Centro Ciência Viva de Bragança, Portugal. Este trabalho está a ser implementado no âmbito do Projeto SilkHouse - *Development of a smart microgrid based on renewable energy sources and a monitoring system for the House of Silk*, financiado pela Fundação para a Ciência e a Tecnologia. O projeto visa transformar a Casa da Seda, um museu dedicado à disseminação de ciência, num edifício autossustentável em termos médios anuais. O projeto da Casa da Seda decorre dos resultados de projetos e estudos anteriores baseados nas tecnologias da SMA (Sunny Island) e da PowerSpout (turbinas pico-hídricas para baixas quedas), e na utilização de geradores síncronos de ímanes permanentes ligados à rede através de inversores fotovoltaicos convencionais. A solução desenvolvida consiste na instalação de uma microrrede inteligente, baseada no sistema de armazenamento flexível da SMA. A microrrede tem como fontes de energia os recursos endógenos e renováveis locais, designadamente, sistemas fotovoltaicos e pico-hídricos. Estes últimos consistem numa turbina de hélice de baixa queda e numa roda de água horizontal, a instalar no local onde existiu um moinho e cuja infraestrutura foi conservada. A microrrede tem, ainda, um banco de baterias para aumentar a quota de autoconsumo, uma vez que estará ligada à rede elétrica de serviço público, mas sem injeção de energia na mesma.

A Casa da Seda, como museu de divulgação de ciência, pretende ser um modelo real de dissiminação deste tipo de soluções, servido de referência para futuras casas eficientes, em cidades inteligentes.

Agradecimentos

Os autores agradecem à FCT-Fundação para a Ciência e a Tecnologia o apoio financeiro concedido no âmbito do projeto SilkHouse, ao Município de Bragança o apoio na implementação física do projeto, o Centro Ciência Viva de Bragança, designadamente à Ivone Fachada e Estefania Gonçalves a colaborarão nas atividades realizadas, à ESTiG-IPB pelo apoio nos testes laboratoriais, ao Rui Oliveira os desenhos e apoio na memória descritiva, ao José Batista, Wellington Maidana, Vitor Gomes, Jorge Paulo e Abílio Marcelo, o apoio nas atividades realizadas.

Referências

1. A. Hirsch, Y. Parag e J. Guerrero. “Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 90, pp. 402-411, 2018.

2. Q. Fu, L.F. Montoya e A. Solanki, “Microgrid Generation Capacity Design with Renewables and Energy Storage Addressing Power and Quality and Surety”, Microgrid Generation Capacity Design with Renewables, December 2012, pp. 2019-2027.
3. SMA. Sunny Island System Guide - System Solutions for Reliable Off-Grid Power Supply. <http://www.termsenergy.cz/content/files/text20141219102338/sma-offgrid-sunny-island.pdf> 2014 last accessed 2018/09/08.
4. V. Leite, J. Batista e O. Rodrigues. “VERCampus – Live Park of Renewable Energies” International Conference on Renewable Energies and Power Quality, 28-20 Março 2012
5. IPB. Ver Campus – Campus de Energias Renováveis. http://vercampus.ipb.pt/portal/page?_pageid=495,291936&_dad=portal&_schema=PORTAL last accessed 2018/09/08.
6. V. Leite, A. Ferreira, J. Batista e J. Couto. “Analysis of the Operation of a Microgrid with Renewable Distributed Generation”. III Congreso Iberoamericano sobre Microrredes con Generación Distribuida de Renovables, 1-2 Dezembro, 2015.
7. W. Maidana, V. Leite, A. Ferreira, L. Queijo, J. Batista, J. Bonaldo, E. Gonçalves. “Design of a Self-sustainable System Based on Renewable Energy Sources for a Small Museum of Science Dissemination - the House of Silk”, III Congresso Ibero-Americano de Empreendedorismo, Energia, Meio Ambiente e Tecnologia, 12-15 Julho 2017.
8. SMA FLEXIBLE STORAGE SYSTEM - System description. SI44M-80H-12-FSS-IA-en-10, Version 1.0. 2017 <http://files.sma.de/dl/30486/SI44M-80H-12-FSS-IA-en-10.pdf> last accessed 2018/06/19.
9. SMA SMART HOME - Planning Guidelines. SI-HoMan-PL-en-50, Version 5.0. 2017 <https://zerohomebills.com/wp-content/uploads/Planning-Guidelines-SMA-SMART-HOME-The-System-Solution-for-Greater-Independence.pdf> last accessed 2018/06/19.
10. ZEP. Solar Roof Tiles - Technical Specifications. <https://www.zepbv.nl/technical-specifications> last accessed 2018/05/17.
11. SMA. PV Inverters - Technical Information. <http://files.sma.de/dl/7910/SB-OffGrid-TI-US-en-19.pdf> last accessed 2018/06/11
12. Panasonic. Photovoltaic module HIT VBHN295SJ46 https://eu-solar.panasonic.net/cps/rde/xbcr/solar_en/VBHN295SJ46_EN.pdf last accessed 2018/05/17.
13. R. W. Fox, A. T. McDonald, P. J. Pritchard e J. W. Mitchell, Fox and McDonald’s Introduction to fluid mechanics, 9th edition. Hoboken, NJ: Wiley, 2015.
14. A. Harvey. Micro-Hydro Design Manual: a guide to small-scale water power schemes. Intermediate Technology Publications, 1993.
15. V. Leite, A. Ferreira, J. Couto e J. Batista, "A Practical Approach for Grid-connected Pico-hydro Systems using Conventional Photovoltaic Inverters", IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), 4-8 abril 2016.
16. V. Leite, A. Ferreira, J. Couto e J. Batista, “Compatibility Analysis of Grid-connected Pico-hydro Systems using Conventional Photovoltaic Inverters”, 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE 2016), Karlsruhe, Germany, 6-8 setembro 2016.
17. V. Leite, A. P. Ferreira, J. Couto e J. Batista, “Pico-hydro Systems: Microgrid-Connection approaches”, IV Congreso Iberoamericano Sobre Microrredes con Generación Distribuida de Renovables, Concepción, Chile, 27-28 outubro 2016.

18. V. Leite, A. P. Ferreira, J. Couto e J. Batista, "Grid-connection approaches for pico-hydro systems." II Congresso Ibero-Americano de Empreendedorismo, Energia, Meio Ambiente e Tecnologia - CIEEMAT 2016, 8-11 novembro 2016.
19. K. Brito. "Plataforma para Emulação de sistemas Pico-hídricos ligados à Rede Elétrica, utilizando Inversores Fotovoltaicos Convencionais". Dissertação de mestrado apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Bragança, 2016.
20. M. Basar, A. Ahmad, N. Hasim, K. Sopian. "Introduction to the pico hydro power and the status of implementation in Malaysia". In 2011 IEEE Student Conference on Research and Development, SCORED 2011.
21. K. Sopian, J. Razak. "Pico hydro: clean power from small streams". In Proceedings of the 3rd World Scientific and Engineering Academy and Society International Conference on Renewable Energy Sources, Tenerife, Spain (Vol. 13). 2009.
22. V. Leite, T. de Figueiredo, T. Pinheiro, A. Ferreira e J. Batista. "Dealing with the Very Small: First Steps of a Picohydro Demonstration Project in an University Campus". International Conference on Renewable Energies and Power Quality, 28-20 Março 2012