



Circuitos de proteção contra sobretensão para turbinas pico-hídricas e eólicas ligadas à rede elétrica através de inversores eletrônicos

Isabella Cristina Scotta

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

Engenharia Industrial – Ramo Engenharia Eletrotécnica.

Trabalho orientado por:

Professor Doutor Américo Vicente Leite

Professora Doutora Ângela Paula Barbosa de Silva Ferreira

Professor Doutor Alberto Vinicius de Oliveira

Junho de 2019

Agradecimentos

Agradeço primeiramente aos meus pais Edson Scotta e Luzinete Aparecida Silva e à minha irmã Diana Cristina Razini, por acreditarem no meu potencial e, durante toda a minha vida, me incentivarem a realizar os meus sonhos.

Agradeço também aos Professores Doutores Américo Vicente Leite, Ângela Paula Barbosa de Silva Pereira e Alberto Vinicius de Oliveira pela disponibilidade e por todo conhecimento que transmitiram.

Quero agradecer também ao Mestre José Baptista e técnico Filipe pelos auxílios prestados, bem como todos os meus amigos que dedicaram tempo para contribuir com o desenvolvimento do meu trabalho.

Por fim, agradeço à Universidade Tecnológica Federal do Paraná e ao Instituto Politécnico de Bragança por todas as oportunidades concedidas e toda a aprendizagem adquirida dentro dessas instituições de ensino.

Resumo

O uso de energias renováveis, nomeadamente, fotovoltaica, eólica e hídrica, é uma alternativa para reduzir a emissão de poluentes e aumentar a produção dispersa de energia e a sua integração na rede elétrica ou em microrredes. A presente dissertação tem como objetivo implementar e validar um sistema de proteção eletrónico que permite acoplar turbinas eólicas e pico-hídricas com inversores eletrónicos. O sistema é constituído por circuitos eletrónicos que retificam e filtram a tensão de saída dos geradores acoplados às turbinas e protegem a entrada dos conversores eletrónicos, de ligação à rede, contra sobretensão. Na ausência desse sistema, caso seja aplicado um valor de tensão superior ao máximo suportado na entrada dos conversores, estes são danificados, já que a velocidade da turbina e, conseqüentemente a tensão de saída do gerador aumentam se trabalharem em vazio, ou seja, sem carga.

A validação do sistema desenvolvido foi realizada em duas etapas e consiste em verificar os instantes em que as proteções atuam para dois casos: em vazio, quando não existe carga na saída do gerador; em excesso de potência, quando os inversores não conseguem processar toda a potência disponível no gerador. Na primeira etapa, três sistemas pico-hídricos reais são testados para observar o comportamento do circuito de proteção em vazio. O primeiro sistema consiste numa roda d'água ligada em um gerador que pode ir até os 300 W, os restantes referem-se a duas turbinas pico-hídricas, uma Pelton e outra Turgo, conectadas a geradores que podem fornecer até 1200 W. Na segunda etapa, testes adicionais são desenvolvidos em uma bancada com um aerogerador, a fim de simular o comportamento de uma pico-hídrica que fornece potência superior ao valor que o inversor fotovoltaico consegue processar. Além disso, oito modelos de inversores distintos foram testados e, independente de terem sido sincronizados com a rede elétrica, os circuitos de proteção projetados mostraram-se eficientes em todos os testes, pois limitaram o valor da tensão e da potência parametrizadas para cada inversor.

Palavras-Chave: Produção distribuída de energia; Microrredes; Turbinas eólicas e pico-hídricas; Inversores eletrônicos; Circuito de proteção contra sobretensão.

Abstract

The use of renewable energy, namely, photovoltaic, wind and hydro is an alternative to reduce the emission of pollutants and increase the dispersed energy production and their integration into electrical grid or microgrids. This dissertation aims to implement and validate a protective electronic system that allows attaching wind turbines and pico-hydro with electric inverters. The system is composed of electrical circuits that rectify and filter the output voltage of the generators coupled to the turbines and protect the input of the electronic converters, of grid connections, against over-voltage. In the absence of this system, in case of a higher voltage value than the maximum amount supported in the converters input, these will be damaged, since the velocity of the turbine and, consequently, the generator output voltage increases they work with no load connected.

The developed system validation was conducted in two stages and it consists to verify the instants that the protections act: when there is no load at generator output; in excess of power, when the inverters can not process all the available power in the generator. In the first stage, three real pico-hydro systems are tested to watch the protection circuit in no-load behavior. The first system consists in a water wheel connected in a generator that can go up to 300 W, the others relate to two pico-hydro turbines, one Pelton and a Turgo, connected to generators that can reach up to 1200 W. In the second stage, are developed additional testing in a work bench with a windmill, in order to simulate the behavior of a pico-hydro that provides power higher than the value that the PV inverter can process. In addition, eight different inverters models were tested and, regardless of being synchronized with the electric grid, the designed protection circuit proved efficient in all the tests, because it limited the voltage value and the parameterized power to each inverter.

Keywords: Distributed energy resources; Microgrids; Wind and pico-hydric turbines; Electronic inverters; Over-voltage Protection Circuit.

Índice

LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE TABELAS.....	XI
LISTA DE ABREVIATURAS	XII
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVOS E MOTIVAÇÃO.....	2
1.2 ORGANIZAÇÃO E ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	2
CAPÍTULO 2: ESTADO DA ARTE.....	3
2.1 MICRORREDES E ENERGIAS RENOVÁVEIS.....	3
2.1.1 <i>Geração de energia fotovoltaica.....</i>	<i>4</i>
2.1.2 <i>Geração de energia eólica.....</i>	<i>6</i>
2.1.3 <i>Geração de energia pico-hídrica.....</i>	<i>7</i>
2.2 PESQUISAS CIENTÍFICAS ACERCA DAS MICRORREDES E INTRODUÇÃO À PROTEÇÃO	8
2.2.1 <i>Proteção contra sobretensão</i>	<i>10</i>
CAPÍTULO 3: INTEGRAÇÃO DE TURBINAS PICO-HÍDRICAS E EÓLICAS COM INVERSORES ELETRÓNICOS.....	13
3.1 TURBINA-GERADOR	13
3.1.1 <i>Características de um gerador em vazio.....</i>	<i>17</i>
3.1.2 <i>Características de um gerador em curto-circuito.....</i>	<i>17</i>
3.2 RETIFICAÇÃO.....	18
3.2.1 <i>Banco de condensadores.....</i>	<i>22</i>
3.3 CIRCUITOS DE PROTEÇÃO	23
3.4 INVERSORES ELETRÓNICOS	25
3.4.1 <i>Inversores fotovoltaicos.....</i>	<i>25</i>
3.4.2 <i>Algoritmo de rastreamento do ponto de potência máxima MPPT em inversores PV.....</i>	<i>27</i>
3.4.3 <i>Inversores eólicos.....</i>	<i>28</i>

CAPÍTULO 4: ESTRUTURAS DE CONTROLO E DE POTÊNCIA DO CIRCUITO DE PROTEÇÃO	30
4.1 FONTE DE ALIMENTAÇÃO	32
4.2 CONVERSOR CC-CC ELEVADOR.....	34
4.3 CIRCUITO DE CONTROLO BASEADO EM PWM.....	34
4.4 CONVERSOR <i>BUCK</i>	41
4.5 TRANSFORMADOR	44
4.6 OPTOISOLADOR	46
4.7 TIRÍSTOR	47
4.8 DISSIPADORES DE CALOR.....	49
4.9 PRODUTO.....	49
CAPÍTULO 5: APLICAÇÃO DO CIRCUITO DE PROTEÇÃO EM PICO-HÍDRICAS	51
5.1 SISTEMA DE TESTE.....	51
5.2 INVERSORES DE TESTE	54
5.3 TESTE DE SINCRONIZAÇÃO COM AS PICO-HÍDRICAS	54
5.3.1 <i>Roda d'água</i>	55
5.3.2 <i>Turbina turgo</i>	56
5.3.3 <i>Turbina pelton</i>	57
5.4 TESTE DE FALHA NA REDE	58
5.5 RESULTADOS E DISCUSSÕES	60
CAPÍTULO 6: VALIDAÇÃO DO CIRCUITO DE PROTEÇÃO EM BANCADA	61
6.1 TESTE COM POTÊNCIA SUPERIOR AO LIMITE DO MICROINVERSOR	62
6.1.1 <i>Microinversor Invo¹</i>	63
6.1.2 <i>Microinversor BeOn</i>	64
6.1.3 <i>Microinversor GWL POWER</i>	65
6.2 TESTE DE CURTO-CIRCUITO	66
6.3 RESULTADOS E DISCUSSÕES	67
CAPÍTULO 7: CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	70
7.1 TRABALHOS FUTUROS	71
REFERÊNCIAS	72
ANEXO A: ARTIGO	77

Lista de figuras

Figura 1 – Capacidade global de energia fotovoltaica e adições anuais 2007-2017 [8].	5
Figura 2 – Contribuição global de energias renováveis e não-renováveis em 2017 [8].	5
Figura 3 – Capacidade global de energia eólica e adições anuais 2007-2017 [8].	6
Figura 4 – Investimentos globais em tecnologias para Energias Renováveis em países desenvolvidos, na China e em outros países emergentes [8].	8
Figura 5 – Capacidade de potência para dois casos em um sistema híbrido [15].	9
Figura 6 – Abordagem prática para um sistema pico-hídrico conectado à rede [16].	9
Figura 7 – Circuito de proteção da empresa PowerSpout a): circuito interno no modelo de entrada CA e b) foto da estrutura real da caixa [20].	11
Figura 8 – Proposta de um sistema de geração com turbina pico-hídrica ou eólica conectada à rede [48].	13
Figura 9 – Exemplos de turbinas e geradores de energia a) eólica; b) pico-hídrica [21-22].	14
Figura 10 – Tipos de turbina para utilização em pico-hídricas [25].	15
Figura 11 – Exemplos de aerogeradores com potência abaixo de 1,5 kW [26].	16
Figura 12 – Características de um gerador em vazio.	17
Figura 13 – Características de um gerador em curto-circuito.	18
Figura 14 – Circuitos retificadores: a) monofásico de onda completa em ponte [28] e; b) trifásico de seis impulsos [30].	19
Figura 15 – Forma de onda na saída V_{out} do retificador monofásico de onda completa em ponte.	19
Figura 16 – Forma de onda da fonte de tensão trifásica.	20
Figura 17 – Valor máximo da tensão composta (<i>line-to-line</i>) V_L e tensão de saída V_{out} no retificador trifásico de seis impulsos.	21

Figura 18 – Forma de onda na saída dos retificadores V_{out} : a) sem filtro; b) com filtro [38].....	22
Figura 19 – Diagrama de Blocos do Projeto 1.	24
Figura 20 – Diagrama de Blocos do Projeto 2.	24
Figura 21 – Sobreposição das áreas de operação de um inversor fotovoltaico e um gerador [17].....	26
Figura 22 – Sinal de dP/dV em diferentes posições na característica de potência de um módulo PV [32].	28
Figura 23 – Projeto 1: Circuito de proteção para geradores de 300 W.	31
Figura 24 – Projeto 2: Circuito de proteção para geradores de 1500 W.	32
Figura 25 – Regulador de tensão TL783 [33].....	33
Figura 26 – Forma de onda do PWM.	35
Figura 27 – Diagrama de blocos do TL494 [36].	35
Figura 28 – Amplificador operacional de erro com: a) V_{ref2} na entrada inversora; b) V_1 na entrada inversora.....	37
Figura 29 – Sinal gerado a partir da comparação entre o dente de serra quando a tensão de controlo está: a) saturada em 5 V; b) com 3,5 V; c) abaixo de 3,5 V.....	38
Figura 30 – Configuração de um BJT com uma resistência ligada ao coletor e outra no emissor [38].	40
Figura 31 – Conversor <i>Buck</i>	41
Figura 32 – Circuito equivalente para um conversor CC/CC <i>Buck</i> com chave a) ligada; b) desligada.	43
Figura 33 – Esquema de um transformador [43].	45
Figura 34 – Estrutura do optoisolador HCPL-J314 [44].	46
Figura 35 – Circuito equivalente do SCR com dois BJTs [38].	47
Figura 36 – Produto do Projeto 1 e especificação de conexão dos cabos.	50
Figura 37 – Produto do Projeto 2 e especificação de conexão dos cabos.	50
Figura 38 – a) Reservatório e tanque com roda d’água; b) Vista vertical da roda d’água [47].....	52
Figura 39 – Sistema hídrico com turbinas Turgo e Pelton, Motor 1 (Q3E PA 132M4B-93 N) e Motor 2 (Q3E FA 132M2C-40 H).....	53

Figura 40 – Esquema dos testes experimentais com pico-hídricas, adaptado de [16].	53
Figura 41 – Comportamento do circuito de proteção no sistema da roda d’água com o microinversor PV: a) BeOn 500; b) GWL POWER; c) Invo ¹ .	55
Figura 42 – Comportamento do circuito de proteção no sistema da turbina Turgo com o inversor PV: a) Solax; b) Ominiksol.	56
Figura 43 – Comportamento do circuito de proteção no sistema da turbina Pelton com o inversor PV: a) Solax; b) Ominiksol.	57
Figura 44 – Comportamento do circuito de proteção no teste de falha do inversor PV: a) BeOn; b) GWL Power; c) Invo ¹ ; d) Omniksol; e) Solax.	59
Figura 45 – Bancada de testes no laboratório de sistemas eletromecatrônicos.	62
Figura 46 – Curva de Potência vs Tensão para o Invo ¹ e resistência auxiliar.	64
Figura 47 – Curva de Potência vs Tensão para o BeOn e resistência auxiliar.	65
Figura 48 – Curva de Potência vs Tensão para o GWL POWER e resistência auxiliar.	66
Figura 49 – Transição entre proteção com resistência auxiliar e proteção com curto-circuito.	67
Figura 50 – Gráfico de Tensão vs Corrente na entrada do Invo ¹ .	68
Figura 51 – Gráfico de Tensão vs Corrente na entrada do BeOn.	68
Figura 52 – Gráfico de Tensão vs Corrente na entrada do GWL POWER.	68

Lista de tabelas

Tabela 1 – Lista de componentes eletrônicos usados no circuito de proteção	25
Tabela 2 – Dimensionamento da corrente no circuito de dissipação e da resistência auxiliar.....	44
Tabela 3 – Modelos de microinversores PV usados nos testes experimentais.....	54
Tabela 4 – Modelos de inversores PV usados nos testes experimentais.	54
Tabela 5 – Valores de tensão, corrente e potência no barramento CC e na proteção com Invo ¹	63
Tabela 6 – Valores de tensão, corrente e potência no barramento CC e na proteção com BeOn.....	65
Tabela 7 – Valores de tensão, corrente e potência no barramento CC e na proteção com GWL POWER.	66

Lista de abreviaturas

<i>BJT</i>	<i>Bipolar Junction Transistor</i>
<i>CA</i>	Corrente alternada
<i>CC</i>	Corrente contínua
<i>CI</i>	Circuito integrado
<i>IGBT</i>	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
<i>MOS</i>	<i>Metal Oxide Semiconductor</i>
<i>MPPT</i>	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
<i>MOSFET</i>	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
<i>PMSG</i>	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
<i>PWM</i>	<i>Pulse-Width-Modulation</i>
<i>PV</i>	Fotovoltaico
<i>RMS</i>	<i>Root Mean Square</i>
<i>SCR</i>	<i>Silicon Controlled Rectifier</i>

Lista de símbolos

a	Coefficiente da curva de potência de um gerador
C_o	Condensador de saída do regulador de tensão [F]
CO_2	Dióxido de carbono
C_t	Condensador de entrada do oscilador do TL494 [F]
d	Duty cycle
dP/dV	Varição de potência em função da tensão [W/V]
f	Frequência [Hz]
i_a	Corrente na carga dos retificadores [A]
I	Corrente [A]
I_{BUCK}	Corrente na resistência auxiliar [A]
I_{carga}	Corrente na carga [A]
I_{DC}	Corrente no barramento CC [A]
L_S	Indutância interna do gerador [H]
n	Relação do transformador
N_p	Quantidade de espiras do enrolamento primário do transformador
N_s	Quantidade de espiras do enrolamento secundário do transformador
P	Potência [W]
P_{AC}	Potência na saída do gerador [W]
t	Tempo [s]
t_{pwm}	Período do PWM [s]
T	Período [s]
U	Tensão [V]
V_{BUCK}	Tensão na resistência auxiliar [V]
V_D	Tensão no diodo do retificador [V]
V_{DC}	Tensão no barramento CC [V]
V_{div}	Tensão que alimenta um divisor de tensão [V]
V_L	Tensão RMS entre fases nos retificadores [V]
V_o	Tensão elétrica de saída do regulador [V]
V_{out}	Tensão média na saída dos retificadores [V]
V_p	Tensão no lado primário do transformador [V]
V_{ref1}	Tensão de referência do regulador TL783 [V]
V_{ref2}	Tensão de referência do amplificador de erro [V]
V_s	Tensão no lado secundário do transformador [V]
ω	Velocidade angular [rad/s]

Capítulo 1: Introdução

O aumento nos níveis de emissão de CO₂, o rápido crescimento da demanda energética e o esgotamento das fontes de recursos naturais de energia tem sido uma grande preocupação há alguns anos. O uso de energias renováveis como a fotovoltaica, eólica e hídrica aparece, portanto, como uma alternativa para reduzir o uso de combustíveis fósseis e a emissão de poluentes, além de possibilitar a produção dispersa de energia e a integração de microrredes. Estas são sistemas de produção, armazenamento, distribuição e controlo do fluxo de eletricidade geralmente localizadas em proximidade com os usuários de energia e podem operar de forma autónoma ou conectada à rede [1-2]. A exigência de sistemas elétricos mais flexíveis, a mudança dos cenários regulatórios e económicos e o impacto ambiental, são fatores que impulsionam o desenvolvimento das microrredes [3].

A energia hidrelétrica em pequena escala é um exemplo de fonte de energia que pode ser usada em microrredes e trata-se de uma tecnologia que tem operação e manutenção fácil. Esse modo de geração é a solução energética ideal para o desenvolvimento sustentável de qualquer país com potencial hídrico, além de ser a mais económica quando comparada com todas as tecnologias de geração de eletricidade isoladas da rede [3]. A partir disto, este trabalho apresenta o desenvolvimento de um circuito de proteção contra sobretensão que realiza a interface física, em microrredes, entre sistemas pico-hídricos (com potência inferior a 1,5 kW) ou eólicos e inversores eletrónicos. No entanto, o foco dos testes será sistemas pico-hídricos ligados a inversores fotovoltaicos (PV) convencionais amplamente encontrados no mercado por um baixo custo.

1.1 Objetivos e motivação

O circuito de proteção contra sobretensão é fundamental para garantir a segurança na entrada dos inversores. Existem casos em que a tensão na saída do gerador pode exceder um valor que não é suportado pela entrada do inversor, desta forma, o equipamento será danificado e causará prejuízos. Neste trabalho, pretende-se desenvolver um circuito de proteção analógico simples e robusto que proporciona eficácia e fiabilidade na integração entre turbinas e inversores e também afasta a possibilidade de avaria no inversor devido à sobretensão e sobrepotência.

Inicialmente, será feito um estudo detalhado sobre o circuito de proteção. Posteriormente, o circuito será elaborado sob forma de um produto feito em placa de circuito impresso. Por último, serão obtidos resultados experimentais com testes laboratoriais usando geradores ligados diretamente aos inversores através da estrutura implementada. O maior desafio deste trabalho é validar o funcionamento do circuito de proteção contra sobretensão nas diversas condições sob as quais ele deve, obrigatoriamente, operar para proteger o conversor eletrônico.

1.2 Organização e estrutura da dissertação

A presente dissertação está dividida em sete capítulos. Primeiro, é feita uma abordagem geral sobre o tema. Posteriormente, no segundo capítulo, é apresentado o estado da arte, o qual relata as principais fontes de energia renováveis da atualidade, bem como aplicações relevantes a este trabalho e uma introdução aos circuitos de proteção presentes no mercado.

No terceiro capítulo são apresentadas, detalhadamente, as partes que compõem o sistema integrado de geradores e inversores eletrônicos. O quarto capítulo mostra um estudo teórico aprofundado do circuito de proteção contra sobretensão.

O quinto capítulo é destinado aos testes experimentais em pico-hídricas, bem como os resultados e discussões obtidos, enquanto no sexto capítulo apresentam-se os testes realizados em bancada com um aerogerador, juntamente com os resultados e discussões. No capítulo sete são mostradas as conclusões gerais do trabalho e propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 2: Estado da arte

Nas redes de energia tradicionais as unidades de geração geralmente encontram-se próximas das fontes energéticas e longe dos centros de carga. Através das linhas de transmissão, a energia é distribuída para várias regiões geográficas. No entanto, esse sistema nem sempre é fiável, uma vez que, existem perdas de energia ao longo das linhas de transmissão e várias perturbações ou interrupções podem ocorrer e comprometer a entrega de eletricidade. Além disso, grande parte das unidades utiliza combustíveis fósseis para a geração de eletricidade e, assim, contribuem para o aumento da poluição ambiental e o aquecimento global. O conceito de microrredes surge nessa conjuntura, como uma tentativa de melhorar a fiabilidade das redes elétricas e também introduzir as tecnologias verdes na sociedade, a fim de reduzir o consumo de combustíveis poluentes [4].

Nesse contexto, esse capítulo aborda o atual cenário de utilização de energias renováveis em microrredes, cujas fontes são: módulos fotovoltaicos e turbinas eólicas e pico-hídricas. Estas, destacam-se entre as principais fontes de energia renováveis em âmbito global e, portanto, é de grande interesse aperfeiçoar cada vez mais os sistemas onde elas estão presentes. Inicialmente, uma contextualização acerca do tema é apresentada, em seguida, as fontes de energia renováveis mais difundidas na atualidade serão evidenciadas. Por fim, exemplos de aplicações reais das microrredes serão retratados.

2.1 Microrredes e energias renováveis

Uma microrrede é a geração de energia proveniente de fontes renováveis em centros de cargas. A grande vantagem, é que a microrrede pode operar tanto de modo isolada, quando não há interferências da rede elétrica principal, quanto conectada à rede elétrica, assim, o excesso de energia produzido pode ser injetado na rede [4]. A microrrede proporciona vários benefícios, um deles é a suspensão de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão

e distribuição. Além disso, problemas como adiamento da transmissão devido a atualizações no sistema, compensação da geração em situações de pico de carga, congestionamento da rede e perdas na transmissão podem ser evitados. Assim, melhora-se a qualidade e a confiabilidade da energia entregue aos consumidores finais, aprimora-se a robustez das infraestruturas elétricas, aumenta-se a eficiência dos sistemas energéticos e, ainda, propaga-se o uso de energias verdes que não contribuem para a poluição [5].

Em [6], cita-se a importância de se propagar esse tipo de tecnologia para atender a necessidade de diferentes ambientes, como regiões montanhosas e outras áreas de difícil acesso. Discute-se, também, a valia do uso de energias limpas, visto que podem contribuir favoravelmente na agricultura, pois são flexíveis e renováveis. Nesse caso, é mencionada uma produção de chá que é abastecida por um gerador de energia proveniente da queima de diesel. Por sua vez, além do alto custo, esta geração resulta na poluição ambiental. Portanto, para exemplos como esse, de pequena produção agrícola, no qual a mecanização e a eletrificação são essenciais para manter o processo ativo e sem perdas, é necessário o serviço de energia elétrica baseado em microrredes.

Ainda é válido mencionar um exemplo ocorrente na Índia, país que possui mais de 70 % de sua população vivendo em áreas rurais e apenas 56 % possui acesso à eletricidade. Casos como este podem causar uma potencial regressão no desenvolvimento econômico do país. Logo, as microrredes podem desempenhar um papel muito importante, pois além de condicionar o avanço de uma nação, elas contribuem positivamente com o meio ambiente, dado que somente 13 % da capacidade total instalada na Índia (31,7 GW) é gerada a partir de fontes energéticas limpas [4].

2.1.1 Geração de energia fotovoltaica

Atualmente, dois fatores são amplamente estudados no que se refere às microrredes: a qualidade de energia injetada na rede e a estabilidade do seu fornecimento. Quando altos valores de potência são introduzidos na rede, a estabilidade pode ser afetada. Portanto, manter a controlabilidade e a previsibilidade ajuda a condicionar um melhor funcionamento do sistema energético. A produção de energia elétrica a partir de módulos fotovoltaicos aparece como uma opção favorável para enfrentar os problemas citados, pois devido à sua estrutura de conversores eletrônicos, é possível obter uma velocidade de resposta rápida para as variações na irradiação solar [7].

A Figura 1 mostra a capacidade global de energia fotovoltaica em gigawatts, no período de 2007 a 2017, bem como as adições anuais. Percebe-se um aumento exponencial considerável nos últimos anos. Em 2017, por exemplo, foi adicionada à produção global 98 GW, valor semelhante à capacidade global que havia disponível até o ano de 2012, 100 GW [8].

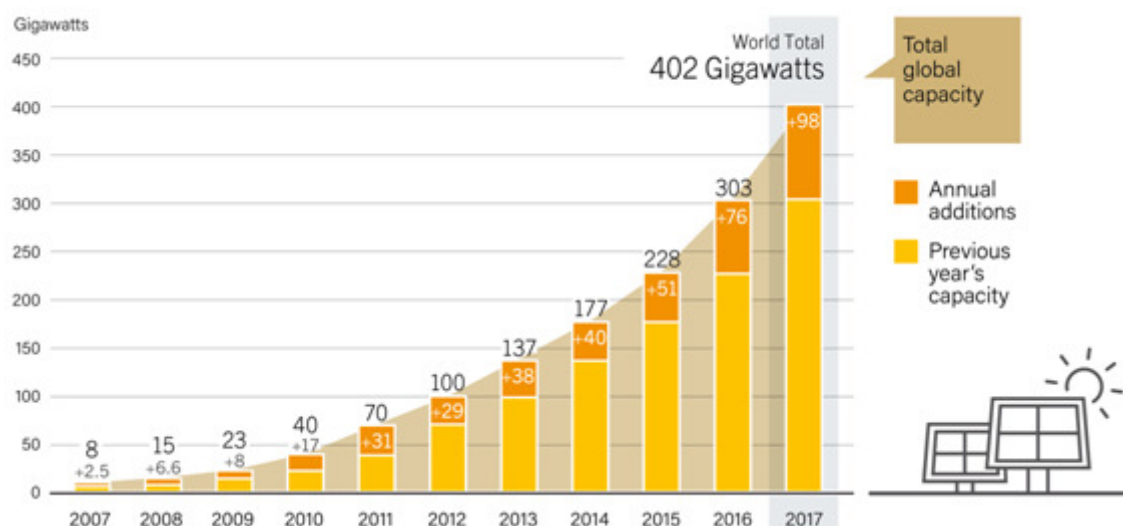


Figura 1 – Capacidade global de energia fotovoltaica e adições anuais 2007-2017 [8].

Ainda em 2017, a produção total global foi estimada em 402 GW, este número representa cerca de 1,9 % dentro dos 26,5 % da produção de energia renovável no mundo, como ilustra a Figura 2 [8].

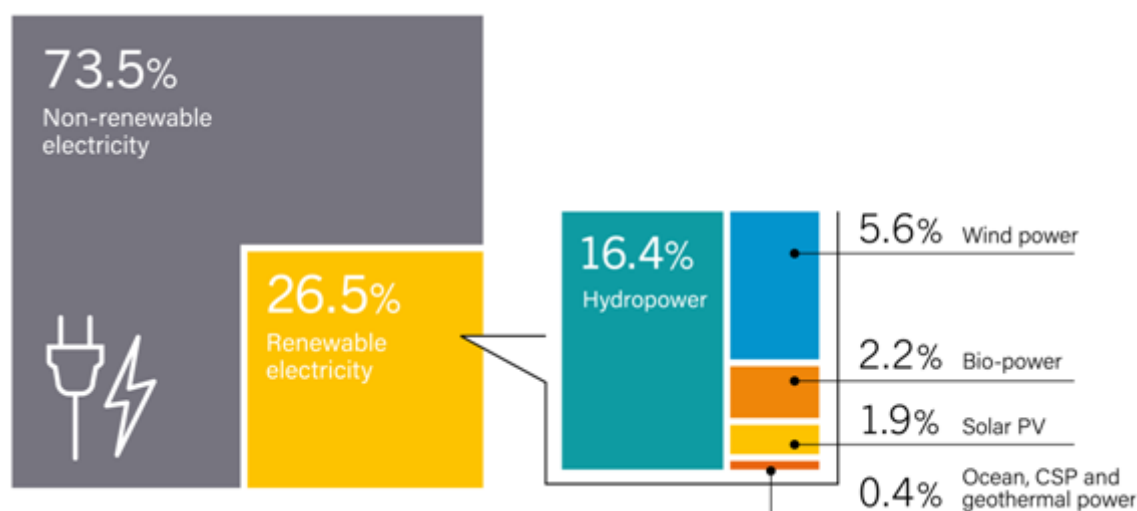


Figura 2 – Contribuição global de energias renováveis e não-renováveis em 2017 [8].

2.1.2 Geração de energia eólica

A geração de energia eólica, a qual é produzida a partir da energia cinética dos ventos é a que tem crescido mais rapidamente entre as energias renováveis [9]. Pela Figura 3 nota-se que as adições anuais da produção de energia eólica em gigawatts mantêm-se praticamente estáveis. No entanto, em 2017, a capacidade total global foi de 539 GW, superior à capacidade de energia solar (402 GW como citado anteriormente). A previsão de produção para os anos 2020, 2030, 2040 e 2050 é de 712 GW, 1480 GW, 2089 GW e 2672 GW respectivamente [9].

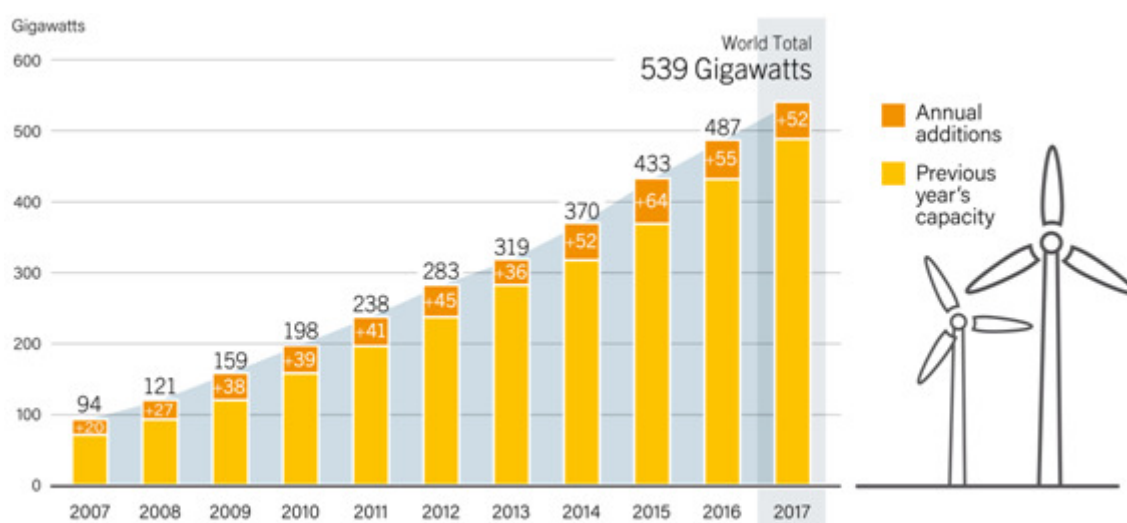


Figura 3 – Capacidade global de energia eólica e adições anuais 2007-2017 [8].

A produção de energia elétrica a partir dos ventos é vantajosa por ser sustentável, eficiente em relação ao espaço utilizado, ter baixo custo operacional e interessante tanto pelo seu potencial doméstico quanto rural [9]. Apesar dos diversos pontos positivos, a energia eólica tem como desvantagens as perturbações de frequência do sinal elétrico gerado, vindas do controlo de inércia do rotor e o maior risco à estabilidade do sistema, quanto maior a escala de produção. A alteração na frequência é preocupante, já que, a corrente alternada produzida precisa estar na mesma frequência de operação da rede elétrica. Mudança repentina de carga, advindo de fluxo de sinais de corrente contínua ou de interferência de radiofrequência é um exemplo que pode causar alteração na frequência [10].

Este problema é relevante e tem sido bastante discutido, por conta disso, em [10], ainda são relatados métodos já estudados sobre tecnologias capazes de regular a frequência de geradores de energia eólica. Ademais, é evidenciado um método com base no suporte da

regulação da frequência ativa feito por um *Wind Power Virtual Synchronous Generator*, que é a evolução do *Virtual Synchronous Generator*, tal projeto demonstrativo foi criado em Zhangbei (China) pela State Grid Corporation. O projeto aparece em um cenário pertinente, visto que a China tinha 168,7 GW de potência instalada em 2016 e a previsão é atingir um total de 210 GW de capacidade instalada até 2020 [10].

2.1.3 Geração de energia pico-hídrica

A pico-hídrica, energia hidrelétrica capaz de produzir até 5 kW [13], é popular em áreas rurais e regiões montanhosas, cuja energia é usada apenas para alimentar um pequeno aglomerado de casas com cargas domésticas de baixo consumo [11]. Além disso, o custo de instalação de uma pico-hídrica é relativamente baixo e, como possui poucos custos associados à manutenção e substituição, torna-se adequada para aplicações a longo prazo [12].

A produção hídrica em baixa potência é preferível a grandes usinas hidrelétricas. Estas, além de perturbar o fluxo natural de rios e destruir o habitat de animais, contribuem para o desmatamento e, desta forma, repercutem diretamente no efeito estufa. Logo, a pico-hídrica aparece como solução sustentável, distribuída inteligente e rentavelmente para melhorar a vida de povos em países pobres ou aqueles que vivem em áreas rurais, onde é difícil de erigir linhas de transmissão para rede elétrica [13].

Em [11], seis micro-hídricas (capacidade máxima de 100 kW) foram construídas no oeste do Nepal pelo *Alternative Energy Promotion Centre*, com potência instalada de 6 kW a 29 kW ao longo de um rio de 8 km de extensão. Usando-se linhas de transmissão de 11 kV. Essas unidades geradoras fornecem energia elétrica para 1120 famílias na região local.

Em um contexto geral, esta forma de geração de energia elétrica ainda é muito pequena comparada às demais. Em 2016, como é mostrado na Figura 4, os investimentos em energia solar e eólica são superiores tanto em países desenvolvidos como em países em desenvolvimento. No entanto, a pico-hídrica mostra-se uma solução econômica e viável para determinadas áreas, portanto é de grande valia explorá-la.

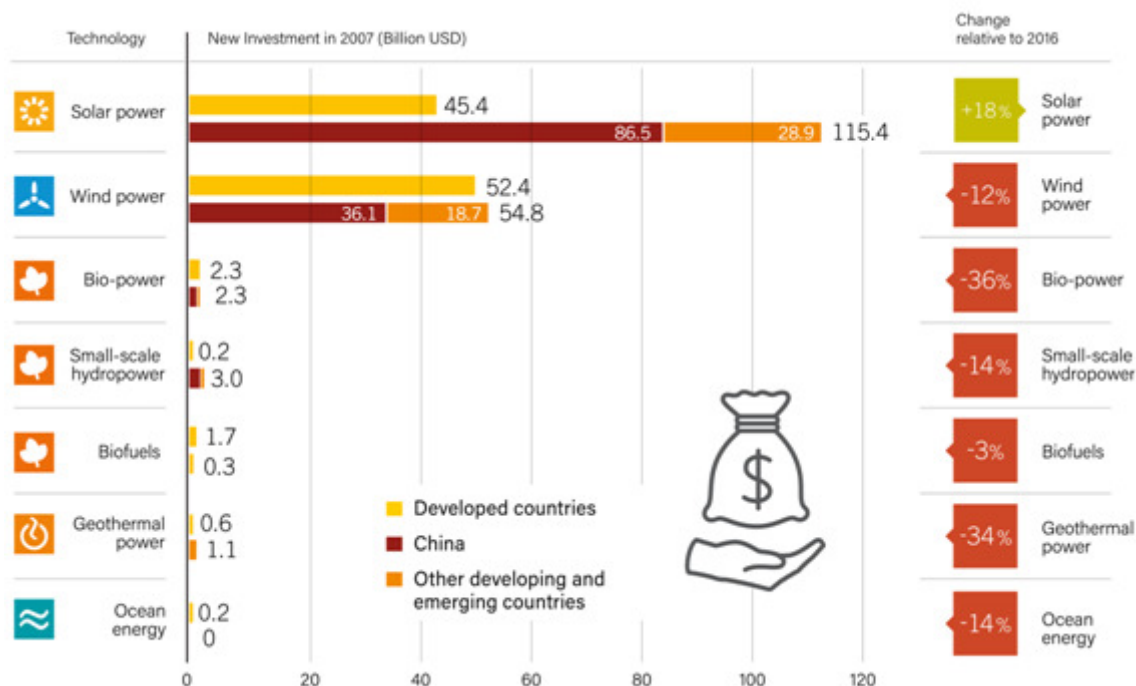


Figura 4 – Investimentos globais em tecnologias para Energias Renováveis em países desenvolvidos, na China e em outros países emergentes [8].

2.2 Pesquisas científicas acerca das microrredes e introdução à proteção

No intuito de ressaltar a significância dos estudos técnicos sobre as microrredes e as partes que a compõem, este tópico mostrará dados e análises importantes para o desenvolvimento de tecnologias relacionadas a essa área. Em pesquisas, por exemplo em [14] e [15], é exposto um sistema de geração híbrido eólico-hídrico-fotovoltaico, cujo foco é investigar os custos ambientais e económicos, além de otimizar a operação e a manutenção e de solucionar os problemas encontrados nesse tipo de sistema. Para essa análise, fatores fundamentais levados em consideração para verificar a viabilidade do modelo são: flutuações da velocidade do vento e da irradiação solar ao longo do ano, precipitação e influxo natural de rios e afluentes.

Apesar dos fatores ambientais serem os maiores obstáculos da geração híbrida, foi possível encontrar resultados satisfatórios em [15], na qual se simulou a capacidade total de potência de dois sistemas. O primeiro é composto por um parque eólico, uma central de energia fotovoltaica e uma estação hidrelétrica convencional. O outro contém 20 unidades geradoras de energia térmica. A Figura 5 mostra a redução na operação das unidades térmicas

quando se aumenta a capacidade total de energia hidrelétrica. A partir dessa análise os autores concluíram que, com o aumento da geração de energia hidrelétrica, o custo operacional do conjunto dos dois sistemas também é reduzido, comprovando a eficácia do sistema híbrido.

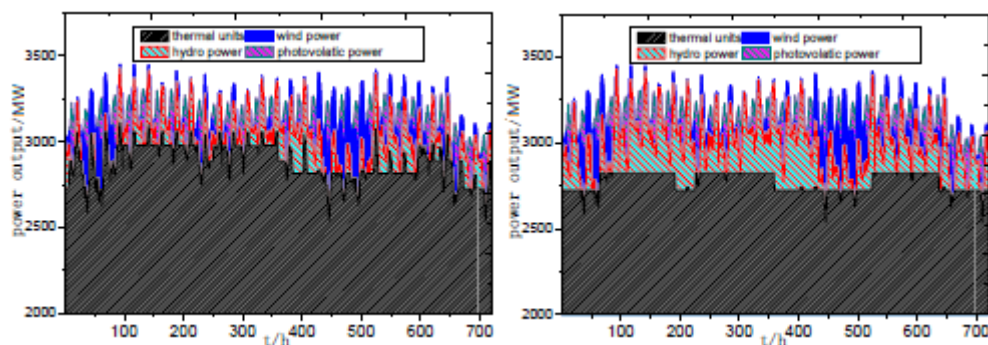


Figura 5 – Capacidade de potência para dois casos em um sistema híbrido [15].

Ainda neste seguimento, em [16] é apresentado um esquema para integrar estações hidroelétricas de pequena escala com inversores fotovoltaicos convencionais em microrredes, que pode ser visto na Figura 6. Estes inversores são vantajosos por serem tecnologias maduras, confiáveis e amplamente comercializadas. Conseqüentemente, pode ser elaborada uma padronização para os sistemas pico-hídricos, visto que, em geral, são custosos para serem projetados. A dificuldade de projetar esse sistema gira em torno do circuito que conecta o gerador com o inversor fotovoltaico, pois este foi construído para operar em com fileiras de módulos fotovoltaicos, ambos em regime de corrente contínua (CC). No caso de existir na entrada do inversor um gerador acionado por uma turbina pico-hídrica, que atua em regime de corrente alternada (CA), o sinal de saída deste gerador deve ser retificado e passar por um circuito de proteção contra sobretensão. Assim, são garantidos valores de tensão e corrente em regime CC que estejam dentro da área de operação segura do inversor fotovoltaico.

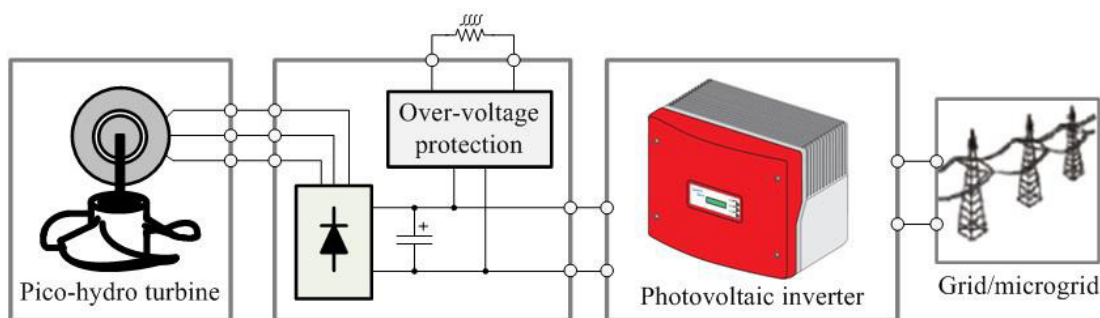


Figura 6 – Abordagem prática para um sistema pico-hídrico conectado à rede [16].

O acoplamento do retificador e da proteção contra sobretensão aumentam a eficiência e a confiabilidade do sistema em geral. Além disso, com esses dois dispositivos é possível utilizar uma ampla gama de combinações de turbinas e caudal no que se refere às turbinas pico-hídricas. Em [17] foi projetado e testado um circuito de proteção para casos especiais como um súbito alívio no inversor devido à falha na rede elétrica usando a mesma abordagem prática da Figura 6. Nos testes experimentais, quando uma falha ocorria, o circuito desviava a corrente para uma resistência auxiliar e restaurava a tensão CC abaixo do permitido, validando, desta forma, o sistema proposto.

2.2.1 Proteção contra sobretensão

A proteção contra sobretensão é necessária para atuar após a saída dos geradores CA acoplados às turbinas eólicas e pico-hídricas nas situações em que o gerador trabalha em vazio. Nesta condição de operação a tensão dispara rapidamente e pode danificar ou até mesmo queimar o inversor conectado à rede, visto que a sua entrada permite um valor máximo de tensão e potência. O gerador pode trabalhar em vazio quando:

- o inversor está a sincronizar com a rede;
- existe falha na rede e o inversor fica desligado;
- existe baixa demanda de energia da rede e potência disponível no gerador;
- ocorrem fenômenos naturais que fazem aumentar o fluxo de água ou vento na turbina (vento forte, tempestade).

Nas duas primeiras ocorrências o gerador opera sem carga e a tensão de saída se eleva, nos dois últimos casos existe potência em excesso. Uma maneira que os fabricantes de sistemas de proteção adotam para solucionar esse problema é direcionar a potência para uma resistência, transformando a energia elétrica em energia térmica. Assim, com o gerador sem carga toda a potência é dissipada na resistência, mas no caso em que existe potência disponível acima do valor permitido pelos inversores, apenas o excedente é dissipado na resistência. As caixas de proteção existentes podem ter tanto entrada CA quanto CC, mas a saída é CC, assim, podem ser usadas em inversores eletrônicos convencionais. Essas caixas são projetadas previamente para atuar em um determinado nível de tensão CC. Então, para que ela seja compatível com o inversor, basta que a tensão da caixa de proteção esteja abaixo da tensão máxima suportada pelo inversor [18-19-20].

As empresas Fortis e SMA desenvolveram uma caixa de proteção para diferentes valores de tensão com entrada CA e saída CC, ou seja, além do circuito de proteção existe um retificador na entrada capaz de fazer a transformação da corrente CA em CC. Ambas as caixas foram feitas para atuarem com turbinas eólicas pequenas para potência até 7 kW. Cada caixa disponível tem valores de potência e tensão como referência. A potência deve estar relacionada com o máximo que pode ser entregue pelo gerador e a tensão relacionada com o valor de tensão máximo na entrada do inversor [18-19].

A empresa PowerSpout comercializa uma caixa de proteção própria para uso em pico-hídrica, no entanto, recomenda-se o uso de turbinas produzidas pela mesma. Neste caso, existem modelos com entrada CA e CC, mas a saída continua CC. A Figura 7 ilustra o circuito interno no modelo de entrada CA e uma foto com a estrutura real da caixa. O desempenho desta e das anteriores, baseia-se no mesmo princípio de funcionamento: um controlador interno gera um sinal modulado por largura de impulso na tensão máxima, e este sinal determina o momento em que a energia deve ser dissipada na resistência auxiliar. No caso de o nível de tensão de saída do gerador diminuir e ficar abaixo do valor permitido, o circuito de proteção deixa de atuar [20].

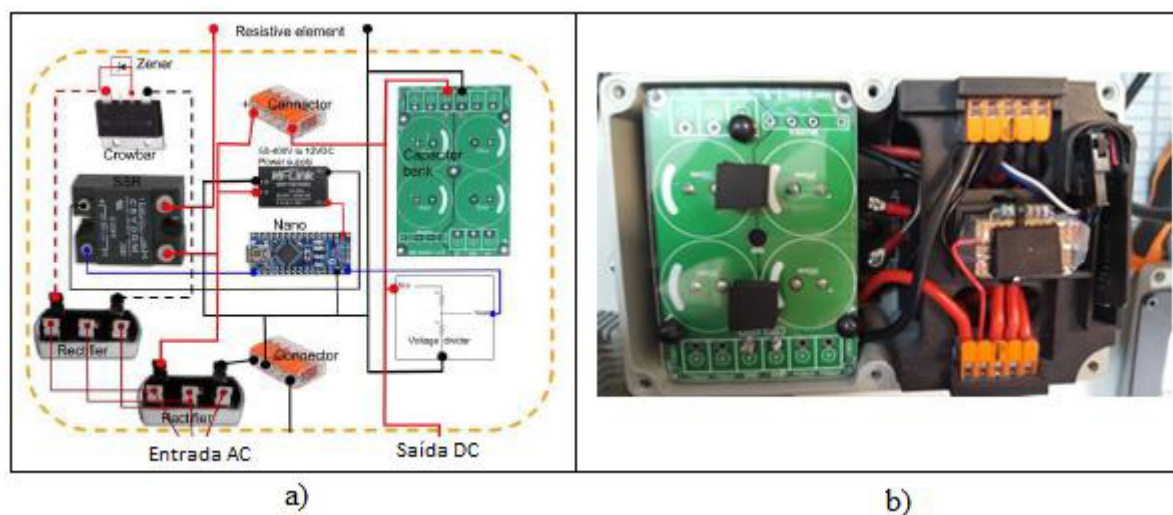


Figura 7 – Circuito de proteção da empresa PowerSpout a): circuito interno no modelo de entrada CA e b) foto da estrutura real da caixa [20].

Um detalhe importante diferencia a caixa de proteção do sistema eólico da Fortis e SMA para o hídrico da PowerSpout. Neste último, há duas proteções: uma que aciona o circuito com a resistência auxiliar e outra que atua para um valor maior de tensão, porém abaixo do limite permitido pelo inversor. Esta segunda proteção significa um grave aumento

na dissipação de potência e só é acionada quando a situação for crítica, ou seja, a ponto de chegar perto de queimar o inversor. A proteção de sobretensão opera a partir de um sinal modulado por largura de impulso e ativa um componente eletrônico que faz a entrada do gerador ser curto-circuitada. Desta forma, ocorre um travamento na turbina que a impede de rotacionar em grandes velocidades. Toda a potência é então dissipada nos próprios enrolamentos do gerador até que as válvulas do sistema pico-hídrico sejam fechadas, a impedir o fluxo de água e fazer a turbina parar completamente [20].

Apesar das caixas de proteção serem uma solução confiável, elas possuem um custo elevado comparado aos seus elementos constituintes e estão limitadas a valores máximos fixos de tensão e potência. Neste contexto, é apresentado no próximo capítulo um circuito de proteção simples e robusto, passível de funcionar em variadas ocasiões de projeto, pois pode adequar-se a diferentes valores de tensão na entrada.

Capítulo 3: Integração de turbinas pico-hídricas e eólicas com inversores eletrônicos

Este capítulo é destinado a explicar as partes que compõem um sistema baseado em geração pico-hídrica ou eólica e inversores eletrônicos. A Figura 8 representa a estrutura completa do sistema em análise. O gerador fixado à turbina produz na sua saída um sinal elétrico em corrente alternada (CA) que é retificado, assim, o sinal de entrada do circuito de proteção é transformado em corrente contínua (CC). O circuito de proteção garante que no caso de o gerador trabalhar em vazio, o inversor não será danificado. A saída do inversor eletrônico possui tensão CA e frequência nos valores permitidos pela legislação de cada localidade [48].

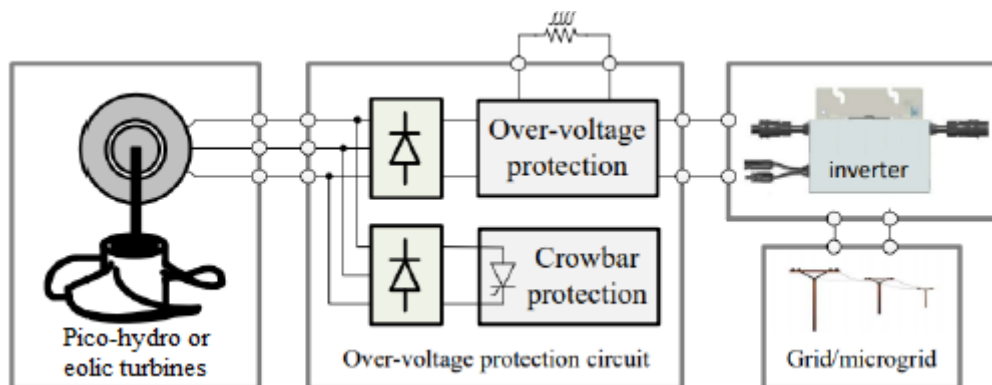


Figura 8 – Proposta de um sistema de geração com turbina pico-hídrica ou eólica conectada à rede [48].

3.1 Turbina-Gerador

De acordo com a primeira lei da termodinâmica, a energia não pode ser criada nem destruída, no entanto, pode ser transformada [46]. Partindo desse princípio, é possível transformar a energia proveniente da força do vento (eólica) e da água (hídrica) em energia elétrica. Isso ocorre quando, com a força de um fluido, uma turbina é capaz de mover-se e gerar energia mecânica. No entanto, a energia mecânica precisa ainda ser transformada em

energia elétrica. Quem realiza essa conversão é o gerador de energia com o movimento de rotação. Na Figura 9 são ilustrados os acoplamentos entre turbina e gerador para energia eólica e pico-hídrica.

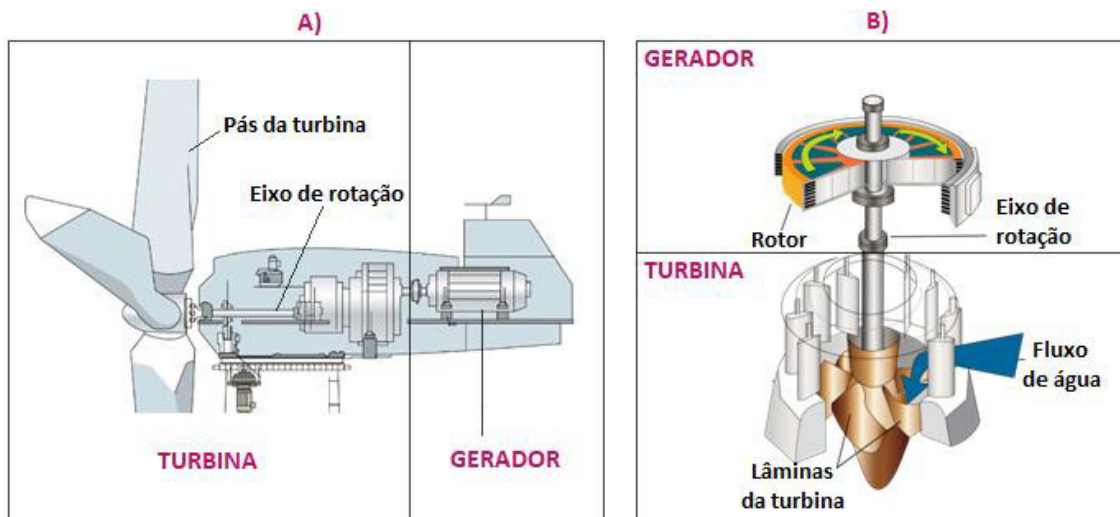


Figura 9 – Exemplos de turbinas e geradores de energia a) eólica; b) pico-hídrica [21-22].

Atualmente, existem os seguintes modelos de geradores: síncronos, assíncronos (ou de indução) e de corrente contínua. Tanto a geração eólica quanto a pico-hídrica é dada em regime de corrente alternada, portanto, os geradores CA compatíveis com a abordagem prática desse trabalho podem ser apenas os síncronos ou assíncronos. Nesses geradores, a corrente contínua do circuito externo (turbina) circula pelos enrolamentos da armadura, a qual também é chamada de rotor, é excitada e faz o motor rotacionar, gerando uma corrente alternada para alimentar uma carga, que pode ser um inversor eletrônico em conjunto com a rede elétrica [23].

Os geradores síncronos são aqueles cuja velocidade de rotação do motor é proporcional à frequência da corrente na armadura em regime permanente. Os geradores assíncronos (ou de indução) têm velocidade de rotação do rotor superior à velocidade de sincronismo imposta pela frequência da rede elétrica. Este último tem menor necessidade de manutenção quando comparado ao gerador síncrono [25].

Geradores assíncronos não dispõem de excitatriz e não são influenciados no lado do rotor, assim, seu fator de potência decresce muito para pequenas frações de potência. Logo, estes geradores são preferíveis nos casos em que a potência na entrada é aproximadamente constante. Para evitar a queda do fator de potência, podem ser usados condensadores em

regime de carga, assim, haverá uma compensação no fator de potência que minimizará o consumo de energia reativa da rede (caso esteja ligado a ela). Assim, os geradores síncronos podem ser soluções mais económicas já que não precisam de um dispositivo que faça a compensação do fator de potência, pois seus pontos de funcionamento são limitados pelas suas características de estabilidade estática e dinâmica. Além disso, os geradores síncronos recebem corrente da sua própria excitatriz e podem ser usados tanto em rede isolada quanto interligados a uma rede elétrica já existente [25].

A escolha do gerador CA deve ser feita baseando-se em características que sejam compatíveis com a turbina como velocidade nominal de arranque e constante de inércia, mas deve-se levar em conta também o rendimento e os custos [25]. Na abordagem prática deste trabalho serão utilizados os geradores síncronos de ímãs permanentes PMSGs. Estes são máquinas iguais às máquinas síncronas convencionais, com exceção de que os enrolamentos de campo no rotor são substituídos por ímãs permanentes.

Tendo em vista que o foco deste trabalho são os sistemas de geração de energia em baixo potencial (até 1,5 kW), na Figura 10 são ilustrados modelos comerciais de turbinas disponíveis para aplicações em pico-hídricas e na Figura 11 são apresentados exemplos de aerogeradores, que é o conjunto turbina-gerador dos sistemas eólicos.

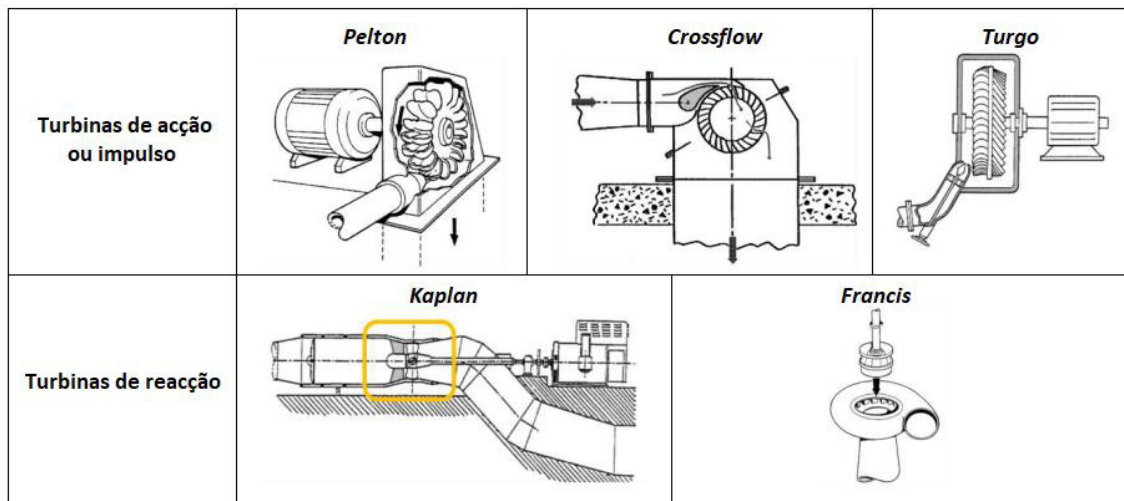


Figura 10 – Tipos de turbina para utilização em pico-hídricas [25].



Figura 11 – Exemplos de aerogeradores com potência abaixo de 1,5 kW [26].

Os geradores devem ser conectados à rede elétrica para atuar como fornecedores de energia. A rede elétrica, que é o conjunto de todas as linhas de transmissão e instalações elétricas interligadas, possui valores padronizados de tensão e frequência em cada região em que é aplicada e funciona mundialmente em CA. Por conta dessa padronização, o gerador deve passar por um sistema capaz de injetar a potência na rede elétrica em regime de corrente alternada e dentro dos valores permitidos pelas leis de cada país.

Sistemas pico-hídricos convencionais são frequentemente usados como sistemas autônomos, de modo que a energia gerada é utilizada diretamente pelos consumidores finais. Portanto, é essencial regular os níveis de tensão e frequência de saída para evitar danos nos aparelhos dos consumidores (visto como cargas) [16].

Para controlar a tensão e a frequência, em alguns casos se ajusta o fluxo de fluido na turbina para atender às variações na demanda de potência regulando-se a velocidade do eixo de rotação com o uso de dispositivos mecânicos complexos e de alta inércia. Sistemas pico-hídricos são comumente projetados para operar em uma estreita faixa de velocidade para diferentes turbinas, na tentativa de aproximar à velocidade de rotação da velocidade nominal do gerador. Contudo, se as turbinas pudessem trabalhar em velocidade variável, seria possível obter uma maior captação de energia [16]. O PMSG pode operar em regime de velocidade variável utilizando-se de um circuito de proteção contra sobretensão que converte a tensão, à

velocidade variável, em tensão CC e protege a entrada do inversor CC/CA contra tensões superiores ao seu limite máximo de entrada [27].

Existem três modos de operação destas máquinas: em vazio, em curto-circuito ou em regime de carga. A caracterização dos dois primeiros será abordada nas subseções 3.1.1 e 3.1.2 as quais servirão como base teórica para os testes experimentais.

3.1.1 Características de um gerador em vazio

Um gerador em vazio é identificado quando seus terminais estão em aberto e a tensão nos terminais é igual a tensão gerada. Este valor pode ultrapassar os limites de tensão nominal da máquina. A curva da Figura 12 representa a característica em vazio em função da excitação do ímã permanente. Quando a máquina opera em carga essa curva tende a ser linear, mas com os terminais em aberto ocorre uma saturação. Tal aspecto deve-se à corrente crescente no circuito magnético do ímã que produz um aumento de relutância nos caminhos de fluxo da máquina e acelerar o eixo do rotor [23].

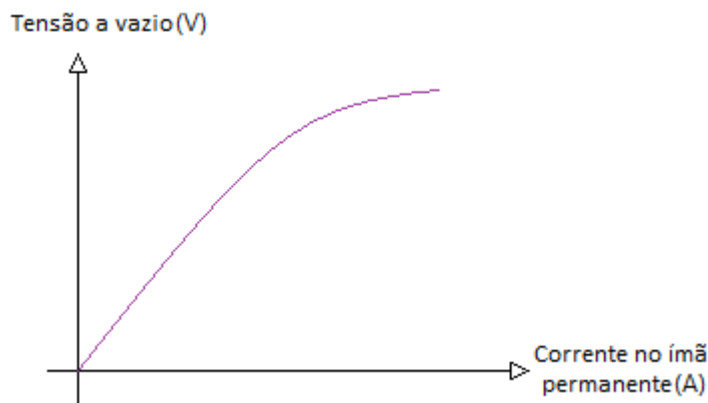


Figura 12 – Características de um gerador em vazio.

Outro ponto a considerar são as perdas que podem ser obtidas durante os modos de operação. Perdas relacionadas com a rotação, ventilação e atrito no eixo são constantes para qualquer regime, mas para esse caso, ocorrem perdas no núcleo devido ao fluxo de água presente na máquina com a ausência de carga. Portanto, a potência total do sistema será igual à potência gerada subtraída de todas as perdas mecânicas citadas [23].

3.1.2 Características de um gerador em curto-circuito

Ao contrário do regime em vazio, cujo aumento da corrente elétrica na estrutura do rotor resulta na aceleração do eixo até o ponto de saturação do material magnético, em curto-

circuito, a corrente na armadura (parte estática do gerador) aumenta proporcionalmente com a corrente no ímã de modo que pode ultrapassar o valor de corrente nominal da máquina. A característica de curto-circuito é, portanto, uma curva linear e pode ser vista na Figura 13 [23].

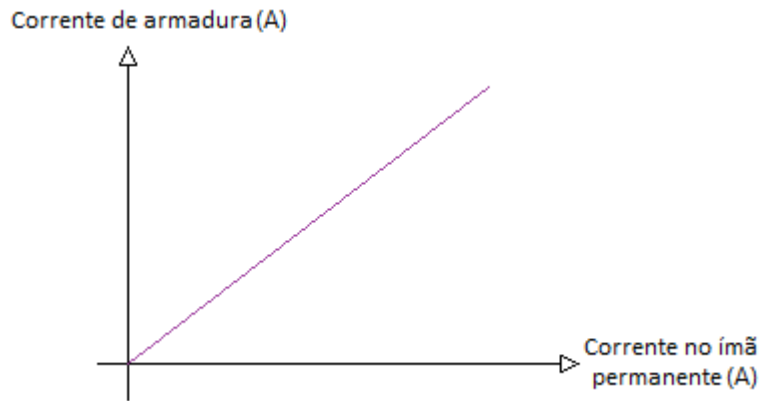


Figura 13 – Características de um gerador em curto-circuito.

Nesse modo de operação, a velocidade no eixo diminui drasticamente quando comparada com o regime de carga ou em vazio. Para esse caso, além das perdas constantes nas máquinas, existem as perdas que ocorrem na armadura devido ao aumento da corrente. No projeto elaborado nesse trabalho, apenas as perdas constantes são relevantes, já que as perdas, devido a um grande fluxo de corrente na armadura ou no ímã, são desprezadas no regime de carga [23].

3.2 Retificação

Tendo em vista que módulos fotovoltaicos fornecem tensão e corrente contínua em sua saída, existe coerência em que a entrada do inversor fotovoltaico seja também em tensão contínua. Como, neste trabalho, serão acoplados geradores CA com inversores fotovoltaicos CC, o processo de retificação, que converte a corrente alternada em contínua deve ser feito após a saída do gerador. A Figura 14 ilustra os retificadores que serão usados [28].

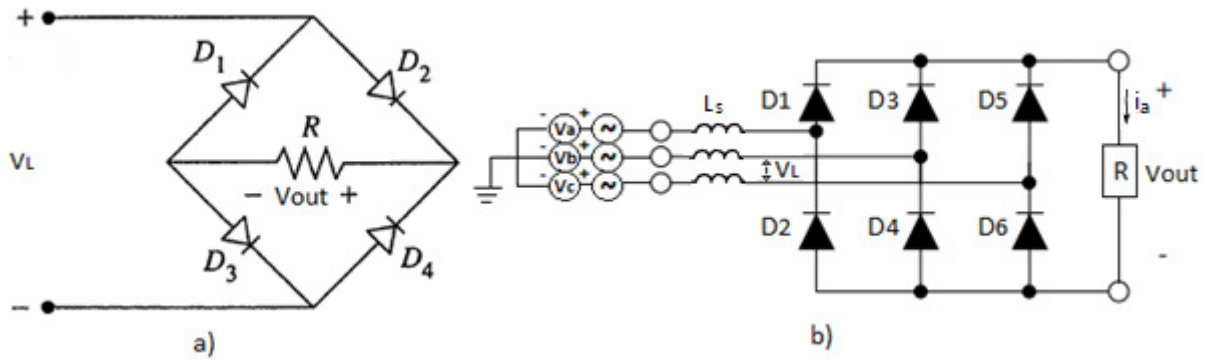


Figura 14 – Circuitos retificadores: a) monofásico de onda completa em ponte [28] e; b) trifásico de seis impulsos [30].

A Figura 14a ilustra o esquema de um retificador monofásico de onda completa em ponte, que será usado para retificar a tensão CA monofásica dada por um transformador de tensão em tensão CC na saída. No semiciclo positivo da tensão entre duas fases (V_L), os diodos ideais D2 e D3 estão diretamente polarizados e o fluxo de corrente entra no terminal positivo de V_{out} . Por outro lado, no semiciclo negativo de V_L e os diodos 1 e 4 são diretamente polarizados e conduzem o fluxo de corrente de modo a entrar também pelo terminal positivo de V_{out} [28].

A forma de onda em V_{out} pode ser vista na Figura 15, o valor máximo o qual ela pode chegar é $\sqrt{2}V_L$. A tensão de saída dos dois retificadores será praticamente constante ao utilizar um condensador suficientemente grande em paralelo aos terminais V_{out} , no entanto esse assunto será abordado na subseção 3.2.1.

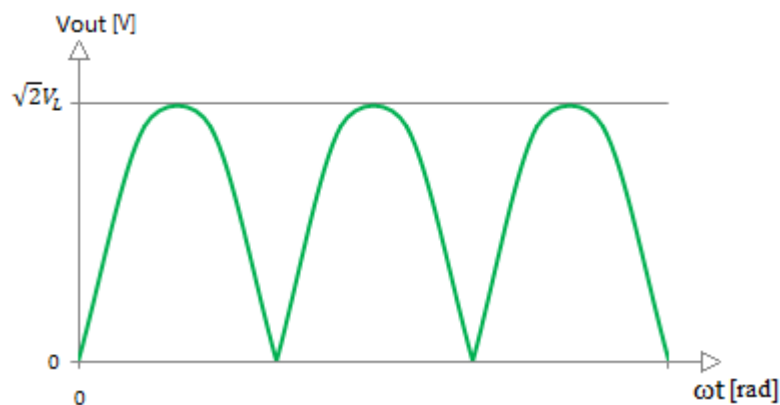


Figura 15 – Forma de onda na saída V_{out} do retificador monofásico de onda completa em ponte.

Nas situações práticas, os diodos não são ideais, para calcular-se a tensão média na carga deve ser levada em consideração a queda de tensão V_D em cada diodo que está a

conduzir. Portanto, a tensão de pico na carga do retificador monofásico de onda completa em ponte é dada por [28]

$$V_{out} = \sqrt{2} V_L - 2V_D. \quad (1)$$

O modelo da Figura 13b é um retificador trifásico de onda completa não controlado de seis-impulsos. Isso significa que não existe controle na ativação de cada um dos seis diodos, os quais conduzem aos pares. Para um dos diodos ímpares conduzir, basta que a tensão instantânea (V_a ou V_b ou V_c) em seu ânodo seja a maior dos três, enquanto para os pares, a condução ocorre apenas para o dispositivo que estiver com o menor nível de tensão instantânea em seu cátodo. Quando um par de diodos conduz, os outros estão desativados. Assim, cada diodo conduz durante uma fase de 120° , no fim, os pares de diodos fecham um ciclo de 360° [28].

Na Figura 16 é possível observar o período em que a tensão instantânea das fases V_a , V_b e V_c é mais positiva e mais negativa. Assim, consegue-se notar qual dos diodos está em condução. Vale lembrar que nos terminais positivo e negativo existe uma carga R que permite a passagem da corrente. Então, por exemplo, de 0° a 30° a tensão mais positiva é a fase V_c enquanto a mais negativa é V_b . Portanto, o par de diodos que está diretamente polarizado e, por consequência, a conduzir, é D4 e D5. De 30° a 60° , a tensão V_a é mais positiva e V_b é mais negativa, o par de diodos em condução neste caso é D1 e D4, e assim, sucessivamente [28].

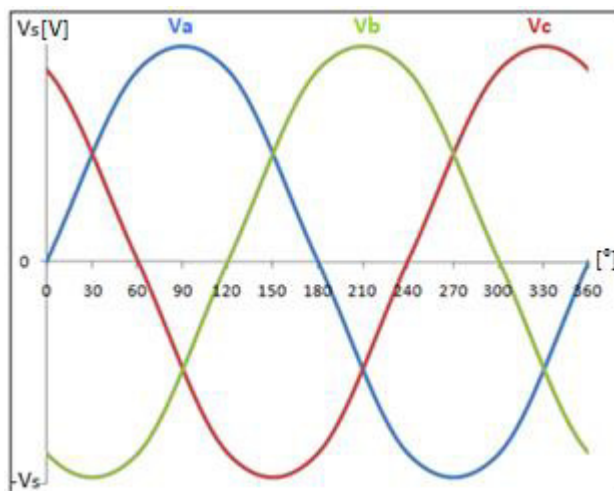


Figura 16 – Forma de onda da fonte de tensão trifásica.

Para encontrar as tensões de linha é preciso fazer uma análise para verificar qual a tensão na saída V_{out} . No período 0° a 30° , a fase V_c é a mais positiva e a V_b é mais a negativa, logo, ao considerar que a queda de tensão nos diodos é muito pequena, podemos assumir que V_{out} é igual a V_c menos V_b , ou seja, V_{cb} . O mesmo acontece para os períodos seguintes. Por fim, na Figura 17, é possível ilustrar as tensões compostas (*line-to-line*) para cada período que configuram a forma de onda na saída do retificador V_{out} , representada pela linha preta [28].

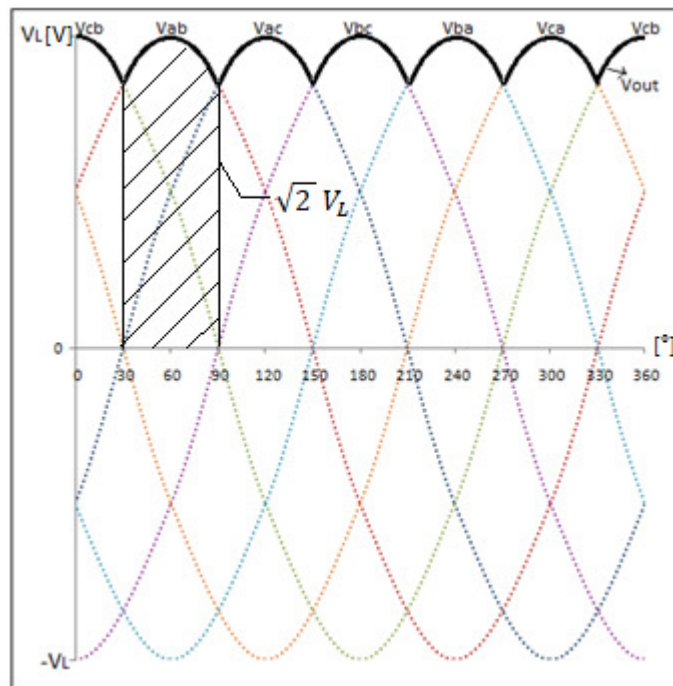


Figura 17 – Valor máximo da tensão composta (*line-to-line*) V_L e tensão de saída V_{out} no retificador trifásico de seis impulsos.

Sabe-se que V_L é o valor RMS, *Root Mean Square*, da tensão composta na entrada e que ainda deve ser considerada a queda de tensão V_D em dois diodos que conduzem a cada período. Além disso, deve ser levada em consideração uma queda de tensão que ocorre devido à indutância interna da fonte de geração. Se ω é a velocidade angular da fonte e i_a a corrente na carga, então a tensão média na carga V_{out} do retificador trifásico de seis impulsos é dada por [29]

$$V_{out} = 0,955 \sqrt{2} V_L - 2V_D - \frac{3}{\pi} \omega L_s i_a. \quad (2)$$

3.2.1 Banco de condensadores

Condensadores são duas placas condutoras separadas por um material dielétrico. Um campo elétrico surge através do material dielétrico conforme são depositadas cargas nas superfícies condutoras. Capacitância é uma grandeza que relaciona a quantidade de cargas e o potencial gerado entre as placas. Quanto maior as dimensões das placas, maior é a quantidade de cargas que pode ser armazenada. No entanto, as cargas só se movimentam com a mudança de campo elétrico entre as placas, caso a tensão seja constante, a corrente também será constante [42].

A utilização de um condensador suficientemente grande nos terminais de saída dos retificadores CA/CC é necessária. O sinal na saída do retificador é uma tensão CC pulsante e, com o uso de um filtro a condensador, torna-se mais estável [38].

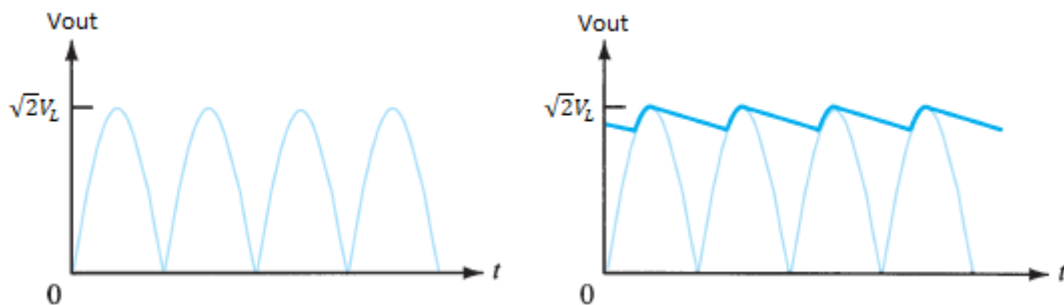


Figura 18 – Forma de onda na saída dos retificadores V_{out} : a) sem filtro; b) com filtro [38].

A Figura 18a mostra o sinal de saída sem filtragem dos retificadores trifásicos de onda completa. Por outro lado, a Figura 18b mostra um exemplo de como ficará o sinal após a aplicação de um filtro nesta saída. A forma de onda filtrada é uma tensão CC com algumas variações, isso ocorre, pois o condensador leva um pequeno tempo até carregar até a tensão de pico do retificador e mais um tempo para descarregar através da carga [38].

Sem os condensadores adequados, um circuito pode sofrer com sinais ruidosos visto que fios e conexões podem agir como antenas e que, ainda, sinais CA podem ser reproduzidos no lado CC mesmo com a utilização do filtro após a saída do retificador. Os condensadores que realizam essa segunda filtragem são chamados de condensadores de desvio e sua conexão deve ser feita entre a tensão CC retificada e a massa. Eles atuam armazenando as cargas dessas possíveis componentes CA parasitas e liberando-as quando ocorrem pequenas quedas e a tensão diminui [42].

Circuitos com grandes picos de corrente têm necessidades diferentes do que os circuitos em altas frequências. Para determinar os condensadores que melhor se adaptam ao circuito de proteção, foram realizados testes experimentais com diferentes valores de condensadores. Não é possível calcular o valor do condensador, visto que, para o cálculo, é necessário saber quanto vale a carga ou a corrente na carga e esses valores mudam para cada inversor conectado ao sistema. Portanto, o projeto atual contém os condensadores que melhor se adequaram ao circuito a fim de extinguir a maior parte dos ruídos da entrada [42].

3.3 Circuitos de proteção

Dois projetos de circuito de proteção contra sobretensão foram desenvolvidos pelo laboratório de sistemas eletromecatrônicos do Instituto Politécnico de Bragança para serem testados em sistemas pico-hídricos. O primeiro circuito de proteção, referente ao “Projeto 1”, foi elaborado para operar com sistemas capazes de gerar até 300 W e microinversores PV. O segundo circuito, chamado “Projeto 2”, é para geradores que podem fornecer até 1,5 kW e inversores PV. A tensão CA na saída do gerador passa por um retificador trifásico CA/CC, pois o circuito de proteção e os inversores PV dependem da tensão CC. Este trabalho dá ênfase na aplicação em contexto real em pico-hídricas com inversores PV, no entanto, o circuito de proteção pode ser utilizado em sistemas eólicos, contanto que sejam usados inversores eólicos.

As estruturas consistem em um circuito de controlo que possui dois níveis de proteção. O primeiro nível utiliza modulação por largura de impulso, *Pulse-Width-Modulation* (PWM), para ativar um circuito de potência com um conversor CC/CC abaixador (ou *buck*) em um determinado nível de tensão do barramento CC. Neste primeiro caso, a potência é dissipada em uma resistência auxiliar a fim de evitar que o gerador trabalhe em vazio. O segundo nível é ativado em situações extremas, quando a tensão no barramento CC atinge um valor ainda mais próximo do limite suportado pelo inversor PV. Neste caso, um controlador PWM começa a gerar impulsos para disparar um tiristor e causar um curto-circuito no gerador para que a tensão diminua consideravelmente [48].

A Figura 19 ilustra o “Projeto 1” através de um diagrama de blocos, enquanto a Figura 20 apresenta o “Projeto 2”.

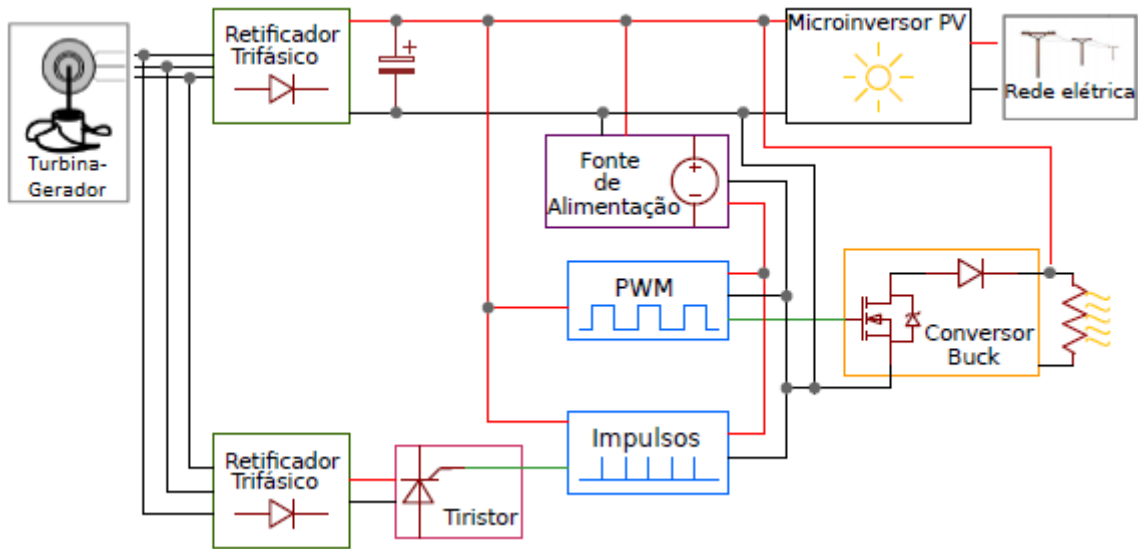


Figura 19 – Diagrama de Blocos do Projeto 1.

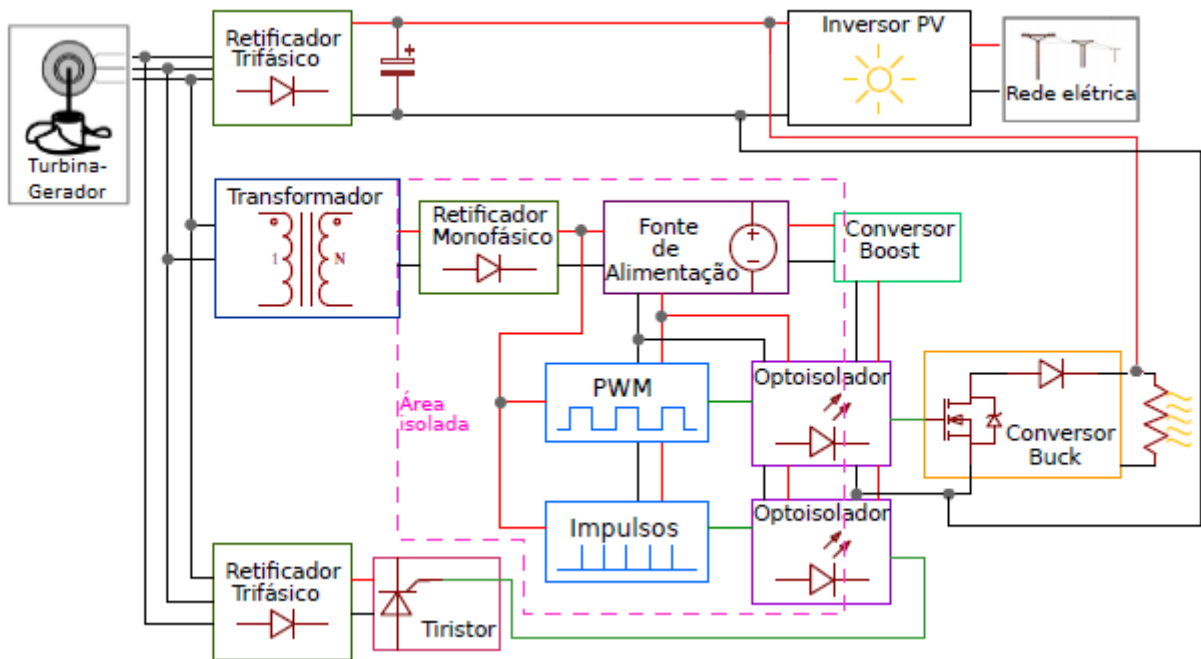


Figura 20 – Diagrama de Blocos do Projeto 2.

Para os dois projetos o circuito de controlo do PWM e dos impulsos precisa de uma fonte de alimentação para funcionar. A fonte usa a tensão variável da saída dos retificadores para transformar em uma tensão regulada na saída. A diferença entre os “Projetos 1 e 2” é que, no segundo, por lidar com valores de tensão no circuito de tensão mais elevados (mais de 350 V), é necessário ter o circuito de controlo isolado. Para isso, é abaixada a tensão CA com

um transformador e isolado o circuito com um optoisolador. Além disso, um conversor CC/CC é empregado para alimentar o optoisolador, pois a tensão que o conversor fornece na saída é isolada da entrada.

A lista de componentes eletrônicos utilizados em cada bloco é mostrada na Tabela 1.

Tabela 1 – Lista de componentes eletrônicos usados no circuito de proteção

Transformador	400 V – 55 V
Retificadores CA/CC	BY164
	26MT160
Fonte de alimentação	TL783
	µa7805c
Conversor CC/CC	NMA0512S
Controlador PWM/Impulsos	TL494
Optoisolador	HCPL-J314
Conversor <i>Buck</i>	IRFP260N
	DSEI30-10A
	IRG4PH40KD

3.4 Inversores Eletrônicos

Dois modelos de inversores eletrônicos serão abordados nesta subseção, os inversores eólicos e fotovoltaicos. Esse equipamento é responsável por converter a tensão e a corrente disponível em sua entrada para valores padronizados de tensão CA e frequência exigidos pela rede elétrica. O funcionamento de inversores eólicos com aerogeradores é garantido, mas para o acoplamento com inversores PV isto não pode ser afirmado. Nos sistemas pico-hídricos podem ser usados ambos os inversores. O circuito de proteção contra sobretensão é necessário para proteger a entrada dos dois modelos de inversores [31].

3.4.1 Inversores fotovoltaicos

Inversores fotovoltaicos são equipamentos que convertem energia em corrente contínua para corrente alternada nos parâmetros próprios para ser injetada na rede elétrica convencional. Eles são tecnologias amplamente difundidas, possuem um custo competitivo e são muito disseminados. Coerentemente, este modelo de inversor foi criado para atuar ligado a módulos fotovoltaicos, entretanto, um gerador – mesmo que com suas características de

instabilidade – pode ser utilizado no lugar dos módulos, desde que sejam combinadas as áreas de operação dos dois dispositivos [17].

A Figura 21 apresenta um gráfico com a operação combinada de ambos os dispositivos. Os três parâmetros que estabelecem a área de atuação em que o inversor consegue operar são V_{DCmax} , I_{DCmax} e P_{DCmax} que são a tensão, a corrente e a potência máxima suportada por ele respectivamente. Enquanto as linhas a verde representam as características de tensão e corrente de um gerador após a retificação, ou seja, no lado CC quando ele trabalha sem carga, a área rosa demarca a região de operação segura do inversor fotovoltaico [17].

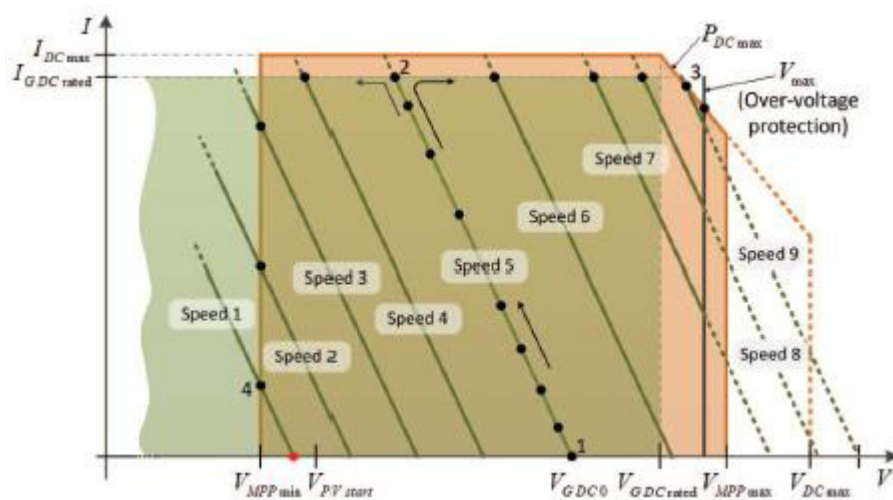


Figura 21 – Sobreposição das áreas de operação de um inversor fotovoltaico e um gerador [17].

Para garantir que o gerador irá atuar dentro da área de operação segura do inversor, algumas condições devem ser garantidas [17]:

- a potência nominal do gerador deve estar entre $0,4P_{DCmax}$ e P_{DCmax} do inversor;
- a tensão CC de saída do gerador após retificação deve estar dentro da faixa de tensão de entrada do inversor, logo, menor do que V_{DCmax} ;
- a corrente nominal do gerador deve ser igual ou menor a I_{DCmax} e, além disso, é recomendada uma corrente maior do que P_{DCmax}/V_{DCmax} para garantir que o inversor será capaz de processar a potência disponível sem sobrecarregar o gerador;
- a tensão CC do gerador na velocidade em que começar operar sem carga deve ser maior do que a tensão $V_{PV start}$ que possibilita o início de funcionamento do inversor.

O circuito de proteção contra sobretensão é essencial para assegurar que a tensão de saída do gerador não irá ultrapassar V_{DCmax} . Outra característica importante nos inversores

fotovoltaicos é o algoritmo de rastreamento do ponto de potência máxima, *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), presente em seu circuito interno. Este algoritmo processa e regula informações que chegam à entrada do inversor, com o propósito de encontrar um ponto de funcionamento onde o produto da corrente pela tensão corresponde à potência máxima da fonte de energia conectada. Diferente dos módulos fotovoltaicos, os geradores têm seu ponto de potência máxima quando a velocidade deles se aproxima do seu valor nominal $I_{G\ DC\ rated}$ [17].

Levando em consideração todas as condições citadas e o algoritmo MPPT, pode-se interpretar as linhas verdes do gráfico que mostram o comportamento do inversor para diferentes velocidades de um gerador. Em “Speed 5”, por exemplo, a velocidade cujo o gerador está a operar, garante que o inversor ligará e que o algoritmo MPPT começará no ponto 1 e aumentará até a corrente máxima no ponto 2. Se a velocidade e, conseqüentemente, a potência aumentarem para “Speed 9”, o ponto de operação é definido pelo ponto 3 e não ultrapassa esse valor, pois nesse ponto a proteção entra em ação e o excesso de energia é dissipado na resistência auxiliar. Em contrapartida, se a potência e a velocidade diminuïrem até “Speed 1”, o inversor opera no ponto 4, onde existe o mínimo de tensão para o qual ele consegue funcionar [17].

3.4.2 Algoritmo de rastreamento do ponto de potência máxima MPPT em inversores PV

Um dos métodos MPPT mais frequentemente usado é o *Perturb and Observe*, pois requer apenas as medidas de tensão e corrente, é fácil de implementar e exige pouca demanda computacional. Este método analisa a característica de tensão e potência como pode ser visto na Figura 22. À esquerda da curva, a variação da potência pela tensão $dP/dV > 0$, enquanto que pela direita, $dP/dV < 0$. Se a tensão da fonte de geração for perturbada em uma direção $dP/dV > 0$, sabe-se que a perturbação moveu o ponto de operação em direção ao ponto de potência máxima. O algoritmo continua a perturbar a tensão na mesma direção até $dP/dV < 0$, pois se isso acontecer, o ponto de operação moveu-se para longe do ponto de maior potência e o algoritmo inverte a direção da perturbação [32].

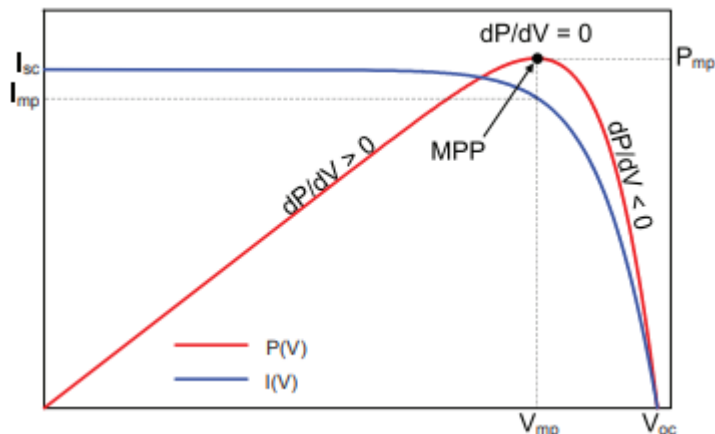


Figura 22 – Sinal de dP/dV em diferentes posições na característica de potência de um módulo PV [32].

Outro método MPPT conhecido é o *Constant Voltage*. Este assume que a tensão no ponto de potência máxima do arranjo fotovoltaico muda ligeiramente com a irradiação solar. Esse algoritmo ajusta a corrente para zero e obtém o valor da tensão em circuito aberto. A tensão de operação é ajustada para uma porcentagem fixa da medida de tensão em circuito aberto, por exemplo, para módulos de silicone cristalino é 76 % [32].

Semelhante ao *Constant Voltage*, existe ainda mais um método conhecido como *short-current pulse*. Nesse algoritmo o MPPT opera com corrente em vez da tensão, pois assume que a corrente no ponto de potência máxima é uma relação fixa da corrente de curto-circuito, com um valor igual a 0,92. O rastreador faz, momentaneamente, um curto-circuito no módulo para medir a corrente e, em seguida, define o ponto de operação de acordo com esta medição [32].

3.4.3 Inversores eólicos

Os inversores eólicos projetados para potências abaixo de 5 kW possuem tensão CC na sua entrada. Em geral, estes inversores são parametrizados por meio de uma curva de potência de uma turbina eólica, P_{AC} , que depende da tensão na entrada V_{DC} (tensão no barramento CC), determinada por [31]

$$P_{AC} = a_0 + a_1 V_{DC} + a_2 V_{DC}^2 + a_3 V_{DC}^3. \quad (3)$$

Além da necessidade de parametrização dos coeficientes, pode ser preciso configurar, no inversor, parâmetros associados à dinâmica de seguimento de ponto de potência máxima, como por exemplo, o ganho proporcional e integral do controlador interno [31]. Sabe-se que a

potência máxima em um gerador é obtida quando a corrente se aproxima de $I_{G\ DC\ rated}$. Se a corrente for mantida no seu valor nominal, a potência máxima no barramento CC será proporcional à tensão retificada (ou velocidade). Desta forma, a equação (3) será uma linha reta com $a_2 = a_3 = 0$ e os outros parâmetros serão definidos experimentalmente ou fornecidos pelos fabricantes dos geradores.

Capítulo 4: Estruturas de controlo e de potência do circuito de proteção

Após abordar a importância da proteção em sistemas de geração eólica e pico-hídrica conectados com inversores fotovoltaicos na seção 2.2.1, este capítulo é dedicado ao estudo detalhado acerca da estrutura e do funcionamento do circuito de proteção. É importante ressaltar que todos os componentes do circuito foram minuciosamente testados para que, no fim, a proteção fosse validada e transformada em um produto, feita em placa de circuito impresso.

Em ambos os projetos há circuitos de controlo e de potência. O circuito de controlo é o responsável por gerar sinais que operam o circuito de potência. A malha de controlo é destacada pela parte interna da área tracejada em rosa na Figura 23 e na Figura 24, enquanto a parte externa à linha pontilhada representa o circuito de potência.

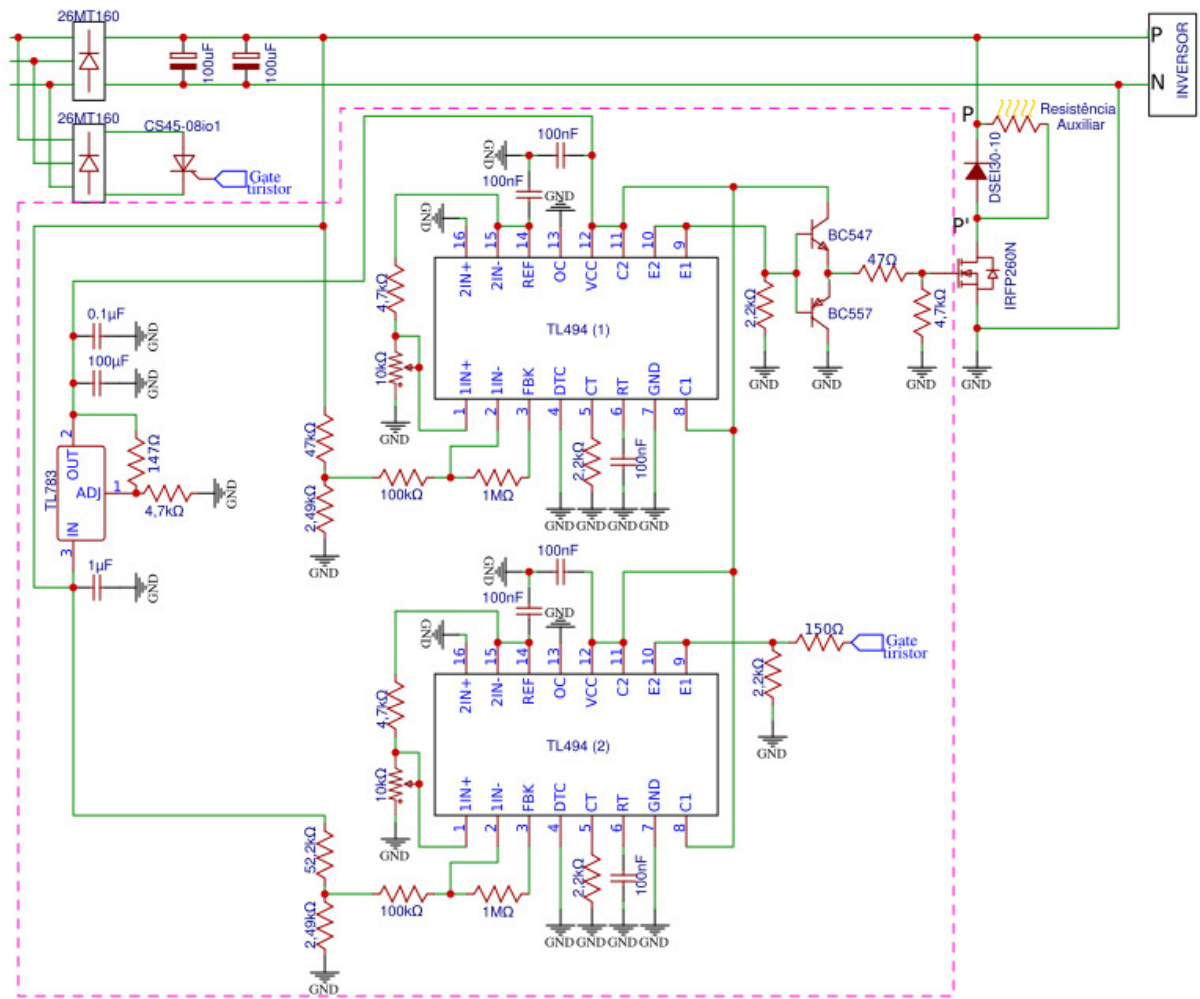


Figura 23 – Projeto 1: Circuito de proteção para geradores de 300 W.

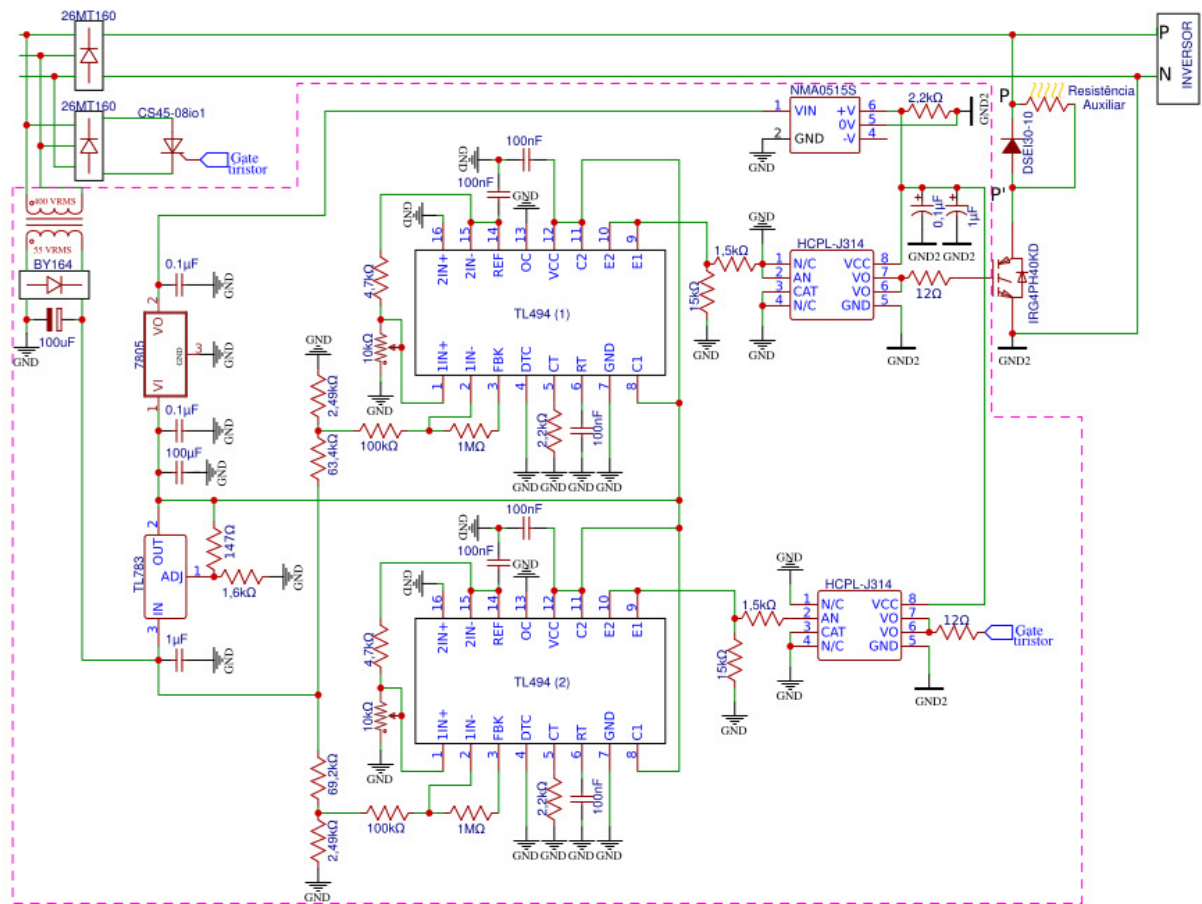


Figura 24 – Projeto 2: Circuito de proteção para geradores de 1500 W.

4.1 Fonte de alimentação

A estrutura do regulador de tensão TL783 é mostrada na Figura 25. Ele recebe uma tensão na sua entrada V_i e a transforma em um valor mais baixo V_o fixo na saída usando uma relação de transformação fornecida pelo próprio fabricante [33]. Esse componente foi escolhido por ser o único disponível em laboratório que suporta a tensão CC do retificador.

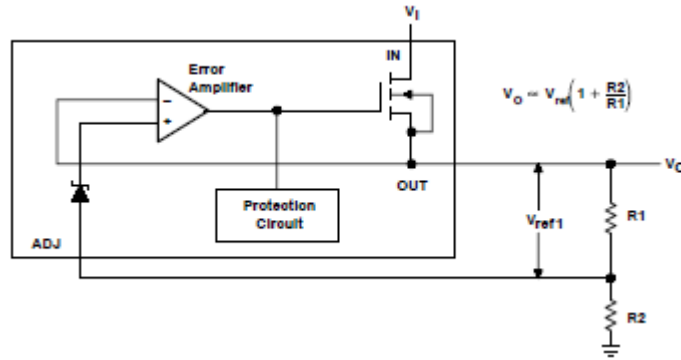


Figura 25 – Regulador de tensão TL783 [33].

A tensão regulada V_o serve como alimentação para o circuito integrado TL494 que será abordado na subsecção 4.3. Para o TL783 funcionar, valores máximo e mínimo de tensão de referência V_{ref1} devem ser iguais a 41 V e 7 V, respectivamente. De posse dessas premissas, o TL783 foi montado para fornecer uma tensão fixa de 15 V. Segundo o fabricante [33], a saída V_o é dada por

$$V_o = V_{ref1} \left(1 + \frac{R2}{R1} \right). \quad (4)$$

Como uma referência no circuito interno gera 1,25 V em V_{ref1} , para obter 15 V na saída pode-se usar as resistências comerciais de valores 147 Ω para R1 e 1,6 k Ω para R2. Assim, V_o é igual a 14,86 V, aproximadamente 15 V.

Reguladores de tensão tornam-se instáveis com certos valores de capacidade na saída se não for usado um condensador na entrada. Quando essa entrada está localizada a mais de 4” (10,16 cm) do condensador que serve como filtro para a fonte de alimentação, é recomendado que se use um condensador de desvio, também chamado *bypass*. Este condensador tem a finalidade de desviar sinais CA presentes em sinais CC, para a massa, obtendo-se um sinal filtrado [42]. O fabricante [33] recomenda um condensador eletrolítico de tântalo ou alumínio para a entrada no valor de 1 μ F. Para a saída, sugere-se um condensador *bypass* C_o que tenha no mínimo o valor dado, em μ F, por

$$C_o = \frac{15}{V_o}. \quad (5)$$

Este condensador melhora as características de reposta a transitórios. O ganho no estágio de saída do dispositivo MOSFET, *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*,

(presente no circuito interno) é relativamente baixo, isso pode provocar uma queda na tensão de saída sob condições transitórias ao atuar com uma carga elevada na saída [33]. Seguindo as recomendações, o condensador de saída deverá então ser, no mínimo de 1 μF .

O $\mu\text{A}7805\text{C}$, usado no “Projeto 2”, é um regulador de tensão padrão o qual fornece uma tensão fixa em sua saída de valor 5 V para uma faixa de entrada entre 7 V e 20 V. A folha de dados desse componente também recomenda o uso de condensadores *bypass*, a sugestão é adicionar um condensador de 0,33 μF na entrada e outro de 0,1 μF na saída [34]. O interesse em usar esse dispositivo é para fornecer uma tensão regulada na entrada do dispositivo conversor CC-CC elevador.

4.2 Conversor CC-CC elevador

O conversor CC-CC elevador NMA0512S usado no “Projeto 2”, pode também ser chamado conversor *boost*. Isso significa que ele converte uma tensão de entrada CC fixa em uma tensão de saída CC fixa maior [35]. Esse conversor era o único disponível no laboratório e foi uma peça importante no circuito, pois sua entrada é isolada de sua saída. Assim, de uma maneira simples, consegue-se uma fonte de alimentação para o optoisolador que será abordado na subseção 4.6.

4.3 Circuito de controlo baseado em PWM

O PWM é um método de controlo da largura dos impulsos que comandam um dispositivo semicondutor de potência. A forma de onda de saída característica de um sinal PWM é um impulso de largura variável ou fixa e frequência fixa, como pode ser vista na Figura 26. A largura de impulso t_{pwm} pode variar para uma dada frequência, assim, se controla o valor de tensão média na saída. O valor t_{pwm} refere-se ao tempo o qual o PWM fica ligado em um período T. O *duty cycle* d , ou ciclo de trabalho, é dado por [28]

$$d = \frac{t_{pwm}}{T}. \quad (6)$$

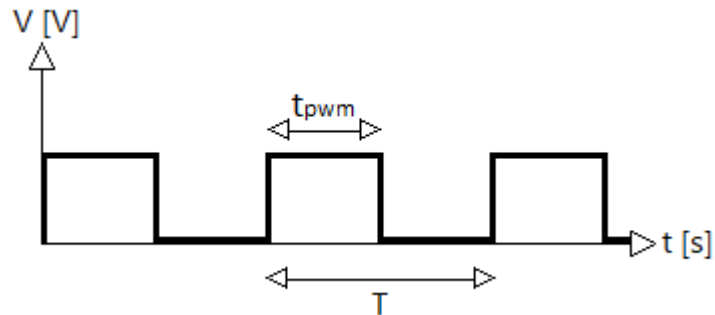


Figura 26 – Forma de onda do PWM.

O TL494 é um circuito integrado (CI) capaz de gerar sinais PWM com uma frequência fixada. Este componente é um elemento de suma importância, pois com o impulso da saída é possível comutar dispositivos de potência. Os impulsos de saída são modulados comparando-se um sinal de tensão dente de serra, gerado pelo oscilador interno do componente, com um sinal de controle. Quando o valor de tensão do dente de serra é maior do que a tensão de controle, os transistores de saída são ativados e o impulso gerado. Se a tensão de controle diminui, a largura do impulso aumenta [36]. O circuito interno do componente pode ser visto de forma mais detalhada na Figura 27.

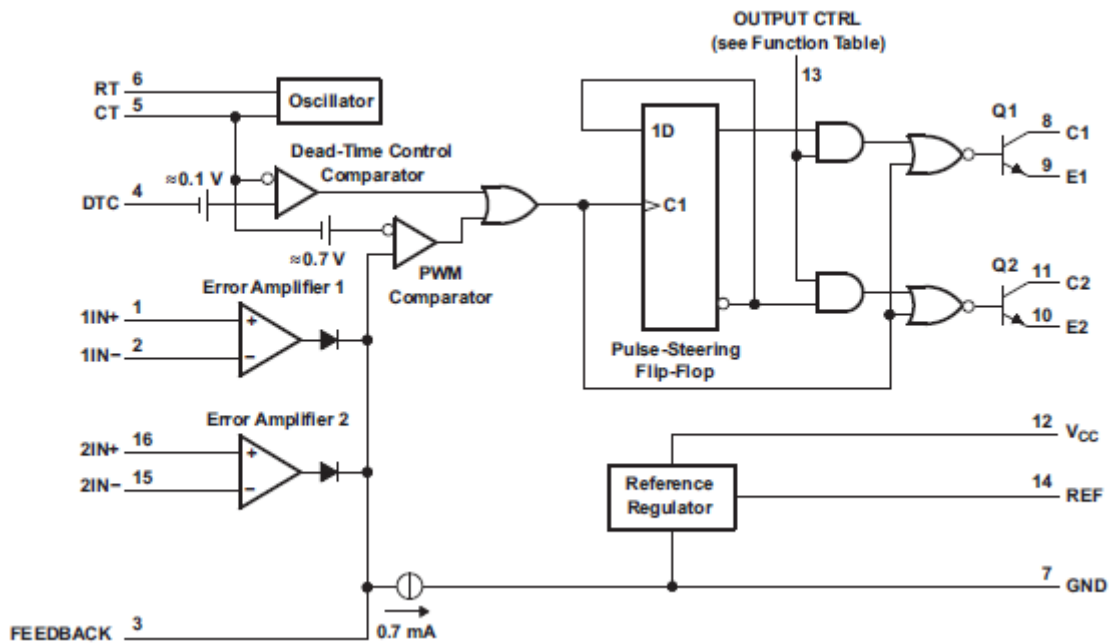


Figura 27 – Diagrama de blocos do TL494 [36].

O pino 12 deve ser ligado a uma fonte de alimentação externa que forneça entre 7 V e 40 V para o dispositivo funcionar, portanto, será usada a alimentação de 15 V proveniente do regulador de tensão discutido na subsecção 4.1. O pino em questão é a entrada de um regulador de tensão interno que fornece 5 V de referência em sua saída que é o pino 14. O pino 7 é o terminal de massa desse regulador [36].

O oscilador interno é responsável por gerar o sinal dente de serra usado na comparação com o sinal de controlo que gera o PWM. A frequência de operação desse oscilador é programada a partir de uma resistência R_t conectada ao pino 6 e um condensador conectado ao pino 5. Uma corrente constante determinada pela resistência R_t faz o oscilador carregar o condensador C_t , a produzir uma onda em forma de rampa linear até o valor de 3 V. Após atingir este valor, o condensador é descarregado e um novo ciclo de carga-descarga se inicia. Essa corrente pode ser encontrada por [36]

$$I_{carga} = \frac{3}{R_t}. \quad (7)$$

O período do sinal dente de serra é o mesmo do sinal PWM quando este está com a largura máxima e pode ser definido como [36]

$$T = \frac{3 \cdot C_t}{I_{carga}}. \quad (8)$$

A frequência das comutações e do oscilador é a mesma e é encontrada através de [36]

$$f = \frac{1}{R_t \cdot C_t}. \quad (9)$$

Para ter um controlo adicional sobre o período de inatividade do PWM, basta variar-se a tensão no pino de entrada 4, que é a entrada de um comparador lógico presente no circuito interno. Por exemplo, se aumentar a tensão neste pino, a saída do comparador inibirá a comutação na saída do dispositivo por mais tempo. A tensão em uma das entradas deste comparador é 110 mV (entrada associada ao pino 4), isso garante que o TL494 tenha um tempo morto de 3 %. Além disso, o componente pode receber valores de tensão no pino 4 apenas entre 0 V e 3,3 V. Por conta desse motivo, pode-se afirmar que o impulso de saída nunca chegará à largura de 100 % do período total, já que haverá um tempo de inatividade de

3 % nessa largura. Apesar disso, a largura do impulso não irá interferir no desenvolvimento do trabalho, então o pino 4 deve ser ligado à massa [36].

O CI do PWM contém dois amplificadores operacionais de erro. Neste tipo de amplificador, uma das entradas deve ter um valor de tensão de referência V_{ref2} , enquanto a outra entrada V_1 pode ser variada. Em malha aberta, o amplificador tem um ganho muito elevado, neste sentido, a saída será limitada pela alimentação do dispositivo. Uma tensão simétrica interna $\pm V$ do TL494 deve alimentar o amplificador. A saída V_2 terá como máximo o valor da alimentação $\pm V$, quando V_1 for maior ou menor que V_{ref2} . No entanto, para definir se essa tensão será positiva ou negativa, é necessário observar-se o sinal de tensão associado à entrada inversora. A Figura 28 apresenta a curva de transferência do amplificador, ou seja, a tensão de saída V_2 para os dois casos: V_1 e V_{ref2} na entrada inversora [37].

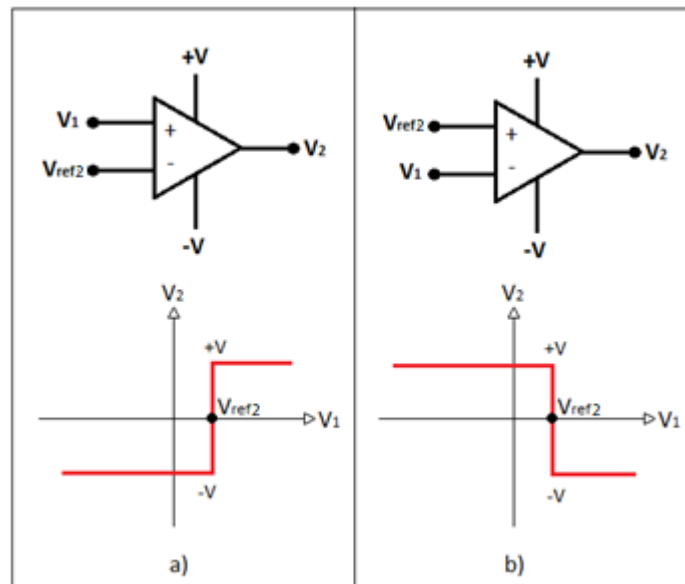


Figura 28 – Amplificador operacional de erro com: a) V_{ref2} na entrada inversora; b) V_1 na entrada inversora.

Na Figura 28a, quando V_1 aumenta e ultrapassa o valor de V_{ref2} a saída que antes negativa, fica positiva, pois o dispositivo satura e chega a um valor máximo de tensão de saída de $+V$. Isso acontece, pois a diferença entre os sinais $V_1 - V_{ref2}$ é maior do que zero. Para o caso da Figura 28b, ocorre o contrário, quando V_1 aumenta e ultrapassa o valor de V_{ref2} o dispositivo satura e fica com um valor máximo de tensão na saída de $-V$, pois $V_{ref2} - V_1$ é menor do que zero [37].

Existe um detalhe relevante no TL494 que deve ser considerado para projetar o circuito externo. Após a saída dos amplificadores de erro, existe um diodo cujo ânodo está conectado a V_2 . Isso significa que não haverá valor de tensão negativa na saída. Além disso, neste projeto será utilizado V_{ref2} na entrada não inversora.

Os pinos 2 e 15 são entradas inversoras e 1 e 16 as não-inversoras dos dois amplificadores presentes. Logo, dois sinais poderão existir na saída, mas o menor entre eles é o sinal enviado a um comparador lógico que controla a largura de impulso. Nesse trabalho precisa-se apenas de um amplificador na entrada, portanto, a considerar que será usado o amplificador 1 (referente aos pinos de entrada 1 e 2), então a entrada inversora (pino 15) do amplificador 2 será mantida na tensão de referência do circuito em integrado (15 V) e a entrada não-inversora (pino 16) será mantida na massa. Desta forma, o sinal gerado pelo amplificador 2 tem uma tensão mantida no V máximo positivo e qualquer sinal gerado pelo amplificador 1 será menor ou igual ao amplificador 2, portanto afirma-se o controlo da largura de impulso por meio do primeiro amplificador.

Enquanto V_2 tem uma tensão de saída que varia entre 0,5 V e 3,5 V, as entradas 1 e 2 são limitadas em 5 V, mas podem receber um valor de tensão até $V_o - 2$ (13 V) e o tempo de resposta é 400 ns, com resolução de 100 mV. A Figura 29 representa a comparação entre os sinais dente de serra (que pode ser visto no pino 5) e a tensão de controlo (vista no pino 3), a considerar que o circuito será montado com V_{ref2} na entrada não-inversora. Inicialmente, a Figura 29a o ganho é alto o suficiente para saturar a tensão de controlo em 5 V, na Figura 29b, à medida que V_1 aumenta e se iguala a V_{ref2} , impulsos aparecem e na Figura 29c é visto o impulso gerado enquanto V_1 continua a aumentar [36].

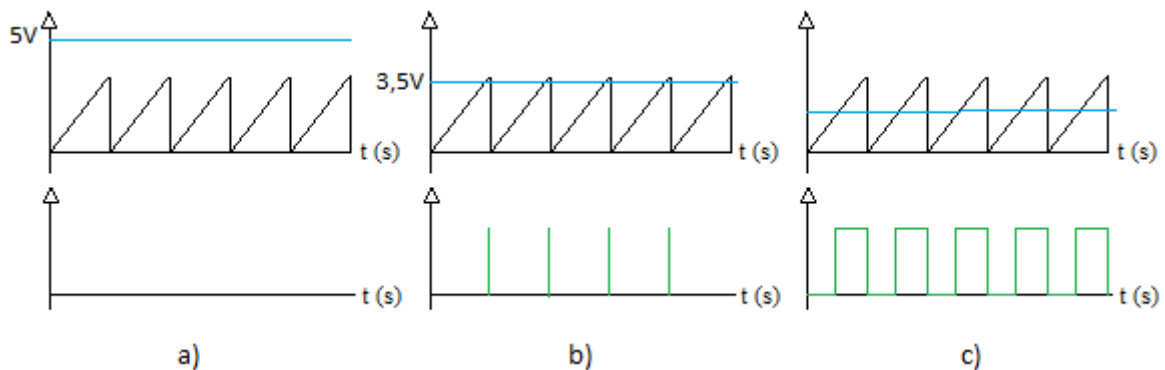


Figura 29 – Sinal gerado a partir da comparação entre o dente de serra quando a tensão de controlo está: a) saturada em 5 V; b) com 3,5 V; c) abaixo de 3,5 V.

Apesar do amplificador de erro não possuir realimentação, uma resistência de $1\text{ M}\Omega$ é adicionada entre os pinos 3 e 2, na intenção de que a variação na tensão saída seja gradual e não um disparo instantâneo de 0 a $+V$, como é mostrado na Figura 28a. Essa resistência atua juntamente com a resistência de $100\text{ k}\Omega$ para alterar o ganho, já que, se não houver alguma regulação, esse ganho será demasiado elevado. Quanto maior for o ganho, mais rápido a tensão de controlo diminui e a largura de impulso tende a chegar ao valor máximo. No entanto, interessa que a tensão de controlo diminua gradualmente e, por conta disso, foi definido experimentalmente o ganho que melhor se adequasse ao projeto.

Na saída do CI há dois transistores capazes de transmitir o sinal PWM. Eles estão configurados como coletor e emissor em aberto e são capazes de conduzir uma corrente elétrica de até 200 mA . O pino 13 define o modo de operação desses transistores de acordo com a tensão aplicada neste terminal. Se ele for ligado à massa, a operação dos transistores se dará em paralelo e ambos transmitem o mesmo sinal. Caso pino 13 seja conectado à referência de 5 V , fornecida pelo próprio dispositivo, os transistores operam em *push-pull* [36].

Para o circuito de proteção o pino 13 foi conectado à massa para operar em paralelo, pois não existe interesse em se obter dois transistores fornecendo semiciclos alternados. Os pinos 8 e 11 são ligados à tensão de 15 V e os pinos 9 e 10 são conectados entre si. Essa configuração confirma a ligação desses transistores em paralelo. Uma resistência de $2,2\text{ k}\Omega$ é ligado ao emissor (pino 9 ou 10) e, quando comparado à Figura 30, essa resistência é o R_E e o impulso de saída é, portanto, idêntico ao da entrada, não invertido. Se fosse feito o contrário, ao invés do PWM aumentar de 0% a 97% conforme sobe a tensão de entrada V_1 , ele começaria em 97% e diminuiria a 0% [36].

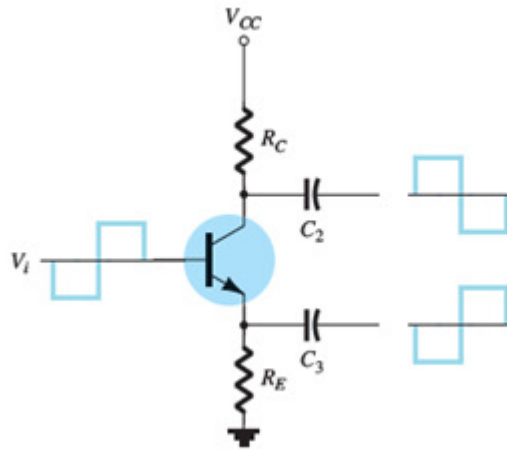


Figura 30 – Configuração de um BJT com uma resistência ligada ao coletor e outra no emissor [38].

Outro detalhe que deve ser levado em consideração para a construção desse circuito é a determinação das resistências (R_1 e R_2) conectados aos pinos 1 e 2, pois a relação entre eles é que determinará os valores das tensões V_1 e V_{ref2} . No pino 1, que determina o valor da tensão de referência V_{ref2} , existe um divisor de tensão entre $4,7\text{ k}\Omega$ e o *trimmer* de máximo $10\text{ k}\Omega$, a tensão V_{ref2} do divisor será dada por

$$V_{ref2} = V_{div} \frac{R_2}{R_1 + R_2}. \quad (10)$$

Quando a resistência de $4,7\text{ k}\Omega$ é conectada ao pino 14, V_{div} é igual a 5 V . Ajustando-se o *trimmer* também em $4,7\text{ k}\Omega$, pela equação (10), o valor de tensão V_{ref2} é de $2,5\text{ V}$. Enquanto o pino 1 recebe um valor de tensão fixo, o pino 2 receberá o valor do divisor de tensão entre duas resistências fixas, mas com V_{div} variável, uma vez que esta último é a tensão CC fornecida pelos retificadores.

No “Projeto 1”, pretende-se que a primeira proteção (com o conversor *buck*) atue quando o valor de tensão de saída do retificador for 45 V e a segunda proteção (de curto-circuito) em 48 V . Já no “Projeto 2”, espera-se que a primeira proteção acione em 350 V e a segunda em 380 V . Por conta disso, para cada um dos divisores de tensão dos projetos (situados no pino 2 dos CI’s), foram calculados diferentes valores de R_1 e R_2 de forma a fornecer $2,5\text{ V}$ na entrada variável do amplificador para valores de V_{div} igual a: 45 V , 48 V , 350 V e 380 V . Então, o impulso na saída aparece quando o nível de tensão média dos retificadores ultrapassar o valores de V_{div} associado à cada um dos CI’s.

O MOSFET de potência é um transistor de comutação rápida apropriado para potências de até alguns quilowatts e frequência máxima de 100 kHz, portanto é suficiente para esta aplicação, visto que a potência trabalhada no projeto o qual ele é empregado será igual 300 W. Além disso, a frequência de comutação é a do oscilador do TL494, cerca de 4,54 kHz. O MOSFET tem três terminais: porta G, fonte S e dreno D. Para o dispositivo do tipo enriquecimento de canal N, ao ser aplicada uma diferença de potencial entre os terminais de porta e fonte V_{GS} maior do que o valor de tensão de limiar V_{TH} , o dispositivo passa para o estado ligado. No entanto, se V_{GS} ficar abaixo do valor de V_{TH} , o dispositivo é desligado [28][38].

O componente IRFP260N, empregado no “Projeto 1”, um MOSFET do tipo enriquecimento de canal N que, para ser ativado, é necessário que V_{GS} seja maior do que 4 V. Este dispositivo suporta uma corrente máxima de 50 A e diferença de potencial de 200 V entre os terminais D e S [39]. Os transistores BJT de saída do TL494 são alimentados por 15 V no pino 11, e apesar de não constar na folha de dados do CI o valor da tensão de saturação entre coletor e emissor, sabe-se através de experimentos que esse valor de tensão não ultrapassa 3 V para a condição dos “Projetos 1 e 2”. Portanto, quando o transistor BJT do TL494 está em condução, a queda de tensão nos terminais dos emissores será grande o suficiente para ativar o MOSFET (cerca de 12 V).

O diodo escolhido (DSEI 30-10A) suporta tensão máxima inversa de 1000 V e corrente de 30 A [40]. Ao ativar o MOSFET, o diodo fica desligado, uma vez que está inversamente polarizado, a corrente é conduzida do sentido P para N e passa pela resistência, como mostra a Figura 32a. No entanto, se o MOSFET desligar, a corrente que ficou armazenada nas indutâncias parasitas dos cabos é retornada à resistência através do diodo, como ilustra a Figura 32b. A corrente começa a cair até se anular, pois não pode variar de modo instantâneo. Para aplicações com conversor *buck* é comum usar uma indutância em série com a resistência com a finalidade de filtrar a corrente para deixá-la mais linear. No entanto, para o caso deste trabalho, a indutância não será utilizada, pois não importa se a corrente for ondulada [28].

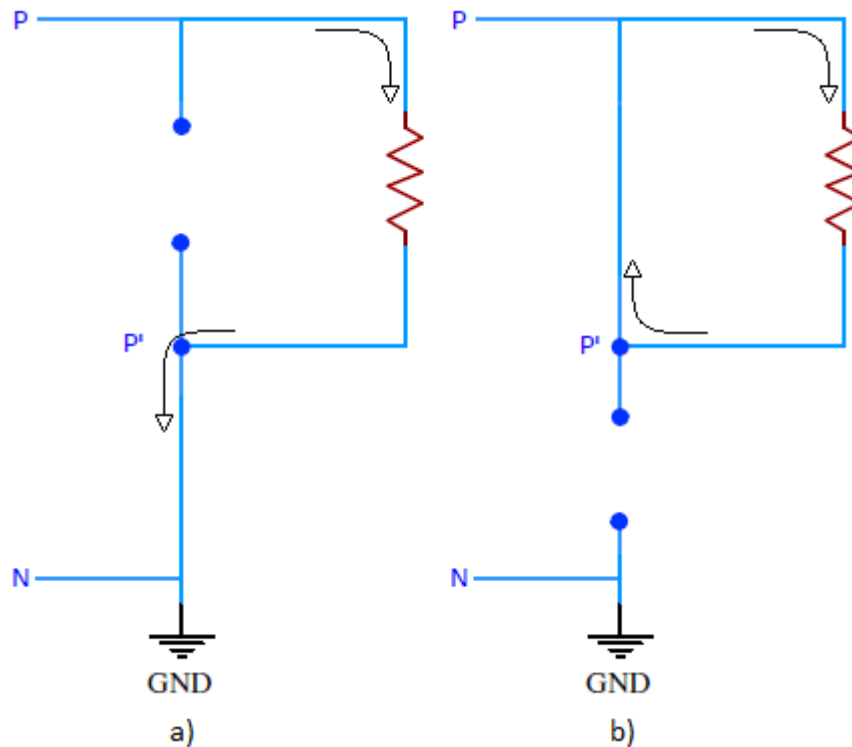


Figura 32 – Circuito equivalente para um conversor CC/CC *Buck* com chave a) ligada; b) desligada.

A tensão de saída do conversor abaixador, V_{BUCK} , é determinada pela multiplicação entre a tensão no barramento CC e o *duty cycle*, ou seja,

$$V_{BUCK} = d \cdot V_{DC}. \quad (11)$$

No “Projeto 2” é utilizado o componente IRG4PH40KD para ativar o circuito dissipador, ele suporta tensão máxima de 1200 V e corrente de 30 A [41]. Este é um transistor de porta isolada IGBT que possui características de um transistor bipolar de junção, quanto à baixa queda de tensão no modo saturação e as vantagens de comutação, através da porta de um MOSFET. Outra propriedade que o diferencia de um MOSFET é a não existência de um diodo reverso interno, isso diminui a capacidade de bloqueio para tensões inversas, no entanto possui perdas menores na condução. Além disso, sua frequência de comutação é um tanto menor quando comparado ao MOSFET, mas essas características citadas não comprometem o projeto [28].

O modo de operação de um IGBT pode ser também similar ao de um MOSFET no modelo cujo dreno liga-se à base de um transistor e fonte conecta-se ao emissor do mesmo transistor [28]. A vista disso, para colocá-lo no estado ligado basta polarizar positivamente o

terminal do coletor em relação ao terminal do emissor (neste caso feito com a referência de 12 V da saída do conversor *boost*) e aplicar uma diferença de potencial entre os terminais de porta e emissor V_{GE} suficientemente grande a ponto de exceder a tensão de limiar.

Para verificar se os componentes estão corretamente dimensionados, devem ser considerados o limite de tensão que o inversor suporta na entrada e a potência máxima que o gerador pode fornecer, assim, pode-se encontrar a corrente total do circuito dissipador. A resistência auxiliar terá valor diferente para cada aplicação, bem como a corrente total. Para dimensioná-las será usada a lei de Ohm conforme

$$I = \frac{P}{U} \quad (12)$$

$$R = \frac{U^2}{P}. \quad (13)$$

Nos testes experimentais, o circuito de proteção projetado para o gerador com 300 W atua a partir de uma entrada de 45 V na saída do retificador. Para o gerador de 1,5 kW a tensão máxima permitida será 350 V. A partir desses dados obtêm-se os valores apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Dimensionamento da corrente no circuito de dissipação e da resistência auxiliar.

	Dimensionamento do Projeto 1	Dimensionamento do Projeto 2
Corrente [A]	6,67	4,28
Resistência [Ω]	6,75	81,67

Ao comparar esses valores com os dados de cada componente, nota-se que os dispositivos estão corretamente dimensionados. Deve-se ainda notar que, quando o sinal PWM cessa, não existe nível de tensão suficiente para acionar os transistores MOSFET e IGBT, logo o circuito dissipador sai de condução.

4.5 Transformador

O transformador é um dispositivo comum em sistemas CA que consiste em dois ou mais enrolamentos acoplados pelo ar ou, de forma mais eficiente, usando um núcleo de ferro ou material ferromagnético. Ele é capaz de transformar tensões e correntes através do campo

magnético gerador a partir da ação combinada das correntes nos enrolamentos [22]. Um esquema do transformador pode ser visto na Figura 33.

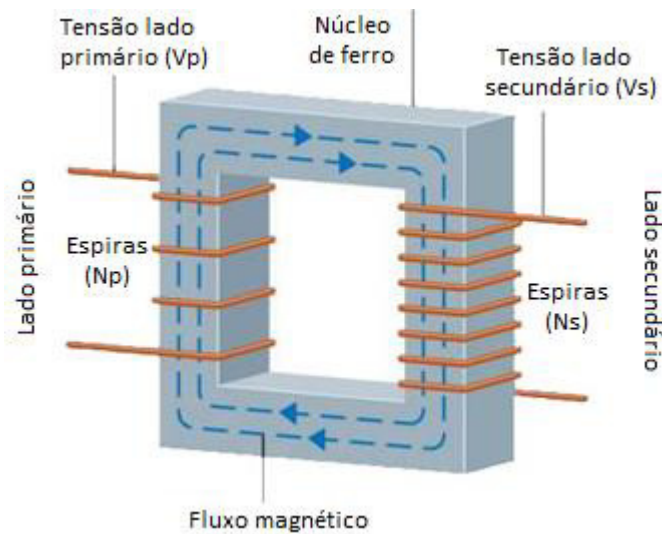


Figura 33 – Esquema de um transformador [43].

Se o enrolamento do primário for conectado a uma fonte de tensão alternada V_p , um fluxo magnético alternado e variável no tempo surgirá e será comum ao lado secundário. Devido ao fluxo comum, a tensão que aparecerá no lado secundário V_s , a qual dependerá dos números de espiras nos enrolamentos de ambos os lados (N_p e N_s) e estão relacionadas por uma constante de transformação n [23]. Tal relação é dada por

$$n = \frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s}. \quad (14)$$

Nesse trabalho, será necessário um transformador apenas para o “Projeto 2”, pois a tensão composta, que é a tensão entre duas fases do gerador, será muito alta em relação ao “Projeto 1” (pode chegar a 380 V) e, após a retificação a tensão CC alcança valores que podem queimar os componentes do circuito de controlo. Além disso, os lados primário e secundário são isolados, o que permite o isolamento da entrada do circuito de controlo. Para isso, será usado um transformador cuja tensão CA máxima no primário pode ser 400 V e a tensão CA máxima no secundário pode ser 55 V.

A partir dessa informação, pode-se encontrar o valor da constante de transformação n , pela Equação (14), a resultar em $n=7,27$. Para saber qual valor será dado no secundário para uma dada tensão no primário, utiliza-se, portanto

$$V_s = \frac{V_p}{7,27}. \quad (15)$$

4.6 Optoisolador

Na parte interna de um dispositivo optoisolador existe um LED infravermelho e um fototransistor que são projetados para realizar o melhor acoplamento possível. Entre esses componentes internos possui uma proteção isolante transparente que permite a passagem de luz. Além disso, podem ser usados para transmitir dados na faixa de megahertz. A ausência de contato elétrico entre os componentes internos permite isolar os circuitos de entrada e de saída [38].

O optoisolador HCPL-J314, aciona o IGBT que ativa o circuito de dissipação, e sua estrutura pode ser vista na Figura 34. Na folha de dados do componente existe uma tabela que mostra o valor da tensão V_0 . Quando o PWM está a mandar os impulsos, o LED infravermelho (pinos 2 e 3) ficará polarizado e conduzirá uma corrente, assim, a luz infravermelha será emitida [44]. Essa luz produz um efeito fotoelétrico que induz uma corrente de base no fototransistor que, por sua vez, é ativado [38]. Neste modo de operação, V_0 recebe o nível alto de tensão, ou seja, o valor de V_{CC} . Caso contrário, V_0 recebe V_{EE} e o valor de tensão ou corrente de controlo é insuficiente para acionar o IGBT ou o tiristor [44].

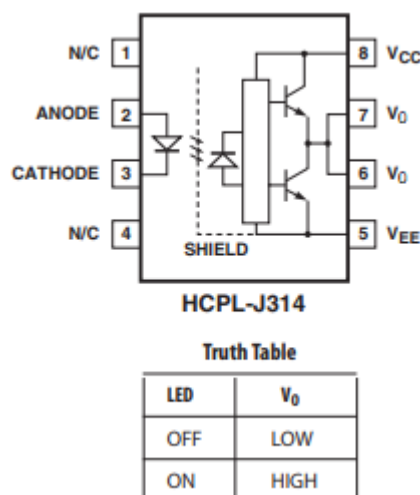


Figura 34 – Estrutura do optoisolador HCPL-J314 [44].

A folha de dados do HCPL-J314 recomenda também o uso de um condensador *bypass* entre V_{CC} e V_{EE} no valor de $0,1 \mu\text{F}$. O uso do optoisolador será fundamental no “Projeto 2”, pois o circuito de potência deste projeto atua com níveis de tensão e corrente elevados. Com o uso deste dispositivo, a saída do circuito de controlo fica isolada da parte de potência. Portanto, com o isolamento feito por este componente, pelo transformador e pelo conversor *boost*, pode-se manusear o circuito de proteção com baixos níveis de tensão e corrente. Além disso, é importante ressaltar que, isolando-se os circuitos, haverá também duas massas distintas.

4.7 Tiristor

O tiristor é uma designação para o semicondutor Retificador Controlado de Silício, SCR. Esse dispositivo se diferencia de um diodo comum de duas camadas pelo fato de apresentar um terceiro terminal, o qual é a porta. Este terminal determina quando o componente comuta de estado, ou seja, de circuito aberto para curto-circuito. Para ele entrar em condução, além de o ânodo ser positivo em relação ao cátodo, é preciso ainda fornecer um impulso de magnitude suficiente à porta, tal que estabeleça a corrente de disparo que é representada por I_{GT} [38]. O circuito equivalente do dispositivo pode ser visto na Figura 35.

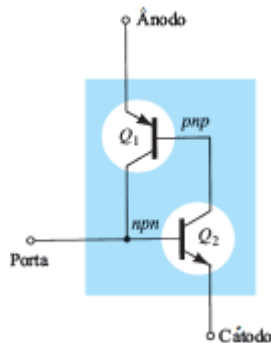


Figura 35 – Circuito equivalente do SCR com dois BJTs [38].

Com 0 V na porta, a tensão entre a base e o emissor de Q_2 é também 0 V e a corrente de base de Q_1 que é igual a corrente de coletor de Q_2 é suficientemente pequena a ponto de não ligar Q_1 . Com os dois transistores desligados, uma alta impedância entre o coletor e o emissor de cada transistor representa um circuito aberto no SCR. Com um impulso de magnitude grande suficiente aplicado à porta (valor que pode ser encontrado na folha de dados de cada

modelo), a tensão de base em Q_2 se eleva e liga Q_1 . Assim, a corrente no coletor de Q_1 aumenta, bem como a corrente no coletor de Q_2 . A corrente aplicada na porta aumenta ainda mais a corrente resultante no emissor de Q_2 e a baixa impedância do circuito equivalente se aproxima a um curto-circuito entre ânodo e cátodo, o que equivale ao SCR no estado ligado [38].

O curto-circuito provocado pelo tiristor no estado ligado é um ponto fundamental deste trabalho. Ao criar um curto-circuito no barramento CC, a saída do gerador também entrará em curto-circuito e, como foi mostrado na subseção 3.1.2, a tensão tende a diminuir até 0 V, enquanto a corrente tende a aumentar rapidamente. A vista disso, esta segunda proteção aparece como forma de proteger o inversor contra um aumento anormal na tensão. Ela será regulada para atuar quando o valor após a retificação for: 48 V para o “Projeto 1” e 380 V para o “Projeto 2”.

Vale ressaltar que, caso seja necessário fazer a proteção para valores maiores ou menores de tensão no circuito de proteção com conversor *buck* ou no circuito com o tiristor, basta apenas regular o valor da resistência no *trimmer* de modo a alterar o valor de referência do pino 2 em cada CI TL494.

Dado o exposto, se o gerador está a trabalhar sem carga, ou seja, em vazio, inicialmente a primeira proteção entra em ação e a corrente do gerador é enviada para a resistência auxiliar. Entretanto, caso a tensão continue a subir, a segunda proteção, que é o curto-circuito do gerador através da ativação do tiristor, entra em ação e protege o inversor contra a sobretensão.

O SCR CS45-08io1 suporta tensão máxima de 800 V e corrente máxima de 45 A entre os terminais do ânodo e cátodo. A corrente de curto-circuito precisa ser determinada experimentalmente, por meio de testes com o gerador em curto-circuito, no entanto, será visto na aplicação prática da subseção 6.2 que a corrente nem chega perto do máximo suportado. Portanto, o componente escolhido funciona em uma zona segura [45].

4.8 Dissipadores de calor

Quanto maior a potência dissipada por um transistor, mais a temperatura em suas junções *pn* e, portanto, no seu encapsulamento, aumenta. Em geral, transistores de silício têm temperatura de junção máxima entre 150 °C e 200 °C enquanto os de germânio têm entre 100 °C e 110 °C. Se essa temperatura aumenta, o transistor fica com uma capacidade de manipulação de potência restringida. Por isso, é usual montar os dispositivos em um dissipador de calor, a fim de que tenham uma área maior para irradiar o calor para o ar. Assim, é mantida a temperatura do encapsulamento para um valor menor próximo da temperatura ambiente (do ar) que não afeta o desempenho do transistor [38].

A partir dessa sentença, dispositivos como IGBT, MOSFET, tiristor, diodo e retificadores serão acoplados a placas metálicas dissipadoras de calor que façam contato com o ambiente externo para que o circuito não tenha seu desempenho prejudicado. Reguladores de tensão serão conectados a dissipadores (com dimensões aproximadas a 2 cm x 4 cm) na própria placa, pois a temperatura deles não é tão crítica quanto à dos transistores de potência.

4.9 Produto

Os circuitos de proteção contra sobretensão foram montados em placa de circuito impresso e colocados em uma caixa para ser transformado em um produto. A Figura 36 representa o resultado do “Projeto 1” enquanto a Figura 37 ilustra o “Projeto 2”.

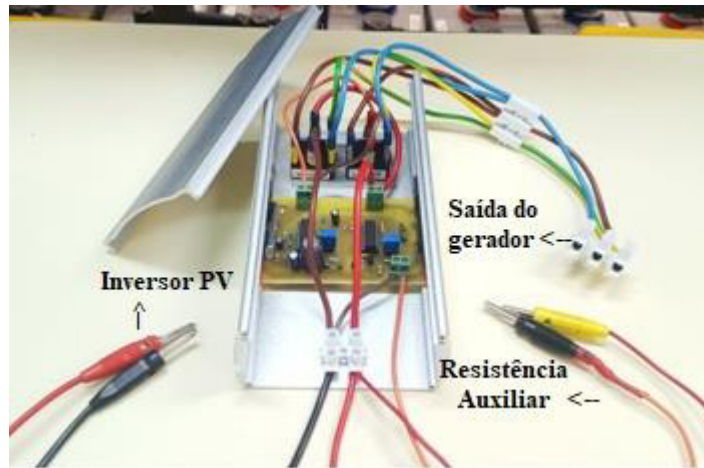


Figura 36 – Produto do Projeto 1 e especificação de conexão dos cabos.

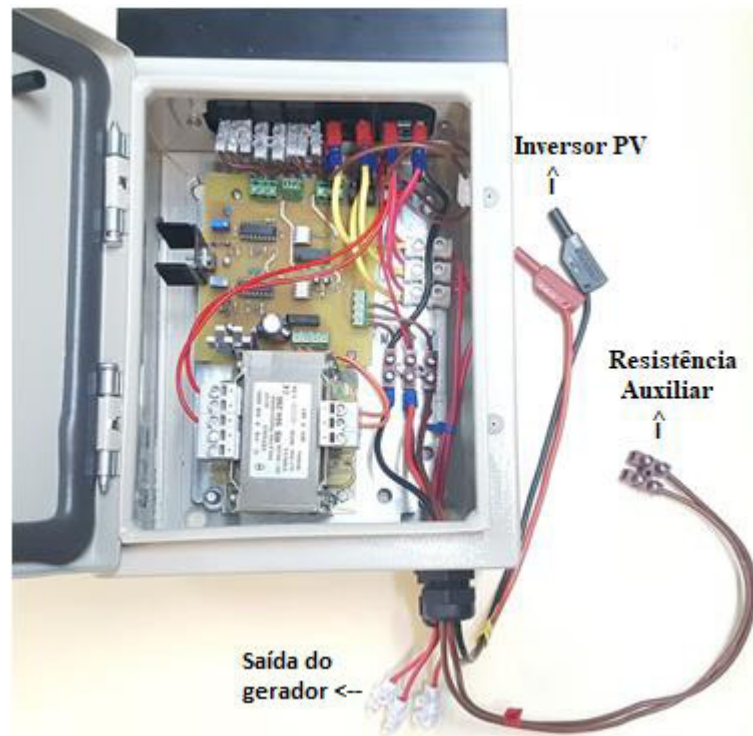


Figura 37 – Produto do Projeto 2 e especificação de conexão dos cabos.

Capítulo 5: Aplicação do circuito de proteção em pico-hídricas

Neste capítulo serão apresentadas aplicações do circuito de proteção em três pico-hídricas instaladas no laboratório de geotecnia do Instituto Politécnico de Bragança. Os testes permitem uma visualização do circuito de proteção em dois casos de funcionamento. O primeiro, quando as turbinas iniciam o funcionamento em vazio, sem que os inversores PV estejam a processar a potência. O segundo, no instante em que a potência já está a ser processada, mas uma falha provocada na rede elétrica faz com que o inversor desligue.

5.1 Sistema de teste

Inicialmente, o circuito de proteção do “Projeto 1” foi testado em um sistema com uma roda d’água construída em escala real para ser aplicada no contexto do Projeto SilkHouse. O projeto baseia-se na criação de uma microrrede inteligente constituída por fontes de energia renováveis e um sistema de monitoramento para a Casa da Seda, um museu de ciência na cidade de Bragança, Portugal [47].

O protótipo da roda d’água foi instalado sobre um tanque e possui jatos de água direcionados às pás. Um reservatório armazena a água a uma altura de 3,5 m do ponto de descarga. Existe, ainda, um gerador eólico de 300 W acoplado a roda d’água. O bombeamento da água do reservatório é feito por uma bomba acionada pelo motor trifásico da marca TEE Electric Motors modelo Q3E PA 132M4B-93 N [47]. A Figura 38 mostra o conjunto dos elementos deste sistema.



Figura 38 – a) Reservatório e tanque com roda d'água; b) Vista vertical da roda d'água [47].

O mesmo tanque no qual a roda d'água foi construída, possui também duas turbinas que foram usadas para os testes com o circuito de proteção do “Projeto 2”, uma Pelton e outra Turgo, ambas fabricadas pela empresa PowerSpout. Cada uma das turbinas já possui um gerador trifásico conectado em seu sistema e o máximo valor de potência gerada é 1200 W. O bombeamento de água para essas turbinas é feito pelo mesmo conjunto motor-bomba, o que diferencia o sistema a operar é o conjunto de válvulas. Para acionar a bomba é utilizado o motor trifásico da TEE Electronic Motors modelo Q3E FA 132M2C-40 H. A Figura 39 mostra as duas turbinas e o conjunto motor-bomba que aciona essas turbinas e o outro que aciona a roda d'água.



Figura 39 – Sistema hídrico com turbinas Turgo e Pelton, Motor 1 (Q3E PA 132M4B-93 N) e Motor 2 (Q3E FA 132M2C-40 H).

O controlo dos motores é feito através do conversor de frequência da ABB modelo ACS355-03E-07A3-4. O sistema com a roda d'água terá todas as válvulas abertas para se utilizar o caudal máximo e será controlada a frequência (em Hertz) do motor ligado à bomba de água. Por sua vez, o sistema com as turbinas, será controlado através da pressão (em bar) na bomba de água. O esquema dos testes é ilustrado na Figura 40. Com o auxílio de um osciloscópio, são retirados dois sinais de tensão: a saída CC do retificador e os impulsos do PWM.

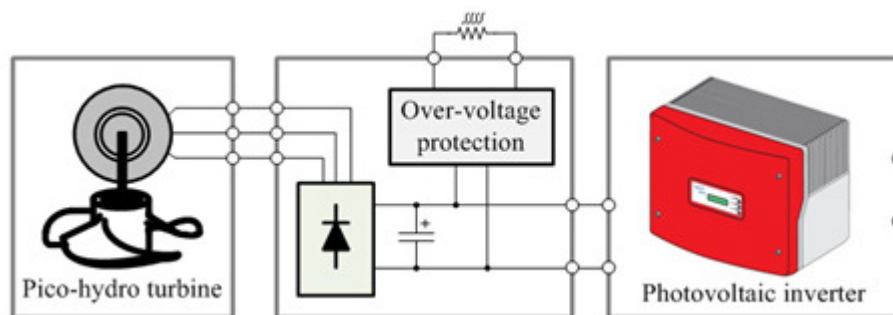


Figura 40 – Esquema dos testes experimentais com pico-hídricas, adaptado de [16].

5.2 Inversores de teste

Para a roda d'água, serão testados seis microinversores. A Tabela 3 apresenta os modelos dos microinversores PV utilizados juntamente com suas características elétricas. Já as turbinas Turgo e Pelton têm uma geração maior de energia, portanto, os inversores PV conectados a elas devem, também, ter maior capacidade de processamento de potência. Os inversores PV testados com as turbinas são apresentados na Tabela 4.

Tabela 3 – Modelos de microinversores PV usados nos testes experimentais.

	BeOn 500	INVO ¹	GWL POWER	APS YC250	APS YC500	SEEYES EVT500
Potência máxima na entrada (W)	300	280	250	310	310	300
Corrente máxima na entrada (A)	15	10	10,5	10,5	10,5	9,5
Tensão máxima na entrada (V)	50	50	50	55	55	54
Faixa de tensão MPPT (V)	24 - 40	28 - 40	20 - 40	22 - 45	22 - 45	24 - 42

Tabela 4 – Modelos de inversores PV usados nos testes experimentais.

	Omniksol-2k-TL2	Solax X1 Mini 1.5
Potência máxima na entrada (W)	2400	1650
Corrente máxima na entrada (A)	18	10
Tensão máxima na entrada (V)	500	400
Faixa de tensão MPPT (V)	120 - 450	70 - 380

5.3 Teste de sincronização com as pico-hídricas

Este teste tem como objetivo mostrar a atuação da proteção quando o gerador se encontra em vazio. Inicialmente, as válvulas são abertas e o conjunto motor-bomba é ativado pelo controle do conversor da ABB, o qual mantém a frequência no motor constante. O gerador começa operar, mas neste primeiro instante o inversor fotovoltaico não consegue processar a potência. Portanto, durante o intervalo de tempo de sincronização com a rede elétrica, o gerador trabalha em vazio e a tensão no barramento CC dispara. Para não danificar o inversor PV, o circuito de proteção atua e limita o ponto de ajuste de tensão para o qual foi projetado.

5.3.1 Roda d'água

Nos testes realizados com a roda d'água apenas três microinversores ligaram: BeOn 500, GWL POWER e Invo¹. A Figura 41 mostra o comportamento dos microinversores e do circuito de proteção. O canal 1 do osciloscópio representa a tensão no barramento CC e o canal 2 é a tensão na porta do MOSFET de potência, onde estão os impulsos do PWM. Com a frequência do motor mantida em 46 Hz o gerador alcançou 45 V em aproximadamente 20 s. O circuito com o conversor *buck* entrou em funcionamento com 45 V e estabilizou a tensão em 47,2 V.

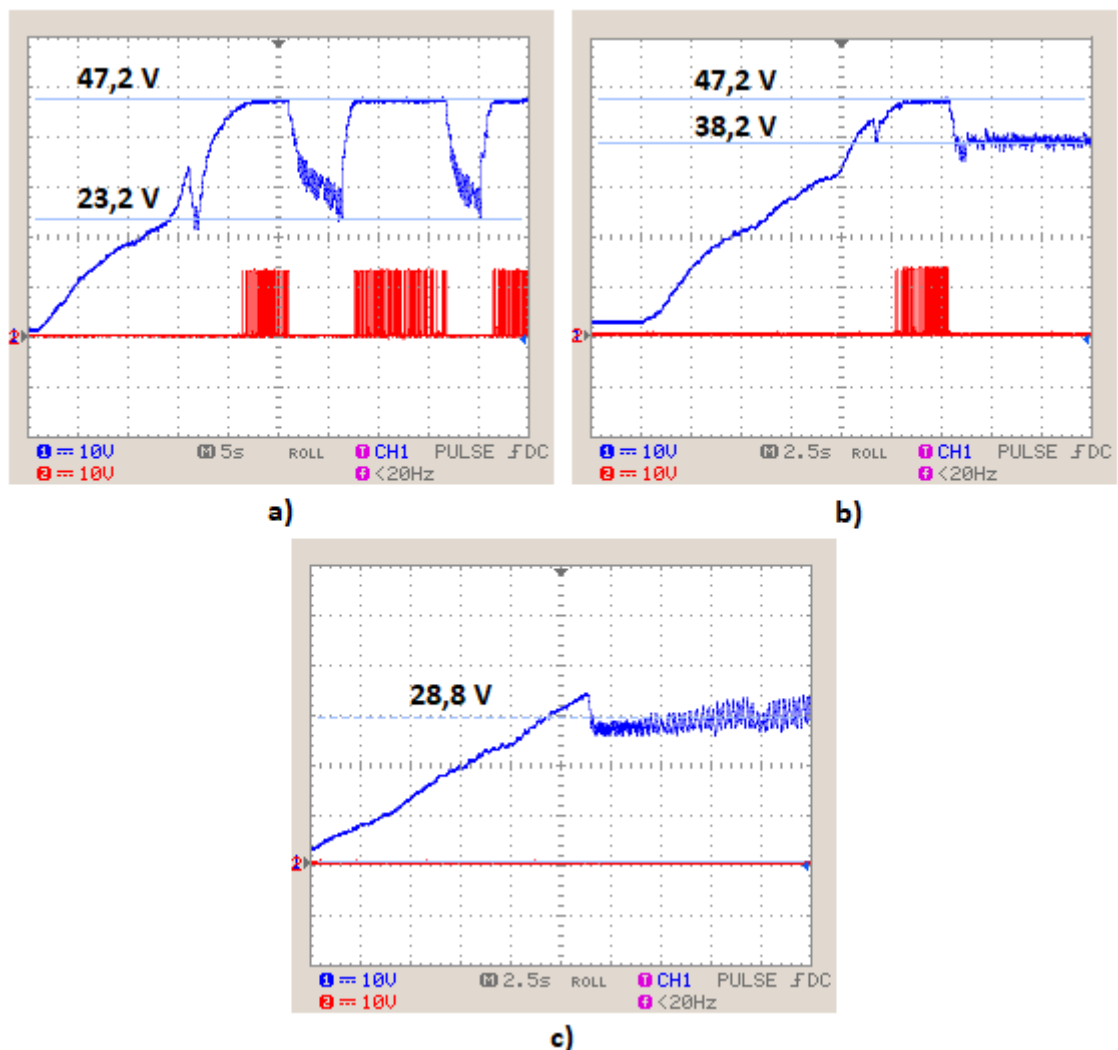


Figura 41 – Comportamento do circuito de proteção no sistema da roda d'água com o microinversor PV: a) BeOn 500; b) GWL POWER; c) Invo¹.

Na Figura 41a o microinversor tentou ligar algumas vezes, mas não obteve êxito, logo de início. Foi possível ver a tensão reduzir a um valor de aproximadamente 23,2 V durante a

tentativa de sincronização, mas voltou a 47,2 V, o que significa que o microinversor não foi capaz de fazer a interface entre o gerador e a rede elétrica neste primeiro momento. Na Figura 41b é possível ver o PWM a funcionar quando alcançou 45 V, mas cerca de 2,5 s após o início dos impulsos o inversor conseguiu conectar-se à rede elétrica e estabilizar seu funcionamento em um valor de 38,2 V. Na Figura 41c o microinversor mostrou-se bastante ágil, pois entrou em funcionamento e estabilizou em um valor de tensão médio de aproximadamente 28,8 V antes mesmo de ser ativado o circuito de proteção. Os demais inversores testados não funcionaram.

5.3.2 Turbina turgo

Neste teste, o canal 1 do osciloscópio mostra a tensão na entrada do optoisolador (onde passam os impulsos do circuito de proteção). Já o canal 2 retrata a tensão na saída do retificador monofásico. Na Figura 42a, a pressão foi mantida em 0,8 bar e o gerador alcançou 46,2 V (cerca de 350 V no barramento CC) em aproximadamente 50 s, momento em que a proteção começou atuar. Cerca de 50 s após o início do PWM o inversor Solax entrou em operação. Na Figura 42b, na tentativa de elevar a tensão em vazio do gerador mais rapidamente, a pressão foi mantida em 1 bar e levou cerca de 20 s para chegar no ponto de atuação da proteção. O inversor Ominiksol mostrou-se mais rápido em relação ao primeiro, pois ativou por volta de 25 s depois do início da proteção.

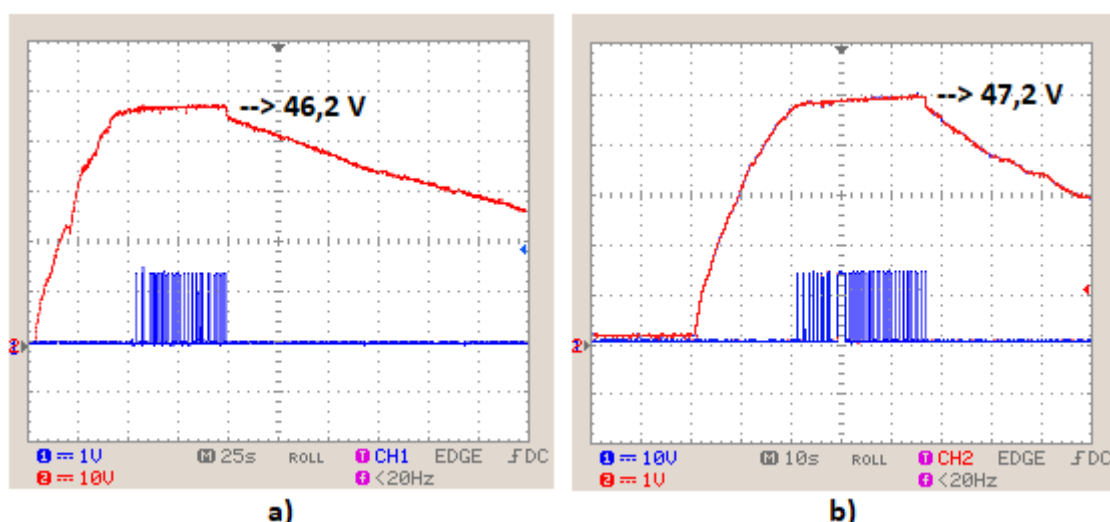


Figura 42 – Comportamento do circuito de proteção no sistema da turbina Turgo com o inversor PV: a) Solax; b) Ominiksol.

É importante destacar que o valor de tensão medida não era o valor de saída do gerador, mas sim um valor diretamente proporcional (V_{out}) que tem-se na saída do retificador monofásico do “Projeto 2”. Ao manipularem-se as equações (1) e (15), V_{out} é encontrado por

$$V_{out} = \frac{\sqrt{2}V_p}{7,27} - 2V_D. \quad (16)$$

Pela equação (2), encontra-se um valor de V_p igual a aproximadamente 257,4 V para 350 V no barramento CC e queda de tensão nos diodos do retificador trifásico igual a 1,26 V [30]. Portanto, se a queda de tensão nos diodos do retificador monofásico é 1,1 V, o valor de V_{out} que coloca a proteção do “Projeto 2” a funcionar deve ser cerca de 47,85 V.

5.3.3 Turbina pelton

Para esse teste, manteve-se a mesma configuração do teste com a turbina turgo nos canais 1 e 2 do osciloscópio. Na Figura 43, ambos os circuitos atingiram valores ainda mais aproximados a 47,85 V (valor o qual a proteção começa a atuar) quando comparado à Figura 42. Nesse caso, o acionamento da bomba pelo motor foi feito em 2 bar e 1,5 bar para os inversores PV da Figura 43a e Figura 43b, respectivamente. Novamente, o que diferenciou os dois inversores foi o tempo o qual eles levaram pra entrar em funcionamento, o Omninksol demorou cerca de 30 s enquanto o Solax demorou aproximadamente 75 s.

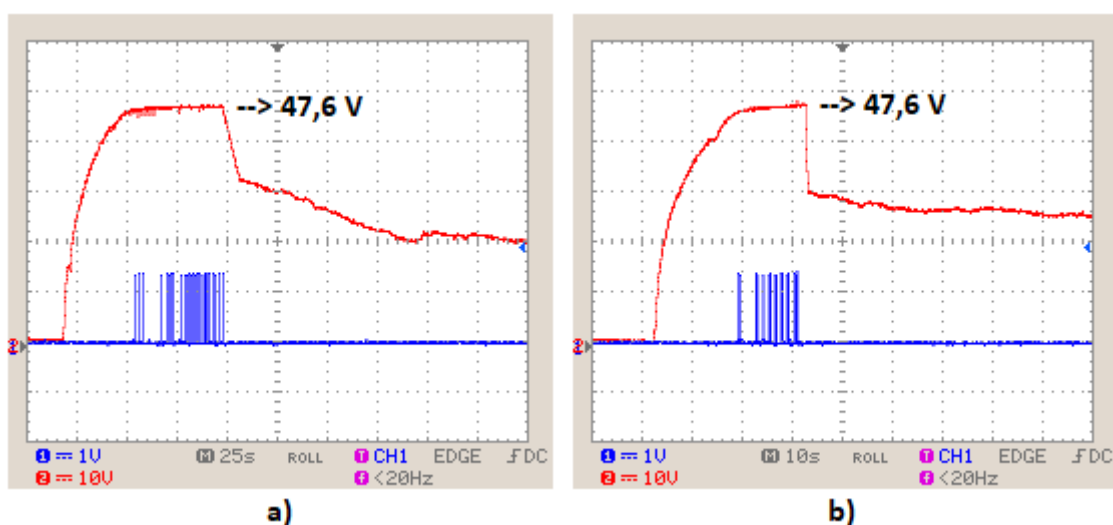


Figura 43 – Comportamento do circuito de proteção no sistema da turbina Pelton com o inversor PV: a) Solax; b) Ominiksol.

5.4 Teste de falha na rede

O teste de falha na rede é de extrema importância para mostrar a atuação do circuito de proteção quando existe uma falha na rede que desliga o inversor PV, pois o gerador fica no seu estado sem carga e eleva a tensão. Os inversores devem ser conectados a uma tomada de 220 V para funcionar e desligam automaticamente em duas situações: se ocorrer uma queda de energia; se a tensão ou a frequência na saída não estiverem dentro dos parâmetros estabelecidos por lei. Para simular a falha da rede, o inversor será, portanto, desconectado da tomada.

Os canais do osciloscópio foram mantidos no mesmo ponto do circuito em que estavam no teste de sincronização. Primeiramente, as turbinas são mantidas em funcionamento constante através da pressão da água determinada pelo conversor de frequência. Posteriormente, tira-se o inversor da tomada para observar se a proteção entra em ação. Esse teste pode ser visto na Figura 44, onde a tensão, que estava a ser mantida em um ponto de funcionamento aproximadamente constante pelos inversores, passou para o valor limitado pela proteção instantaneamente (logo após a falha na rede elétrica).

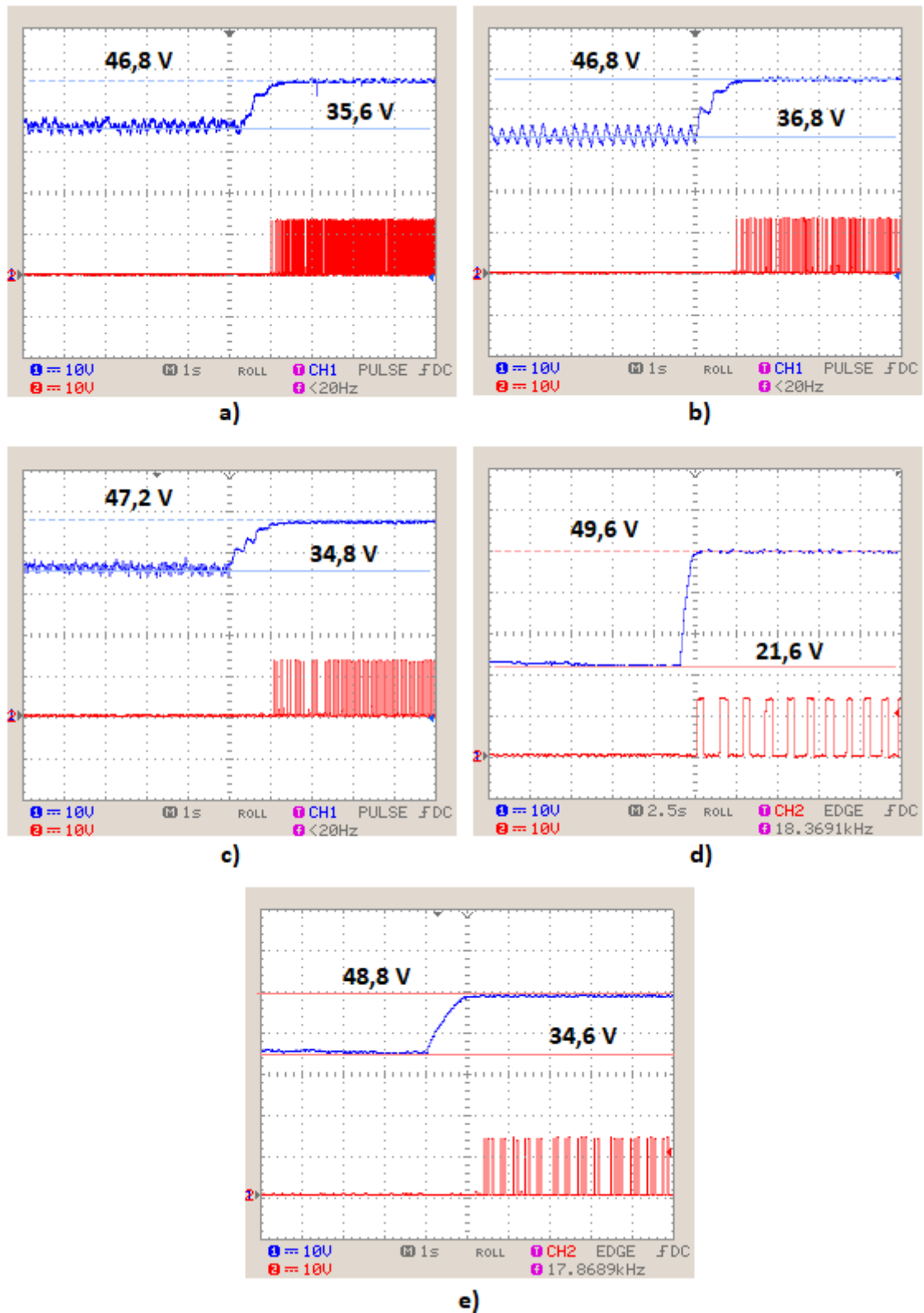


Figura 44 – Comportamento do circuito de proteção no teste de falha do inversor PV: a) BeOn; b) GWL Power; c) Invo¹; d) Omniksol; e) Solax.

5.5 Resultados e discussões

Mesmo com as diferenças de software de cada inversor PV, a maior parte dos equipamentos que foram testados conseguiu controlar a velocidade da turbina, mantendo-se em um valor de operação fixo. Os três microinversores que não ativaram nos sistemas pico-hídricos foram testados em módulos fotovoltaicos e entraram em funcionamento. Portanto, pode-se dizer que, por conta da lógica que utilizam para rastrear o MPP em módulos fotovoltaicos, não são adequados para uso com geradores.

O circuito de proteção mostrou-se bastante eficaz para todos os inversores testados, uma vez que atuou em todos os instantes para os quais foram projetadas suas intervenções. A proteção também respeitou o valor limite de entrada dos inversores PV e comprova-se, portanto, que o sistema desenvolvido é capaz de proteger os equipamentos em distintas aplicações em contexto real.

Capítulo 6: Validação do circuito de proteção em bancada

Este capítulo tem a finalidade de testar o circuito de proteção quando existe potência excedente no sistema, ou seja, o gerador fornece potência acima do valor que o inversor PV pode processar. Além disso, será testado o circuito de proteção de curto-circuito, pois esse teste não poderia ser feito com os sistemas propostos no Capítulo 5, uma vez que as turbinas iriam reduzir sua velocidade a ponto de sobrecarregar e danificar a bomba d'água e as tubulações.

No laboratório de sistemas eletromecatrônicos do Instituto Politécnico de Bragança foi montada uma bancada para testes com o “Projeto 1”. Um conversor de frequência da ABB modelo ACS355-03E-07A3-4 utiliza a macro PID para controlar em malha fechada a potência em um motor Leroy Somer modelo LSMV-100L acoplado ao aerogerador DS-300 que, por sua vez, é capaz de fornecer até 400 W. A bancada pode ser vista na Figura 45. Como não haviam geradores à disposição no laboratório com potência acima de 1500 W, não puderam ser feitos os mesmos testes para o circuito do “Projeto 2”, já que os dois inversores PV disponíveis eram capazes de processar valores de potência superiores a este.

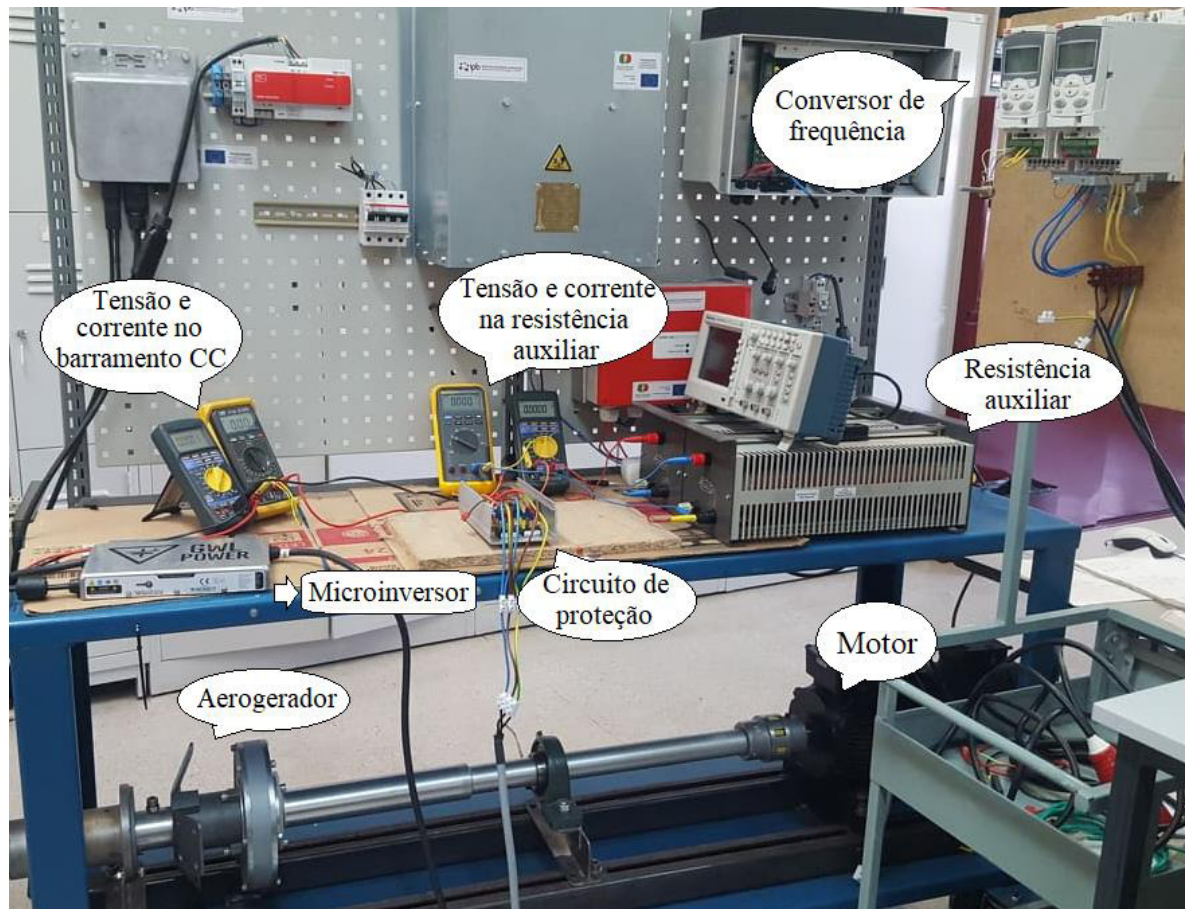


Figura 45 – Bancada de testes no laboratório de sistemas eletromecatrônicos.

6.1 Teste com potência superior ao limite do microinversor

Conforme aumentava-se lentamente a potência, era possível obter valores estáveis de tensão e velocidade no gerador enquanto estava a trabalhar sem carga. Assim, encontrou-se para cada microinversor o valor em que a tensão atingia $V_{PV\ start}$. A tensão era suficientemente pequena para que a proteção não atuasse. Após atingir a tensão que colocava o microinversor em funcionamento, a potência era aumentada e esperava-se o momento em que o sistema atingia valores estáveis no barramento CC. A potência no conversor de frequência era, então, elevada a tal ponto que ultrapassava $P_{DC\ máx}$ para ser observado o comportamento da proteção.

6.1.1 Microinversor Invo¹

A Tabela 5 contém os valores obtidos com o microinversor Invo¹. Com uma velocidade de 518 rpm no eixo da turbina e cerca de 22 V no barramento CC o inversor ligou. A partir deste valor, o próprio inversor determinou a velocidade a qual o eixo iria girar.

Tabela 5 – Valores de tensão, corrente e potência no barramento CC e na proteção com Invo¹.

Conversor ABB	Barramento CC		Proteção		Potência na carga	
	Velocidade (rpm)	V _{DC} (V)	I _{DC} (A)	V _{BUCK} (V)	I _{BUCK} (A)	Inversor PV (W)
518	22,19	2,49	0	0	55,2531	0
537	21,82	3,58	0	0	78,1156	0
551	21,87	4,64	0	0	101,4768	0
562	21,92	5,64	0	0	123,6288	0
577	21,95	6,57	0	0	144,2115	0
590	22,02	7,63	0	0	168,0126	0
739*	29,98	6,6	0	0	197,868	0
739*	30,25	7,25	0	0	219,3125	0
739*	30,5	7,265	0	0	221,5825	0
739*	30,6	7,9	0	0	241,74	0
1100	45,49	6,03	10,41	1,45	274,3047	15,0945
1122	46,03	5,96	15,43	2,22	274,3388	34,2546
1134	46,48	5,87	19,23	2,83	272,8376	54,4209
1155	46,81	5,83	23,4	3,49	272,9023	81,666
1167	47,19	5,8	26,22	3,95	273,702	103,569

* Região de operação acima de $V_{MPP\ min}$.

Conforme a potência imposta pelo conversor aumentava, a velocidade também aumentava. No entanto, o controle interno do microinversor estabilizou um valor de tensão de aproximadamente 22 V ($V_{MPP\ min}$) enquanto apenas a corrente aumentava. A faixa representada na cor amarela indica o momento que o microinversor entrou na faixa de operação a qual tenta manter a corrente próxima do valor nominal do gerador. A partir de 1100 rpm, o microinversor só conseguia processar aproximadamente 273 W da potência que estava a ser injetada em seus terminais de entrada. Nesse ponto, a tensão aumentou lentamente de 30,6 V para 45,49 V e, quando o microinversor não conseguiu mais alterar o par corrente e tensão para ajustar seu funcionamento, a proteção entrou em ação.

Percebe-se, então, uma alteração nos valores de tensão e corrente na proteção, que aumentam conforme a potência injetada pelo gerador se eleva. Contudo, a potência processada pelo inversor é mantida praticamente constante. A Figura 46 mostra claramente quando a potência excessiva começa a ser dissipada na resistência auxiliar.

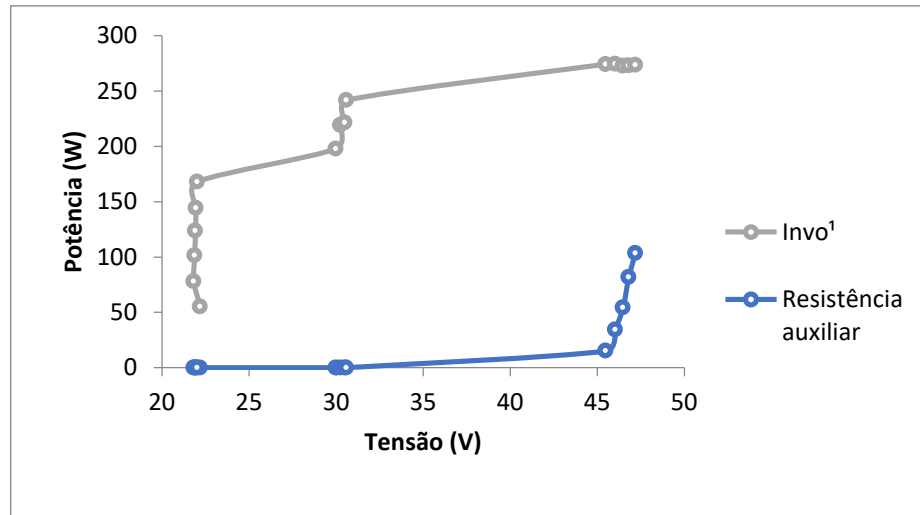


Figura 46 – Curva de Potência vs Tensão para o Invo¹ e resistência auxiliar.

6.1.2 Microinversor BeOn

Na Tabela 6, pode ser visto que o início de funcionamento do microinversor BeOn se deu em 492 rpm e a tensão ficou praticamente fixa enquanto a corrente se elevava até a faixa amarela, área de funcionamento para a qual o microinversor tenta aproximar a corrente do valor nominal do gerador. O funcionamento deste microinversor foi similar ao Invo¹. Com velocidade de 1113 rpm o microinversor conseguiu processar cerca de 273 W e o excedente foi dissipado na resistência auxiliar, como mostra o gráfico da Figura 47.

Tabela 6 – Valores de tensão, corrente e potência no barramento CC e na proteção com BeOn.

Conversor ABB	Barramento CC		Proteção		Potência na carga	
	Velocidade (rpm)	V _{DC} (V)	I _{DC} (A)	V _{BUCK} (V)	I _{BUCK} (A)	Inversor PV (W)
492	21,6	1,56	0	0	33,696	0
540	22,67	2,46	0	0	55,7682	0
555	22,73	3,6	0	0	81,828	0
570	22,8	4,63	0	0	105,564	0
582	22,8	5,6	0	0	127,68	0
595	22,9	6,6	0	0	151,14	0
609	22,97	7,54	0	0	173,1938	0
621	23,01	8,44	0	0	194,2044	0
740*	30,35	6,125	0	0	185,89375	0
740*	30,7	6,165	0	0	189,2655	0
740*	27,4	9,92	0	0	271,808	0
1113	45,88	5,97	13,5	1,9	273,9036	25,65
1130	46,3	5,9	17,85	2,6	273,17	46,41

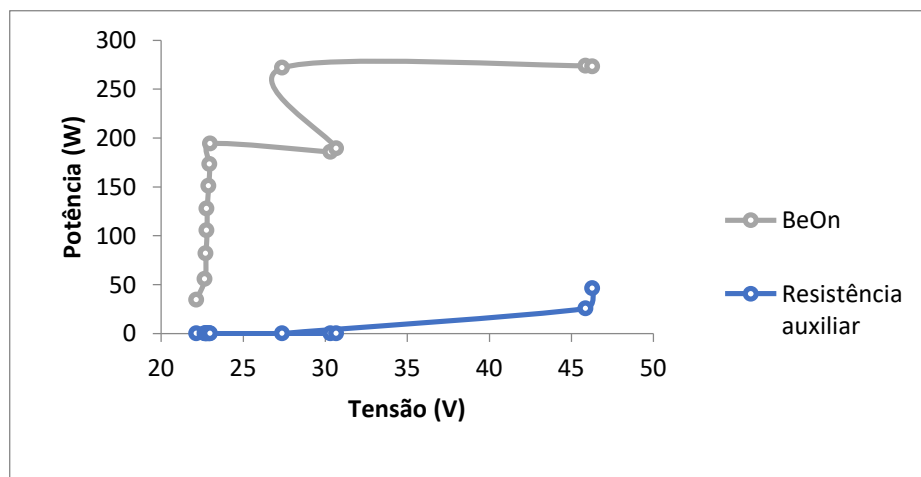
*Região de operação acima de $V_{MPP\ min}$.

Figura 47 – Curva de Potência vs Tensão para o BeOn e resistência auxiliar.

6.1.3 Microinversor GWL POWER

Na Tabela 7, o início de operação do microinversor GWL POWER ocorreu quando a velocidade era 533 rpm. Nesse equipamento, ao contrário do Invo¹ e BeOn, a tensão e a corrente de entrada aumentaram gradualmente. O microinversor não conseguiu mais processar toda a potência apenas quando foi atingida uma velocidade no valor de 1103 rpm. A partir desse momento, a potência na entrada manteve-se constante em aproximadamente 294 W, enquanto a potência na resistência aumentou, como ilustra a Figura 48.

Tabela 7 – Valores de tensão, corrente e potência no barramento CC e na proteção com GWL POWER.

Conversor ABB Velocidade (rpm)	Barramento CC		Proteção		Potência na carga	
	V _{DC} (V)	I _{DC} (A)	V _{BUCK} (V)	I _{BUCK} (A)	Inversor PV (W)	Resistência (Ω)
533	22,6	1,41	0	0	31,866	0
537	22,44	2,62	0	0	58,7928	0
554	22,5	3,77	0	0	84,825	0
566	22,55	4,7	0	0	105,985	0
580	22,58	5,77	0	0	130,2866	0
593	22,63	6,73	0	0	152,2999	0
605	22,66	7,63	0	0	172,8958	0
617	22,7	8,57	0	0	194,539	0
650	23,89	9,09	0	0	217,1601	0
682	24,95	9,63	0	0	240,2685	0
725	26,64	9,92	0	0	264,2688	0
1103	45,4	6,49	9,2	1,28	294,646	11,776
1125	45,96	6,4	14,46	2,09	294,144	30,2214

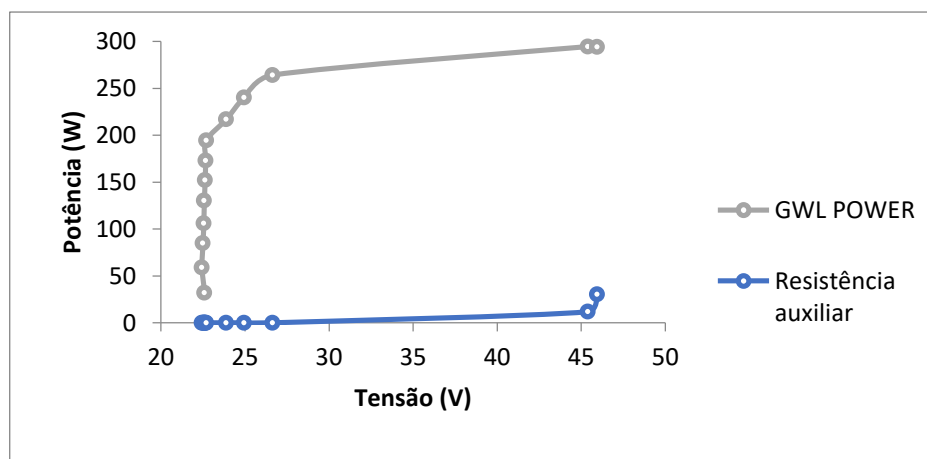


Figura 48 – Curva de Potência vs Tensão para o GWL POWER e resistência auxiliar.

6.2 Teste de curto-circuito

Para realizar esse teste foi necessário aumentar a potência no conversor de frequência a ponto que, após a atuação da primeira proteção, a tensão no barramento CC continuasse a subir até que chegasse ao valor que coloca a proteção de curto-circuito em ação.

A Figura 49 mostra o momento em que o curto-circuito ocorre. O canal 1 do osciloscópio representa a tensão na porta do MOSFET de potência e o canal 2 ilustra a tensão

no barramento CC. Primeiro, a proteção com a resistência auxiliar entrou em ação, com 45 V. Posteriormente, ao atingir 47,2 V, a tensão cai drasticamente a 2,4 V, que é o valor apenas da queda de tensão no tiristor. A velocidade passou de 1180 rpm para 255 rpm. Após alguns instantes, a corrente de circuito era aproximadamente 18 A e manteve-se estável, uma vez que não foi aumentada a potência no motor através do conversor de frequência.

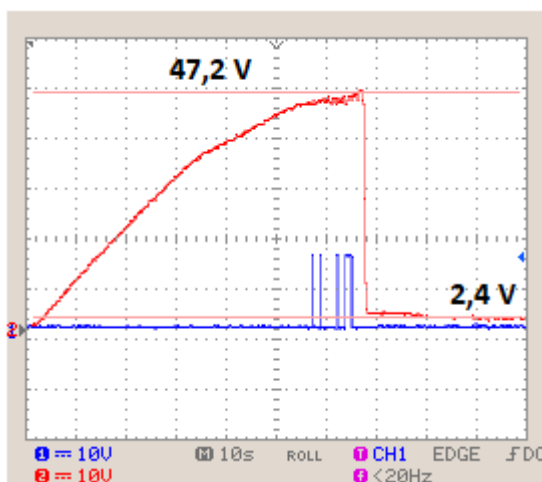


Figura 49 – Transição entre proteção com resistência auxiliar e proteção com curto-circuito.

6.3 Resultados e discussões

A Figura 50 ilustra o gráfico de tensão e corrente na entrada do Invo¹, enquanto a Figura 51 e a Figura 52 mostram o mesmo gráfico para os microinversores BeOn e GWL POWER, respectivamente. Ao comparar os três gráficos com a Figura 21, ficam evidentes as características de funcionamento de um inversor PV relacionadas na subseção 3.4. Para garantir o valor $V_{MPP\ min}$, os microinversores elevam a corrente (ponto 1 da Figura 21). A partir de então, tentam manter a corrente próxima do valor de corrente nominal do gerador (ponto 2 da Figura 21). Por fim, os últimos pontos do gráfico possuem praticamente o mesmo valor de tensão e corrente, portanto, foi atingido o valor de $P_{DC\ máx}$ do microinversor (ponto 3 da Figura 21).

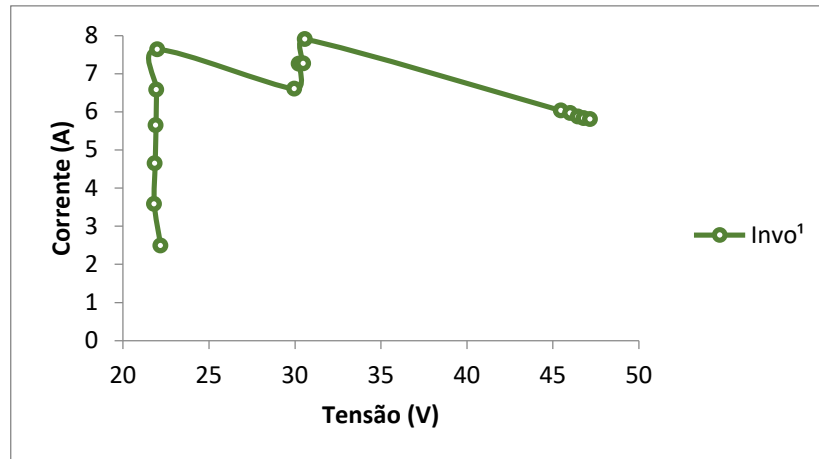


Figura 50 – Gráfico de Tensão vs Corrente na entrada do Invo¹.

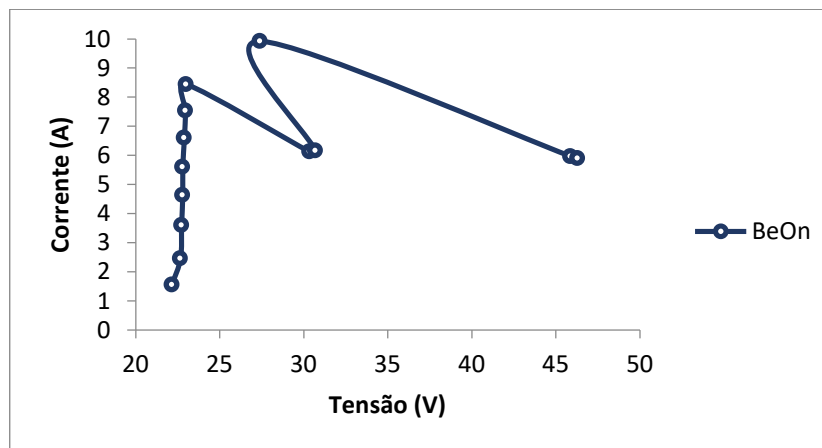


Figura 51 – Gráfico de Tensão vs Corrente na entrada do BeOn.

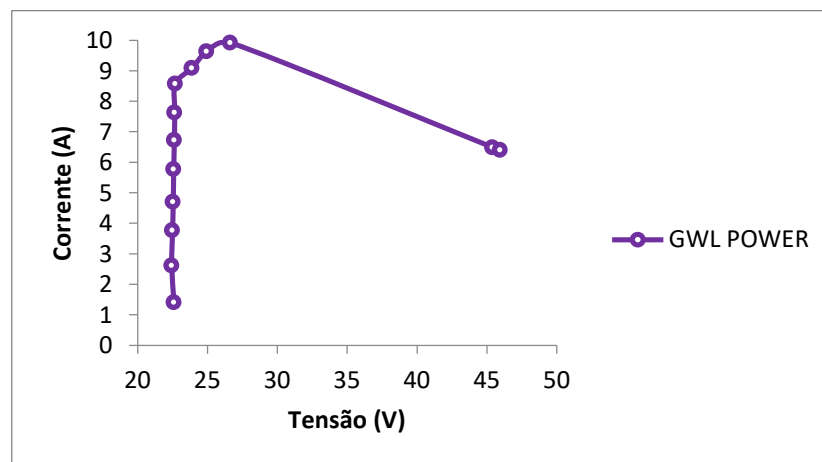


Figura 52 – Gráfico de Tensão vs Corrente na entrada do GWL POWER.

Os microinversores que não entraram em funcionamento no Capítulo 5 foram também testados em bancada. No entanto, mesmo que fosse mantida a velocidade constante, ou para diferentes valores de potência injetada pelo motor (entre 100 W e 300 W), nenhum dos inversores conseguiram alinhar-se ao sistema.

O teste de curto-circuito comprovou que a velocidade da turbina poderia ser demasiadamente reduzida com a ativação do tiristor e, conseqüentemente, a tensão de saída. Portanto, apresentou-se como uma alternativa viável para proteger os inversores em últimas circunstâncias. Nessa condição, para desligar o tiristor e o circuito voltar à operação normal, o gerador deve parar de fornecer corrente. Portanto, é necessária uma interferência externa, que faça a parada da turbina.

Capítulo 7: Conclusões e trabalhos futuros

O trabalho realizado com a presente dissertação veio contribuir para demonstrar que é possível desenvolver um sistema que permite integrar geradores a inversores eletrônicos, principalmente o sistema com geradores pico-hídricos e inversores fotovoltaicos, que foram o foco deste trabalho. Esta alternativa apresenta-se como uma solução eficiente e de baixo custo que permite explorar a capacidade energética nas localidades com potencial hidrelétrico de pequena escala (até 1,5 kW). Assim, além de propagar o uso de energias renováveis e reduzir a emissão de gases poluentes, também é importante para populações sem acesso à eletricidade.

O circuito de proteção contra sobretensão é uma solução simples, robusta e com baixo custo de fabricação que viabiliza a conexão dos geradores com os inversores para ligação à rede elétrica. A proteção desempenha um papel de extrema importância, dado que, sem o uso dela, um conversor eletrônico pode danificar-se quando a sua tensão de entrada ultrapassa os limites para o qual foi projetado.

Após os testes realizados em quatro sistemas diferentes (Roda d'água, Pelton, Turgo e aerogerador DS-300) com oito inversores fotovoltaicos variados, notou-se que: o circuito de proteção não apresentou falhas quanto ao seu funcionamento; o comportamento de um inversor PV com o gerador mostrou-se compatível com as características teóricas; e alguns microinversores não entraram em funcionamento, pois seu algoritmo de rastreamento MPP não era capaz de lidar com as características de corrente-tensão do gerador.

A exploração de pico-hídricas, como fontes de energia distribuída conectadas à rede elétrica, ou microrredes, é possível com o circuito de proteção desenvolvido neste trabalho. Os testes experimentais realizados permitiram validar, em contexto real e em bancada de trabalho, o circuito de proteção. Além disso, a proteção provou ser eficaz nas situações esperadas: durante o arranque da turbina (gerador), enquanto os inversores estão a conectar-se

à rede; quando os geradores estão sem carga devido a falhas na rede; e em casos de potência excessiva.

7.1 Trabalhos futuros

Caso a segunda proteção (curto-circuito) entre em ação em um aerogerador, o vento acaba por cessar após um tempo e o sistema reinicia-se sozinho. No entanto, no caso das pico-hídricas, a água flui constantemente e o sistema apenas reinicia quando, manualmente, se interrompe o caudal nas turbinas. Não existe um sistema de alarme que avise os usuários da turbina sobre o momento em que o fluxo de água deve ser interrompido, pois no momento do curto-circuito a alimentação dos circuitos cessa e, logo, um sistema de alarme só poderia ser feito com o uso de uma alimentação externa. A partir disso, podem ser analisadas as vantagens e desvantagens de criar-se um sistema alimentado por fonte de tensão externa e acrescentar ao circuito um alarme para o caso das pico-hídricas.

Ademais, podem ser feitos testes com os circuitos de proteção com maior número de inversores PV, para listar quais os inversores que melhor se adaptam aos geradores. Assim, aumenta-se ainda mais a confiabilidade em sistemas de geração baseado em geradores pico-hídricos e inversores fotovoltaicos. Outra sugestão é testar o circuito de proteção em sistemas pico-hídricos e eólicos com o uso de inversores eólicos a fim de verificar a eficiência do circuito de proteção nestes sistemas.

Referências

- [1] A. K. Yahya, W. N. W. A. Munim, and Z. Othman, “Pico-hydro power generation using dual pelton turbines and single generator”, in *IEEE 8th International Power Engineering and Optimization Conference*, Langkawi, Malaysia, 2014.
- [2] Z. Fusheng, R.T. Naayagi, “Power Converters for DC Microgrids – Modelling and Simulation”, in *IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, Singapore, Singapore, 2018.
- [3] L. Zhang, S. Wang, Y. Zhao, and Wei Tang, “Prospects for and applications to microgrid technology”, in *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, Chengdu, China, 2010.
- [4] P. Gopakumar, M. J. B. Reddy, and D. K. Mohanta, “Renewable Energy Utilization using Low Power Microgrid System”, in *International Conference on Power, Energy and Control (ICPEC)*, Sri Rangelatchum Dindigul, India, 2013.
- [5] L. Zhang, S. Wang, Y. Zhao, and W. Tang “Prospects for and Applications to Microgrid Technology”, in *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, Chengdu, China, 2010.
- [6] H. Li, Y. Yuan, L. Zhang, and T. Huang, “Research and application on microgrid integrated energy service technology for modern agriculture”, in *2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, Beijing, China, 2018.
- [7] D. Munteanu, C. Marinescu, I. Serban, and L. Barote, “Control of PV Inverter with Energy Storage Capacity to Improve Microgrid Dynamic Response”, in *International Conference on Applied and Theoretical Electricity (ICATE)*, Craiova, Romania, 2016.
- [8] REN 21. Renewables 2018 Global Status Report, disponível em <http://www.ren21.net/gsr-2018/>, Acessado em Abril de 2019.
- [9] B. G. Teshager, H. Minxiao, S. Patrobers, Z. W. Khan, L. K. Tuan, and F. M. Shad, “Direct power control strategy based variable speed pumped storage system for the reduction of the Wind power fluctuation impact on the grid stability”, in *IEEE 12th International*

Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG 2018), Doha, Qatar, 2018.

[10] Y. Cui, P. Song, X. S. Wang, W. X. Yang, H. Liu, and H. M. Liu, “Wind Power Virtual Synchronous Generator Frequency Regulation Characteristics Field Test and Analysis”, in *2nd International Conference on Green Energy and Applications (ICGEA)*, Singapore, Singapore, 2018.

[11] S. J. Williamson, A. Griffo, B. H. Stark, and J. D. Booker, “Control of Parallel Single-Phase Inverters in a Low-Head Pico-Hydro Off-Grid Network”, in *39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Vienna, Austria, 2014.

[12] S. S. Katre, V. N. Bapat, “Induction generator for Pico-hydro generation as a renewable energy source”, in *International Conference on Energy Systems and Applications*, Pune, India, 2016.

[13] M. F. Basar, A. Ahmad, N. Hasim, and K. Sopian, “Introduction to the Pico Hydro Power and the Status of Implementation in Malaysia”, in *IEEE Student Conference on Research and Development*, Cyberjaya, Malaysia, 2011.

[14] L. Chen, and Y. Liu, “Scheduling Strategy of Hybrid Wind-Photovoltaic-Hydro Power Generation System”, in *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN 2012)*, Hangzhou, China, 2013.

[15] Q. Zhang, M. Wangg, X. Wang, and S. Tian, “Mid-long Term Optimal Dispatching Method of Power System With Large-scale Wind-Photovoltaic-Hydro Power Generation”, in *IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, Beijing, China, 2017.

[16] V. Leite, J. Couto, Â. Ferreira, and J. Batista, “A Practical Approach for Grid-connected Pico-hydro Systems using Conventional Photovoltaic Inverters”, in *IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Leuven, Belgium, 2016.

[17] V. Leite, J. Couto, Â. Ferreira, and J. Batista, “Compatibility Analysis of Grid-connected Pico-hydro Systems using Conventional Photovoltaic Inverters”, in *18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe)*, Karlsruhe, Germany, 2016.

[18] FORTIS WIND ENERGY. Instruction Manual: Overvoltage Controller 400V-15A. Electronic Publication, 2008.

[19] SMA SOLAR TECHNOLOGY. Instruction Manual: Windy Boy Protection Box. Electronic Publication, WBP-Box-UEN103620.

- [20] POWERSPOUT. Instruction Manual: PowerClamp Technical Specifications & Installation Guide. Electronic Publication, 2017.
- [21] USGS. “A turbine connected to a generator produces power inside a dam”, disponível em <https://www.usgs.gov/media/images/a-turbine-connected-a-generator-produces-power-inside-a-dam>, Acessado em Maio de 2019.
- [22] BLOGSPOT. Energia eólica, disponível em <http://3anobb.blogspot.com/2012/09/energia-eolica.html>, Acessado em Maio de 2019. A. E. Fitzgerald, Charles Kingsley Jr., Stephen D. Umans – Máquinas Elétricas com Introdução à eletrônica de potência. ISBN 9788580553734.
- [23] A. E. Fitzgerald, Charles Kingsley Jr., Stephen D. Umans – Máquinas Elétricas com Introdução à eletrônica de potência. ISBN 9788580553734.
- [24] S. P. A. Lobo, "O gerador de indução em alternativa ao alternador síncrono nas mini-centrais hídricas," 1988.
- [25] M. A. O. Amaral, "Estudo, desenvolvimento e controlo de grupo gerador pico-hídrico", Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2013.
- [26] WINDUP. Produtos “350W-Windependence”, disponível em <http://www.windup.pt/index.aspx?p=MenuPage&MenuId=145>, Acessado em Maio de 2019.
- [27] V. Leite, T. Figueiredo, T. Pinheiro, Â. Ferreira, and J. Batista, “Dealing with the Very Small: First Steps of a Picohydro Demonstration Project in an University Campus”, in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPO'12)*, Santiago de Compostela, Espanha, 2012.
- [28] A. AHMED – Eletrônica de Potência. Pretince Hall, 2000. ISBN 85-87918-03-6.
- [29] N. MOHAN, Tore M. Undeland, William P. Robbins – Power Electronics. John Wiley & Sons, 1995. ISBN 0-471-58408-8.
- [30] Vishay Semiconductors. Datasheet: VS-26MT160 Three Phase Bridge Rectifier. Electronic Publication, 2018.
- [31] V. Leite, Â. Ferreira, J. Couto and J. Batista, “Abordagens para a Ligação à Rede de Sistemas Pico-Hidroelétricos”, in *II Congresso IberoAmericano de Empreendedorismo, Energia, Meio Ambiente e Tecnologia - CIEEMAT 2016*, Covilhã, Portugal.
- [32] D. Séra, “Real-time Modelling, Diagnostics and Optimised MPPT for Residential PV systems”, Aalborg University, 2009.
- [33] Texas Instruments. Datasheet: TL783 High-Voltage Adjustable Regulator. Electronic Publication 1981.

-
- [34] Texas Instruments. Datasheet: μ A7800 series Positive-Voltage Regulators. Electronic Publication 1976.
- [35] C&D Technologies Power Solutions. Datasheet: NMA0512S. Isolated 1W Dual Output DC-DC Converters. Electronic Publication 2001.
- [36] Texas Instruments. Datasheet: TL494 Pulse-Width-Modulation Control Circuits. Electronic publication, 1983.
- [37] UNESP. Página Pessoal Professor Carlos Augusto Patrício Amorim “Apostila amplificadores operacionais”, disponível em <http://www2.feg.unesp.br/Home/PaginasPessoais/ProfMarceloWendling/3---amplificadores-operacionais-v2.0.pdf>, Acessado em Maio de 2019.
- [38] BOYLESTAD, Robert L., NASHELSKY, Louis - Dispositivos eletrônicos e teoria de circuitos. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2013. ISBN 978-85-64574-21-2.
- [39] International Rectifier. Datasheet: IRFP260N HEXFET Power MOSFET. Electronic Publication, 2018.
- [40] IXYS. Datasheet: DSEI30 Fast Recovery Epitaxial Diode. Electronic Publication, 2000.
- [41] International Rectifier. Datasheet: IRG4PH40KD. Insulated Gate Bipolar Transistor with Ultrafast Soft Recovery Diode. Electronic Publication, 2000.
- [42] RENESAS ELECTRONICS. “Choosing and Using Bypass Capacitors”, disponível em <https://www.renesas.com/eu/en/www/doc/application-note/an1325.pdf>, Acessado em Maio de 2019.
- [43] MUNDO EDUCAÇÃO. “O Transformador de Tensão”, disponível em <https://mundoeducacao.bol.uol.com.br/fisica/o-transformador-tensao-1.html>, Acessado em Maio de 2019.
- [44] AVAGO TECHNOLOGIES. Datasheet: HCPL-J314 0.6 Amp Output Current IGBT Gate Drive Optocoupler. Electronic Publication, 2008.
- [45] IXYS. Datasheet: CS45-08io1 Thyristor. Electronic Publication, 2015.
- [46] HALLIDAY David, RESNICK Robert, WALKER Jearl – Fundamentos de Física. Rio de Janeiro: LTC, 2016. ISBN 978-85-216-3204-7.
- [47] I. Dalmarco, P. de Araújo, V. Leite and L. Queijo, “Prototyping a Horizontal Water Wheel for Electricity Generation in a Small Museum: The House of Silk”, in *I Ibero-American Congress of Smart Cities*, Soria, Spain, 2018.

- [48] I. C. Scotta, G. Ribeiro, W. Maidana and V. Leite, “Over-Voltage Protection for Small-Scale Generation using PV Microinverters”, submitted to *II Ibero-American Congress of Smart Cities*, Soria, Spain, 2019.

Anexo A: Artigo

Over-Voltage Protection for Small-Scale Generation Using PV Microinverters

Isabella Cristina Scotta^{1,3}, Gabriela Ribeiro^{1,4},
Wellington Maidana^{1,2}, Vicente Leite^{1,2}

¹ Instituto Politécnico de Bragança, Bragança, Campus Santa Apolónia, Portugal

² Research Centre in Digitalization and Intelligent Robotics (CeDRI)

³ Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Campus Toledo, Paraná, Brasil

⁴ CEFET/RJ, Campus Maracanã, Rio de Janeiro, Brasil

isahcs9@gmail.com; gribeiro.eletronica@gmail.com; maidana@ipb.pt;
avtl@ipb.pt

Resumo Innovative, low-cost, environmentally-friendly and renewable resource-based solutions are emerging to meet growing global energy demand. The exploration of pico-hydro systems has been increasing consistently, from the first off grid applications in remote places to distributed generation, with the injection of the generated energy in the main grid or in microgrids. The purpose of this paper is to propose an over-voltage protection circuit, designed to ensure secure integration of low-power pico-hydro systems connected to the grid using conventional photovoltaic microinverters. Tests were performed on an experimental platform using three microinverters easily found on the market and a low power generator (300W). The experimental results, demonstrated the performance of the over-voltage circuit in four different situations, presented in this work, thus avoiding irreversible damages to microinverters used in the present approach.

1 Introduction

The growing need for energy from renewable resources is undeniable today as a consequence of the increase in energy consumption, besides environmental commitments made by many countries to reduce greenhouse gases [1]. The new technologies to be developed for micro-generation based on green energy allow the creation of solutions that currently facilitate the electrification in developing countries [2], as well as promoting self-sustaining, growing systems in developed countries [3, 4]. Distributed generation (DG), through different renewable resource plants, although of low power, may contribute significantly to the increase in sustainability at the local and global level [5, 6].

According to [7], small hydropower plants can be considered one of the best methods for producing renewable energy, as long they are based on cheap, reliable, mature technologies and does not cause significant environmental changes where installed. Pico-hydro systems generate up to 5 kW [8] and have potential in meeting growing energy demand, once they allow widespread exploitation of small rivers, shallow water reservoirs, and wastewater [7, 9].

Recent studies have shown the integration of low power wind generators with pico-hydro applications, in which they are connected to the grid through the use of photovoltaic (PV) inverters [10]. PV inverters are mature technologies widely available on the market. Its combination with a permanent magnet synchronous generator (PMSG) is an alternative for energy generation. Although PV inverters have been created to operate with PV modules, a PMSG and a bridge rectifier can be used as DC source, instead of those modules [10–12].

In the case of large hydro plants, in order to provide a stable voltage output, mechanical devices are generally used for water flow adjustments. Afterwards, the rotation of the turbine is controlled in order to reduce voltage and frequency deviation [13]. Hydraulic dynamics, with the seasonal variations of water flow, influence these parameters in a generation. According to [12], the energy production efficiency is improved with turbines or water wheels performing at variable speed. Therefore, the characteristics of the generators and inverters require to be integrated. Furthermore, to prevent damage to the electrical system, a protective circuit is required. Indeed, an over-voltage protection circuit is necessary to ensure that during grid synchronization or disconnection and overpower generation, the generator does not damage the inverter [11].

This paper proposes a simple and low-cost over-voltage protection circuit that limits the rectified DC voltage of the generator by dissipating the energy in a power resistor or by short-circuiting the generator if over-power generation is detected. The reliability of the designed circuit is demonstrated with numerous tests carried out on a laboratory workbench and an experimental platform. The connection of low power PMSGs to the electrical grid through PV microinverters is also demonstrated.

2 Over-voltage Protection

2.1 Integration Between Generator and PV Inverter

PV inverters, up to 5 kW, are widely diffused, have a competitive cost and are very widespread. There is also a significant set of manufacturers that provide a wide offer of generators, for that power range, namely for small wind turbines. Although the compatibility between PMSGs and PV inverters is not always guaranteed, their integration is possible by combining the safe operating areas of both, shown in Fig. 1.

Three parameters that establish the operating limits in which the inverter can operate, V_{DCmax} , I_{DCmax} and P_{DCmax} which are voltage, current and maximum power, respectively. In Fig. 2, the green lines represent the voltage and current characteristics of a generator after rectifying on the DC side, when it operates with constant speed. The brown area marks the safe operating area of the PV inverter [10].

To ensure the generator will work in the safe operating area of the inverter, certain conditions must be guaranteed. First, the no-load DC voltage of the generator, or the one imposed by the protection circuit must be greater than the

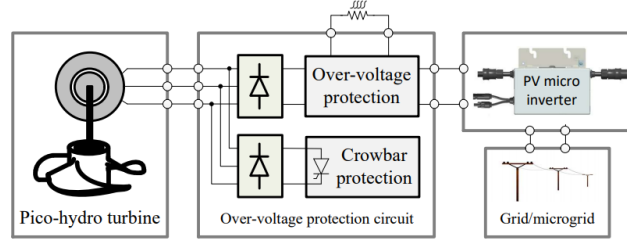


Figure 1. Design topology for grid-connected pico-hydro systems.

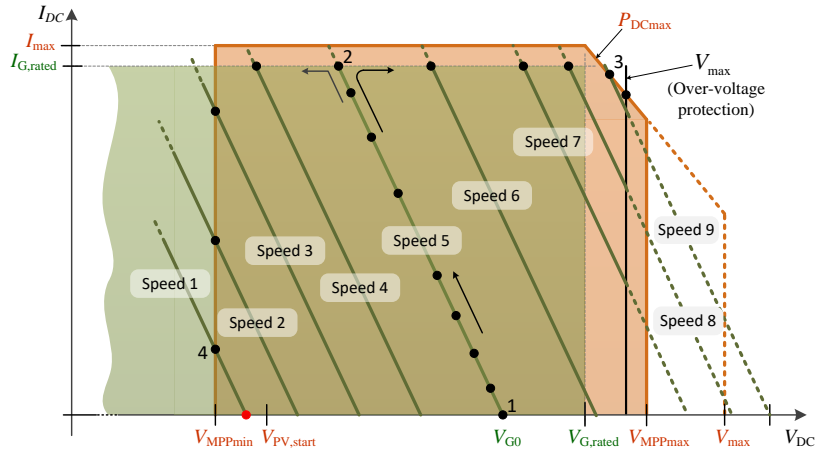


Figure 2. Overlapping of the operating areas of PV inverter and generator.

voltage $V_{PV,start}$ which enables the inverter to start operating. Also, the nominal power of the generator should be in the range of $0,4 P_{DCmax}$ to P_{DCmax} of the inverter and output DC voltage of the generator must be within the input voltage range of the inverter, thus less than V_{DCmax} . Finally, the rated current of the generator must be equal to or less than I_{DCmax} and, moreover, a current greater than P_{DCmax}/V_{DCmax} is recommended to ensure that the inverter will be able to process the available power without overloading the generator [12].

An over-voltage protection circuit is required to ensure the operation within the limits V_{DCmax} and P_{DCmax} allowed at the PV inverter input. Another important feature in PV inverters is their internal maximum power point tracking MPPT algorithm, which is the selection of a point of operation where the current and voltage pair allows to process the maximum power available from the connected power source. Unlike PV modules, generators have their maximum power point when their current approaches their rated value $I_{GDCrated}$ [11].

Taking into account all of the above conditions and the MPPT algorithm, the graph green lines show the behavior of the inverter for different speeds of a generator. At "Speed 5", for example, the point at which the generator is operating guarantees that the inverter will turn on and that the MPPT starts at point 1 and increases to the maximum current at point 2. If the speed and consequently, the power increases to "Speed 9", the operating point is defined by point 3 and does not exceed this value, because at that point the protection comes into action and the excess energy is dissipated in the auxiliary resistor. In contrast, if the power and speed decrease to "Speed 1", the inverter operates at point 4, where there is the minimum voltage for which it can operate [11].

2.2 Over-voltage Protection Circuit

This section presents an over-voltage protection circuit to limit the speed and, consequently, the output DC voltage of the generator. This is done by dissipating the energy in a power resistor or by short-circuiting the generator if the power is too high. The protection circuit is fundamental to ensure that the inverter will not be damaged and whenever the generator runs at no load. This can occur due to:

- Low power demand or high power delivered by the generator;
- Grid failure (e.g. due to frequency or voltage outside the limits) that turns off the inverter;
- The time required by the inverter for synchronization with the grid.

The protection circuit schematic is shown in Fig. 3. It is based on a step-down converter with a power MOSFET and a free-wheeling diode to dissipate the energy in a power resistor. The control is performed by Pulse-Width-Modulation (PWM) using the PWM controller TL494(1). A voltage divider (at pin 1), with a 4k7 resistor and a 10k potentiometer, sets the threshold voltage for which the TL494(1) starts the generation of pulses. Another voltage divider (at pin 2) is used to measure the DC output voltage of the generator. The deviation between these two inputs is amplified by one of the two error amplifiers of the TL494. The error controls the generated duty-cycle. The resistor and capacitor connected to pins 5 and 6, respectively, set the switching frequency at approximately 4,54 kHz.

The microinverters used in this work have a V_{DCmax} of 50 V and the V_{MPP} is 40 V as will be presented later. Therefore, upon reaching a voltage value equal to 45 V on the DC bus, the TL494(1) starts generating pulses with a duty-cycle proportional to the DC voltage. The MOSFET activates the part of the circuit that dissipates the energy in an external resistor R to avoid the no load operation of the generator and, thus, limiting the DC output voltage. The power resistor must be sized to withstand the P_{DCmax} and at V_{DCmax} , hence:

$$R = \frac{V_{DCmax}^2}{P_{DCmax}} \quad (1)$$

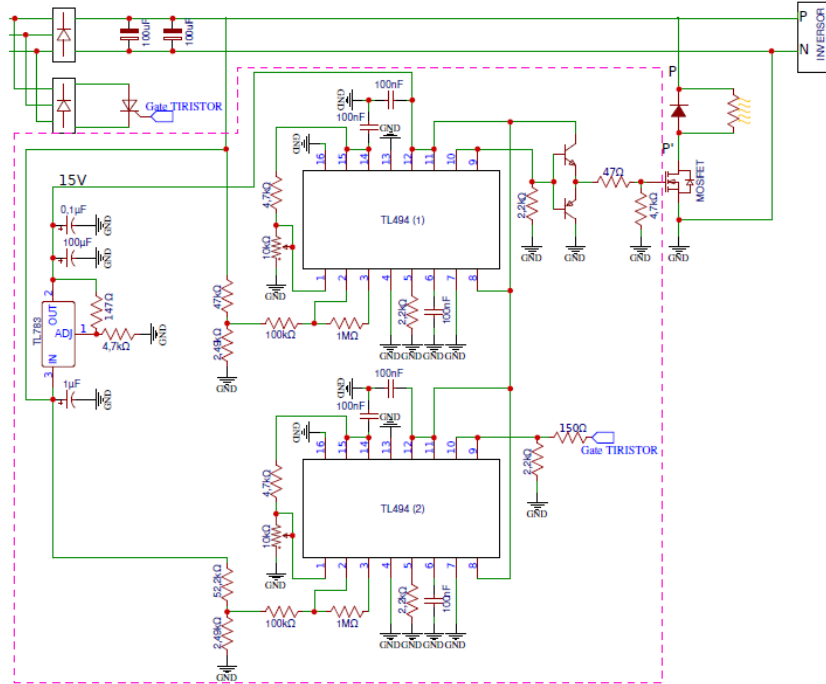


Figure 3. Over-voltage protection circuit schematic.

However, if the PMSG speed or power continues to increase and, therefore, the voltage goes beyond 48 V on the DC bus, a second PWM controller, TL494(2), starts generating pulses, triggering a power thyristor. This action short-circuits the generator and, thus, avoiding the destruction of the microinverter by over-voltage. This crowbar protection is a second level of protection and it is expected to operate only in extreme situations. In normal operating conditions the protection is ensured by the over-voltage protection described above.

3 Experimental Results

This section presents the experimental results achieved with the proposed over-voltage protection circuit. Different operating conditions requiring protection were tested: (a) during the inverter synchronization with the grid, moving from no load to load operation; (b) when the microinverter disconnects from the grid due to a grid failure; (c) when generated power is above P_{DCmax} ; and (d) when the PMSG short circuit is required.

For the first two cases, (a) and (b), the test is done using an emulation platform for pico-hydro systems. This structure has a water reservoir, at the

height of 3,5 m and 4 pipes with a total water flow of 40 l/s [14]. The pipes have their outlets equally spaced around the blades of a horizontal water wheel prototype. The wind generator 1 (gen. 1), with the characteristics presented in TABLE 1, is coupled to the water wheel by a 1:5 mechanical transmission.

In the third and fourth cases, (c) and (d), the tests were done on a workbench that has a three-phase induction motor driven by a conventional frequency converter. The PID macro, usually available in the frequency converters, was used to perform a closed-loop control of the shaft (mechanical) power of the generator. For these tests, it was used the wind generator 2 (gen. 2) presented in TABLE 1. This PMSG was directly connected to the shaft of the induction motor.

The microinverters presented in TABLE 2 were used in both experimental platforms.

Tabela 1. PMSG technical data

Gen.	Speed (rpm)	V_{DCo} (V)	V_{DC} (V)	I_{DC} (A)	P_{DC} (W)
1	300	45	28	10.7	300
2	630	30	24	12.5	300

Tabela 2. Microinverter technical data [15], [16] and [17]

Characteristic	Unit	Microinverter		
		1	2	3
P_{DCmax}	W	300	300	280
I_{DCmax}	A	11.5	9.5	10
V_{DCmax}	V	50	50	50
V_{DCmin}	V	20	18	22
$V_{MPPrange}$	V	24-40	20-40	28-40
P_{ACmax}	W	250	235	245

3.1 Results obtained with an Emulation Platform

As said above, an emulation platform for pico-hydro systems, consisting of a horizontal water wheel, was used for evaluation tests in real conditions. The synchronization test (a) aims to show the performance of the protection circuit when the generator starts with no load and the microinverter initiates the synchronization procedure before connect to the grid. At first, the generator is loaded by the protection circuit while waiting for the PV microinverter be able to process the power generated by the turbine (water wheel). During this synchronization time the protection circuit operates and limits the voltage setpoint

as designed. The energy is dissipated in a power resistor preventing damage of the PV microinverter.

During start-up of the generator shown in Fig.4(a), the microinverter sought to connect a few times. However, it was unsuccessful at first and the protection circuit actions were required. The microinverter of Fig.4(b), connects the generator to the grid after about 15 seconds. The protection circuit operates during the last 5 seconds, limiting the DC voltage to 47,2 V. Both figures show the PWM operating as soon as the DC voltage reaches 45 V. For Fig.4(c), the microinverter was very agile as it started and achieved the steady-state voltage value of approximately 28,8 V, even before the protection circuit was activated.

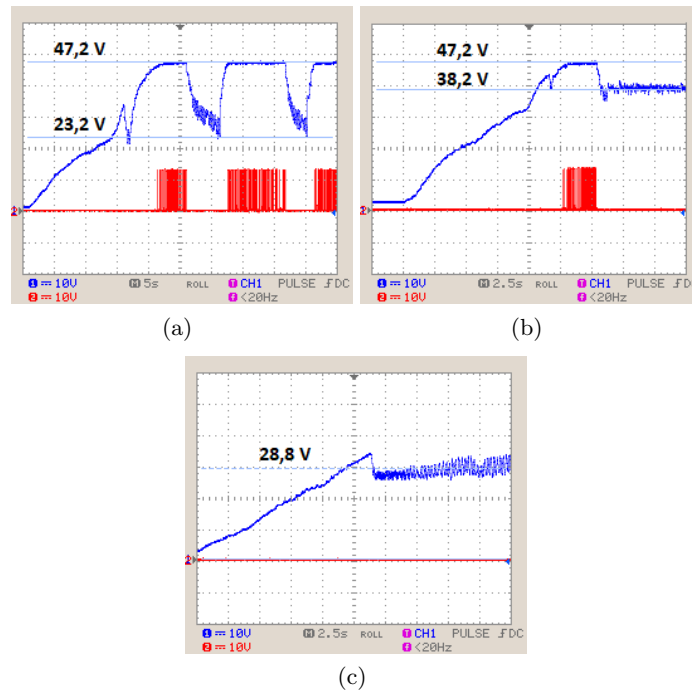


Figura 4. Over-voltage protection circuit behavior during generator start-up and grid synchronization tests with (a) Microinverter 1, (b) Microinverter 2 and (c) Microinverter 3.

Similar to what occurs during grid synchronization, a grid failure causes the increasing on generator voltage, unless the protection circuit limits the voltage. Test (b) is shown in Fig.5, where the voltage, which was being maintained at an approximately constant operating point by the microinverters, passed to the value limited by the protection circuit, immediately after the grid failure simulation.

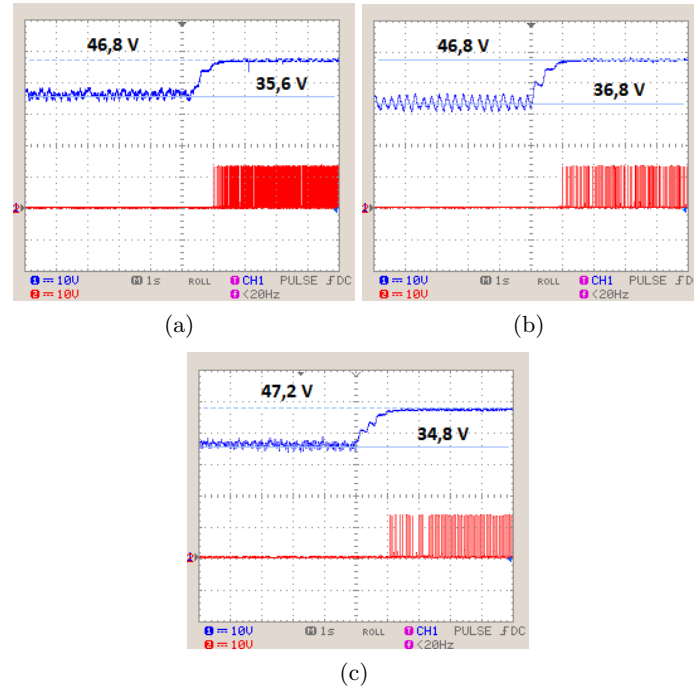


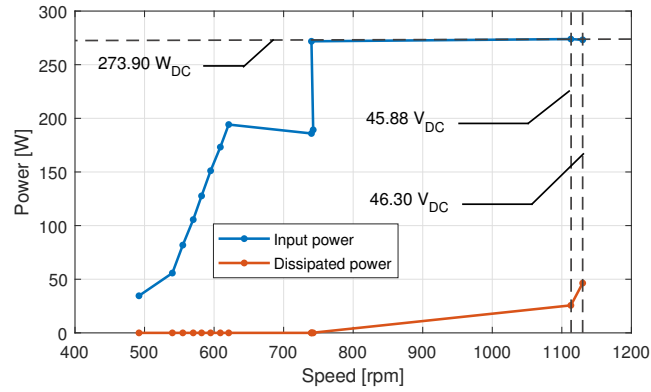
Figure 5. Over-voltage protection circuit behavior in failure tests with (a) Microinverter 1, (b) Microinverter 2 and (c) Microinverter 3.

3.2 Results obtained with a Work Bench

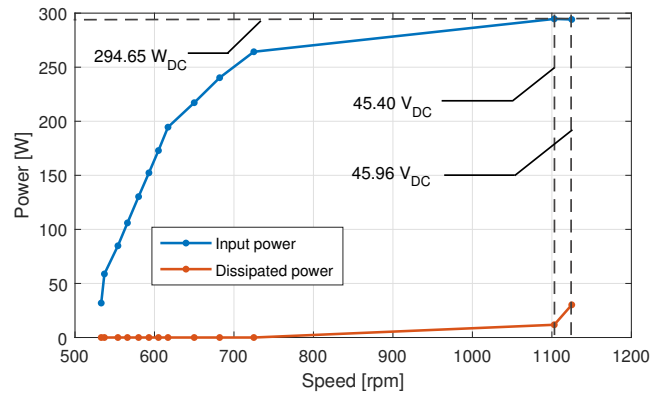
The over-power test (c), is performed with a generated power higher than the maximum input power of the microinverter. Fig.6 plots the power dissipated by the protection circuit in the resistive load and the power at the input of the microinverter. The tests were performed increasing the power. As soon as the input power of the microinverter reaches its limit, the protection circuit starts dissipating in the power resistor.

The crowbar test (d) was performed increasing the power until the voltage reach the value designed to short circuit the generator.

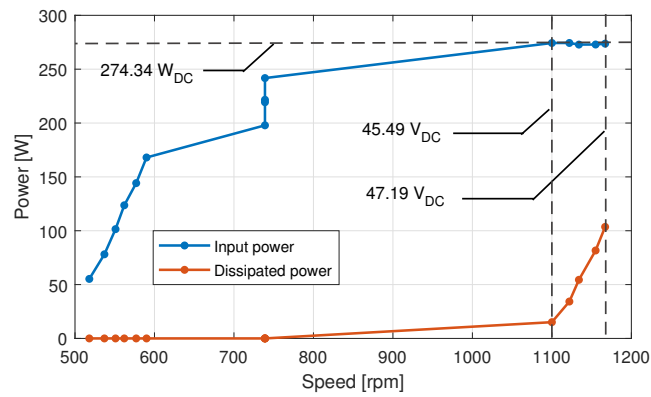
Fig.7 illustrates the moment when the short-circuit occurs. First, PWM pulses (in blue) are generated by the over-voltage protection when the DC voltage reaches 45 V. Subsequently, when it catches up 47,2 V, the thyristor is turned on and the voltage falls drastically to a value corresponding to a voltage drop across the thyristor (2,4 V). The final value of short circuit current (for the maximum generated power) was 18 A.



(a)



(b)



(c)

Figure 6. Over-voltage protection circuit behavior with over-power generation tests with (a) Microinverter 1, (b) Microinverter 2 and (c) Microinverter 3.

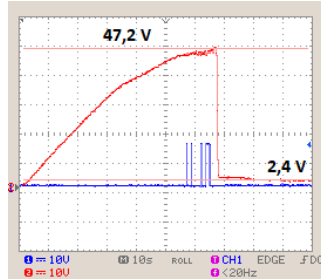


Figure 7. Over-voltage protection circuit behavior with a short-circuit test.

4 Discussion

The evaluation results using a benchwork and real emulation platform demonstrated the effectiveness of the protection circuit. Tests with the emulation platform, consisting of a horizontal water wheel, showed that the start-up of the generator (and water wheel) is slow enough for the Microinverter 3 to connect to the grid, even before the protection circuit action is required. Microinverter 2 connected to the grid after about 15 s, but the action of the protection circuit was required during about 5 s to limit the voltage. Microinverter 1 took several tens of seconds to connect to the grid. In this case the protection circuit limited the DC voltage conveniently.

The performance of the protection was demonstrated when the DC voltage reached the value of 45 V and then limited it to 47,2 V, waiting for the Microinverters 1 and 2 connect the generator to the grid. After the starting transient all microinverters operated with a DC voltage defined by the MPP tracking algorithm (below the protection threshold) and the action of the protection circuit was terminated.

When simulating the grid failure, the protection circuit limited the DC voltage to 46,8 V with the first and second Microinverters and to 47,2 V with the third one. Once again, the developed circuit has proved effectiveness in protecting the devices.

Tests made on a work bench, showed that as the generator power increased, the speed (and therefore the DC voltage) also rise, as seen in Fig.6. At a certain point, a P_{DCmax} value was reached and the microinverters were no longer able to process the generated power. In this case, the excess was dissipated in the auxiliary power resistor. Notably, the moment when maximum input power is reached, the resistor starts to dissipate. For all cases, the DC voltage protection threshold was approximately 45,50 V.

Moreover, when the generated power (and voltage) is too high, further protection is needed. This is done by short-circuiting the generator. During the test (d) it was demonstrated two protections (dissipation in the resistor and the short-circuit itself) working properly. The generator breaks and the speed is significantly reduced. The voltage in the DC bus is limited to the voltage on the

thyristor. This additional protection prevents damage of the devices in extreme situations. In this situation, for the system to resume normal operation, operator intervention may be required. In effect, the thyristor will no longer turn off while there is voltage on the DC bus.

5 Conclusion

Small-scale pico-hydro systems are an interesting energy generation opportunity because they run 24 hours a day. These systems can be easily exploited if standard technology widely available on the market is used, such as generators designed for small wind turbines and photovoltaic microinverters. The integration of this equipment, as distributed energy sources connected to the grid, is possible with the protection circuit proposed and developed in this work. Experimental tests were performed for validation purposes, either in real context with a water wheel or a workbench. The results demonstrated the usefulness and efficacy of the developed circuit. Two permanent magnet synchronous generators were connected to the grid using three different microinverters. The protection has proved to be effective in the expected situations: during the turbine starting (generator), while the microinverters are connecting to the grid; when the generators are at no load due to grid failures; and in cases of excessive power. Summarising, the developed circuit has its importance in use for a PV inverter protection, once it can quickly damage and cause economic losses when its input voltage exceeds the limits for which it was designed.

Acknowledgment

The authors would like to thank FCT (Foundation of Science and Technology, Portugal) for the financial support through the contract SAICT-POL/24376/2016 (POCI-01-0145-FEDER-024376), and to the partnership among IPB, CEFET/RJ and UTFPR in the teaching and research program.

Referências

1. Commission, E.: Novel carbon capture and utilisation technologies. https://ec.europa.eu/research/sam/pdf/sam_ccu_report.pdf#view=fit&page mode=none, accessed: June, 2019
2. Yah, N.F., Oumer, A.N., Idris, M.S.: Small scale hydro-power as a source of renewable energy in malaysia: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 72, 228–239 (2017)
3. Leite, V., Figueiredo, T., Pinheiro, T., Ferreira, Â., Batista, J.: Dealing with the very small: first steps of a picohydro demonstration project in an university campus. *Renewable Energy & Power Quality Journal* pp. 683–685 (2012)
4. Gaius-obaseki, T.: Hydropower opportunities in the water industry. *International Journal of Environmental Sciences* 1(3), 392–402 (2010)

5. Maidana, W., Leite, V., Ferreira, A., Bonaldo, J., Gonçalves, E., Batista, J.: Design of a self-sustainable system based on renewable energy sources for a small museum of science dissemination - the house of silk. in III Congresso Ibero-Americano de Empreendedorismo, Energia, Meio Ambiente e Tecnologia - CIEEMAT 2017, Bragança, Portugal (7 2017)
6. Lahimer, A., Alghoul, M., Sopian, K., Amin, N., Asim, N., Fadhel, M.: Research and development aspects of pico-hydro power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(8), 5861–5878 (2012)
7. Hatata, A., El-Saadawi, M., Saad, S.: A feasibility study of small hydro power for selected locations in egypt. *Energy Strategy Reviews* 24, 300–313 (2019)
8. Basar, M.F., Ahmad, A., Hasim, N., Sopian, K.: Introduction to the pico hydro power and the status of implementation in malaysia. In: 2011 IEEE Student Conference on Research and Development. pp. 283–288 (12 2011)
9. Machado, M., et al.: *Microturbinas em redes de abastecimento de água*. Ph.D. thesis, tese de mestrado, Universidade de Aveiro (2015)
10. Leite, V., Couto, J., Ferreira, Â., Batista, J.: A practical approach for grid-connected pico-hydro systems using conventional photovoltaic inverters. In: 2016 International Energy Conference (ENERGYCON). pp. 1–6. IEEE (2016)
11. Leite, V., Ferreira, Â., Couto, J., Batista, J.: Compatibility analysis of grid-connected pico-hydro systems using conventional photovoltaic inverters. In: 2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe). pp. 1–9. IEEE (2016)
12. Leite, V., Ferreira, A., Couto, J., Batista, J.: Abordagens para a ligação à rede de sistemas pico-hidroelétricos. in II Congresso Iberoamericano de Emprendimiento, Energia, Medioambiente y Tecnologia (CIEEMAT-2016), Angra dos Reis, Rio de Janeiro, Brasil (11 2016)
13. Mhlambi, B.A., Kusakana, K., Raath, J.: Voltage and frequency control of isolated pico-hydro system. In: 2018 Open Innovations Conference (OI). pp. 246–250 (10 2018)
14. Dalmarco, I., Araujo, P., Leite, V., Queijo, L., Lima, L.: Prototyping a horizontal water wheel for electricity generation in a small museum: The house of silk. In: I Ibero-American Congress of Smart Cities (ICSC-CITIES 2018) (9 2018)
15. BeOn Energy Ltd., De Timor Street, 35, 7400-214, Ponde de Sor, Portugal: Data Sheet: BeON 1 Microinverter (3 2019)
16. Logistic, G.W.: *Micro-inverters technical details and specifications* (6 2019), <https://www.ev-power.eu/Micro-Inverters-Tech/>
17. INVOLAR Corporation Ltd.: *Installation and Operations Manual: INVOLAR MAC250 Photovoltaic Micro-Iverter*, 1.2 edn. (8 2011)