



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

DAVID PENNA FERNANDES

Simulação de uma Estação Solar para Recarga de Veículos Elétricos Conectada à Rede Elétrica

NITERÓI

2021

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

DAVID PENNA FERNANDES

**Simulação de uma Estação Solar para Recarga de Veículos
Elétricos Conectada à Rede Elétrica**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Orientador:

Daniel Henrique Nogueira Dias

NITERÓI

2021

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE
Gerada com informações fornecidas pelo autor

P412s Penna fernandes, David
SIMULAÇÃO DE UMA ESTAÇÃO SOLAR PARA RECARGA DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS CONECTADA À REDE ELÉTRICA / David Penna fernandes ;
Daniel Henrique Nogueira Dias, orientador. Niterói, 2021.
85 f. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2021.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2021.m.52951014287>

1. Engenharia elétrica. 2. Energia renováveis. 3.
Interconexão com a rede elétrica. 4. Inversor de
frequência. 5. Produção intelectual. I. Henrique Nogueira
Dias, Daniel, orientador. II. Universidade Federal Fluminense.
Escola de Engenharia. III. Título.

CDD -

DAVID PENNA FERNANDES

SIMULAÇÃO DE UMA ESTAÇÃO SOLAR PARA RECARGA DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS CONECTADA À REDE ELÉTRICA

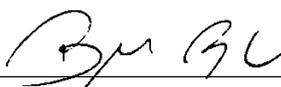
Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovado em 06 de outubro de 2021.

BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Daniel Henrique Nogueira Dias – Orientador
Universidade Federal Fluminense – UFF



Prof. Dr. Bruno Soares Moreira Cesar Borba
Universidade Federal Fluminense – UFF



Prof. Dr. Bruno Henriques Dias
Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF

Niterói

2021

“Até aqui nos ajudou o Senhor, por isso estamos alegres”

Agradecimentos

Agradeço a Deus pelo dom da vida e por toda as oportunidades que ele tem permitido acontecer em minha vida. Toda honra e glória sejam dadas à Ele.

Agradeço aos meus pais Maurício e Marcia, e minhas irmãs Marcia, Marina e Ester, por todo amor e suporte que demonstram ao longo da minha vida. E por sempre apoiarem as minhas ideias e participar de cada etapa da minha vida.

Agradeço aos meus amigos pelos momentos de descontração e apoio na jornada acadêmica.

Agradeço ao meu orientador Professor Dr. Daniel Dias, por dar todo o suporte, conselho, por sempre estar disponível nos momentos de dúvidas e pela paciência no decorrer do projeto.

Agradeço a todos os integrantes do NITEE, em especial pesquisadores Alexandre Bitencourt, André Queiroz e João Martinho pelo apoio e momentos descontraídos. Agradeço ao grupo de pesquisa da Estação de Recarga Solar no qual os pesquisadores incluem alunos de iniciação científica, mestrados e doutorandos por caminharmos juntos aprendendo e desenvolvendo pesquisa no Brasil.

Agradeço à Universidade Federal Fluminense e a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) por apoiar financeiramente a pesquisa no Brasil, e o desenvolvimento desta dissertação.

Resumo

O crescimento do emprego de veículos elétricos vem aumentando consideravelmente quando comparado a anos anteriores. Dado o surgimento de diversos fabricantes, e seguindo tendências de preservação ambiental de cada vez mais utilizar veículos que não sejam movidos por combustíveis fósseis. Com a utilização dos veículos elétricos, faz-se necessários pontos de recarga para os mesmos. Em algumas aplicações de totens de recarga tem sido construído com painéis fotovoltaicos e são conhecidos como estação solar de recarga. O objetivo deste trabalho foi conduzir simulações de uma estação solar de recarga para veículos elétricos, para coordenar os diversos tipos de controle que compõem o seguinte circuito: arranjo fotovoltaico com conversor boost, bateria com conversor buck-boost bidirecional, elo de corrente contínua, inversor de frequência conectados a rede elétrica convencional.

Palavras-chaves: estação solar, veículos elétricos, microrede CC.

Abstract

The growth of electric vehicles has been increasing over the last years. Given the emerge of several manufacturers, and following trends in environmental preservation increasingly use vehicles that are not powered by fossil fuels. The use of electric vehicles, charging points are required. In some applications recharge totems have been built with photovoltaic panels and are commonly called solar charging stations. The objective of this work was to conduct simulations of a solar charging station for electric vehicles, to coordinate the different types of control that make up the following circuit: photovoltaic array with boost converter, battery with bidirectional buck-boost converter, direct current link, inverter frequency connected to the conventional power grid.

Keywords: solar station, electric vehicles, DC microgrid.

Lista de Figuras

FIGURA 1 - TOTEM DE RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS COMERCIAL.....	5
FIGURA 2 - ESTAÇÃO DE RECARGA PARA VEÍCULOS ELÉTRICOS	6
FIGURA 3 - MICRORREDE DE CORRENTE CONTÍNUA.	7
FIGURA 4 - EXEMPLOS DE CÉLULA, MÓDULO E ARRANJO FOTOVOLTAICO.....	8
FIGURA 5 - CURVA CARACTERÍSTICA DE MÓDULO FOTOVOLTAICA.	9
FIGURA 6 - EFEITOS DA VARIAÇÃO DA RADIAÇÃO SOLAR EM UM ARRANJO FOTOVOLTAICO.	10
FIGURA 7 - EFEITOS DA VARIAÇÃO DA TEMPERATURA EM UM ARRANJO FOTOVOLTAICO.....	11
FIGURA 8 - EXEMPLO DE ARRANJO DE UM FESS	12
FIGURA 9 - EXEMPLO DE BATERIA ESTACIONÁRIA.	12
FIGURA 10 - CONVERTOR BOOST.	14
FIGURA 11 - ESTAÇÃO DE RECARGA SOLAR CONECTADA À REDE.	16
FIGURA 12 - DIAGRAMA DO ELO CC CONECTADO À REDE ELÉTRICA.....	16
FIGURA 13 - INVERSOR MONOFÁSICO DE PONTE-COMPLETA UTILIZADO.....	18
FIGURA 14 - MALHA DE SINCRONISMO COM A REDE E GERAÇÃO DOS SINAIS MEDIDOS PARA ENTRADA DO CONTROLE.....	19
FIGURA 15 - MALHA DE CONTROLE CRUZADO UTILIZANDO A DECOMPOSIÇÃO NOS EIXOS DQ.	20
FIGURA 16 - MALHA DE CONTROLE UTILIZADA NA SIMULAÇÃO.	21
FIGURA 17 - RESPOSTA DO CONTROLE DO INVERSOR.	21
FIGURA 18 - SINAL REFERÊNCIA PARA O CHAVEAMENTO DO INVERSOR.	22
FIGURA 19 - TENSÃO DO ELO CC.	22
FIGURA 20 - RESPOSTA DO CONTROLE DO INVERSOR.	23
FIGURA 21 - SINAL REFERÊNCIA PARA O CHAVEAMENTO DO INVERSOR.	23
FIGURA 22 - TENSÃO NO ELO CC.	24
FIGURA 23 - DISPOSIÇÃO DO ARRANJO FOTOVOLTAICO.	26
FIGURA 24 - CURVAS IxV E PxV CONFORME DADOS DA TABELA 2.	27
FIGURA 25 - CURVAS IxV E PxV CONFORME DADOS DA TABELA 3.	28
FIGURA 26 - CURVAS IxV E PxV CONFORME DADOS DA TABELA 4.	29
FIGURA 27 - SISTEMA COM ARRANJO PV E INVERSOR CONECTADO À REDE.	30
FIGURA 28 – CURVAS DO ARRANJO FOTOVOLTAICO PARA 25°C VARIANDO A IRRADIÂNCIA CONFORME TABELA 2.....	30
FIGURA 29 – CURVAS DA CORRENTE DO ARRANJO FOTOVOLTAICO E CORRENTE QUE FLUI DO ELO CC PARA A REDE.	31
FIGURA 30 – GRANDEZAS DA REDE ELÉTRICA COM A VARIAÇÃO DOS PARÂMETROS DO ARRANJO FOTOVOLTAICO.....	31
FIGURA 31 – RESPOSTA DO CONTROLE DO INVERSOR FRENTE A VARIAÇÕES DO ARRANJO FOTOVOLTAICO.	32
FIGURA 32 – TENSÃO NO ELO CC.	32
FIGURA 33 – CURVAS DO ARRANJO FOTOVOLTAICO PARA 1000 W/m ² VARIANDO A TEMPERATURA CONFORME TABELA 4.	33

FIGURA 34 – CURVAS DA CORRENTE DO ARRANJO FOTOVOLTAICO E CORRENTE QUE FLUI DO ELO CC PARA A REDE.	33
FIGURA 35 – GRANDEZAS DA REDE ELÉTRICA COM A VARIAÇÃO DOS PARÂMETROS DO ARRANJO FOTOVOLTAICO.	34
FIGURA 36 – RESPOSTA DO CONTROLE DO INVERSOR FRENTE A VARIAÇÕES DO ARRANJO FOTOVOLTAICO.	34
FIGURA 37 – TENSÃO NO ELO CC.	35
FIGURA 38 – VARIAÇÃO DA CORRENTE DA BATERIA, RESULTADO DO VALOR MEDIDO NO CIRCUITO.	37
FIGURA 39 – CORRENTES DO ELO CC.	38
FIGURA 40 – GRANDEZAS DA REDE DURANTE TESTE DA BATERIA.	39
FIGURA 41 – TENSÃO ELO CC.	40
FIGURA 42 – TENSÃO, CORRENTE E POTÊNCIA DO ARRANJO FOTOVOLTAICO.	40
FIGURA 43 – VARIAÇÃO DA CORRENTE DA BATERIA, RESULTADO DO VALOR MEDIDO NO CIRCUITO.	41
FIGURA 44 – CORRENTES DO ELO CC.	41
FIGURA 45 – GRANDEZAS DA REDE DURANTE TESTE 2 DA BATERIA.	42
FIGURA 46 – TENSÃO ELO CC.	42
FIGURA 48 - TENSÃO, CORRENTE E POTÊNCIA DO ARRANJO FOTOVOLTAICO.	44
FIGURA 49 - GRANDEZAS DA REDE ELÉTRICA VARIANDO PARÂMETROS DO ARRANJO PV EQUIVALENTE DIA TÍPICO DE VERÃO.	45
FIGURA 50 - CORRENTES DO ELO CC.	45
FIGURA 51 - TENSÃO NO ELO CC.	46
FIGURA 52 - TENSÃO, CORRENTE E POTÊNCIA DO ARRANJO FOTOVOLTAICO.	48
FIGURA 53 - GRANDEZAS DA REDE ELÉTRICA VARIANDO PARÂMETROS DO ARRANJO PV EQUIVALENTE DIA TÍPICO DE INVERNO. . .	48
FIGURA 54 - TENSÃO NO ELO CC.	49
FIGURA 55 - TENSÃO, CORRENTE E POTÊNCIA DO ARRANJO FOTOVOLTAICO.	50
FIGURA 56 - CORRENTES NO ELO CC.	51
FIGURA 57 - GRANDEZAS REDE ELÉTRICA DURANTE CARREGAMENTO E DESCARGA DA BATERIA EQUIVALENTE DIA TÍPICO DE VERÃO.	52
FIGURA 58 - TENSÃO NO ELO CC.	53
FIGURA 59 - TENSÃO, CORRENTE E POTÊNCIA DO ARRANJO FOTOVOLTAICO.	54
FIGURA 60 - GRANDEZAS DA REDE ELÉTRICA VARIANDO PARÂMETROS DO ARRANJO PV EQUIVALENTE DIA TÍPICO DE INVERNO. . .	54
FIGURA 61 - CORRENTES DO ELO CC.	55
FIGURA 62 - TENSÃO NO ELO CC.	55
FIGURA 63 - CORRENTE NO ELO CC NÍVEL 1.	57
FIGURA 64 - GRANDEZAS DA REDE ELÉTRICA CASO BASE NÍVEL 1.	57
FIGURA 65 - TENSÃO NO ELO CC.	58
FIGURA 66 - CORRENTE NO ELO CC NÍVEL 2.	59
FIGURA 67 - GRANDEZAS DA REDE ELÉTRICA CASO BASE NÍVEL 2.	59
FIGURA 68 - TENSÃO NO ELO CC.	60
FIGURA 69 - CORRENTES DO ELO CC NÍVEL 1.	61
FIGURA 70 - GRANDEZAS DA REDE ELÉTRICA.	62

FIGURA 71 - TENSÃO NO ELO CC	63
FIGURA 72 - CORRENTES NO ELO CC NÍVEL 2.....	63
FIGURA 73 - GRANDEZAS DA REDE ELÉTRICA.....	64
FIGURA 74 - TENSÃO NO ELO CC.....	65

Lista de Tabelas

TABELA 1 - CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DO MÓDULO YINGLI SOLAR YL250P-29B.....	25
TABELA 2 - VALORES DE IRRADIÂNCIA PARA ARRANJO FOTOVOLTAICO À 25°C.	26
TABELA 3 - VALORES DE TEMPERATURA PARA O ARRANJO FOTOVOLTAICO À 1000W/M ²	27
TABELA 4 - VALORES DE TEMPERATURA PARA O ARRANJO FOTOVOLTAICO À 1000W/M ²	28
TABELA 5 – DADOS DA BATERIA.....	36
TABELA 6 - DADOS SOLAR MÉTRICOS DE UM DIA TÍPICO DE VERÃO, DOZE PONTOS.....	44
TABELA 7- DADOS SOLAR MÉTRICOS DE UM DIA TÍPICO DE INVERNO, DOZE PONTOS.	47
TABELA 8 – DADOS SOLAR MÉTRICOS DE UM DIA TÍPICO DE VERÃO, ONZE PONTOS.....	50
TABELA 9 - DADOS SOLAR MÉTRICOS DE UM DIA TÍPICO DE INVERNO, TREZE PONTOS.	53

Lista de Abreviaturas e Siglas

BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
FESS	<i>Flywheel Energy Storage System</i>
GD	Geração Distribuída
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MG	<i>Microgrid</i> (Microrrede)
NITEE	Núcleo de Inovação Tecnológica em Engenharia Elétrica
P&O	<i>Perturb and Observe</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
SMES	<i>Superconducting magnetic energy storage</i>

Sumário

Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 Motivação	2
1.2 Objetivos	3
1.3 Estrutura do Trabalho	4
Capítulo 2 - Estação de Recarga Solar Conectada à Rede	5
2.1 Microrrede de corrente contínua	6
2.2 Sistemas fotovoltaicos	7
2.2.1 Rastreamento do ponto de máxima potência	11
2.3 Sistemas de armazenamento de energia	12
2.4 Conversores Eletrônicos	13
2.4.1 Inversores	13
2.4.2 Conversor Boost	14
2.4.3 Conversor Buck-Boost Bidirecional	15
Capítulo 3 - Projeto dos sistemas da microrrede	16
3.1 Controle do inversor de frequência para conexão à rede	17
3.1.1 Sincronismo com a rede	19
3.1.2 Malha de controle da tensão do elo CC	20
3.2 Sistema fotovoltaico	24
3.2.1 Arranjo fotovoltaico	24
3.2.2 Conversor boost com MPPT	29
3.3 Sistema de armazenamento de energia por bateria	35
3.3.1 Configuração da bateria	35
3.3.2 Conversor buck-boost bidirecional	36
Capítulo 4 - Dinâmica da microrrede CC conectada à rede	43

4.1	Equivalente diário de incidência solar – arranjo PV e inversor conectado à rede.....	43
4.2	Equivalente diário de incidência solar – arranjo PV incluindo carga e descarga da bateria e inversor conectado à rede.....	49
4.3	Variação da carga na microrrede CC e na rede CA.....	56
4.3.1	Caso base nível 1 e 2.....	56
4.3.2	Carregamento de veículo elétrico nível 1 e 2	60
Capítulo 5 - Conclusão	66
5.1	Trabalhos Futuros	67
Referências..	68

Capítulo 1 - Introdução

As usinas fotovoltaicas representam uma das principais fontes renováveis de energia em sistemas de geração distribuída (GD). Além disso, espera-se que os crescentes sistemas de carregamento solar para veículos elétricos se expandam devido à crescente produção mundial de veículos elétricos, como carros, caminhões e bicicletas [1]. Essas estações de recarga conectadas a cargas elétricas e sistemas de armazenamento de energia pode ser caracterizada como uma microrrede, que é a conexão de múltiplas micro-fontes e cargas [2]. A união de microrredes (MG) desempenha um papel importante no sistema de GD. Esses sistemas de GD, frequentemente, utilizam corrente elétrica contínua (CC) como padrão. Além disso, o uso de equipamentos elétricos de CC tem aumentado rapidamente nos últimos anos, levando a uma perspectiva em que o número de sistemas CC será predominante sobre os sistemas de corrente alternada (CA) [3], [4], [5]. Outro ganho do sistema CC em relação ao CA é que não há necessidade de equipamentos de conversão CA/CC dentro da MG.

No entanto, tanto o aumento do número de geração distribuída quanto a crescente demanda de eletricidade aumentaram as preocupações sobre a interconexão entre o sistema convencional e as microrredes [6], [7]. Por exemplo, a utilização de usinas fotovoltaicas apresenta algumas vantagens, como o menor impacto ambiental, é uma fonte renovável de energia e, a longo prazo, os painéis fotovoltaicos tendem a ser mais baratos. Por outro lado, a geração de energia dos painéis fotovoltaicos é intermitente, e eles dependem das condições climáticas para gerar energia e, apesar do custo viável a longo prazo, seu preço atual ainda é caro nos países em desenvolvimento. Como resultado, a interconexão da usina fotovoltaica precisa lidar com essa variação de tensão durante a mudança da incidência solar e outros problemas devido ao controle do inversor de energia que podem afetar a qualidade de energia da rede CA. Em última análise, quando ocorre uma falha no lado CA afetará a qualidade da energia na rede CC e vice-versa, e se a proteção não atuar adequadamente, a falha danificará o equipamento de geração de energia [8], [9], [10].

Como mencionado anteriormente, a geração de energia por meio de painéis fotovoltaicos possui caráter intermitente. Nesse sentido, na mesma microrrede onde estão os painéis, são conectados sistemas de armazenamento de energia. Tais como, baterias íon-lítio, volantes de inércia (flywheel), bombeamento hidráulico, *Superconducting magnetic*

energy storage (SMES), super-capacitores [11]. Dentre os sistemas mencionados acima o que mais se destaca por sua confiabilidade e larga utilização são as baterias íon-lítio [12]. A principal vantagem em se utilizar as baterias uma microrrede CC, aliado a geração de energia elétrica intermitente é a capacidade da disponibilização dessa energia para os períodos em que não se produz energia. Como por exemplo, na aplicação de parques eólicos nos períodos em que há alta incidência de ventos, porém uma baixa demanda, a energia produzida poderá ser disponibilizada para os períodos em que não ocorre a mesma característica de ventos, através dos armazenadores de energia [13].

Nesse mesmo sentido, uma microrrede CC interligada a rede, composta por sistemas de geração de energia com característica intermitente, e sistemas de armazenamento de energia que necessitam de conversores eletrônicos capazes de adequar as grandezas elétricas aos níveis projetados, e conversores para a interligação com a rede convencional. Dessa forma, pode-se dividir os conversores do lado da microrrede, e os conversores para a ligação com a rede convencional [14]. Com base em trabalhos anteriores, os conversores eletrônicos normalmente utilizados do lado da microrrede são os do tipo buck, boost, e buck-boost, enquanto, os de interligação com a rede são conhecidos como inversores [15]. Embora esses conversores sejam amplamente utilizados [16], atualmente, a sua característica de controle influencia diretamente na dinâmica do sistema de geração e consumo de energia elétrica. O dimensionamento destes conversores, e seus respectivos controles, irá ditar sumariamente a dinâmica da rede o qual estão inseridos [17].

Dada a característica intermitente das fontes renováveis de energia, aliado aos sistemas de armazenamento, junto com os seus conversores e seus respectivos controles, esse trabalho visa estudar diversos cenários de uma microrrede CC conectada à rede convencional (CA) de energia elétrica. Com o objetivo de analisar a viabilidade da utilização desse tipo de geração distribuída que vem sendo objeto de estudo e aplicação globalmente o setor elétrico [14].

1.1 Motivação

No estacionamento da escola de engenharia da Universidade Federal Fluminense, através do Núcleo de Inovação Tecnológica em Engenharia Elétrica (NITEE), existe

construída uma cobertura composta de dois módulos de nove painéis fotovoltaicos, com o objetivo de estudar o desenvolvimento de projetos voltados para a área de energia elétrica renovável [18], [19]. Com o avanço do uso de veículos elétricos, a procura por pontos de reabastecimento da fonte primária de propulsão de energia dos mesmos aumenta consideravelmente. Tal demanda, amplia-se, levando em consideração grandes centros urbanos.

Com esse intuito foi iniciado um projeto de estudo, visando a construção de uma estação de recarga solar funcional. Como parte do projeto, este estudo tem o objetivo de analisar, através de simulações em ambiente de software, a dinâmica entre uma microrrede CC composta por uma fonte energia elétrica a qual é dada pelo conjunto de painéis fotovoltaicos, e por um sistema de armazenamento de energia integrado por um banco de baterias do tipo íon-lítio. Sendo a microrrede conectada à rede convencional. O cerne do trabalho é analisar como se dá a simultaneidade do controle do conversor eletrônico de cada subsistema frente a perturbações que ocorrem frequentemente nessa configuração [20]. Por fim, posteriormente a este estudo será o desenvolvimento de protótipo de bancada do mesmo sistema a fim de validar as simulações conduzidas.

1.2 Objetivos

O objetivo desse trabalho consiste na análise, através do Matlab/Simulink [21], do comportamento dinâmico da inserção de uma estação de recarga solar conectado à rede [22]. A estação de recarga possui um arranjo fotovoltaico conectada ao capacitor de potência da rede de corrente contínua, conhecido por elo CC. O qual é conectado também ao sistema de armazenamento de energia, composto por baterias, compondo assim uma microrrede CC. A microrrede por sua vez é ligada à rede convencional através de um inversor de frequência.

A princípio o estudo estava dividido em duas etapas, a primeira era de selecionar o sistema de controle para o inversor, e demais conversores da microrrede e após realizar as análises computacionais seguir para a segunda etapa, que por sua vez seria a comparação com um sistema real em laboratório aplicando o controle aos sistemas e realizando os ensaios para a microrrede. Entretanto, devido ao ano atípico de 2020 no qual se decorreu o estudo, este trabalho discorrerá nesse primeiro momento apenas acerca da primeira etapa

mencionada. Com o próximo passo de se aplicar em laboratório o dimensionamento e projetos descritos nesta dissertação

1.3 Estrutura do Trabalho

De forma a melhor apresentar os pontos abordados, a organização do texto foi feita da seguinte forma:

O capítulo 1 contém a introdução, descrição da motivação, alinhamento do objetivo e organização do trabalho.

O capítulo 2 apresenta uma breve introdução teórica dos seguintes tópicos: microrrede de corrente contínua, sistemas fotovoltaicos, conversores eletrônicos.

O capítulo 3 apresenta o passo a passo da construção dos sistemas da simulação, e a metodologia dos testes do controle utilizado.

No capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos no trabalho.

Por fim, no capítulo 5 é apresentada a conclusão do projeto e bem como proposta para trabalhos futuros.

Capítulo 2 - Estação de Recarga Solar Conectada à Rede

Os componentes de uma estação de recarga de veículos elétricos comercial consistem em um ponto de acesso à energia elétrica com plugues e adaptadores para os veículos, sistema de gerenciamento de recarga, conversores eletrônicos, sistema de comunicação interligados com central, e sistema de proteção [23]. Atualmente esses componentes são reunidos em totens que os agrupam de forma compacta, além de propiciar fácil utilização por conta do usuário. Na Figura 1 - Totem de recarga de veículos elétricos comercial é apresentado um totem de recarga modelo comercial.

Figura 1 - Totem de recarga de veículos elétricos comercial

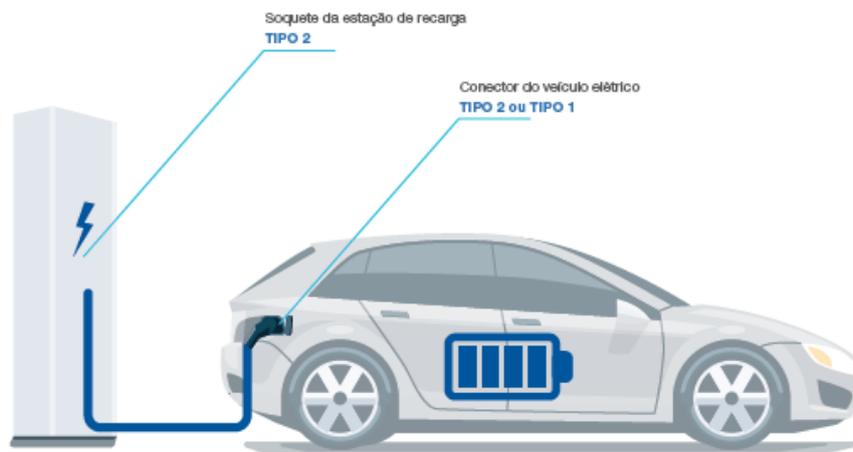


Fonte: [23].

Existem diversas aplicações para os totens de recarga, os mais conhecidos são para residências, estacionamento de empresas e ambientes públicos, estações para rodovias expressas [23], [24]. Esses pontos de recarga podem ser isolados, quando não há conexão com a rede elétrica, ou não isolados. Acompanhado a tendência mundial em diminuir emissões de gases do efeito estufa, tem aumentado o emprego de painéis fotovoltaicos aliados a estações de recarga para veículos elétricos [25]. Assim, uma estação de recarga com essa característica pode ser composta pelo arranjo fotovoltaico, conversores eletrônicos, banco de baterias, e capacitor do elo de corrente contínua. A Figura 2 - Estação de recarga para veículos elétricos exemplifica, de forma geral, esses componentes e suas

conexões. Porém, as fontes de energia não se limitam apenas a painéis fotovoltaicos, em alguns estudos e aplicações também incluem turbinas eólicas [26].

Figura 2 - Estação de recarga para veículos elétricos



Fonte: [23].

Conforme a capacidade instalada do arranjo aumenta, e de outras fontes conectadas ao ponto de recarga, pode-se caracterizar a estação de recarga como uma microrrede. Caso esse sistema esteja conectado à rede convencional, o mesmo é considerado como geração distribuída [14]. Neste contexto, a geração distribuída (GD) pode ser definida como uma fonte de geração conectada diretamente à rede de distribuição ou ao consumidor final, que pode, em virtude de suas características, contribuir para eficiência, menor custo de geração, confiabilidade, descongestionamento de linha de transmissão, diminuição do impacto ambiental em relação a rede convencional [2].

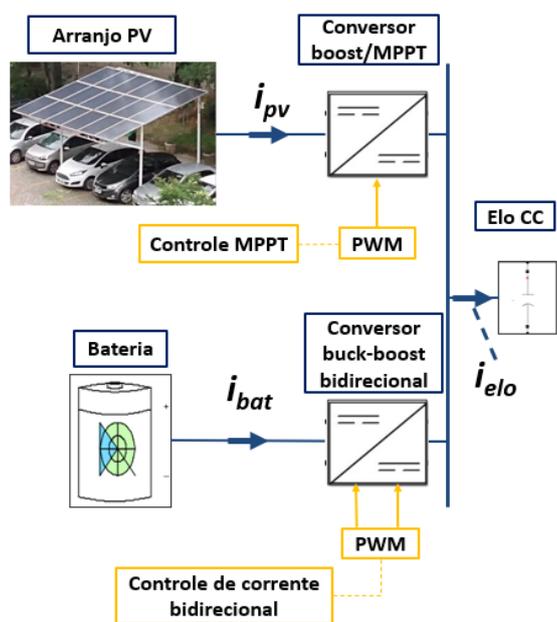
2.1 Microrrede de corrente contínua

É bem sabido que a inserção de muitas unidades de geração distribuída afeta os níveis de potência da rede elétrica. Muitos pesquisadores estudam as microrredes CC (do inglês microgrids) com sistemas práticos experimentais e têm concluído que a utilização de energia renováveis baseada em microgrids aparenta ser o melhor caminho para a sua exploração e a redução dos riscos ambientais gerados pelos combustíveis fósseis.

As microrredes são redes de abastecimento em pequena escala, projetadas para fornecer energia para uma pequena comunidade, como um conjunto habitacional, ou uma

comunidade acadêmica ou pública, como uma universidade ou escola, ou ainda um local industrial. A microrrede é uma rede de distribuição ativa porque é um conglomerado de sistemas de geração distribuídas (GDs) e diferentes cargas em níveis de tensão de distribuição. Os geradores ou micro-fontes empregadas nesta rede de abastecimento são geralmente renováveis, integradas para gerar energia na tensão de distribuição [2].

Figura 3 - Microrrede de corrente contínua.



Fonte: Elaboração própria.

2.2 Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são sistemas construídos a partir de painéis fotovoltaicos acrescidos de conversores eletrônicos e/ou outros elementos necessários para o aproveitamento da energia fotovoltaica. Os painéis fotovoltaicos, ou módulos fotovoltaicos, são constituídos de pequenas células fotovoltaicas que são responsáveis por converter a energia da luz solar diretamente em eletricidade. Dependendo dos níveis de potência desejados para uma determinada aplicação, painéis fotovoltaicos podem ser associados em série ou em paralelo para formar conjuntos ou arranjos fotovoltaicos.

Figura 4 - Exemplos de célula, módulo e arranjo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de [27].

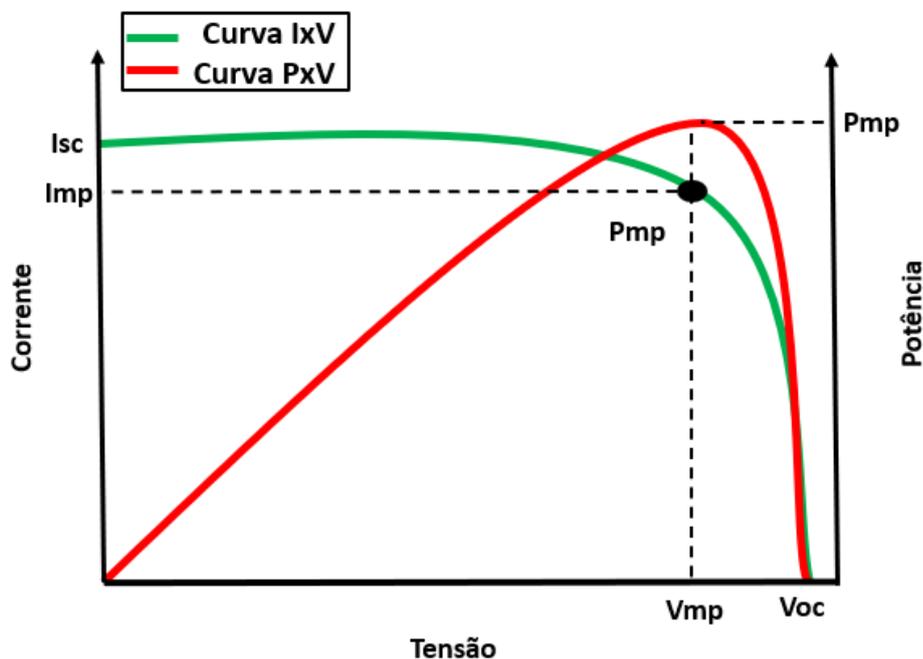
Atualmente, os sistemas fotovoltaicos têm encontrado dois problemas principais: os custos ainda consideráveis das instalações iniciais e a baixa eficiência dos painéis fotovoltaicos, incapazes de converter em eletricidade toda a energia que recebem do sol. No entanto, a descoberta recente da tecnologia de concentradores solares orgânicos (OSC - organic solar concentrators) associada com os avanços da pesquisa sobre as películas finas, contribuem para um futuro mais promissor e acessível da energia solar fotovoltaica.

A característica de um módulo fotovoltaico, normalmente, é dada por sua potência máxima (P_{max}). Devido a isso, este valor acaba sendo considerado o mais importante, quando se trata de caracterizar um determinado módulo. Porém, há outros parâmetros que também apresentam a funcionalidade do mesmo e que devem ser considerados. Estes são:

- V_{OC} : Tensão de circuito aberto;
- I_{SC} : Corrente de curto-circuito;
- V_{MP} : Tensão de máxima potência;
- I_{MP} : Corrente de máxima potência;
- P_{MAX} : Ponto de máxima potência.

A apresentação desses parâmetros é realizada graficamente para uma única célula fotovoltaica. Na Figura 5, tem-se uma típica curva característica I-V de uma célula fotovoltaica. Nesta, podem ser observados os parâmetros I_{SC} e V_{OC} .

Figura 5 - Curva característica de módulo fotovoltaica.



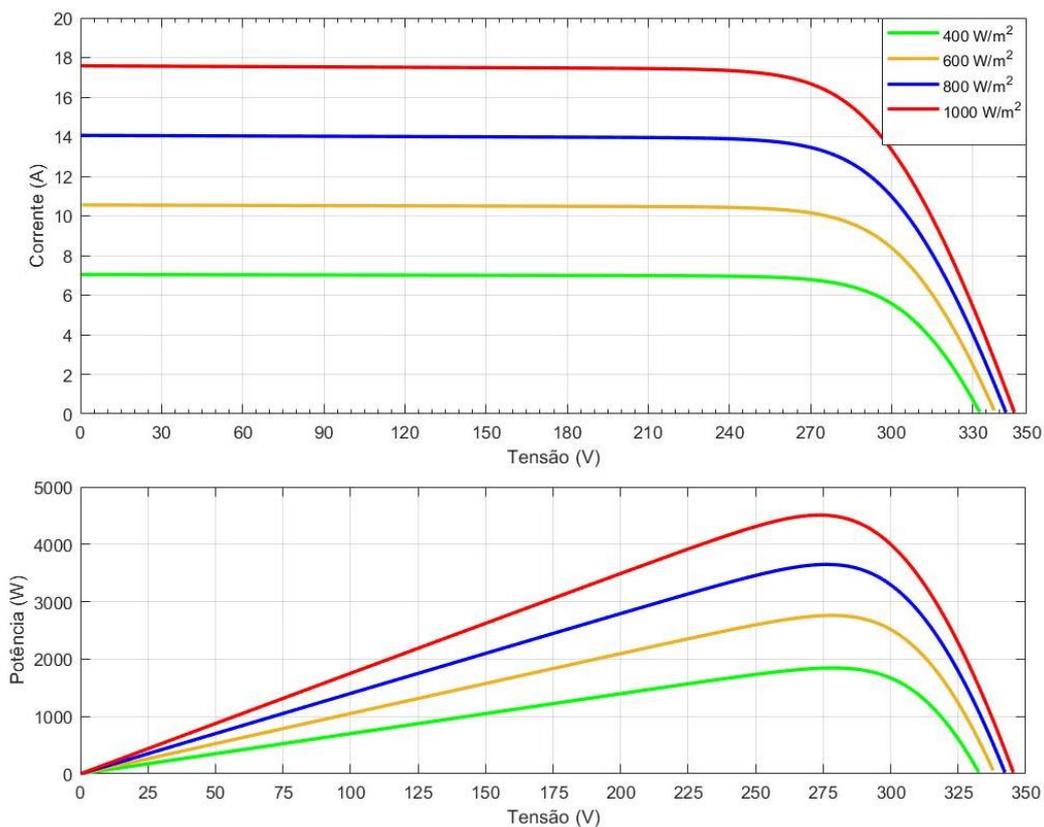
Fonte: Adaptado de [19].

A curva característica da célula fotovoltaica exposta à luz sofre um desvio proporcional à magnitude da corrente I_{pv} em direção à polarização inversa. Assim sendo, como a radiação solar incidente na placa é diretamente proporcional à corrente foto-gerada I_{pv} , espera-se que com o aumento da intensidade luminosa, a curva característica do módulo fotovoltaico sofra um deslocamento para cima no eixo da corrente.

Em relação à tensão de circuito aberto, exceto quando a radiação solar é muito baixa, caracterizando escuridão, V_{oc} decresce rapidamente a zero. Porém, em geral, para pequenas variações na luz incidida, o efeito em V_{oc} é insignificante.

Na Figura 6 é apresentado o comportamento da corrente e potência em função da tensão a uma dada temperatura variando-se a irradiância.

Figura 6 - Efeitos da variação da radiação solar em um arranjo fotovoltaico.

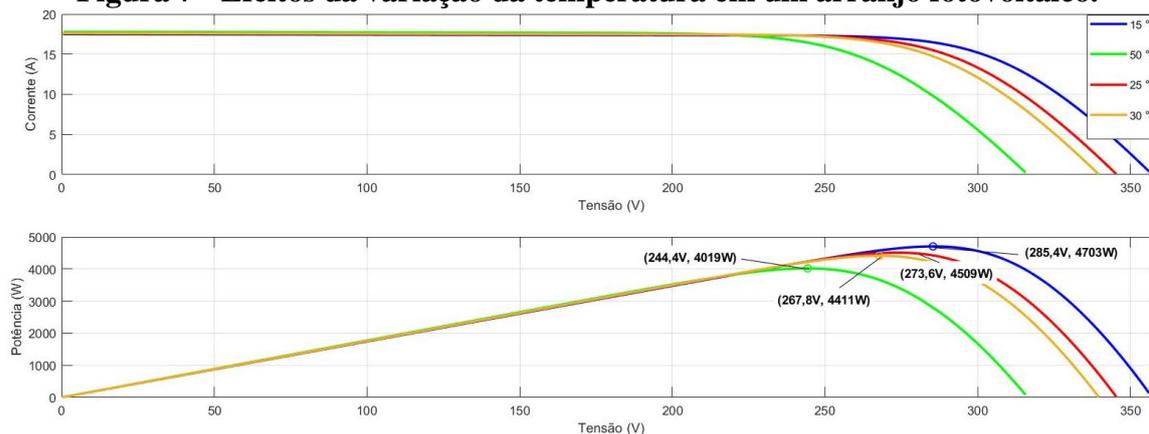


Fonte: Elaboração própria.

Assim como qualquer outro dispositivo semicondutor, as células fotovoltaicas são sensíveis à temperatura. O efeito mais significativo das variações deste parâmetro é percebido na tensão de circuito aberto. Isto porque esta variável está relacionada à corrente de saturação do diodo que possui uma relação cúbica com a temperatura.

Deste modo, dada a relação inversamente proporcional entre V_{oc} e I_0 , corrente de saturação, o aumento da temperatura implica na diminuição da potência e da tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico, como pode ser visto Figura 7.

Figura 7 - Efeitos da variação da temperatura em um arranjo fotovoltaico.



Fonte: Elaboração própria.

2.2.1 Rastreamento do ponto de máxima potência

Devido a não-linearidade do clima, que influenciam diretamente no desempenho dos arranjos fotovoltaicos, alguns métodos foram desenvolvidos para aumentar a eficiência do sistema. Estas técnicas garantem que, para cada valor de temperatura e radiação solar incidente, o sistema opere a maior parte do tempo no ponto de máxima potência, realizando uma busca contínua por este ponto. Essas técnicas são geralmente implementadas através de um processador digital de sinais (DSP - Digital Signal Processor), favorecendo a utilização do controle e da modulação vetorial.

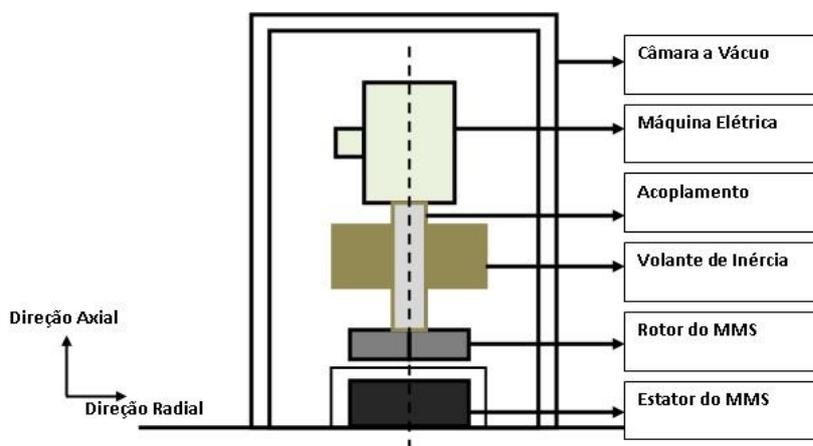
Três técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência ou MPPT (do inglês, Maximum Power Point Tracker) são mais recorrentes na bibliografia, dentre elas, tem-se o método da tensão constante, perturba e observa (P&O) e condutância incremental.

Neste trabalho foi utilizado o método P&O por sua versatilidade e por ser amplamente utilizado em sistemas fotovoltaicos [19], [28].

2.3 Sistemas de armazenamento de energia

Dada a característica intermitente das fontes renováveis de energia, tais como painéis solares, turbina eólicas etc. É recomendado aproveitar e armazenar a energia elétrica nos momentos em que o consumo é menor, e reaproveitar a energia guardada injetando na rede nos momentos de alta demanda. Existem diversas formas de armazenar a energia elétrica, muitas vezes é armazenada na forma de energia magnética, cinética, potencial gravitacional. Por exemplo, na Figura 8 é apresentado um exemplo de sistema de armazenamento de energia (ESS), onde a energia gerada excedente é utilizada para acionar o motor elétrico do Flywheel e realizar a transferência de energia elétrica gerada para a energia cinética [11].

Figura 8 - Exemplo de arranjo de um FESS



Fonte: Adaptado de [11].

Em sistemas fotovoltaicos isolados o uso de baterias estacionárias, e bancos de baterias, é amplamente disseminado como BESS (*Battery Energy Storage System*) para armazenar energia durante o dia, e o sistema é acionado em momentos de alta demanda, ou durante a noite descarregando a energia acumulada anteriormente.

Figura 9 - Exemplo de bateria estacionária.



Fonte: Adaptado de [29].

2.4 Conversores Eletrônicos

Nesta seção serão introduzidos os conceitos dos conversores eletrônicos utilizados no projeto. São eles: os inversores de frequência, conversor boost, conversor buck-boost bidirecional.

2.4.1 Inversores

Inversores são dispositivos que atuam realizando a conversão do sinal elétrico CC (corrente contínua) em CA (corrente alternada), além disso eles controlam a injeção ou absorção de potência na rede, e adequam a tensão para os valores de frequência e amplitude desejados.

O inversor é um circuito composto por uma fonte, IGBTs que atuam como chaves e diodos posicionados em paralelo aos IGBTs. Conforme há a abertura e fechamento das chaves, a tensão medida em um determinado ponto varia entre positiva e negativa, desse modo gerando um sinal alternado.

O acionamento das chaves é feito através da modulação PWM, essa técnica consiste em comparar sinais de ondas senoidais (portadoras) e triangulares (moduladoras), e enviar comandos para cada uma das chaves de acordo com esses resultados ao longo do tempo.

Topologias (tipos de inversor: monofásico (meia ponte, ponte completa), trifásico (simples, multinível)). O tipo de fonte utilizada para alimentar o circuito do inversor pode ser por corrente o *currente source inverter* (CSI) ou de tensão *voltage source inverter* (VSI). Já em relação ao inversor trifásico podemos gerar sinais com dois níveis (valor positivo e negativo de valor igual), três níveis (valor positivo, negativo ou nulo) multiníveis (sinal positivo e negativo, com valores diversos) [16], [19], [30].

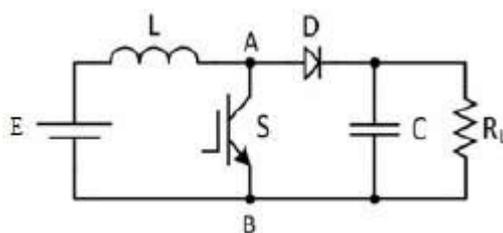
2.4.2 Conversor Boost

Em se tratando de sistemas fotovoltaicos, pode-se utilizar vários tipos de conversores CC/CC para serem conectados ao gerador fotovoltaico, tais como os conversores CC do tipo não isolados como o buck, boost, buck-boost.

A topologia escolhida para o conversor a ser utilizado no sistema fotovoltaico, proposto neste trabalho, foi o conversor boost. Uma das razões da escolha por este tipo de Conversor CC/CC, é no fato de adequar-se muito bem às mais diversas aplicações referentes aos sistemas fotovoltaicos. Além disto, este conversor mostra-se mais simples, em termos de topologia do que o conversor CC/CC buck-boost. Como exemplo de outras aplicações do conversor boost, pode-se utilizá-lo como elevador de tensão em fontes de alimentação, retificadores com elevado fator de potência e no acionamento de motores de corrente contínua com frenagem regenerativa. Em se tratando de circuitos eletrônicos de potência, sabe-se que existem vários meios de abaixar um dado nível de tensão.

Diferentemente do painel fotovoltaico modelado no ambiente Simulink, para o conversor boost optou-se por representá-lo através dos elementos da biblioteca SimPowerSystems do mesmo ambiente. Tendo sido escolhida a forma de representar o conversor no ambiente de simulação simulink, parte-se então para o equacionamento do mesmo para que seja possível dimensionar seus componentes, a Figura 10 apresenta um conversor boost com chave S [16].

Figura 10 - Conversor boost.



O conversor CC/CC boost possui duas etapas de operação. Na primeira etapa, a chave S permanece fechada e na segunda etapa, a chave fica aberta. Na primeira etapa de funcionamento, onde a chave S se encontra fechada, o diodo D é polarizado inversamente, isolando o estágio de saída da fonte de alimentação E, que aplica uma tensão constante diretamente sobre o indutor. A corrente da chave I é igual à corrente que passa no indutor e a corrente que passa no diodo é nula.

Nesta etapa de operação do conversor boost, a chave S que antes estava fechada é agora aberta e, assim, a corrente do indutor e a corrente no diodo são iguais. Assim, com a chave fechada a corrente que passa pelo indutor cresce linearmente com o passar do tempo. Quando a chave é aberta, o diodo está polarizado de maneira reversa fazendo com que a tensão na carga seja superior a da fonte. Dessa forma elevando a tensão na carga.

2.4.3 Conversor Buck-Boost Bidirecional

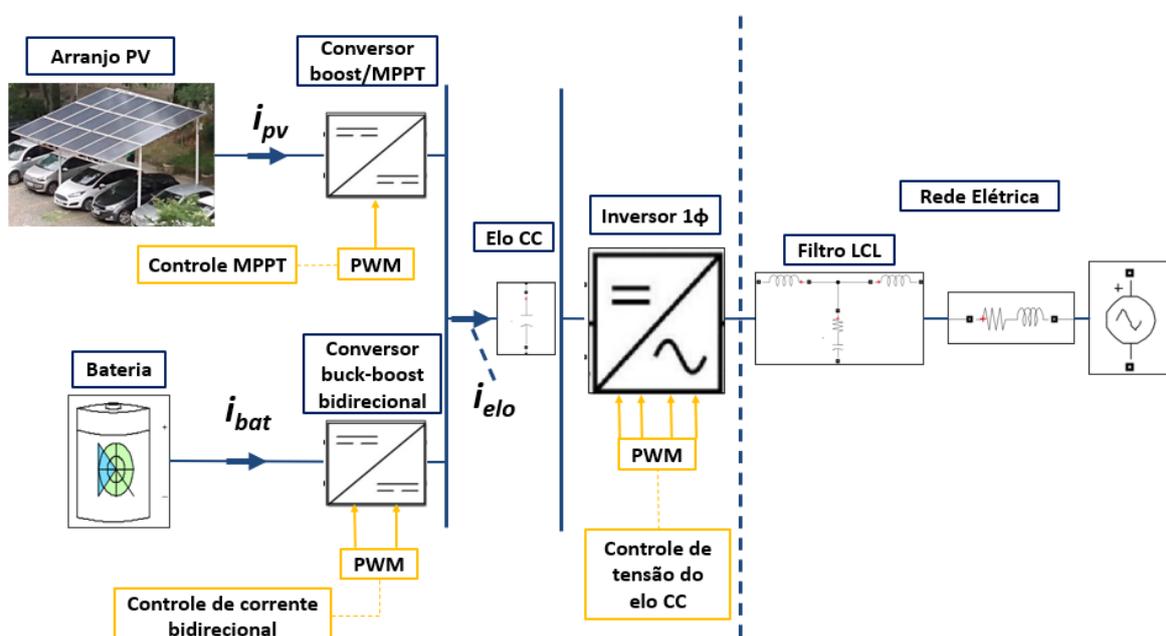
Assim como o conversor eletrônico boost foi escolhido para realizar a elevação do nível de tensão do conjunto de painéis para a microrrede CC, faz-se necessário a escolha de um conversor eletrônico a ser empregado para a conexão do banco de baterias com a microrrede. No caso do BESS o objetivo do conversor que o conecta à rede é extrair a função de carga e descarga das baterias. De forma a carregá-las em um momento de baixa demanda e alta produção através da energia solar, e descarregá-las no período de alta demanda conforme necessidade da rede. A saber, no caso de inserção de veículos para carregamento na microrrede CC [31]. Dessa forma, o conversor eletrônico bidirecional se torna uma boa escolha de produto para o caso específico deste estudo. Dentre os conversores bidirecionais o conversor buck-boost com o controle permitindo a funcionalidade de condução nos dois sentidos possui característica adequada ao projeto.

O papel do conversor bidirecional é similar ao de um transformador de potência utilizado na rede convencional, o qual eleva ou abaixa a tensão dependendo do ponto de instalação. Porém, diferentemente de um transformador, que muitas vezes trata-se de um elemento passivo, os conversores bidirecionais se utilizam de chaves controladas com frequência de abertura e fechamento da ordem de 20kHz [32].

Capítulo 3 - Projeto dos sistemas da microrrede

O sistema completo a ser simulado é composto pelo arranjo fotovoltaico, a bateria, o inversor monofásico e a rede elétrica. A simulação da estação de recarga foi dividida em três partes. A primeira considerando apenas o inversor conectado à rede, e testando o controle para diferentes níveis de tensão referência. A segunda, adicionando ao circuito o arranjo fotovoltaico conectando-se ao inversor e a rede. E por último, somando ao lado de corrente contínua o sistema de armazenamento de energia escolhido, a bateria, conectada aos sistemas supracitados. A Figura 11 apresenta todo o sistema mencionado.

Figura 11 - Estação de recarga solar conectada à rede.



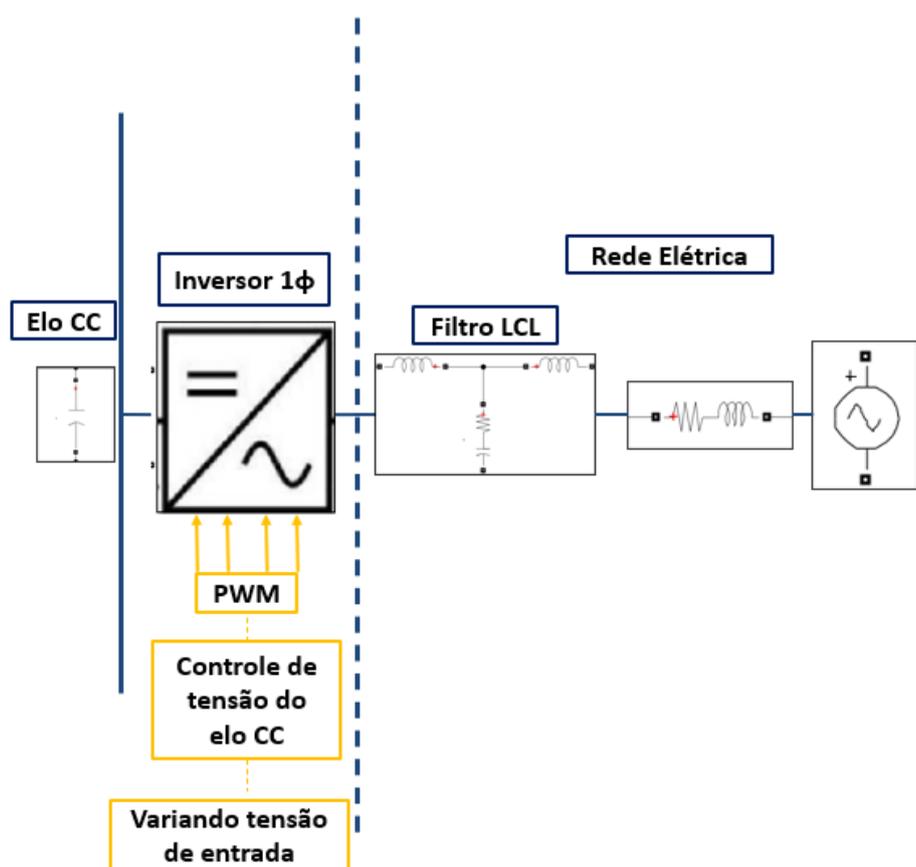
Fonte: Elaboração própria.

Todo o circuito de potência e controle foi simulado utilizando o Matlab/Simulink como ambiente de software. A seguir será descrito o passo a passo na modelagem e testes realizados no controle e nos sistemas utilizados [19].

3.1 Controle do inversor de frequência para conexão à rede

O primeiro sistema a ser modelado foi o inversor monofásico de ponte-completa com modulação PWM. Para se obter o controle do inversor pode-se dividir em duas etapas na malha de sincronismo com a rede para comparação dos sinais medidos com o desejado, e no controle de tensão do elo de corrente contínua (elo CC), o qual gera os sinais de referência para as chaves do inversor. Na Figura 12 é mostrada a conexão do bloco inversor à rede elétrica.

Figura 12 - Diagrama do elo CC conectado à rede elétrica.



Fonte: Elaboração própria.

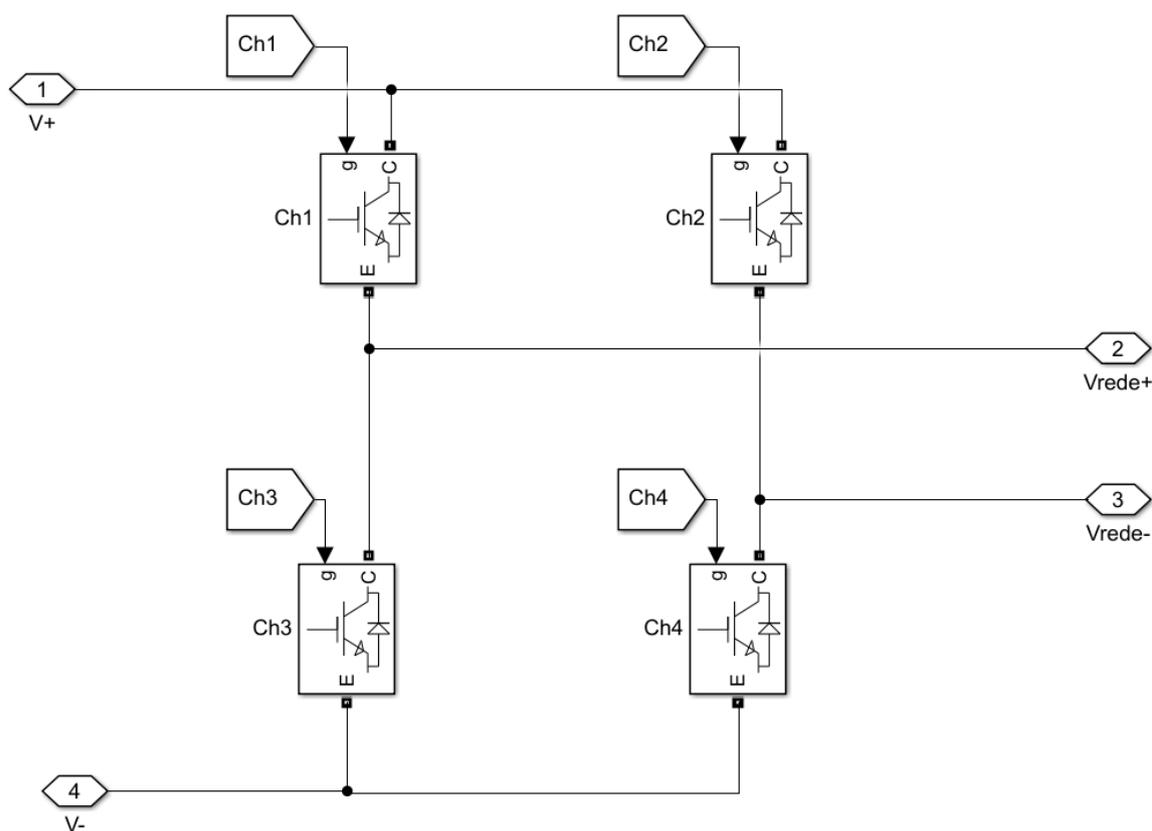
O inversor foi construído com quatro chaves do tipo IGBT conectadas ao capacitor de elo de corrente contínua (CC). O capacitor do elo CC foi dimensionado conforme a equação 1 obtida através da referência de [32]. Na Figura 13 é mostrada a configuração

utilizada para o inversor de frequência. O princípio de funcionamento descrito no capítulo 2 foi o utilizado para a geração dos pulsos gerados para o comando dos IGBTs.

$$C_{elo} = \frac{P_{CC}}{\omega \times V_{ref} \times \Delta V_{CC}} \quad (1)$$

Na Figura 13 é mostrada a configuração utilizada para o inversor de frequência. O princípio de funcionamento descrito no capítulo 2 foi o utilizado para a geração dos pulsos gerados para o comando dos IGBTs.

Figura 13 - Inversor monofásico de ponte-completa utilizado.



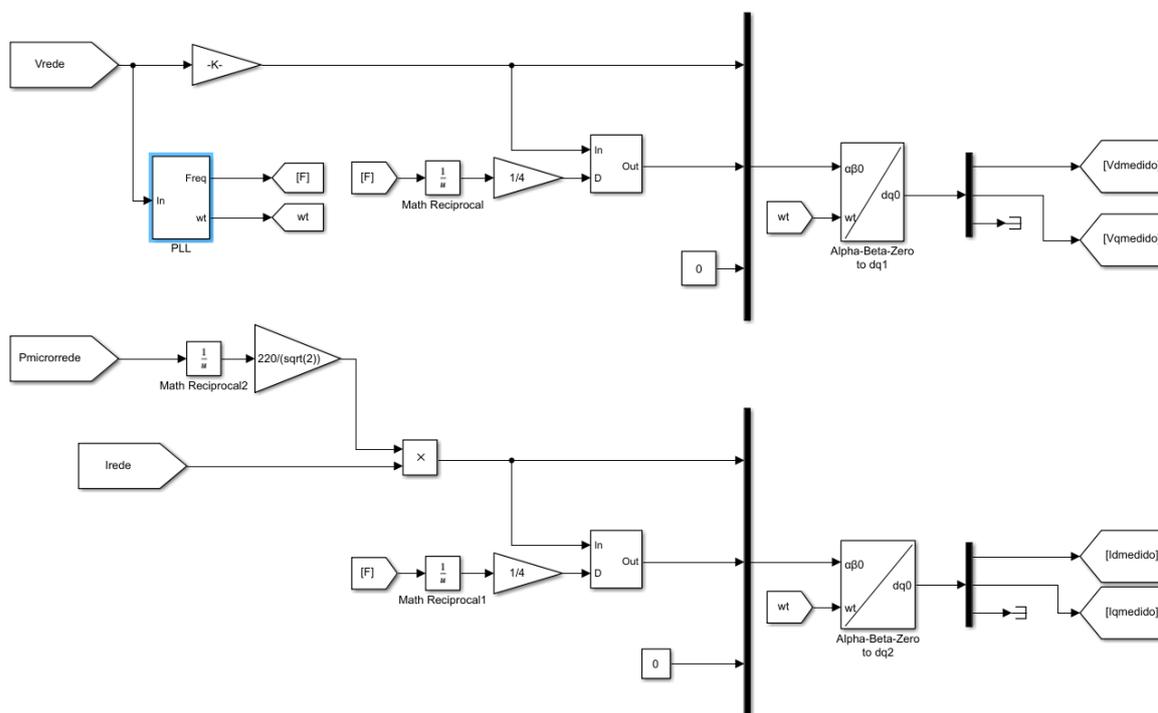
Fonte: Elaboração própria.

Com essa configuração de inversor o sinal de saída precisa ser “tratado” por um filtro passivo de forma a se adequar à forma senoidal. Para isso é utilizado um filtro passivo LCL de forma a atenuar o sinal de saída do inversor de frequência.

3.1.1 Sincronismo com a rede

De forma a obter o sinal de saída do inversor com a mesma frequência da rede elétrica foi utilizada a malha de captura de fase ou PLL (*phase locked loop*), que através de um sinal medido estima a frequência e a velocidade angular deste valor medido. Neste caso o sinal medido foi a tensão da rede a ser conectado o inversor de frequência. A tensão e a corrente medida na saída do inversor foram convertidas para o referencial girante dq , com dimensão em pu, para que pudessem ser utilizados no controle. A Figura 14 ilustra a malha de captura de fase e decomposição nos eixos dq .

Figura 14 - Malha de sincronismo com a rede e geração dos sinais medidos para entrada do controle.



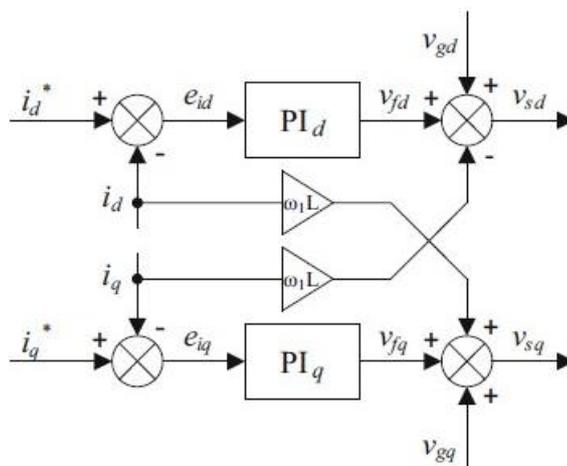
Fonte: Elaboração própria.

Esses sinais em eixo dq , um sistema em que variam constantemente com o tempo, são então utilizados como entrada no controle da tensão do elo CC.

3.1.2 Malha de controle da tensão do elo CC

O objetivo do controle do inversor é ajustar a tensão medida no barramento de CC sempre para um valor desejado. Utilizando do modelo de controle cruzado e acoplado, conforme Figura 15, a diferença entre a tensão referência e medida no elo CC geram um erro que é minimizado pelo controle proporcional integral (PI) que é proporcional a corrente de saída do inversor.

Figura 15 - Malha de controle cruzado utilizando a decomposição nos eixos dq.

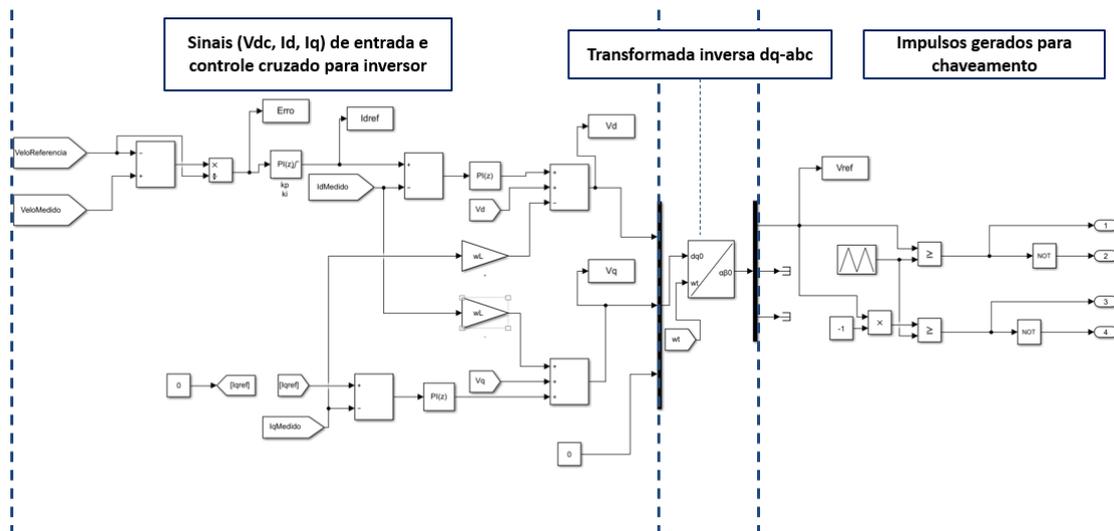


Fonte: [30].

Este sinal é então comparado com a corrente de saída do inversor onde aplica-se o controle acoplado cruzado. Como o escopo deste trabalho não foi avaliar o consumo, e controlar a geração de potência reativa o sinal i_d foi igualado a zero interessando somente a parte ativa da potência consumida.

Após essa etapa o sinal é então invertido novamente para o eixo de coordenada convencional, onde o sinal V_a é a onda referência comparada a triangular portadora, gerando os sinais de referência para o chaveamento do inversor. Na Figura 16 é apresentado o diagrama de controle utilizado no projeto.

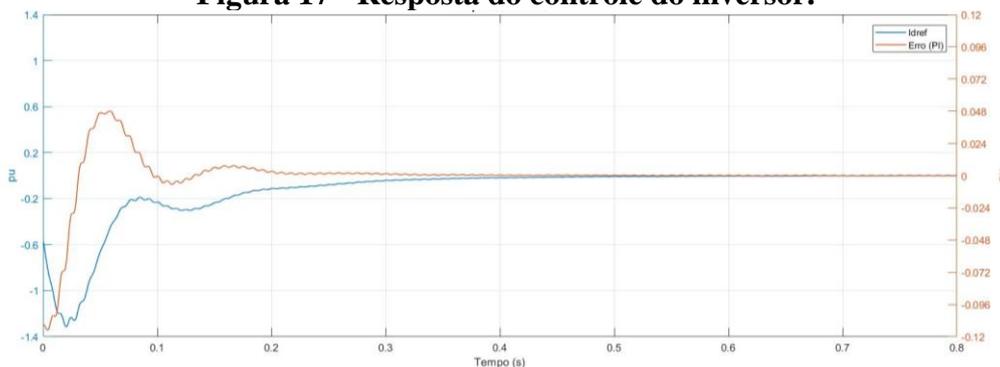
Figura 16 - Malha de controle utilizada na simulação.



Fonte: Elaboração própria.

De forma a validar o sistema de controle, o primeiro teste foi com o inversor conectado ao elo CC, e conectado à rede, sem a presença do arranjo fotovoltaico e da bateria com seus conversores. Assim, definiu-se como $V_{elo}=450V$ constante, a resposta da comparação entre a tensão referência e tensão medida no elo CC é apresentada em Figura 17.

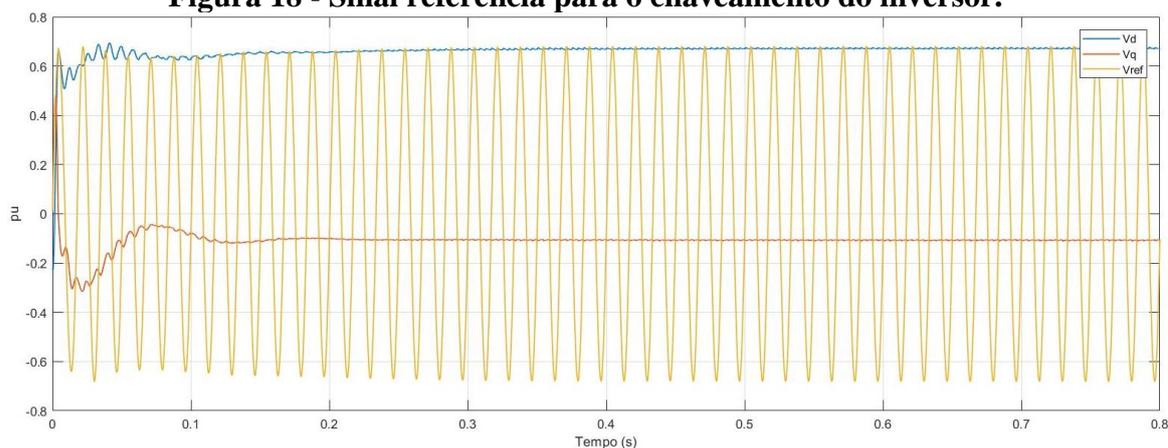
Figura 17 - Resposta do controle do inversor.



Fonte: Elaboração própria.

Como pode ser visto no início da simulação tem-se um período de transitório, mas que rapidamente diminui o erro a zero com a presença do controle PI. Outro ponto importante é o sinal de referência para o chaveamento que precisa ser um sinal senoidal e é mostrado na Figura 18.

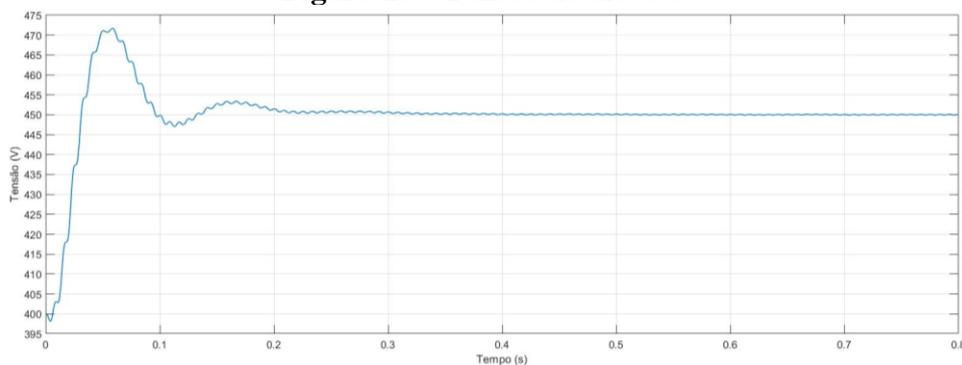
Figura 18 - Sinal referência para o chaveamento do inversor.



Fonte: Elaboração própria.

Por fim, o sinal de tensão medido no elo CC se mantém constante após um rápido transitório. Na Figura 19 pode-se notar a tensão estabilizando em torno de 450V conforme desejado.

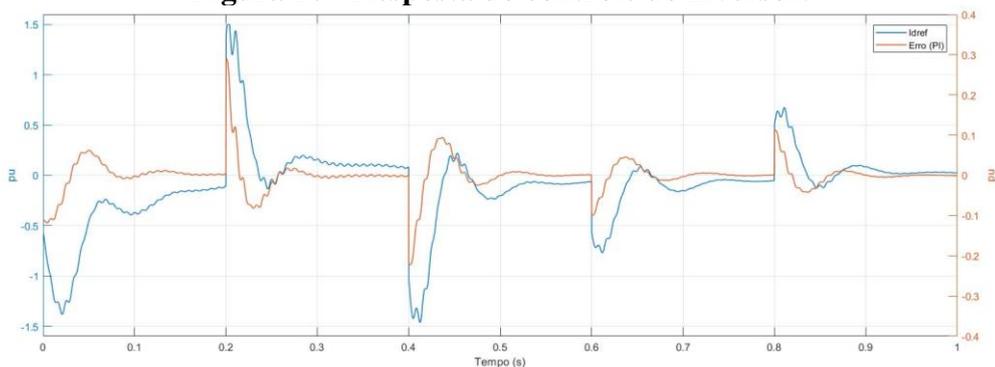
Figura 19 - Tensão do elo CC.



Fonte: Elaboração própria.

Em segundo momento, outro teste realizado, apenas com o elo CC e inversor conectado à rede, foi variar a tensão referência desejada a ser mantida no elo CC. Escolheram-se para valores de tensão sucessivamente: 450V, 350V, 450V, 500V e retornando a 450V. Na Figura 20 nota-se a resposta ao erro durante o processo, demonstrando uma rápida resposta levando em conta o estímulo aplicado.

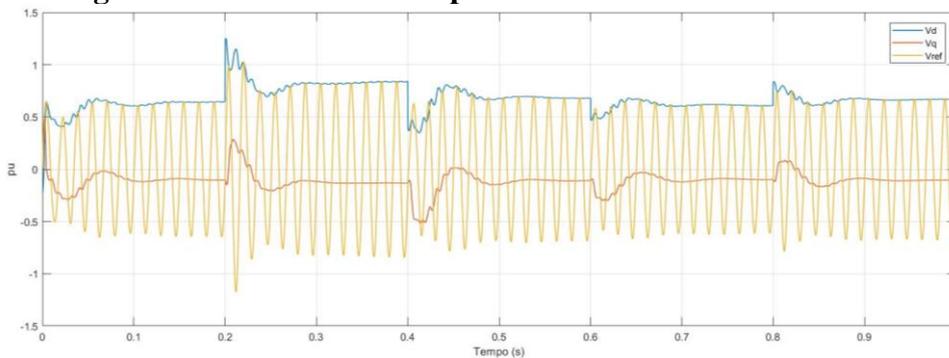
Figura 20 - Resposta do controle do inversor.



Fonte: Elaboração própria.

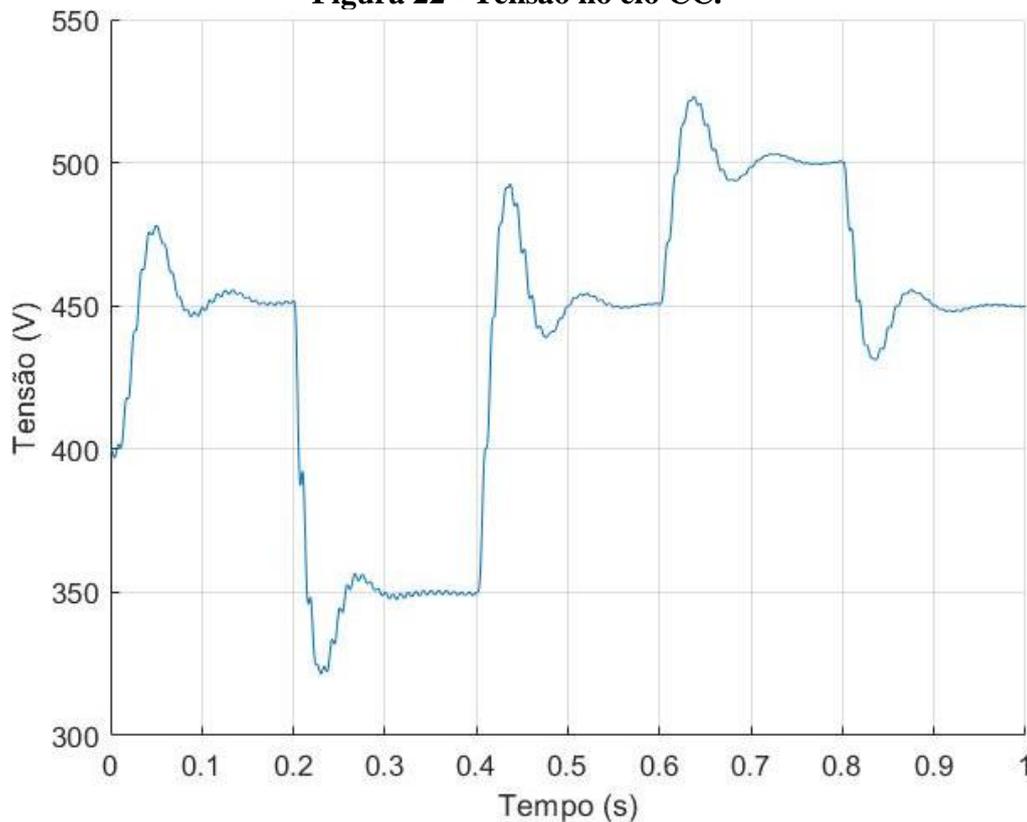
De forma similar ao teste anterior foi obtido o sinal de referência para o chaveamento que se manteve senoidal durante a variação da entrada, apenas influenciando na mudança na magnitude do mesmo, Figura 21.

Figura 21 - Sinal referência para o chaveamento do inversor.



Fonte: Elaboração própria.

Conforme descrito anteriormente, os sinais referência para tensão no elo CC foram variados, e na Figura 22 pode-se notar que foram obtidos os valores desejados.

Figura 22 - Tensão no elo CC.

Fonte: Elaboração própria.

O dimensionamento do controle PI não fez parte do escopo do projeto. Definindo-se assim os valores através de sucessivos testes, como os mencionados anteriormente nesta seção. E como será apresentado posteriormente atendeu satisfatoriamente o sistema estudado.

3.2 Sistema fotovoltaico

Neste tópico será apresentada a configuração do arranjo fotovoltaico utilizada no circuito proposto, e atualmente construída na escola de engenharia da UFF no campus da praia vermelha. Além disso, será apresentado o dimensionamento dos componentes do conversor boost, o qual possui seu controle realizado pelo algoritmo MPPT que também será descrito nessa seção.

3.2.1 Arranjo fotovoltaico

Em estudo previamente realizado [18], foram descritas as etapas do projeto e dimensionamento da cobertura solar para recarga de veículos elétricos, encontrada no estacionamento da escola de engenharia da UFF. Assim, o modelo de painel utilizado foi o fabricado pela *Yingli Solar* com potência de 250 W_p. Quando comparado aos demais painéis, o modelo citado acima foi escolhido por possuir melhor custo-benefício na relação de custo por potência gerada.

Dessa forma, com um conjunto composto por 18 módulos com duas *strings* conectadas em paralelo sendo cada *string* composta por nove módulos em série, totalizam 268,2 V de tensão e 16,78 A, atingindo uma potência de pico de 4,5 kW_p. O modelo do painel utilizado é o *Yingli Solar YL250P-29b*. A Tabela 1 - Características elétricas do módulo Yingli Solar YL250P-29b apresenta as características elétricas de um arranjo fotovoltaico para as condições de 1000 W/m² na temperatura de 25°C.

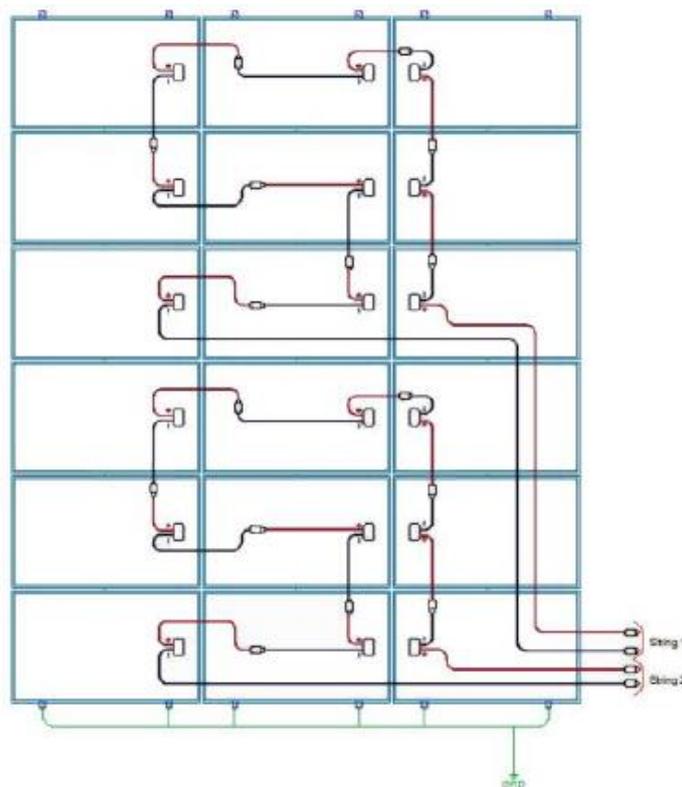
Tabela 1 - Características elétricas do módulo Yingli Solar YL250P-29b

Tensão em máxima potência	29,8 V
Corrente em máxima potência	8,39 A
Tensão de circuito aberto	37,6 V
Corrente de curto-circuito	8,92 A
Potência máxima	250 W _p
Eficiência	15,4%

Fonte: Dados de simulação

Na Figura 23 é apresentada a montagem do arranjo fotovoltaica utilizada no projeto da estação de recarga solar.

Figura 23 - Disposição do arranjo fotovoltaico.



Fonte: [18].

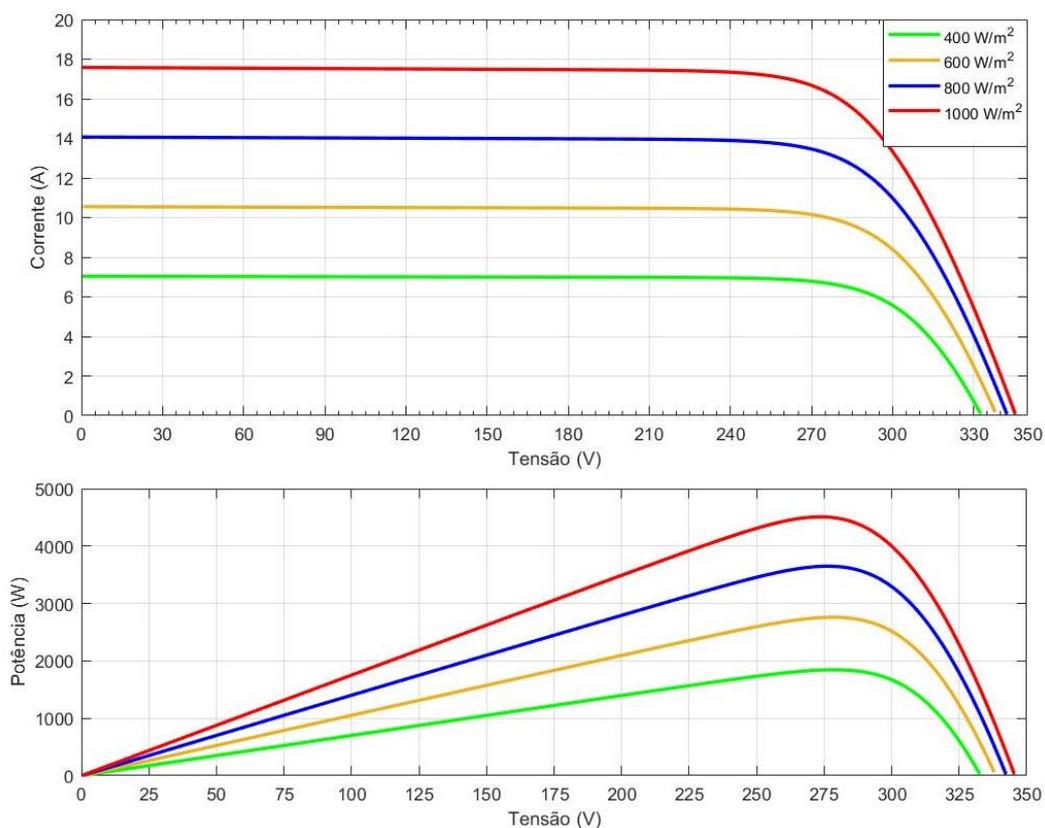
A fim de conhecer o comportamento do arranjo, foram extraídas as curvas $V \times I$ e $P \times V$ através do Matlab/Simulink. Tal processo foi obtido variando as grandezas, de entrada do arranjo, de temperatura e irradiância. Em um primeiro momento, para a variação de dados de entrada conforme Tabela 2 - Valores de irradiância para arranjo fotovoltaico à 25°C., a Figura 24 demonstra o efeito no arranjo.

Tabela 2 - Valores de irradiância para arranjo fotovoltaico à 25°C.

Arranjo fotovoltaico @ 25°C	
Irradiância (W/m ²)	400
	600
	800
	1000

Fonte: Elaboração própria.

Figura 24 - Curvas IxV e PxV conforme dados da Tabela 2 - Valores de irradiância para arranjo fotovoltaico à 25°C.



Fonte: Elaboração própria.

A seguir, na Tabela 3 - Valores de temperatura para o arranjo fotovoltaico à 1000W/m². se encontram os valores de temperatura para o arranjo para obtenção das curvas características à irradiância fixa de 1000 W/m².

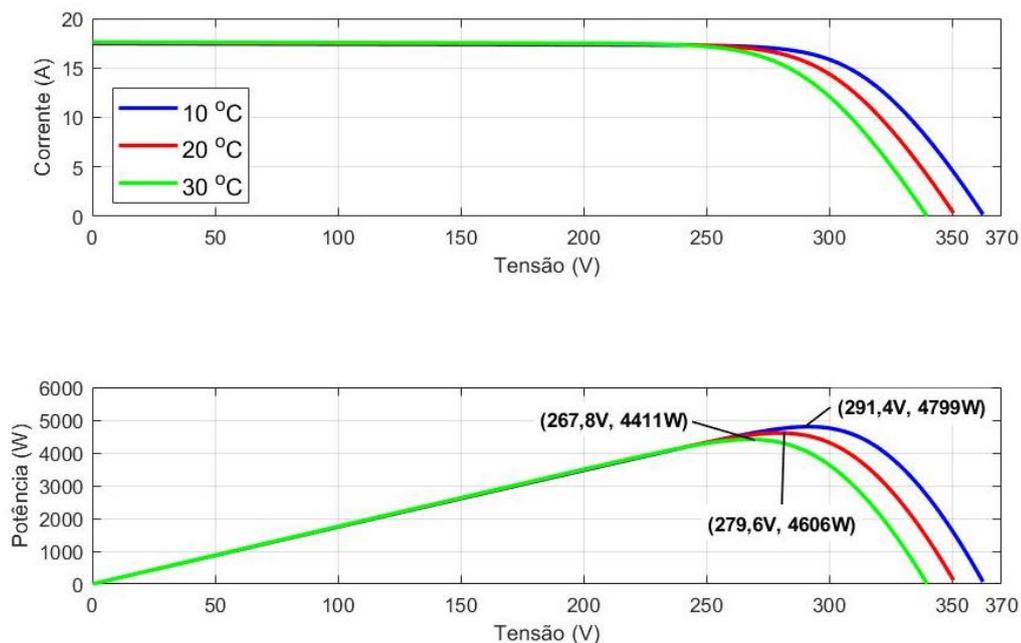
Tabela 3 - Valores de temperatura para o arranjo fotovoltaico à 1000W/m².

Arranjo fotovoltaico @ 1000W/m ²	
Temperatura (°C)	10
	20
	30

Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 25 obteve-se as curvas características para essa variação dos valores de entrada do painel fotovoltaico.

Figura 25 - Curvas IxV e PxV conforme dados da Tabela 3 - Valores de temperatura para o arranjo fotovoltaico à 1000W/m².



Fonte: Elaboração própria.

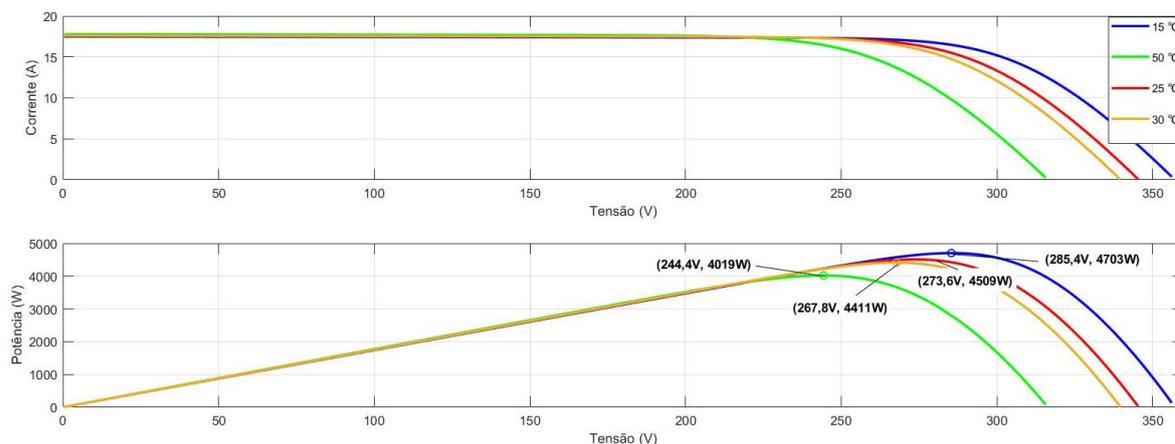
Por fim, a Tabela 4 - Valores de temperatura para o arranjo fotovoltaico à 1000W/m². apresenta os dados de entrada para o arranjo variando bruscamente a temperatura para um dado valor de irradiância. Esta análise foi realizada a fim de no tópico 3.2.2 validar o controle MPPT utilizado com o arranjo e conversor boost. A Figura 26 são apresentadas as curvas para o caso da tabela 4.

Tabela 4 - Valores de temperatura para o arranjo fotovoltaico à 1000W/m².

Arranjo fotovoltaico @ 1000W/m ²	
Temperatura (°C)	15
	50
	25
	30

Fonte: Elaboração própria.

Figura 26 - Curvas IxV e PxV conforme dados da Tabela 4 - Valores de temperatura para o arranjo fotovoltaico à 1000W/m².



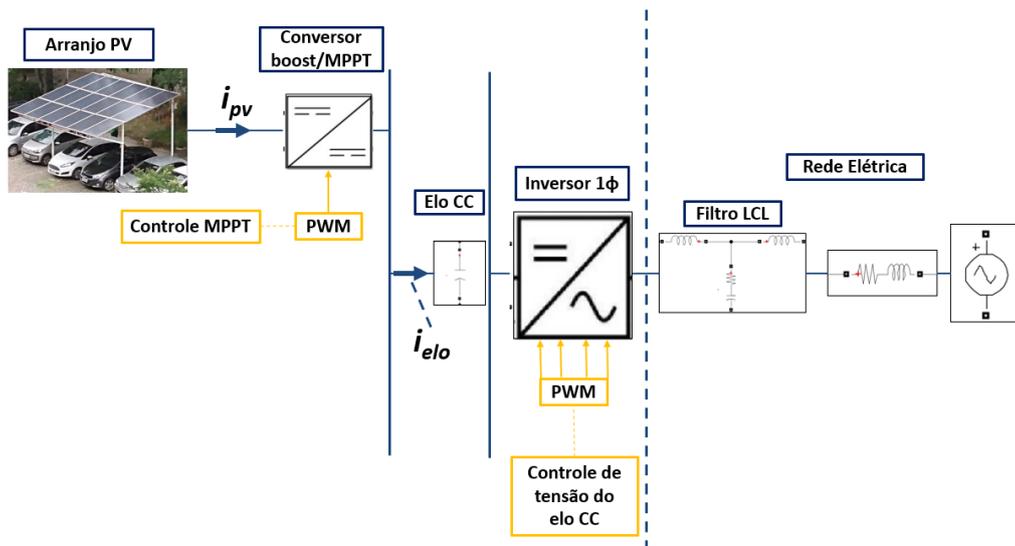
Fonte: Elaboração própria.

3.2.2 Conversor boost com MPPT

Para o controle do conversor boost optou-se por utilizar a modulação de pulso para a chave do boost gerada pelo controle do MPPT utilizando o algoritmo P&O. O objetivo de utilizar o conversor boost foi de prover a injeção de corrente partindo do arranjo fotovoltaico para o elo CC. Dado que o controle da tensão na saída do boost, a qual é mesma tensão do elo CC, já foi estabelecida pelo controle do inversor.

Portanto, de forma a validar o controle do conversor boost por meio do algoritmo MPPT, foi simulado o circuito tanto com o arranjo fotovoltaico quanto com o inversor conectado à rede elétrica, na Figura 27, foram realizados os seguintes testes: o primeiro variando a irradiância, conforme tabela 2 no arranjo fotovoltaico e mantendo a temperatura a 25°C, e mantendo a irradiância a 1000W/m²; e o segundo teste variando a temperatura conforme tabela 4. Adotando o sentido positivo da corrente fluindo do arranjo fotovoltaico em direção à rede elétrica, e fixando a tensão de referência do elo CC em 450V.

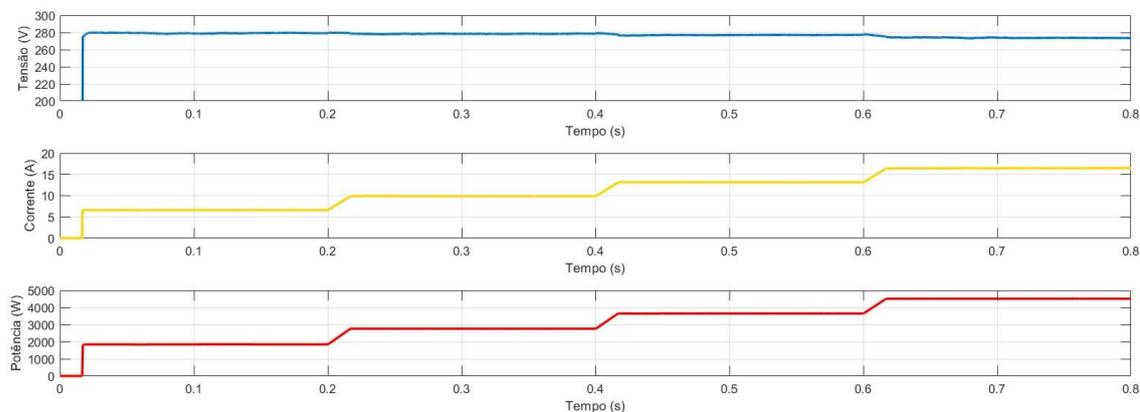
Figura 27 - Sistema com arranjo PV e inversor conectado à rede.



Fonte: Elaboração própria.

Para o primeiro teste, obtiveram-se as curvas da tensão, corrente e potência do painel, Figura 28, as quais podem ser comparadas à curva da Figura 24, que para os dados de entrada variados mostrou-se um resultado adequado. O que pode ser visto claramente nos valores de corrente e potência.

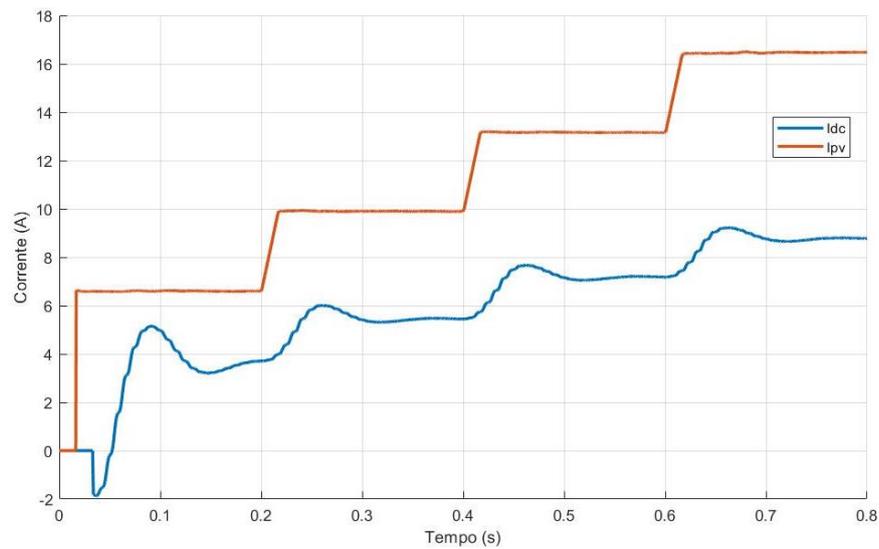
Figura 28 – Curvas do arranjo fotovoltaico para 25°C variando a irradiância conforme tabela 2.



Fonte: Elaboração própria.

Mais detalhadamente, obteve-se a curva das correntes no elo CC, composta pela injeção da corrente do arranjo a I_{PV} junto da corrente do elo CC, que somadas injetam potência na rede convencional, mostrado na Figura 29.

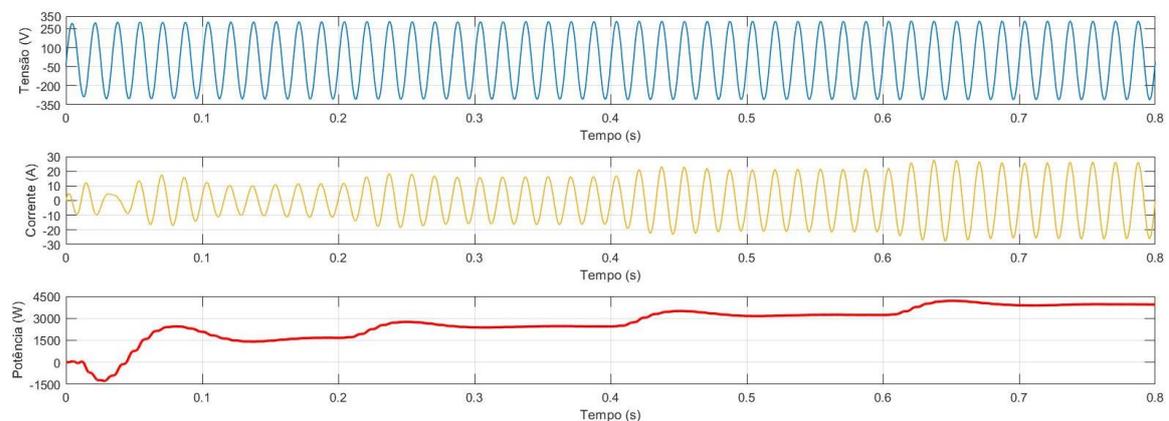
Figura 29 – Curvas da corrente do arranjo fotovoltaico e corrente que flui do elo CC para a rede.



Fonte: Elaboração própria.

A resposta das grandezas da rede para essa variação na entrada do arranjo PV pode ser notada na Figura 30. Onde claramente pode-se notar a injeção de potência na rede vide a curva de potência obtida através do produto da tensão e corrente passando por um bloco de valor médio na simulação.

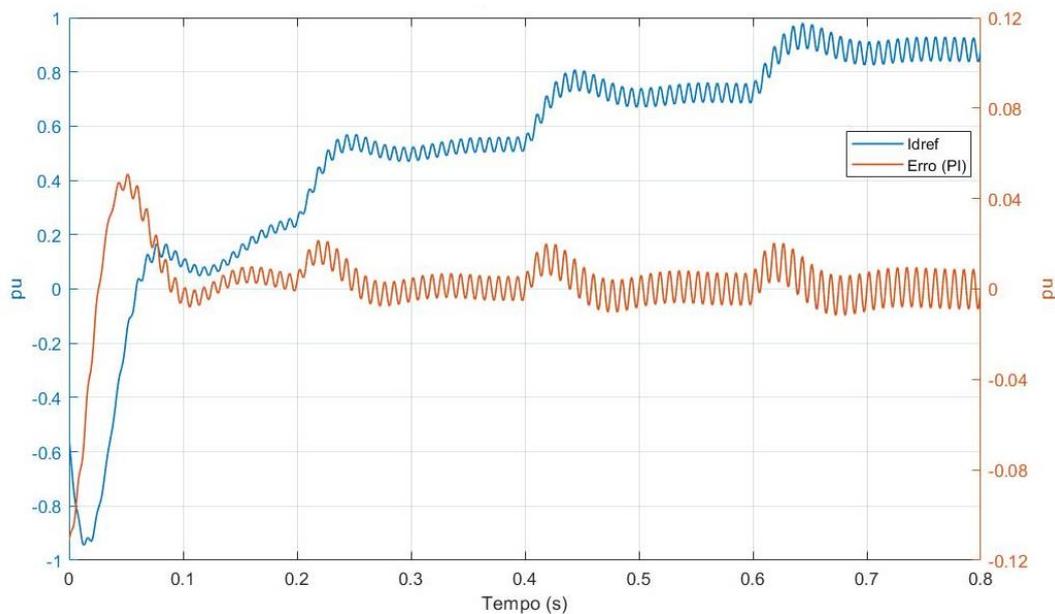
Figura 30 – Grandezas da rede elétrica com a variação dos parâmetros do arranjo fotovoltaico.



Fonte: Elaboração própria.

A seguir na Figura 31, demonstra-se o erro do controle do inversor de frequência indo a zero, mesmo após as diversas perturbações na entrada do arranjo.

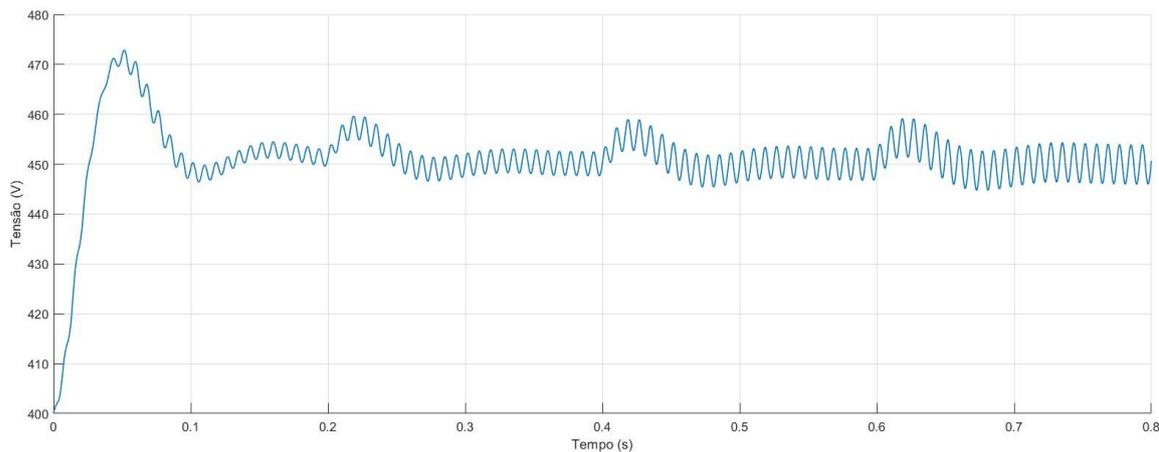
Figura 31 – Resposta do controle do inversor frente a variações do arranjo fotovoltaico.



Fonte: Elaboração própria.

Por fim, na Figura 32 mostra-se o comportamento da tensão no elo durante a variação das entradas do arranjo, a fim de testar o controle MPPT do conversor boost em sintonia com o controle do inversor.

Figura 32 – Tensão no elo CC.

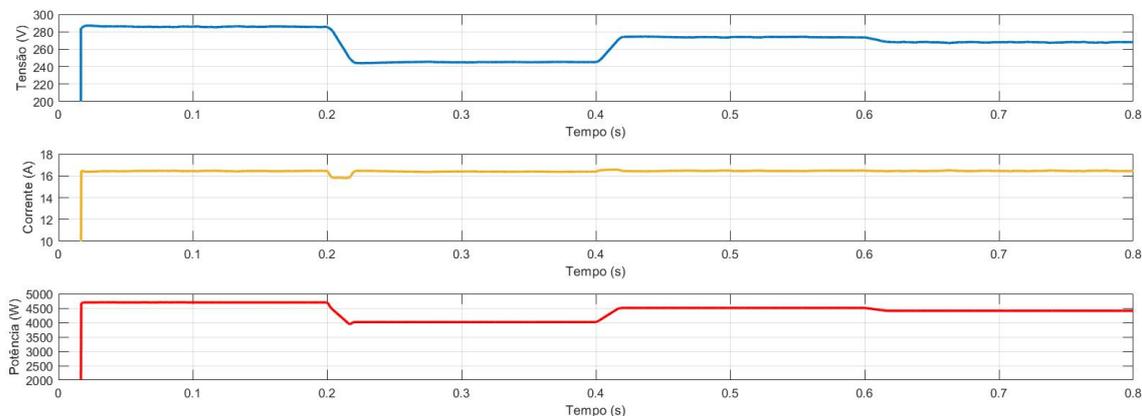


Fonte: Elaboração própria.

No segundo teste, utilizando a variação da temperatura, na entrada do painel, e mantendo a irradiância fixa em 1000W/m^2 , pode-se notar uma maior variação na tensão de saída do arranjo fotovoltaico, mostrado na Figura 33, mas que acompanhou o

comportamento do rastreamento do ponto máximo de potência quando comparado a Figura 26.

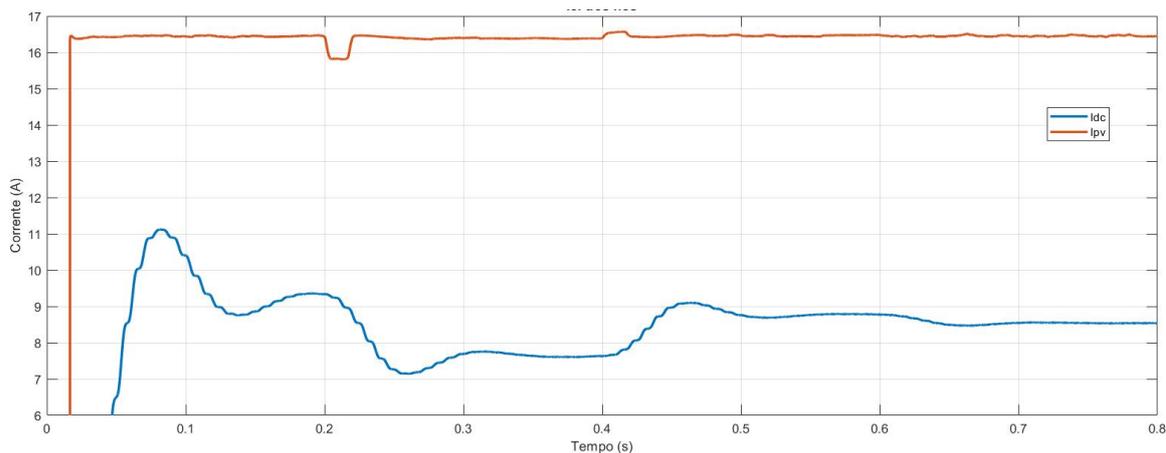
Figura 33 – Curvas do arranjo fotovoltaico para 1000 W/m^2 variando a temperatura conforme tabela 4.



Fonte: Elaboração própria.

Da mesma forma foi obtida a injeção de corrente da rede CC para rede convencional conforme Figura 34.

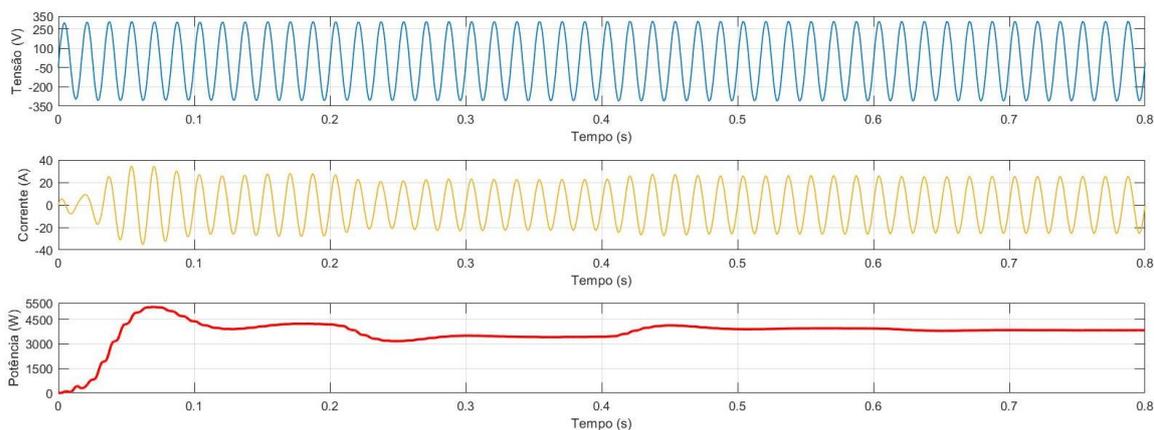
Figura 34 – Curvas da corrente do arranjo fotovoltaico e corrente que flui do elo CC para a rede.



Fonte: Elaboração própria.

No caso da tensão, corrente e potência da rede, também notou-se uma injeção de potência a mais na rede elétrica por parte do circuito de CC, Figura 35.

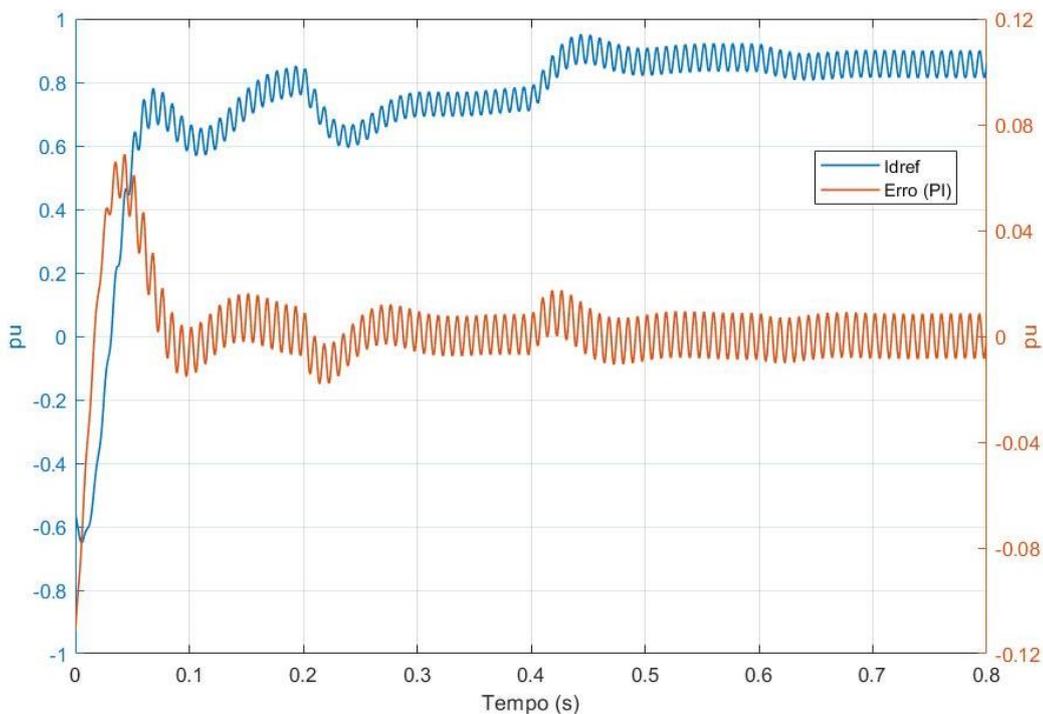
Figura 35 – Grandezas da rede elétrica com a variação dos parâmetros do arranjo fotovoltaico.



Fonte: Elaboração própria.

Outra vez, de forma a unir os controles da microrrede CC, é mostrada na Figura 36, a resposta do erro entre a tensão de referência para o elo CC (450V) e a tensão medida no mesmo ponto, o qual durante as variações da entrada tendem a ir a zero. E gerar o sinal proporcional a corrente de saída do inversor. Como mencionado anteriormente.

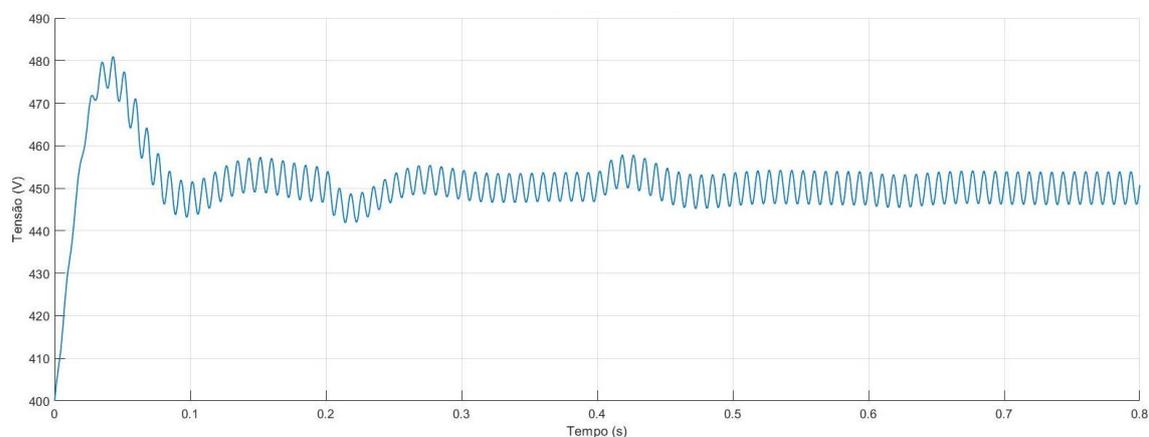
Figura 36 – Resposta do controle do inversor frente a variações do arranjo fotovoltaico.



Fonte: Elaboração própria.

Mais uma vez, na Figura 37 mostra-se o comportamento da tensão no elo durante a variação das entradas do arranjo, a fim de testar o controle MPPT do conversor boost em sintonia com o controle do inversor.

Figura 37 – Tensão no elo CC.



Fonte: Elaboração própria.

3.3 Sistema de armazenamento de energia por bateria

Neste tópico será apresentada a configuração do BESS utilizada no circuito proposto, diferente do arranjo e do inversor de frequência, ainda não existe um protótipo para ser testado em bancada conforme objetivo final de montagem do sistema real. Além disso, será apresentado o dimensionamento dos componentes do conversor buck-boost bidirecional, bem como seu controle será descrito nessa seção.

3.3.1 Configuração da bateria

O BESS foi escolhido de forma que o equivalente das baterias atingisse 268 V de tensão nominal. No Matlab/Simulink o equivalente à bateria possui as características elétricas conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Dados da bateria.

Tensão nominal	268 V
Corrente nominal de descarga	43 A
Capacidade (à corrente nominal)	90,43 Ah
Tipo de bateria	Ìon-lítio

Fonte: Elaboração própria.

A bateria foi escolhida como a fonte de armazenamento de energia elétrica para os momentos em que a demanda por energia elétrica é menor, e seu uso esporádico para situações de recarga de veículos que necessitam de uma potência alta em um período curto, fazendo assim um ótimo recurso para não sobrecarregar a rede convencional durante esses instantes.

3.3.2 Conversor buck-boost bidirecional

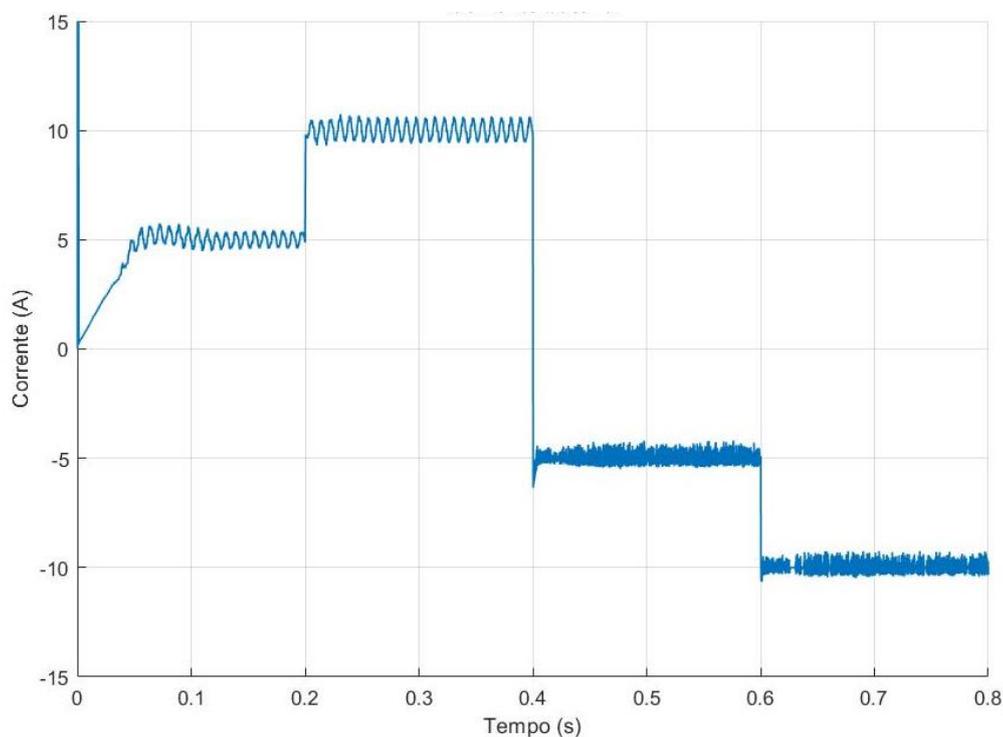
Nessa seção serão apresentados os testes para validar o controle do conversor buck-boost bidirecional utilizado no projeto. O circuito testado foi já foi apresentado na Figura 11. E trata-se do sistema completo. Para o controle do buck-boost é adotado o sentido positivo para a corrente quando a mesma vai da bateria em direção à rede, quando se está descarregando a bateria. Adota-se o sentido negativo para a corrente quando ela vai da rede em direção a bateria, quando se está recarregando a bateria. Esse valor é comparado ao medido que circula no circuito e assim é realizado o ajuste por meio dos controladores PI, e posteriormente gerando-se os sinais de abertura e fechamentos das chaves do conversor. A técnica utilizada para o controle foi baseada na referência utilizada [32], [33], e, portanto, não será abordado profundamente o dimensionamento destes controladores, apenas será utilizado como uma ferramenta de simulação.

Para validar o controle do conversor buck-boost, foram realizados dois testes, o primeiro mantendo constantes a temperatura e a irradiância do arranjo fotovoltaico, e realizando steps de corrente para o conversor buck-boost.

No segundo, varia-se os valores de temperatura e irradiância do arranjo fotovoltaico, e realizando steps maiores de corrente para conversor buck-boost.

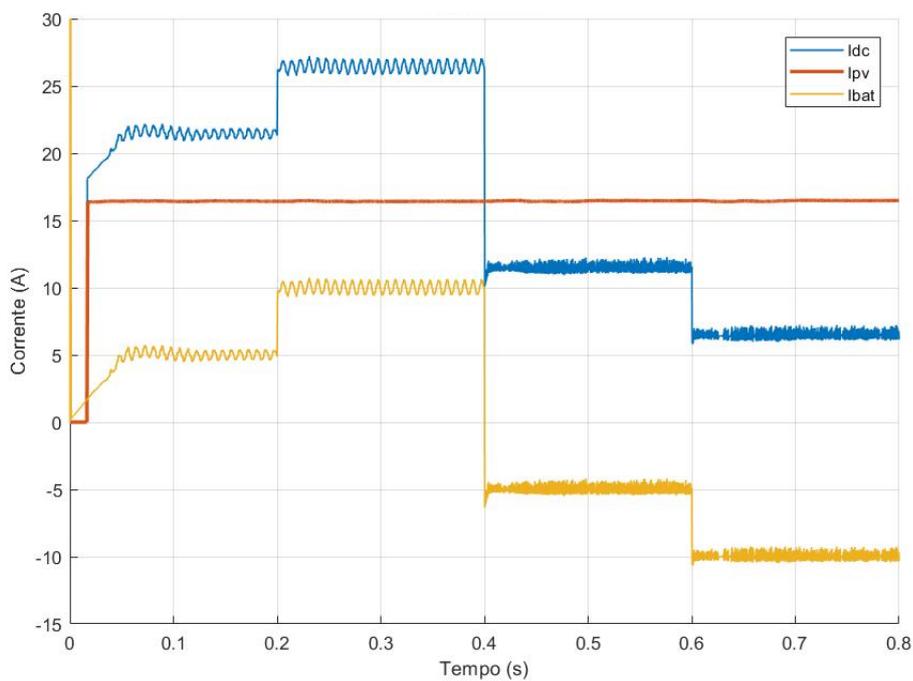
Durante o primeiro teste, a corrente de referência foi configurada nos seguintes valores 5A, 10A, -5A, -10A. Nos dois primeiros momentos a bateria está em descarga e nas últimas duas etapas a bateria entra em estado de recarga. Na Figura 38 é apresentada a corrente medida na saída da bateria.

Figura 38 – Variação da corrente da bateria, resultado do valor medido no circuito.



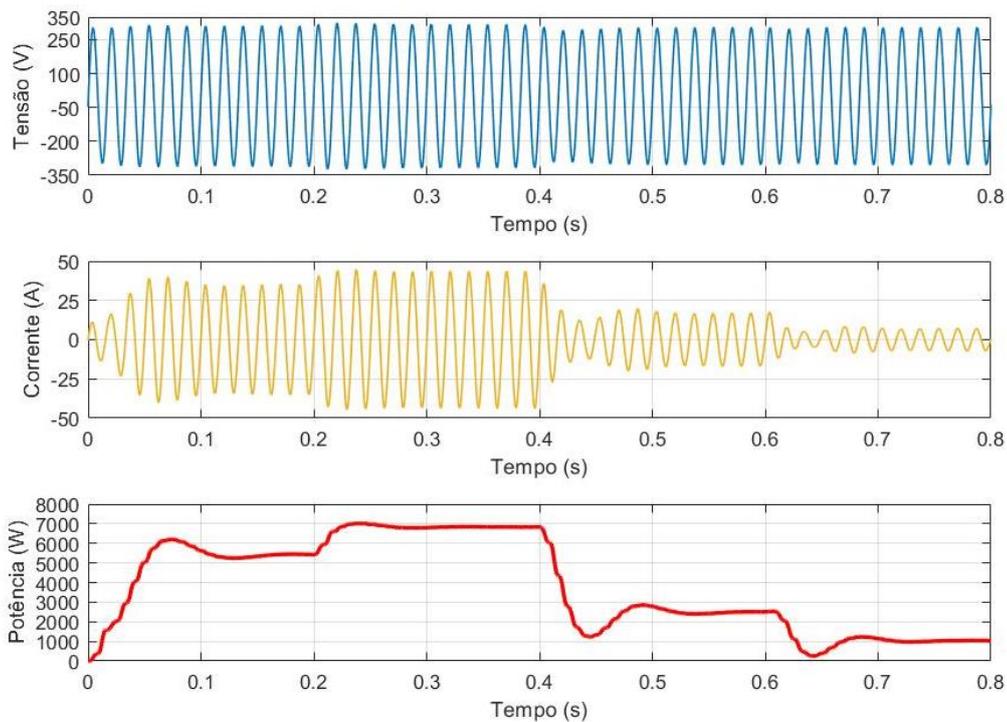
Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 39 são apresentadas as correntes da microrrede CC, onde é possível notar que para o momento em que a corrente da bateria é configurada para a recarga da bateria o arranjo fotovoltaico supre a demanda desta recarga.

Figura 39 – Correntes do elo CC.

Fonte: Elaboração própria.

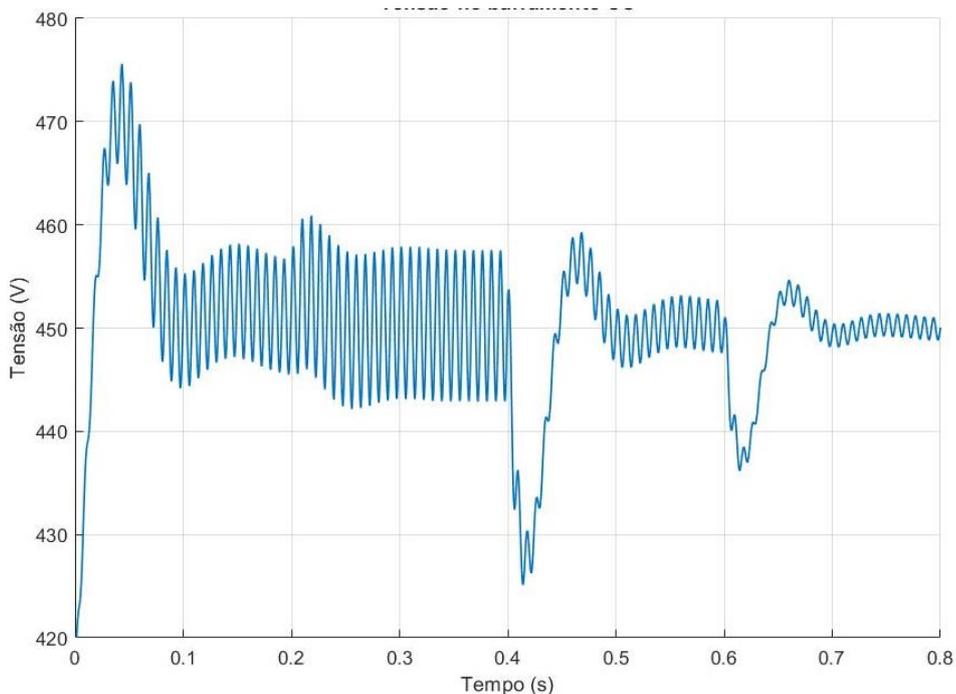
Na Figura 40, são apresentadas as grandezas da rede, onde é possível visualizar que quando há descarga da bateria a injeção de potência na rede aumenta, e durante a recarga da bateria há uma “drenagem” da potência da rede.

Figura 40 – Grandezas da rede durante teste da bateria.

Fonte: Elaboração própria.

Mais uma vez, o ponto principal é coordenar o funcionamento dos conversores dos sistemas mantendo sempre a tensão do elo CC que é controlada pelo sistema de controle do inversor de frequência. Na Figura 41, nos momentos de transição do sentido da corrente para a bateria acontece um pequeno transitório, mas por um curto espaço de tempo.

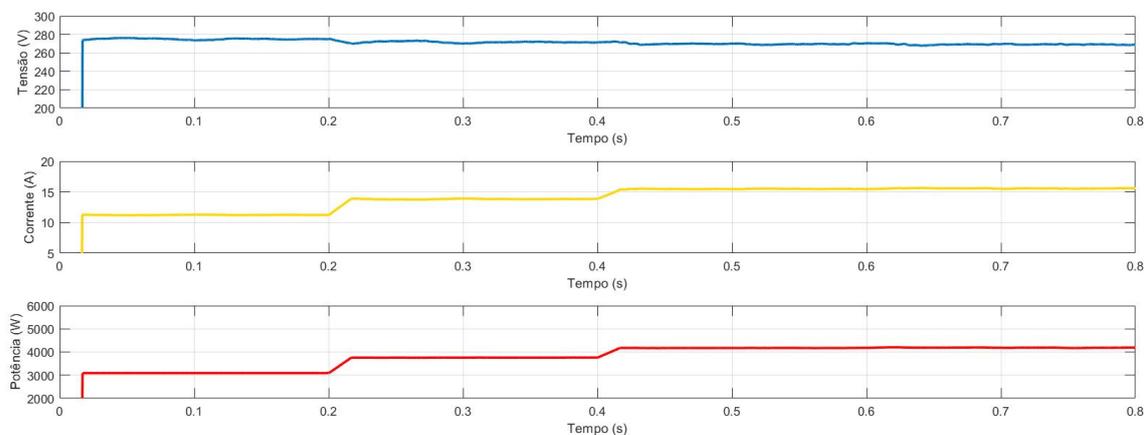
Figura 41 – Tensão elo CC.



Fonte: Elaboração própria.

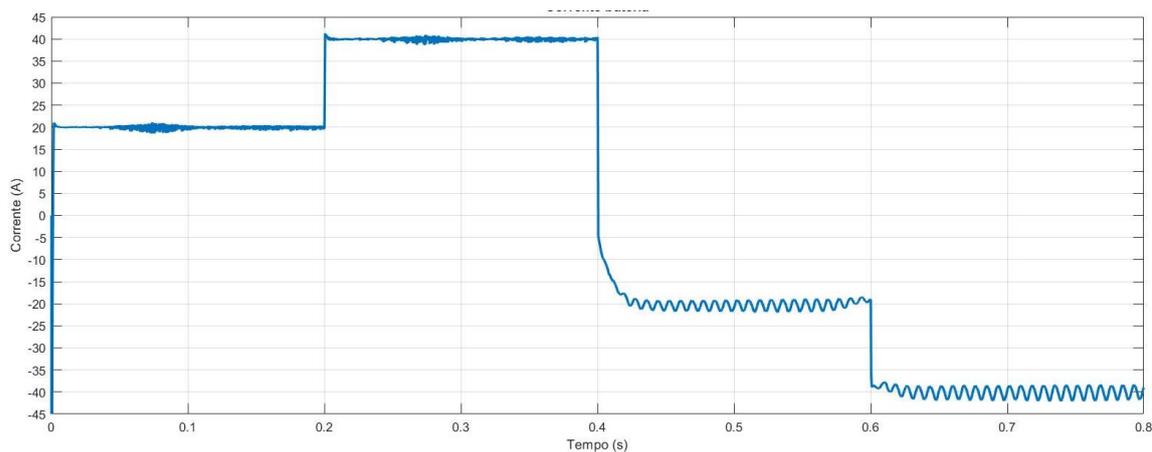
No segundo teste, a corrente de referência foi configurada nos seguintes valores: 20A, 40A, -20A, -40A. Nos dois primeiros momentos a bateria está em descarga e nas últimas duas etapas a bateria entra em estado de recarga. Na Figura 43 é apresentada a corrente medida na saída da bateria. A seguir, a Figura 42 mostra a variação da tensão, corrente e potência do arranjo fotovoltaico durante o segundo teste do conversor buck-boost.

Figura 42 – Tensão, corrente e potência do arranjo fotovoltaico.



Fonte: Elaboração própria.

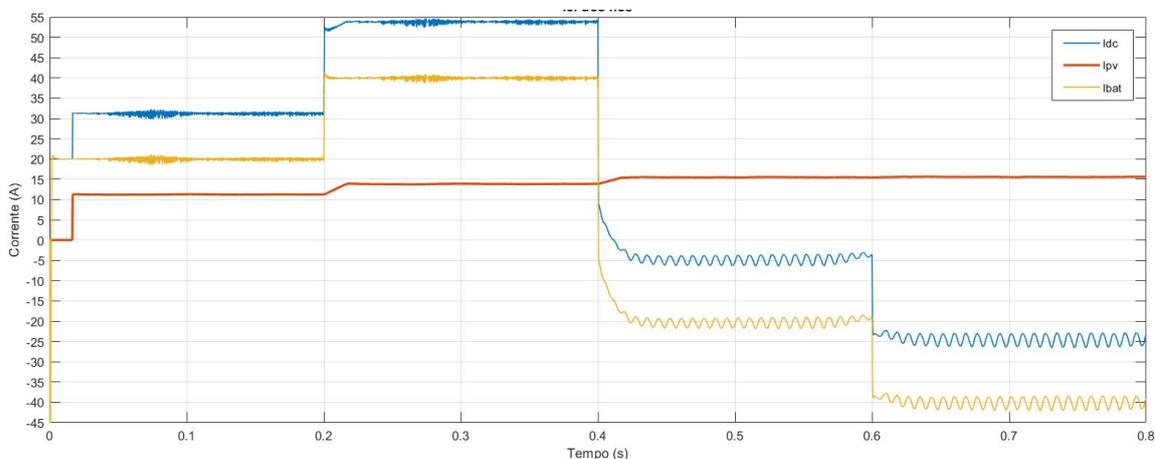
Figura 43 – Variação da corrente da bateria, resultado do valor medido no circuito.



Fonte: Elaboração própria.

Como se pode observar na Figura 43 e Figura 44, a corrente medida da bateria (i_{bat}) estabiliza nos valores desejados.

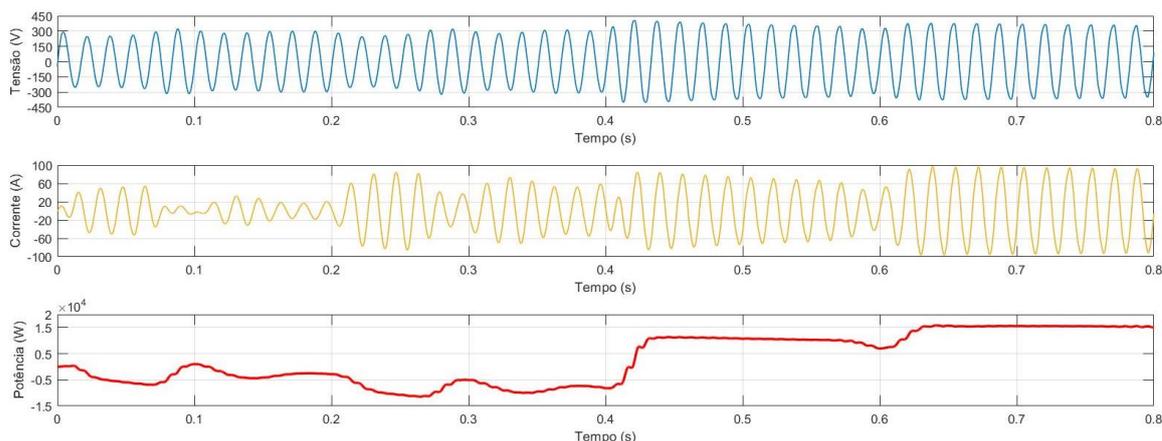
Figura 44 – Correntes do elo CC.



Fonte: Elaboração própria.

Nesta segunda etapa, é possível notar a instabilidade nos valores das grandezas da rede elétrica, o que pode ser justificado pelo tempo reduzido de simulação, na Figura 45 são apresentadas as grandezas da rede nessa etapa.

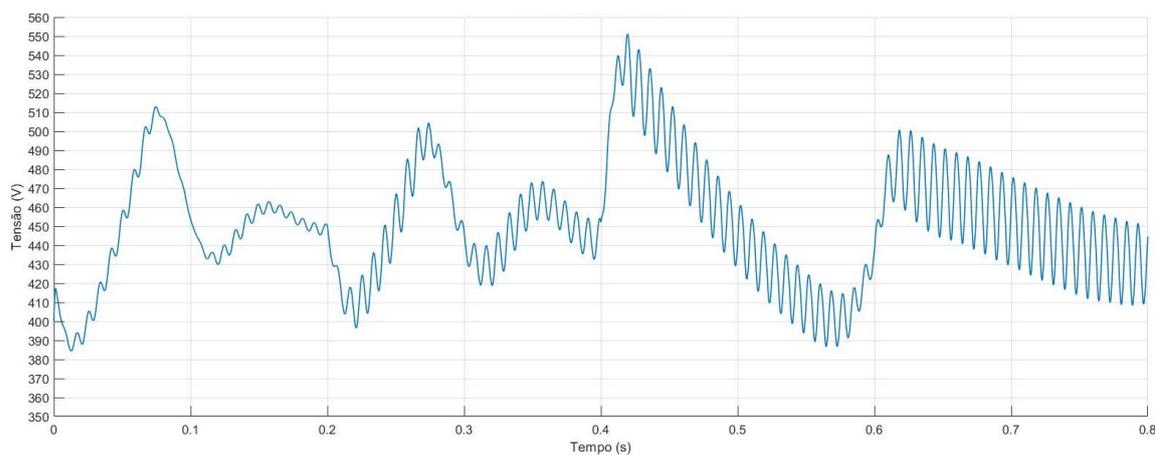
Figura 45 – Grandezas da rede durante teste 2 da bateria.



Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 46, é apresentada a tensão do elo CC para o segundo teste descrito. Pode-se perceber que para níveis maiores de potência o tempo de recuperação do controle se alonga um pouco mais. Em alguns momentos ($t=0,6s$) o controle necessitaria de mais tempo para estabilizar a tensão no valor desejado.

Figura 46 – Tensão elo CC.



Fonte: Elaboração própria.

Portanto, foi possível coordenar o uso dos conversores, e das fontes de energia, da microrrede, de forma a manter a tensão no elo CC dentro de uma faixa aceitável. Além disso, acionar o BESS para situações de carga e recarga, o que em momento futuro será utilizado como funcionalidade da microrrede.

Capítulo 4 - Dinâmica da microrrede CC conectada à rede

Neste capítulo são apresentados os resultados da simulação do sistema descrito no tópico 3. Com objetivo de testar o controle construído para o sistema através de alguns cenários. Sendo assim, a seção de resultados pode ser dividida em duas partes.

Na primeira parte é realizada a simulação do equivalente diário de incidência solar considerando apenas o arranjo fotovoltaico, e depois adicionando o conversor bidirecional junto com a bateria.

Em segundo momento, na tentativa de emular um ponto de recarga para veículos elétricos, é simulado um caso base sem a presença de fontes de energia na microrrede, para efeito de comparação, e após isso é apresentado o resultado para o nível 1 e 2 de recarga para veículos elétricos.

Devido às limitações de processamento das simulações, e aumento da complexidade devidos aos diversos sistemas de controle, as análises diárias foram limitadas de horas para equivalentes a alguns segundos. Com o intuito de extrair resultados aproximados do que se espera alcançar em uma aplicação real dos sistemas apresentados neste trabalho.

4.1 Equivalente diário de incidência solar – arranjo PV e inversor conectado à rede

Para o equivalente diário foram considerados dois dias específicos do ano. O primeiro um dia típico de verão, mês de janeiro, e o segundo um dia típico de inverno, mês de junho. Os dados solarmétricos utilizados foram obtidos pelo departamento de geociências da UFF, durante o ano de 2012 e 2013.

Na primeira simulação o equivalente diário para o mês de janeiro foi utilizado os dados contidos na Tabela 6. Para o dia típico de verão são considerados doze pontos simulados em 2,4 segundos de tempo total. Neste cenário, o circuito utilizado é o da Figura 27, considerando apenas o arranjo fotovoltaico conectado ao inversor e a rede elétrica.

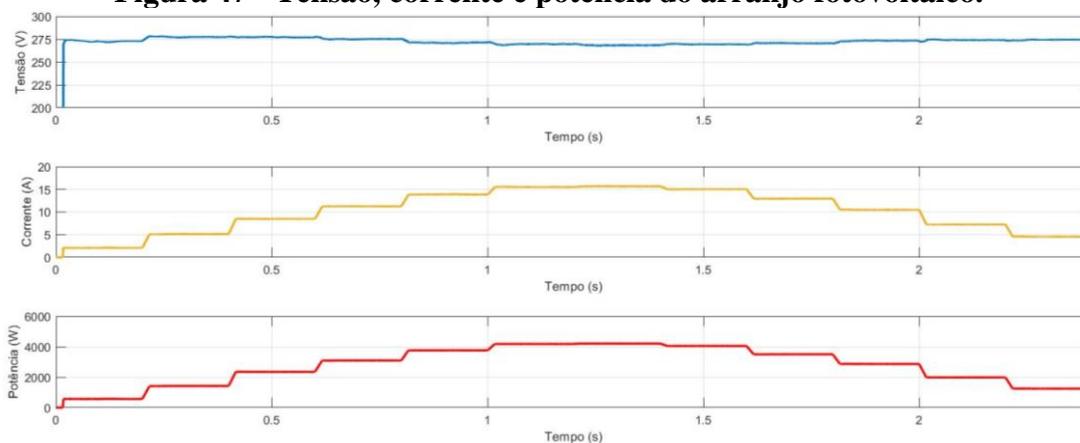
Tabela 6 - Dados solarmétricos de um dia típico de verão, doze pontos.

JANEIRO	
Irradiância (W/m ²)	Temperatura (°C)
128	24.5
310	25.5
514	26.5
682	27.5
841	29
943	29.5
951	30
913	30
784	30
637	29.5
439	29
277	28

Fonte: Dados geociências.

A seguir, a Figura 47 apresenta a tensão, corrente e potência do arranjo PV. O controle do conversor boost mantém a operação com o MPPT.

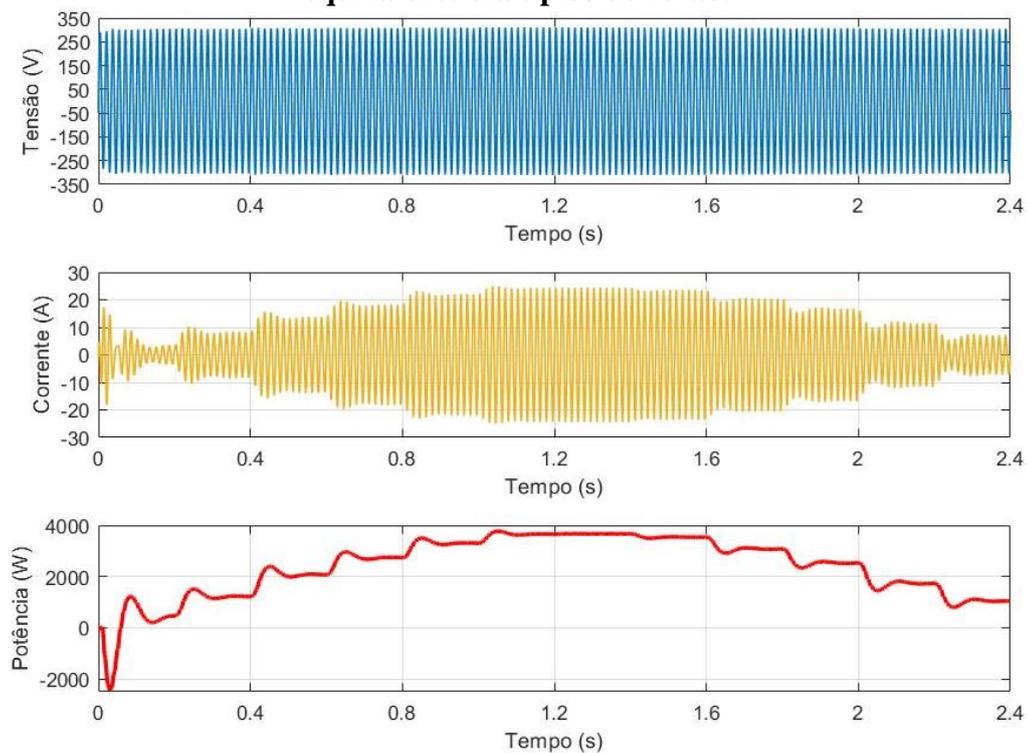
Figura 47 - Tensão, corrente e potência do arranjo fotovoltaico.



Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 48, é possível notar que conforme a corrente do arranjo fotovoltaico aumenta a corrente da rede aumenta conjuntamente, injetando potência na rede elétrica, durante a maior incidência solar.

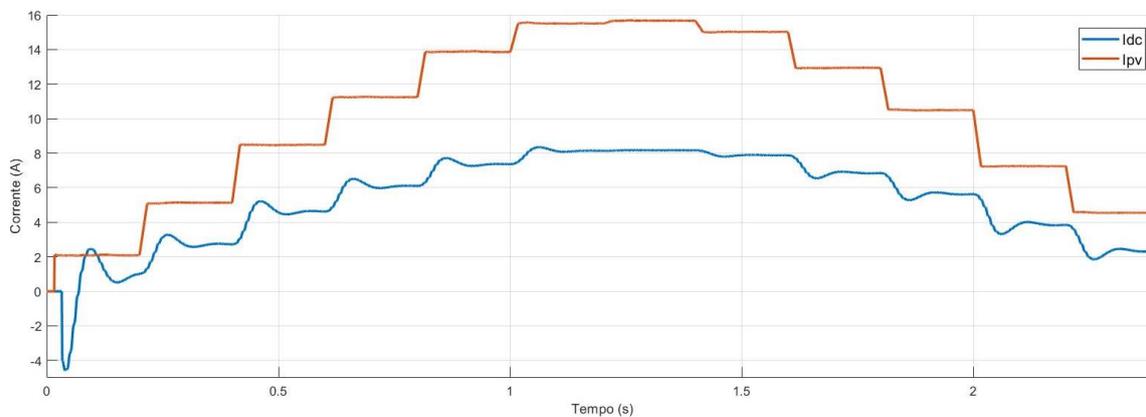
Figura 48 - Grandezas da rede elétrica variando parâmetros do arranjo PV equivalente dia típico de verão.



Fonte: Elaboração própria.

Seguindo a tendência do aumento da irradiância a corrente de saída do painel e do elo CC aumentam consideravelmente, como visto na Figura 49, conforme se espera dada a curva característica de um arranjo fotovoltaico.

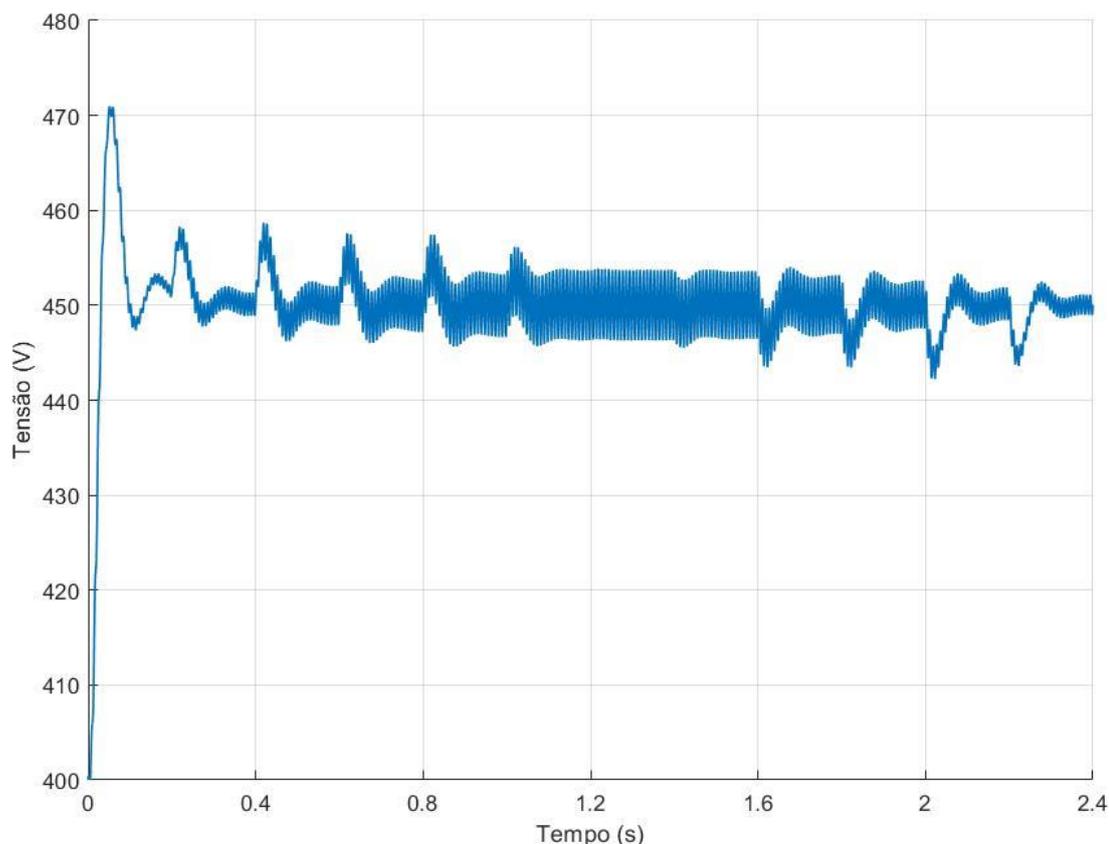
Figura 49 - Correntes do elo CC.



Fonte: Elaboração própria.

Dadas as variações dos sinais de entrada, para um dia de verão, do painel foi verificado a estabilidade da tensão no elo CC durante toda a simulação. Apesar dos transitórios momentâneos, o controle rapidamente consegue amortecer e estabilizar no valor desejado de $V_{dc} = 450V$, conforme Figura 50.

Figura 50 - Tensão no elo CC.



Fonte: Elaboração própria.

No segundo momento, o equivalente diário para o mês de julho foi utilizado os dados contidos na Tabela 7. Para o dia típico de inverno são considerados doze pontos simulados em 2,4 segundos de tempo total. Neste cenário, o circuito utilizado também é o da Figura 27, considerando apenas o arranjo fotovoltaico conectado ao inversor e a rede elétrica.

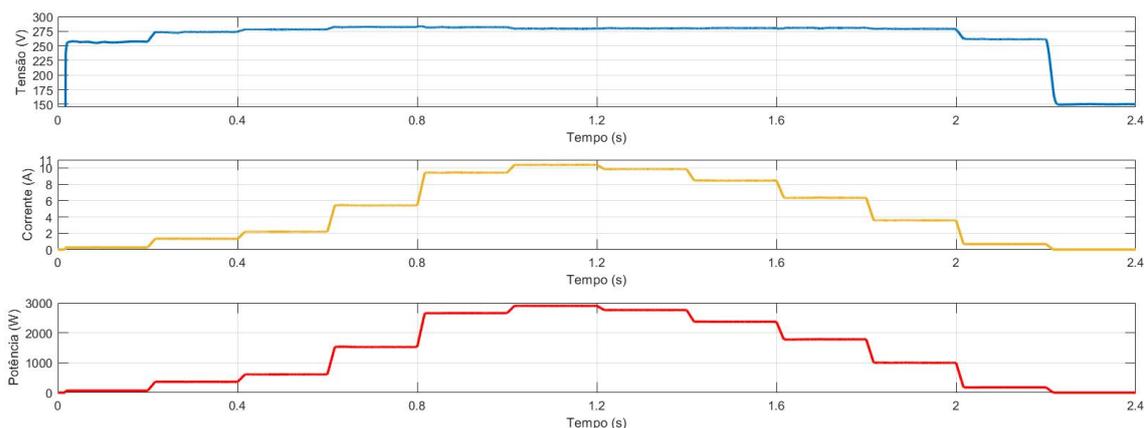
Tabela 7- Dados solar métricos de um dia típico de inverno, doze pontos.

JULHO	
Irradiância (W/m ²)	Temperatura (°C)
15.5	19
80.6	20
135.6	21
329.4	22
570.6	22.5
629.4	24
598.1	24
511.9	24
384.4	23.5
219.4	23
40.6	23
0	22

Fonte: Dados geociências

Comparando as grandezas elétricas geradas pelo arranjo em um dia típico de inverno com o um dia de verão, é possível notar a diminuição nesse segundo momento. Em concordância com a base teórica de módulos fotovoltaicos. Na Figura 51 são apresentadas a tensão, corrente e potência do arranjo PV.

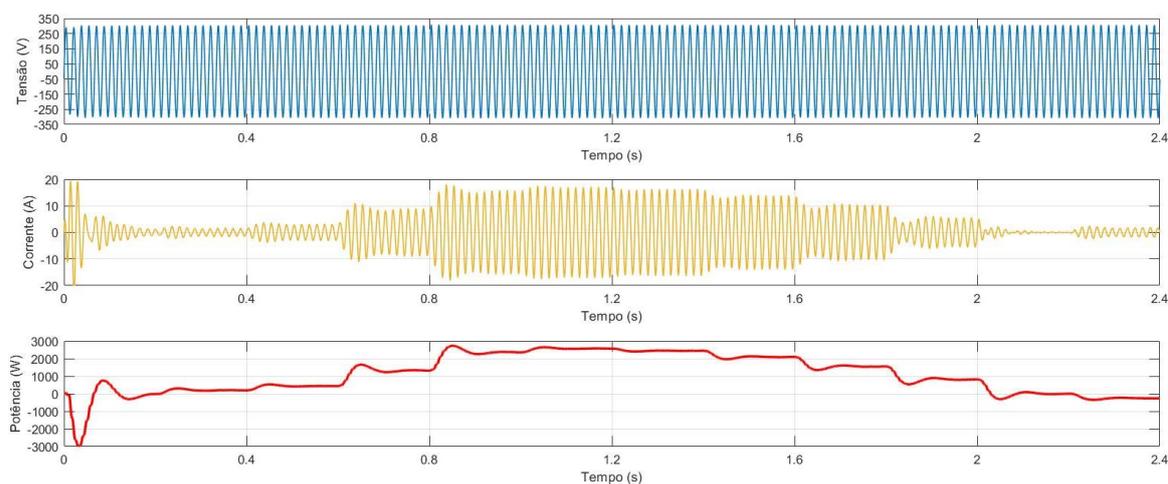
Figura 51 - Tensão, corrente e potência do arranjo fotovoltaico.



Fonte: Elaboração própria.

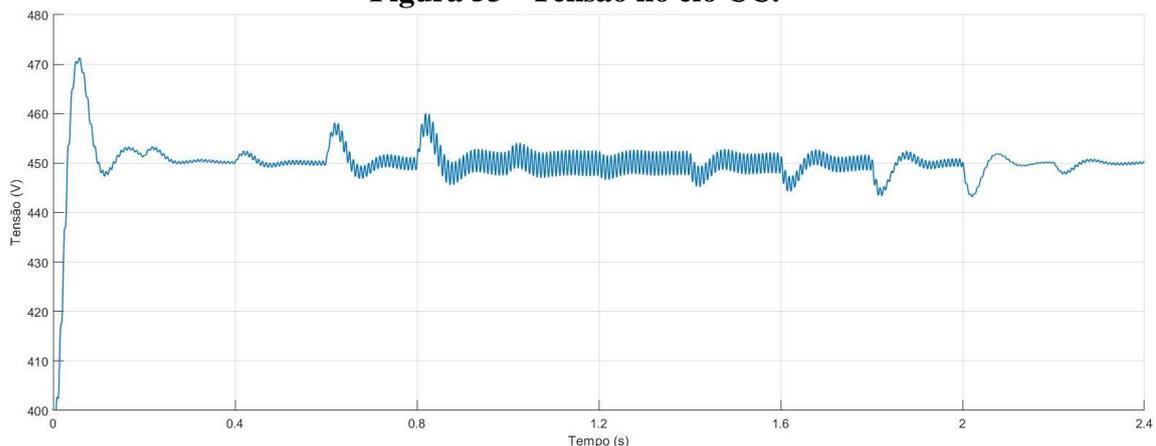
Na Figura 52, de forma similar a anterior, é possível notar que conforme a corrente do arranjo fotovoltaico aumenta a corrente da rede aumenta conjuntamente, injetando potência na rede elétrica, durante a maior incidência solar.

Figura 52 - Grandezas da rede elétrica variando parâmetros do arranjo PV equivalente dia típico de inverno.



Fonte: Elaboração própria.

Dadas as variações dos sinais de entrada do painel, para um dia de inverno, foi verificado a estabilidade da tensão no elo CC durante toda a simulação. Apesar dos transitórios momentâneos, o controle rapidamente consegue amortecer e estabilizar no valor desejado de $V_{dc} = 450V$, conforme Figura 53.

Figura 53 - Tensão no elo CC.

Fonte: Elaboração própria.

4.2 Equivalente diário de incidência solar – arranjo PV incluindo carga e descarga da bateria e inversor conectado à rede

Neste tópico, o sistema completo com arranjo fotovoltaico, bateria, e seus conversores, somado ao inversor conectado à rede foi utilizado na simulação. Os sinais de entrada variados nesse caso são a curva diária equivalente em segundo, concomitante com carga e descarga da bateria.

Na primeira simulação para o equivalente diário para o mês de janeiro foram utilizados os dados contidos na Tabela 8. Para o dia típico de verão são considerados doze pontos simulados em 2,2 segundos de tempo total. Neste cenário, o circuito utilizado é o da Figura 11, considerando todo o sistema projetado.

Para os valores de corrente do BESS foi predeterminado quatro steps de valores de corrente:

- No dia típico de verão i_{bat} : -20A, -40A, -20A, 20A;
- No dia típico de inverno i_{bat} : 5A, 10A, 20A, 10A, -10A, -20A, -40A, 10A.

A seguir serão apresentados os resultados para um dia típico de verão, considerando a variação da corrente na bateria conforme mencionado.

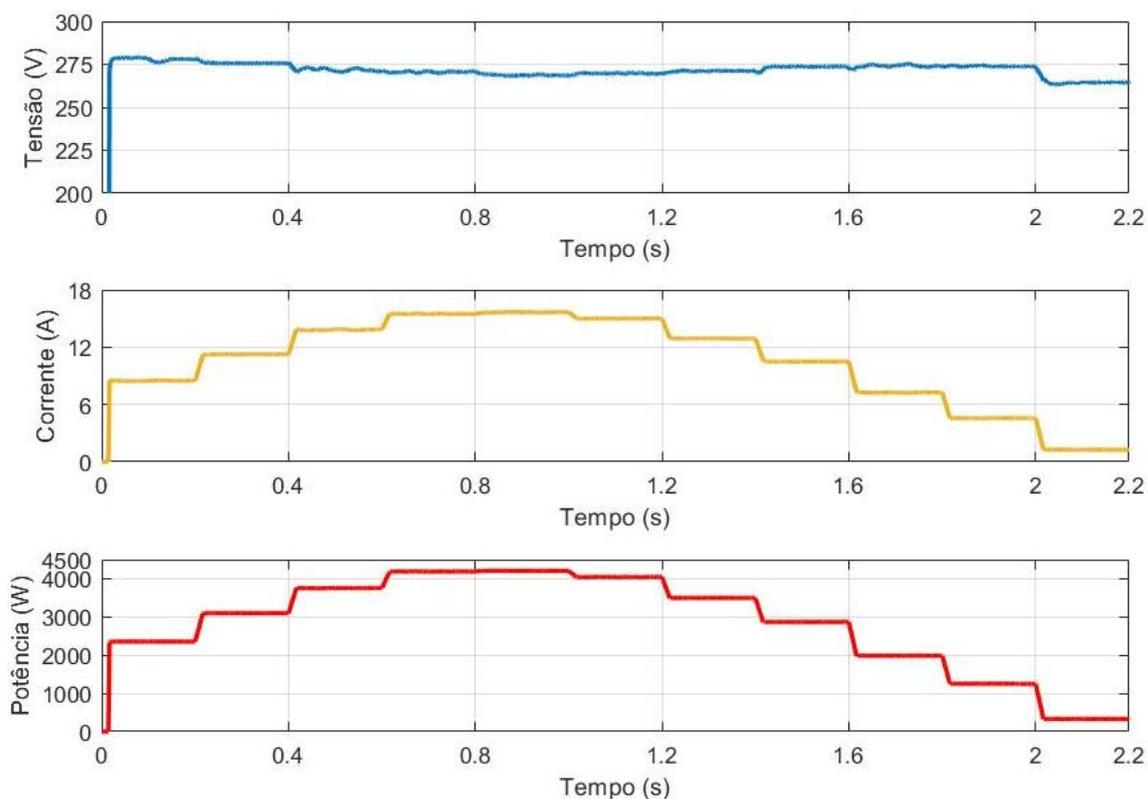
Tabela 8 – Dados solar métricos de um dia típico de verão, onze pontos.

JANEIRO	
Irradiância (W/m ²)	Temperatura (°C)
514	26.5
682	27.5
841	29
943	29.5
951	30
913	30
784	30
637	29.5
439	29
277	28
77	27

Fonte: Dados geociências

A Figura 54 apresenta o resultado da geração do arranjo fotovoltaico para o dia típico de verão equivalente.

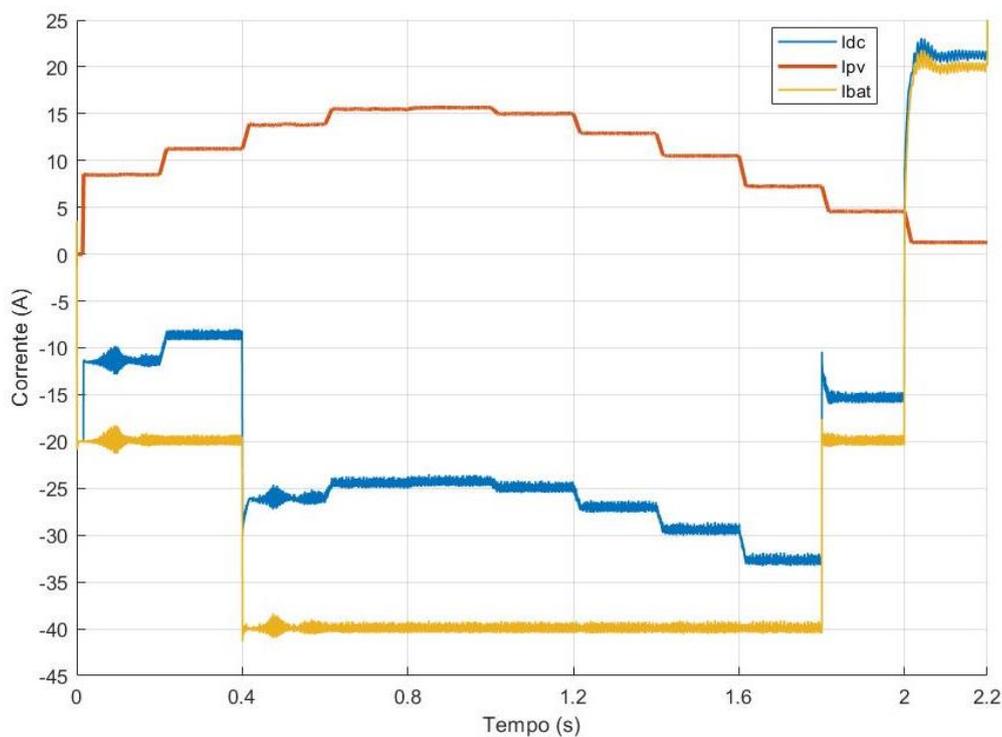
Figura 54 - Tensão, corrente e potência do arranjo fotovoltaico.



Fonte: Elaboração própria.

A configuração das correntes da bateria nesse caso, no período de $t = 0\text{s}$ até $t = 2\text{s}$, é considerado que a bateria está sendo carregada pela geração do arranjo fotovoltaica, e contribuição por parte da rede elétrica. Como pode ser notado pelos sentidos das correntes na Figura 55.

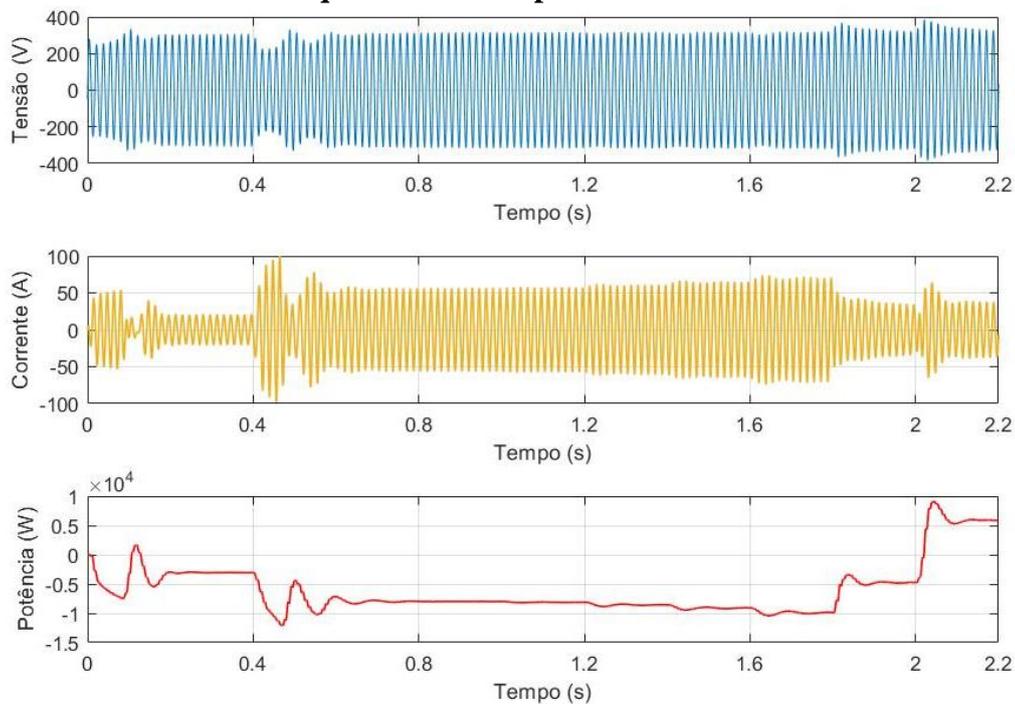
Figura 55 - Correntes no elo CC



Fonte: Elaboração própria.

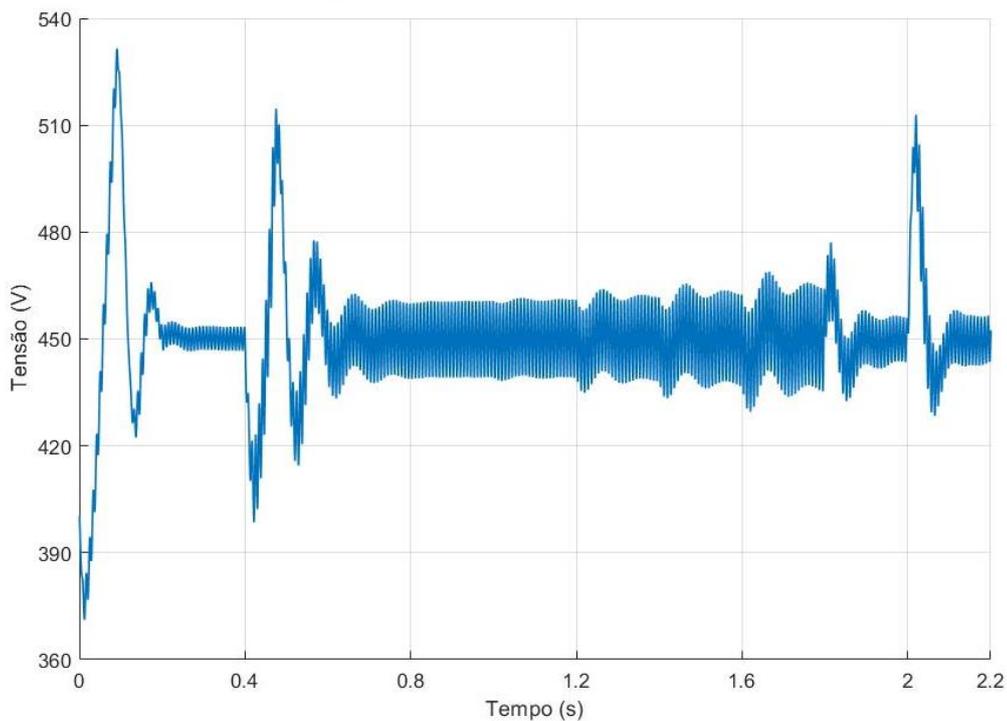
Conforme o nível de corrente de carregamento da bateria aumenta, é possível verificar um aumento da contribuição da potência cedida pela rede, Figura 56. Também é possível notar a alteração nos sinais de tensão e corrente da rede, contribuindo pela distorção nestes.

Figura 56 - Grandezas rede elétrica durante carregamento e descarga da bateria equivalente dia típico de verão.



Fonte: Elaboração própria.

O controle da tensão no elo CC, em meio as perturbações do sistema, consegue após alguns segundos de transitório, estabilizar no valor configurado como referência $V_{dc} = 450V$. Como o equivalente diário foi comprimido em apenas alguns segundos a resposta do controle, demonstrada na Figura 57, é satisfatória.

Figura 57 - Tensão no elo CC.

Fonte: Elaboração própria.

A seguir serão apresentados os resultados para um dia típico de inverno, considerando a variação da corrente na bateria conforme mencionado.

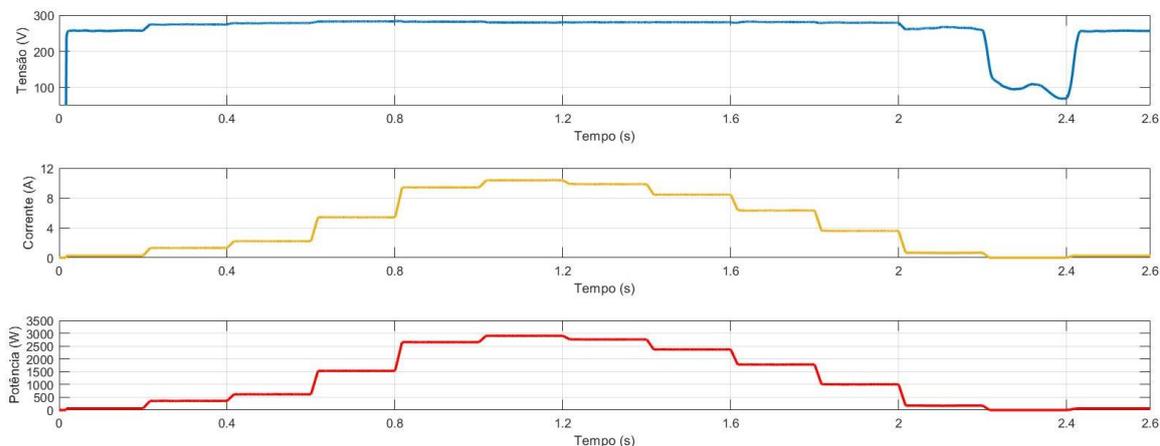
Tabela 9 - Dados solarmétricos de um dia típico de inverno, treze pontos.

JULHO	
Irradiância (W/m ²)	Temperatura (°C)
136	21
329	22
571	22.5
629	24
598	24
512	24
384	23.5
219	23
41	23
0	22
0	20
0	20
0	19

Fonte: Dados geociências

A Figura 58 apresenta o resultado da geração do arranjo fotovoltaico para o dia típico de inverno equivalente.

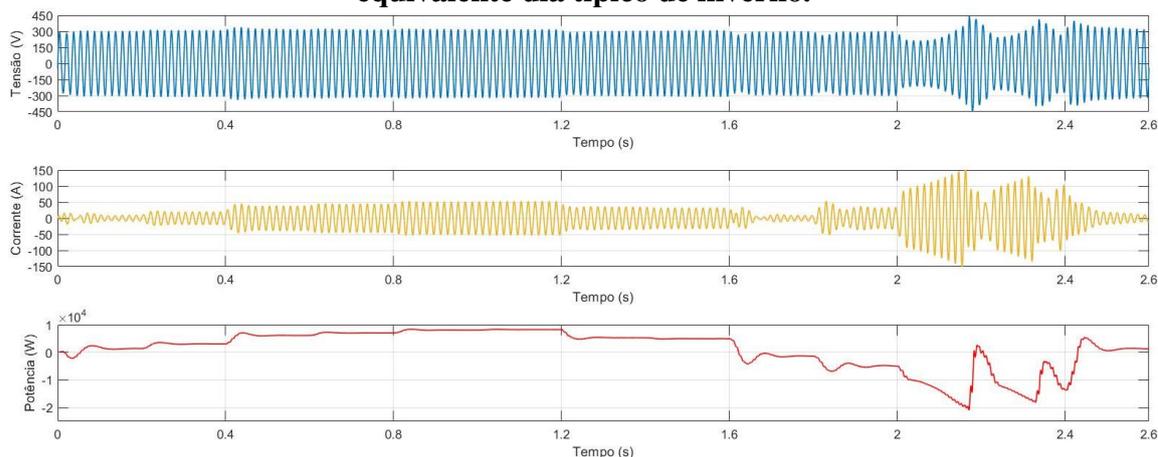
Figura 58 - Tensão, corrente e potência do arranjo fotovoltaico.



Fonte: Elaboração própria.

Pela Figura 59 é possível verificar um aumento decréscimo na qualidade do sinal da rede pela inserção da microrrede CC.

Figura 59 - Grandezas da rede elétrica variando parâmetros do arranjo PV equivalente dia típico de inverno.

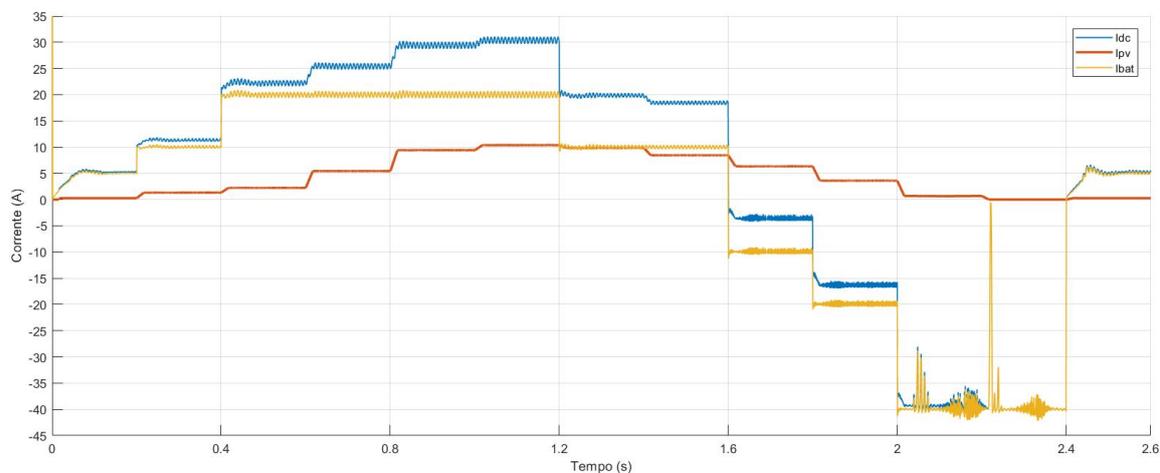


Fonte: Elaboração própria.

A configuração das correntes da bateria nesse caso, no período de $t = 0s$ até $t = 2s$, é considerado que a bateria está sendo descarregada em direção à rede e pela geração do arranjo fotovoltaica, nesse a contribuição da microrrede influi para um alívio do sistema

elétrico. O que pode ser utilizado em situações de alta demanda na rede. A Figura 60 mostra a contribuição de cada ente na microrrede CC, durante o período estudado.

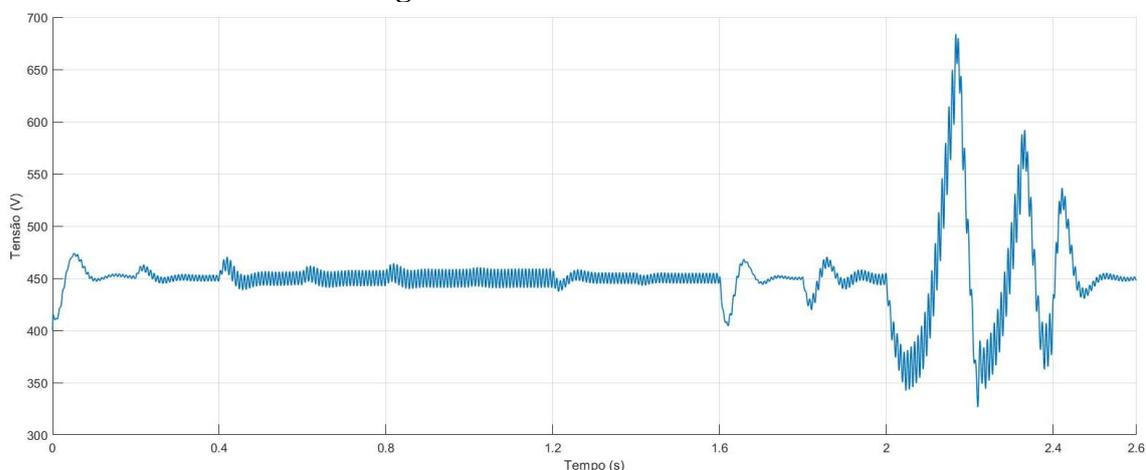
Figura 60 - Correntes do elo CC.



Fonte: Elaboração própria.

Finalizando esta etapa de simulação, a Figura 61 apresenta o resultado da tensão no elo CC para o caso de variação dos sinais de entrada na microrrede. O comportamento é bem similar ao caso anterior, entretanto na parte final do teste apresentou uma oscilação demasiada e um tempo de acomodação muito maior que o de antes. Mas para um período de tempo maior, considerando a escala de equivalente a doze ou treze horas o resultado torna-se satisfatório para estabilização da tensão.

Figura 61 - Tensão no elo CC.



Fonte: Elaboração própria.

4.3 Variação da carga na microrrede CC e na rede CA

Neste tópico será realizada apresentação da variação da carga no elo CC de forma a emular o nível 1 e 2 de recarga de veículos elétricos segundo a EPRI [34]. No qual o nível 1 a corrente elétrica alcança valores de 20A, e para o nível 2 a corrente é de 40A.

No modo nível 1 de carregamento, é usada uma tensão padrão de 120V, com corrente de 15A ou 20A. Estes níveis de tensão são os mais baixos encontrados comercialmente no modo de carregamento de veículos elétricos e estas características de carga são normalmente encontradas em edifícios residenciais e nas garagens das casas.

O nível 2 é o modo de carga mais apropriado para ser utilizado pelo usuário, pois existe nas instalações públicas e privadas e é baseada em uma tensão de 240V com uma tomada monofásica e corrente de 40 A.

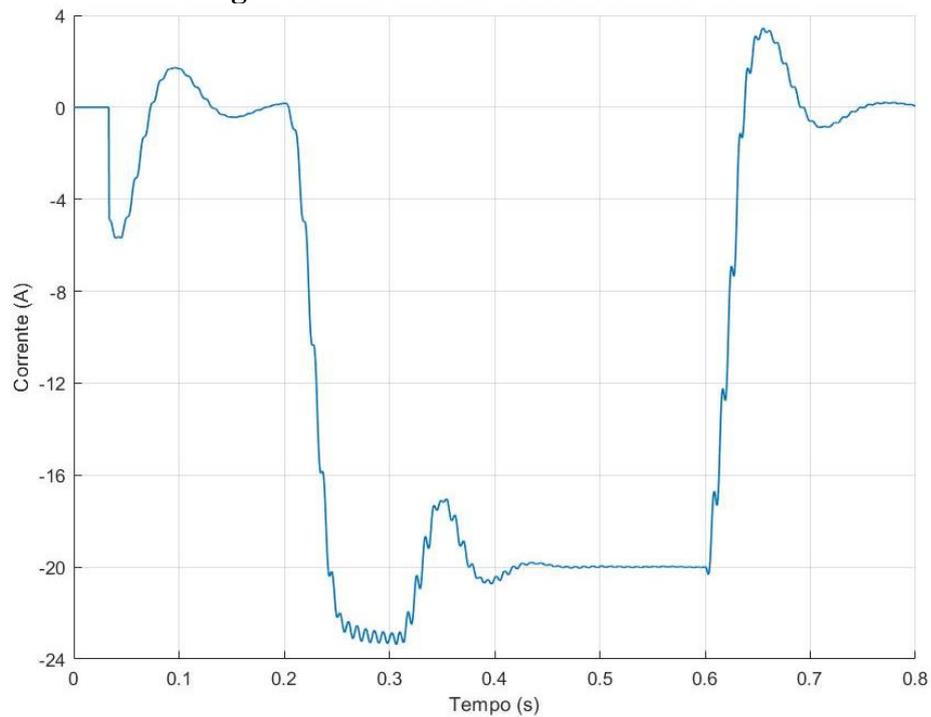
Para essa simulação foi considerado um caso base onde o circuito do lado de corrente contínua é composto apenas pelo elo CC e pelo inversor de corrente. Onde são aplicadas uma carga de 9kW para o caso de recarga nível 1. E para o nível 2 uma carga de 18kW. Após os casos bases são apresentadas as simulações para o circuito completo.

4.3.1 Caso base nível 1 e 2

Em primeiro momento, como mencionado, é realizada a simulação da rede CC com o capacitor de link e o inversor. O tempo de simulação é de 0,8s e no instante $t=0,2s$ a carga de 9kW é conectada em paralelo ao elo CC, denominado nível 1 de recarga.

A Figura 62 apresenta a corrente que circula na rede CC, onde pode ser visto que no instante $t=0,2s$ a carga de 9kW é conectada ao circuito de forma que o valor da corrente atinge o nível de 20A.

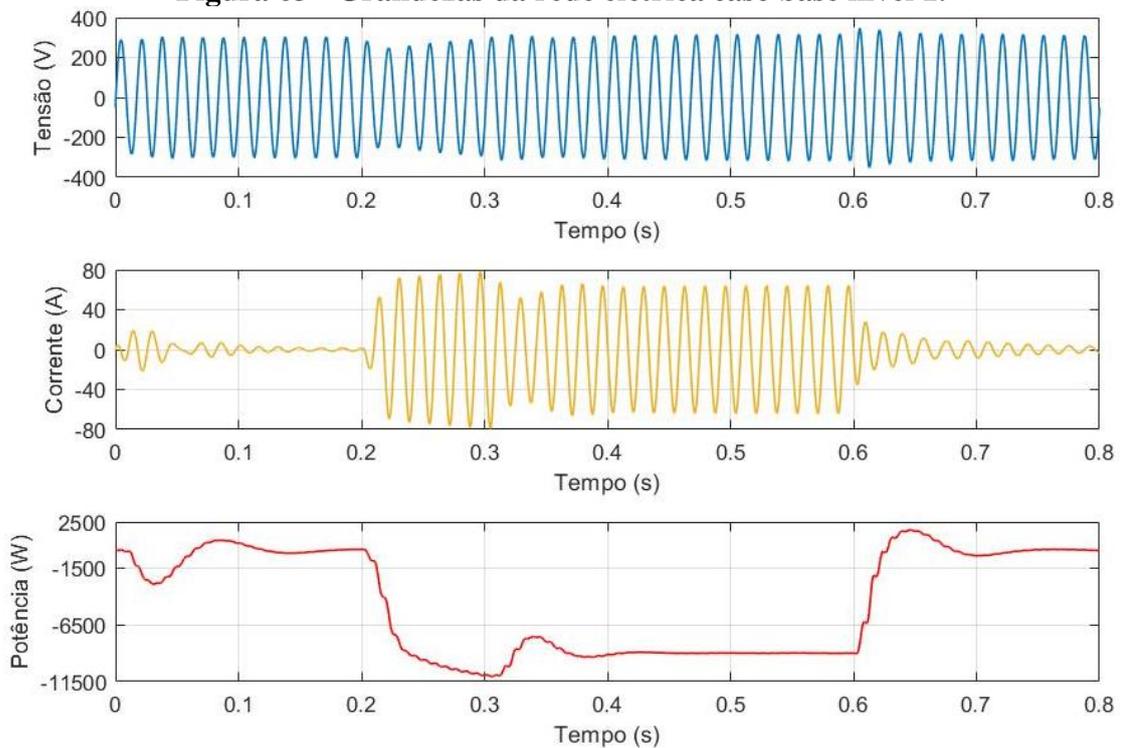
Figura 62 - Corrente no elo CC nível 1.



Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 63 é possível visualizar a dinâmica das grandezas da rede quando a carga é inserida no circuito. Nota-se que é demandada uma corrente considerável da rede, o que no sistema pode ocasionar uma sobrecarga nos alimentadores.

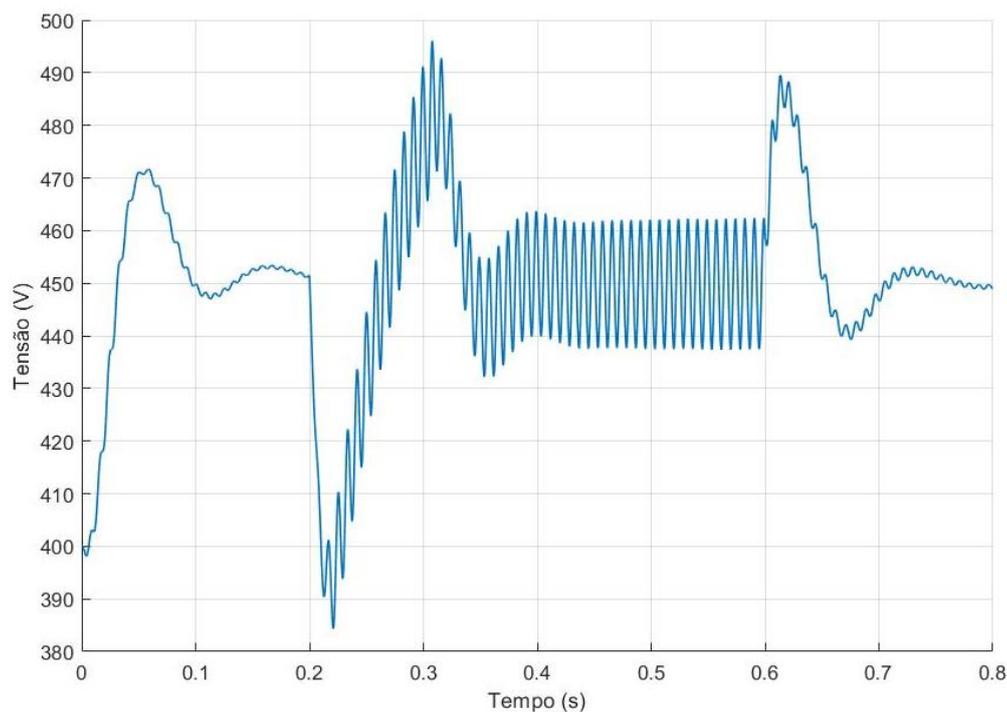
Figura 63 - Grandezas da rede elétrica caso base nível 1.



Fonte: Elaboração própria.

Também foi avaliado o comportamento do controle do inversor quando a carga é inserida. Pela falta de fontes de energia do lado do circuito CC, a tensão atinge valores transitórios altos, entretanto levando em consideração o mencionado, a resposta do controle performa de maneira condizente com o esperado, estabilizando na tensão desejada. A Figura 64 demonstra o que foi comentado.

Figura 64 - Tensão no elo CC.

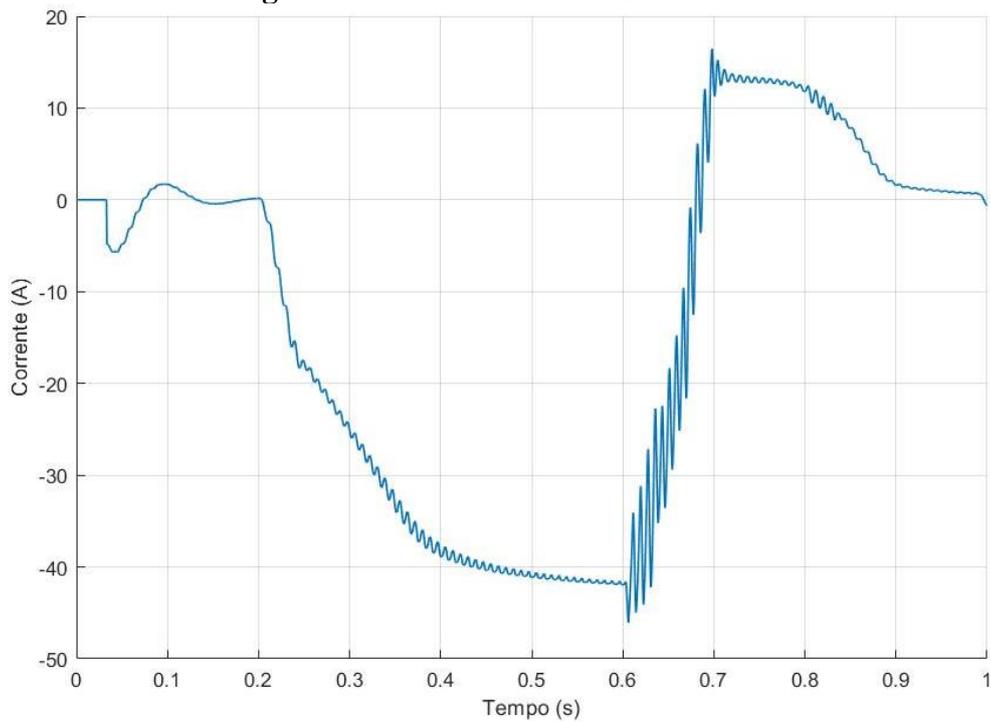


Fonte: Elaboração própria.

O segundo caso base é realizado de forma similar ao primeiro, porém conectando uma carga de 18kW em paralelo ao link CC no instante $t = 0,2s$. Mais uma vez a simulação conta apenas no lado da rede CC com o capacitor de link e o inversor. O tempo de simulação é de 1s e no instante $t = 0,2s$ a carga de 18kW é conectada em paralelo ao elo CC, denominado nível 2 de recarga.

A Figura 65 apresenta a corrente que circula na rede CC, onde pode ser visto que no instante $t = 0,2s$ a carga de 18kW é conectada ao circuito de forma que o valor da corrente atinge o nível de 20A.

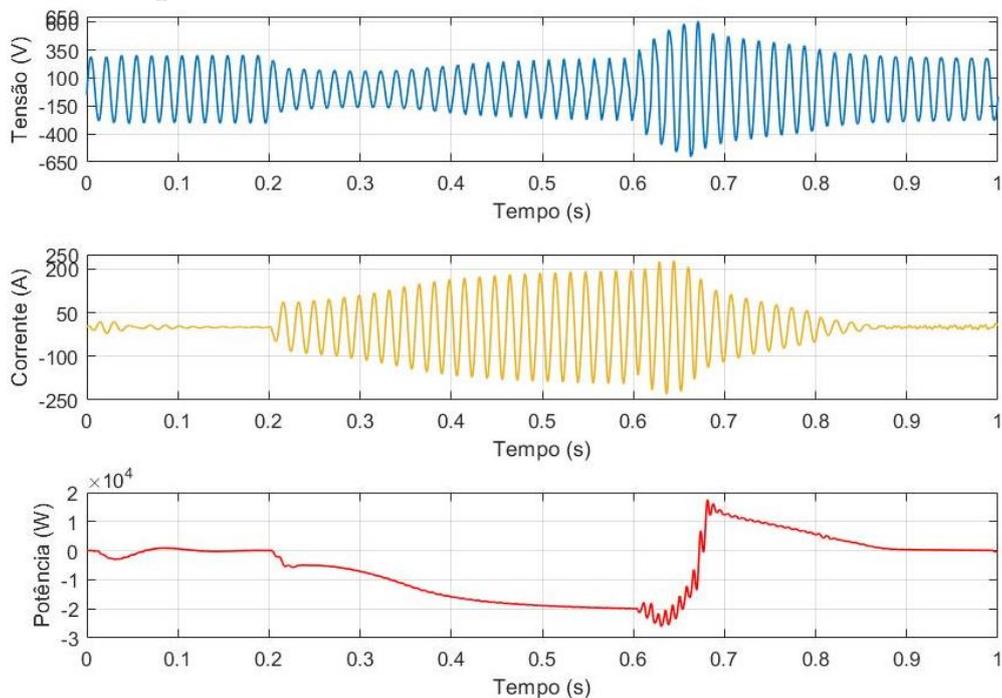
Figura 65 - Corrente no elo CC nível 2.



Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 66 é possível visualizar a dinâmica das grandezas da rede quando a carga é inserida no circuito. Nota-se que é demandada uma corrente considerável da rede, o que no sistema pode ocasionar uma sobrecarga nos alimentadores.

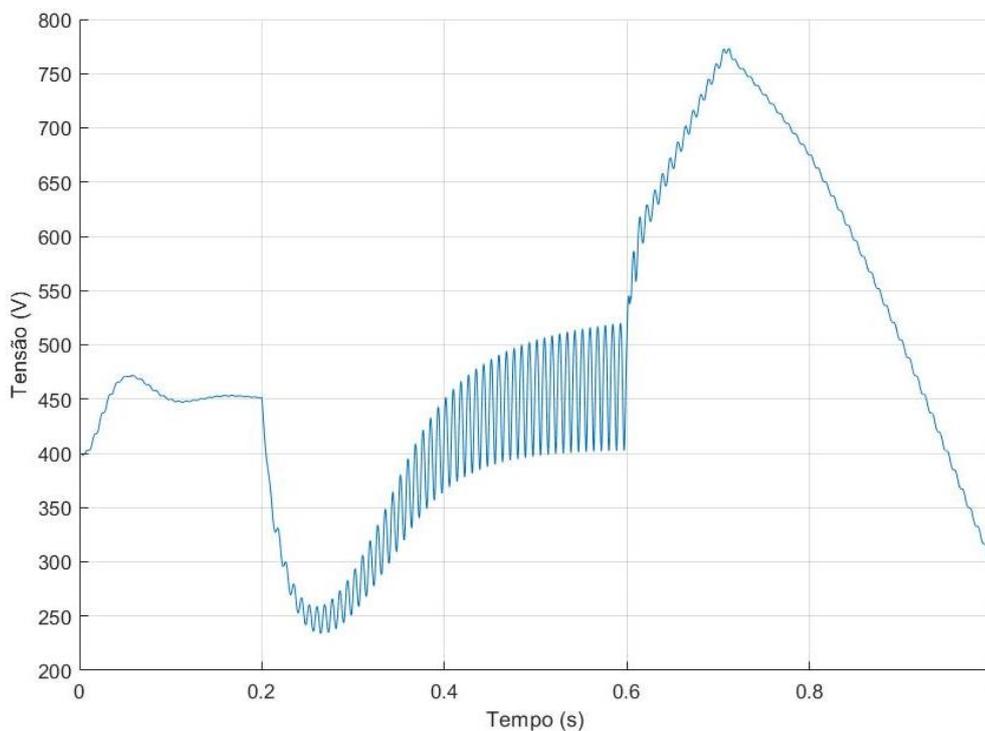
Figura 66 - Grandezas da rede elétrica caso base nível 2.



Fonte: Elaboração própria.

Também foi avaliado o comportamento do controle do inversor quando a carga é inserida. Pela falta de fontes de energia do lado do circuito CC, a tensão atinge valores transitórios altos, entretanto levando em consideração o mencionado, porém neste segundo caso o tempo de resposta do controle é muito maior, e após a retirada da carga o controle não consegue atuar na estabilização da tensão novamente. A Figura 67 demonstra o que foi comentado.

Figura 67 - Tensão no elo CC.



Fonte: Elaboração própria.

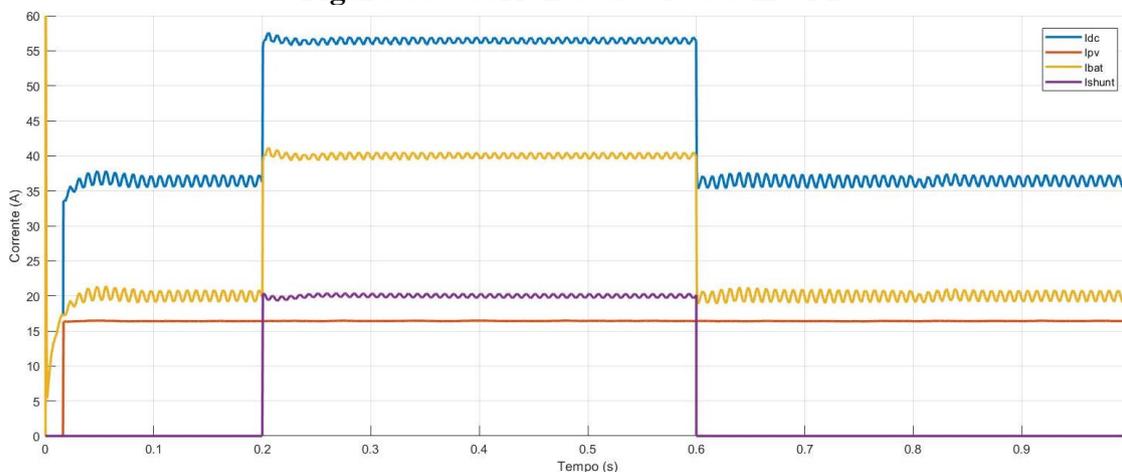
4.3.2 Carregamento de veículo elétrico nível 1 e 2

Após a simulação dos casos base, foi realizada a inserção da carga no circuito que inclui todos os sistemas do projeto. Considerando os sinais de entrada para o arranjo PV constantes para temperatura e irradiância em 25°C e 1000W/m². E antes da inserção da carga a bateria encontra-se em estado de descarga para a microrrede configurada em 20A, e durante a inserção da carga aumenta-se a corrente de descarga da bateria para 40A, de forma a contribuir com um alívio de potência em relação a demanda da rede elétrica.

A simulação foi dividida entre nível 1 e nível 2 de carregamento. Para os dois casos o tempo de simulação foi de $t_s=1s$, adicionando a carga no tempo $t=0,2s$ e retirando do circuito em $t=0,6s$.

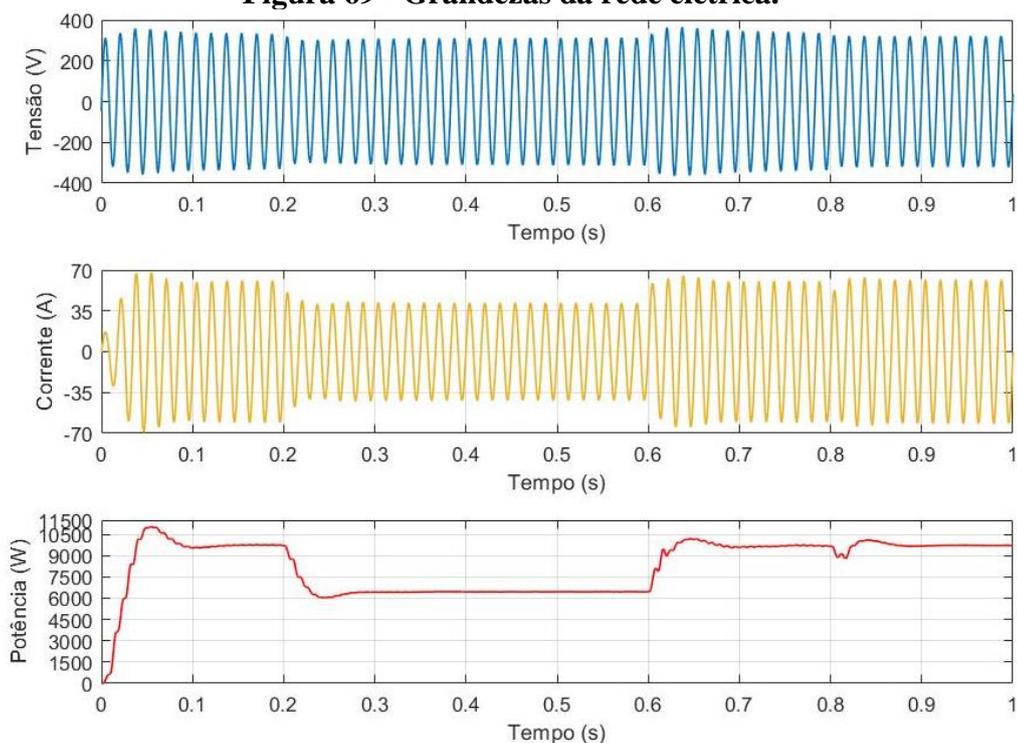
Para o nível 1 de recarga tem-se os resultados para as correntes do arranjo, bateria, na carga e total conforme a Figura 68.

Figura 68 - Correntes do elo CC nível 1.



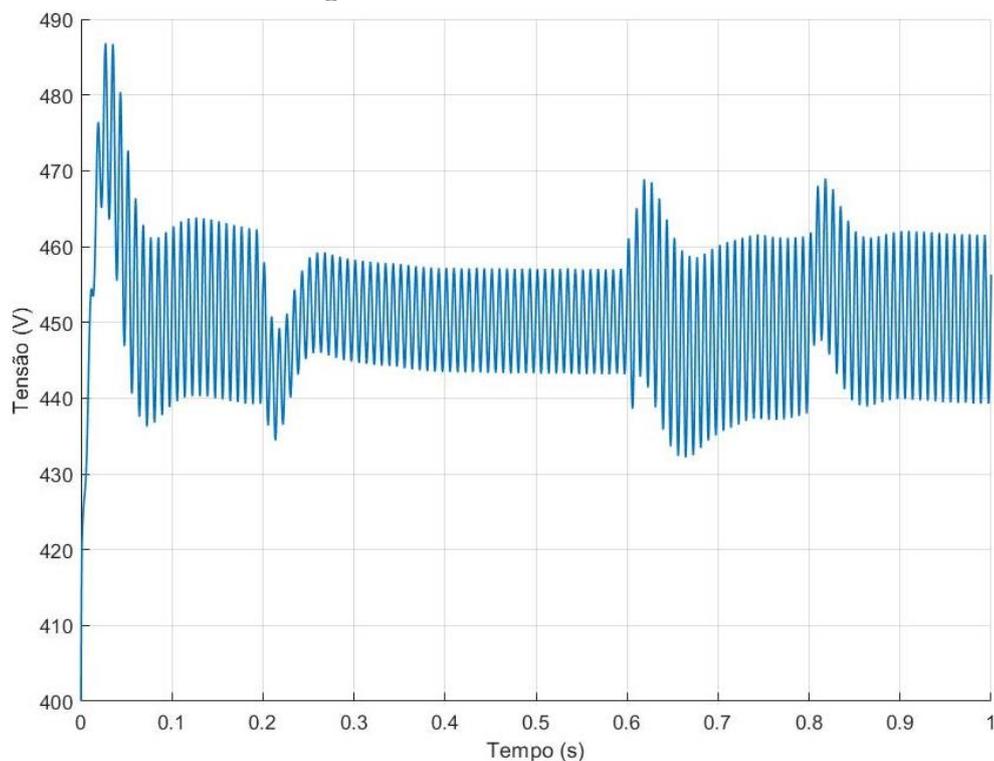
Fonte: Elaboração própria.

Para as grandezas da rede, na Figura 69 é possível notar como a presença das fontes de energia no lado CC contribuem para um alívio de potência na rede convencional, quando comparado ao caso base do nível 1 na Figura 63.

Figura 69 - Grandezas da rede elétrica.

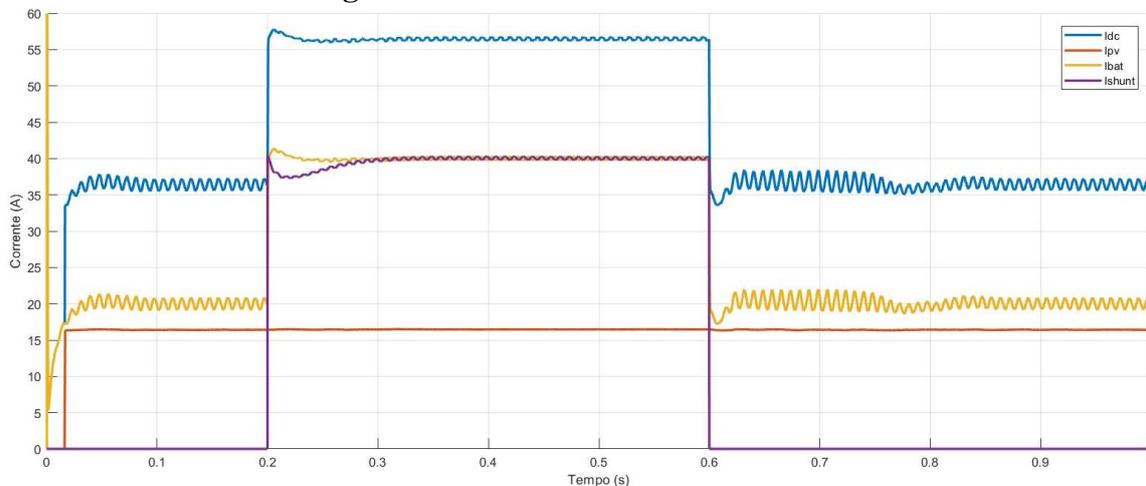
Fonte: Elaboração própria.

A tensão de elo CC se manteve dentro do valor desejado apesar da inserção de uma carga mais elevada ao circuito CC. Na Figura 70 é possível notar que a presença das fontes no lado CC contribui para um tempo mais rápido de estabilização do controle de tensão.

Figura 70 - Tensão no elo CC.

Fonte: Elaboração própria.

Dando prosseguimento, para o nível 2 de recarga tem-se os resultados para as correntes do arranjo, bateria, na carga e total conforme a Figura 71.

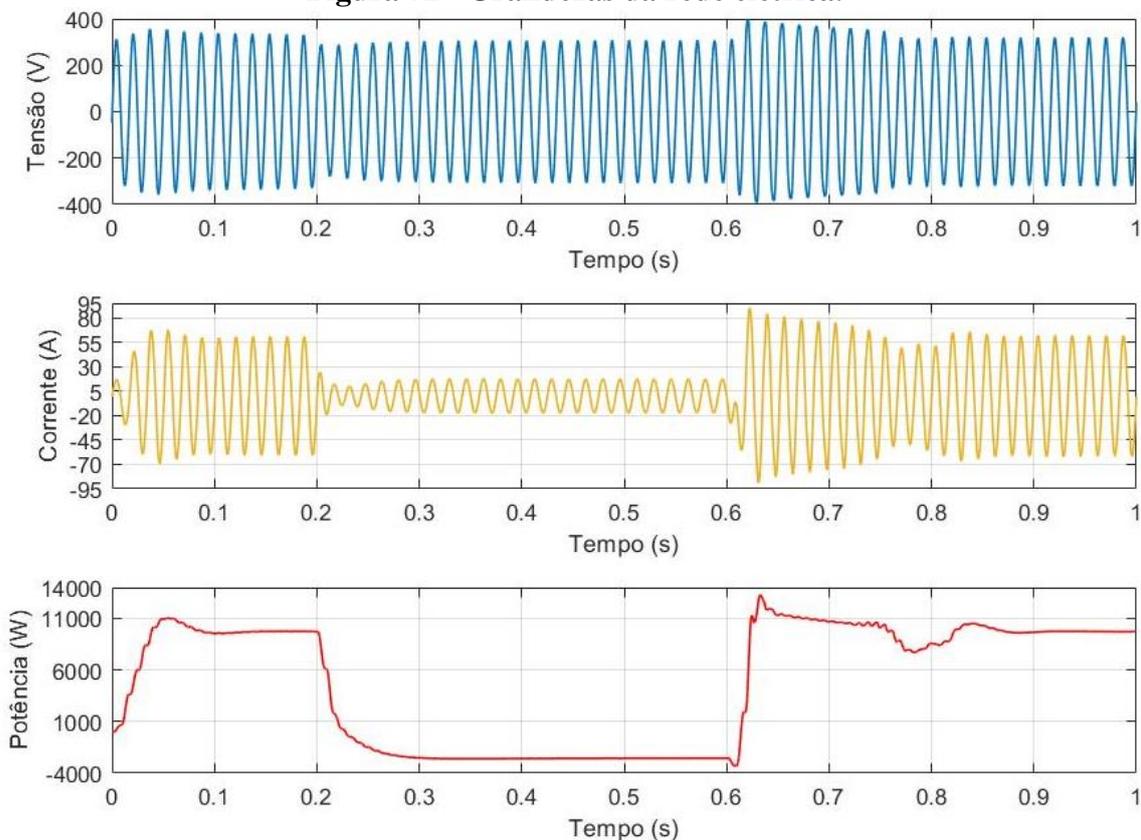
Figura 71 - Correntes no elo CC nível 2.

Fonte: Elaboração própria.

Para as grandezas da rede, na Figura 72 é possível notar como a presença das fontes de energia no lado CC contribuem para um alívio de potência na rede convencional, quando

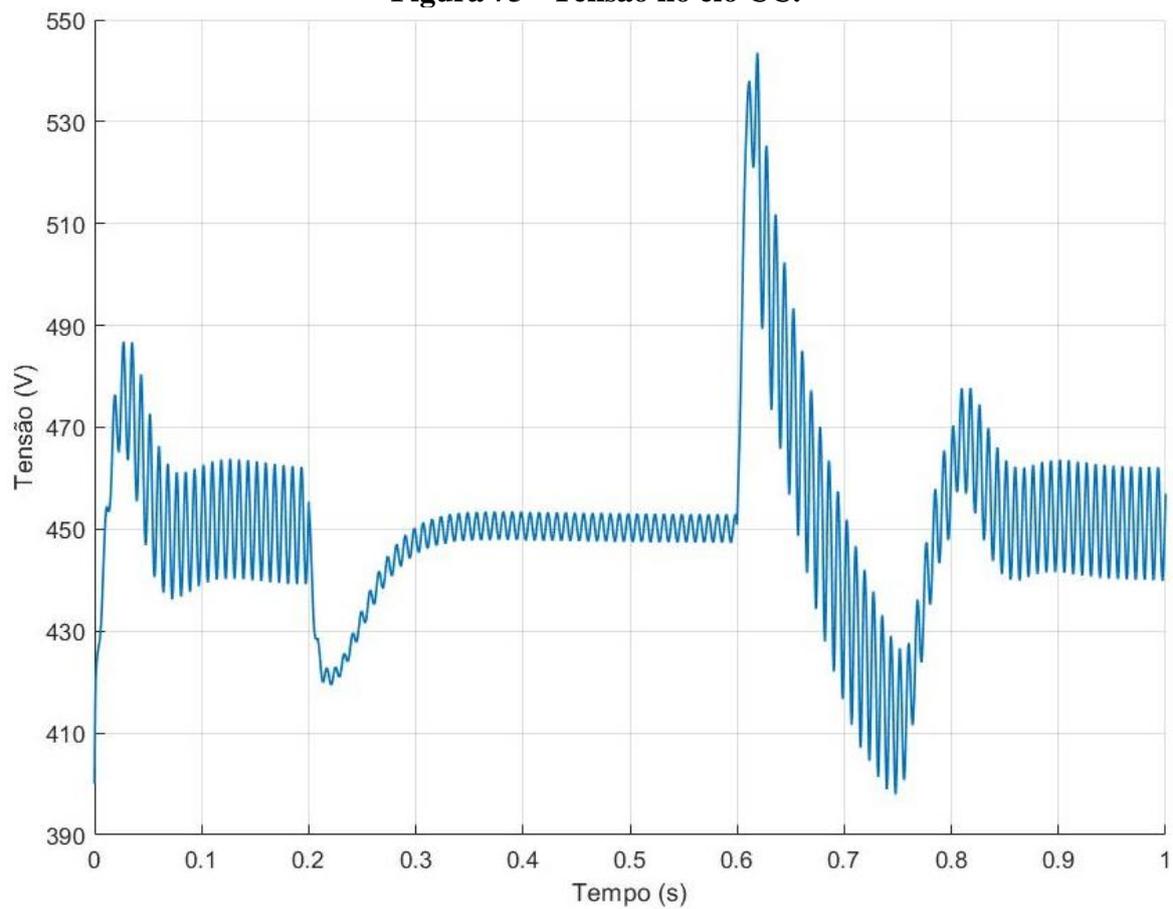
comparado ao caso base do nível 2 na Figura 66. Entretanto, como a corrente do arranjo e da bateria não aumentam de uma simulação de um nível para o outro, a rede acaba por suprir a demanda surgida pela microrrede conectada.

Figura 72 - Grandezas da rede elétrica.



Fonte: Elaboração própria.

Por fim, a tensão no elo CC para a simulação com o sistema completo para a recarga de veículos conectados à estação solar é apresentada na Figura 73. Como pode ser visto, o controle desempenha bem o ajuste de tensão durante o teste em simulação, porém no momento em que a carga é retirada os valores de tensão oscilam e atingem magnitude bem elevada. Entretanto, se considerarmos uma escala de tempo maior de simulação o período de transitório pode ser considerado bem pequeno e o controle opera de forma adequada.

Figura 73 - Tensão no elo CC.

Fonte: Elaboração própria.

Capítulo 5 - Conclusão

Foi realizada uma breve introdução ao tema de estação solar para recarga de veículos elétricos. A metodologia para construção da simulação foi apresentada através de passo a passo, informando as características macros dos sistemas e realizando simulações para testar o controle até atingir os parâmetros desejados. Na elaboração dos sistemas de controle verificou-se a importância do controle da tensão de elo CC. Assim em todos os resultados verificou-se que o controle conseguiu estabilizar satisfatoriamente em torno do valor desejado.

Durante o projeto foi constatada dificuldade de realizar certos cenários, devido a capacidade de processamento em mãos. Dessa forma, foram propostos cenários equivalentes em segundos que fossem equivalentes a uma escala de tempo maior. Com essa estratégia pode-se validar a dinâmica do sistema frente as oscilações descritas no capítulo 4. Em momento oportuno, as simulações de equivalências diárias devem ser concluídas em equivalências de minutos ou horas.

O objetivo principal deste trabalho era simular e posteriormente testar em bancada o sistema de recarga solar, descrito anteriormente. Enquanto o primeiro objetivo foi atingido o segundo não pode ser iniciado. Assim, esse segundo processo será considerado na lista de trabalhos futuros. Para as perturbações nos sinais de entrada dos sistemas descritos o controle do projeto apresentou resultado satisfatório. Com as inserções de carga no circuito CC pode-se verificar a dinâmica da rede elétrica. Durante essas simulações as fontes conectadas a rede CC, quando injetam potência no sistema, auxiliam a aliviar potência demandada pela rede convencional. E o contrário também ocorre, quando a carga no elo CC torna-se elevada de forma as fontes no lado CC não conseguirem suprir, a rede elétrica contribui transferindo potência para o circuito de CC.

Portanto, com todas as observações realizadas, o objetivo de validar o controle do inversor e sua coordenação com os demais sistemas, todos conectados à rede convencional foi alcançado.

5.1 Trabalhos Futuros

Conforme as considerações demonstradas no capítulo 5, existe uma seara de projetos futuros que podem ser desenvolvidos utilizando a base deste trabalho. Por exemplo, no âmbito das simulações pode-se introduzir a operação ilhada da microrrede CC, aumento nas fontes de energia conectadas ao elo CC, aumentar o tempo de simulação para estimar o comportamento diário das fontes intermitentes e armazenamento de energia. Por fim, a construção do projeto fisicamente em laboratório para validar o controle desenvolvido neste estudo.

Referências

- [1] M. A. Alghoul, F. Y. Hammadi, N. Amin, e N. Asim, “The role of existing infrastructure of fuel stations in deploying solar charging systems, electric vehicles and solar energy: A preliminary analysis”, *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 137, p. 317–326, dez. 2018, doi: 10.1016/j.techfore.2018.06.040.
- [2] M. G. (CONTR) Scallet, “U.S. Department of Energy Electricity Grid Research and Development”, p. 59.
- [3] A. Hirsch, Y. Parag, e J. Guerrero, “Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 90, p. 402–411, jul. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.03.040.
- [4] W. Feng *et al.*, “A review of microgrid development in the United States – A decade of progress on policies, demonstrations, controls, and software tools”, *Appl. Energy*, vol. 228, p. 1656–1668, out. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.06.096.
- [5] F. Nejabatkhah e Y. W. Li, “Overview of Power Management Strategies of Hybrid AC/DC Microgrid”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, n° 12, p. 7072–7089, dez. 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2384999.
- [6] D. Wu, G. Li, M. Javadi, A. M. Malysheff, M. Hong, e J. N. Jiang, “Assessing Impact of Renewable Energy Integration on System Strength Using Site-Dependent Short Circuit Ratio”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, n° 3, p. 1072–1080, jul. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2017.2764871.
- [7] D. Wu, A. M. Aldaoudeyeh, M. Javadi, F. Ma, J. Tan, e J. N. Jiang, “A method to identify weak points of interconnection of renewable energy resources”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 110, p. 72–82, set. 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.03.003.
- [8] J. Wu, A. Botterud, A. Mills, Z. Zhou, B.-M. Hodge, e M. Heaney, “Integrating solar PV (photovoltaics) in utility system operations: Analytical framework and Arizona case study”, *Energy*, vol. 85, p. 1–9, jun. 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.02.043.
- [9] F. Katiraei e J. Aguero, “Solar PV Integration Challenges”, *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 9, n° 3, p. 62–71, maio 2011, doi: 10.1109/MPE.2011.940579.
- [10] J. Susanto, F. Shahniah, e D. Ludwig, “A framework to technically evaluate integration of utility-scale photovoltaic plants to weak power distribution systems”, *Appl. Energy*, vol. 231, p. 207–221, dez. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.09.130.
- [11] R. de Andrade *et al.*, “Flywheel Energy Storage System Description and Tests”, *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 17, n° 2, p. 2154–2157, jun. 2007, doi: 10.1109/TASC.2007.899056.
- [12] “IEA – International Energy Agency”, *IEA*. <https://www.iea.org/reports/tracking-energy-integration/energy-storage> (acessado jun. 22, 2021).
- [13] R. Baran, “A Introdução de Veículos Elétricos no Brasil: Avaliação do Impacto no Consumo de Gasolina e Eletricidade”, UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.
- [14] Z. A. Arfeen, A. B. Khairuddin, R. M. Larik, e M. S. Saeed, “Control of distributed generation systems for microgrid applications: A technological review”, *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 29, n° 9, set. 2019, doi: 10.1002/2050-7038.12072.
- [15] Xiangdong Zong, “A Single Phase Grid Connected DC/AC Inverter with Reactive Power Control for Residential PV Application”, University of Toronto, Toronto, 2011.
- [16] N. Mohan, *Power electronics: a first course*. Hoboken, N.J: Wiley, 2012.

- [17] A. El-Shahat e S. Sumaiya, “DC-Microgrid System Design, Control, and Analysis”, *Electronics*, vol. 8, n° 2, p. 124, jan. 2019, doi: 10.3390/electronics8020124.
- [18] RAPHAEL CORDOVIL DA COSTA, “PROJETO DE UM ESTACIONAMENTO SOLAR COM INTERFACE PARA RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA ESCOLA DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE ‘ESTAÇÃO RECARGA SOLAR’”, UFF, Niteroi, 2017.
- [19] CAROLINA CUNHA DE MENEZES, “ESTUDO E SIMULAÇÃO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA”, UFF, Niteroi, 2019.
- [20] L. Zhang, N. Tai, W. Huang, J. Liu, e Y. Wang, “A review on protection of DC microgrids”, *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 6, n° 6, p. 1113–1127, nov. 2018, doi: 10.1007/s40565-018-0381-9.
- [21] C.-M. Ong, *Dynamic simulation of electric machinery: using MATLAB/SIMULINK*. Upper Saddle River, N.J: Prentice Hall PTR, 1998.
- [22] B. K. Perera, S. R. Pulikanti, P. Ciufu, e S. Perera, “Simulation model of a grid-connected single-phase photovoltaic system in PSCAD/EMTDC”, in *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Auckland, out. 2012, p. 1–6. doi: 10.1109/PowerCon.2012.6401435.
- [23] WEG, “ESTAÇÕES DE RECARGA PARA VEÍCULOS ELÉTRICOS”. WEG, 2020.
- [24] Emanuel Cella Simon, “AVALIAÇÃO DE IMPACTOS DA RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO”, UFRJ, Rio de Janeiro, 2013.
- [25] Daniel Hauser, “CONTROLE DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO TRIFASICO CONECTADO A REDE ELETRICA”, UFRJ, 2014.
- [26] Duarte Nuno Santos Freitas, “Controlo de um Inversor Monofásico para Ligação à Rede de um Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes”, INSTITUTO POLITECNICO DE BRAGANÇA, PORTUGAL, 2013.
- [27] JULIANA ARAMIZU, “MODELAGEM E ANÁLISE DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO EM OPERAÇÃO ISOLADA E EM PARALELO COM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA”, USP, SÃO CARLOS, 2010.
- [28] A. Sangwongwanich, Y. Yang, e F. Blaabjerg, “Development of flexible active power control strategies for grid-connected photovoltaic inverters by modifying MPPT algorithms”, in *2017 IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia (IFEEC 2017 - ECCE Asia)*, Kaohsiung, Taiwan, jun. 2017, p. 87–92. doi: 10.1109/IFEEC.2017.7992423.
- [29] “Ligação Série e Paralelo de Duas ou Mais Baterias”, *Mppt Solar*. <https://www.mpptsolar.com/pt/baterias-serie-paralelo.html> (acessado jun. 22, 2021).
- [30] J. Sedo e S. Kascak, “Design of output LCL filter and control of single-phase inverter for grid-connected system”, *Electr. Eng.*, vol. 99, n° 4, p. 1217–1232, dez. 2017, doi: 10.1007/s00202-017-0617-0.
- [31] A. Moses e H. Sun, “Bidirectional energy storage photovoltaic grid-connected inverter application system”, *Int. J. Energy Res.*, vol. 44, n° 14, p. 11509–11523, nov. 2020, doi: 10.1002/er.5771.
- [32] M. Saleh, Y. Esa, Y. Mhandi, W. Brandauer, e A. Mohamed, “Design and implementation of CCNY DC microgrid testbed”, in *2016 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, Portland, OR, USA, out. 2016, p. 1–7. doi: 10.1109/IAS.2016.7731870.

- [33] RENAN CEZAR PIMENTEL PONTARA, “ESTUDO PRELIMINAR DE UM CONVERSOR BIDIRECIONAL ISOLADO COM COMUTAÇÃO SUAVE”, UFJF, JUIZ DE FORA, 2017.
- [34] MORROW, K., KARNER, D., e FRANCFORT, J., “Plug-in hybrid electric vehicle charging infrastructure review: final report.” U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, 2008.