

**Universidade Federal da Paraíba
Centro de Energias Alternativas e Renováveis
Departamento de Engenharia Elétrica**

Vanessa da Costa Marques

**Regulação de Tensão com Injeção de Potência Reativa de Sistema
Fotovoltaico Conectado à Rede Monofásica**

**João Pessoa – PB
Outubro 2019**

VANESSA DA COSTA MARQUES

**REGULAÇÃO DE TENSÃO COM INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA
DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONETADO À REDE MONOFÁSICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE da Universidade Federal da Paraíba - UFPB, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica sob orientação do Prof. Nady Rocha e Co-orientação do Prof. Rogério Gaspar de Almeida.

**João Pessoa – PB
Outubro 2019**

**Catalogação na publicação
Seção de Catalogação e Classificação**

M357r Marques, Vanessa da Costa.

Regulação de tensão com injeção de potência reativa de sistema fotovoltaico conectado à rede monofásica. /
Vanessa da Costa Marques. - João Pessoa, 2019.
101 f. : il.

Orientação: Nady Rocha.

Coorientação: Rogério Gaspar de Almeida.
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Painel Fotovoltaico. 2. Elevação de Tensão. 3.
Controle de Potência. 4. Geração Distribuída. I. Rocha,
Nady. II. Almeida, Rogério Gaspar de. III. Título.

UFPB/BC

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS – CEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGEE

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

**REGULAÇÃO DE TENSÃO COM INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA DE
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE MONOFÁSICA**

Elaborada por

VANESSA DA COSTA MARQUES

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

COMISSÃO EXAMINADORA

PROF. DR. NÁDY ROCHA (Presidente)

PROF. DR. ROGÉRIO GASPAR DE ALMEIDA

PROF. DR. YURI PERCY MOLINA RODRIGUEZ

PROF. DR. KLEBER CARNEIRO DE OLIVEIRA

Dedico este trabalho aos meus pais,
Valdir e Vera, ao meu irmão Vagner, ao
meu namorado Matheus, tios e tias,
primos e primas.

“But still try, for who knows what is possible...” Michael Faraday

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por sempre iluminar e guiar os meus caminhos.

Agradeço aos meus pais, Valdir e Vera, e ao meu irmão, Vagner, por todo empenho, carinho, apoio, confiança e dedicação que me foram dados. Agradeço também ao meu namorado Matheus por estar sempre ao meu lado, me apoiando e incentivando.

Agradeço ao querido orientador, professor Nady, que confiou em meu trabalho e se dispôs a me orientar, sempre atencioso e paciente, contribuindo com novas ideias para otimizar a dissertação e auxiliando para obtenção dos resultados experimentais. Agradeço também ao querido coorientador, professor Rogério, que me acolheu como sua aluna em 2017 para me orientar no trabalho de conclusão de curso, sempre disposto a me ensinar e me ajudar com entusiasmo. Em seguida, com alegria, aceitou confiar em mim novamente para compartilhar novas ideias e construir novos projetos no mestrado. Agradeço também ao querido ex orientador, professor Darlan, que depositou sua confiança em meu trabalho ao me aceitar como orientanda, sempre atencioso e disposto a ajudar, mas que precisou se ausentar para realizar um pós-doutorado no exterior. Agradeço também aos membros da banca, os professores Yuri e Kleber, por todas as valiosas contribuições ao trabalho.

Agradeço aos amigos Marcos, Tatiana, Felipe, Leonardo, Jéssica, Luiz, Rafael, Igleyce, Louise, e tantos outros, por todos os momentos de estudos, ensinamentos, trocas de conhecimento e conversas, os da graduação que continuaram trilhando comigo os caminhos do mestrado, e também aos novos amigos que o mestrado me presenteou.

Agradeço ao PPPGE pelo ambiente físico disponibilizado, o Laboratório de Otimização de Sistemas Elétricos da UFPB, no qual pude produzir este trabalho.

Agradeço a Fundação de Apoio à Pesquisa do Estado da Paraíba (FAPESQ –PB), pelo suporte financeiro para desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho analisa o impacto dos elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica distribuída nas redes elétricas de baixa tensão (127V/220V/380V) do sistema de distribuição de energia elétrica e apresenta uma proposta de controle de tensão baseado em componentes $\alpha\beta/dq$ para a microgeração distribuída com painéis solares, que visa injetar potência reativa para regular a tensão no ponto de conexão do referente sistema de geração com a rede elétrica durante desequilíbrios entre a geração e o consumo. No estudo proposto foram realizadas simulações computacionais através dos softwares comerciais MATLAB/Simulink® e PSIM® e obtidos resultados experimentais do controle proposto em bancada experimental pertencente ao Laboratório de Otimização de Sistemas Elétricos, (LOSE), da UFPB.

Palavras-Chaves: Painel Fotovoltaico. Elevação de Tensão. Controle de Potência. Geração Distribuída.

ABSTRACT

This work analyzes the impact of high levels of penetration of the distributed photovoltaic microgeneration on the low voltage electrical grids (127V/220V/380V) the electric power distribution system. It also presents a proposal of control based on $\alpha\beta/dq$ coordinates for distributed generation with solar panels, which aims to inject reactive power to adjust the voltage at the connection point of the generation system with the electrical grid during imbalances between generation and consumption. In the proposed study, it was made computational simulations with the commercial softwares MATLAB/Simulink® and PSIM®. Experimental results of the proposed control with the equipment of the Laboratory of Optimization of Electrical Systems (LOES), from Federal University of Paraíba.

KeyWords: Photovoltaic Panel, Overvoltage, Power Control, Distributed Generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Aumento anual da capacidade de energias renováveis no mundo, por tecnologia, 2012 – 2018.	18
Figura 2 - Evolução da Potência Instalada em MW em geração distribuída por tipo de fonte.	19
Figura 3 – Projeção da Geração Distribuída Fotovoltaica até 2023 (EPE).	20
Figura 4- Geração Solar ao longo de um dia.	21
Figura 5 - Perfis de tensão diário sem controle de tensão.	22
Figura 6 – Processo hierarquizado de agrupamentos	26
Figura 7 - Sistema Fotovoltaico conectado à rede elétrica monofásica	27
Figura 8 – Demanda de carga e potência fotovoltaica em um período de um dia.....	30
Figura 9 - Sistema solar fotovoltaico ligado à rede com armazenamento de bateria	32
Figura 10 - Método do fator de potência fixo.....	33
Figura 11 - Método fator de potência em termos de potência ativa injetada.....	34
Figura 12 - Método da potência reativa dependente da tensão.....	34
Figura 13 - Corte de Energia Ativa	35
Figura 14 - Rede de Distribuição Radial	36
Figura 15 - Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica monofásica	39
Figura 16 - Conversor CC-CC elevador de tensão.....	40
Figura 17 - Primeira etapa de funcionamento do conversor <i>boost</i>	40
Figura 18 - Segunda etapa de funcionamento do conversor <i>boost</i>	41
Figura 19 - Inversor PWM em ponte completa monofásico	43
Figura 20 - Geração de pulsos de comando do inversor.....	44
Figura 21- Tensão de Saída, <i>VAB</i> (Simulação).....	44
Figura 22 – Tensão de comando das Chaves C1 E C3 (simulação).....	45
Figura 23 - Tensão de comando das Chaves C2 E C4 (simulação).....	45

Figura 24 - Experimento em Laboratório	46
Figura 25 - Experimento em Laboratório	46
Figura 26 - Tensão de comando das Chave C1 E C3 (Experimental).....	47
Figura 27 - Tensão de comando das Chaves C2 E C4 (Experimental)	47
Figura 28 - Tensão de Saída, VAB . (Experimental)	48
Figura 29 - Circuito Equivalente do inversor conectado à rede	49
Figura 30 - Tensão de saída do inversor.....	51
Figura 31 - Tensão de saída do inversor em função das componentes α e β	51
Figura 32 – Representação da transformação dos eixos $\alpha\beta$ em dq	52
Figura 33 - Tensão de saída do inversor nas componentes d e q	53
Figura 34 - Eixo coincidente	55
Figura 35 – Circuitos Equivalentes para as equações em dq	56
Figura 36 – Função de Transferência da componente d	58
Figura 37 – Diagrama de Blocos do controle, eixo d	58
Figura 38 – Malha de Controle Final para componente “ d ”.....	59
Figura 39 – Função de Transferência da componente q	60
Figura 40 – Diagrama de Blocos do controle, eixo q	60
Figura 41 – Malha de Controle Final para componente “ q ”.....	61
Figura 42 – Malha de Controle para componente d sem perturbações para determinação do K_p e K_i	61
Figura 43- Malha de Controle para componente q sem perturbações	61
Figura 44 – Painel PV, <i>Boost</i> e Inversor	62
Figura 45 – Diagrama de Blocos (usando Laplace)	63
Figura 46 – Malha de Controle da Tensão	64
Figura 47 – Controle Supervisório	64
Figura 48 – Diagrama de blocos do SOGI	65

Figura 49 – Diagrama de Blocos do PLL-SOGI	66
Figura 50 – Malha de Controle da Tensão	66
Figura 51 - Rede de Distribuição Radial Implementada para estudo.....	68
Figura 52 – Rede de Distribuição com Geração Distribuída na Fase A (Completo)	72
Figura 53 – Rede de Distribuição com Geração Distribuída na Fase A (PARTE 1)	73
Figura 54- Rede de Distribuição com Geração Distribuída na Fase A (PARTE 2)	74
Figura 55 - Cenário de Simulação sem Geração Distribuída	76
Figura 56 - Tensão RMS, sem geração distribuída.	76
Figura 57 - Cenário de Simulação com Geração Distribuída.....	77
Figura 58- Tensão RMS, com geração distribuída apenas na fase A	78
Figura 59 - Tensão de pico, com geração distribuída apenas na fase A.....	79
Figura 60 - Cenário de Simulação com Geração Distribuída e com Variação de Carga	80
Figura 61 - Tensão RMS da barra 2 e da barra 6, com variação de carga.....	80
Figura 62 – Cenário de Simulação com Geração Distribuída, Controle de potência e Variação de Carga.....	81
Figura 63 - Tensão RMS da barra 2 e da barra 6, com variação de carga e controle de potência.	82
Figura 64 - Forma de onda das correntes	82
Figura 65 - Comportamento das correntes durante toda simulação com variação de carga e injeção de corrente indutiva.....	83
Figura 66- Correntes do inversor eixo dq.....	84
Figura 67 – Potência Aparente, Ativa e Reativa	84
Figura 68 – Comportamento do Controle Vetorial em Relação a Injeção de Potência.....	85
Figura 69 - Tensão RMS da barra 2, com GD apenas na fase A, com injeção e sem injeção de reativos.	86
Figura 70 – Comparação de níveis de tensão na barra 2 e na barra 6, com controle e sem controle.....	87

Figura 71 – Cenário de Simulação com GDF, Controle de potência (em todos os painéis) e Variação de Carga	89
Figura 72 – Tensão RMS da barra 2 e da barra 6, com variação de carga e controle de potência em todos os sistemas fotovoltaicos.....	89
Figura 73 – Esquema do Retificador Monofásico implementado	96
Figura 74 - Bancada Experimental - Retificador.....	97
Figura 75 – Experimento para validar a PLL monofásica.....	98
Figura 76 – Corrente de entrada do retificador (Azul) e Tensão da Rede Elétrica (Laranja) ..	98
Figura 77 – Esquema do Inversor Monofásico implementado.....	99
Figura 78 – Bancada, Osciloscópio e Tensão de saída do inversor monofásico.....	99
Figura 79 –Tensão de saída do inversor monofásico.	100
Figura 80 – Corrente de saída do inversor monofásico	100
Figura 81 – Corrente de saída do inversor monofásico nas componentes alfa e beta.	101
Figura 82 – Corrente de saída do inversor monofásico nas componentes dq.....	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Resposta às condições anormais de tensão.....	23
Tabela 2 - Parâmetros da Subestação	69
Tabela 3 - Parâmetros do Transformador.....	69
Tabela 4 – Parâmetros do Cabo AWG/CA.....	69
Tabela 5 - Parâmetros dos painéis fotovoltaicos	70
Tabela 6- Distribuição das Cargas para cada fase	70
Tabela 7 - Comparação de valores de tensão do cenário 1 e cenário 2	78
Tabela 8 – Comparação dos valores de tensão sem e com controle de potência.	88
Tabela 9 - Comparação dos valores de tensão sem e com controle de potência	90

LISTA DE SIGLAS E ABREVIAÇÕES

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCS	Code Composer Studio®
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
NDU	Norma de Distribuição Unificada
GD	Geração Distribuída
PCC	Ponto Comum de Conexão
PI	Proporcional Integral
PLL	Phase locked loop – Malha de Captura de Fase
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	17
1.1. Motivação	20
1.2. Metodologia.....	24
1.3. Objetivo Geral	24
1.3.1. Objetivos Específicos	24
1.4. Organização do Trabalho.....	25
2. MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	26
2.1. Sistema Fotovoltaico	26
2.1.1. Conexão com a rede elétrica monofásica (Microgeração)	27
2.1.2. Geração Distribuída com Fonte Fotovoltaica.....	28
2.2. Revisão Bibliográfica	31
3. MODELAGEM DO SISTEMA ESTUDADO	39
3.1. Cenário Estudado.....	39
3.1.1. Conversor <i>Boost</i>	39
3.1.2. Inversor PWM em Ponte Completa Monofásico.....	41
3.1.3. Definição das Malhas de controle para o Sistema Fotovoltaico adotado	48
3.2. Transformação das componentes $\alpha\beta$ em componentes dq	52
3.2.1. Desacoplamento das equações das Potências Ativa e Reativa.....	54
3.2.2. Definição das malhas de Controle em componentes dq	55
3.2.3. Malha de Controle de Tensão CC	62
3.2.4. Controle Supervisório do PCC	64
3.3. Método para obtenção das Componentes α e β	65

3.4. Conclusão	67
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	68
4.1. Definição dos Estudos de Casos.....	68
4.1.1. Caso de Estudo 1: Rede de Distribuição sem MGDF	75
4.1.2. Estudo de Caso 2: Rede de Distribuição com MGDF sem controle de potência	77
4.1.3. Estudo de Caso 3: Rede de Distribuição com Diminuição de Carga e MGDF sem controle de potência.....	79
4.1.4. Estudo de Caso 4: Rede de Distribuição com Diminuição de Carga e MGDF com controle de Potência em um Barramento.....	81
4.1.5. Estudo de Caso 5: Rede de Distribuição com Diminuição de Carga e MGDF com controle de Potência em todos os Barramentos	88
5. CONCLUSÃO.....	91
REFERÊNCIAS	92
APÊNDICE	96

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é fundamental para o desenvolvimento de uma sociedade e sua produção dar-se por meio de diferentes fontes. O Brasil apresenta grande potencial hidráulico e a maior parte da geração de energia elétrica do país provém de usinas hidroelétricas, entretanto os períodos de estiagem podem comprometer os sistemas de geração hídricos, sendo necessário uma matriz elétrica diversificada. De acordo com o banco de informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL,2019), a matriz de energia elétrica brasileira é composta por 60,92% de fonte hídrica, 14,98% de fonte fóssil, 8,63% de biomassa, 8,46% de fonte eólica, 1,36% de fonte solar, 1,16% de fonte nuclear e 4,78% de importação.

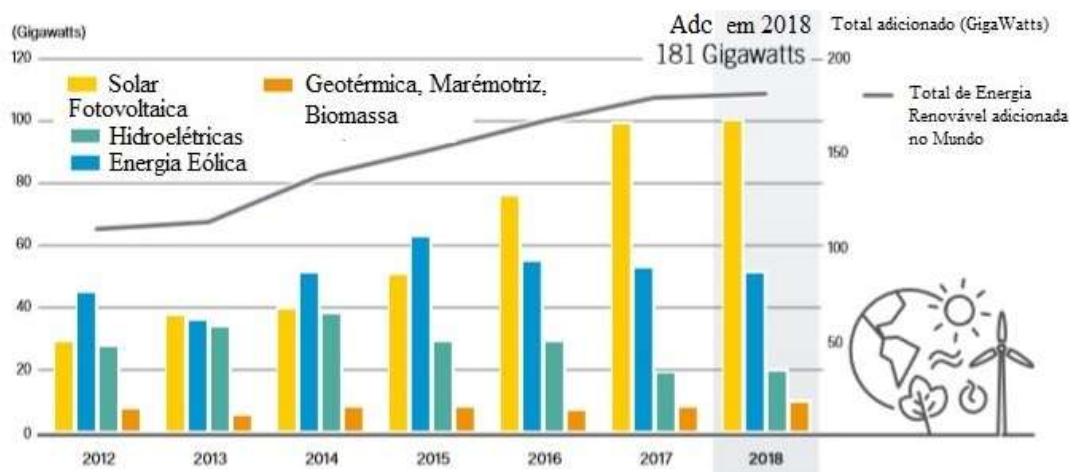
Os recursos fósseis apontados pela ANEEL são utilizados como fontes de energia para as usinas termoelétricas que são acionadas, principalmente, quando as usinas hidroelétricas estão impossibilitadas de produzir energia elétrica suficiente para suprir a demanda requerida. Todavia, os combustíveis fosseis são recursos naturais não renováveis e a queima desses combustíveis causam danos ao meio ambiente, poluindo a atmosfera e contribuindo para o efeito do aquecimento global.

Segundo estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE,2016), a população tende a aumentar cerca de 50% até 2050, e isto significa a incorporação de novos consumidores brasileiros e a necessidade de novas fontes de energia que diversifiquem a matriz energética nacional. O crescimento dos níveis de consumo de energia elétrica, a redução das reservas de combustíveis fósseis, a preocupação com o meio ambiente e com a redução de emissão de gases que levam ao efeito estufa têm proporcionado grande investimento nas fontes renováveis de energia, sobretudo a solar e a eólica. Com efeito, elas representam alternativas de geração menos impactantes sob a perspectiva ambiental (Isabelle Cabral *et al*, 2013) e suas implementações contribuem para minimizar as perdas das linhas de transmissão e de distribuição, e os custos quanto a construção de novas redes elétricas associadas a usinas hidrelétricas.

Dentre as energias alternativas, a energia solar fotovoltaica tem se destacado e apresentado rápido crescimento. Na Figura 1 é ilustrado o crescimento anual em todo o mundo de energias renováveis separadas por tipos de tecnologias. De acordo com a REN21, em 2018

houve um acréscimo de 181 GW instalado em todo o mundo, um acréscimo de 8% em relação a 2017. As adições de energia solar fotovoltaica representaram 55% da nova capacidade renovável, seguida pela eólica (28%) e hidroelétrica (11%).

Figura 1 – Aumento anual da capacidade de energias renováveis no mundo, por tecnologia, 2012 – 2018.



Fonte: REN21, 2019.

Neste contexto, conforme aponta o Atlas brasileiro de energia solar (INPE, 2006), o Brasil apresenta grande potencial solar pois embora apresente regiões de características climáticas distintas, observa-se uniformidade na sua média anual de irradiação global, com médias anuais altas em todo país, que superam países da união europeia, os quais, aplicam grande investimento em energia solar. Desse modo, por estar localizado de forma privilegiada no globo terrestre, o Brasil possibilita uma tendência cada vez maior de explorações de sistemas fotovoltaicos para a produção de energia elétrica.

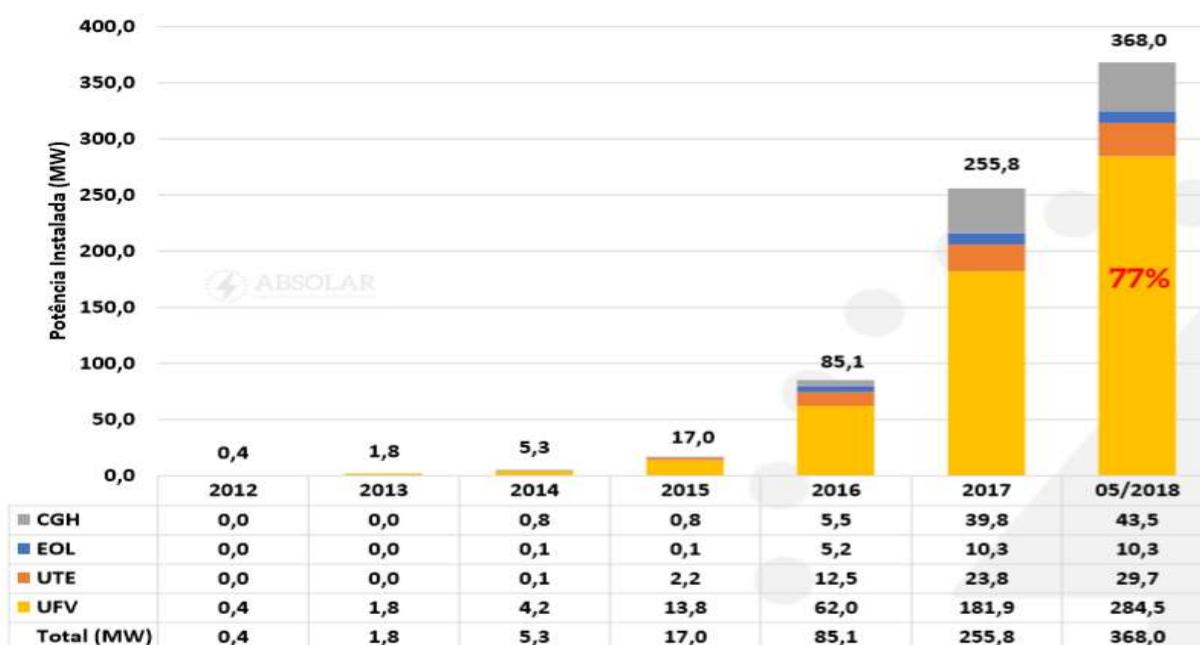
A implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil, foi motivado pela resolução normativa da ANEEL nº 482/2012. Nela foi criado o sistema de compensação de energia elétrica ou *net metering*. Além disso, a norma foi revisada pela resolução normativa da ANEEL nº 687/2015, que passou a incentivar mais ainda a microgeração distribuída.

A geração distribuída consiste na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2016). Os sistemas de geração distribuídas podem ser divididos em microgeração e minigeração. A microgeração distribuída corresponde a central geradora com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto que a minigeração distribuída refere-se a central geradora

com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW, para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes.

Na Figura 2 é apresentada a evolução da potência instalada em MW em geração distribuída no Brasil por tipo de fonte. Verifica-se que as usinas fotovoltaicas (UFV) apresentam crescimento acelerado comparado as demais fontes como central geradora hidroelétrica (CGH), central geradora eólica (EOL) e usina termoelétrica de energia (UTE).

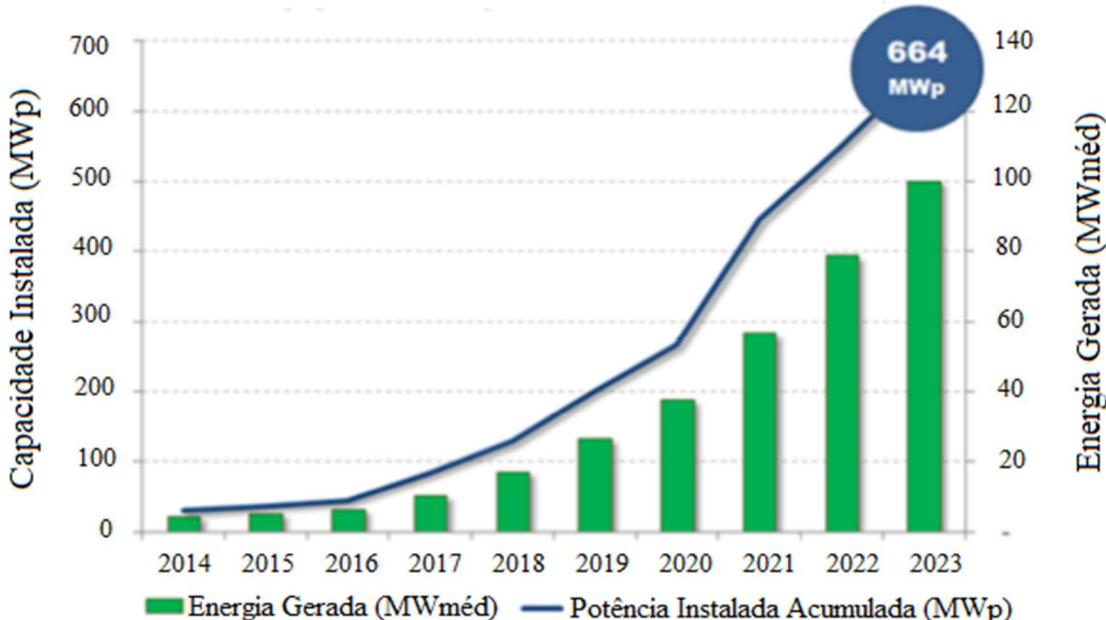
Figura 2 - Evolução da Potência Instalada em MW em geração distribuída por tipo de fonte.



Fonte: ABSOLAR, 2018.

Na Figura 3 é ilustrado a projeção da geração distribuída fotovoltaica até 2023 elaborada pela EPE. A partir do número de consumidores, potência média dos respectivos painéis e estimativa de fator de capacidade em cada localidade, a EPE estimou tanto a capacidade instalada (MWp), quanto a geração de energia (MWméd) que estará associada a esta capacidade. Estima-se que em 2023 a capacidade total instalada de geração solar fotovoltaica seja de 664 MWp.

Figura 3 – Projeção da Geração Distribuída Fotovoltaica até 2023 (EPE).



Fonte: EPE, 2014.

Devido as projeções de grande crescimento da geração distribuída fotovoltaica e o aumento acelerado da conexão de painéis fotovoltaicos no sistema de baixa tensão (127V/220V/380V) deve-se estar atento aos impactos causados pelo aumento da potência injetada nas redes de distribuição, pois podem ocorrer problemas relacionados a variação dos níveis de tensão da rede, que será abordado ao longo deste trabalho.

1.1. Motivação

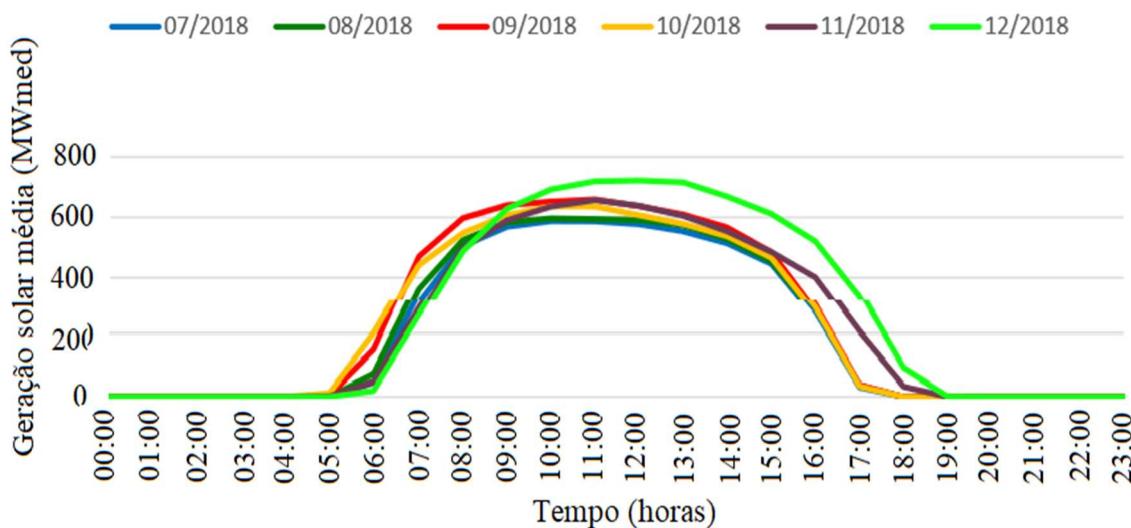
O termo irradiação solar, medida em Wh/m^2 , se refere à radiação captada em uma determinada área na superfície terrestre durante um determinado tempo. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar, no Brasil, a irradiação solar é de 1500 a 2500 kWh/m^2 , se mostrando superior a países onde a geração de energia solar fotovoltaica é muito difundida, como é o caso da Alemanha (900 - 1250 kWh/m^2) e Espanha (1200 - 1850 kWh/m^2) (Pereira *et al*, 2006).

Essa irradiação é utilizada para calcular a energia gerada pelos painéis fotovoltaicos e durante o período de alta irradiância o gerador fotovoltaico gera mais energia, podendo ocasionar problemas quanto a regulação de tensão da rede elétrica devido aos impactos técnicos da alta penetração de potência ativa nos sistemas de distribuição. Desse modo a instalação de

painéis fotovoltaicos na rede de baixa tensão apresenta seus próprios desafios no que se refere a confiabilidade operacional da rede.

Na Figura 4 é mostrado um típico perfil de geração solar fotovoltaica média da região nordeste, com medições ao longo de um dia, realizadas nos últimos seis meses do ano de 2018 (ONS, 2018). As curvas apresentam maior geração por volta das 12h-13h, devido a irradiação solar apresentar o mesmo comportamento.

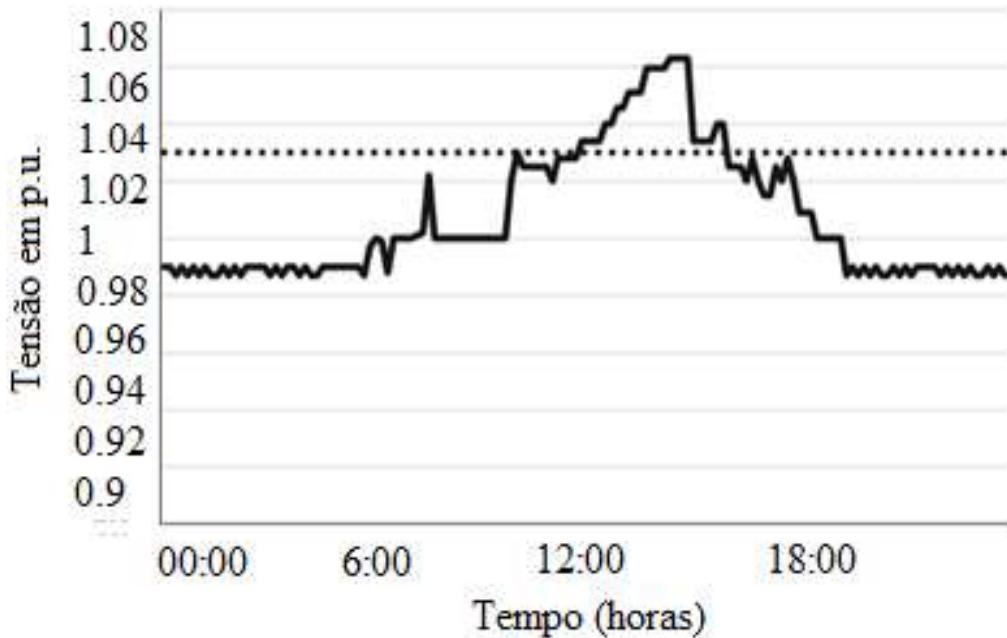
Figura 4- Geração Solar ao longo de um dia.



Fonte: ONS, 2018.

Uma das principais preocupações acerca dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de baixa tensão, são as sobretensões, que podem levar a violações de limite de tensão, conforme estudo apresentado na Figura 5 por Chaudhary *et al*, (2017). A sobretensão ocorre durante a alta geração de sistemas solares fotovoltaicos em situações de baixa demanda. É apresentado na Figura 5, a simulação do perfil de tensão da rede de distribuição com painéis fotovoltaicos sem qualquer controle de tensão em que a rede elétrica teve aumento de sua tensão por volta das 12h-13h, durante o período de alta irradiação, em que o gerador fotovoltaico gera mais energia.

Figura 5 - Perfis de tensão diário sem controle de tensão.



Fonte: Chaudhary *et al*, 2017.

Atualmente no Brasil não existem normas para que os sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição contribuam para a melhoria efetiva dos problemas de sobretensão, como ocorrem com os sistemas de geração eólica nos países europeus. Devido a inserção de grande quantidade de aerogeradores na Europa, as concessionárias de energia elétrica realizaram uma atualização dos procedimentos de rede, denominados códigos de rede ou *grid codes* (C. Sourkounis *et al*, 2013), com o objetivo de minimizar impactos na rede elétrica durante situações de defeito na rede elétrica (perturbações) (Pedro Marques *et al*, 2005).

De acordo com a norma NDU-013 da Energisa, para o estado da Paraíba, o sistema de microgeração distribuída deve ser projetado para perceber a condição anormal de tensão e atuar, de modo a cessar o fornecimento à rede, se ocorrer sobretensão ou subtensão. Portanto, se a tensão da rede de distribuição sair da faixa de operação especificada na Tabela 1, o sistema de microgeração distribuída deve parar de fornecer energia à rede. As condições apresentadas devem ser cumpridas, com tensões em RMS e medidas no Ponto Comum de Conexão (Ponto de conexão entre o sistema de geração fotovoltaico e a rede elétrica).

Tabela 1- Resposta às condições anormais de tensão

Tensão no ponto comum de conexão (% em relação à Vnominal)	Tempo máximo de desligamento
V < 80 %	0,4s
80 % ≤ V ≤ 110 %	Regime normal de Operação
110 % < V	0,2s

Fonte: NDU-013, 2012.

No caso dos países europeus os geradores eólicos são projetados para regular o perfil da tensão no ponto comum de conexão através da injeção de energia reativa, normalmente injetam aproximadamente 90% da capacidade nominal do inversor (C. Chompoo-Inwai *et al*, 2005). Para manter os aerogeradores conectados à rede elétrica em situações onde a tensão no ponto de conexão (PCC) é menor que 0,8 pu de modo a serem capazes de sobreviverem aos afundamentos de tensão, normas foram adotadas pelas concessionárias de energia e por fabricantes de geradores eólicos, como a empresa alemã E.ON (Pedro Marques *et al*, 2004). Desse modo, o gerador eólico utilizado na Europa deve ter a capacidade de gerar ou absorver energia reativa para ajustar o nível de tensão no PCC (Paiva *et al*, 2005) .

No Brasil, as projeções de evolução e o rápido crescimento de potência instalada por meio de geração solar, aliado aos incentivos na qual esta fonte de energia vem recebendo, têm motivado estudos de soluções para controlar e minimizar as variações de tensão da rede elétrica, de modo a aproveitar a potência máxima que esta fonte pode proporcionar ao longo de sua geração, sem que seja necessário desligar os inversores, conforme exige a norma vigente atual. Logo, um controle de tensão a ser adotado nos sistemas fotovoltaicos para variações de tensão na rede, poderia contribuir para uma melhoria na operacionalidade da rede elétrica, minimizando os riscos que os equipamentos conectados a ela poderiam sofrer. Baseado nessas informações, esse trabalho propõe uma alternativa para regulação de tensão, de modo que o inversor seja capaz de injetar corrente reativa indutiva, quando ocorrer sobretensão, tendo como metodologia um controle baseado em coordenadas de Clarke ($\alpha\beta$) e Park (dq), não sendo necessário desconectar o sistema fotovoltaico da rede elétrica em condições anormais de tensão.

1.2. Metodologia

Uma das técnicas utilizadas para solucionar este problema de variações de tensão da rede elétrica é o uso do controle $\alpha\beta/dq$ aplicado em inversores CC-CA, que envolve a injecção da potência reativa. O controle proposto torna capaz o desacoplamento da potência ativa e reativa, portanto, permite que seja realizado um controle independente de potência ativa e reativa, sem extrapolar a capacidade do inversor. Logo, esta é a metodologia utilizada neste trabalho, e aplicada para o controle de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, em particular, monofásica.

1.3. Objetivo Geral

Propor uma alternativa de controle da tensão devido a variação de carga na rede elétrica através da técnica de controle $\alpha\beta/dq$ aplicada no inversor monofásico ligado na rede elétrica.

1.3.1. Objetivos Específicos

- Compreender o processo de variação de tensão da rede de distribuição na presença de microgeração distribuída;
- Compreender o funcionamento do inversor monofásico quando ligado à rede elétrica;
- Compreender a técnica de controle $\alpha\beta/dq$;
- Projetar o sistema de controle $\alpha\beta/dq$ como parte de um sistema de controle que regula a tensão da rede no caso da geração fotovoltaica ser maior que a demanda de carga;
- Verificar o desempenho da técnica proposta em diferentes situações de operação da rede elétrica com a presença de geração distribuída fotovoltaica.

1.4. Organização do Trabalho

Este trabalho está dividido da seguinte forma

- No Capítulo 2 é apresentado o embasamento acerca do sistema fotovoltaico conectado à rede e a revisão bibliográfica da literatura que abordam regulação de tensão na rede com presença de microgeração distribuída;
- O Capítulo 3 aborda a estrutura de controle proposta, o controle da tensão, tendo como metodologia o controle $\alpha\beta/dq$;
- No Capítulo 4 serão apresentadas as discussões referentes aos resultados de simulação obtidos;
- O Capítulo 5 apresenta a conclusão do trabalho.
- O Apêndice apresenta os resultados experimentais obtidos relativos ao controle $\alpha\beta/dq$;

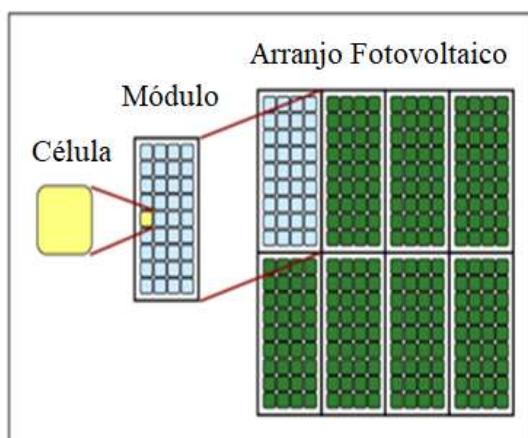
2. MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Neste capítulo será apresentado o embasamento teórico a respeito das células fotovoltaicas e demais componentes, tais como, conversores e controladores, que em conjunto fazem parte do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. Em seguida, serão abordados a questão da microgeração distribuída por meio de fontes fotovoltaicas e as atuais consequências de grande concentração de painéis na rede elétrica de baixa tensão, bem como relevantes trabalhos nesta área do conhecimento.

2.1. Sistema Fotovoltaico

As células fotovoltaicas são fabricadas com materiais semicondutores, geralmente silício dopado e consistem basicamente de uma junção PN (BRAGA, 2008). Quando a radiação solar atinge as células fotovoltaicas ocorre um movimento de cargas na junção PN, que é denominado de efeito fotovoltaico (Smith *et al*, 2018). Desse modo, a célula fotovoltaica transforma a energia luminosa do sol em corrente elétrica. Afim de se obter diferentes valores de tensão e corrente, as células fotovoltaicas, podem ser conectadas através de ligações em série, paralelo ou mista, formando módulos e arranjos (CARNEIRO, 2010). O processo de agrupamento é ilustrado na Figura 6.

Figura 6 – Processo hierarquizado de agrupamentos



Fonte: Adaptado de (Carneiro, 2010).

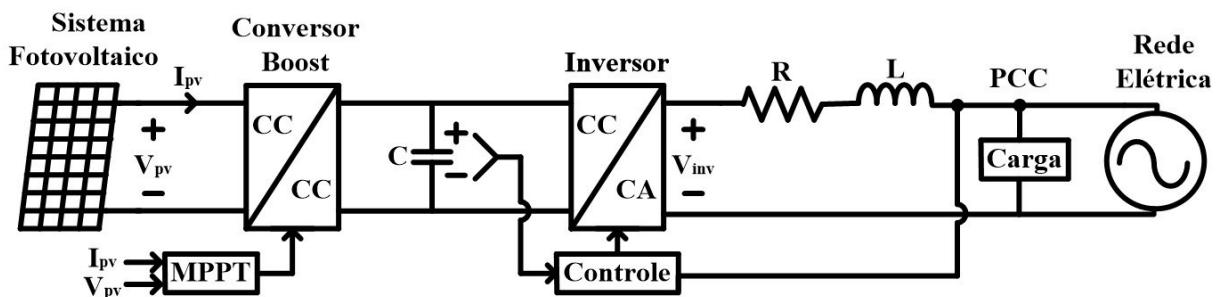
2.1.1. Conexão com a rede elétrica monofásica (Microgeração)

A geração de energia elétrica por meio do sistema fotovoltaico se dá em corrente contínua, CC, entretanto, a energia transmitida pela concessionária é em corrente alternada, CA. Logo, na ligação desse sistema com a rede elétrica é necessário fazer uso do inversor.

Os componentes que constituem os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica podem ser variados de acordo com o tipo de tecnologia utilizada no projeto. Neste trabalho os principais componentes utilizados são um conversor CC-CC e um inversor CC-CA para a ligação do sistema fotovoltaico com o sistema de distribuição. Um dos principais conversores utilizados na conexão com a rede elétrica é o conversor *boost*, a tensão média de saída do *boost* é maior que a sua tensão de entrada (Ivo Barbi, 2011), pois ele é utilizado para elevar o nível de tensão de saída dos painéis fotovoltaicos e, em seguida, o inversor realiza a conexão com a rede elétrica

A estrutura simplificada do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica monofásica utilizado é apresentada na Figura 7.

Figura 7 - Sistema Fotovoltaico conectado à rede elétrica monofásica



Fonte: Da autora.

Conforme se verifica na Figura 7, o sistema fotovoltaico é conectado à rede elétrica através da ligação em cascata de um conversor CC-CC *boost* e de um inversor PWM CC-CA. O conversor *boost* é controlado para rastrear o ponto de máxima potência (MPPT), *maximum power point tracking*, do gerador fotovoltaico utilizando a técnica Perturba & Observa (BUSA et al., 2012). Por outro lado, o controle do inversor constituído por malhas de controladores PIs têm duas funções de controle. Uma função é manter a tensão no barramento CC constante, com injeção de corrente ativa à rede elétrica, e a outra função é injetar corrente reativa (capacitiva ou indutiva) para, por exemplo, manter o fator de potência unitário ou ajuste da tensão dentro

dos limites estabelecidos pela norma no ponto de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica.

Com base nesse pressuposto, o controle $\alpha\beta/dq$ é a técnica utilizada neste trabalho. O controle $\alpha\beta/dq$ aplicado no inversor conectado à rede elétrica, basicamente possibilita o desacoplamento das potências ativa e reativa injetadas pelo inversor na rede elétrica, desse modo, não seria necessário o desligamento do sistema de geração fotovoltaico caso a tensão da rede não esteja de acordo com a faixa de operação especificada pela norma, pois a técnica permite que seja realizada o controle independente de ativos e reativos, sem extrapolar a capacidade do inversor. Este sistema também é constituído de um PLL (*Phase-locked loop*) para sincronização do inversor PWM com a rede elétrica, cuja estrutura utilizada neste trabalho é a apresentada em (P. Rodriguez *et al*, 2006).

2.1.2. Geração Distribuída com Fonte Fotovoltaica

De acordo com (Georgilakis *et al*, 2012), a geração distribuída é definida como pequenas centrais geradoras conectadas diretamente à rede de distribuição. O módulo 1 do PRODIST define a geração distribuída como, centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). A geração distribuída torna possível o aproveitamento de recursos locais próximo aos pontos de consumo para produção de energia elétrica, aliando economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade (ANEEL).

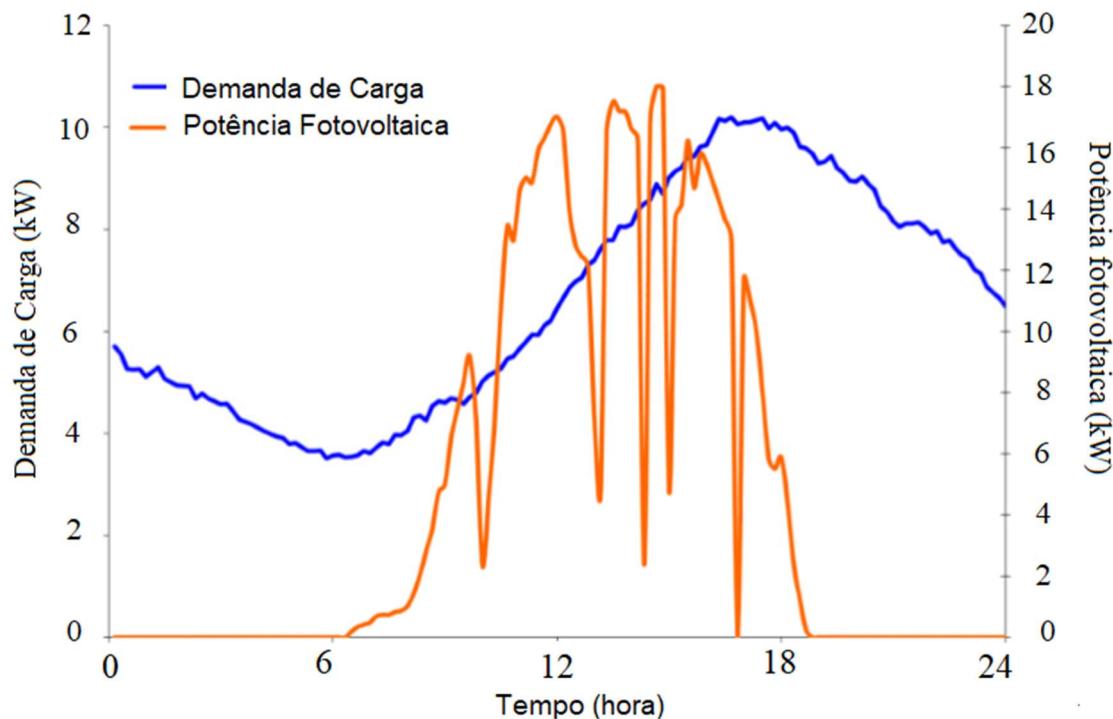
A geração distribuída é uma denominação para o modelo de geração de energia elétrica cuja produção pode ser realizada pelo próprio consumidor através de fontes renováveis de energia regulamentada pela resolução normativa da ANEEL nº 687/2015, divididos em micro e minigeração distribuídas de energia elétrica. A geração distribuída possibilita que o consumidor gere sua própria energia elétrica e forneça o excedente para a rede de distribuição de sua localidade, geralmente o gerador está localizado na própria unidade consumidora, diminuindo assim as perdas de distribuição e evitando os investimentos em obras de rede de expansão (Caamaño Martin *et al*, 2008).

No Brasil a implantação de microgeração distribuída por meio de fontes fotovoltaicas está aumentando para atender às crescentes demandas de energia, principalmente as conectadas aos sistemas de distribuição de baixa tensão. O sistema fotovoltaico é uma tecnologia proeminente, e a sua implementação em redes de distribuição de baixa tensão pode reduzir as perdas da transmissão e das linhas de distribuição. Em regra, ele é projetado para operar no seu ponto de máxima potência e a energia gerada é injetada na rede CA por meio do ponto comum de conexão (PCC).

A penetração de recursos de microgeração distribuída renováveis tem aumentado em todo o mundo, no entanto, a capacidade de instalação de energia fotovoltaica em sistemas conectados à rede elétrica é limitada por causa das preocupações de aumento de tensão, em decorrência da variação da injeção de potência, associadas à alta penetração de energia fotovoltaica.

Na Figura 8, adaptada de (PALUDO, 2014 apud Smith *et al*, 2011) é apresentada a simulação de um perfil típico diário da potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos e a curva de uma carga residencial ao longo de um dia.

Figura 8 – Demanda de carga e potência fotovoltaica em um período de um dia



Fonte: Adaptado de PALUDO, 2014 apud SMITH *et al*, 2011.

Normalmente, um sistema típico de baixa tensão é projetado de tal maneira que a energia flua de uma subestação de alta tensão para cargas de consumo de baixa tensão, e este cenário vem sendo alterado, com a inserção da geração distribuída nas redes de baixa tensão. Na Figura 8 pode ser observado períodos do dia em que a curva de potência fotovoltaica se encontra maior que a curva da demanda da carga, podendo ocasionar fluxo de potência reverso no PCC, do gerador fotovoltaico para a rede elétrica, de modo que o fluxo de potência nas linhas de distribuição passa a ser bidirecional e essa mudança no fluxo de potência pode ocasionar problemas relacionados a elevações de tensão na rede elétrica. Desse modo, a regulação de tensão do sistema de distribuição com presença de fontes de energia distribuída torna-se essencial.

Uma abordagem mais direta para o problema de elevação de tensão seria a substituição da rede de distribuição existente por cabos maiores para reduzir as impedâncias das linhas, no entanto, essa abordagem não é economicamente viável. Vários métodos têm sido propostos na literatura para a regulação de tensão da rede de distribuição conforme se mostram a seguir.

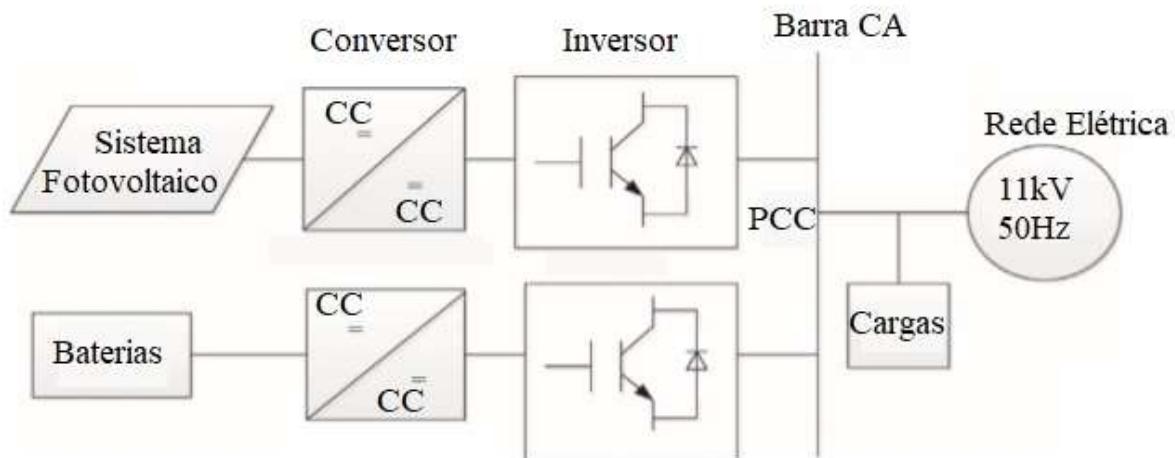
2.2. Revisão Bibliográfica

A grande quantidade de sistemas fotovoltaicos no sistema de distribuição pode levar a vários impactos técnicos no sistema, e a questão da elevação de tensão é um dos efeitos negativos mais prováveis de ocorrer. De acordo com Chaudhary *et al* (2017), controlar a tensão do sistema de distribuição de baixa tensão é uma questão crítica na presença de muita geração fotovoltaica, uma vez que a resistividade das redes de baixa tensão torna o controle de tensão diferente do sistema de transmissão. No sistema de transmissão da alta tensão a magnitude da resistência, R, da linha de transmissão (LT), é muito pequena em comparação com a sua reatância, X, logo a relação X/R é alta. Entretanto, no sistema de distribuição em baixa tensão, a relação X/R é baixa, de modo que o efeito resistivo não pode ser desprezado. Desse modo, para reduzir a tensão, a produção de energia fotovoltaica deve ser reduzida ou o excedente de energia deve ser usado.

Em Chaudhary *et al* (2017), são apresentados três técnicas de mitigação de regulação de tensão em sistema de distribuição com alta penetração de painéis fotovoltaicos. A primeira técnica proposta é baseada no armazenamento da geração de energia excessiva de sistemas solares fotovoltaicos, para controlar o fluxo de potência ativa entre a concessionária e o sistema de geração de energia fotovoltaico. Os sistemas de armazenamento podem ser usados para armazenar a energia durante os períodos de pico de produção e isso pode ser transmitido de volta à rede quando a demanda for alta. Existem diferentes tipos de armazenamento de energia para aplicações fotovoltaicas, tais como, o sistema de armazenamento de bateria, armazenamento hidráulico bombeado, armazenamento de energia de ar comprimido, etc. Embora o armazenamento de energia utilizando baterias seja mais caro que outras tecnologias, é uma tecnologia muito eficiente e que está sendo considerada em muitas aplicações relacionadas as gerações distribuídas. As três principais categorias de baterias de armazenamento são: Baterias convencionais, baterias de alta temperatura e de fluxo.

Uma abordagem de controle de potência ativa baseada em armazenamento é apresentada na Figura 9. Têm-se um diagrama esquemático de uma proposta de armazenamento de energia para manter os limites de tensão em sistemas de distribuição com alta penetração de painéis fotovoltaicos.

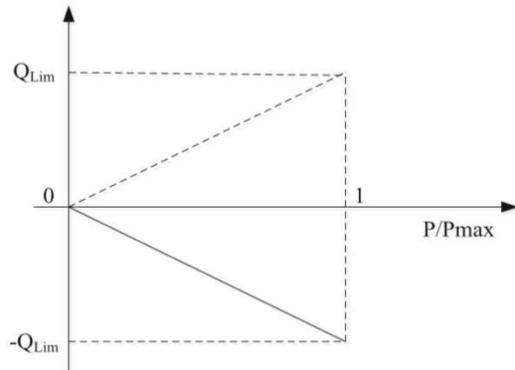
Figura 9 - Sistema solar fotovoltaico ligado à rede com armazenamento de bateria



Fonte: Adaptado de (Chaudhary *et al*, 2017).

A segunda técnica proposta para controlar a tensão é baseada no controle da potência reativa. Essa técnica utiliza a capacidade do inversor de fornecer e absorver potência ativa e reativa. Supondo que o limite máximo de tensão permitido seja alcançado, o aumento no fluxo de potência ativa, sem aumento na tensão só é possível fazendo uso da potência reativa. O controle da energia reativa depende de parâmetros da rede elétrica, e pode se dar por diferentes métodos, método do fator de potência fixo, método do fator de potência em termos de potência ativa injetada e método do controle de potência reativa dependente da tensão. Um dos controles apresentado pelo autor é o método do fator de potência fixo, FPF, em que a produção de energia ativa é proporcional à potência reativa, logo, durante a operação com baixa irradiação solar, a quantidade de energia reativa absorvida é tão baixa quanto a geração de energia ativa, e durante a operação com máxima geração de potência ativa, o gerador injeta o máximo de energia reativa, na forma de indutivo ou capacitivo. O controle FPF é apresentado na Figura 10.

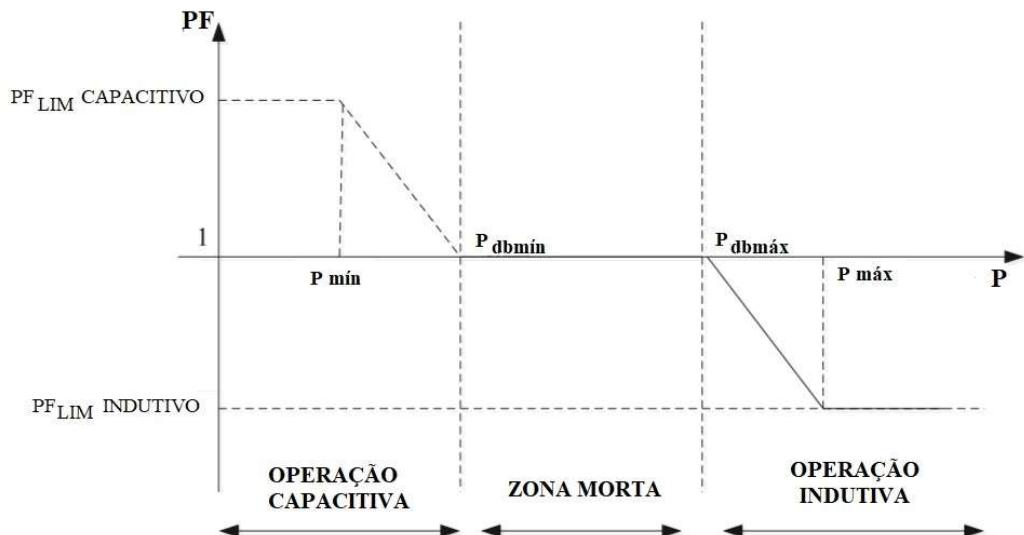
Figura 10 - Método do fator de potência fixo



Fonte: Chaudhary *et al*, 2017.

Durante a operação de geração de energia a 100%, o gerador injeta a potência reativa máxima possível, na forma de energia indutiva ou capacitativa. Em caso de baixa irradiância ou picos de carga, a produção de energia será muito baixa, e não existe risco de elevação de tensão logo, nestas condições a injeção de energia reativa é indesejada e gera perdas adicionais na rede. Portanto outra solução é sugerida, o método fator de potência em termos de potência ativa injetada, PF. O método PF é apresentado na Figura 11, a região capacitativa da curva é usada apenas quando o problema de aumento de tensão é considerado.

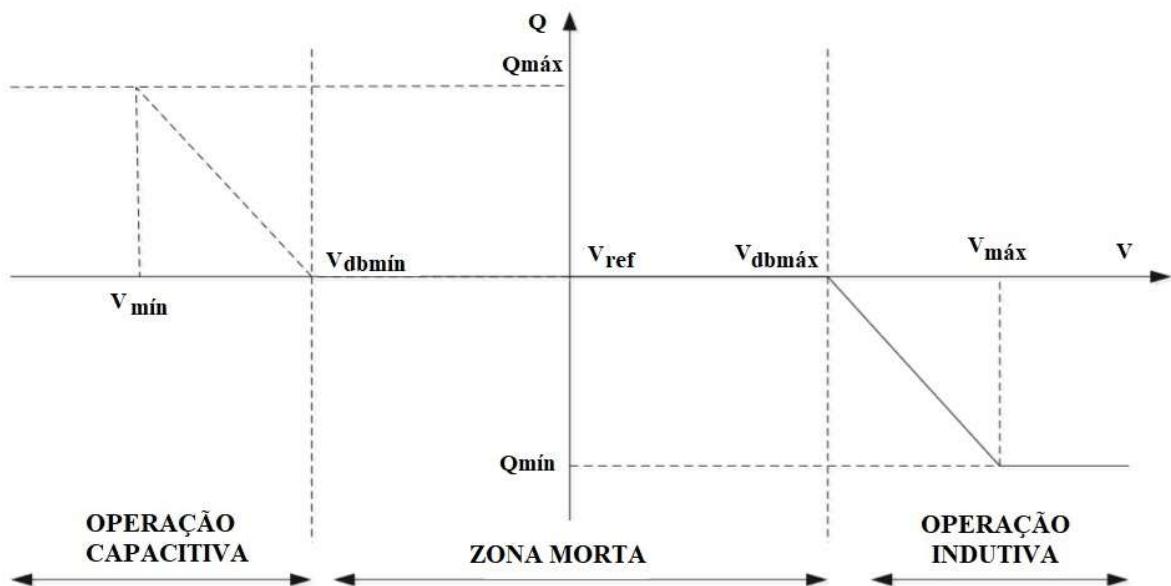
Figura 11 - Método fator de potência em termos de potência ativa injetada



Fonte: Adaptado de (Chaudhary *et al*, 2017).

Outro controle apresentado em Chaudhary *et al* (2017), é o método da potência reativa dependente da tensão, ele usa uma informação de tensão local, que é consequência de uma geração e consumo de energia, conforme apresenta a Figura 12.

Figura 12 - Método da potência reativa dependente da tensão

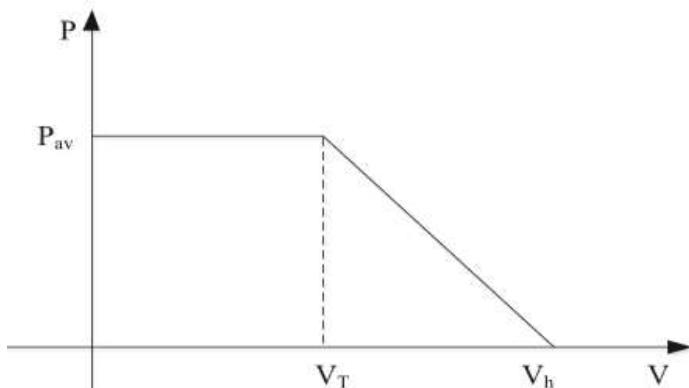


Fonte: Adaptado de (Chaudhary *et al*, 2017).

Na verdade, os métodos apresentados suportam o controle de tensão indiretamente apenas usando medições de potência ativa com a suposição de que a tensão da rede de distribuição aumenta com o aumento na geração de energia ativa e assumindo variações de carga. Mas este não é o caso real, uma vez que a demanda é maior do que o aumento da tensão de forma crítica, mesmo em condições de alta geração.

A terceira técnica proposta é o método do corte de energia ativa, o autor aponta que para o fornecimento da energia reativa sem que se perca parte da energia ativa, a potência aparente do inversor precisa ser aumentada, e além disso o controle de potência reativa pode levar à alta quantidade de corrente, bem como reduzir o fator de potência na entrada do alimentador, devido às características da linha mais resistiva. Desse modo o corte de energia ativa é realizado de forma linear. A Figura 13 apresenta a redução da energia ativa, até um valor limiar de tensão, não há redução da potência requerida. Quando o valor limiar é excedido, a redução da potência ativa é feita linearmente.

Figura 13 - Corte de Energia Ativa



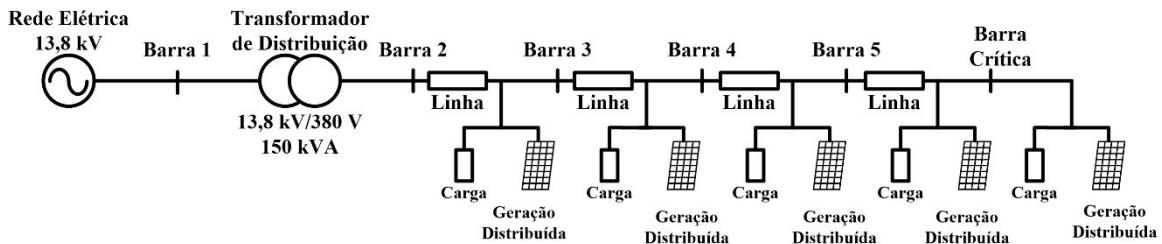
Fonte: Chaudhary *et al*, 2017.

Em Ali Safayet *et al* (2017), são tratadas questões sobre os problemas de aumento de tensão e problemas de fluxo de energia reversa, ocasionados quando os sistemas fotovoltaicos produzem mais energia do que a demanda de carga local. É apresentada uma abordagem para o gerenciamento de energia reativa com controle volt-var, considerando a capacidade dos inversores, e a sobretensão é controlada por absorção de reativos com base na localização do inversor, capacidade e limite mínimo de fator de potência definido pela regulamentação.

Este método controla a regulação de tensão no barramento crítico de um sistema de distribuição radial com alta penetração de potência ativa, enquanto utiliza eficientemente a

capacidade de energia reativa dos inversores eletrônicos de potência, que estão associados as fontes de energia fotovoltaicas e possuem capacidade de fornecimento de energia ativa (P) e reativa (Q), evitando a redução da produção de energia. A Figura 14, apresenta o sistema de distribuição radial, e o barramento mais distante do ponto de ligação da rede é considerado como o barramento crítico, pois com a alta penetração de fontes fotovoltaicas, o aumento máximo de tensão ocorre neste barramento. Portanto, o objetivo da regulação de tensão de um sistema de distribuição radial é manter a tensão crítica do barramento dentro de seus limites.

Figura 14 - Rede de Distribuição Radial



Fonte: Adaptado de (Ali Safayet *et al*, 2017).

Durante a alta penetração de potência ativa com baixa demanda do consumidor, o inversor do barramento crítico requer alta absorção de energia reativa para reduzir o nível de tensão de barramento crítico e mantê-lo dentro dos limites aceitáveis. Com o aumento da penetração da potência ativa, a potência reativa de referência para o inversor aumenta se a demanda de carga permanecer fixa, no entanto, durante o período de alta penetração, a capacidade de energia reativa do inversor diminui à medida que a maior parte de sua capacidade é utilizada para produzir energia ativa. Como resultado, quando uma alta potência reativa de referência é gerada para o inversor de barramento crítico durante alta penetração, o inversor pode não ter a capacidade de absorver o poder reativo de referência.

Desse modo, Ali Safayet *et al* (2017) utiliza a capacidade de energia reativa não utilizada dos inversores das fontes de energia fotovoltaicas distribuídas, quando o inversor do barramento crítico não tem capacidade de potência reativa suficiente ou atinge seu limite de potência reativa mais alto devido à restrição de fator de potência. Nesta abordagem, a redução da produção de energia ativa para inversores em outros barramentos não é necessária e eles podem operar no modo de máxima potência, para produzir a maior quantidade possível de

energia real. Nesse caso, o restante da capacidade atual pode ser usado para produção de energia reativa.

A fim de fazer uso da energia reativa, é utilizado o controle desacoplado, que torna capaz a separação dos componentes de potência ativa e reativa, o desacoplamento é feito através da transformada de Park, os autores utilizaram a transformação apresentada em (1), que é capaz de converter a corrente do inversor para as componentes i_d e i_q .

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\varphi & -\sin\varphi \\ \sin\varphi & \cos\varphi \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (1)$$

Onde i_α é corrente de saída do inversor, e i_β é a corrente de saída do inversor defasada de 90° . φ é o ângulo de fase estimado por um PLL. Por essa conversão, as potências ativa e reativa podem ser controladas pelo controle das correntes i_d e i_q , respectivamente.

O método proposto S. Samerchur *et al* (2011) baseia-se no controle vetorial de potência, que permite desacoplar a injeção de potência ativa e reativa na rede elétrica através do desacoplamento das componentes da corrente do inversor. Para aplicação do controle vetorial, o primeiro passo utilizado por S. Samerchur *et al* (2011) foi a transformação de coordenadas aplicando a transformada de Clarke ($\alpha\beta$) no sinal medido da rede elétrica monofásica. No sistema monofásico, a transformada de Clarke foi obtida apenas deslocando a fase do sinal a ser transformado de 90° . E da relação entre a transformada de Park e Clark utilizada pelos autores e apresentada em (2), obtém-se as componentes da corrente da rede nos eixos dq. Para fazer a transformação dq necessita-se da informação do ângulo da rede ou da frequência da rede, para isso utiliza-se um PLL (Phase Locked Loop).

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\varphi & \sin\varphi \\ -\sin\varphi & \cos\varphi \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (2)$$

Entretanto, o objetivo do método proposto por S. Samerchur *et al* (2011) é controlar o fator de potência na rede, de modo a melhorar a eficiência geral da transferência de energia do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica e para diminuir a distorção de corrente de fase do inversor monofásico.

Baseado na literatura, o método utilizado neste trabalho assemelha-se ao apresentado por Ali Safayet *et al* (2017), de modo a se utilizar a capacidade de energia reativa não utilizada dos inversores das fontes de energia fotovoltaicas distribuídas, para isso utiliza-se o controle

$\alpha\beta/dq$ proposto S. Samerchur *et al* (2011) e também por Ali Safayet *et al* (2017) porém com ênfase no controle da regulação de tensão no PCC e por conseguinte, na rede elétrica como um todo.

Portanto, esse capítulo apresentou os principais conceitos sobre o sistema proposto para estudo, além das literaturas que envolvem as principais técnicas de controle nesta temática e no capítulo a seguir será apresentado a modelagem matemática do sistema proposto neste trabalho.

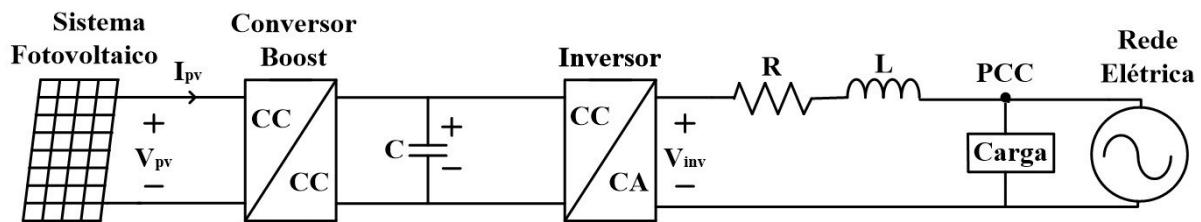
3. MODELAGEM DO SISTEMA ESTUDADO

Neste capítulo será abordado os componentes que compõem a conexão do sistema fotovoltaico com a rede elétrica e a modelagem do controle baseado em componentes $\alpha\beta/dq$ ou controle de potência, que consiste no controle da potência ativa e reativa produzidas pelo sistema fotovoltaico, de forma independente. A modelagem matemática do controle proposto será apresentada com detalhes ao longo deste capítulo.

3.1. Cenário Estudado

O sistema de estudo é composto por um sistema fotovoltaico, um conversor *boost*, um conversor CC-CA e um filtro RL conectados à rede elétrica monofásica, conforme apresenta a Figura 15.

Figura 15 - Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica monofásica



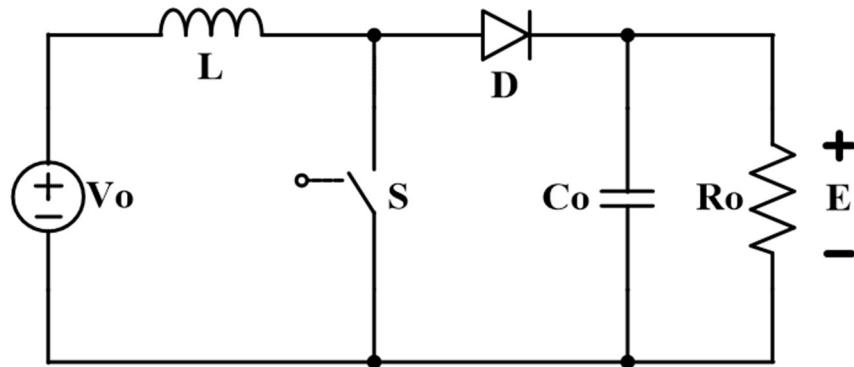
Fonte: Da autora.

3.1.1. Conversor *Boost*

No conversor CC-CC elevador de tensão, também conhecido como conversor *Boost*, a tensão média de saída é maior que a tensão de entrada, ou seja, a mínima tensão média da saída é, teoricamente, igual à tensão de alimentação (Ivo Barbi, 2011).

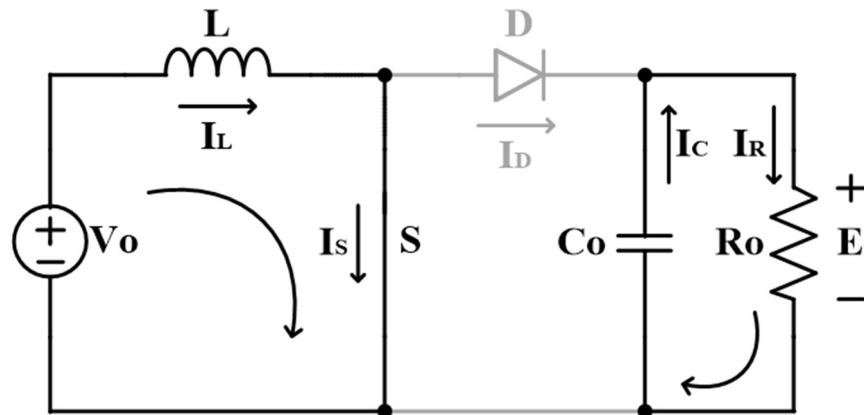
Neste trabalho, em que se é feito uso de sistemas fotovoltaicos, é necessário elevar o nível de tensão do sistema fotovoltaico, pois o próximo estágio de alimentação é um inversor de tensão, desse modo utiliza-se o conversor CC-CC elevador de tensão. A estrutura básica do conversor CC-CC elevador de tensão é apresentada na Figura 16.

Figura 16 - Conversor CC-CC elevador de tensão



Fonte: Da autora.

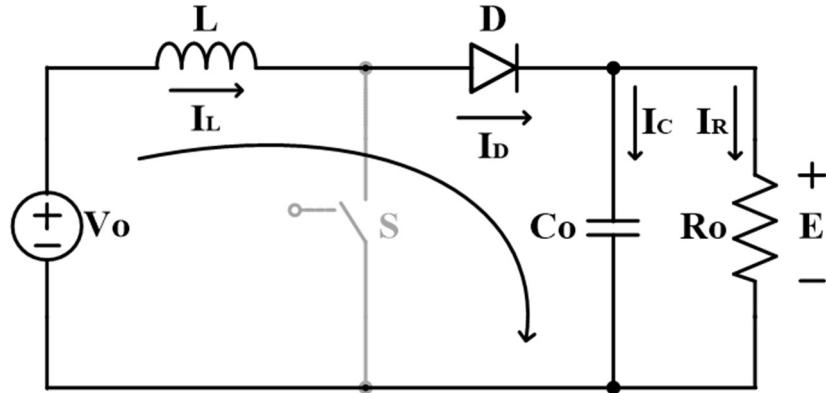
Conforme se pode verificar na Figura 16, o conversor apresenta duas etapas de funcionamento: A primeira etapa tem início quando a chave S é fechada, conforme é apresentado na Figura 17. Neste caso, o diodo D é polarizado inversamente, curto circuitando a fonte de alimentação e magnetizando o indutor L . Nesta etapa, a corrente do diodo é nula, e a corrente que circula na chave é igual a corrente da fonte de alimentação, $I_L = I_S$.

Figura 17 - Primeira etapa de funcionamento do conversor *boost*

Fonte: Da autora.

Por outro lado, a segunda etapa ocorre na abertura da chave S , em que o diodo entra em condução e a fonte de corrente de alimentação passa a entregar energia à fonte de tensão. Logo, tanto a fonte V_o como o indutor L transferem energia à carga, conforme é apresentado na Figura 18.

Figura 18 - Segunda etapa de funcionamento do conversor *boost*



Fonte: Da autora.

A característica de transferência do conversor *boost* é dada conforme apresentado em (3):

$$\frac{E}{V_0} = \frac{1}{1 - D} \quad (3)$$

Onde:

E é a tensão de saída;

V_0 é a tensão de entrada;

D é a razão cíclica de operação que varia de zero até a unidade.

A partir da equação característica de transferência pode-se verificar que a tensão de saída independe da corrente de saída, logo, esse conversor tem uma boa regulação contra variações da corrente de saída.

3.1.2. Inversor PWM em Ponte Completa Monofásico

Conversores CC-CA, também chamados de inversores, são circuitos elétricos cuja função básica é promover uma fonte alternada (CA) de valor médio nulo, simétrica em amplitude e de frequência constante a partir de uma fonte constante (CC) aplicada à sua entrada. Em geral, a forma de onda na saída é normalmente retangular, e não senoidal, porém, para obtenção de uma

forma de onda senoidal com baixo conteúdo harmônico se faz necessário utilizar técnicas de modulação e filtragem.

Os inversores CC-CA podem ser de quatro tipos: de tensão, de corrente, regulados em corrente e de fase controlada. O inversor CC-CA de tensão é o mais comum dos inversores, em que sua tensão de saída comporta-se como uma fonte de tensão alternada com valor médio nulo. No caso deste trabalho foi adotado o inversor tipo fonte de tensão cuja tensão CC em sua entrada é fornecida pelo conversor *boost*.

A tensão de saída dos inversores pode ser controlada por meio da modulação por largura de pulso senoidal ou PWM (*Pulse Width Modulation*). Os sinais de comando das chaves são obtidos pela comparação de um sinal senoidal (onda moduladora) de baixa frequência com um sinal triangular (onda portadora) de alta frequência. A frequência do sinal de saída é a frequência da onda moduladora e a modulação senoidal pode ser de dois ou três níveis. Nesse trabalho, será usado a modulação de três níveis, em que o sinal de saída do inversor possui apenas três estados de tensão: +E, 0, ou -E, onde E é a tensão do barramento CC.

Na Figura 19 é apresentado o circuito do inversor PWM utilizado. No circuito apresentado foi definido um ponto intermediário 0 que será definido como referência da tensão. O inversor é formado por quatro chaves, as duas chaves controladas de um mesmo braço não podem conduzir simultaneamente, logo, as chaves superior e inferior de um mesmo braço do inversor são chaveadas em alta frequência de modo complementar. Os estados das chaves podem ser representados por variáveis binárias.

As equações que modelam o inversor são apresentadas de (4) – (6).

$$V_{AB} = V_{A0} - V_{B0} \quad (4)$$

$$V_{A0} = \frac{E}{2}(2q_1 - 1) \quad (5)$$

$$V_{B0} = \frac{E}{2}(2q_2 - 1) \quad (6)$$

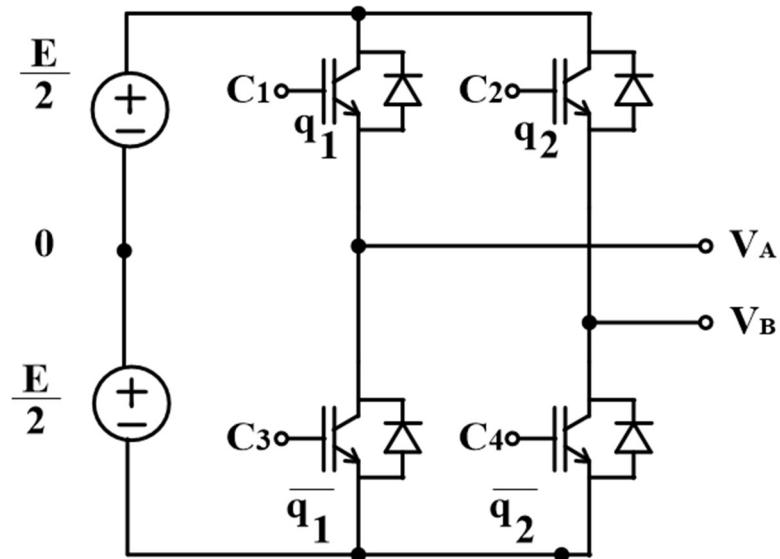
Onde:

V_{AB} : Tensão gerada pelo inversor

V_{A0} e V_{B0} : Tensão dos Pólos

q_1 e q_2 : Estados das chaves

Figura 19 - Inversor PWM em ponte completa monofásico

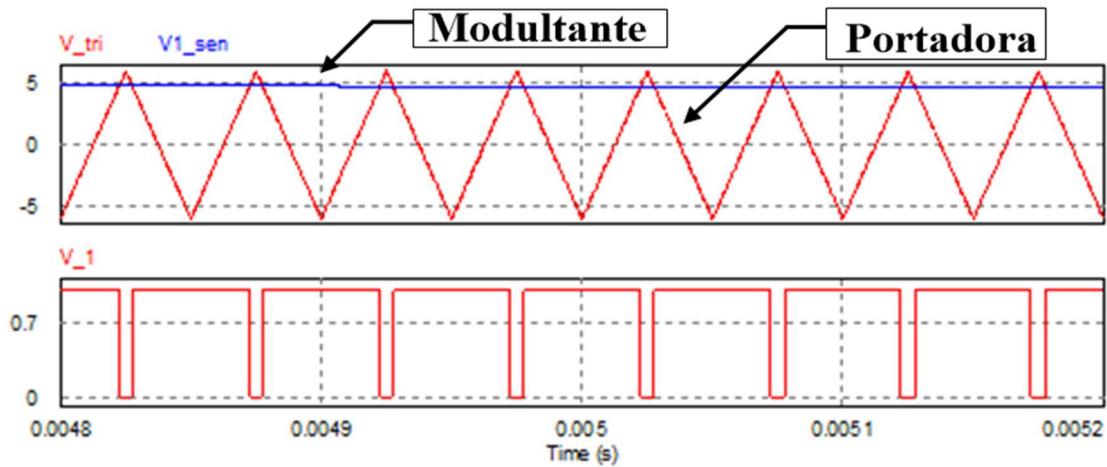


Fonte: Da autora.

Para propósito de melhor entendimento, o inversor apresentado na Figura 19 foi implementado no *software* de simulação computacional Psim®. A tensão CC de entrada utilizada, E, foi 30V.

Para o chaveamento do inversor, as tensões de pólo de referência são comparadas com uma onda triangular. Desse modo é possível gerar os sinais de comando do braço esquerdo e direito, respectivamente. As chaves do inversor são controladas através de pulsos gerados a partir da comparação de uma onda portadora triangular, com a onda senoidal de referência (modulante), cuja frequência é a desejada para a tensão de saída do inversor. Os pontos de intersecção entre as ondas portadora e modulante definem a lógica de disparo dos dispositivos de potência do inversor, como mostrado no resultado de simulação apresentada na Figura 20.

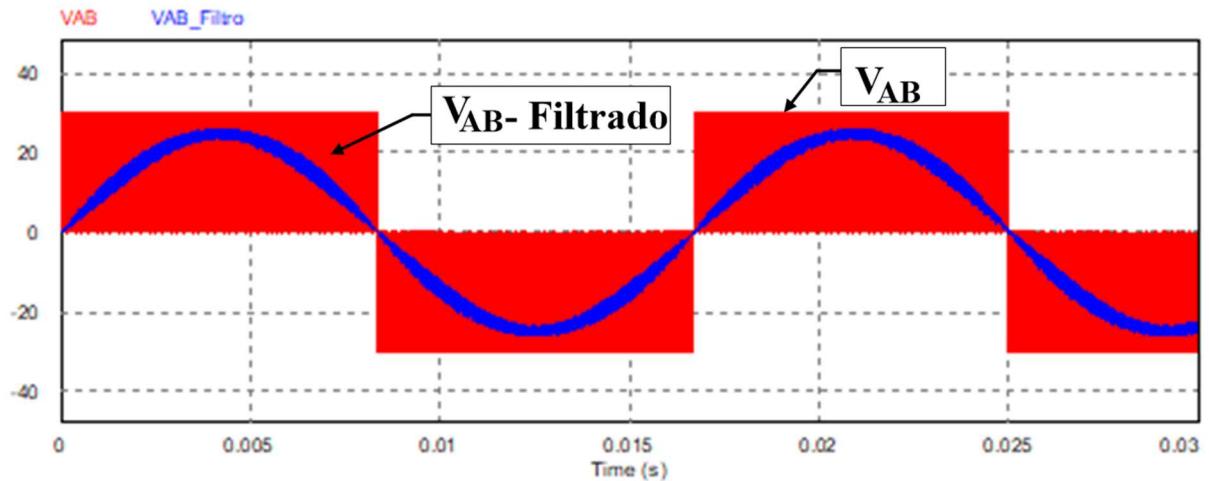
Figura 20 - Geração de pulsos de comando do inversor



Fonte: Da autora.

A tensão de fase ou tensão de saída do inversor monofásico, V_{AB} , é apresentada na Figura 21. Após passar por um filtro passa baixa, o sinal de saída do inversor torna-se senoidal, conforme apresentado também na Figura 21.

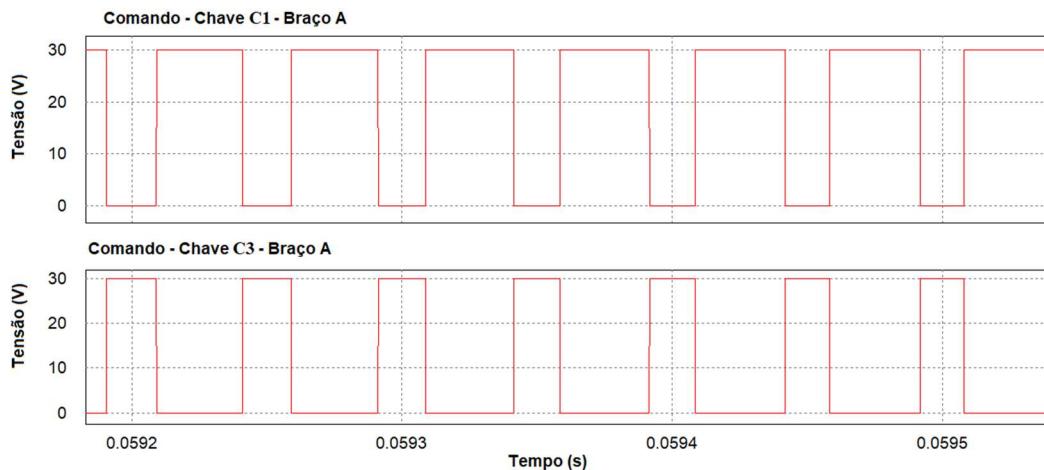
Figura 21- Tensão de Saída, V_{AB} (Simulação)



Fonte: Da autora.

As tensões de comandos do braço A, que contêm as chaves C1 e C3 são complementares e estão apresentadas na Figura 22.

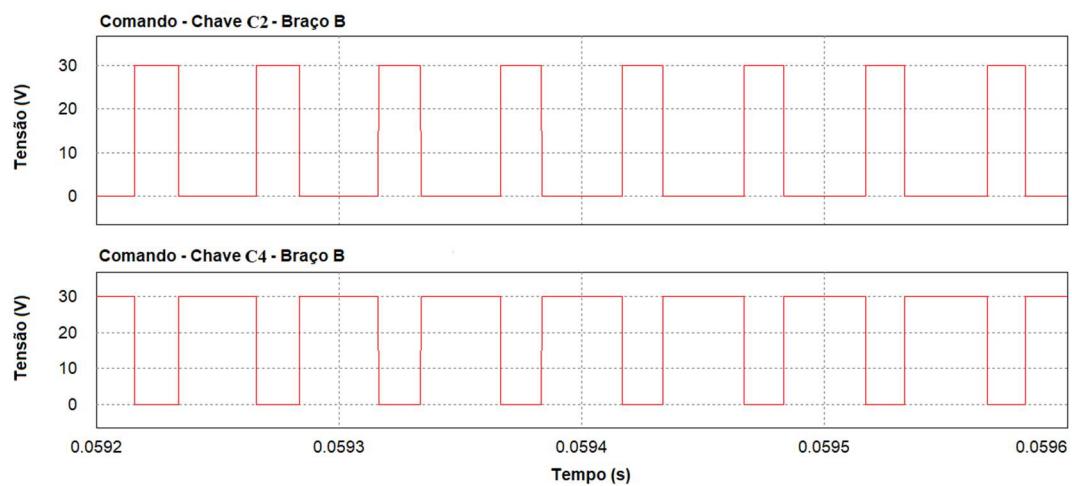
Figura 22 – Tensão de comando das Chaves C1 E C3 (simulação)



Fonte: Da autora.

As tensões de comandos do braço B, que contêm as chaves C2 e C4 são complementares e estão apresentadas na Figura 23.

Figura 23 - Tensão de comando das Chaves C2 E C4 (simulação)



Fonte: Da autora.

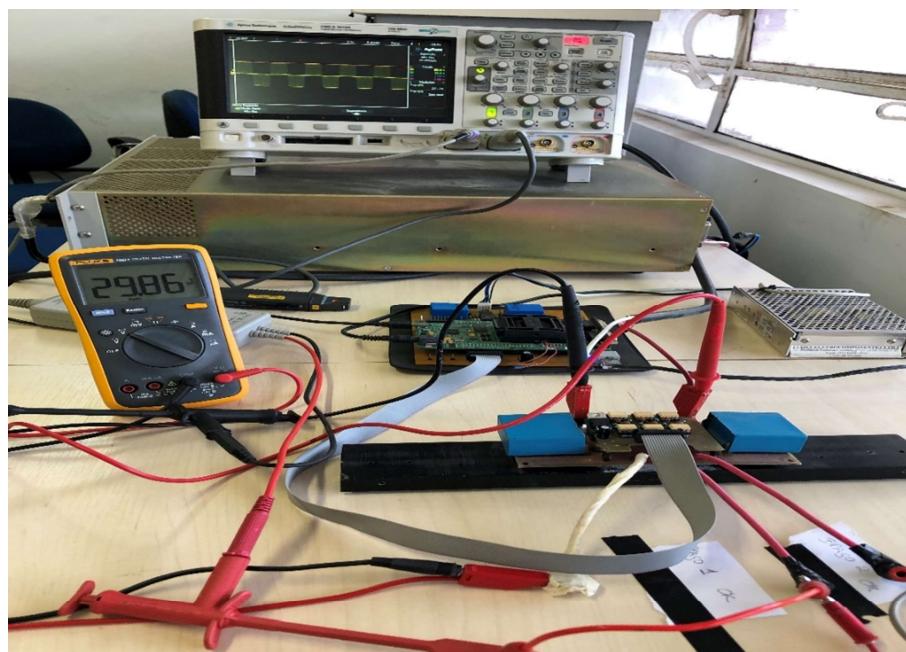
Em laboratório foi implementado o inversor de tensão simulado, com tensão CC de entrada de 30V, conforme apresentam as Figuras 24 e 25.

Figura 24 - Experimento em Laboratório



Fonte: Da autora

Figura 25 - Experimento em Laboratório

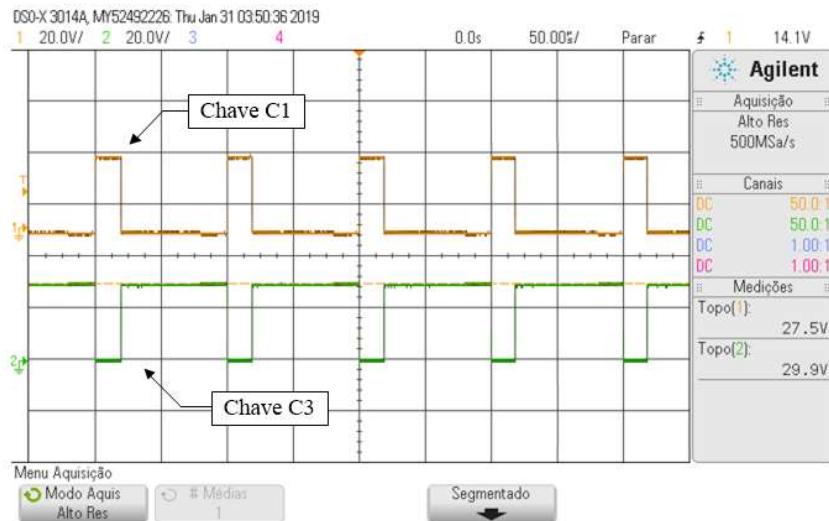


Fonte: Da autora.

Na Figura 26 são apresentadas as tensões de polos do braço A, que contêm as chaves C1 e C3, ambas complementares. Na Figura 27 são apresentadas as tensões de polos do braço B, que contêm as chaves C2 e C4, também complementares entre si. As tensões apresentadas

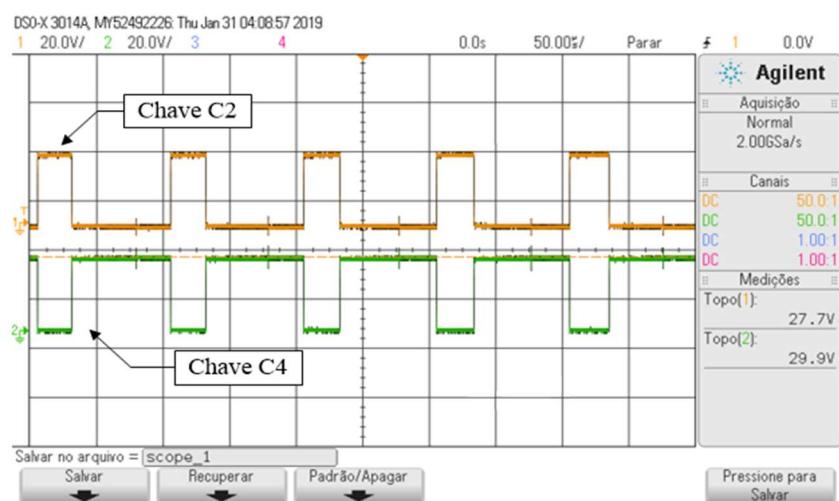
nas Figuras 26 e 27 foram obtidas em laboratório usando o osciloscópio Agilent DSO-X 3014A 100MHZ.

Figura 26 - Tensão de comando das Chave C1 E C3 (Experimental)



Fonte: Da autora.

Figura 27 - Tensão de comando das Chaves C2 E C4 (Experimental)

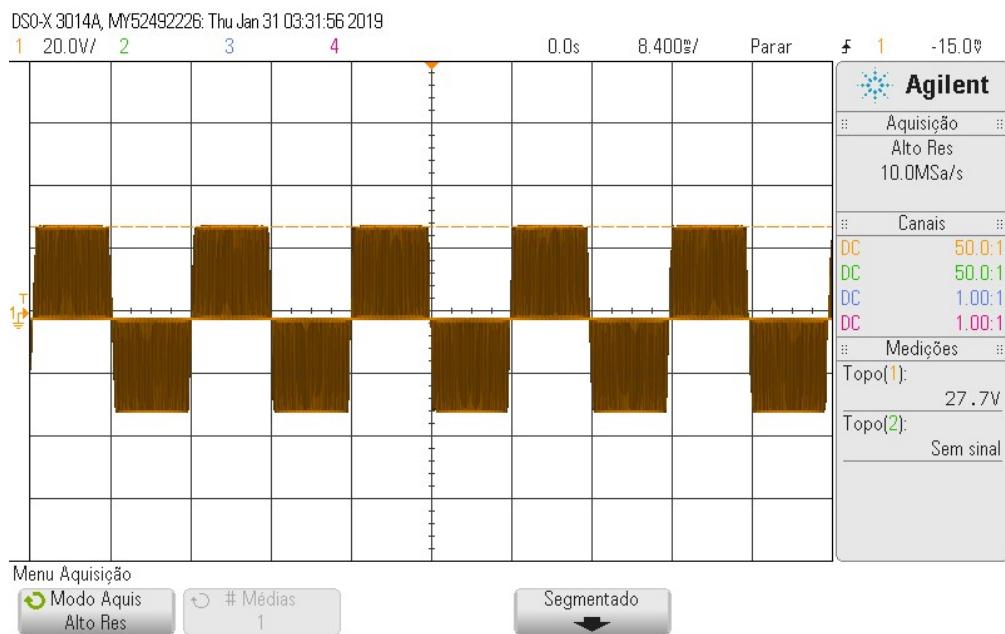


Fonte: Da autora.

O resultado experimental obtido da tensão saída do inversor monofásico é apresentado na Figura 28. Verifica-se que os resultados do inversor monofásico obtidos em laboratório foram compatíveis com os resultados simulados no Psim®. O protótipo do inversor no

laboratório será utilizado para validação de técnica proposta no âmbito da temática deste trabalho, e que será abordado no capítulo 5.

Figura 28 - Tensão de Saída, V_{AB} . (Experimental)



Fonte: Da autora.

3.1.3. Definição das Malhas de controle para o Sistema Fotovoltaico adotado

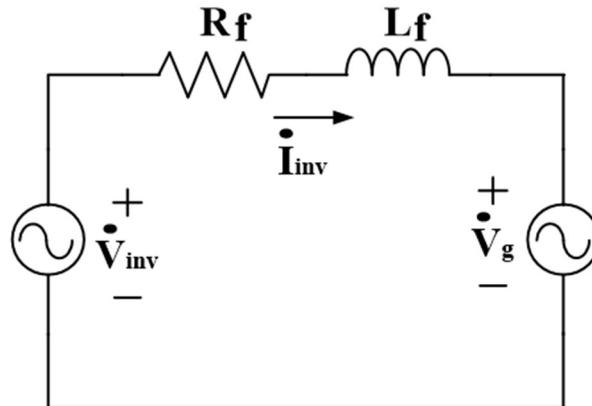
Tendo em conta o conhecimento de todos os componentes do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica monofásica conforme apresentados na Figura 15, e tendo em vista que a demanda dos consumidores conectados à rede elétrica é muito dinâmica, optou-se pelo uso do controle de potência para manter a tensão no barramento CC constante com a variação de carga vista pelo inversor, bem como injetar corrente reativa indutiva ou capacitativa na ocorrência de variações de tensão no ponto comum de conexão¹.

Vale ressaltar que o uso do controle de potência permite desacoplar a injeção de corrente ativa e reativa na rede elétrica através do desacoplamento dos componentes da corrente do

¹ O ponto comum de conexão é o ponto em comum da ligação entre o sistema fotovoltaico, a carga e a rede elétrica.

inversor. Na Figura 29 é ilustrado o circuito equivalente da conexão do inversor até a rede elétrica, para o propósito de definição das malhas de controle.

Figura 29 - Circuito Equivalente do inversor conectado à rede



Fonte: Da autora.

De acordo com a Figura 29, tem-se que a tensão da rede elétrica monofásica (V_g) é igual a tensão de saída no inversor (V_{inv}) menos a queda de tensão no filtro passa baixa, conforme resume a eq. (7).

$$V_g = V_{inv} - R \cdot I_{inv} - L \cdot \frac{d}{dt} I_{inv} \quad (7)$$

Onde:

R = Resistor do filtro;

L = Indutor do filtro;

I_{inv} = Corrente de saída do inversor.

Manipulando (7), tem-se que a tensão de saída no inversor (V_{inv}) é dada por:

$$V_{inv} = V_g + R \cdot I_{inv} + L \cdot \frac{d}{dt} I_{inv} \quad (8)$$

As tensões e as correntes podem ser escrito em uma representação vetorial, o qual é formado por sua parte real “ α ” e por sua parte imaginária “ β ”, deste modo pode-se então reescrever (8) em função de suas componentes $\alpha\beta$.

$$(V_{inv\alpha} + jV_{inv\beta}) = (V_{g\alpha} + jV_{g\beta}) + R \cdot (I_{inv\alpha} + jI_{inv\beta}) + L \cdot \frac{d}{dt} (I_{inv\alpha} + jI_{inv\beta}) \quad (9)$$

Manipulando (9) e separando as componentes α das componentes β , pode-se escrever a tensão de saída do inversor em termos das componentes α e β , conforme apresentam, respectivamente, as Equações (10) e (11).

$$V_{inv\alpha} = V_{g\alpha} + R \cdot I_{inv\alpha} + L \cdot \frac{d}{dt} I_{inv\alpha} \quad (10)$$

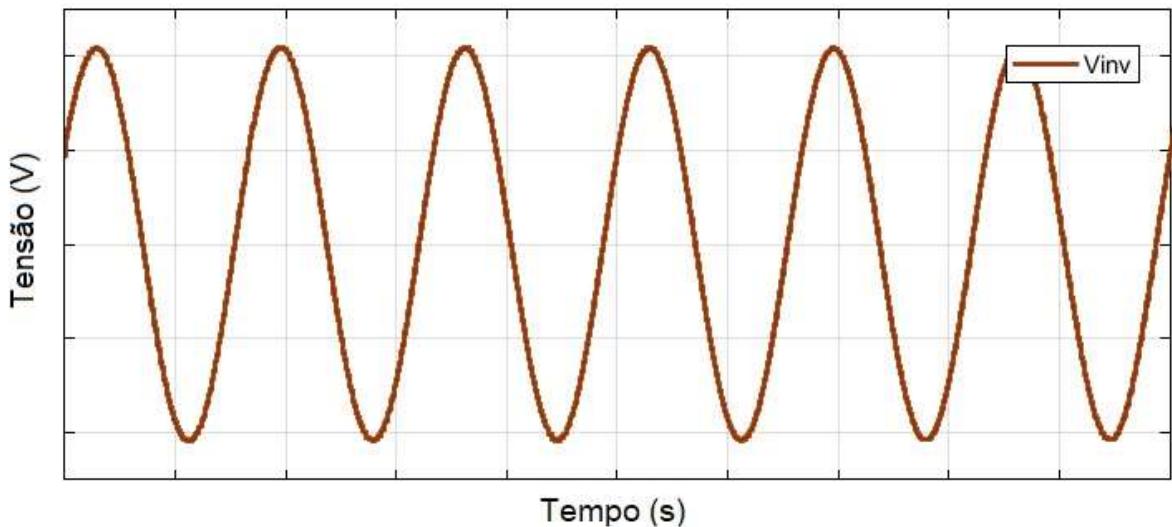
$$V_{inv\beta} = V_{g\beta} + R \cdot I_{inv\beta} + L \cdot \frac{d}{dt} I_{inv\beta} \quad (11)$$

As Equações (10) e (11) podem ser escritas em forma de matriz, conforme apresenta a Equação (12).

$$\begin{bmatrix} V_{inv\alpha} \\ V_{inv\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & 0 \\ 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{inv\alpha} \\ I_{inv\beta} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{inv\alpha} \\ I_{inv\beta} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{g\alpha} \\ V_{g\beta} \end{bmatrix} \quad (12)$$

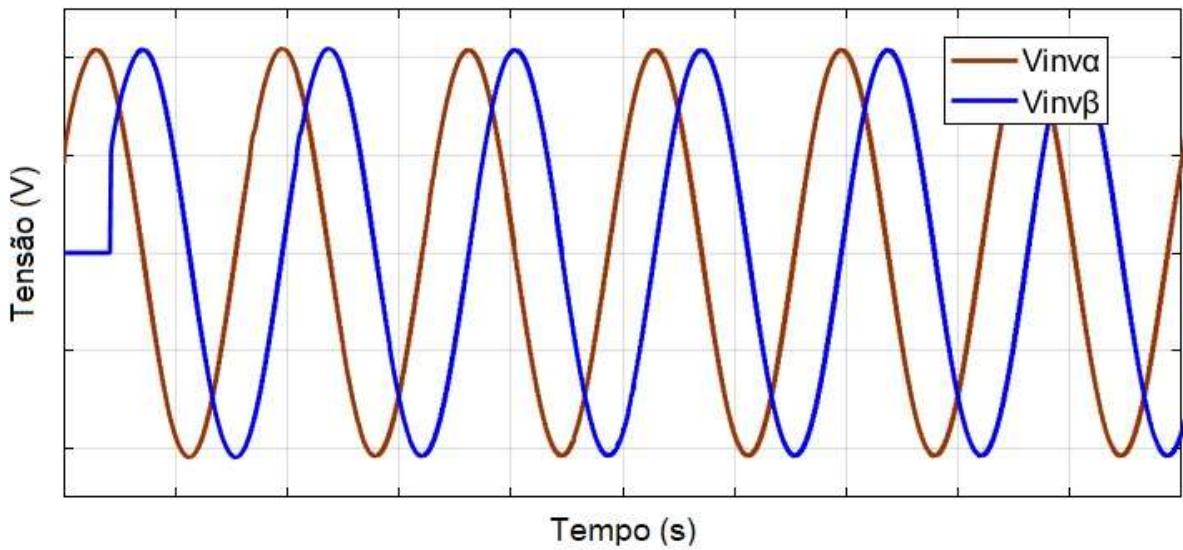
As componentes α e β encontram-se defasadas de 90° entre si. Graficamente a tensão de saída no inversor, conforme apresentada na Figura 30, após sua decomposição em componentes α e β comporta-se como apresentado na Figura 31, em que a componente “ β ” está defasada da componente “ α ” de 90° .

Figura 30 - Tensão de saída do inversor



Fonte: Da autora.

Figura 31 - Tensão de saída do inversor em função das componentes α e β



Fonte: Da autora.

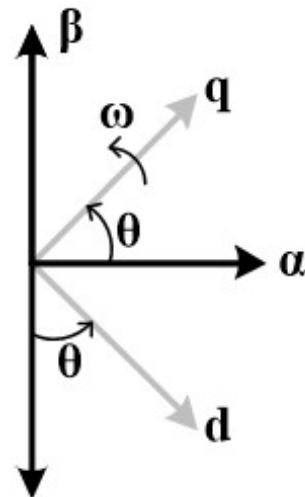
Afim de se obter as equações de potência ativa e reativa desacopladas, associadas ao sistema fotovoltaico de geração, é necessário aplicar a transformada de Park na Equação (12), conforme será visto nos próximos tópicos.

Na prática, afim de alcançar o objetivo proposto, faz-se uso do Integrador Generalizado de Segunda Ordem (SOGI), para desacoplar a corrente do inversor, o esquema apresenta como saída as componentes $\alpha\beta$, onde a componente α é a própria corrente do inversor e a componente β é uma componente virtual que se encontra defasada de 90° da componente α , deste modo todas as componentes de tensão e corrente apresentadas na Eq. (8) terão componentes α e componentes β .

3.2. Transformação das componentes $\alpha\beta$ em componentes dq

Na transformada de Park projeta-se todas as componentes $\alpha\beta$ para o eixo dq, cujas representações dos eixos adotados neste trabalho são apresentados na Figura 32.

Figura 32 – Representação da transformação dos eixos $\alpha\beta$ em dq



Fonte: Da autora.

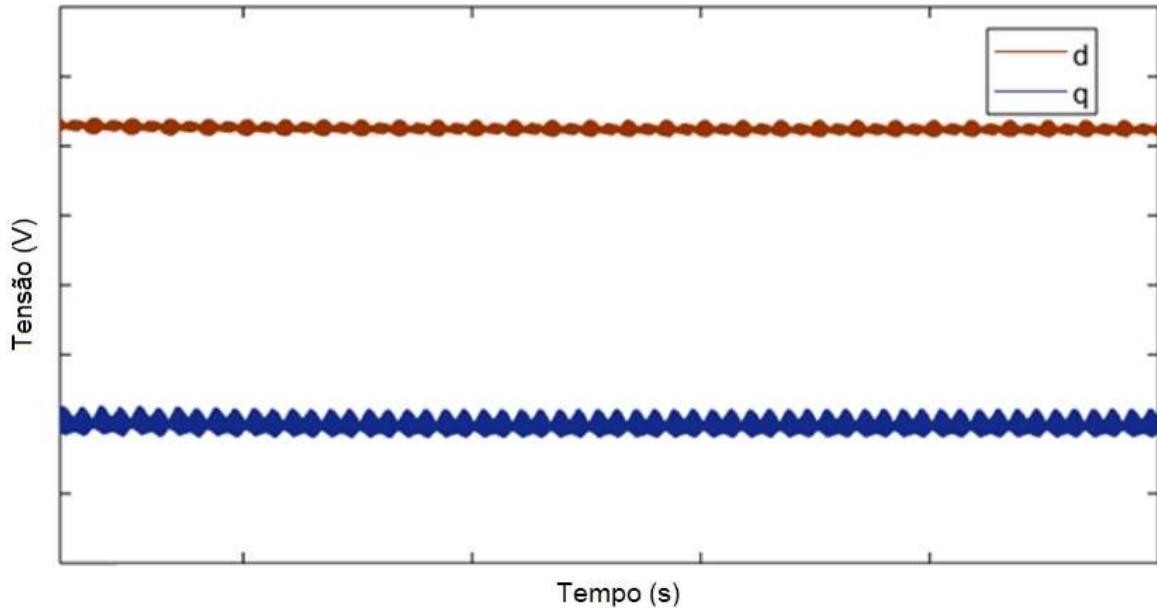
De acordo com a Figura 32, projetando a tensão com componentes $\alpha\beta$ nos eixos dq, tem-se:

$$V_d = V_\alpha \cdot \sin \theta - V_\beta \cdot \cos \theta \quad (13)$$

$$V_q = V_\alpha \cdot \cos \theta + V_\beta \cdot \sin \theta \quad (14)$$

Essa transformação evita de se trabalhar no sistema de controle com um sinal variante no tempo, passando a trabalhar com um sinal com característica constante conforme apresentado na Figura 33.

Figura 33 - Tensão de saída do inversor nas componentes d e q



Fonte: Da autora.

Escrevendo as Equações (13) e (14) em forma de matriz, tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & -\cos \theta \\ \cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} \quad (15)$$

O inverso também pode ser realizado, conforme apresenta a Eq. (16).

$$\begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin \theta & \cos \theta \\ -\cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} \quad (16)$$

Em resumo, tem-se a matriz de transformação $[T]$ e a matriz de transformação inversa $[T]^{-1}$ conforme apresentam as Equações (17) e (18), respectivamente.

$$\alpha\beta \rightarrow dq : \quad [T] = \begin{bmatrix} \sin \theta & -\cos \theta \\ \cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \quad (17)$$

$$dq \rightarrow \alpha\beta : \quad [T]^{-1} = \begin{bmatrix} \sin \theta & \cos \theta \\ -\cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix} \quad (18)$$

3.2.1. Desacoplamento das equações das Potências Ativa e Reativa

A potência instantânea de saída do inversor, S_{inst} é função da tensão V_{inv} , e da corrente, I_{inv} , do inversor. Todavia S_{inst} em dq, pode ser expressa conforme apresentam as Equações (19)-(22).

$$S_{inst} = V_{inv} \cdot I_{inv}^* \quad (19)$$

$$S_{inst} = (V_{invd} + jV_{invq}) \cdot (I_{invd} + jI_{invq})^* \quad (20)$$

$$S_{inst} = (V_{invd} + jV_{invq}) \cdot (I_{invd} - jI_{invq}) \quad (21)$$

$$S_{inst} = V_{invd} \cdot I_{invd} - jV_{invd} \cdot I_{invq} + jV_{invq} \cdot I_{invd} + V_{invq} I_{invq} \quad (22)$$

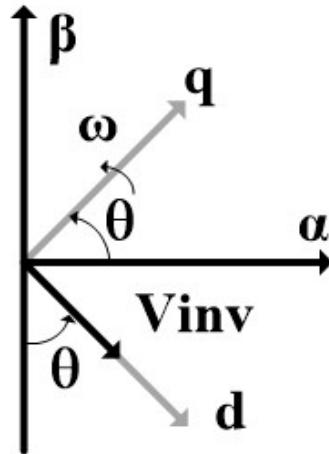
A potência instantânea é formada por uma parte real e uma parte imaginária conforme apresenta a Equação (22). A parte real da S_{inst} é a potência ativa, P , e a parte imaginária é a potência reativa, Q , conforme apresentam as Equações (23) e (24) respectivamente.

$$P = V_{invd} \cdot I_{invd} + V_{invq} I_{invq} \quad (23)$$

$$Q = V_{invq} \cdot I_{invd} - V_{invd} \cdot I_{invq} \quad (24)$$

Observa-se que não há desacoplamento entre as potências ativa e reativa, pois ambas dependem das componentes d e q. Para que se obtenha um desacoplamento entre as Equações (23) e (24), faz-se necessário considerar o eixo “d” coincidente com o fasor da tensão de saída do inversor, isto é, $V_{invd} = V_{inv}$ e $V_{invq} = 0$, conforme é apresentado na Figura 34.

Figura 34 - Eixo coincidente



Fonte: Da autora.

Com base na suposição de que a tensão da rede estar sincronizada com o eixo d , e que a tensão do inversor está sincronizada com a tensão da rede, logo a tensão do inversor será a própria tensão da rede no eixo d , $V_{\text{inv}} = V_{\text{inv}d} = V_{gd}$, as Equações (23) e (24) podem ser reescritas, conforme apresentam as Equações (25) e (26).

$$P = V_{gd} \cdot I_{\text{inv}d} \quad (25)$$

$$Q = -V_{gd} \cdot I_{\text{inv}q} \quad (26)$$

Nota-se então, que agora a potência ativa só depende da componente d da corrente do inversor, enquanto a potência reativa só depende da componente q da corrente. Ou seja, as potências ativa e reativa estão desacopladas entre si, atingindo o objetivo proposto.

3.2.2. Definição das malhas de Controle em componentes dq

Aplicando a matriz transformação, $[T]$, apresentada na Eq. (17), para as tensões do inversor, tem-se:

$$\begin{bmatrix} V_{\text{inv}d} \\ V_{\text{inv}q} \end{bmatrix} = [T] \begin{bmatrix} V_{\text{inv}\alpha} \\ V_{\text{inv}\beta} \end{bmatrix} \quad (27)$$

Dessa forma, multiplicando a Eq. (12) pela matriz $[T]$, têm-se:

$$[T] \begin{bmatrix} V_{inv\alpha} \\ V_{inv\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & 0 \\ 0 & R \end{bmatrix} [T] \begin{bmatrix} I_{inv\alpha} \\ I_{inv\beta} \end{bmatrix} + [T] \begin{bmatrix} L & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \left\{ [T]^{-1} \begin{bmatrix} I_{inv\alpha} \\ I_{inv\beta} \end{bmatrix} \right\} + [T] \begin{bmatrix} V_{g\alpha} \\ V_{g\beta} \end{bmatrix} \quad (28)$$

$$\begin{bmatrix} V_{invd} \\ V_{invq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & 0 \\ 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{invd} \\ I_{invq} \end{bmatrix} + [T] \begin{bmatrix} L & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \left\{ [T]^{-1} \begin{bmatrix} I_{inv\alpha} \\ I_{inv\beta} \end{bmatrix} \right\} + \begin{bmatrix} V_{gd} \\ V_{gq} \end{bmatrix} \quad (29)$$

Após manipulações matemáticas realizadas na Eq. (29), chega-se ao resultado apresentado na Eq. (30)

$$\begin{bmatrix} V_{invd} \\ V_{invq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R & 0 \\ 0 & R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{invd} \\ I_{invq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\omega L \\ \omega L & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{invd} \\ I_{invq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{invd} \\ I_{invq} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{gd} \\ V_{gq} \end{bmatrix} \quad (30)$$

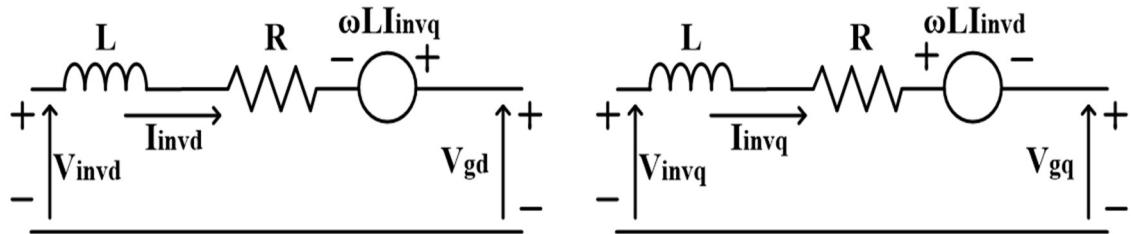
Separando as componentes d e q , têm-se que:

$$V_{invd} = R \cdot I_{invd} - \omega L \cdot I_{invq} + L \frac{d}{dt} I_{invd} + V_{gd} \quad (31)$$

$$V_{invq} = R \cdot I_{invq} + \omega L \cdot I_{invd} + L \frac{d}{dt} I_{invq} + V_{gq} \quad (32)$$

O sistema descrito pelas equações (31) e (32), pode ser representado, respectivamente pelos seguintes circuitos equivalentes, apresentados na Figura 35.

Figura 35 – Circuitos Equivalentes para as equações em dq



Fonte: Da autora

Para montar as equações de controle, aplica-se Laplace em (31) e (32), considerando as condições iniciais nulas, conforme apresentam as Eqs. (33) e (34).

$$V_{invd}(s) = R \cdot I_{invd}(s) - \omega L \cdot I_{invq}(s) + L \cdot s \cdot I_{invd}(s) + V_{gd}(s) \quad (33)$$

$$V_{invq}(s) = R \cdot I_{invq}(s) + \omega L \cdot I_{invd}(s) + L \cdot s \cdot I_{invq}(s) + V_{gq}(s) \quad (34)$$

Manipulando as Eq. (33) e (34), e sabendo que a tensão da rede, V_g , está sincronizado com o eixo “d”, ou seja, $V_{gq}(s) = 0$, têm-se:

$$V_{invd}(s) = (R + sL) \cdot I_{invd}(s) - \omega L \cdot I_{invq}(s) + V_{gd}(s) \quad (35)$$

$$V_{invq}(s) = (R + sL) \cdot I_{invq}(s) + \omega L \cdot I_{invd}(s) \quad (36)$$

Definindo a parcela “ $(R + sL) \cdot I_{invd}(s)$ ” de $V'_{invd}(s)$ e definindo a parcela “ $(R + sL) \cdot I_{invq}(s)$ ” de $V'_{invq}(s)$, as Equações (35) e (36) podem ser reescritas da seguinte forma:

$$V_{invd}(s) = V'_{invd}(s) - \omega L \cdot I_{invq}(s) + V_{gd}(s) \quad (37)$$

$$V_{invq}(s) = V'_{invq}(s) + \omega L \cdot I_{invd}(s) \quad (38)$$

Utilizando a eq. de $V'_{invd}(s)$, apresentada na Eq. (39):

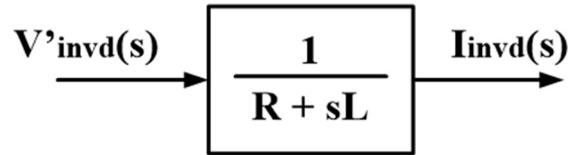
$$V'_{invd}(s) = (R + sL) \cdot I_{invd}(s) \quad (39)$$

Define-se a seguinte função de transferência, para componente d , apresentada na Eq. (40):

$$\frac{I_{invd}(s)}{V'_{invd}(s)} = \frac{1}{(R + sL)} \quad (40)$$

A função de transferência, para componente d está representada em diagrama de blocos na Figura 36.

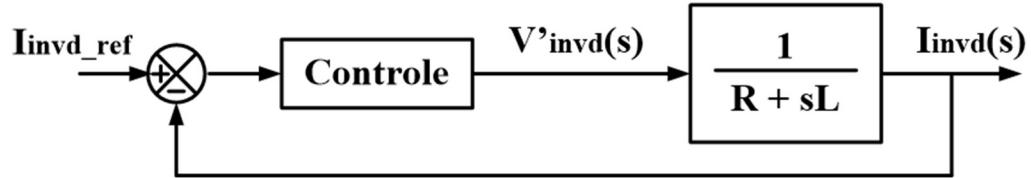
Figura 36 – Função de Transferência da componente d



Fonte: Da autora.

Cria-se, portanto, com base na função de transferência para a componente d , a malha de controle, conforme apresenta a Figura 37:

Figura 37 – Diagrama de Blocos do controle, eixo d.



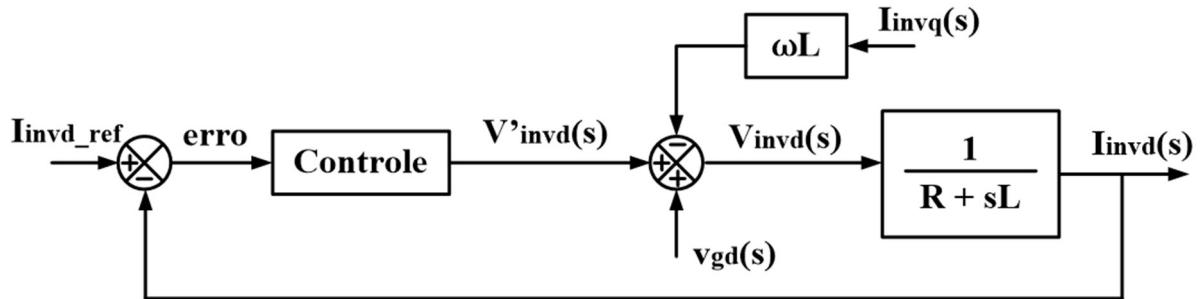
Fonte: Da autora.

De acordo com a Eq. (37), pode-se escrever a Eq. (41), em que:

$$V'_{invd}(s) = V_{invd}(s) + \omega L \cdot I_{invq}(s) - V_{gd}(s) \quad (41)$$

Desse modo, a estrutura final da malha de controle para a componente d , é definida conforme a Figura 38:

Figura 38 – Malha de Controle Final para componente “d”



Fonte: Da autora.

Onde:

I_{invd_ref} é a componente d de corrente de referência do inversor;

$V'_{invd}(s)$ é a tensão da componente d que vem do controle, para que o inversor seja capaz de gerar $I_{invd}(s)$;

$V_{invd}(s)$ é a tensão que o inversor tem que ter, compensada com as perturbações do sistema;

$I_{inv}(s)$ é a componente d de corrente do inversor, que está sendo injetada na rede.

O mesmo procedimento é feito para a componente “q”:

Utilizando a eq. de $V'_{invq}(s)$, apresentada na Eq. (42)

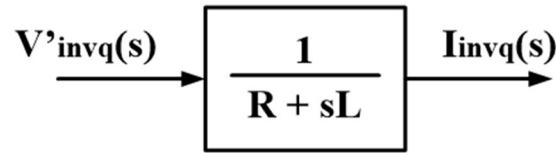
$$V'_{invq}(s) = (R + sL) \cdot I_{invq}(s) \quad (42)$$

Define-se a seguinte função de transferência, para componente q , apresentada na eq. (43):

$$\frac{I_{invq}(s)}{V'_{invq}(s)} = \frac{1}{(R + sL)} \quad (43)$$

A função de transferência para componente q está representada em diagrama de blocos, conforme apresenta a Figura 39.

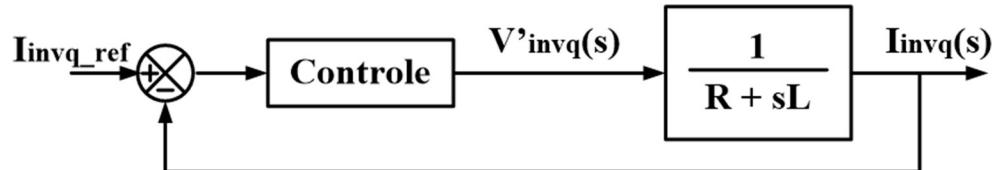
Figura 39 – Função de Transferência da componente q



Fonte: Da autora.

Cria-se, portanto, com base na função de transferência para componente q , a malha de controle, conforme apresenta a Figura 40:

Figura 40 – Diagrama de Blocos do controle, eixo q.



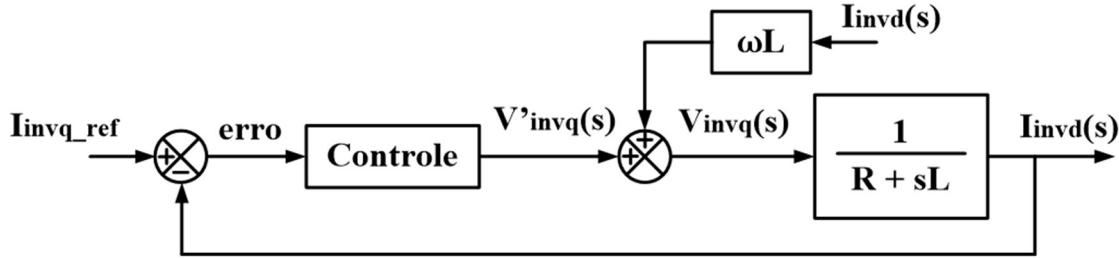
Fonte: Da autora.

De acordo com a Eq. (38), pode-se escrever a Eq. (44), em que:

$$V'_{invq}(s) = V_{invd}(s) - \omega L \cdot I_{invd}(s) \quad (44)$$

Desse modo, a malha de controle final para componente q , é dada conforme a Figura 41:

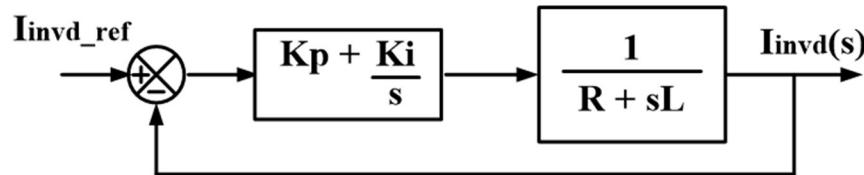
Figura 41 – Malha de Controle Final para componente “q”



Fonte: Da autora.

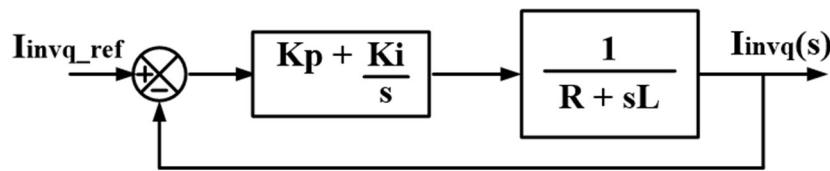
Onde o controle é feito por um controlador proporcional-integral(PI) e representado por: $K_p + \frac{K_i}{s}$, sendo K_p o ganho proporcional e K_i o ganho integral. Inicialmente, para ajuste dos ganhos, as perturbações são desprezadas. As malhas para componente d e componente q são apresentadas, respectivamente, nas Figuras 42 e 43.

Figura 42 – Malha de Controle para componente d sem perturbações para determinação do K_p e K_i .



Fonte: Da autora.

Figura 43- Malha de Controle para componente q sem perturbações



Fonte: Da autora.

Como as malhas nas Figuras 42 e 43 são análogas, basta calcular K_p e K_i uma única vez.

Os controladores proporcional-integral (PI) são um dos tipos de controladores mais usados, pois ele fornece um sinal de controle que tem um componente proporcional ao erro de rastreamento de um sistema e um componente proporcional ao acúmulo desse erro ao longo do tempo, representado pela Equação (45).

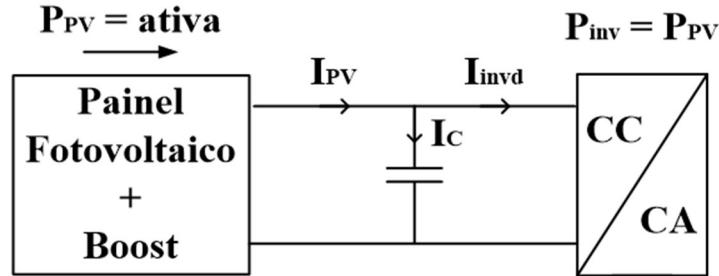
$$u(t) = K_p \cdot e(t) + K_i \int_0^t e(t)d\tau \quad (45)$$

Os ganhos dos controladores PI foram definidos de acordo com (ABBAS, 2016), e ajustados para melhorar a dinâmica do sistema estudado. Deste modo os ganhos dos controladores de corrente utilizados neste trabalho foram $K_p= 48,36$ e $K_i= 10,14$.

3.2.3. Malha de Controle de Tensão CC

Com a finalidade de manter a tensão no barramento CC constante e sabendo que em circuitos de corrente contínua tem-se apenas potência ativa, a potência ativa na saída do inversor é a própria potência ativa do painel, desprezando as perdas, conforme ilustrado na Figura 44. Portanto, neste caso a malha para controle da potência ativa utilizada foi a malha de controle com componente d sem perturbações.

Figura 44 – Painel PV, Boost e Inversor



Fonte: Da autora.

De acordo com a Figura 44, têm-se que:

$$I_C = I_{PV} - I_{invd} \quad (46)$$

Onde:

I_C é a corrente do capacitor;

I_{PV} é a corrente do painel fotovoltaico;

I_{invd} é a corrente, componente d , do inversor.

Sendo

$$V_C = \frac{1}{C} \int I_C \ dt = \frac{1}{C} \int I_{PV} - I_{invd} \ dt \quad (47)$$

Onde:

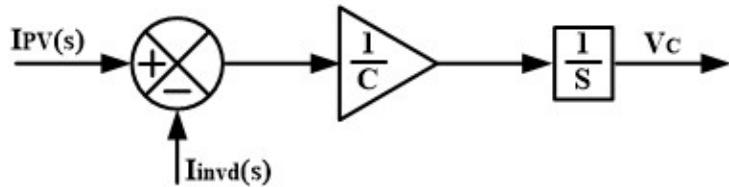
V_C é a tensão do capacitor.

Aplicando Laplace na Equação (47), têm-se:

$$V_C(s) = \frac{1}{CS} [I_{PV}(s) - I_{invd}(s)] \quad (48)$$

A tensão do barramento CC, dada pela Equação (48), é apresentada em diagrama de blocos pela Figura 45.

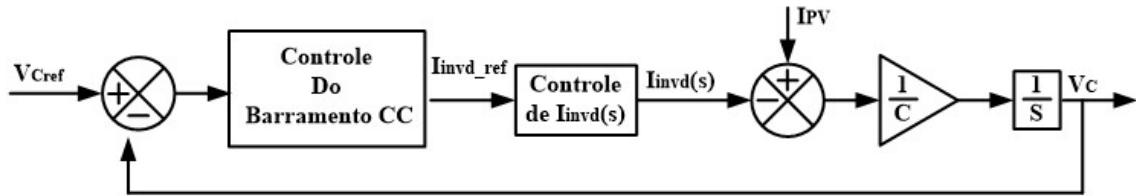
Figura 45 – Diagrama de Blocos (usando Laplace)



Fonte: Da autora.

A malha de controle da corrente $I_{invd}(s)$ foi apresentada na Figura 37, entretanto, para que a corrente $I_{invd}(s)$ seja gerada é necessário um controle da tensão do barramento CC, que vem de outro controlador PI, conforme apresentado na Figura 46. Os ganhos desse controlador PI também foram definidos de acordo com (ABBAS, 2016), e ajustados para melhorar a dinâmica do sistema. Deste modo os ganhos utilizados do controlador do barramento CC foram $K_p=0,414$ e $K_i=3,313$.

Figura 46 – Malha de Controle da Tensão



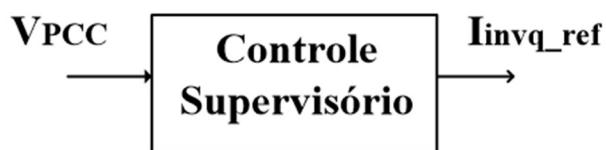
Fonte: Da autora.

3.2.4. Controle Supervisório do PCC

Atualmente no Brasil, não existem normas regulamentadoras para que os sistemas fotovoltaicos contribuam para a melhoria da sobretensão da rede elétrica. Caso ocorram condições anormais de tensão, a geração fotovoltaica é desconectada da rede de distribuição de acordo com a NDU-013. Entretanto, no Brasil também e em outros países, os geradores eólicos apresentam capacidade de gerar ou absorver energia reativa para influenciar o nível de tensão no ponto comum de conexão (PCC), sendo capaz de aumentar ou diminuir a tensão na rede elétrica (Paiva *et al*, 2005).

Este trabalho propõe que o sistema fotovoltaico contribua para a regulação de tensão no PCC, e, portanto, propõe um controle supervisório que determina o valor da corrente I_{invq_ref} para melhor regular a tensão no PCC. A malha de controle da corrente $I_{invq}(s)$ foi apresentada na Figura 40, entretanto, a corrente I_{invq_ref} é gerada através do controle supervisório, conforme apresentada na Figura 47.

Figura 47 – Controle Supervisório



Fonte: Da autora.

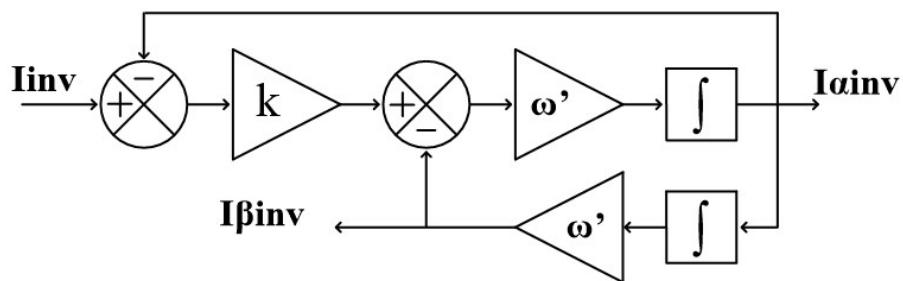
Neste trabalho, o controle supervisório será realizado utilizando os *grid codes* desenvolvidos para sistemas eólicos aplicados nos países europeus. Durante a ultrapassagem

dos limites de tensão no PCC, o inversor do sistema fotovoltaico irá injetar um valor fixo de corrente reativa (indutiva ou capacitiva) tendo como base um valor de potência reativa equivalente a 90% da capacidade de potência total do inversor, conforme utilizam os geradores eólicos dos países europeus (C. Chompo-Inwai *et al*, 2005).

3.3. Método para obtenção das Componentes α e β

A fim de validar o controle de potência em laboratório fez-se uso da estratégia do SOGI para obtenção das componentes α - β , onde a componente β é defasada de 90º da componente α . A estrutura da técnica SOGI, Integrador Generalizado de Segunda Ordem, é apresentada na Figura 48.

Figura 48 – Diagrama de blocos do SOGI



Fonte: Da autora.

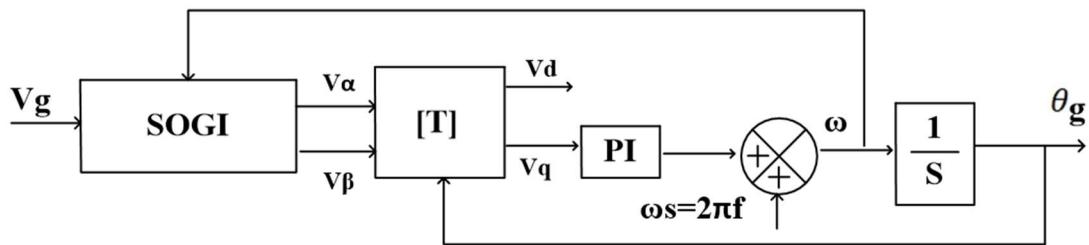
O SOGI é um integrador generalizado de segunda ordem utilizado para geração de sinais em quadratura, no caso deste trabalho, é utilizado para a defasagem da corrente do inversor em componentes α - β (P. Rodriguez *et al*, 2006). Na Figura 48, I_{inv} é a corrente do inversor, $I_{\alpha inv}$ é a corrente do inversor na componente α , $I_{\beta inv}$ é a corrente do inversor na componente β . Já ω' é a frequência de ressonância sendo igual a $2\pi 60$ e $k = \sqrt{2}$ é o fator de amortecimento.

Após o uso do esquema SOGI, afim de tornar a injeção de potência ativa e reativa desacopladas aplica-se a transformada de Park que projeta todas as componentes α - β no eixo dq, resultando em componentes constantes conforme adotado na Seção 3.2.

A transformada de Park e o esquema SOGI fazem uso do ângulo da rede elétrica, logo, é necessário fazer uso de uma malha de captura de fase (PLL). O PLL utilizado é representado

na Figura 49 (P. Rodriguez *et al*, 2006), onde, Vg é a tensão da rede elétrica e θg é o ângulo da rede elétrica.

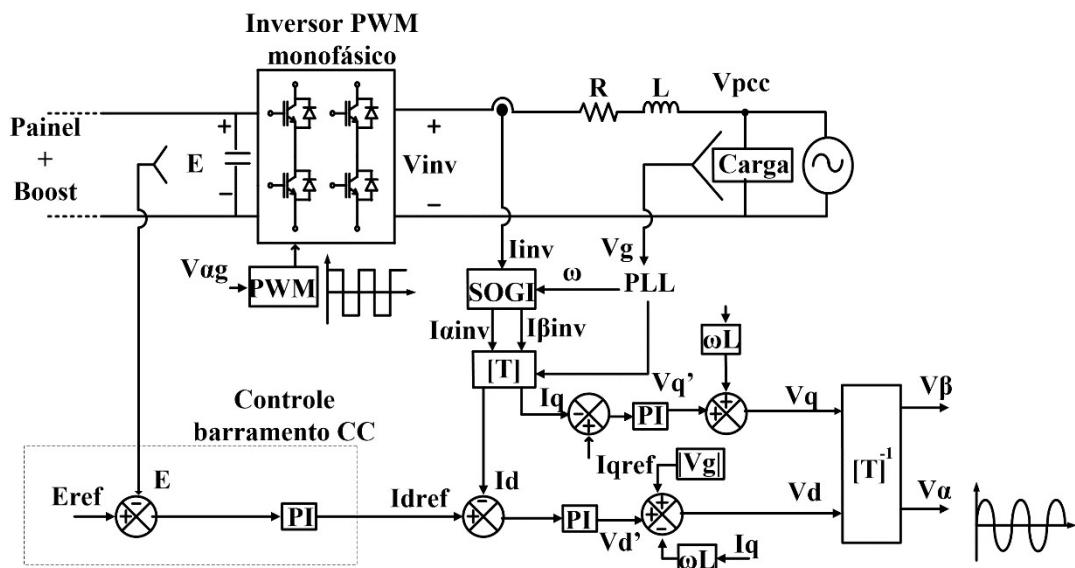
Figura 49 – Diagrama de Blocos do PLL-SOGI



Fonte: Da autora.

Por fim, com o propósito de melhorar o entendimento, na Figura 50 são ilustradas, de forma sucinta, as demais estruturas de controle abordadas nos tópicos anteriores para o inversor PWM monofásico do sistema de geração fotovoltaico adotado neste trabalho.

Figura 50 – Malha de Controle da Tensão



Fonte: Da autora.

3.4. Conclusão

Esse capítulo apresentou o funcionamento do conversor *boost* e do inversor em ponte completa monofásico, através de simulações e montagem experimental em laboratório, na qual, pôde-se verificar, através de resultados experimentais, a tensão de comando das chaves e a tensão de saída do inversor. Também foi apresentado a modelagem matemática e diagramas de blocos associados ao controle de potência proposto para uso no sistema fotovoltaico conectados à rede elétrica adotado por esse trabalho. No próximo capítulo serão apresentados cenários de simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição com e sem o controle de potência apresentado a fim de se verificar a contribuição desta técnica para a regulação de tensão da rede elétrica.

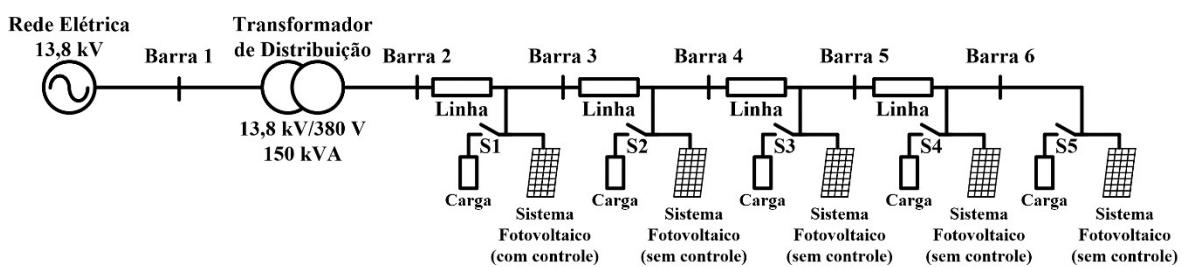
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os parâmetros da rede de distribuição implementada neste trabalho, incluindo subestação, transformador, linha de distribuição e sistema fotovoltaico. Também serão abordados e discutidos os diversos estudos de casos realizados acerca do uso do controle de potência na geração distribuída fotovoltaica afim de solucionar o problema da sobretensão na rede de distribuição.

4.1. Definição dos Estudos de Casos

Com a finalidade de estudar e avaliar os impactos da microgeração distribuída com painéis fotovoltaicos conectados em apenas uma das fases da rede de distribuição, foi definida uma rede elétrica de distribuição representada pelo alimentador de alta tensão em 13,8 kV proveniente de uma subestação abaixadora de 69 kV/13,8 kV, um transformador de distribuição de 13,8kV/380V de 150kVA que alimenta cargas monofásicas de 220V ligadas ao sistema trifásico, e linhas de distribuição de baixa tensão com cabos AWG/CA. Na Figura 51 é mostrado um esquema unifilar equivalente em que apenas a fase “A” contém a presença de microgeração distribuída fotovoltaica.

Figura 51 - Rede de Distribuição Radial Implementada para estudo.



Fonte: Da Autora

Por definição, a “Barra 1”, como mostrada na Figura 51, representa o ponto de conexão das fases do alimentador de alta tensão em 13,8kV com o transformador de 150 kVA. Já as Barras 2 a 6 representam os postes de distribuição onde as cargas (residências) são conectadas a rede de baixa tensão através dos ramais de ligação.

Os parâmetros da rede de distribuição da Figura 51 que foi implementada no software MATLAB/Simulink® estão apresentadas nas Tabelas 2 a 5. Na Tabela 2 constam os parâmetros

da subestação de 69 kV/ 13,8 kV, na qual é considerada como um barramento infinito e do alimentador de alta tensão de 13,8 kV. Nas Tabelas 3 e 4 são apresentados os parâmetros do transformador e os parâmetros da linha de distribuição de baixa tensão (220V/380V). E por fim, na Tabela 5 encontram-se os parâmetros do painel fotovoltaico do sistema de geração distribuída.

Tabela 2 - Parâmetros da Subestação

V (rms)	13,8 kV
Frequência	60 Hz
X/R	1000

Fonte: Da autora.

Tabela 3 - Parâmetros do Transformador

Parâmetros do Transformador					
Potência (S)	150 kVA	Primário		Secundário	
Frequência	60 Hz	V1 (rms)	13,8 kV	V2 (rms)	380/220 V
Rm (pu)	500	R1 (pu)	0,002	R2 (pu)	0,002
Lm (pu)	500	L1 (pu)	0	L2 (pu)	0,8

Fonte: Da autora.

Tabela 4 – Parâmetros do Cabo AWG/CA

Cabo 3x1 AWG/CA 380/220V	
Resistência (ohm/km à 55°C)	0,975
Comprimento da Linha	35m
Frequência	60 Hz
R/X	100

Fonte: Da autora.

Tabela 5 - Parâmetros dos painéis fotovoltaicos ²

Tensão de circuito aberto (Volts)	49,9 V
Corrente de curto circuito	9 A
Tensão no ponto de máxima potência	41,5 V
Corrente no ponto de máxima potência	8,07 A
Número de células	80
Número de painéis em série	5
Número de painéis em paralelo	5
Resistência em Série (Ohms)	0,25633 Ω
Resistência em Paralelo (Ohms)	77,6407 Ω
Coeficiente de Temperatura de Isc (%/C)	0,09
Coeficiente de Temperatura de Voc (%/C)	-0,36

Fonte: Da autora.

É importante destacar que foram adotadas cargas monofásicas com fator de 0,92 indutivo que totalizam 34kVA para cada fase da baixa tensão. Na Tabela 6 são apresentadas a quantificação dessas cargas para as fases A, B e C.

Tabela 6- Distribuição das Cargas para cada fase

FASES	Quantificação de Cargas
A	2x7,5 kVA + 5kVA + 6 kVA + 8 kVA
B	7,5 kVA + 12,5 kVA + 6 kVA + 8 kVA
C	7,5 kVA + 12,5 kVA + 6 kVA + 8 kVA

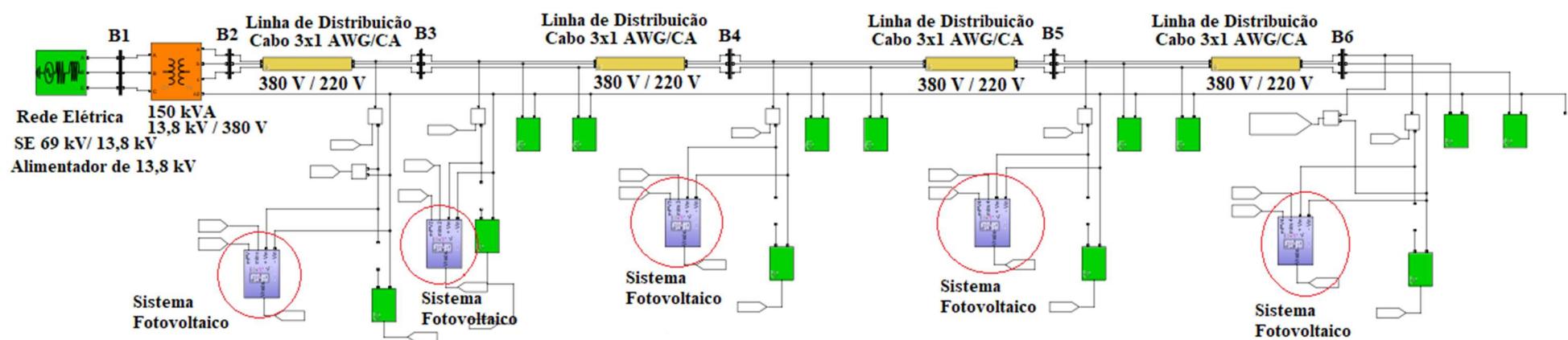
Fonte: Da autora.

² Baseado no modelo retirado do Matlab (LF-335-WP-US) para as condições padrões de temperatura de 25 °C.

Por outro lado, a geração fotovoltaica é composta por um sistema de 25 painéis, com 5 painéis em paralelo e 5 painéis em série, totalizando um sistema de 8 kW. Assim o sistema fotovoltaico é capaz de injetar aproximadamente 38,6 A rms. Todavia, com o propósito de simular uma situação semelhante ao que poderia ocorrer no dia a dia, se considerou em todos os cenários de simulação computacional a uma temperatura de 35°C durante a operação dos painéis fotovoltaicos. Para conexão do arranjo de painéis com a rede elétrica foi utilizado um inversor de 9 kVA, cujo capacitor do barramento CC de entrada do inversor é de 2400 μ F.

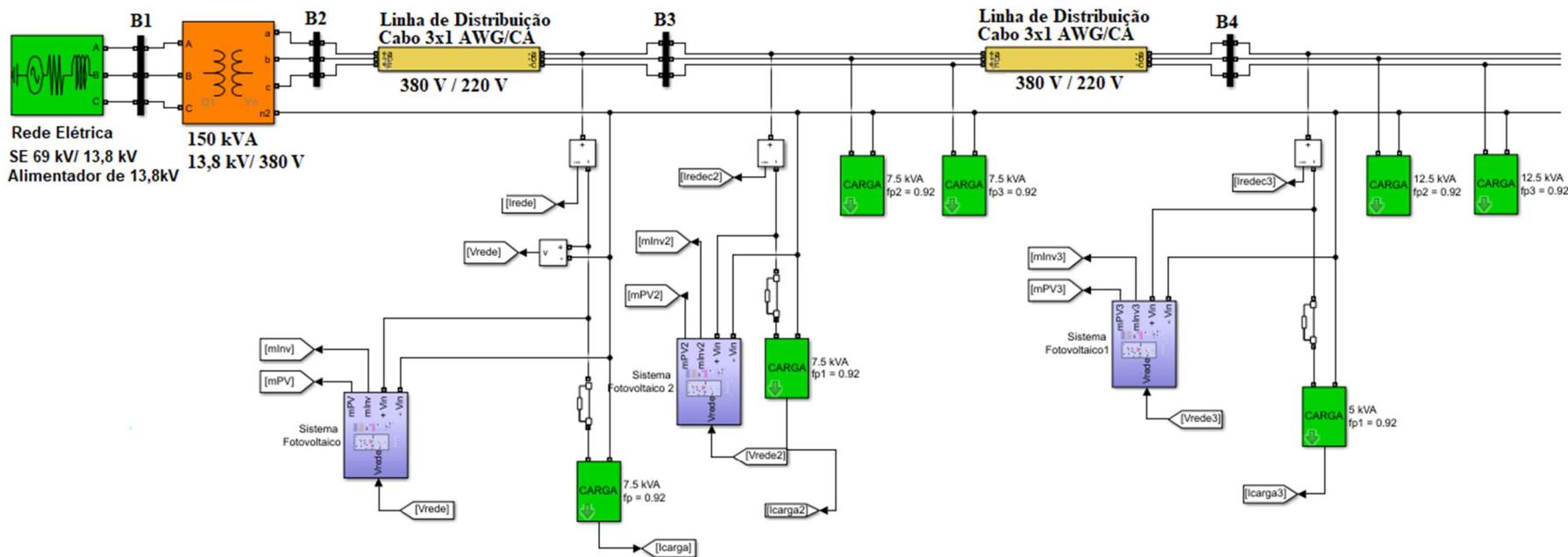
A representação da Figura 51 num esquemático trifásico já em ambiente MATLAB/Simulink® é apresentado na Figura 52. Para melhor visualização a Figura 52 é recortada conforme ilustrado nas Figuras 53 e 54, respectivamente.

Figura 52 – Rede de Distribuição com Geração Fotovoltaica na Fase A (Completo)



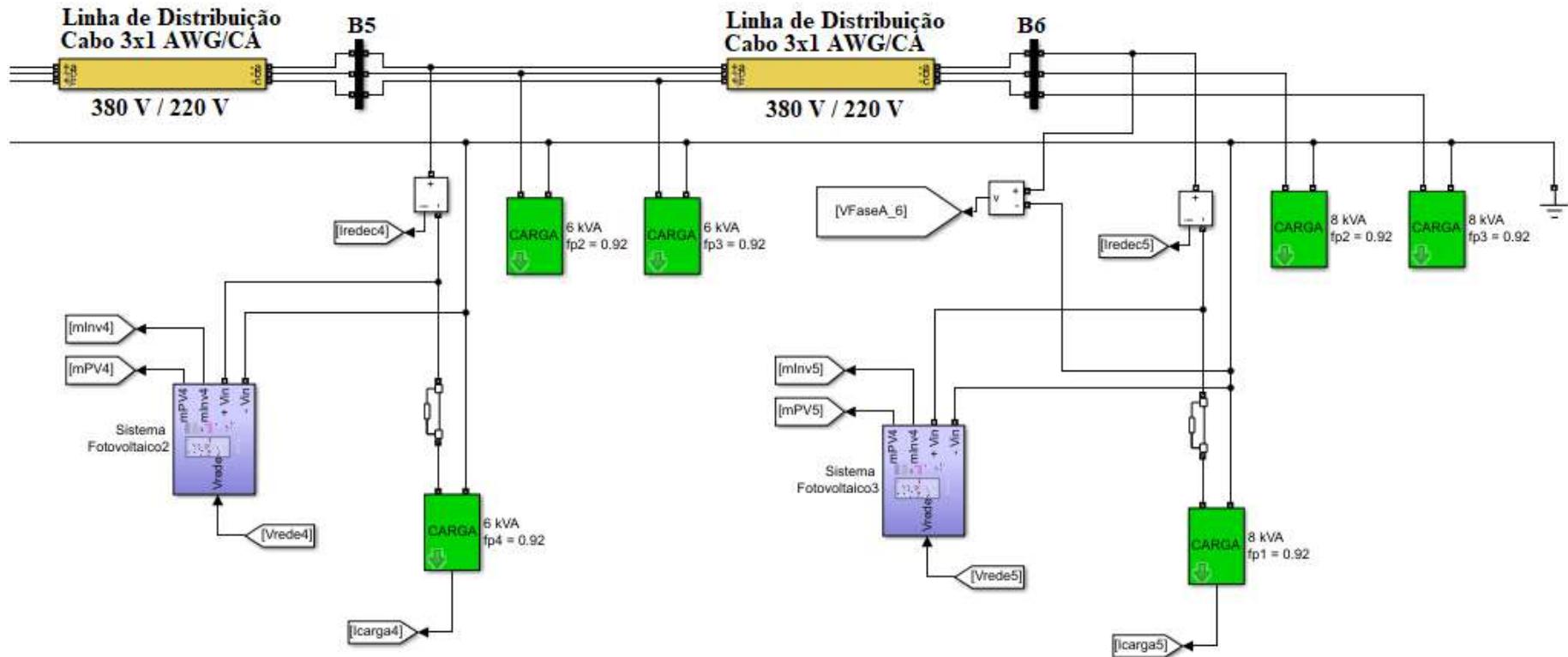
Fonte: Da autora.

Figura 53 – Rede de Distribuição com Geração Fotovoltaica na Fase A (PARTE 1)



Fonte: Da Autora

Figura 54- Rede de Distribuição com Geração Fotovoltaica na Fase A (PARTE 2)



Fonte: Da autora

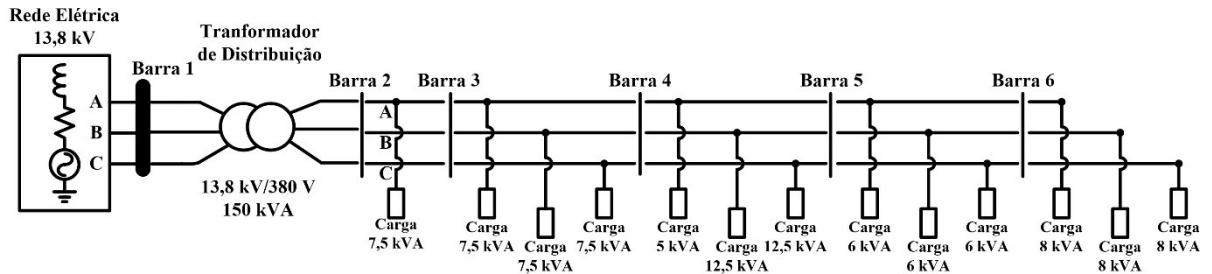
A partir do sistema desenvolvido na Figura 52, para se avaliar os impactos da microgeração distribuída fotovoltaica na rede elétrica de baixa tensão, cinco estudos de casos foram definidos. Estes casos consistem em:

- Estudo de Caso 1: Rede de distribuição sem Microgeração Distribuída Fotovoltaica (MGDF);
- Estudo de Caso 2: Rede de distribuição com MGDF apenas na Fase A, porém sem injeção de corrente reativa (sistema fotovoltaico sem controle de potência);
- Estudo de Caso 3: Rede de distribuição com MGDF distribuída na Fase A, porém com diminuição de cargas e sem injeção de corrente reativa (sistema fotovoltaico sem controle de potência).
- Estudo de Caso 4: Rede de distribuição com MGDF na Fase A, com diminuição de cargas e com injeção de corrente reativa (sistema fotovoltaico com controle de potência) apenas através do arranjo fotovoltaico do barramento 3.
- Estudo de Caso 5: Rede de distribuição com MGDF na Fase A, com diminuição de cargas e com injeção de corrente reativa (sistema fotovoltaico com controle de potência) através de todos os arranjos de painéis fotovoltaicos ligados em todos os barramentos.

4.1.1. Caso de Estudo 1: Rede de Distribuição sem MGDF

Neste primeiro cenário a rede de distribuição de baixa tensão não apresenta geração fotovoltaica. As cargas conectadas nas fases A B e C totalizam 34 kVA para cada fase. Este caso de estudo é apresentado na Figura 55.

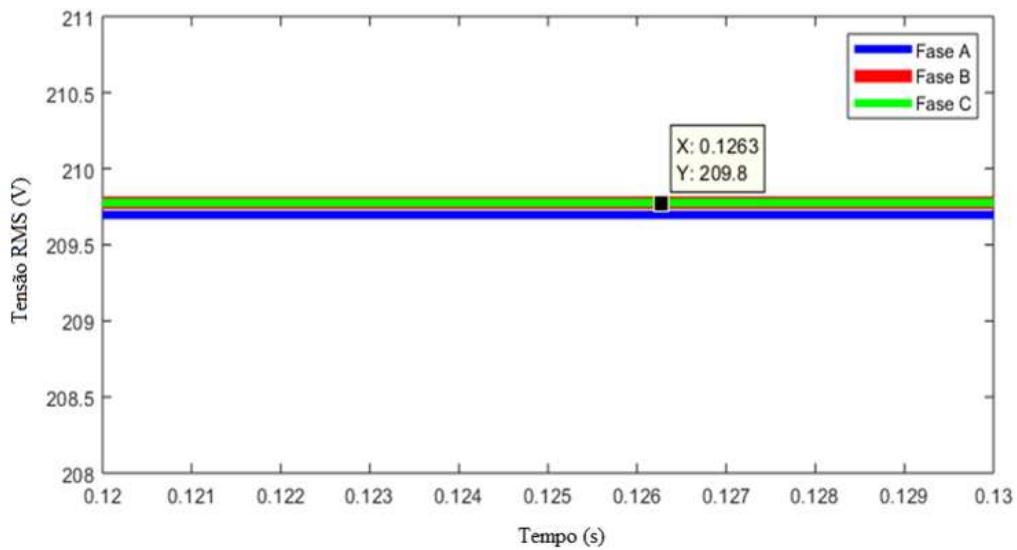
Figura 55 - Cenário de Simulação sem Microgeração Distribuída



Fonte: Da autora.

Na Figura 56 são apresentados os valores dos fasores de tensão em módulo e em RMS das três fases da rede de distribuição. As curvas sobrepostas apresentam a tensão das fases A, B e C, e estão aproximadamente em 210V.

Figura 56 - Tensão RMS, sem microgeração distribuída.



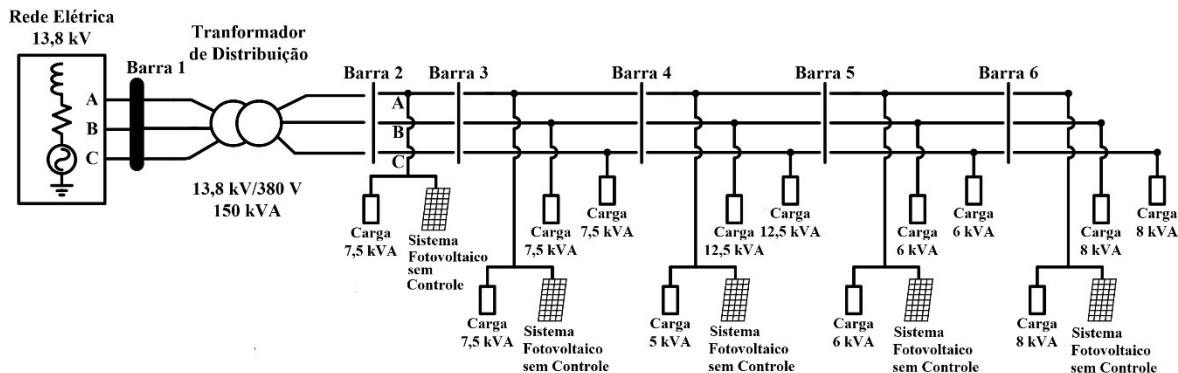
Fonte: Da autora.

Cabe ressaltar que a intenção principal deste primeiro cenário de simulação é basicamente conhecer os perfis das tensões nas fases da rede de baixa tensão sem a presença de sistemas fotovoltaicos.

4.1.2. Estudo de Caso 2: Rede de Distribuição com MGDF sem controle de potência

O segundo cenário consiste na rede de distribuição com geração fotovoltaica apenas na fase A, cujas cargas conectadas nas fases A, B e C totalizam 34 kVA em cada fase. Este caso de estudo é apresentado na Figura 57. Neste cenário assume-se que não existe controle de potência que permita o inversor injetar ou absorver reativos. Além disso, considera-se que a energia consumida pelas cargas permanece constante.

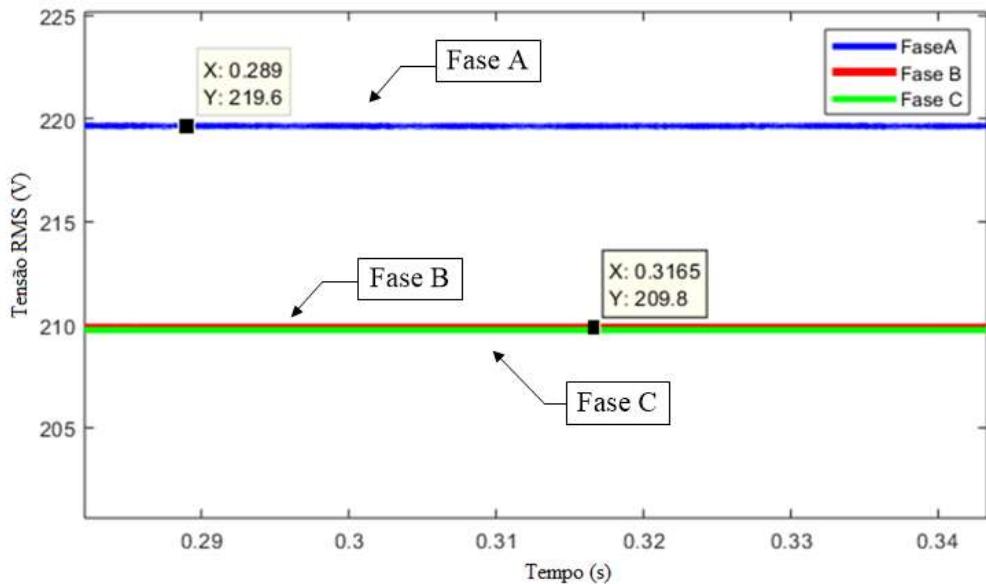
Figura 57 - Cenário de Simulação com Microgeração Distribuída



Fonte: Da autora.

Na Figura 58 são apresentados os valores dos fasores de tensão em módulo e em RMS das três fases da rede de distribuição. A tensão da fase A foi medida no ponto de ligação do sistema fotovoltaico com a carga e com a rede elétrica, na situação em que o inversor não injeta reativo.

Figura 58- Fasores de Tensão RMS, com microgeração distribuída apenas na fase A



Fonte: Da autora.

É perceptível que só o fato de a fase A conter microgeração, a mesma apresenta uma melhor regulação de tensão comparada as fases B e C, que não contêm geração fotovoltaica, conforme apresentado no estudo de caso 1. A Tabela 7 apresenta um comparativo de valores de tensão das fases A, B e C dos cenários 1 e 2, respectivamente.

De acordo com a simulação, a fase A, que contém microgeração, apresenta uma tensão de aproximadamente 220V, enquanto as fases B e C, que não contêm microgeração distribuída apresentam aproximadamente 210V.

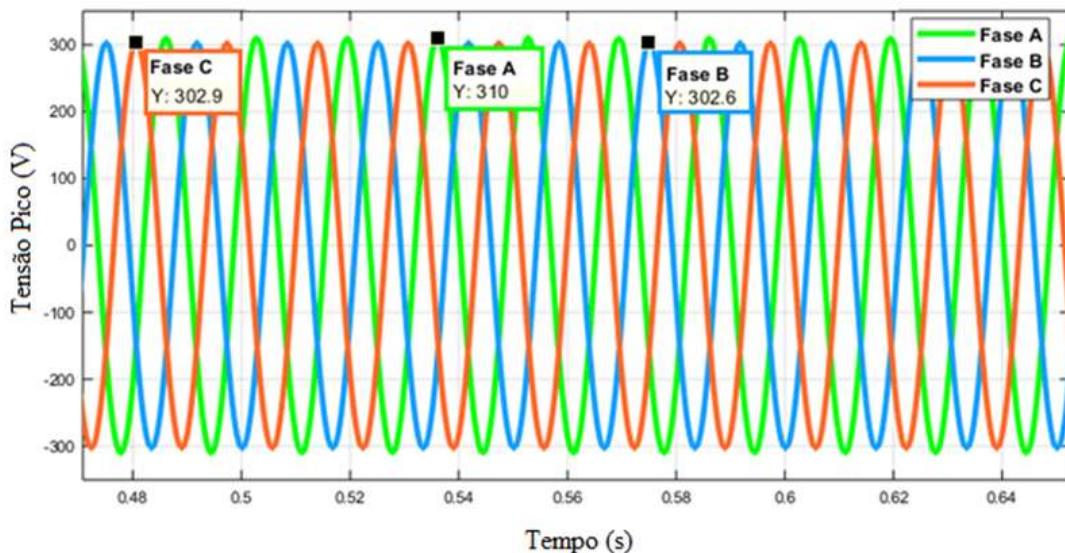
Tabela 7 - Comparação de valores dos fasores de tensão do cenário 1 e cenário 2

Fases	Cenário 1: Fasor de Tensão RMS	Cenário 2: Fasor de Tensão RMS
Fase A	209,8 V RMS	219,6 V RMS
Fase B	209,8 V RMS	209,8 V RMS
Fase C	209,8 V RMS	209,8 V RMS

Fonte: Da autora.

Na Figura 59 são apresentados os valores de pico da tensão. Nota-se que a fase A apresenta uma tensão de pico de 310V e as outras fases estão com tensão de pico de aproximadamente 303V.

Figura 59 - Tensão de pico, com microgeração distribuída apenas na fase A



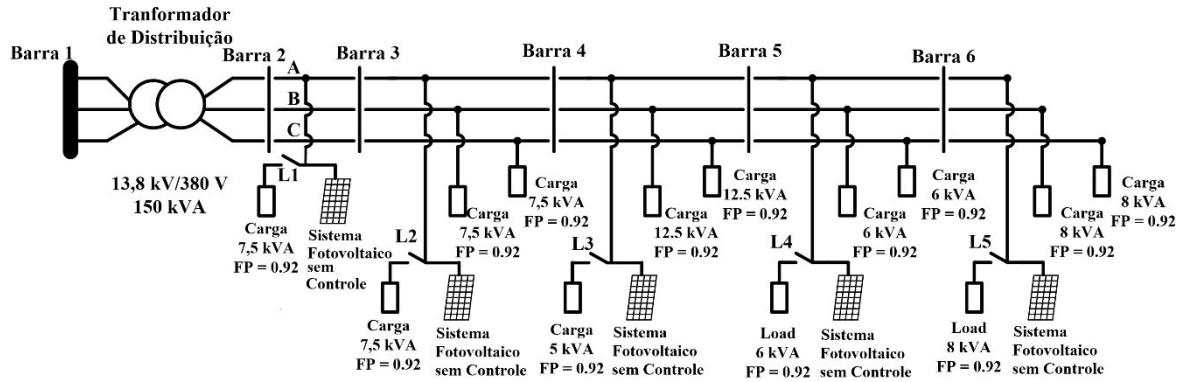
Fonte: Da autora.

Conclui-se que o cenário apresentado neste tópico indica que a microgeração distribuída fotovoltaica compensa a queda de tensão na rede elétrica, desse modo a fase A está mais próxima da regulação de tensão, porém, se a carga diminuir, pode ocorrer sobretensão, conforme será apresentado no próximo caso de estudo.

4.1.3. Estudo de Caso 3: Rede de Distribuição com Diminuição de Carga e MGDF sem controle de potência

O terceiro cenário apresenta a rede de distribuição com geração fotovoltaica apenas na fase A, sem controle de potência e com cargas conectadas nas fases A, B e C que inicialmente totalizam 34 kVA em cada fase, conforme apresentada na Figura 60. Entretanto, neste cenário, ocorre variação de carga. Nos instantes iniciais da simulação computacional, considera-se que todas as chaves (S_1, S_2, \dots, S_5) da Figura 60 encontram-se fechadas até 0,33 segundos de simulação. A partir deste instante, as chaves S_3, S_4 e S_5 são abertas e três cargas, totalizando 19 kVA, são retiradas da fase A. Por conseguinte, a partir de 0,5 segundos de simulação as seguintes chaves S_1 e S_2 são abertas e as duas cargas restantes, totalizando 15 kVA, são retiradas da mesma fase.

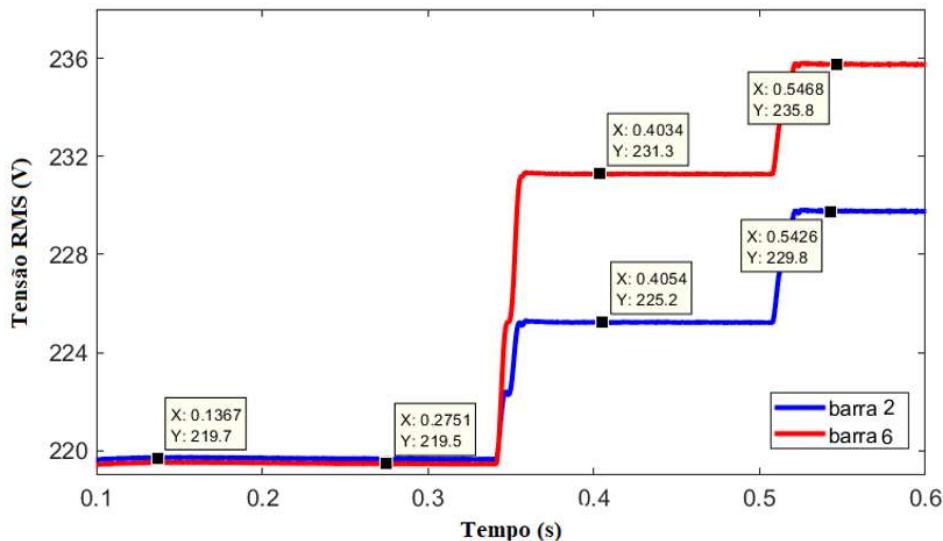
Figura 60 - Cenário de Simulação com Microgeração Distribuída e com Variação de Carga



Fonte: Da autora.

Na Figura 61 são apresentadas os fasores das tensões em RMS da barra 2 e também da barra 6 ou barramento crítico. Pode-se perceber que a barra 6 ou barramento crítico, apresenta maior nível de tensão comparado a barra 2 quando ocorre variação de carga, isto porque encontra-se mais distante do transformador de 150 kVA. Quando ocorre diminuição de carga e a geração fotovoltaica é superior ao consumo, ocorre inversão do fluxo de potência devido a característica predominantemente resistiva da linha de distribuição, e nessa inversão, o sentido da corrente elétrica é do maior para o menor potencial, ou seja, o fluxo de corrente passa a fluir dos painéis (jusante) para a rede elétrica (montante), desse modo, o painel mais distante do transformador apresenta a tensão mais elevada ou crítica.

Figura 61 – Fasor de tensão em RMS da barra 2 e da barra 6, (Fase A) com variação de carga.



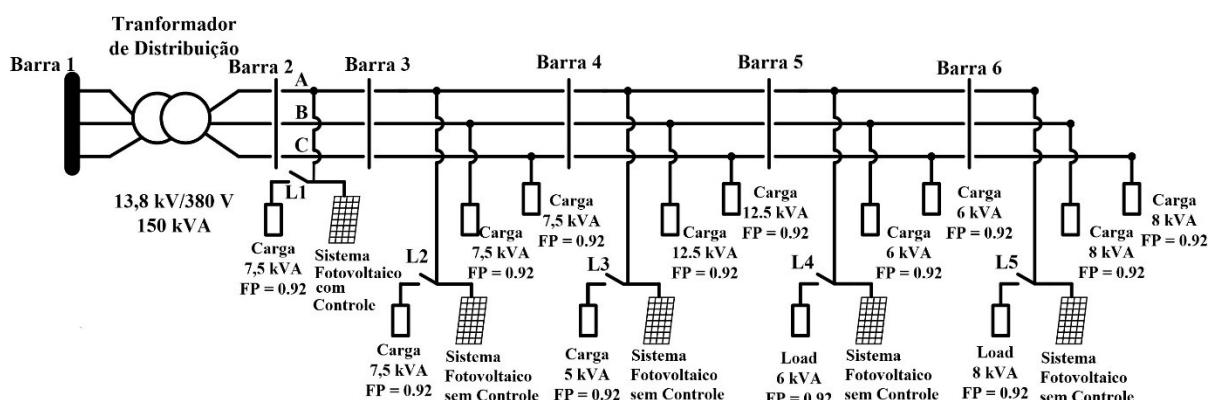
Fonte: Da autora.

O cenário apresentado neste tópico indica que a diminuição da energia consumida pelas cargas enquanto o sistema fotovoltaico permanece gerando, causa elevação dos níveis de tensão da rede de distribuição, além disso, a barra mais afastada do transformador apresenta tensão mais elevada que as outras barras, devido a ocorrência de fluxo de potência inverso.

4.1.4. Estudo de Caso 4: Rede de Distribuição com Diminuição de Carga e MGDF com controle de Potência em um Barramento

O quarto cenário é semelhante ao terceiro estudo de caso, entretanto, considera-se o controle de potência para correção da sobretensão. Neste cenário, a geração fotovoltaica ocorre apenas na fase A e, como nos demais casos anteriores, a carga total para cada fase (A, B e C) se mantém em 34 kVA. Todavia, o inversor do sistema fotovoltaico conectado no barramento 3 apresenta controle de potência, desse modo apenas ele pode injetar ou absorver reativos conforme apresentado na Figura 62. Levando em consideração a potência nominal do inversor e as características da rede de estudo (carga e impedância da rede elétrica). O inversor foi projetado para injetar um valor fixo de 30 A de pico de corrente reativa, seguindo as filosofias adotadas nos aerogeradores. Neste cenário, também ocorre variação de carga em que, inicialmente, considera-se todas as chaves da Figura 62 fechadas (S1,S2,...,S5). A partir dos 0,33 segundos de simulação, as chaves S3, S4 e S5 são abertas e três cargas, totalizando 19 kVA, são retiradas da fase A. Por conseguinte, a partir de 0,5 segundos as chaves S1 e S2 são abertas e as duas cargas restantes, totalizando 15 kVA, são retiradas da mesma fase.

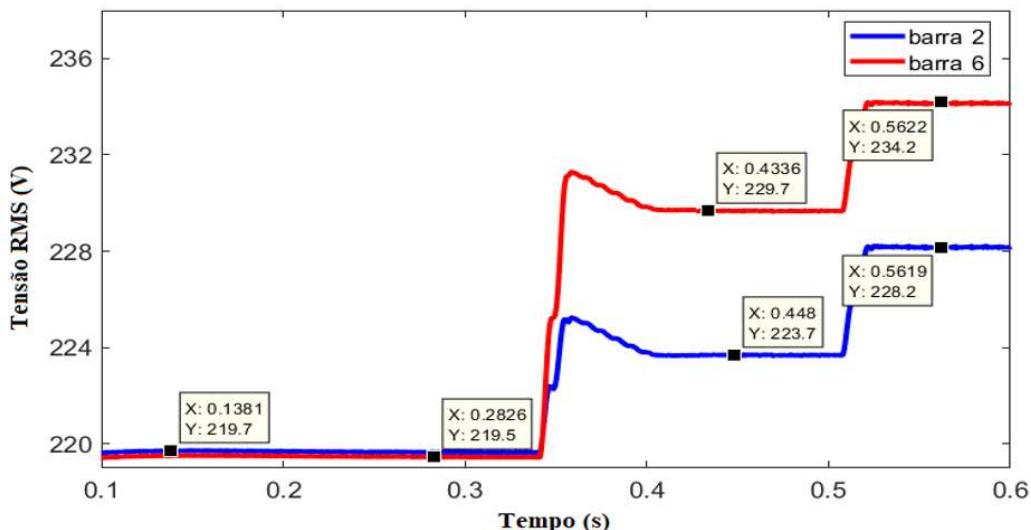
Figura 62 – Cenário de Simulação com Microgeração Distribuída, Controle de potência e Variação de Carga



Fonte: Da autora.

Na Figura 63 é apresentado a tensão RMS da barra 2, e também da barra 6 ou barra crítica. Nota-se que devido a diminuição de cargas pode ocorrer sobretensão na rede de distribuição, e a barra 6 ou barra crítica, apresenta maior nível de tensão comparado a barra 2, conforme já comentado na subseção 4.1.3.

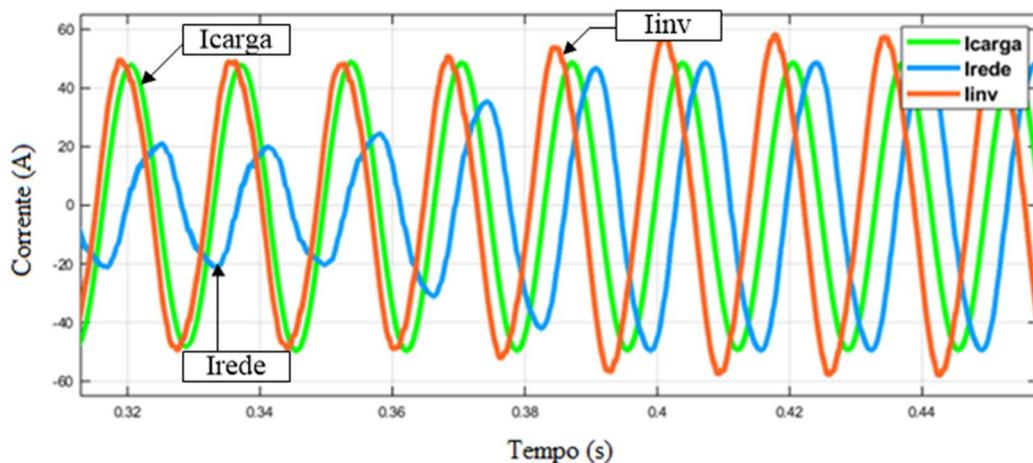
Figura 63 – Fasor de tensão em RMS da barra 2 e da barra 6, com variação de carga e controle de potência.



Fonte: Da autora.

Na Figura 64 é apresentado o comportamento das correntes do sistema estudado. A corrente da carga, a corrente da rede e a corrente do inversor.

Figura 64 - Forma de onda das correntes

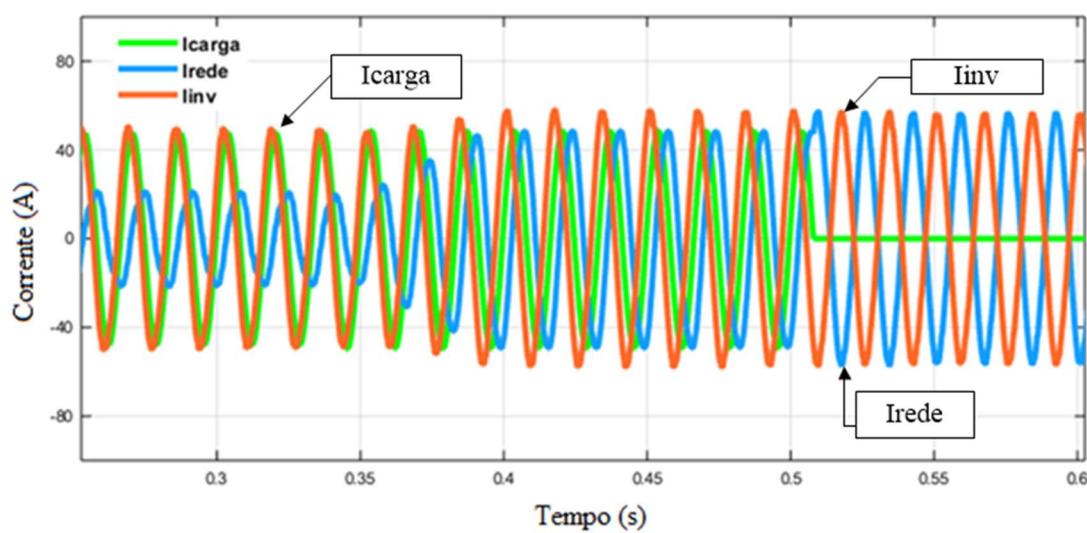


Fonte: Da autora.

No momento em que houve diminuição de cargas, a partir dos 0,33 segundos de simulação e o inversor começou a injetar corrente indutiva, a rede elétrica passou a injetar mais corrente e o inversor também passou a operar com uma corrente maior.

Na Figura 65 é apresentada todo o comportamento das correntes durante os 0,6 segundos de simulação, nota-se que em 0,5 s (momento que a carga sai totalmente) a corrente da carga vai a zero, e a corrente da rede se iguala a corrente do inversor.

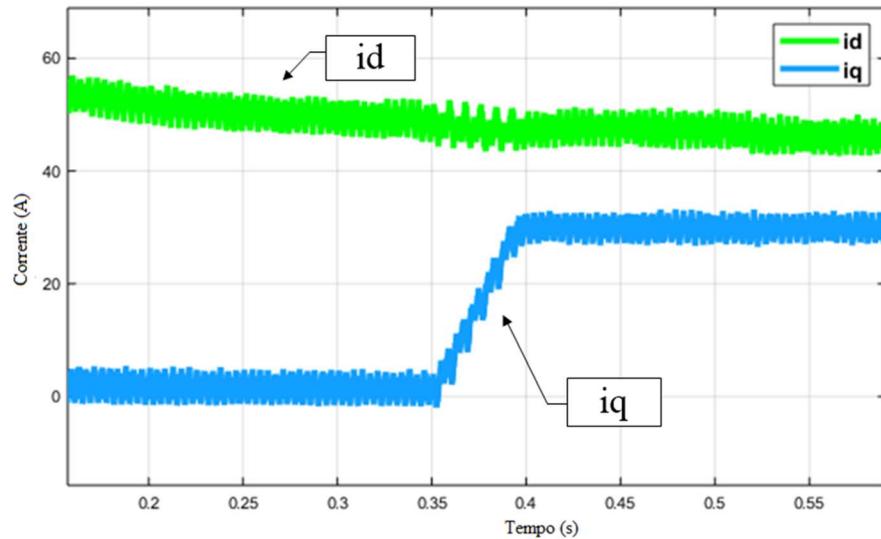
Figura 65 - Comportamento das correntes durante toda simulação com variação de carga e injeção de corrente indutiva



Fonte: Da autora.

Na Figura 66 é apresentada a corrente indutiva (30 A), injetada pelo inversor a partir do momento que o sistema percebe a sobretensão.

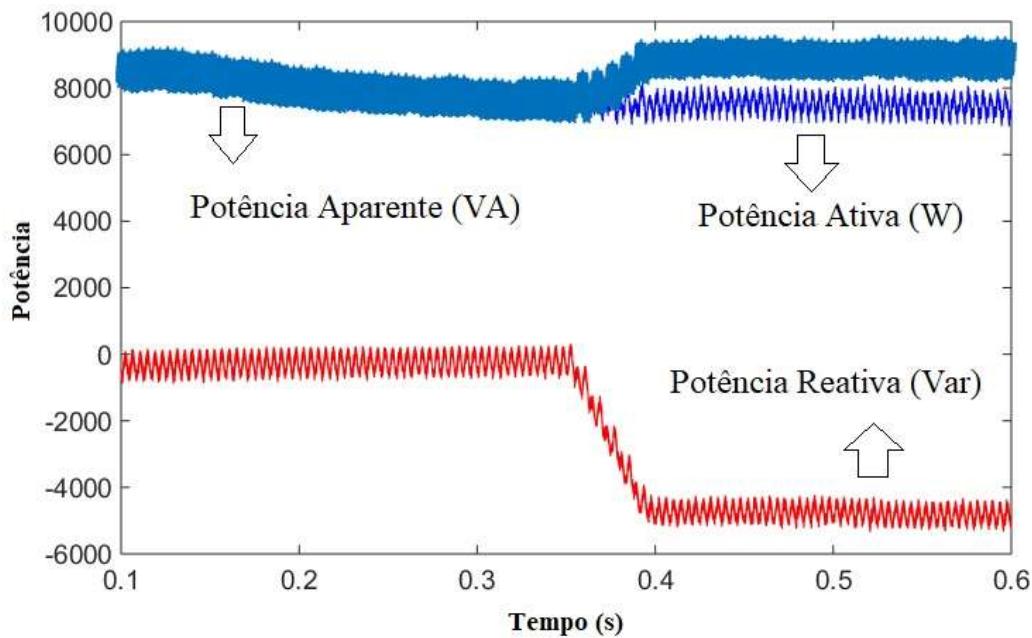
Figura 66- Correntes do inversor eixo dq



Fonte: Da autora.

Na Figura 67 é apresentada as potências do inversor.

Figura 67 – Potência Aparente, Ativa e Reativa

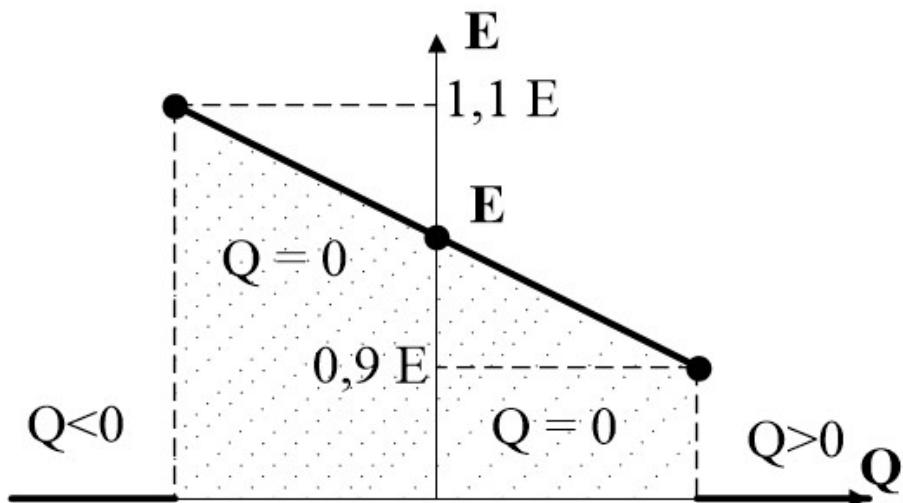


Fonte: Da autora.

Quando não existe sobretensão no sistema a potência reativa do inversor é nula e a potência aparente é igual a potência ativa. Quando ocorre sobretensão o inversor injeta potência reativa indutiva e a potência aparente aumenta, dentro da capacidade do inversor.

A Figura 67 comprova o correto funcionamento do controle proposto, visto que o inversor está injetando potência reativa indutiva para corrigir o problema da sobretensão. A fim de melhor explicar a simulação apresentada na Figura 67, têm-se a Figura 68, que apresenta o comportamento geral do controle vetorial proposto.

Figura 68 – Comportamento do Controle Vetorial em Relação a Injeção de Potência



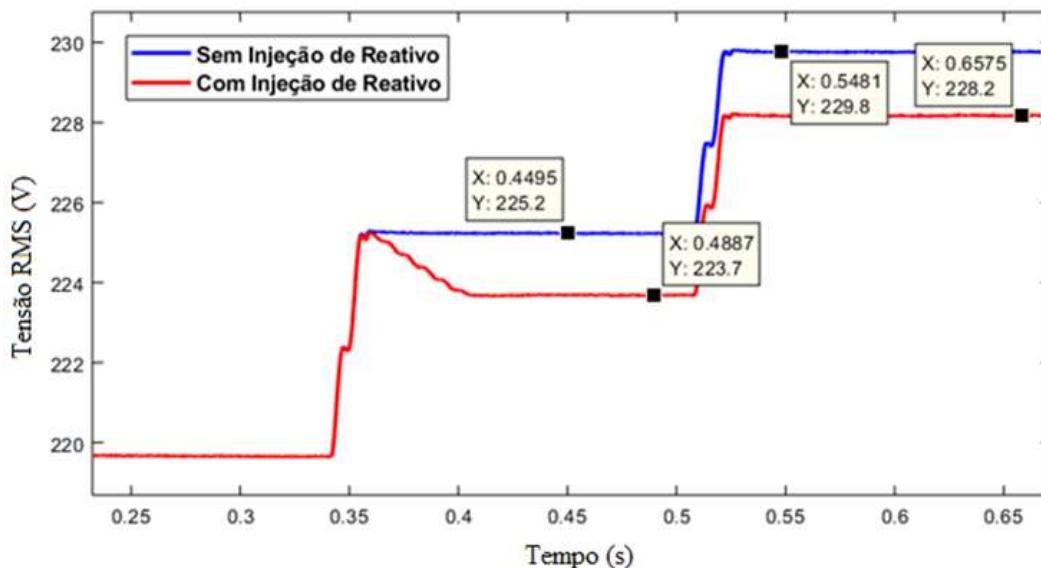
Fonte: Da autora.

Quando a tensão no PCC for 10% maior que a tensão nominal (sobretensão), o controle deve atuar para que inversor injete potência reativa indutiva, quando a tensão no PCC for 10% menor que tensão nominal (subtensão), o controle deve atuar para que o inversor injete potência reativa capacitativa.

Com base nos resultados obtidos pode-se fazer uma comparação do terceiro e quarto estudos de caso para análise do comportamento da tensão ao longo da rede de distribuição. Têm-se o caso em que se tem injeção de corrente indutiva através do sistema fotovoltaico localizado na barra 2 (caso 4), e o caso onde não há essa injeção de corrente indutiva (caso 3).

Na Figura 69 é apresentado a tensão RMS da barra 2, do estudo de caso 4 (Com injeção de reativo) e do estudo de caso 3 (sem injeção de reativo). Verifica-se, que a tensão na barra 2, na situação que ocorre injeção de reativos na barra 3, é menor do que a situação no qual não ocorre, logo, o controle de potência do sistema fotovoltaico ligado no barramento 3 auxilia na correção da sobretensão da rede elétrica.

Figura 69 – Fasor de Tensão (em RMS) da barra 2, com GD apenas na fase A, com e sem injeção de reativos.

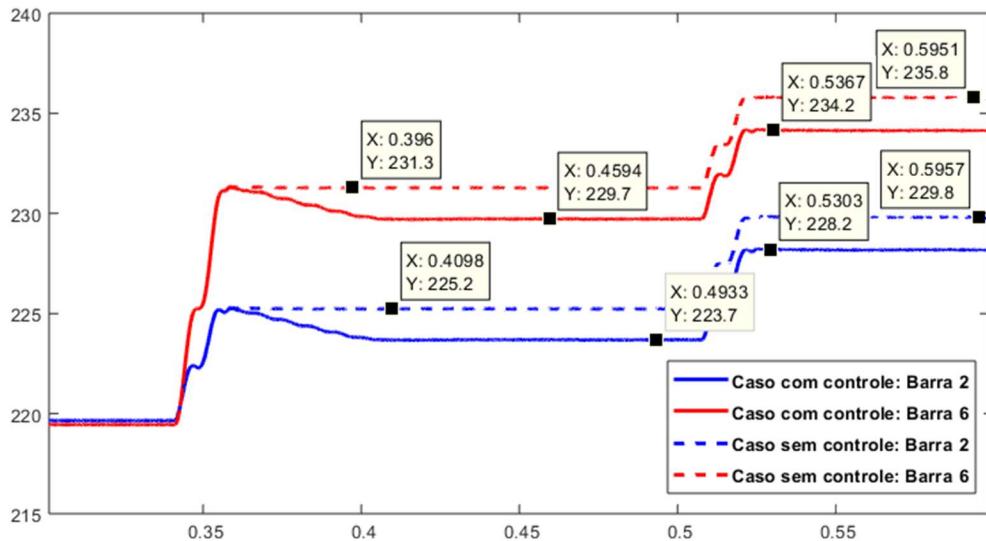


Fonte: Da autora.

Por outro lado, é interessante também analisar a tensão na barra 6, que é a barra mais afastada (barra crítica). Verifica-se que mesmo com injeção de corrente indutiva na barra 2, a tensão na barra 6, devido à presença de geração distribuída na fase A, ainda é mais elevada do que nas barras mais próximos do transformador de 150 kVA da rede de baixa tensão. Todavia, no caso em que não se tem injeção de corrente indutiva a partir do sistema fotovoltaico na barra 2, além da tensão naquela barra ser mais elevada, a tensão na barra 6 que já era elevada, se torna ainda maior.

Na Figura 70 é apresentada a comparação dos valores de tensão do terceiro e quarto estudos de caso, ou seja, sem controle e com controle respectivamente, da barra 2 e da barra 6.

Figura 70 – Comparação de níveis de tensão na barra 2 e na barra 6, com controle e sem controle.



Fonte: Da autora.

Note-se na Figura 70, que a curva com traço contínuo da barra 2 é apresentado o valor de tensão da fase A em RMS de 223,7 V, e na curva com traço contínuo da barra 6 é apresentado a tensão da fase A em RMS de 229,7 V. Neste caso, o inversor do sistema fotovoltaico conectado a barra 3 absorve reativo. Percebe-se que a tensão na barra 6 é mais elevada que a tensão na barra 2.

Por outro lado, na curva da barra 2 com traço tracejado é apresentado o valor de tensão da fase A em RMS de 225,2V, e na curva da barra 6 com traço tracejado é apresentado a tensão da fase A em RMS de 231,3V. Nesta situação não se tem o controle de reativo, ou seja, o inversor do sistema fotovoltaico conectado a barra 2 não está absorvendo reativo. Percebe-se que a tensão na barra 6 é mais elevada que a tensão na barra 2, e ainda mais elevada que no caso em que se tinha injeção de corrente indutiva pelo inversor conectado a barra 2.

Na Tabela 8 é apresentada uma comparação simplificada dos valores de tensão dos estudos de caso 3 e 4, sem controle e com controle de potência, respectivamente.

Tabela 8 – Comparação dos valores dos fasores de tensão sem e com controle de potência.

Barramento	Carga	Cenário 3: Fasor de Tensão RMS	Cenário 4: Fasor de Tensão RMS
Barramento 2	34 kVA	219,7 V RMS	219,7 V RMS
	15 kVA	225,2 V RMS	223,7 V RMS
	0 kVA	229,8 V RMS	228,2 V RMS
Barramento 6	34 kVA	219,5 V RMS	219,5 V RMS
	15 kVA	231,3 V RMS	229,7 V RMS
	0 kVA	235,8 V RMS	234,2 V RMS

Fonte: Da autora.

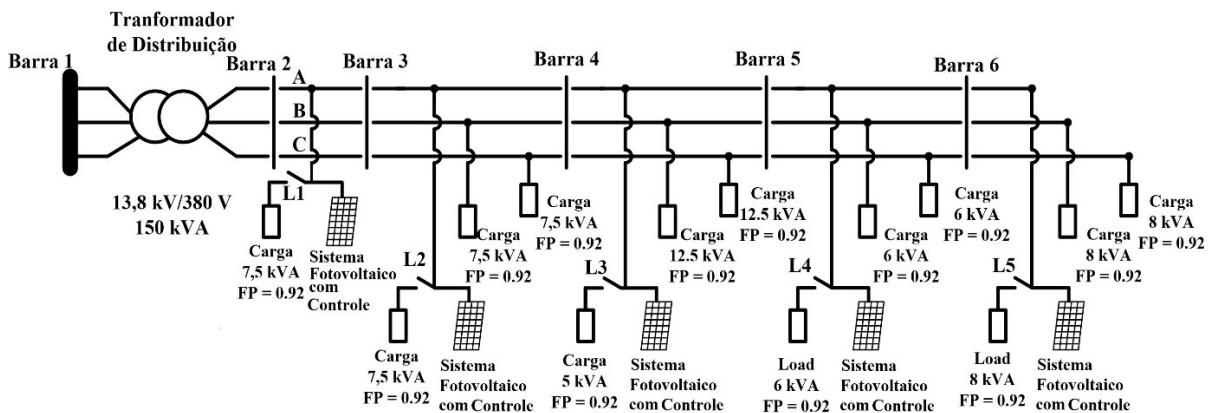
Comparando os dois cenários apresentados, através da Figura 70 ou da Tabela 8, tem-se uma pequena redução nos níveis de tensão da rede, que embora pouca, quando os sistemas fotovoltaicos apresentam a estratégia de controle proposta neste trabalho, é possível contribuir para a melhoria do nível de tensão da rede de modo a atender o máximo de tensão permitida pela concessionária. Nota-se também que no cenário 3 a tensão em todos os barramentos se torna mais elevada pela falta do controle, entretanto, o último barramento apresenta uma tensão mais elevada ou crítica em todos os cenários. Logo, o ideal seria que todos os sistemas fotovoltaicos tivessem o controle de potência na geração fotovoltaica, como será abordado no próximo cenário

4.1.5. Estudo de Caso 5: Rede de Distribuição com Diminuição de Carga e MGDF com controle de Potência em todos os Barramentos

O quinto cenário é semelhante ao quarto estudo de caso, entretanto os sistemas fotovoltaicos de todos os barramentos apresentam controle de potência para correção da sobretensão. Neste estudo de caso, a microgeração fotovoltaica ocorre apenas na fase A, com cargas conectadas nas fases A, B e C, totalizando 34kVA em cada fase. Todos os inversores dos sistemas fotovoltaicos conectados aos barramentos apresentam controle dq , e desse modo, todos os inversores podem injetar ou absorver reativos conforme apresentada na Figura 71. Para propósitos de comparação, considera-se também a variação de carga em que, inicialmente,

todas as chaves da Figura 71 encontram-se fechadas (S_1, S_2, \dots, S_5) e a partir dos 0,33 segundos de simulação, as chaves S_3, S_4 e S_5 são abertas e três cargas, totalizando 19kVA, são retiradas da fase A. Como nos casos anteriores, a partir de 0,5 segundos as chaves S_1 e S_2 são abertas e as duas cargas restantes, totalizando 15kVA, são retiradas da mesma fase.

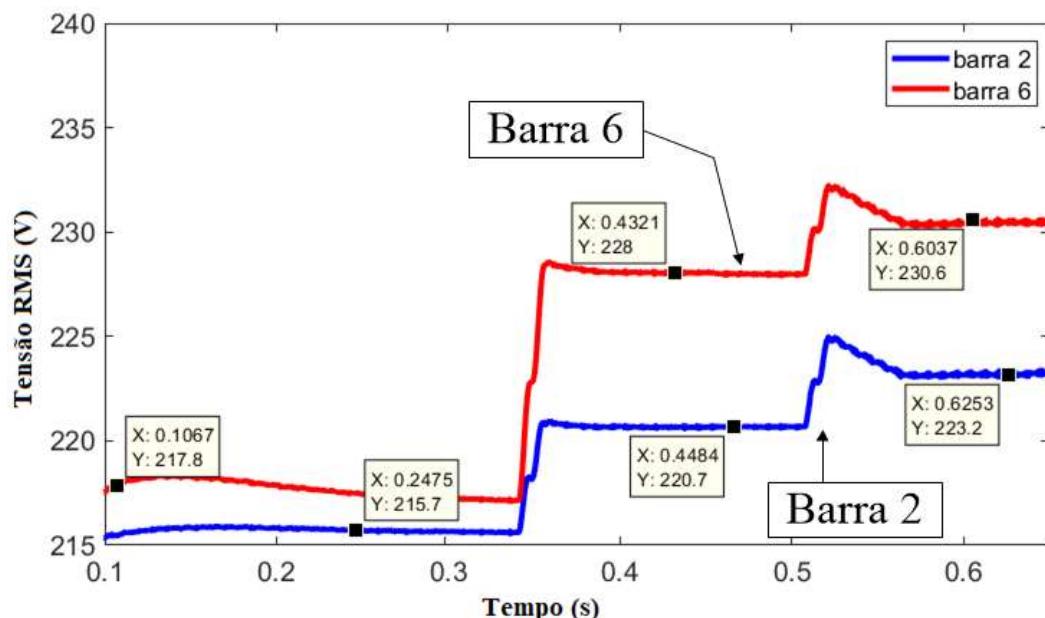
Figura 71 – Cenário de Simulação com MGDF, Controle de potência (em todos os painéis) e Variação de Carga



Fonte: Da autora.

Na Figura 72 é apresentado o fasor da tensão em RMS da barra 2 e da barra 6, do caso em que todos os painéis fotovoltaicos apresentam o controle de potência.

Figura 72 – Fasor da tensão em RMS da barra 2 e da barra 6, com variação de carga e controle de potência em todos os sistemas fotovoltaicos.



Fonte: Da autora.

A partir dos resultados obtidos pode-se fazer uma comparação do quarto e quinto estudos de caso para análise do comportamento da tensão ao longo da rede de distribuição. Têm-se o caso em que se tem injeção de corrente indutiva através do sistema fotovoltaico localizado na barra 2 (caso 4), e o caso onde se tem injeção de corrente indutiva através de todos os sistemas fotovoltaicos, ou seja, de todas as barras (caso 5).

Na Figura 72, têm-se os valores da tensão da fase A na barra 2 e na barra 6. Na situação final do cenário atual em que a carga foi reduzida o máximo, têm-se que a tensão da fase A na barra 2 é de 223,2 V RMS e na barra 6 é de 230,6 V RMS, enquanto que no quarto cenário, a tensão da fase A na barra 2 era de 228,2 V e na barra 6 de 234,2 V. Na Tabela 9 é apresentado uma comparação simplificada dos valores de tensão do quarto e quinto estudos de caso.

Tabela 9 - Comparação dos valores dos fasores de tensão sem e com controle de potência

Barra	Carga	Cenário 4: Tensão RMS	Cenário 5: Tensão RMS
Barra 2	34 kVA	219,7 V	215,7 V
	15 kVA	223,7 V	220,7 V
	0 kVA	228,2 V	223,2 V
Barra 6	34 kVA	219,5 V	217,8 V
	15 kVA	229,7 V	228,0 V
	0 kVA	234,2 V	230,6 V

Fonte: Da autora.

A partir dos estudos de casos apresentados neste capítulo, pôde-se verificar que o uso do controle de potência para reduzir sobretensões no sistema elétrico é válido, e de acordo com os cenários apresentados, para uma melhor regulação de tensão, todos os painéis devem fazer uso do controle, afim de que todas as barras se mantenham dentro da faixa de tensão permitida pela legislação vigente da concessionária de energia elétrica.

Foram realizadas atividades práticas que envolveu basicamente a implementação das malhas de controle de corrente em coordenadas d-q do inversor monofásico PWM, conforme foram descritas no capítulo 3. Os experimentos práticos contribuíram significativamente para um melhor entendimento acerca dos procedimentos que são necessários para uma adequada implementação física de equipamentos. As etapas laboratoriais constam descritas no Apêndice deste trabalho.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou o estudo do controle de tensão para microgeração distribuída fotovoltaica. O controle proposto, visa solucionar o problema de regulação de tensão através de um controle de potência baseado nas componentes dq , evitando assim que os inversores sejam desligados em situações de sobretensão ou subtensão, como atualmente exigem a norma NDU-013 da Energisa. O controle baseado nas componentes dq , consiste no controle independente da potência ativa e reativa produzidas pelo painel fotovoltaico.

Através de simulação computacional verificou-se que a fase na qual o painel fotovoltaico está conectado apresenta uma melhor regulação de tensão. Entretanto, foram realizados estudos de casos, os quais comprovaram que a alta penetração de potência ativa nos sistemas de distribuição quando existe baixa demanda de cargas, pode afetar a regulação de tensão, e ocasionar sobretensão, podendo causar operação instável da rede.

A fim de solucionar o problema da sobretensão, foram realizados estudos de caso, em que pôde-se verificar que a barra mais distante do transformador ou barra crítica, é a que apresenta tensão mais elevada, devido as características resistivas da rede. Também se constatou que o uso do controle proposto para reduzir sobretensões no sistema elétrico foi eficaz, e de acordo com os cenários apresentados, para uma melhor regulação de tensão, todos os painéis devem fazer uso do controle de potência, a fim de que todos as barras se mantenham dentro da faixa de tensão permitida pela legislação vigente da concessionária de energia elétrica.

Através de experimento em laboratório, verificou-se que o controle de potência apresentado é possível de ser implementado.

Esta dissertação apresenta várias perspectivas de trabalhos futuros, como proposta, pode-se realizar um estudo que vise a determinação do valor de potência reativa necessária para que o painel injete na rede elétrica, de modo a ajudar na correção dos níveis de tensão. Podem ser desenvolvidos algoritmos de otimização em que seriam definidos os setpoints dos controladores PI, com base no conhecimento da configuração da rede onde encontram-se ligados os painéis. Outra proposta, seria a realização de estudos para aplicação de técnicas de inteligência artificial, como redes neurais com aprendizagem profunda (deep learning) e técnica de aprendizagem de máquina (Machine Learning).

REFERÊNCIAS

ABBAS, SYED. SIMULATION, IMPLEMENTATION AND TESTING OF THREE-PHASE CONTROLLED POWER INVERTER BEHAVIOR. UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA. FEVEREIRO, 2016.

ALI SAFAYET ET AL. REACTIVE POWER MANAGEMENT FOR OVERVOLTAGE PREVENTION AT HIGH PV PENETRATION IN A LOW-VOLTAGE DISTRIBUTION SYSTEM. IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 53, NO. 6, NOVEMBRO, 2017.

BANCO DE INFORMAÇÕES DA ANEEL. ACESSO EM: 16.JAN.2019. DISPONÍVEL EM: <HTTP://WWW2.ANEEL.GOV.BR/APLICACOES/CAPACIDADEBRASIL/OPERACAO/CAPACIDADEBRASIL.CFM>

BRAGA, RENATA. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: FUNDAMENTOS E APLICAÇÕES. TCC. RIO DE JANEIRO: UFRJ. NOVEMBRO DE 2008.

BUSA ET AL. SIMULATION ANALYSIS OF MAXIMUM POWER CONTROL OF PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEM. INTERNATIONAL JOURNAL ON ADVANCED ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERING, VOL.1, PP. 9-14. 2012.

CAAMAÑO MARTIN ET AL. INTERACTION BETWENN PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION AND ELETRICITY NETWORKS. PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS, VOL. 16, PP. 629-643. 2008.

C. CHOMPOO-INWAI ET AL. REACTIVE COMPENSATION TECHNIQUES TO IMPROVE THE RIDE-THROUGH CAPABILITY OF WIND TURBINE DURING DISTURBANCE. IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 41, NO. 3, MAY/JUNE, 2005.

CHAUDHARY ET AL. VOLTAGE REGULATION MITIGATION TECHNIQUES IN DISTRIBUTION SYSTEM WITH HIGH PV PENETRATION: A REVIEW. SETEMBRO, 2017.

C. SOURKOUNIS ET AL. **GRID CODE REQUIREMENTS FOR WIND POWER INTEGRATION IN EUROPE.** CONFERENCE PAPERS IN ENERGY, ARTICLE ID 437674, VOL. 2013.

CARNEIRO, JOAQUIM. **MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CARACTERÍSTICAS E ASSOCIAÇÕES.** DISSERTAÇÃO. UNIVERSIDADE DO MINHO. 2010.

CADERNOS TEMÁTICOS ANEEL. **MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - 2^a EDIÇÃO.** BRASÍLIA - DF. MAIO DE 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **DEMANDA DE ENERGIA 2050.** RIO DE JANEIRO, JANEIRO DE 2016.

ENERGISA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA. **NDU-013 - CRITÉRIOS PARA A CONEXÃO DE ACESSANTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA ENERGISA – CONEXÃO EM BAIXA TENSÃO.** 2012.

GEORGILAKIS ET AL. **OPTIMAL DISTRIBUTED GENERATION PLACEMENT IN POWER DISTRIBUTION NETWORKS: MODELS, METHODS, AND FUTURE RESEARCH.** IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 2012.

IVO BARBI ET AL. **CONVERSORES CC-CC BÁSICOS NÃO ISOLADOS.** 4^a EDIÇÃO, FLORIANÓPOLIS, EDIÇÃO DOS AUTORES, 2011.

ISABELLE C. ET AL. **ENERGIA SOLAR – ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE BRASIL E ALEMANHA.** IV CONGRESSO BRASILEIRO DE GESTÃO AMBIENTAL, 2013.

KAURA ET AL. **OPERATION OF A PHASE LOCKED LOOP SYSTEM UNDER DISTORTED UTILITY CONDITIONS.** IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, 1997, VOL. 33, NO 1, PP 58-63.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS. **BOLETIM MENSAL DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA.** DEZEMBRO, 2018.

PAIVA ET AL. TRANSIENT STABILITY STUDY OF THE PORTUGUESE TRANSMISSION NETWORK WITH A HIGH SHARE OF WIND POWER. XI ERIAC CIGRÉ – UNDÉCIMO ENCUENTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ, PARAGUAY, MAY 2.005.

PALUDO, JULIANA. AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DE ELEVADOS NÍVEIS DE PENETRAÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO DESEMPENHO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM REGIME PERMANENTE. SÃO CARLOS, 2014.

PEDRO MARQUES ET AL. AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DINÂMICO DA REDE ELÉCTRICA PORTUGUESA NUM CENÁRIO DE GRANDE INTEGRAÇÃO DE PRODUÇÃO EÓLICA. ENER'05, CONFERÊNCIA SOBRE ENERGIAS RENOVÁVEIS E AMBIENTAIS EM PORTUGAL, 5-7 DE MAIO 2005, FIGUEIRA DA FOZ, PORTUGAL.

PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST. MÓDULO 1. RESOLUÇÃO NORMATIVA nº 517/2012. 14/12/2012A.

PEDRO MARQUES ET AL. “PROCEDIMENTOS DE REDE PARA ACEITAÇÃO DE PRODUÇÃO EÓLICA E ESPECIFICAÇÃO DE RIDE THROUGH DEFAULT,” TRABALHO DE CONSULTORIA PARA O OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉCTRICO BRASILEIRO – ONS, JULHO, 2004.

PEREIRA ET AL. ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR. SÃO JOSÉ DOS CAMPOS: INPE, 2006.

P. RODRIGUEZ, ET AL. NEW POSITIVE-SEQUENCE VOLTAGE DETECTOR FOR GRID SYNCHRONIZATION OF POWER CONVERTERS UNDER FAULTY GRID CONDITIONS. PROC. IEEE PESC, PP. 1-7, 2006-JUN.

RENEWABLES 2019. GLOBAL STATUS REPORT. REN 21 – RENEWABLES NOW.
ACESSO EM: 28.JUN.2019. DISPONÍVEL EM: [HTTPS://WWW.REN21.NET/WP-CONTENT/UPLOADS/2019/05/GSR_2019_FULL_REPORT_EN.PDF](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR_2019_FULL_REPORT_EN.PDF)

RESOLUÇÃO NORMATIVA DA ANEEL Nº 482/2012 REVISADA PELA RESOLUÇÃO NORMATIVA DA ANEEL Nº 687/2015. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012.

SAMERCHUR ET AL. **POWER CONTROL OF SINGLE-PHASE VOLTAGE SOURCE INVERTER FOR GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS.** 2011.

SAUAIA, RODRIGO. **GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA: BENEFÍCIOS LÍQUIDOS AO BRASIL.** ABSOLAR - SEMINÁRIO INTERNACIONAL DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA – ANEEL. BRASÍLIA, 2018.

SÉRIE ESTUDOS DE DEMANDA - NOTA TÉCNICA. **AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA OS PRÓXIMOS 10 ANOS (2014-2023).** EPE. RIO DE JANEIRO, 2014.

SMITH ET AL. **INTRODUCTION TO SEMICONDUCTOR PROCESSING: FABRICATION AND CHARACTERIZATION OF P-N JUNCTION SILICON SOLAR CELLS.** AMERICAN JOURNAL OF PHYSICS 86, 740 (2018)

SMITH ET AL. **DISTRIBUTION MODELING AND ANALYSIS OF HIGH PENETRATION PV.** IN POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, IEEE PES, 2011.

APÊNDICE

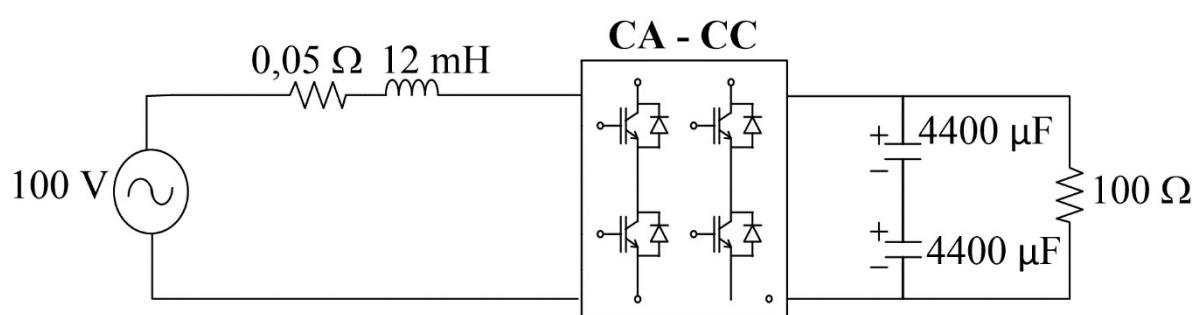
O apêndice apresenta sucintamente os resultados extraídos de uma bancada experimental pertencente ao Laboratório de Otimização de Sistemas Elétricos - LOSE da UFPB, onde parte dos estudos teóricos descrito nos capítulos anteriores foram validados experimentalmente.

A Bancada Experimental

A bancada utilizada para validar o controle baseado em componentes dq é composta por dois barramentos CC e dois conjuntos de potência em que cada conjunto é composto por três braços, totalizando um total de seis braços de potência. Entretanto foram utilizados apenas dois braços de um conjunto de potência, uma vez que o inversor utilizado neste trabalho é monofásico. As chaves são do fabricante Semikron modelo SKM50GB123D. Cada módulo conta com capacitores de barramento com capacidade de $4400 \mu\text{F}$ que associados suportam no máximo 900V. A tensão de barramento CC utilizada foi de 200V. Os resultados foram obtidos pelo osciloscópio Agilent DSO-X 3014A 100MHZ.

O retificador monofásico apresentado na Figura 73 foi implementado em laboratório afim de controlar a tensão no barramento CC em 200 V.

Figura 73 – Esquema do Retificador Monofásico implementado



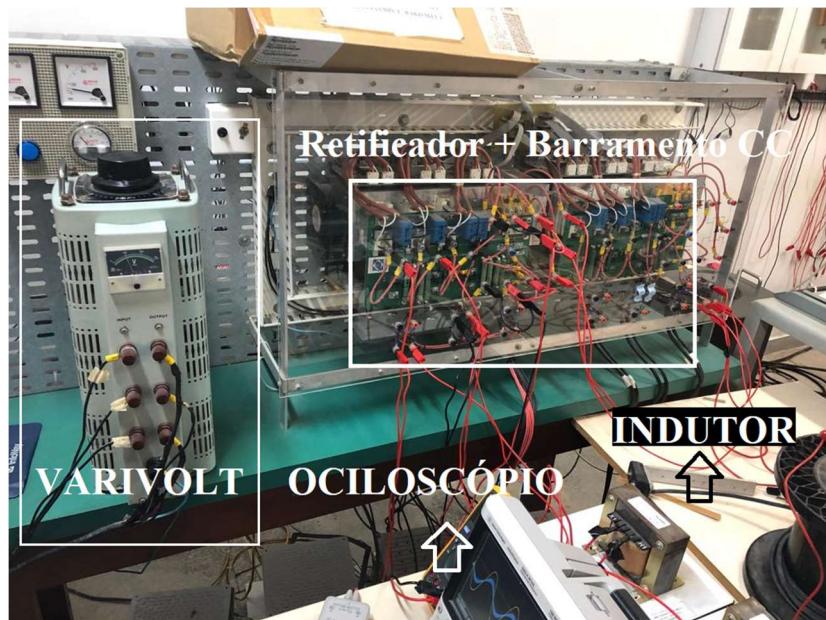
Fonte: Da autora.

Para implementar o retificador PWM monofásico na bancada experimental foi utilizado um varivolt com tensão de 100V de pico, um indutor de 12mH, dois braços do

conjunto de potência da bancada apresentada, o barramento com dois capacitores de $440\mu F$ e uma carga no valor de 100Ω .

Na Figura 74 é apresentado a montagem do retificador na bancada.

Figura 74 - Bancada Experimental - Retificador



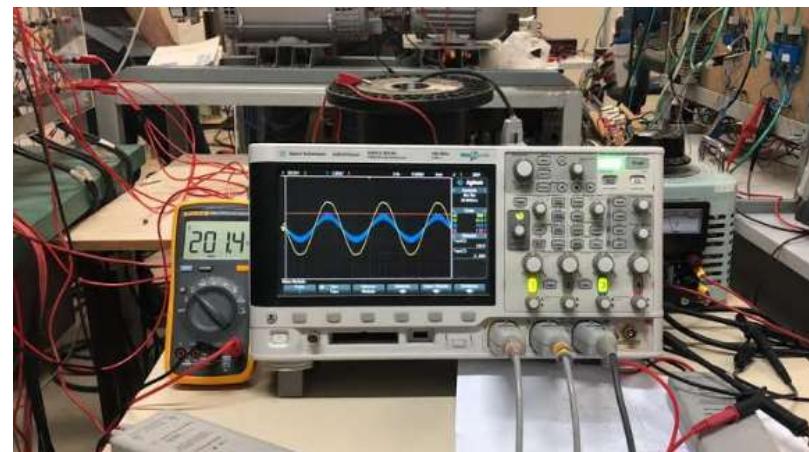
Fonte: Da autora

Para acionamento das chaves do inversor foi utilizado um controlador digital de sinais, que se comunica com o computador por meio da interface USB e a programação do controlador é realizada por meio do software Code Composer Studio (CCS).

Para implementar o controle de potência na bancada experimental, foi necessário discretizar o esquema SOGI, o PLL e os controladores PI apresentados no Capítulo 3.

Para validar a PLL e obter o ângulo necessário para o controle, foi utilizada a rede elétrica com 100V de pico para que o controle mantivesse 200 V no barramento CC. Na Figura 75 é apresentado o experimento. O barramento foi controlado para 200 V e a corrente de entrada do retificador está em fase com a tensão da rede elétrica

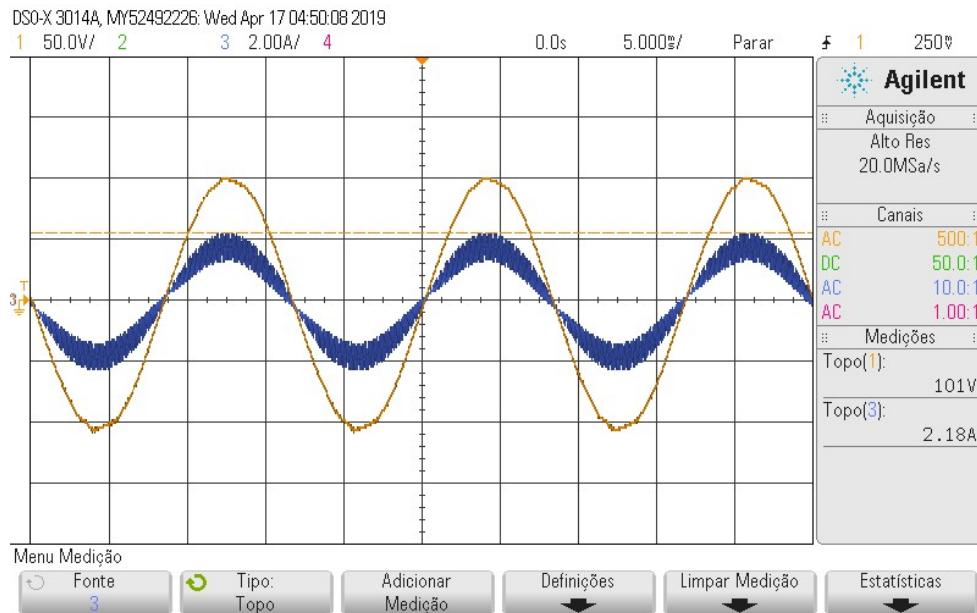
Figura 75 – Experimento para validar a PLL monofásica



Fonte: Da autora.

Na Figura 76 é apresentado a forma de onda da corrente de entrada do retificador e da tensão da rede elétrica, as formas de onda estão em fase, indicando o correto funcionamento da PLL.

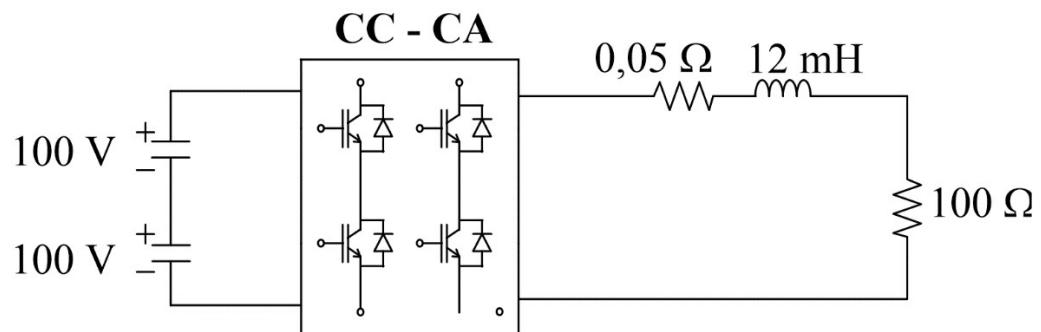
Figura 76 – Corrente de entrada do retificador (Azul) e Tensão da Rede Elétrica (Laranja)



Fonte: Da autora.

O inversor monofásico apresentado na Figura 77 também foi implementado na bancada experimental, para sua montagem é necessário apenas inverter o fluxo de potência referente ao retificador monofásico. Nesse caso foi utilizado 200 V no barramento CC, e as demais especificações permanecem as mesmas.

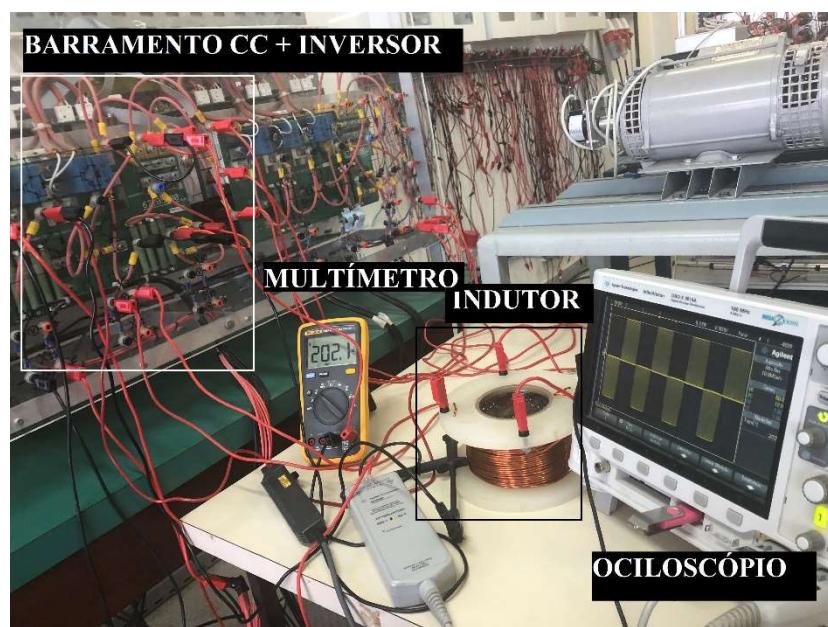
Figura 77 – Esquema do Inversor Monofásico implementado.



Fonte: Da autora.

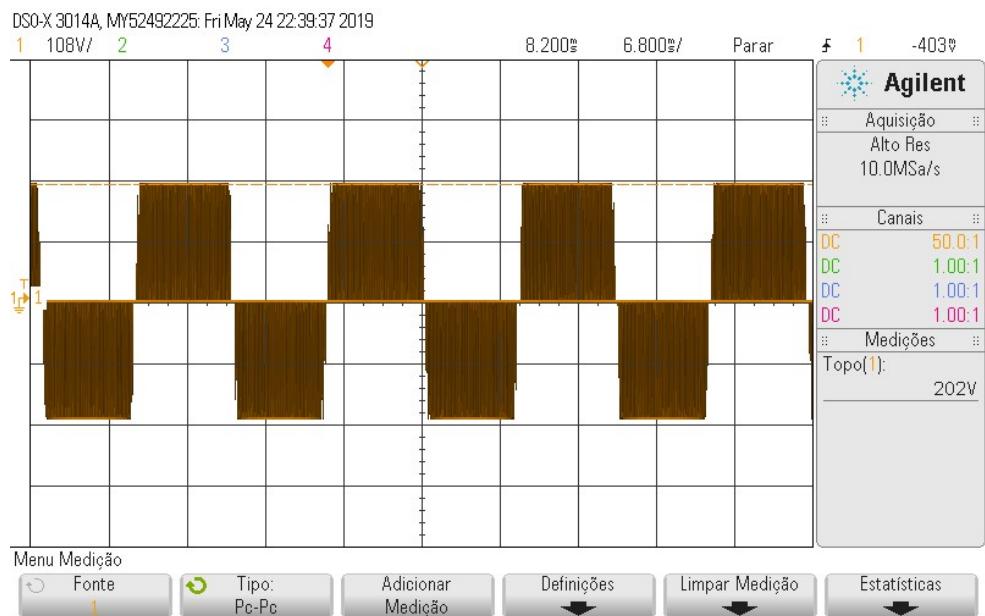
Na Figura 78, através do multímetro, pode ser observada a tensão do barramento CC imposta em 200 V e no osciloscópio, a tensão de saída do inversor monofásico, três níveis, funcionando corretamente, também apresentada na Figura 79. Foram utilizados dois sensores, um sensor de corrente e um sensor de tensão.

Figura 78 – Bancada, Osciloscópio e Tensão de saída do inversor monofásico.



Fonte: Da autora.

Figura 79 – Tensão de saída do inversor monofásico.

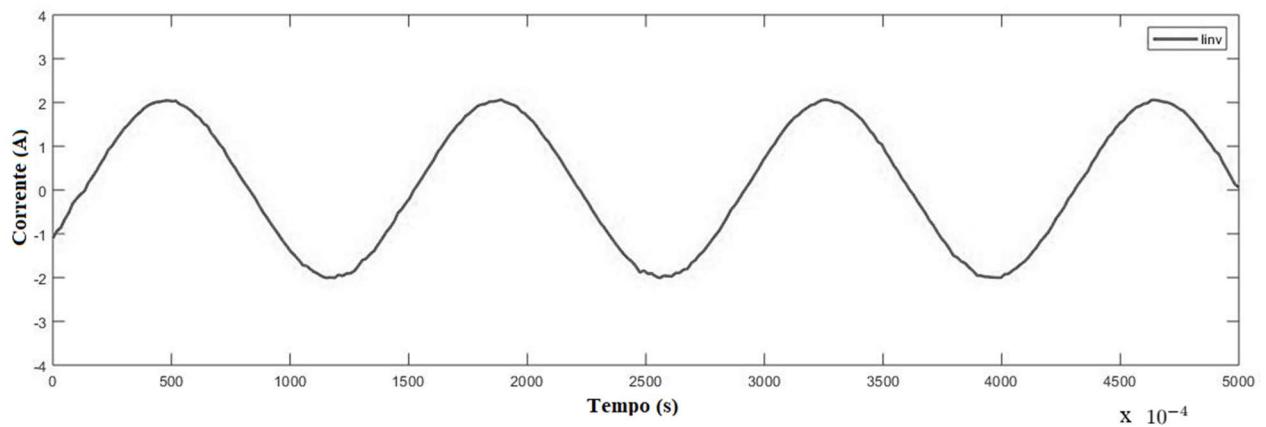


Fonte: Da autora.

Os dados do experimento foram salvos no Code Composer Studio em arquivo .dat e plotados no Matlab. As correntes de referência definidas foram: $idref = 2A$, e $iqref = 0A$.

Na Figura 80 é apresentada o resultado experimental da forma de onda da corrente de saída do inversor.

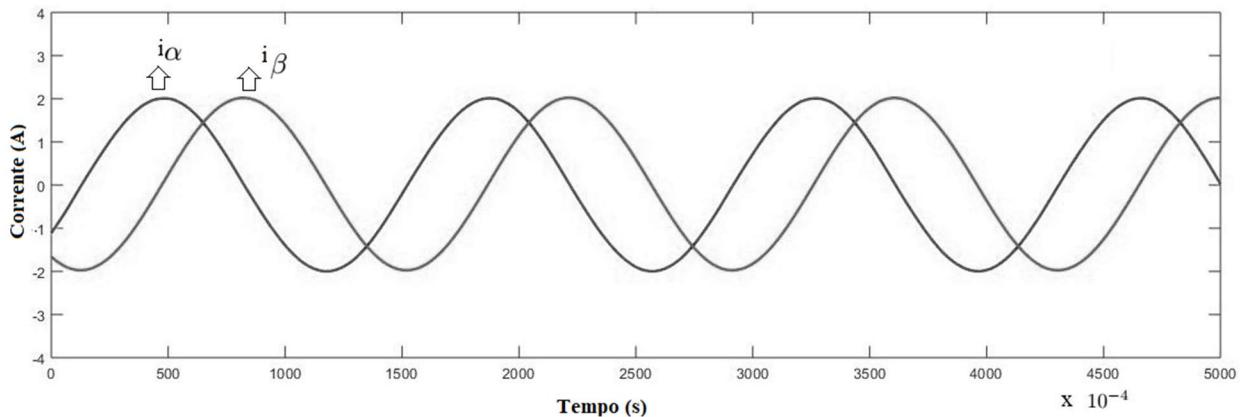
Figura 80 – Corrente de saída do inversor monofásico.



Fonte: Da autora.

Na Figura 81 é apresentada o resultado experimental da forma de onda da corrente de saída do inversor nas componentes alfa e beta, validando o esquema SOGI.

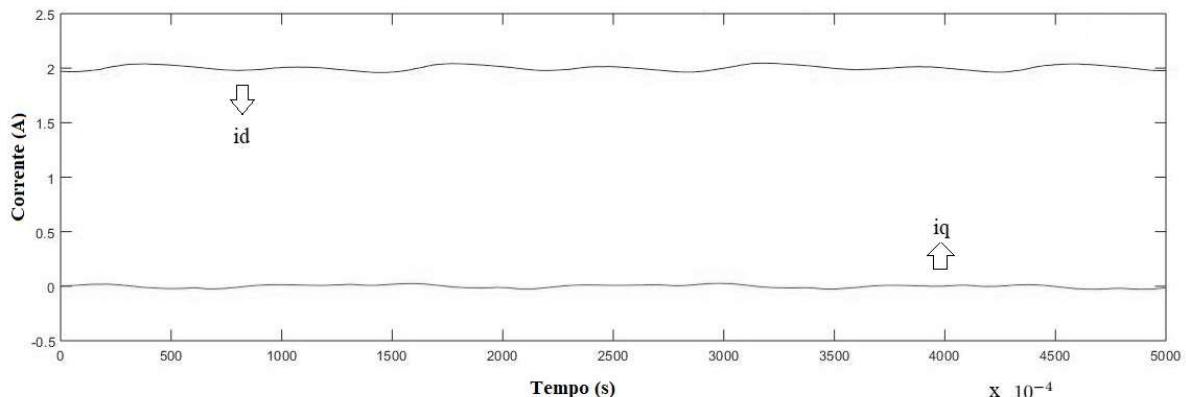
Figura 81 – Corrente de saída do inversor monofásico nas componentes alfa e beta.



Fonte: Da autora.

Na Figura 82 é apresentada o resultado experimental da forma de onda da corrente de saída do inversor nas componentes dq.

Figura 82 – Corrente de saída do inversor monofásico nas componentes dq.



Fonte: Da autora.

Através dos resultados obtidos em laboratório, verifica-se que a técnica de SOGI aplicada neste trabalho é eficaz e possível de ser implementada na prática, para transformação da corrente do inversor em suas componentes alfa e beta, assim como a transformada de Park, para transformação das componentes alfa e beta em componentes dq . Também se constatou que o PLL é eficiente, e funcionou corretamente, quando implementado. Os resultados simulados foram compatíveis com o experimento prático, desse modo, conclui-se que foi possível implementar o controle de potência experimentalmente.