

# **Análise do Controle *Droop* em uma Microrrede Monofásica Isolada com Geração Fotovoltaica**

**Allana de Moura Netto**

*Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão para  
obtenção do Grau de Mestre em Energias Renováveis e Eficiência  
Energética*

Trabalho realizado sob a orientação de:

Professor Américo Vicente Teixeira Leite

Professora Ângela Paula Barbosa da Silva Ferreira

Professor Jair Urbanetz Junior

**Bragança**

Outubro 2019

# **Análise do Controle *Droop* em uma Microrrede Monofásica Isolada com Geração Fotovoltaica**

**Allana de Moura Netto**

*Dissertação apresentada à Escola Superior de Tecnologia e Gestão para  
obtenção do Grau de Mestre em Energias Renováveis e Eficiência  
Energética, no âmbito da dupla diplomação com a Universidade  
Tecnológica Federal do Paraná*

Trabalho realizado sob a orientação de:

Professor Américo Vicente Teixeira Leite

Professora Ângela Paula Barbosa da Silva Ferreira

Professor Jair Urbanetz Junior

**Bragança**  
Outubro 2019

## DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais  
Lélia Cleide de Moura Netto (*in memoriam*)  
e Eden Januario Netto e ao meu irmão  
Victor Henrique de Moura Netto.

## **AGRADECIMENTOS**

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer a Deus, pela oportunidade concedida de realizar um mestrado fora do meu país de origem, uma experiência que me enriqueceu pessoal e profissionalmente.

Gostaria também de agradecer aos meus orientadores do IPB Vicente Leite e Ângela Ferreira pelas revisões de documentos, críticas, discussões e sugestões, que contribuíram diretamente para os resultados alcançados e ao professor Jair Urbanetz por aceitar ser o meu orientador da UTFPR no Brasil.

Agradeço aos professores da UTFPR Raphael Benedito (campus Curitiba), Leonardo Sampaio (campus Cornélio Procopio) e Edson Andreoli (campus Medianeira) pelos ensinamentos partilhados, pela atenção e disponibilidade.

Ao mestrando em Sistemas de Energia Erico Gurski da UTFPR Campus Curitiba, pelos conhecimentos partilhados, pela prestatividade e disposição.

Agradeço em especial ao meu pai e professor Eden Januario Netto, pelo apoio incondicional, amizade e orientação. Ao meu irmão Victor Henrique de Moura Netto, que sempre me deu suporte e incentivo para terminar este trabalho.

Agradeço aos meus amigos e colegas de laboratório Matheus Montanini, Leonardo Candido, Isabela Urbanetz, Gabriela Ribeiro, Luis Guilherme, João Teodoro, Isabella Scotta, Alberto Scortegagna, Bruna Freitas e Wellington Maidana por toda ajuda prestada e pelos bons momentos compartilhados ao longo desse ano.

Aos meus amigos que foram a minha família ao longo desse ano, Gabriel Alves, Isabelle Corrêa, Luiz Miguel Vilche, Arthur Casarini, Jean Hilário, Kenji Matoba, Juliana Hermsdorf, Pedro Chebenski, Gabriela Mascarenhas, Ricardo Williams, Allan Sousa, Carolina Miller e Leonardo Macêdo.

## RESUMO

A estratégia de controle por decaimento, também denominada de controle *droop*, é uma das mais estudadas quando o assunto é Microrredes (MRs). Esta técnica possui algumas vantagens, destacando-se o efetivo compartilhamento de potência e a ausência de *links* de comunicação entre os inversores. Desse modo, reduz-se a complexidade, melhora-se a flexibilidade e a redundância do sistema, além de facilitar a expansão da capacidade da MR devido à característica *plug-and-play*.

O objetivo geral deste trabalho consiste em analisar o controle *droop* em uma MR isolada, em Corrente Alternada (CA) monofásica, com geração solar fotovoltaica, na ferramenta computacional *Simulink* do software *MATLAB*®. A MR modelada neste estudo integra três inversores monofásicos em paralelo, os quais trabalham em conjunto compartilhando as cargas da MR. Dois desses inversores possuem baterias como fontes de energia, nos quais é aplicado o controle *droop*. Por sua vez, o terceiro possui como fonte de energia uma fileira de módulos fotovoltaicos, com a função de injetar potência na MR. Nesse sentido, o terceiro inversor não participa da estratégia de controle *droop*, apenas mantém a sua topologia de controle usual.

A MR modelada e simulada no *MATLAB*® corresponde a um sistema monofásico com tensão eficaz 230 V e frequência 50 Hz. As baterias utilizadas são de 400 V e a fileira é composta de 5 módulos fotovoltaicos de 220 Wp cada. O controle *droop* é projetado para que a frequência angular na MR varie no máximo 2% do valor nominal e a magnitude de tensão varie no máximo 5% do valor nominal.

Com objetivo de validar o controle proposto, a MR foi simulada considerando diferentes configurações de carga e produção. Foram testadas cargas resistivas, capacitivas e indutivas, além da variação da produção dos módulos fotovoltaicos, com a alteração da irradiância e temperatura. Também foi possível analisar a injeção de potência reativa pelo inversor fotovoltaico.

O controle *droop* desenvolvido mostrou-se eficaz para os cenários simulados, mantendo os níveis de frequência angular e magnitude de tensão na MR próximos aos desejados. Ocorreu um compartilhamento eficiente de potência ativa e reativa pelos inversores, independentemente da condição de carga e produção.

Palavras Chave: Controle *Droop*, Controle Primário, Microrrede, Geração Fotovoltaica

## ABSTRACT

The strategy of *droop* control is one of the most studied when the subject is microgrids. This technique has some advantages, notably the effective power sharing and the absence of communication links between the inverters. This reduces complexity, improves system flexibility and redundancy, and facilitates expansion of microgrid capacity due to the plug-and-play feature.

The general objective of this work is to analyze the droop control in an isolated microgrid, in single phase AC, with photovoltaic solar generation, in the *Simulink* computational tool of the *MATLAB*® software. The microgrid modeled in this study consists of three single-phase parallel inverters, which work together sharing the microgrid loads. Two inverters have batteries as power sources, to which droop control is applied. In turn, the third inverter has as its power source a row of photovoltaic modules, with the function of injecting power into the microgrid. In this sense, the third inverter does not participate in the droop control strategy, only maintains its usual control topology.

The *MATLAB*® modeled and simulated microgrid corresponds to a system with effective voltage 230 V and frequency 50 Hz. The batteries used are 400 V and the row consists of 5 photovoltaic modules of 220 Wp each. The droop control is designed so that the angular frequency in the microgrid varies a maximum of 2% of the nominal value and the voltage magnitude varies a maximum of 5% of the nominal value.

In order to validate the proposed control, the microgrid was simulated considering different load and production configurations. Resistive, capacitive and inductive loads were tested, as well as the photovoltaic modules production variation, with the irradiance and temperature changes. It was also possible to analyze the reactive power injection by the photovoltaic inverter.

The developed droop control was effective for the simulated scenarios, keeping the angular frequency levels and voltage magnitude in the microgrid close to the desired ones. An efficient sharing of active and reactive power occurred by the inverters, regardless of the load and production condition.

Key Words: Droop Control, Primary Control, Microgrid, Photovoltaic Generation

## ÍNDICE GERAL

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	1
1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS.....	1
1.2. CONTEXTUALIZAÇÃO.....	4
1.3. OBJETIVOS.....	5
1.3.1. Objetivo Geral.....	5
1.3.2. Objetivos Específicos.....	5
1.4. JUSTIFICATIVA.....	5
1.5. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	6
1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO.....	6
<b>2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	8
2.1. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	8
2.1.1. Geração a Partir de Fontes Renováveis.....	8
2.1.2. Geração Distribuída (GD).....	9
2.1.3. Microrrede (MR).....	10
2.1.3.1. Análise Tecnológica dos Componentes da Microrrede.....	11
I. Módulos fotovoltaicos.....	13
II. Conversor CC-CC.....	17
III. Bateria.....	21
IV. Inversor.....	22
2.1.3.2. Controle da Microrrede a Alto Nível.....	26
2.1.3.2.1. Controle Droop.....	28
<b>3. MODELAGEM DA MICRORREDE</b> .....	33
3.1. DESCRIÇÃO DA MICRORREDE.....	33
3.2. MODELAGEM DOS INVERSORES.....	34
3.2.1. Modelagem dos Inversores 1 e 2.....	34
3.2.2. Modelagem do Inversor 3.....	37
<b>4. SIMULAÇÃO DA MICRORREDE</b> .....	40
4.1. CENÁRIO 1 – AUMENTO DA POTÊNCIA ATIVA E REATIVA (CAPACITIVA) NA CARGA.....	40
4.2. CENÁRIO 2 – AUMENTO DA POTÊNCIA ATIVA E REATIVA (INDUTIVA) NA CARGA.....	45
4.3. CENÁRIO 3 – AUMENTO DA IRRADIÂNCIA INCIDENTE NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	50
4.4. CENÁRIO 4 – AUMENTO DA TEMPERATURA NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	55
4.5. CENÁRIO 5 – INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA PELO INVERSOR DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	61
4.5.1. Injeção de 50% da Potência Reativa da Carga.....	62
4.5.2. Injeção de 100% da Potência Reativa da Carga.....	64

<b>5. CONCLUSÃO</b> .....	70
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	71
<b>APÊNDICE A</b> .....	75
A.1. <i>Pulse-Width Modulation (PWM)</i> .....	75
A.2. <i>Maximum Power Point Tracker (MPPT)</i> .....	75
A.3. <i>Voltage-Oriented Control (VOC)</i> .....	76

## LISTA DE SIGLAS

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CAR	Conversor Alimentador de Rede
CFR	Conversor Formador de Rede
CSR	Conversor de Suporte de Rede
GD	Geração Distribuída
IEA	<i>International Energy Agency</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MR	Microrrede
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
P&O	Perturba e Observa
PI	Proporcionais Integrativos
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
T&D	Transmissão e Distribuição
UPS	<i>Uninterruptable Power Suply</i>
VOC	<i>Voltage-Oriented Control</i>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Geração de eletricidade por região global de 1990 a 2018 (adaptado de [4]).	1
Figura 1.2 – Produção mundial de eletricidade por fonte (adaptado de [5]).	2
Figura 1.3 – Capacidade anual projetada de microrredes, por região global, de 2019 até 2028 (adaptado de [9]).	3
Figura 2.1 – Geração convencional versus distribuída [18].	9
Figura 2.2 – Microrrede [21].	10
Figura 2.3 – a) Microrrede conectada à rede elétrica b) Microrrede isolada da rede elétrica (adaptado de [10]).	11
Figura 2.4 – Componentes básicos da microrrede em estudo.	12
Figura 2.5 – Processo hierarquizado de agrupamento entre célula, módulo, fileira e matriz fotovoltaica (adaptado de [24]).	13
Figura 2.6 – Módulos fotovoltaicos simulados da microrrede em estudo.	14
Figura 2.7 – Circuito equivalente básico para a célula fotovoltaica [25].	14
Figura 2.8 – Curva I-V característica da célula fotovoltaica [25].	15
Figura 2.9 – Curva P-V [25].	16
Figura 2.10 – Influência da irradiância solar na curva característica I-V [25].	16
Figura 2.11 – Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V [25].	17
Figura 2.12 – Circuito de potência do conversor <i>boost</i> [26].	18
Figura 2.13 – Principais malhas de controle do conversor <i>boost</i> do estudo.	18
Figura 2.14 – Controle MPPT na curva P-V (adaptado de [27]).	20
Figura 2.15 – Exemplo de um circuito PWM [26].	20
Figura 2.16 – Aspectos construtivos da bateria de chumbo-ácido [25].	21
Figura 2.17 – Circuito de potência dos inversores de tensão monofásicos deste estudo [29].	23
Figura 2.18 – Principais malhas de controle dos Conversores Formadores de Rede deste estudo.	24
Figura 2.19 - Principais malhas de controle do Conversor Alimentador de Rede deste estudo.	24
Figura 2.20 – Comparação da onda senoidal com a triangular no controle PWM no inversor.	25
Figura 2.21 – Média da forma de onda a partir de pulsos de diferentes larguras pelo controle PWM no inversor.	25
Figura 2.22 – Forma de onda senoidal proveniente da utilização dos filtros passivos no inversor.	25
Figura 2.23 – Diagramas de fasores no contexto do Controle Orientado em Tensão (VOC) (adaptado de [29]).	26
Figura 2.24 – Retas de decaimento $\omega - P$ (à esquerda) e $V - Q$ (à direita).	28
Figura 2.25 – Determinação da tensão de referência através do controle <i>droop</i> (adaptado de [23]).	30

Figura 3.1 – MR modelada e simulada em <i>MATLAB® Simulink</i> . .....	33
Figura 3.2 – Circuito de potência dos inversores 1 e 2. ....	34
Figura 3.3 – Malhas de controle dos inversores 1 e 2.....	35
Figura 3.4 – Malha do controle <i>droop</i> dos inversores 1 e 2. ....	35
Figura 3.5 – Retas de decaimento $\omega - P$ (a esquerda) e $V - Q$ (a direita) dos inversores 1 e 2.....	37
Figura 3.6 – Circuito de potência do inversor 3. ....	38
Figura 3.7 – Malhas de controle do conversor CC-CC.....	38
Figura 3.8 – Malhas de controle do inversor de tensão monofásico. ....	39
Figura 4.1 – Tensão e corrente na carga do cenário 1.....	41
Figura 4.2 – Tensão e corrente na carga do cenário 1 antes da alteração de carga em 10 segundos.....	41
Figura 4.3 – Tensão e corrente na carga do cenário 1 depois da alteração de carga em 10 segundos.....	42
Figura 4.4 – Potência ativa e reativa na carga do cenário 1. ....	42
Figura 4.5 – Potência ativa e reativa dos inversores 1 e 2 do cenário 1. ....	43
Figura 4.6 – Potência ativa e reativa do inversor 3 do cenário 1.....	43
Figura 4.7 – Resultados do cenário 1 ilustrados. ....	44
Figura 4.8 – Tensão e corrente na carga do cenário 2.....	46
Figura 4.9 – Tensão e corrente na carga do cenário 2 antes da alteração de carga em 10 segundos.....	46
Figura 4.10 – Tensão e corrente na carga do cenário 2 depois da alteração de carga em 10 segundos.....	47
Figura 4.11 – Potência ativa e reativa na carga do cenário 2. ....	47
Figura 4.12 – Potência ativa e reativa dos inversores 1 e 2 do cenário 2. ....	48
Figura 4.13 – Potência ativa e reativa do inversor 3 do cenário 2.....	48
Figura 4.14 – Resultados do cenário 2 ilustrados. ....	49
Figura 4.15 – Tensão e corrente na carga do cenário 3.....	51
Figura 4.16 – Tensão e corrente na carga do cenário 3 antes da alteração de produção em 10 segundos.....	51
Figura 4.17 – Tensão e corrente na carga do cenário 3 depois da alteração de produção em 10 segundos.....	52
Figura 4.18 – Potência ativa e reativa na carga do cenário 3. ....	52
Figura 4.19 – Potência ativa e reativa dos inversores 1 e 2 do cenário 3. ....	53
Figura 4.20 – Potência ativa e reativa do inversor 3 do cenário 3.....	53
Figura 4.21 – Resultados do cenário 3 ilustrados. ....	54
Figura 4.22 – Tensão e corrente na carga do cenário 4.....	56
Figura 4.23 – Tensão e corrente na carga do cenário 4 antes da alteração de produção em 10 segundos.....	57
Figura 4.24 – Tensão e corrente na carga do cenário 4 depois da alteração de produção em 10 segundos.....	57
Figura 4.25 – Potência ativa e reativa na carga do cenário 4. ....	58
Figura 4.26 – Potência ativa e reativa dos inversores 1 e 2 do cenário 4. ....	58

Figura 4.27 – Potência ativa e reativa do inversor 3 do cenário 4.....	59
Figura 4.28 – Resultados do cenário 4 ilustrados. ....	60
Figura 4.29 – Tensão e corrente na carga do cenário 5 para injeção de 50% da potência reativa da carga. ....	62
Figura 4.30 – Tensão e corrente na carga do cenário 5 para injeção de 50% da potência reativa da carga. ....	63
Figura 4.31 – Potência ativa e reativa na carga do cenário 5 para injeção de 50% da potência reativa da carga. ....	63
Figura 4.32 – Potência ativa e reativa dos inversores 1 e 2 do cenário 5 para injeção de 50% da potência reativa da carga. ....	64
Figura 4.33 – Potência ativa e reativa do inversor 3 do cenário 5 para injeção de 50% da potência reativa da carga. ....	64
Figura 4.34 – Tensão e corrente na carga do cenário 5 para injeção de 100% da potência reativa da carga. ....	65
Figura 4.35 – Tensão e corrente na carga do cenário 5 para injeção de 100% da potência reativa da carga. ....	65
Figura 4.36 – Potência ativa e reativa na carga do cenário 5 para injeção de 100% da potência reativa da carga. ....	66
Figura 4.37 – Potência ativa e reativa dos inversores 1 e 2 do cenário 5 para injeção de 100% da potência reativa da carga. ....	66
Figura 4.38 – Potência ativa e reativa do inversor 3 do cenário 5 para injeção de 100% da potência reativa da carga. ....	67
Figura 4.39 – Resultados do cenário 5 ilustrados. ....	68
Figura A.1 – PWM.....	75
Figura A.2 – MPPT.....	75
Figura A.3 – VOC.....	76

## ÍNDICE DE TABELAS

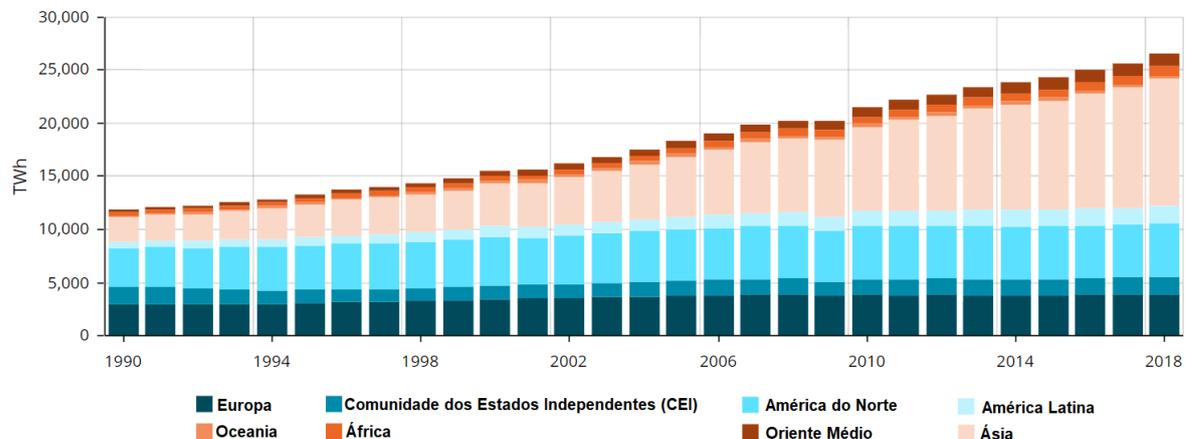
Tabela 4.1 – Cenários de simulação do estudo. ....	40
Tabela 4.2 – Resultados do cenário 1 tabelados. ....	45
Tabela 4.3 – Resultados do cenário 2 tabelados. ....	50
Tabela 4.4 – Resultados do cenário 3 tabelados ....	55
Tabela 4.5 – Resultados do cenário 4 tabelados. ....	61
Tabela 4.6 – Resultados do cenário 5 tabelados. ....	69

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Nas últimas décadas, o desenvolvimento tecnológico e científico mundial se deu em conjunto com o aumento do consumo de energia elétrica. Desde então, o acesso a este recurso tornou-se indispensável ao desenvolvimento e ao bem estar individual e coletivo [1]. Tal consumo está alocado em residências, centros comerciais, indústrias e espaços públicos através de eletrodomésticos, máquinas elétricas, iluminação e qualquer outro componente que necessite de eletricidade para seu funcionamento [2].

O consumo mundial de energia elétrica em 2000 era 13.172,07 TWh e, em 2018, 22.964,27 TWh, ou seja, este aumentou cerca de 3,1% ao ano [3]. Na mesma proporção, o aumento do consumo exigiu um acréscimo de geração mundial de 3,0% ao ano, de 15.494,56 TWh em 2000 para 26.590,34 TWh em 2018 [4]. A geração de eletricidade, por região global, de 1990 a 2018 é ilustrada na Figura 1.1.



**Figura 1.1 – Geração de eletricidade por região global de 1990 a 2018 (adaptado de [4]).**

Diante deste cenário de crescente demanda, ampliaram-se os impactos ambientais causados, em parte, pelos processos de produção de energia elétrica através da queima de combustíveis fósseis. Além disso, a disponibilidade destes recursos foi reduzida, dado que são finitos na natureza. Por isso, algumas formas alternativas de geração de energia elétrica começaram a ser desenvolvidas. A geração a partir das fontes de energia renovável começa a ter espaço na matriz elétrica de diversos países, através da energia hídrica, biomassa, geotérmica,

maremotriz, eólica e solar. A Figura 1.2 demonstra a participação das energias renováveis na produção de eletricidade mundial.

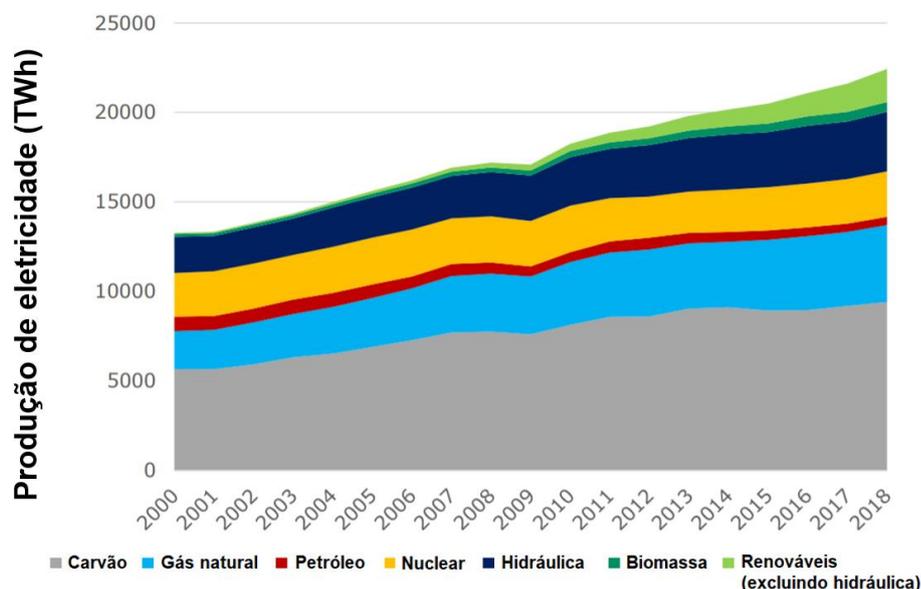


Figura 1.2 – Produção mundial de eletricidade por fonte (adaptado de [5]).

Especificamente, a energia solar fotovoltaica é obtida por meio da conversão direta da luz em eletricidade (efeito fotovoltaico) [6]. Embora abundante na Terra, a energia solar fotovoltaica para a produção de energia elétrica ainda é pouco utilizada, quando comparada às outras fontes de energia [6]. Nos países desenvolvidos este cenário vem mudando, porque fortes incentivos foram concedidos para a instalação de sistemas fotovoltaicos [6].

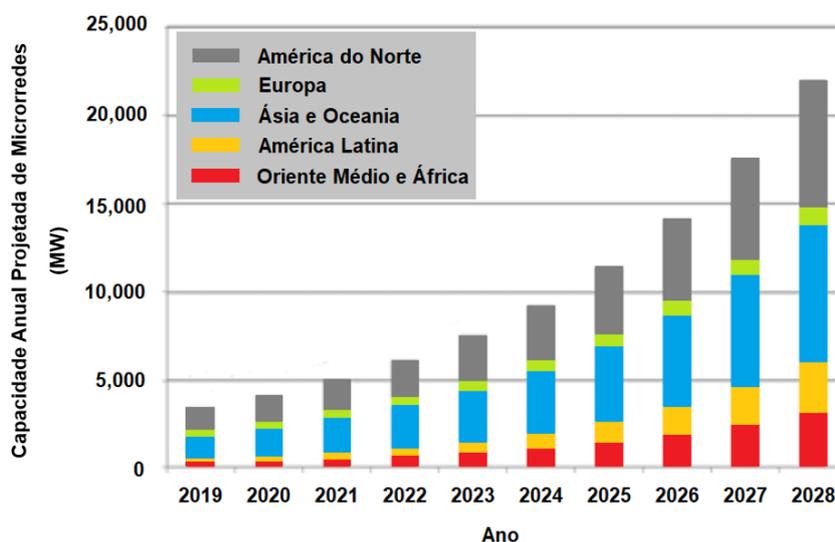
A geração fotovoltaica mostra-se bastante flexível e com elevado potencial de utilização. Esta geração é efetiva para suprir a demanda de um consumidor individual ou grupo de consumidores. Ainda, esta pode ou não estar conectada à rede elétrica de distribuição.

Atualmente, a geração fotovoltaica tem sido muito utilizada no contexto das Microrredes (MRs), dado que os custos dos módulos fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia foram reduzidos [7].

O conceito fundamental de uma MR pode ser resumido da seguinte forma: um sistema integrado de Gerações Distribuídas (GDs), cargas locais, armazenamento de energia e controle. Esse sistema opera como uma rede única e autônoma, seja em paralelo ou isolada da rede já existente de distribuição de eletricidade [8].

Mundialmente, a implementação de MRs está se expandindo rapidamente, com a expectativa de que os mercados asiáticos representem uma parcela cada vez maior

de implantações gerais [7]. De acordo com [9], é previsto uma capacidade mundial anual de MRs de mais 20.000 MW na próxima década (Figura 1.3).



**Figura 1.3 – Capacidade anual projetada de microrredes, por região global, de 2019 até 2028 (adaptado de [9]).**

As MRs podem utilizar fontes renováveis ao invés de fontes de geração convencionais (geralmente mais caras e poluentes). Esse tipo de investimento pode reduzir diretamente os custos operacionais do cliente, tais como custos de combustível, consumo de energia da concessionária e encargos de demanda, além de gerenciar riscos relacionados ao fornecimento de energia e financiamento de projetos [7].

Apesar das vantagens mencionadas, a utilização de MRs com fontes de energia renovável apresenta desafios técnicos e operacionais, incluindo intermitências, problemas de balanceamento de sistema, problemas de qualidade de energia, entre outros. No entanto, com o planejamento adequado e as tecnologias apropriadas (controle e armazenamento automatizados), os operadores de MRs agora podem enfrentar efetivamente esses desafios [7].

Os inversores são componentes fundamentais na operação de uma MR. A operação em paralelo de inversores fornece flexibilidade e confiabilidade ao sistema. Atualmente, foram desenvolvidas algumas técnicas para controlar o paralelismo de inversores em uma MR, sendo o controle *droop* uma das mais utilizadas.

O controle *droop* (controle por decaimento ou controle primário) possibilita o compartilhamento de potência entre os inversores em paralelo e a ausência de redes cabladas de comunicação entre os inversores. Desse modo, essa técnica de controle

reduz a complexidade, melhora a flexibilidade e a redundância do sistema, além de facilitar a expansão da capacidade da MR devido à característica *plug-and-play* [10].

## 1.2. CONTEXTUALIZAÇÃO

Atualmente, as MRs possuem grande potencial de utilização. As características técnicas de uma MR a tornam adequada para ser instalada em regiões remotas, afastadas da rede convencional de energia, nas quais a extensão da rede é inviável, técnica e economicamente [11] [12]. Devido à proximidade entre as fontes geradoras e cargas atendidas, as MRs apresentam perdas de transmissão e distribuição (T&D) reduzidas em comparação aos sistemas convencionais de produção, transporte e distribuição de energia [11]. Outras vantagens incluem a redução de emissões de gases do efeito estufa e a descentralização da geração de eletricidade, aumentando a fiabilidade do fornecimento de energia elétrica [11] [13].

No entanto, um dos maiores desafios associados ao gerenciamento da operação de MRs está no tratamento da natureza estocástica das fontes renováveis. As fontes primárias, tais como a irradiação solar e o vento, geralmente sofrem variações significativas tanto diárias quanto sazonais [14].

Nesse sentido, a utilização de sistemas de armazenamento torna-se fundamental para a operação confiável de MRs, especialmente quando a MR é isolada. No entanto, a adição destes sistemas à MR eleva o grau de complexidade do gerenciamento da operação e do controle, devido tanto às características do próprio sistema de armazenamento quanto ao caráter intermitente e variável das fontes renováveis [14].

A energia elétrica em CA apresenta uma série de propriedades físicas que devem respeitar certos padrões para que não haja problemas para o consumidor [15]. Os indicadores de qualidade de energia elétrica devem permanecer dentro de limites aceitáveis. Os principais parâmetros são: amplitude e frequência da tensão. Assim, a conformidade de fornecimento da MR isolada deve ser constantemente monitorada e analisada, dado que oscilações no fornecimento de energia elétrica podem prejudicar a operação de aparelhos elétricos ou até mesmo danificá-los [15].

Neste contexto, a operação de MRs isoladas exige certo planejamento e gerenciamento, a fim de disponibilizar energia com maior qualidade, confiabilidade e

eficiência e menor custo e impacto ambiental. Por isso, torna-se extremamente importante estudar e analisar o controle *droop* atuando em inversores de MRs isoladas com geração solar fotovoltaica.

### 1.3. OBJETIVOS

#### 1.3.1. Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho consiste em analisar o controle *droop* em uma MR isolada, em CA monofásica, com geração solar fotovoltaica, recorrendo ao programa *Simulink* do software *MATLAB*®.

#### 1.3.2. Objetivos Específicos

Para contemplar o objetivo geral, os objetivos específicos deste trabalho consistem em:

1. Levantar e estudar a bibliografia referente ao tema em âmbito nacional e internacional;
2. Estudar e testar a integração de diferentes conversores de controle de potência utilizando o *MATLAB*® *Simulink*;
3. Realizar a modelagem elétrica da MR monofásica isolada com geração solar fotovoltaica e com controle *droop* no *MATLAB*® *Simulink*;
4. Simular o modelo elétrico da MR monofásica isolada com geração solar fotovoltaica e com controle *droop* no *MATLAB*® *Simulink*, considerando diferentes cenários de operação;
5. Avaliar os resultados obtidos nas simulações.

### 1.4. JUSTIFICATIVA

O desenvolvimento deste trabalho justifica-se no entendimento do controle e da operação de MRs isoladas com geração a partir de fontes renováveis. Através deste projeto, com a utilização do controle *droop*, é possível assegurar o bom compartilhamento de potência entre os inversores da MR, além de manter os

parâmetros elétricos (frequência e amplitude da tensão) adequados. Mais do que isto, aproveitar os benefícios que o uso desta tecnologia moderna pode trazer, tais como o aumento da confiabilidade e continuidade de fornecimento.

Além disto, este trabalho incentiva a utilização da GD e a diversificação das fontes na matriz elétrica dos países, diminuindo a dependência dos combustíveis fósseis e evitando a degradação do meio ambiente, que ocorre através da geração de energia elétrica em usinas termelétricas, promovendo o aproveitamento dos recursos endógenos locais.

## 1.5. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

A primeira fase do projeto consistirá em explorar o programa *Simulink* do software *MATLAB*®, o qual será utilizado no estudo, por meio de leitura de manuais técnicos. Também nesta fase será realizada a busca e análise de artigos científicos relacionados com a geração convencional de energia elétrica, geração a partir de fontes renováveis, GD, MR, análise tecnológica dos componentes da MR, controle da MR e controle *droop*.

Na fase seguinte é realizada a modelagem elétrica da MR isolada, em CA monofásica, com geração solar fotovoltaica e com controle *droop* na ferramenta computacional *Simulink* do software *MATLAB*®.

A partir do desenvolvimento desse modelo elétrico, torna-se possível realizar simulações, na mesma ferramenta computacional, em diferentes cenários de operação, considerando alterações de carga e produção.

Por fim, após a conclusão das fases anteriores, será possível analisar o controle *droop* em uma MR isolada, em CA monofásica, com geração solar fotovoltaica no *MATLAB*® *Simulink*.

## 1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO

Basicamente, a divisão do trabalho consistirá na introdução, fundamentação teórica, modelagem, simulação e conclusão. Estas etapas serão divididas ao longo dos capítulos 1 até 5. A seguir, são delineados os conteúdos dos capítulos.

Capítulo 1 – Apresenta a introdução, dividida em considerações gerais, contextualização, objetivos, justificativa, procedimentos metodológicos e estrutura do trabalho.

Capítulo 2 – Constitui a fundamentação teórica realizada a partir da leitura de artigos científicos, abordando conceitos relacionados com a geração de energia elétrica, geração a partir de fontes renováveis, GD, MR, análise tecnológica dos componentes da MR, controle da MR e controle *droop*.

Capítulo 3 – Apresenta a modelagem elétrica da MR isolada, em CA monofásica, com geração solar fotovoltaica e com controle *droop* no *software MATLAB® Simulink*.

Capítulo 4 – Demonstra a simulação da MR isolada, em CA monofásica, com geração solar fotovoltaica e com controle *droop* na ferramenta computacional *Simulink* do *software MATLAB®*, considerando diferentes cenários de carga e produção. Também nesse capítulo é realizada a avaliação dos resultados obtidos em cada cenário.

Capítulo 5 – Conclusões provenientes das análises e dos resultados do estudo e propostas de trabalhos futuros.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1. GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em 1980, o consumo mundial de energia elétrica era cerca de 7.000 TWh. A Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* - IEA) prevê que esse número poderá subir para quase 30.000 TWh até 2030 [16]. O aumento expressivo do consumo requer um aumento na mesma proporção de geração de energia elétrica.

Diante desse cenário, é certo que o mundo precisa de uma quantidade muito grande de energia elétrica para sustentar o seu consumo atual e para atender a demanda crescente [16].

Com isso, torna-se extremamente importante a utilização de novas fontes energéticas e diversificação das matrizes elétricas, de forma a atenuar a dependência dos recursos finitos na natureza, diminuir os danos ambientais e possibilitar um planejamento energético diante da demanda crescente. Por isso, atualmente, o uso de fontes limpas e renováveis tem sido cada vez mais incentivado.

#### 2.1.1. Geração a Partir de Fontes Renováveis

As fontes de energia não renováveis são recursos que se esgotam com o uso, tais como o petróleo, o carvão mineral, o gás natural e os minerais radioativos empregados nas usinas term nucleares. Por outro lado, as fontes renováveis são inesgotáveis para os padrões humanos de utilização. Essas fontes nunca se acabam, pois sempre se renovam. Como exemplos, pode-se citar a energia solar (térmica e fotovoltaica), hidrelétrica, eólica, oceânica, geotérmica e a biomassa [16].

As fontes renováveis surgem como uma excelente alternativa para a diversificação das fontes e exploração de possíveis complementaridades [17]. As fontes de energia intermitentes complementam outras fontes que estão disponíveis com mais regularidade, como a energia hidrelétrica, a qual depende da quantidade de água armazenada nos reservatórios [16].

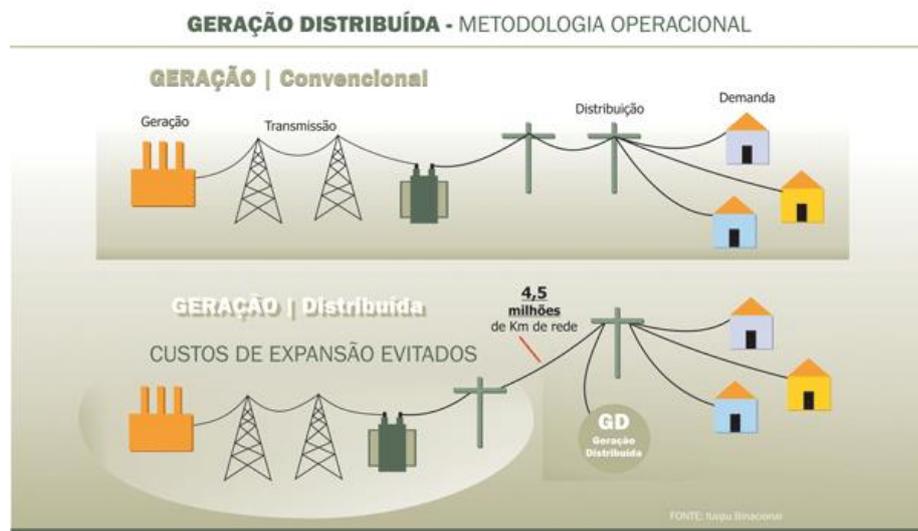
Ainda, as fontes de energias renováveis possibilitam o desenvolvimento da GD, principalmente através de microgerações e minigerções distribuídas. Por isso, alguns aspectos importantes de GD serão tratados a seguir.

### 2.1.2. Geração Distribuída (GD)

Tradicionalmente, a produção de energia elétrica baseia-se na geração centralizada, a partir de grandes usinas, as quais são interligadas aos consumidores, através das linhas de transmissão e distribuição.

Nesse sentido, geralmente ocorre o transporte de energia elétrica através de longas distâncias, dado que as grandes plantas geradoras normalmente estão muito distantes dos centros consumidores. Nesse transporte, normalmente ocorrem perdas técnicas em torno de 15% [17].

Nas últimas décadas, a geração de energia elétrica está se tornando cada vez mais descentralizada, devido a diversos fatores, tais como melhor acessibilidade e confiabilidade para o consumidor. Nesse contexto, surge a GD, caracterizada pelo uso dos geradores descentralizados, instalados próximo aos locais de consumo, conforme a Figura 2.1.



**Figura 2.1 – Geração convencional versus distribuída [18].**

A GD descentraliza a produção de energia e aumenta a disponibilidade de eletricidade. Conseqüentemente, a utilização da GD em grande escala pode aliviar os sistemas de transmissão e distribuição e poupar água nos reservatórios das hidrelétricas nos períodos de seca. Além disso, esses sistemas reduzem a necessidade de construir usinas baseadas em fontes não renováveis [16].

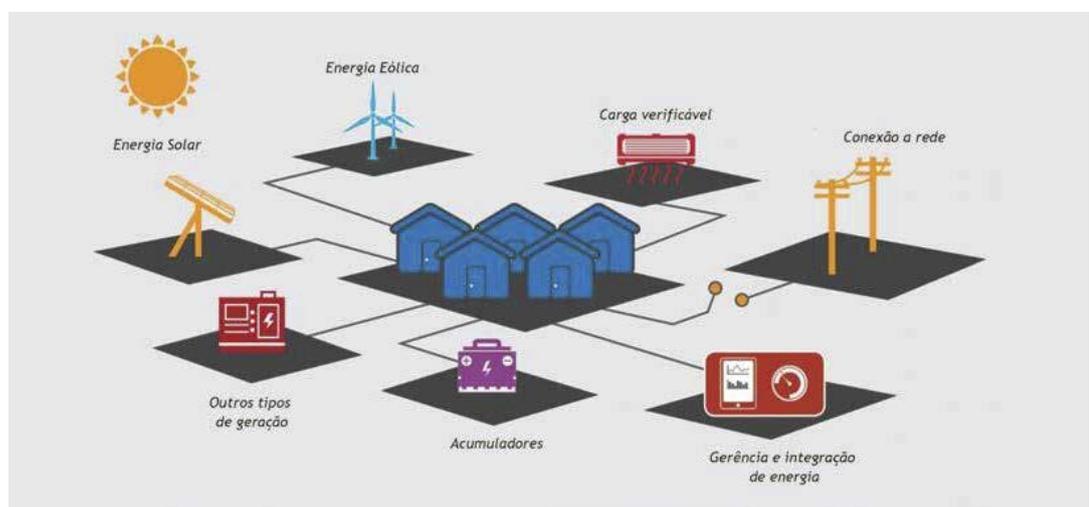
O uso da GD com fontes renováveis de energia elétrica tem crescido em todo o mundo. As energias solar fotovoltaica e eólica são fontes alternativas com potencial para utilização na GD de eletricidade [16]. Particularmente, os sistemas de energia

solar fotovoltaica podem ser instalados em qualquer lugar onde haja bastante incidência de luz. Outro aspecto positivo da energia solar fotovoltaica é que os módulos fotovoltaicos podem ser facilmente instalados sobre estruturas, tais como telhados e fachadas.

Atualmente, a GD com fontes renováveis de energia tem sido muito utilizada no contexto das MRs. Nesse sentido, o próximo capítulo contém a definição de MRs, acompanhada da análise tecnológica dos seus componentes principais.

### 2.1.3. Microrrede (MR)

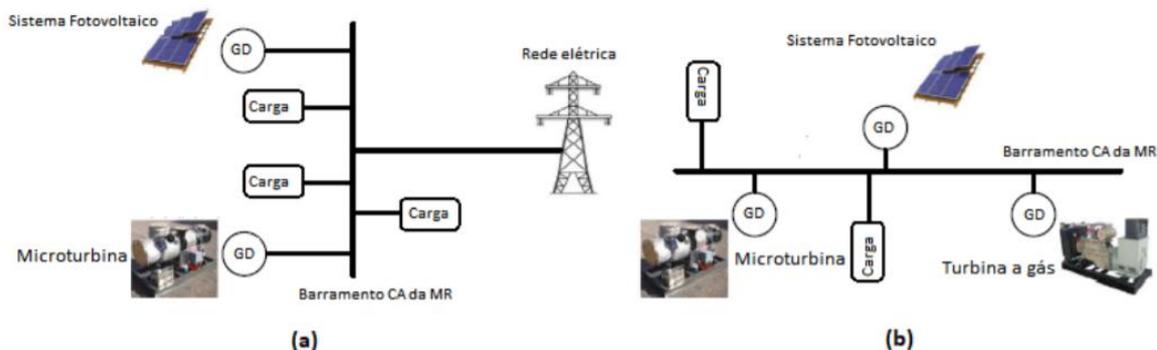
A MR pode ser definida como um conjunto de microfontes de geração de energia elétrica, cargas elétricas e elementos armazenadores de energia controlados por uma unidade central. As microfontes comumente utilizam fontes renováveis de energia elétrica, tais como a energia solar, eólica e biomassa [19]. Existem diferentes configurações de MRs, no entanto, o tipo mais comum é MR em CA [20]. Uma ilustração simplificada da MR pode ser visualizada através da Figura 2.2.



**Figura 2.2 – Microrrede [21].**

MRs já existem há algumas décadas em regiões onde a conexão com a rede principal não é possível [22]. Neste caso, as MRs podem garantir um suprimento elétrico confiável, além de reduzir os custos e as emissões de gases poluentes [7].

Uma das principais vantagens das MRs é a flexibilidade de operação, dado que estas podem operar em dois modos: conectadas ou isoladas da rede convencional (Figura 2.3).



**Figura 2.3 – a) Microrrede conectada à rede elétrica b) Microrrede isolada da rede elétrica (adaptado de [10]).**

No modo conectado, os microgeradores trocam energia com a rede e, no modo isolado, são responsáveis por atender as cargas sem o auxílio da rede principal (com a devida integração com os sistemas de acumulação de energia) [23].

Atualmente, uma variedade de tecnologias está tornando a implementação de MRs mais atrativa para atender várias aplicações. Essa implementação é também incentivada pelos custos decrescentes da geração de energia solar e armazenamento de energia e os avanços nos sistemas de controle [7].

Neste estudo, será avaliado o controle primário (controle *droop*) em uma MR isolada, em CA monofásica, com geração solar fotovoltaica. Por isto, na seção a seguir são detalhados os componentes da MR isolada deste trabalho.

#### 2.1.3.1. Análise Tecnológica dos Componentes da Microrrede

Basicamente, os elementos principais da MR monofásica isolada com geração solar fotovoltaica em estudo são os módulos fotovoltaicos, o conversor CC-CC, as baterias e os inversores. Estes equipamentos são conectados de acordo com a Figura 2.4.

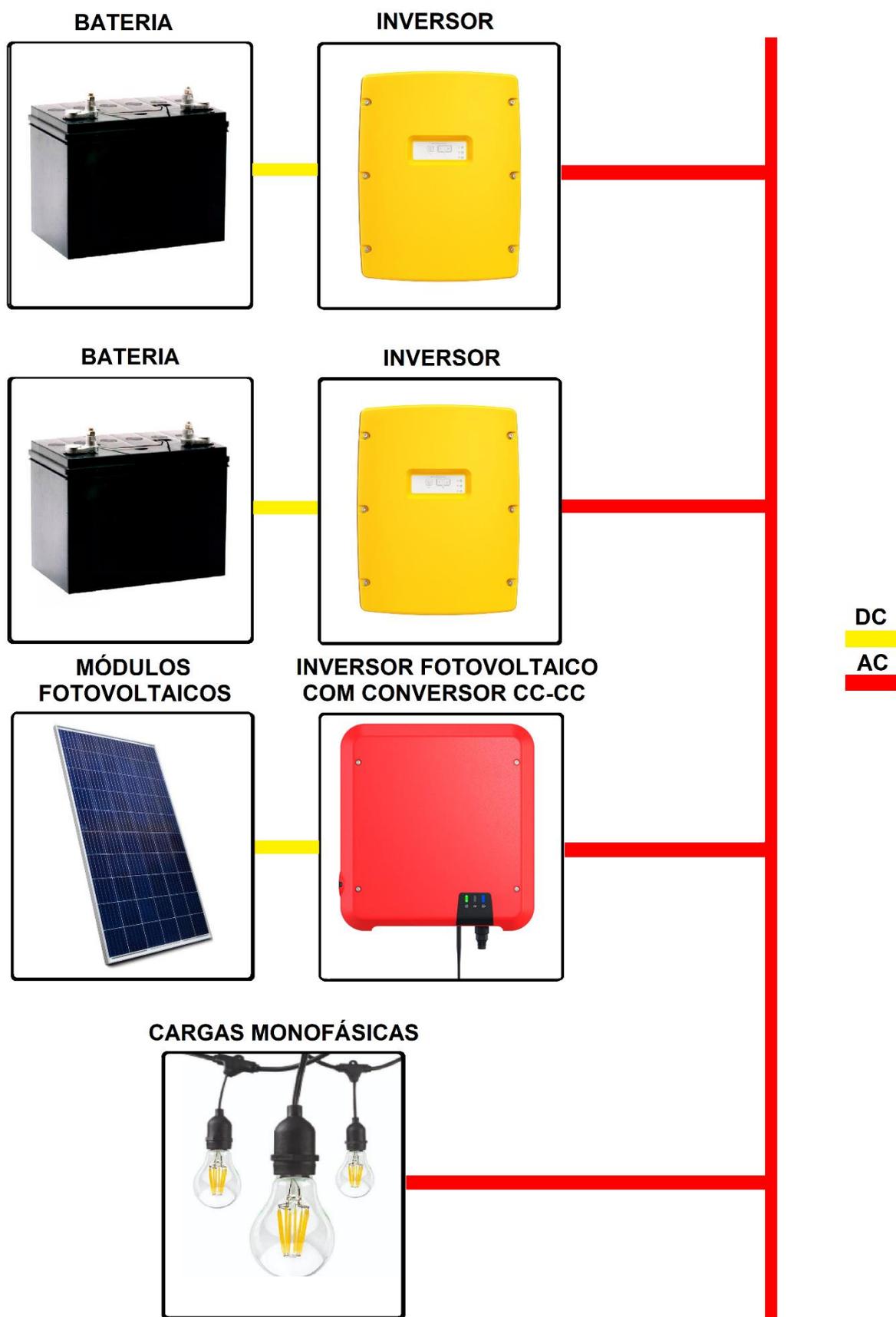
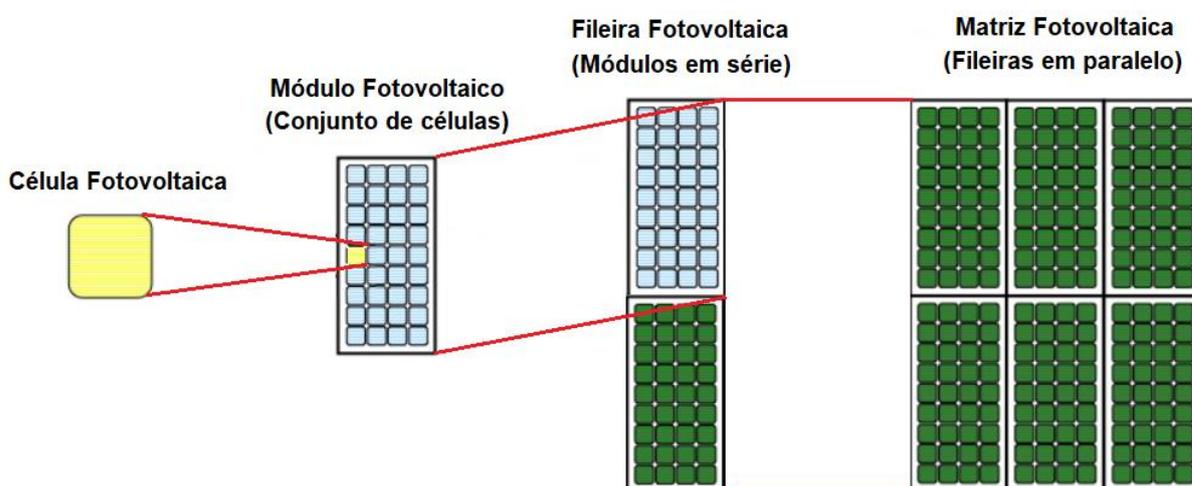


Figura 2.4 – Componentes básicos da microrrede em estudo.

As características destes equipamentos necessárias para o entendimento da MR simulada neste estudo são apresentadas a seguir.

### I. Módulos fotovoltaicos

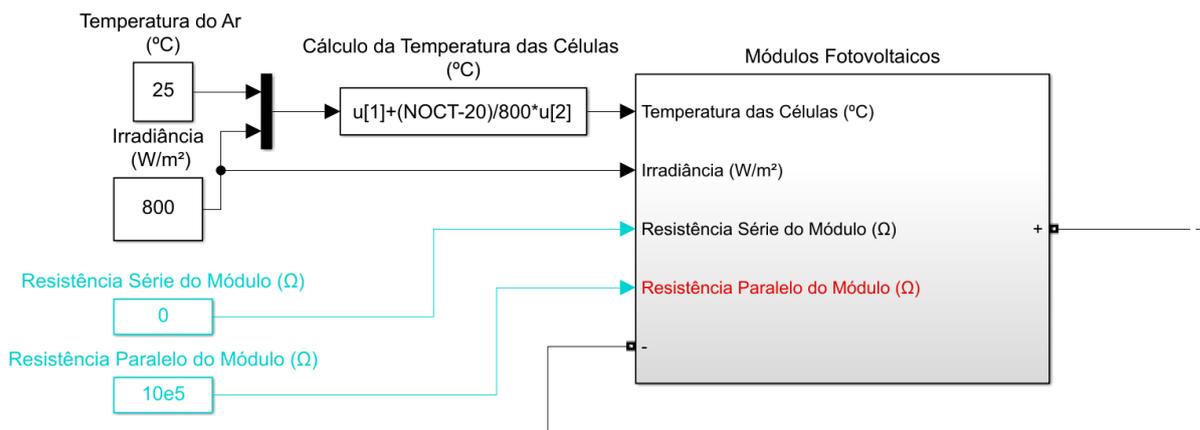
Construtivamente, o módulo fotovoltaico representa um conjunto de células fotovoltaicas interligadas eletricamente com o objetivo de gerar energia elétrica. Por sua vez, a fileira fotovoltaica é representada por um conjunto de módulos associados eletricamente em série e a matriz fotovoltaica um conjunto de fileiras associadas em paralelo (Figura 2.5).



**Figura 2.5 – Processo hierarquizado de agrupamento entre célula, módulo, fileira e matriz fotovoltaica (adaptado de [24]).**

Nesse sentido, as células, os módulos, as fileiras e as matrizes são associados em série e/ou em paralelo, a fim de obter os níveis de corrente e tensão desejados. Desta forma, é possível efetuar o controle da energia produzida.

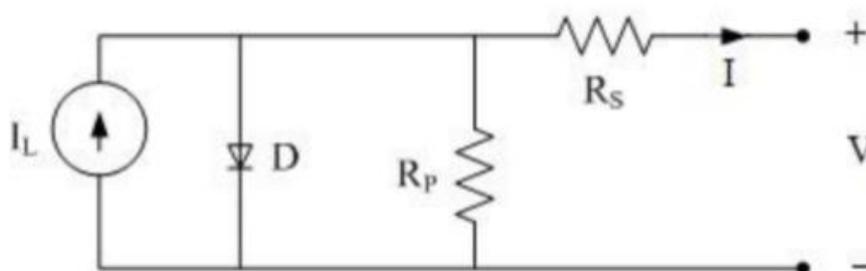
No contexto dos módulos fotovoltaicos da MR deste trabalho, é simulada uma fileira com 5 módulos em série, com 60 células em série cada. O modelo associado a estes módulos possui como dados de entrada a temperatura do ar, irradiância, resistência série e resistência paralelo, tal como é demonstrado na Figura 2.6.



**Figura 2.6 – Módulos fotovoltaicos simulados da microrrede em estudo.**

Com o objetivo de compreender os dados de entrada dos módulos fotovoltaicos da MR deste estudo, é realizada uma breve explicação.

A Figura 2.7 apresenta o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica. Neste circuito, o diodo ( $D$ ) representa o material semicondutor (tipicamente silício),  $R_s$  representa a resistência série e  $R_p$  a resistência paralelo.  $R_s$  tem origem na resistência do próprio material semicondutor, nos contatos metálicos e na junção metal-semicondutor. Por sua vez,  $R_p$  é causada devido às impurezas e aos defeitos na estrutura. Ambas resistências reduzem a eficiência da célula fotovoltaica [25]. Para o bom funcionamento da célula, o ideal seria um valor de  $R_s$  muito baixo (próximo de zero) e um valor de  $R_p$  muito alto (próximo de infinito). Por isso, para a simulação dos módulos fotovoltaicos da MR deste estudo foram adotados os valores de  $R_s$  igual a 0 e  $R_p$  igual a 1000000, tal como pode ser visto na Figura 2.6.



**Figura 2.7 – Circuito equivalente básico para a célula fotovoltaica [25].**

Adiante, os dados de entrada de temperatura do ar e irradiância permitem realizar o cálculo da temperatura das células que integram os módulos fotovoltaicos através da Equação 1.

$$T = T_A + \frac{(NOCT - 20)}{800} * G \quad (1)$$

Na Equação 1,  $T$  (em °C) é a temperatura da célula,  $T_A$  (em °C) é a temperatura do ar,  $NOCT$  (em °C) é a temperatura nominal de funcionamento da célula (do inglês *Nominal Operating Cell Temperature* – NOCT) e  $G$  (em W/m<sup>2</sup>) corresponde a irradiância incidente. A  $NOCT$  é especificada pelo fabricante na ficha técnica. Essa temperatura é definida como sendo a temperatura atingida pelas células de um módulo quando sujeitas às condições de irradiância solar de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura do ar de 20 °C e velocidade do vento de 1 m/s. No caso dos módulos fotovoltaicos da MR deste estudo, a  $NOCT$  definida previamente é igual a 46 °C.

Assim, a partir de diferentes valores de entrada de temperatura do ar e de irradiância, é calculada a temperatura das células através da Equação 1.

Em seguida, serão apresentadas brevemente as curvas características das células fotovoltaicas, com o objetivo do melhor entendimento do controle de seguimento do ponto de potência máxima (em inglês *Maximum Power Point Tracking* – MPPT) realizado pelo conversor CC-CC e dos resultados dos cenários deste estudo.

Em relação aos parâmetros elétricos, as células fotovoltaicas possuem uma curva característica de corrente em função da tensão, denominada de curva I-V (Figura 2.8), a qual geralmente é medida em condições-padrão de ensaio. Os parâmetros elétricos ilustrados na curva I-V são a corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ), tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ), potência máxima ou de pico ( $P_{MP}$ ), corrente no ponto de potência máxima ( $I_{MP}$ ) e tensão nesse mesmo ponto ( $V_{MP}$ ).

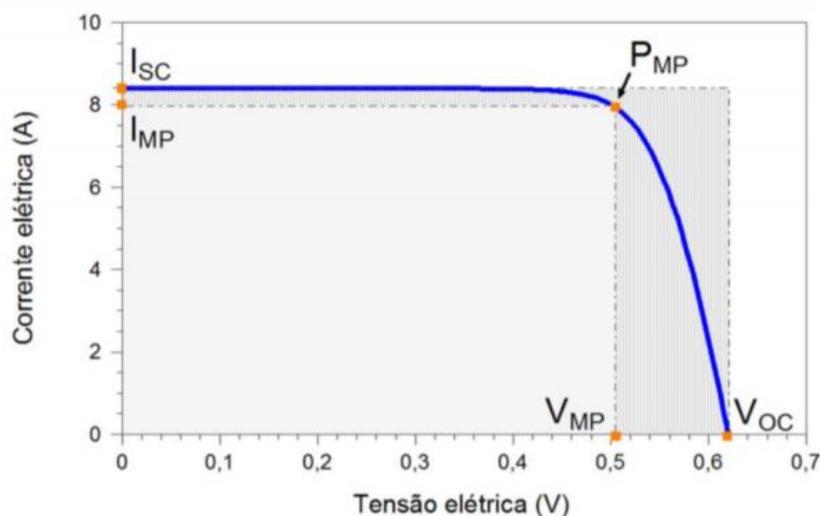


Figura 2.8 – Curva I-V característica da célula fotovoltaica [25].

Através da curva I-V pode-se determinar a curva da potência em função da tensão (curva P-V) (Figura 2.9), a qual cruza a curva I-V no ponto de máxima potência. A curva P-V representa a curva de funcionamento do módulo fotovoltaico e será base para o algoritmo de controle MPPT do conversor CC-CC deste estudo.

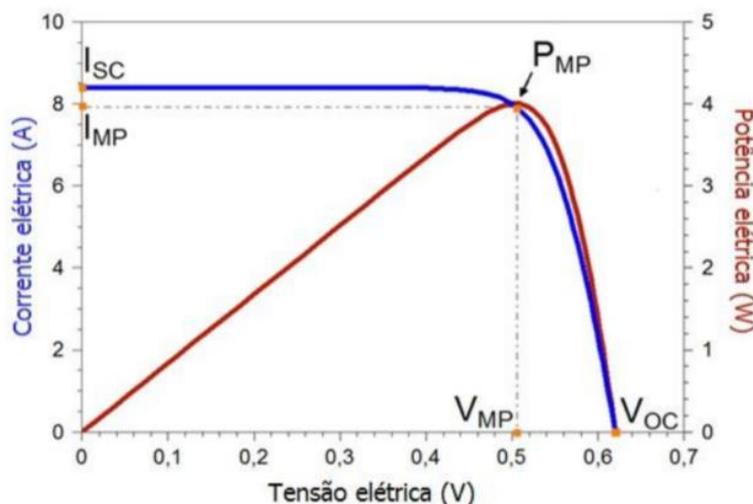


Figura 2.9 – Curva P-V [25].

Os parâmetros principais externos que afetam as características elétricas (curvas I-V) das células fotovoltaicas são a irradiância solar e a temperatura da célula. A Figura 2.10 revela que a corrente elétrica é diretamente proporcional a irradiância solar. Dessa forma, na medida em que a irradiância solar aumenta, a corrente também se eleva.

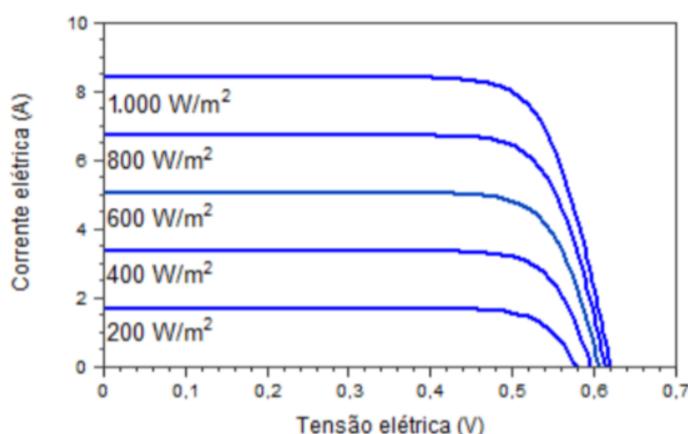


Figura 2.10 – Influência da irradiância solar na curva característica I-V [25].

Adiante, a Figura 2.11 demonstra que o aumento de temperatura é inversamente proporcional à tensão nas células fotovoltaicas. Quanto maior a temperatura, menor a tensão.

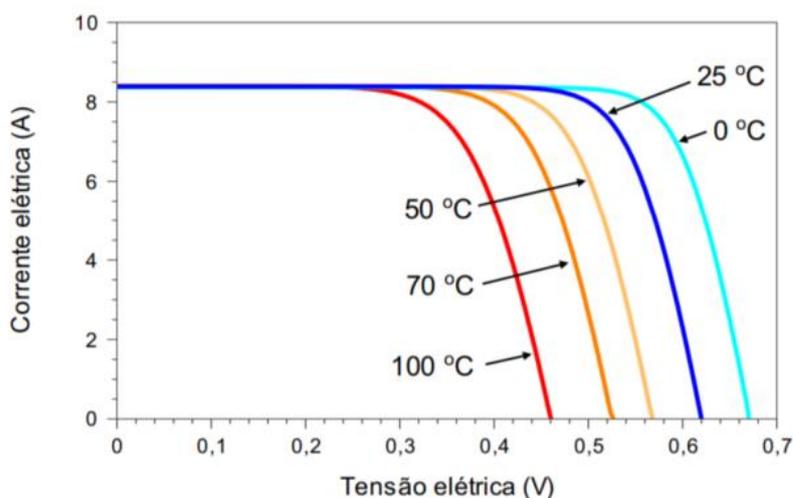


Figura 2.11 – Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V [25].

A partir das Figuras 2.10 e 2.11, pode-se concluir que o melhor funcionamento da célula fotovoltaica ocorre em dias ensolarados, porém de menor temperatura.

## II. Conversor CC-CC

Conversores CC-CC são sistemas formados por semicondutores de potência, operando como interruptores (chaves eletrônicas controláveis), e por elementos passivos (indutores e capacitores). Os conversores CC-CC possuem a função de controlar o fluxo de potência de uma fonte de entrada para uma fonte de saída [26].

No contexto da MR deste trabalho, o conversor CC-CC é parte integrante do inversor fotovoltaico, dado que é desejável uma tensão contínua de saída de valor diferente daquele fornecido pelos módulos fotovoltaicos. No caso, esse conversor eleva a tensão de saída, trata-se de um conversor CC-CC elevador (conversor *boost*). Desta forma, o conversor CC-CC adequa o nível de tensão na saída dos módulos fotovoltaicos ao necessário na entrada do estágio seguinte, que é o conversor CC-CA (inversor de tensão) [25].

Basicamente, o conversor *boost* é constituído por uma chave eletrônica paralela controlável ( $S$ ), um indutor no ramo de entrada ( $L$ ) e um diodo ( $D$ ) no circuito de saída [27]. O circuito de potência do conversor *boost* é apresentado na Figura 2.12.

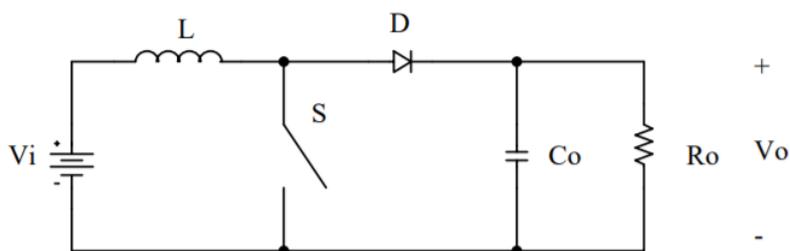


Figura 2.12 – Circuito de potência do conversor *boost* [26].

No contexto do conversor *boost* deste trabalho, existem quatro malhas principais de controle, as quais são ilustradas de forma simplificada na Figura 2.13.



Figura 2.13 – Principais malhas de controle do conversor *boost* do estudo.

A malha de controle MPPT, a mais alto nível, fornece uma referência de tensão para a malha de proteção contra subtensão e subpotência. Esta segunda malha de controle, por sua vez, fornece uma referência de tensão para a malha seguinte, composta principalmente de controladores Proporcional Integrativos (PI). Através dos controladores PI, torna-se possível ajustar o tempo de acomodação, o *overshoot* máximo e o erro de regime permanente do sinal de entrada de acordo com os requisitos de qualidade necessários. Finalmente, a saída desta terceira malha de controle corresponde a entrada da quarta malha de controle, caracterizada pelo controle por modulação por largura de pulso (do inglês, *Pulse Width Modulation* - PWM).

Com o objetivo de compreender as principais malhas de controle do conversor *boost* deste estudo, em seguida, serão apresentados brevemente os controles MPPT e PWM.

O controle MPPT permite extrair do módulo fotovoltaico a máxima potência que está sendo gerada e, com isso, obter um melhor rendimento do sistema [25]. Este mecanismo de controle observa continuamente as modificações na curva característica I-V do painel fotovoltaico (Figura 2.8) e atua sobre a eletrônica do conversor CC-CC, de modo a manter o gerador fotovoltaico operando na tensão

correspondente à tensão de máxima potência, maximizando a transferência de potência e evitando perdas nas células [25].

De acordo com a literatura, existem técnicas distintas para realizar o controle MPPT. As duas principais estratégias de controle MPPT são Perturba e Observa (P&O) e Condutância Incremental [27]. O controle MPPT utilizado neste trabalho é baseado na estratégia de P&O, a qual será detalhada a seguir.

Atualmente, a técnica de P&O é uma das mais utilizadas devido à sua fácil implementação, dado que possui uma estrutura simples de controle e necessita de poucos parâmetros (tensão e corrente dos módulos fotovoltaicos) para realizar o MPPT. Este método consiste em perturbar periodicamente a tensão do módulo fotovoltaico em um determinado sentido (incrementando ou decrementando uma constante de  $\Delta V$ ), dependendo das variações de potência ( $\Delta P$ ) e tensão ( $\Delta V$ ) resultantes [27]. As Equações 2 e 3 demonstram estas variações.

$$\Delta V = V_t - V_{(t-\Delta t)} \quad (2)$$

$$\Delta P = P_t - P_{(t-\Delta t)} \quad (3)$$

Se as variações de potência e tensão forem ambas maiores que zero ou menores que zero, haverá um incremento da tensão do módulo fotovoltaico, ou seja, o algoritmo de rastreamento estará em uma posição à esquerda do ponto de máxima potência. Caso contrário, o rastreamento estará à direita deste ponto, ou seja, quando a variação de potência for maior que zero e a variação de tensão menor que zero, ou vice-versa [27]. A Figura 2.14 auxilia na visualização desta técnica de controle, a qual ilustra o controle MPPT atuando na curva P-V (Figura 2.9) característica dos módulos fotovoltaicos.

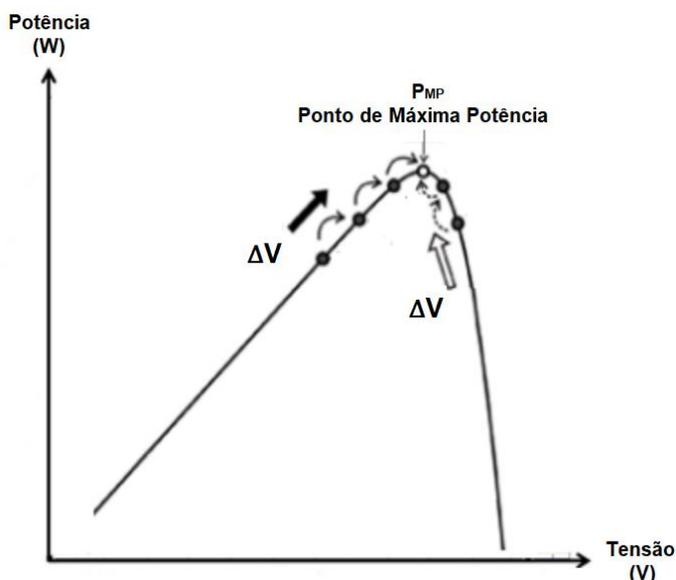


Figura 2.14 – Controle MPPT na curva P-V (adaptado de [27]).

Nesse sentido, se  $\Delta V > 0$  e  $\Delta P > 0$  ou  $\Delta V < 0$  e  $\Delta P < 0$ , é realizado o rastreamento à esquerda do ponto de máxima potência. Caso contrário,  $\Delta V > 0$  e  $\Delta P < 0$  ou  $\Delta V < 0$  e  $\Delta P > 0$ , é realizado o rastreamento à direita deste ponto.

Por sua vez, o controle PWM corresponde a uma forma de gerar os sinais de comando da chave eletrônica do conversor CC-CC com frequência de comutação fixa [26]. Basicamente, o controle PWM realiza uma comparação entre o sinal de entrada e uma forma de onda triangular ou tipo dente-de-serra. O resultado dessa comparação é uma função que apresenta apenas dois valores e a duração desses patamares de valores constantes estão relacionados com a amplitude do sinal de entrada. Dessa forma, obtém-se uma onda quadrada, caracterizada por comutar a chave eletrônica em determinada frequência fixa. Na Figura 2.15 é apresentada uma forma simples de realizar o PWM, a qual foi utilizada no controle PWM do conversor *boost* neste trabalho.

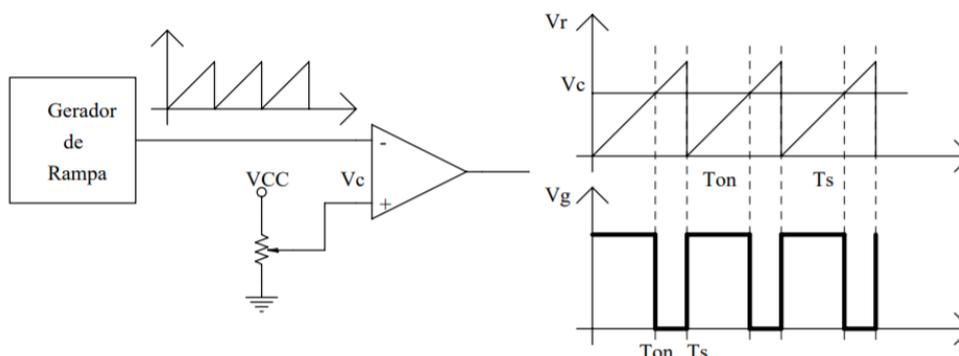


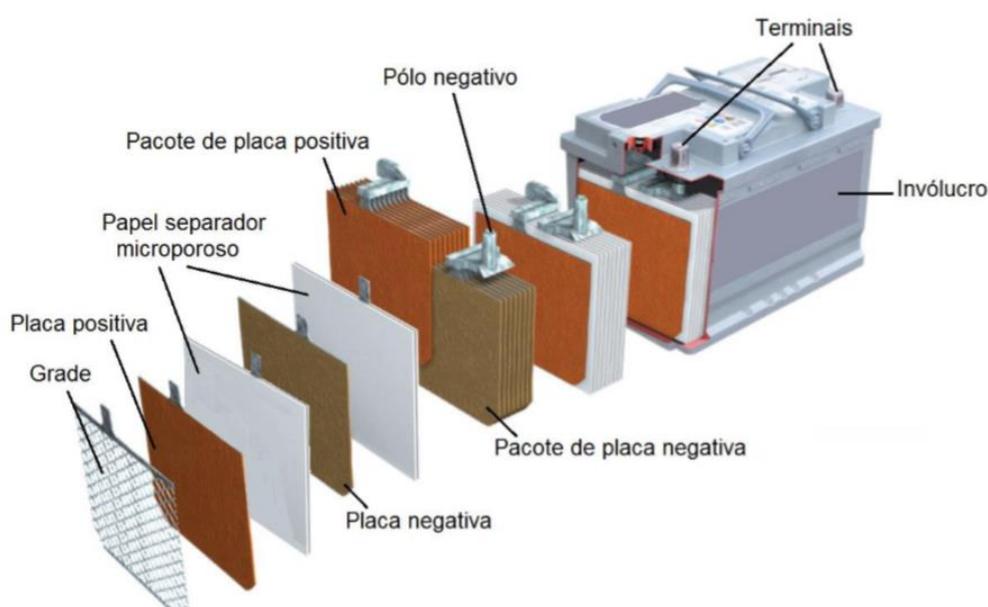
Figura 2.15 – Exemplo de um circuito PWM [26].

### III. Bateria

A bateria é composta por células eletroquímicas, conectadas em série ou em paralelo, capazes de armazenar energia elétrica na forma de energia química através de um processo eletroquímico de oxidação e redução. A classificação das baterias é efetuada de acordo com as células que as compõe [25].

Dentre as muitas baterias elétricas existentes, as mais conhecidas e utilizadas em sistemas fotovoltaicos são as de chumbo-ácido. Além disso, essas representam a tecnologia de armazenamento de energia de menor custo por Wh atualmente disponível no mercado para a aplicação em sistemas fotovoltaicos [16] [25].

A bateria de chumbo-ácido é formada por placas de chumbo mergulhadas em solução ácida. O carregamento e o descarregamento da bateria ocorrem através de reações químicas do chumbo com o ácido. A bateria de chumbo-ácido estacionária é projetada para fornecer correntes constantes por longos períodos de tempo e pode ser descarregada até atingir pequenas porcentagens de cargas sem se danificar. Ademais, preserva a carga elétrica por algum tempo quando a bateria não está em uso, sendo mais eficiente no armazenamento de eletricidade. A Figura 2.16 apresenta os principais aspectos construtivos da bateria de chumbo-ácido [16].



**Figura 2.16 – Aspectos construtivos da bateria de chumbo-ácido [25].**

A bateria pode ser utilizada em MRs conectadas à rede elétrica da distribuidora de energia, como também em MRs isoladas. Em MRs conectadas à rede, as baterias

podem ser utilizadas para a operação ilhada no caso de falta da energia da rede elétrica e também para melhorar a cota de autoconsumo [16] [25].

No caso da MR isolada deste estudo, para que esta seja autônoma, a presença de baterias é indispensável. Isso porque os períodos de geração do módulo fotovoltaico nem sempre correspondem aos períodos de consumo, devido à intermitência da fonte solar. Portanto, a presença da bateria torna-se necessária a fim de proporcionar fornecimento constante de energia para o consumidor e para evitar desperdício da energia gerada quando o consumo é baixo, permitindo seu armazenamento para uso posterior [16] [25].

Este trabalho desenvolve o controle *droop* para que seja possível conectar uma bateria ou banco de baterias de modo *plug-and-play*, de acordo com a necessidade da MR, sem que sejam necessárias vias exclusivas de comunicação entre as fontes [28].

#### IV. Inversor

Os inversores, também denominados de conversores CC-CA, possuem como principal objetivo converter a eletricidade de corrente contínua proveniente dos módulos fotovoltaicos e das baterias em eletricidade de CA, a fim de conectar esses componentes à rede elétrica convencional ou à MR [16].

Em relação às tecnologias envolvidas nos inversores, estas correspondem à dispositivos semicondutores de potência (IGBTs, IGCTs). Esses componentes representam chaves eletrônicas controláveis, as quais podem ser colocadas em estado de condução ou de bloqueio por meio de um sinal de controle [25]. Desse modo, as chaves eletrônicas são ligadas e desligadas em altas frequências, em horários específicos e em uma determinada sequência, gerando uma saída em CA [29].

A estrutura dos inversores de tensão monofásicos utilizados neste estudo pode ser visualizada na Figura 2.17.

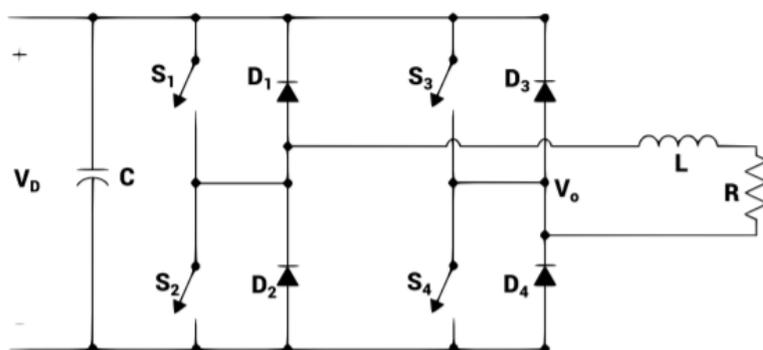


Figura 2.17 – Circuito de potência dos inversores de tensão monofásicos deste estudo [29].

Em uma MR, o controle dos inversores é realizado de acordo com sua função executada no sistema. Existem três tipos fundamentais: Conversor Formador de Rede (CFR), Conversor de Suporte de Rede (CSR) e Conversor Alimentador de Rede (CAR) [30].

O CFR é o responsável por gerar tensão e frequência para a MR no modo isolado, fornecendo qualidade de energia elétrica e continuidade de serviço. Quando conectado à rede elétrica, este conversor é controlado como fonte de corrente, dado que não é mais necessária a imposição de tensão e de frequência para a MR [31]. Uma MR isolada deve possuir pelo menos um CFR. A fonte primária de energia desse conversor deve ser uma fonte estável de energia, como sistemas de armazenamento de energia (baterias) e fontes não-intermitentes de energia [28].

O CSR pode operar em ambos modos conectado e isolado da MR. Esse conversor tem como principal função a regulação dos níveis de tensão e de frequência da MR. Existem outras funções para esses conversores, como correção do fator de potência, filtragem harmônica ativa e balanceamento de correntes [28]. Geralmente esse conversor absorve ou fornece potência ativa ou reativa à MR. Nesse sentido, sua fonte primária de energia é um elemento com capacidade de armazenamento de energia [28].

O CAR é controlado como fonte de corrente, injetando potência ativa e reativa no sistema. Normalmente, a fonte primária de energia desse conversor são fontes intermitentes de energia (energia solar fotovoltaica e eólica) [28].

Especificamente, no contexto da MR deste trabalho, os inversores conectados as baterias representam CFRs e o inversor fotovoltaico corresponde a um CAR.

Os CFRs deste trabalho são controlados a partir de três malhas principais, as quais são ilustradas de forma simplificada na Figura 2.18.



Figura 2.18 – Principais malhas de controle dos Conversores Formadores de Rede deste estudo.

O CAR deste estudo também é controlado a partir de três malhas principais, as quais são apresentadas de forma simplificada na Figura 2.19.

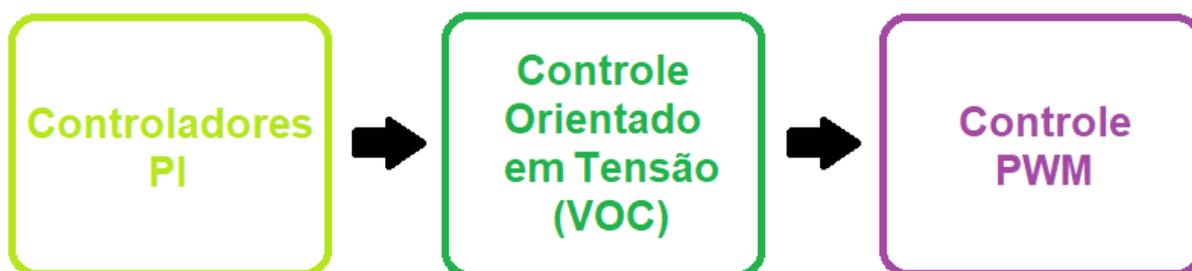
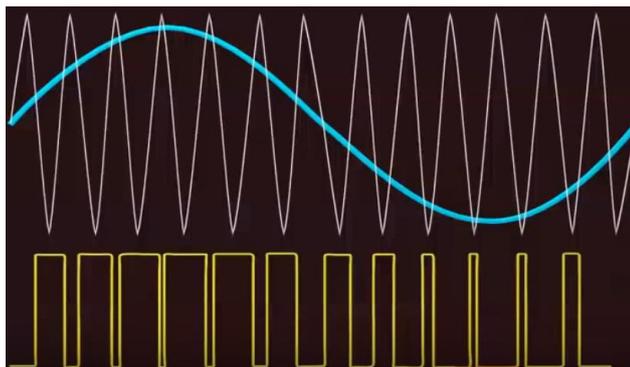


Figura 2.19 - Principais malhas de controle do Conversor Alimentador de Rede deste estudo.

Na seção 2.1.3.2.1. adiante é detalhado o funcionamento do controle *droop*. Os controladores PI, tal como explicado anteriormente, são utilizados para ajustar o tempo de acomodação, o *overshoot* máximo e o erro de regime permanente do sinal de entrada de acordo com os requisitos de qualidade desejados na MR.

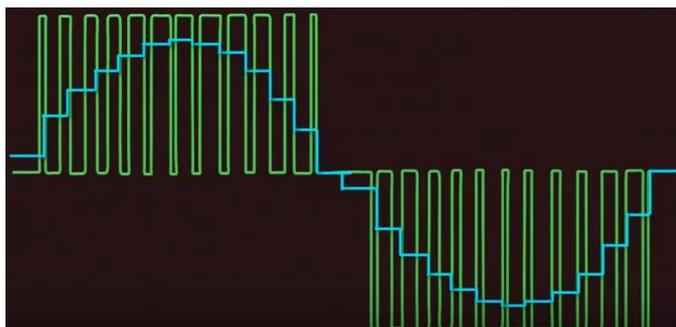
Adiante, com o objetivo de compreender as principais malhas de controle dos CFRs e CAR deste estudo, serão apresentados o controle PWM (no contexto dos inversores de tensão) e o Controle Orientado em Tensão (do inglês *Voltage-Oriented Control* – VOC).

A respeito do PWM, no caso do inversor de tensão, é realizada a comparação da onda senoidal com a onda triangular ou dente-de-serra. Quando o valor da onda senoidal é maior do que a onda triangular, o comparador produz um sinal igual a um, caso não seja, o sinal é igual a zero. O sinal igual a um representa a chave eletrônica ligada e caso contrário (sinal zero) a chave eletrônica é desligada. Essa lógica é ilustrada na Figura 2.20.



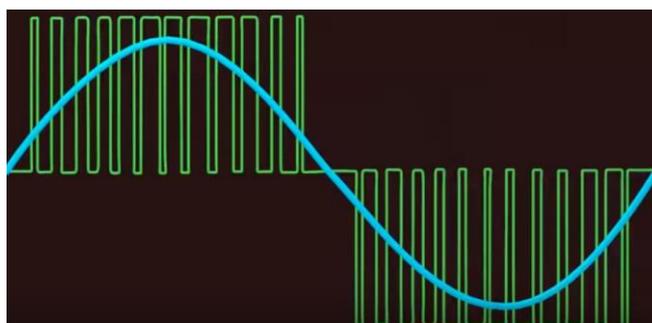
**Figura 2.20 – Comparação da onda senoidal com a triangular no controle PWM no inversor.**

Dessa forma, o PWM gera uma forma de onda a partir de pulsos de diferentes larguras, sendo que nas regiões nas quais são necessárias amplitudes maiores, são gerados pulsos com amplitudes maiores. A média desses pulsos em um pequeno intervalo de tempo é similar à forma de onda senoidal (tal como pode ser observado na Figura 2.21).



**Figura 2.21 – Média da forma de onda a partir de pulsos de diferentes larguras pelo controle PWM no inversor.**

A média desses pulsos pode ser alcançada pela utilização de componentes de armazenamento de energia (indutores e capacitores), os quais são denominados de filtros passivos e possuem como função suavizar o fluxo de energia. Os indutores são utilizados para suavizar a corrente e os capacitores para suavizar a tensão (Figura 2.22).



**Figura 2.22 – Forma de onda senoidal proveniente da utilização dos filtros passivos no inversor.**

O VOC é um método de controle para conversores CC-CC e inversores que se baseia no Controle Orientado em Campo (do inglês *Field-Oriented Control* – FOC) empregado no controle de acionamentos de motores CA trifásicos [29]. O VOC é classificado como uma técnica de controle vetorial dado que trabalha com quantidades vetoriais. O VOC utiliza o referencial de coordenadas  $dq$ , com os eixos  $dq$  girando com a mesma velocidade angular  $\omega_g$  da tensão da rede, com o eixo  $d$  alinhado com o fasor da tensão da rede. Com isto, a componente em quadratura da tensão da rede permanece nula e, conseqüentemente, as potências ativa e reativa podem ser controladas separadamente, controlando, respectivamente, as componentes  $d$  (alinhada à rede) e  $q$  da corrente da rede, como demonstra a Figura 2.23. Os diagramas de fasores ilustrados nesta figura demonstram como  $i_d$  permanece alinhado com o fasor de tensão da rede e, portanto, está relacionado à potência ativa, enquanto  $i_q$  é perpendicular ao  $i_d$  e, portanto, está relacionado ao controle de potência reativa [29].

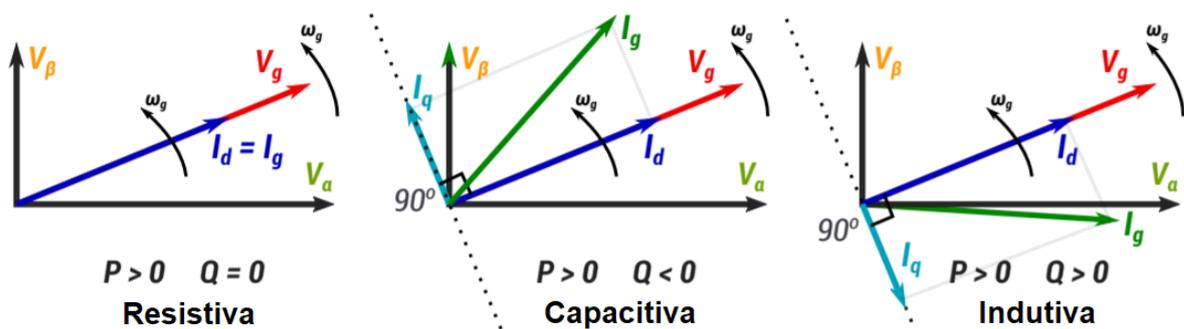


Figura 2.23 – Diagramas de fasores no contexto do Controle Orientado em Tensão (VOC) (adaptado de [29]).

Em seguida, com o objetivo de compreender como ocorre o controle da MR a alto nível, é apresentado o tópico 2.1.3.2.

### 2.1.3.2. Controle da Microrrede a Alto Nível

O controle da MR a alto nível geralmente é composto por controle primário, secundário e terciário.

O controle *droop* é uma das estratégias adotadas para executar o controle primário em uma MR [32]. Esse controle permite que os inversores operem em

paralelo, com o compartilhamento de carga, em que cada fonte deve prover potência às cargas de maneira proporcional à sua capacidade. Através desse controle, a frequência angular e a magnitude de tensão (tensão de pico) de saída são controladas pelas potências ativa e reativa, respectivamente [23].

No entanto, o controle *droop* possui como desvantagem inerente, a degradação do nível da amplitude e frequência da tensão [30]. Assim, tal estratégia de controle não garante a operação dessas variáveis próximas aos respectivos valores nominais de operação da rede. Desta maneira, o controle secundário restaura os níveis da amplitude e da frequência da tensão para os valores nominais [30].

O controle secundário (também conhecido por Controle Automático de Geração ou *Load Frequency Control*) atua nas fontes de geração afim de reestabelecer os valores nominais ou desejados de tensão e frequência [33]. Esse controle pode ser realizado por um gerador síncrono que opera no modo isócrono, ou seja, com velocidade constante. Isso é possível através de um controlador de velocidade isócrono que ajusta a válvula/palheta da turbina para restabelecer a frequência do sistema para o seu valor nominal ou valor desejado. Sendo assim, para qualquer potência solicitada pela carga, a velocidade na qual a máquina gira, não se afasta da velocidade nominal [34]. A partir disso, é possível concluir que a frequência permanecerá sempre constante. Portanto, o gerador síncrono operando isocronamente mantém os níveis de frequência e tensão na MR [32].

O controle terciário, também denominado de gerenciamento energético, realiza o gerenciamento do fluxo ótimo de potência entre a MR e a rede. Portanto, esse nível de controle é empregado para MRs que operam conectadas à rede elétrica e na operação isolada o controle terciário não atua [35]. O controle terciário procura estabelecer a operação com o menor custo econômico para a MR. Esse gerenciamento considera características e restrições operativas individuais de cada fonte, carga e qualquer outro componente, além de restrições sistêmicas, tais como os requisitos de reserva e intercâmbios com a distribuidora de energia elétrica. O gerenciamento energético também pode considerar outras restrições, tal como restrições ambientais (emissões de gases poluentes), e, nesse caso, torna-se a solução de um problema de otimização [33].

Para o desenvolvimento deste trabalho, será utilizado o controle primário na MR. Por isso, a próxima seção apresenta a técnica de controle *droop* detalhadamente.

### 2.1.3.2.1. Controle *Droop*

Tradicionalmente, o controle *droop* vem sendo utilizado no controle primário de geradores síncronos dos sistemas de potência [33]. Recentemente, com o surgimento da GD, essa técnica começou a ser aplicada para o controle de inversores em MRs.

Esta é uma das técnicas mais estudadas quando o assunto é MRs, porque possui algumas vantagens, tais como o bom compartilhamento de potência e a ausência de comunicação externa entre os inversores, a qual muitas vezes é difícil e possui alto custo associado. Por consequência, reduz a complexidade do sistema e melhora a flexibilidade e a redundância. Além disso, facilita a expansão da capacidade da MR devido à característica *plug-and-play* [20].

O controle *droop* permite um compartilhamento automático de cargas entre inversores em paralelo que integram uma MR autônoma [23]. Através desse controle, é realizado o ajuste da frequência angular e da magnitude da tensão de saída do inversor de acordo com, respectivamente, a potência ativa e reativa fornecidas por ele [36]. A divisão de cargas pode ser expressa pelas chamadas retas de decaimento  $\omega - P$  e  $V - Q$ , ilustradas através da Figura 2.24.

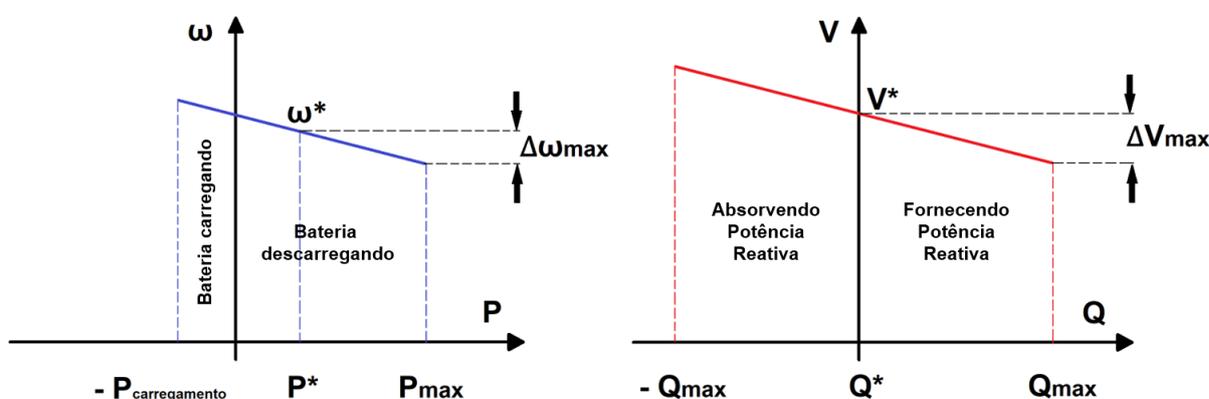


Figura 2.24 – Retas de decaimento  $\omega - P$  (à esquerda) e  $V - Q$  (à direita).

Analisando a Figura 2.24 e relacionando esta figura a geradores síncronos, à medida em que a potência ativa aumenta, esta produz queda de velocidade da máquina geradora, ou seja, uma diminuição na frequência angular. Além disso, nota-se que a potência ativa, que cada gerador pode fornecer em uma eventual mudança de carga, está associada a um único valor de frequência da tensão do sistema elétrico, por eles formado [34].

Essa mesma análise pode ser realizada para a potência reativa, ou seja, um aumento de potência reativa corresponde a uma diminuição na magnitude de tensão.

Desse modo, os inversores operam como CFRs, garantindo a tensão de referência no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) (ponto de acoplamento de cargas).

A potência ativa é convencionada positiva quando a bateria fornece potência à rede, em descarga, e negativa quando a bateria absorve energia, em carregamento. Por sua vez, a potência reativa é convencionada positiva quando o inversor fornece potência reativa, no caso de carga indutiva na MR, e negativa quando o inversor absorve potência reativa, no caso de carga capacitiva na MR.

Continuamente, através da Figura 2.24, pode-se deduzir as Equações 4 e 5, características do controle *droop*.

$$\omega = \omega^* - K_p(P - P^*) \quad (4)$$

$$V = V^* - K_q(Q - Q^*) \quad (5)$$

Nas Equações 4 e 5,  $P^*$  representa a potência ativa na qual a frequência angular é igual a desejada/nominal, ou seja,  $\omega^*$ .  $Q^*$  representa a potência reativa na qual a magnitude de tensão é igual a desejada/nominal, ou seja,  $V^*$ . Com outras palavras,  $P^*$  e  $Q^*$  são, respectivamente, o ponto intermediário de potência ativa da reta de decaimento  $\omega - P$  e de potência reativa da reta de decaimento  $V - Q$ .

$\omega^*$  e  $V^*$  podem ser calculadas a partir das Equações 6 e 7.

$$\omega^* = 2\pi f \quad (6)$$

$$V^* = V_{rms}\sqrt{2} \quad (7)$$

$K_p$  e  $K_q$  das Equações 4 e 5 são os coeficientes *droop* e correspondem às inclinações das retas de decaimento  $\omega - P$  e  $V - Q$ , dadas pelas Equações 8 e 9, respectivamente. Nestas equações,  $P_{max}$  e  $Q_{max}$  são, respectivamente, a potência ativa e reativa máxima que podem ser fornecidas pelos inversores.

$$K_p = \frac{|\Delta\omega|}{\Delta P} = \frac{|(\omega - \omega^*)|}{(P_{max} - P^*)} = \frac{\Delta\omega_{max} * \omega^*}{(P_{max} - P^*)} \quad (8)$$

$$K_q = \frac{|\Delta V|}{\Delta Q} = \frac{|(V - V^*)|}{(Q_{max} - Q^*)} = \frac{\Delta V_{max} * V^*}{(Q_{max} - Q^*)} \quad (9)$$

Ainda, nas Equações 4 e 5,  $P$  e  $Q$  representam as potências ativa e reativa solicitadas pela carga, respectivamente.  $P$  e  $Q$  são calculadas a partir de medições de tensão ( $V_0$ ) e corrente ( $I_0$ ) na saída do filtro do inversor [37].

Finalmente, a partir do cálculo de  $V$  e  $\omega$  das Equações 4 e 5, o inversor fornece uma tensão de referência senoidal ( $V_{ref}$ ) com as características da Equação 10.

$$V_{ref} = V \text{sen}(\omega t) \quad (10)$$

As Equações 11 e 12 representam a transformação da frequência angular no tempo ( $\omega t$ ) para o ângulo ( $\theta$ ), com o objetivo de trabalhar com o valor de  $\theta$  e reconstruir a Equação 10, formando a Equação 13.

$$\omega = \frac{d\theta}{dt} \quad (11)$$

$$\theta = \int \omega dt = \omega \int dt = \omega t \quad (12)$$

$$V_{ref} = V \text{sen}(\theta) \quad (13)$$

Resumidamente, a Figura 2.25 ilustra o controle *droop* para determinação da tensão de referência ( $V_{ref}$ ).

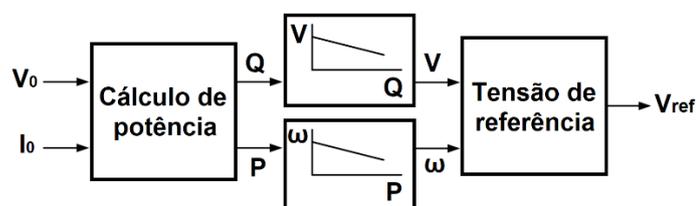


Figura 2.25 – Determinação da tensão de referência através do controle *droop* (adaptado de [23]).

Adiante, são detalhados alguns dos principais estudos realizados utilizando a técnica de controle *droop*, os quais serviram como base para o desenvolvimento deste trabalho.

Em [38], o controle *droop* é aplicado no contexto das fontes de alimentação ininterruptas (do inglês *Uninterruptable Power Supply* – UPS) em uma MR. Neste artigo, o controle *droop* é utilizado para controlar o fluxo de potência na MR, com o objetivo de garantir uma transferência suave entre os dois modos de operação da MR, isolada e conectada à rede. Neste estudo, os coeficientes *droop* são escolhidos para limitar a energia importada pela UPS ao se reconectar à rede e fornecer uma boa resposta transitória. Os resultados experimentais de uma MR composta por duas UPS de 60kW são fornecidos para validar o projeto. Portanto, no artigo [38] a estratégia de controle *droop* foi validada experimentalmente, mostrando-se eficaz para a obtenção de uma transferência contínua entre os dois modos de operação da MR.

Em [39], é apresentada uma estratégia de controle baseada no método *droop* para uma MR composta de várias UPS conectadas em paralelo. É analisada a estabilidade do sistema e são fornecidas regras para projetar os principais parâmetros do controle *droop*. Neste trabalho [39], foram obtidos resultados experimentais para validar a técnica de controle proposta. Os resultados demonstraram uma boa regulação no estado estacionário e uma resposta transitória adequada ao compartilhar cargas lineares e não lineares.

Em [40], são descritos os controles mais importantes para a operação paralela das UPS: as técnicas de compartilhamento de carga ativa e do controle *droop*. Também são apresentadas as recentes melhorias e variantes dessas técnicas de controle. A conclusão do artigo [40] é que o bom desempenho do controle *droop* permite a integração de UPS em sistemas distribuídos complexos de armazenamento e geração, como MRs.

Em [41], é apresentada uma nova estratégia de controle, baseada no método de controle *droop*, para inversores paralelos de unidades de GD em um sistema de distribuição CA. Segundo [41], o método *droop* convencional de queda de tensão e frequência possui uma resposta transitória lenta e oscilante para alcançar o compartilhamento de carga. Além disso, de acordo com [41], não há possibilidade de modificar a resposta transitória sem a perda de precisão do compartilhamento de potência ou da tensão e frequência de saída. Neste artigo [41], uma grande melhoria na resposta transitória é alcançada através da introdução de termos integrais-

derivativos de potência, com o ajuste correto dos parâmetros de ganho, no método *droop* convencional. Dessa forma, é obtida uma melhor controlabilidade do sistema e, conseqüentemente, um desempenho transitório adequado. No final do artigo [41], os resultados de simulação e experimentais são apresentados para comprovar a validade dessa abordagem, a qual demonstra excelente desempenho em oposição a metodologia convencional. Cargas lineares e não lineares podem ser supridas adequadamente pelos inversores em paralelo utilizando a solução de controle proposta.

Em [42], foi proposto um novo controle para compartilhamento de potência entre inversores conectados em paralelo, com base no método *droop*. Ao contrário do método *droop* convencional, a resposta transitória deste novo controle proposto pode ser modificada atuando nos principais parâmetros de controle. Cargas lineares e não lineares podem ser compartilhadas adequadamente devido à adição de um *loop* de corrente na estratégia de controle. Os excelentes resultados deste controlador mostram sua aplicabilidade a inversores conectados em paralelo em sistemas de energia distribuídos, como sistemas de GD ou MRs.

Em [43] é apresentada uma estratégia de controle aprimorada, baseada no método *droop* convencional, para inversores conectados à rede dentro de MRs. A melhoria na estratégia de controle é dupla. Primeiramente, a resposta transitória do controle *droop* é aprimorada substituindo o método tradicional de medir a potência média, que se baseia no uso de um filtro passa-baixa, por um filtro de integração em tempo real. Em segundo lugar, a qualidade da corrente de saída no estado estacionário é aprimorada utilizando uma indutância virtual. Os resultados de simulação e experimentais são apresentados em [43] para validar a eficácia do controlador.

### 3. MODELAGEM DA MICRORREDE

Neste capítulo será apresentada a MR modelada em *MATLAB® Simulink*, a estrutura de controle desta MR e a definição das variáveis de controle. Será dado enfoque ao controle *droop* desenvolvido, com a apresentação detalhada dessa malha de controle.

#### 3.1. DESCRIÇÃO DA MICRORREDE

A MR ilustrada na Figura 2.4, a qual corresponde a um sistema monofásico, com tensão eficaz 230 V e frequência 50 Hz, é modelada e simulada em *MATLAB® Simulink*, versão 2018 (Figura 3.1). As baterias utilizadas são de 400 V cada e os módulos fotovoltaicos de 220 Wp. É simulada uma fileira com 5 módulos em série.

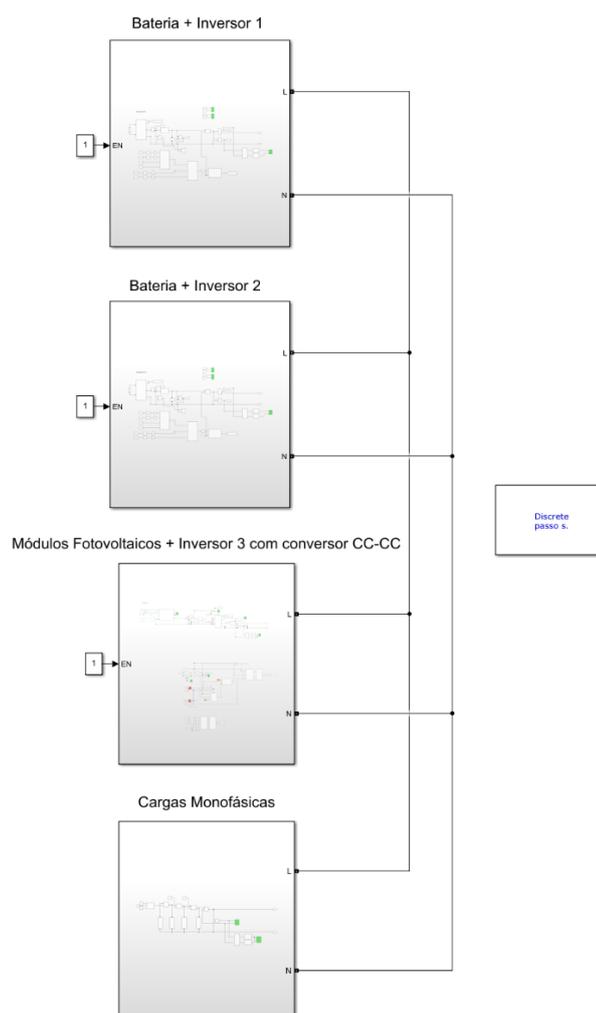


Figura 3.1 – MR modelada e simulada em *MATLAB® Simulink*.

Basicamente, a MR deste estudo é constituída por três inversores monofásicos em paralelo, os quais trabalham em conjunto compartilhando as cargas da MR. Os inversores 1 e 2 são controlados como fontes de tensão, nos quais é aplicado o controle *droop*. Por sua vez, o inversor 3 é controlado como fonte de corrente e a sua função é injetar potência no sistema, através do controle MPPT. Deste modo, o terceiro inversor não participa da estratégia de controle *droop*, apenas mantém a sua topologia de controle usual.

## 3.2. MODELAGEM DOS INVERSORES

### 3.2.1. Modelagem dos Inversores 1 e 2

Os inversores 1 e 2 estão conectados entre a bateria e a MR, tal como é demonstrado na Figura 3.2. Nesta configuração, a tensão do barramento CC na entrada do inversor é mantida constante, independentemente da corrente drenada, através do uso de baterias. Por sua vez, o filtro passa baixa (filtro LC) justifica-se pelo fato de que o inversor não gera ondas senoidais puras, as quais são ideias para o bom funcionamento das cargas [44].

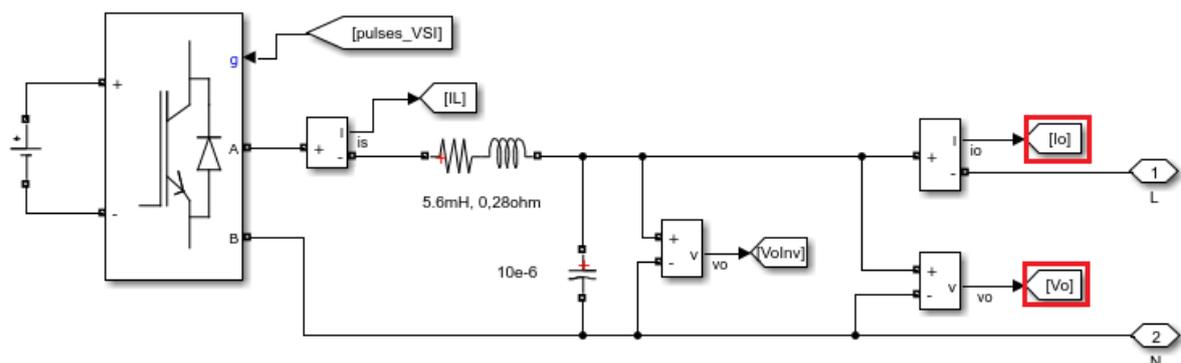


Figura 3.2 – Circuito de potência dos inversores 1 e 2.

Em relação à malha de controle *droop*, toma-se o filtro LC do circuito de potência dos inversores 1 e 2, apresentado na Figura 3.2, para a determinação das variáveis de controle ( $I_0$  e  $V_0$ ).

A modelagem em *MATLAB® Simulink* das três malhas principais de controle dos inversores 1 e 2, apresentadas anteriormente de forma simplificada na Figura 2.18, é ilustrada na Figura 3.3.

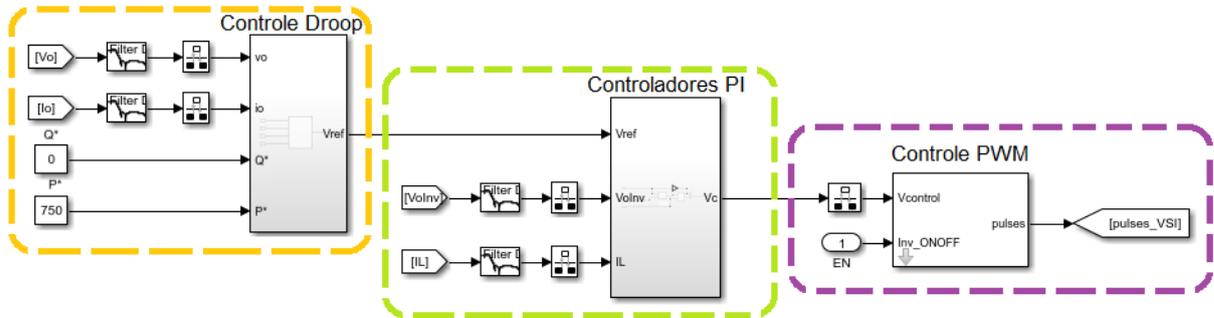


Figura 3.3 – Malhas de controle dos inversores 1 e 2.

A malha de controle PWM é detalhada no Apêndice A.1. Na Figura 3.4 detalha-se a malha do controle *droop* dos inversores 1 e 2.  $I_0$  e  $V_0$  correspondem às entradas do controle *droop* e  $V_{ref}$  a saída de tensão de referência deste mesmo controle.

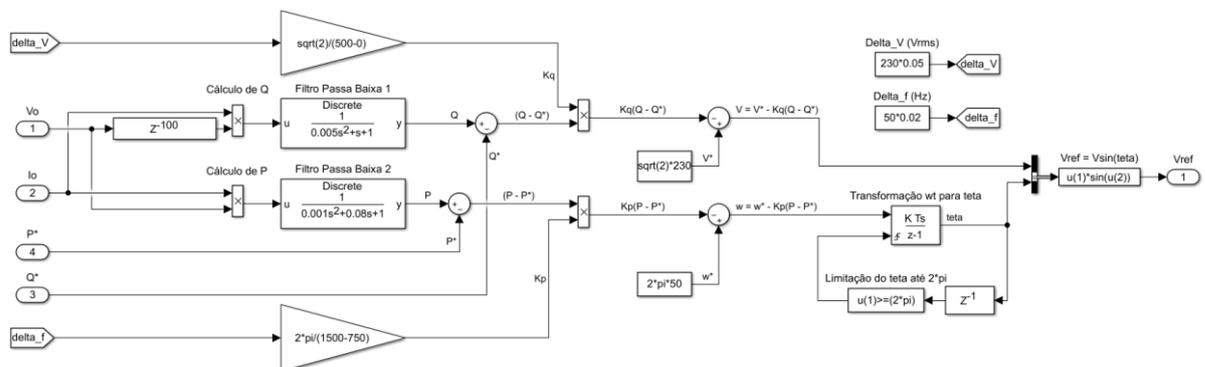


Figura 3.4 – Malha do controle *droop* dos inversores 1 e 2.

A malha do controle *droop* ilustrada na Figura 3.4 representa basicamente a composição das Equações 4 e 5 do controle *droop*. Para os cálculos das potências ativa ( $P$ ) e reativa ( $Q$ ) solicitadas pela carga, é utilizado um método de cálculo proposto em [41]. Em seguida, são utilizados filtros passa baixa, com o objetivo de determinar os valores médios de  $P$  e  $Q$ .

A frequência angular nominal ( $\omega^*$ ) e a magnitude de tensão nominal ( $V^*$ ) são caracterizadas pelas Equações 14 e 15, respectivamente. Nestas equações, a tensão eficaz ( $V_{rms}$ ) é igual a 230 V e a frequência ( $f$ ) é igual a 50 Hz. Os valores de  $V_{rms}$  e  $f$  justificam-se com base na tensão senoidal presente no sistema elétrico de Portugal,

utilizada na MR em estudo para possíveis trabalhos futuros, com a possibilidade da conexão desta MR com a rede convencional de energia elétrica.

$$\omega^* = 2\pi f = 2\pi 50 \quad (14)$$

$$V^* = V_{rms}\sqrt{2} = 230\sqrt{2} \quad (15)$$

Neste estudo, o controle *droop* é projetado para que a frequência angular no PAC varie no máximo 2% do valor nominal e a magnitude de tensão neste mesmo ponto varie no máximo 5% do valor nominal. Se os coeficientes *droop* são aumentados, é obtido um bom compartilhamento de potência à custa da degradação da regulação de tensão. Portanto, de acordo com [41], 2% e 5% correspondem a valores aceitáveis de desvios de frequência e tensão (Equações 16 e 17).

$$\Delta\omega_{max} = 2\% \quad (16)$$

$$\Delta V_{max} = 5\% \quad (17)$$

Adiante, o cálculo dos coeficientes *droop* é detalhado nas Equações 18 e 19.

$$K_p = \frac{|\Delta\omega|}{\Delta P} = \frac{|(\omega - \omega^*)|}{(P_{max} - P^*)} = \frac{\Delta\omega_{max} * \omega^*}{(P_{max} - P^*)} = \frac{0,02 * 2 * \pi * 50}{(1500 - 750)} \quad (18)$$

$$K_q = \frac{|\Delta V|}{\Delta Q} = \frac{|(V - V^*)|}{(Q_{max} - Q^*)} = \frac{\Delta V_{max} * V^*}{(Q_{max} - Q^*)} = \frac{0,05 * 230 * \sqrt{2}}{(500 - 0)} \quad (19)$$

Nas Equações 18 e 19, adota-se  $P_{max} = 1500$  W,  $P^* = 750$  W,  $Q_{max} = 500$  VAR e  $Q^* = 0$  VAR.  $P_{max}$  e  $Q_{max}$  representam, respectivamente, os limites máximos de potência ativa e reativa da reta de decaimento dos inversores 1 e 2. Estes valores de  $P_{max}$  e  $Q_{max}$  justificam-se na tentativa de simular inversores reais com potências de 1500 VA ( $S$ ) presentes no laboratório (cálculo de  $P_{max}$  e  $Q_{max}$  através da Equação 20 do triângulo de potências).

$$S = \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2} \quad (20)$$

No caso deste estudo, considera-se a bateria somente como unidade geradora, ou seja, somente fornecendo potência à rede (bateria descarregando). Por isso,  $P$  só assume valores positivos e, portanto,  $P^*$  é um valor positivo. No que diz respeito à  $Q^*$ , faz sentido este valor ser igual a zero, dado que existem valores positivos e negativos de potência reativa fornecida pelos inversores 1 e 2, dependendo se a carga da MR for indutiva ou capacitiva. A produção de energia reativa pelo inversor será realizada na medida para compensar os efeitos dessas cargas.

Ilustrativamente, as retas de decaimento *droop* aplicadas aos inversores 1 e 2 estão ilustradas na Figura 3.5.

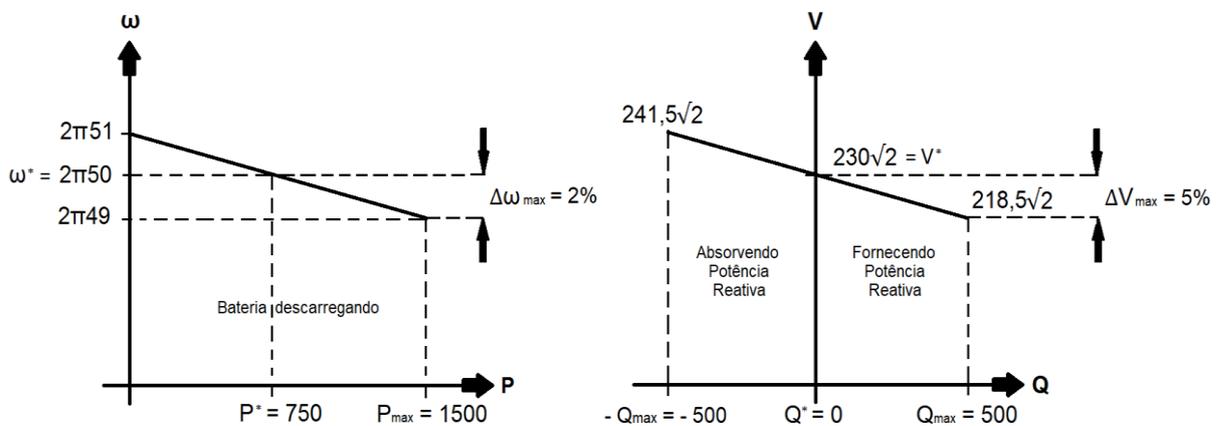


Figura 3.5 – Retas de decaimento  $\omega - P$  (a esquerda) e  $V - Q$  (a direita) dos inversores 1 e 2.

### 3.2.2. Modelagem do Inversor 3

O inversor 3 está conectado entre a fileira de módulos fotovoltaicos e a MR. Neste caso, o conversor CC-CC elevador (conversor *boost*), parte integrante do inversor 3, é utilizado para elevar e adequar o nível de tensão na saída da fileira fotovoltaica ao necessário na entrada deste inversor de tensão monofásico. Novamente, o filtro LC justifica-se pelo mesmo fator citado anteriormente, dado que o inversor não gera ondas senoidais puras.

Apesar de se tratar do mesmo equipamento (inversor 3), as malhas de controle estão divididas em malhas do conversor CC-CC elevador e do inversor de tensão monofásico. O circuito de potência da Figura 3.6 é utilizado para a determinação das variáveis de controle do conversor CC-CC elevador e do inversor de tensão.

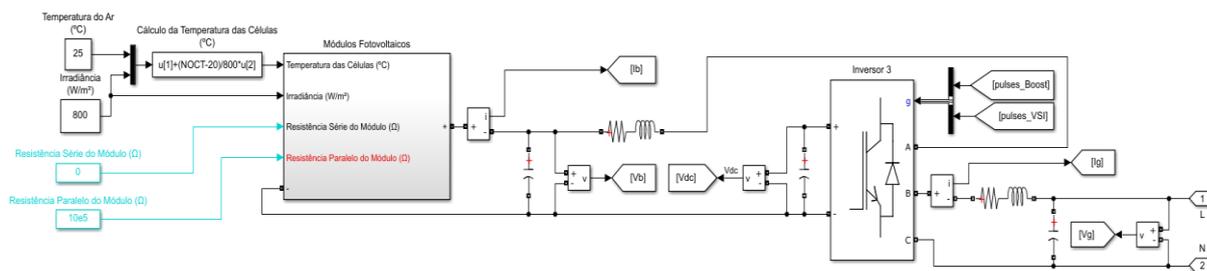


Figura 3.6 – Circuito de potência do inversor 3.

A modelagem em *MATLAB® Simulink* das quatro malhas principais de controle do conversor CC-CC, apresentadas anteriormente de forma simplificada na Figura 2.13, é ilustrada na Figura 3.7. A malha de controle MPPT é detalhada no Apêndice A.2.

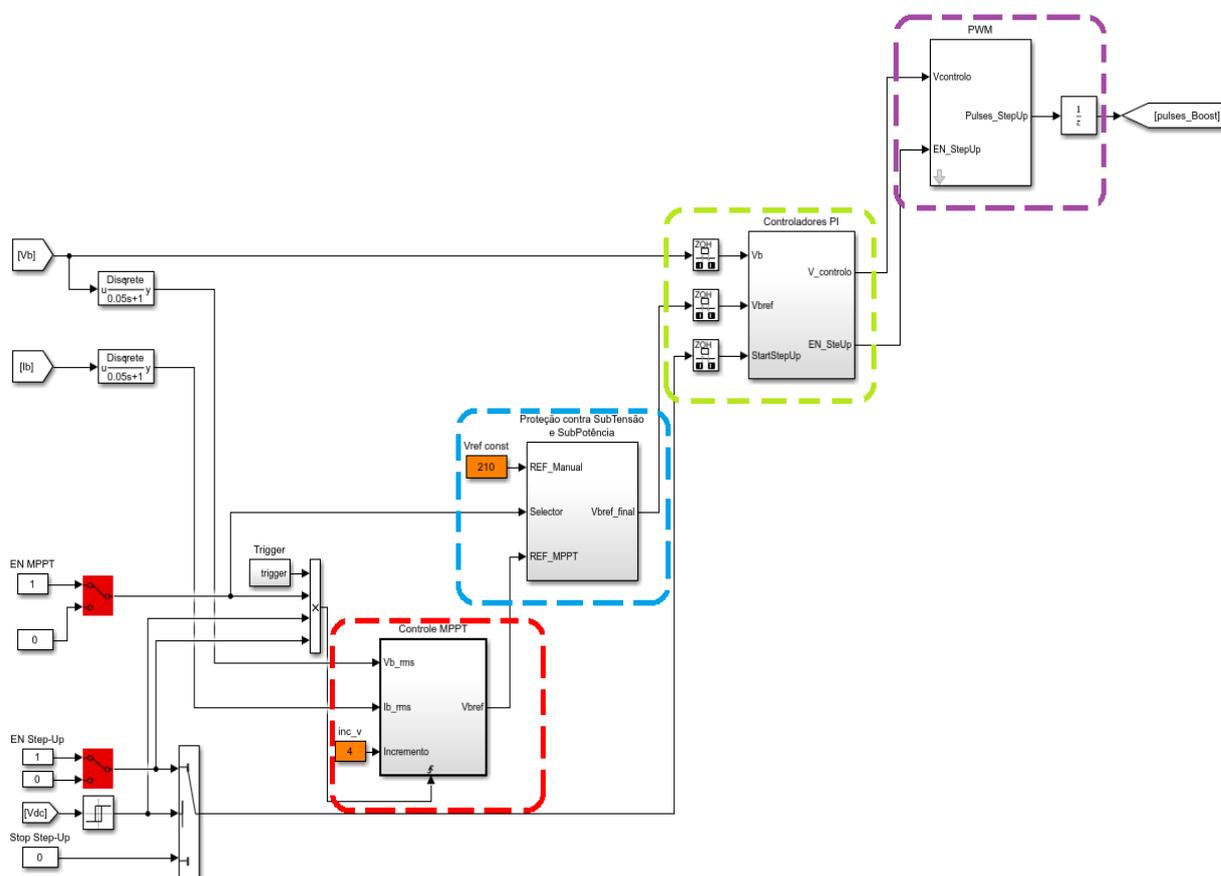


Figura 3.7 – Malhas de controle do conversor CC-CC.

Por sua vez, o inversor de tensão monofásico possui três malhas de controle, tal como ilustrado anteriormente na Figura 2.19. A modelagem dessas malhas em *MATLAB® Simulink* é demonstrada na Figura 3.8, sendo que a primeira e a segunda malha estão apresentadas de forma conjunta. A malha de controle VOC é detalhada no Apêndice A.3.

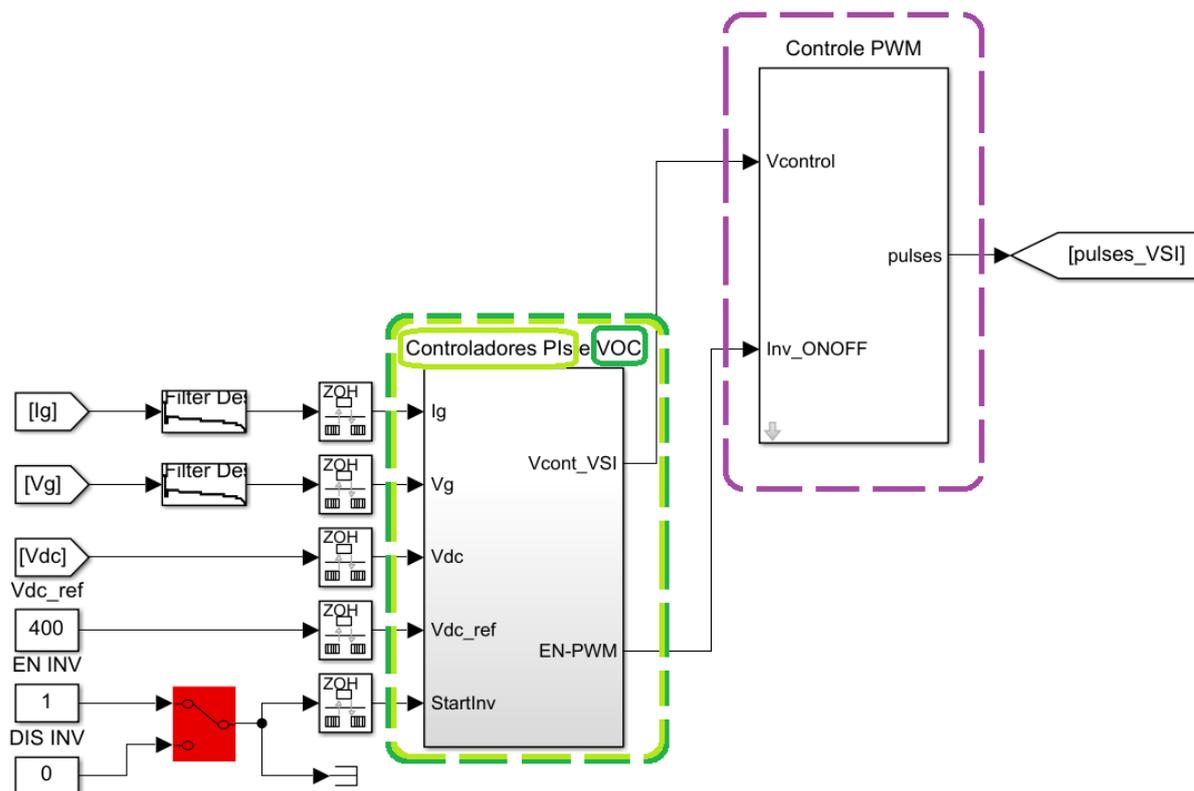


Figura 3.8 – Malhas de controle do inversor de tensão monofásico.

#### 4. SIMULAÇÃO DA MICRORREDE

Com o objetivo de testar e validar o funcionamento do controle desenvolvido, neste capítulo são demonstradas as simulações realizadas da MR modelada no software *MATLAB® Simulink*, versão 2018, considerando diferentes eventos na produção e carga. Os cenários 1 e 2 correspondem a alterações na carga e os cenários 3, 4 e 5 alterações na produção. Os cenários simulados neste estudo podem ser resumidos na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Cenários de simulação do estudo.

<b>CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO</b>
<b>CENÁRIO 1 AUMENTO DA POTÊNCIA ATIVA E REATIVA (CAPACITIVA) NA CARGA</b>
<b>CENÁRIO 2 AUMENTO DA POTÊNCIA ATIVA E REATIVA (INDUTIVA) NA CARGA</b>
<b>CENÁRIO 3 AUMENTO DA IRRADIÂNCIA INCIDENTE NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b>
<b>CENÁRIO 4 AUMENTO DA TEMPERATURA NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b>
<b>CENÁRIO 5 INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA PELO INVERSOR DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</b>

O inversor 3 dos módulos fotovoltaicos é configurado para injetar preferencialmente potência ativa nos cenários 1 até 4 e potência ativa e reativa no cenário 5.

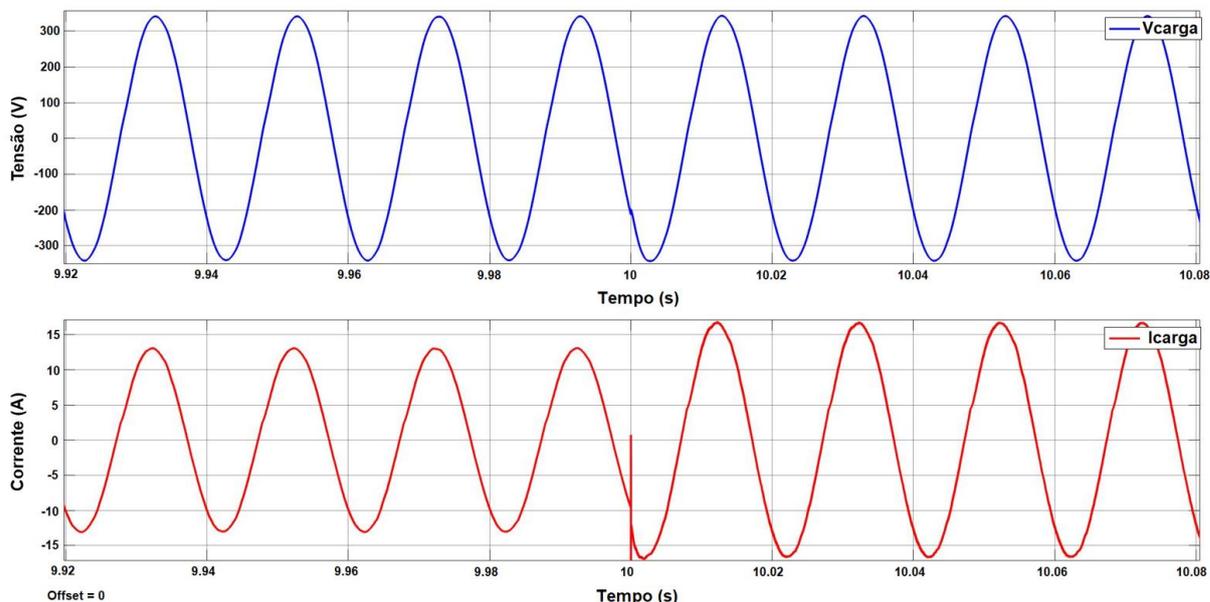
##### 4.1. CENÁRIO 1 – AUMENTO DA POTÊNCIA ATIVA E REATIVA (CAPACITIVA) NA CARGA

A simulação do cenário 1 é relevante, dado que alterações de carga (aumento ou diminuição de potência ativa ou reativa) são eventos extremamente comuns em uma MR. Dessa forma, o controle *droop* deve atuar de forma a alimentar as cargas da MR, independentemente da nova condição.

Admitindo a potência ativa inicial na carga igual a 2000 W, potência reativa inicial na carga igual a -300 VAR, temperatura do ar igual a 25°C e irradiância incidente no painel fotovoltaico igual a 800 W/m<sup>2</sup>, a MR modelada em *MATLAB®* é simulada

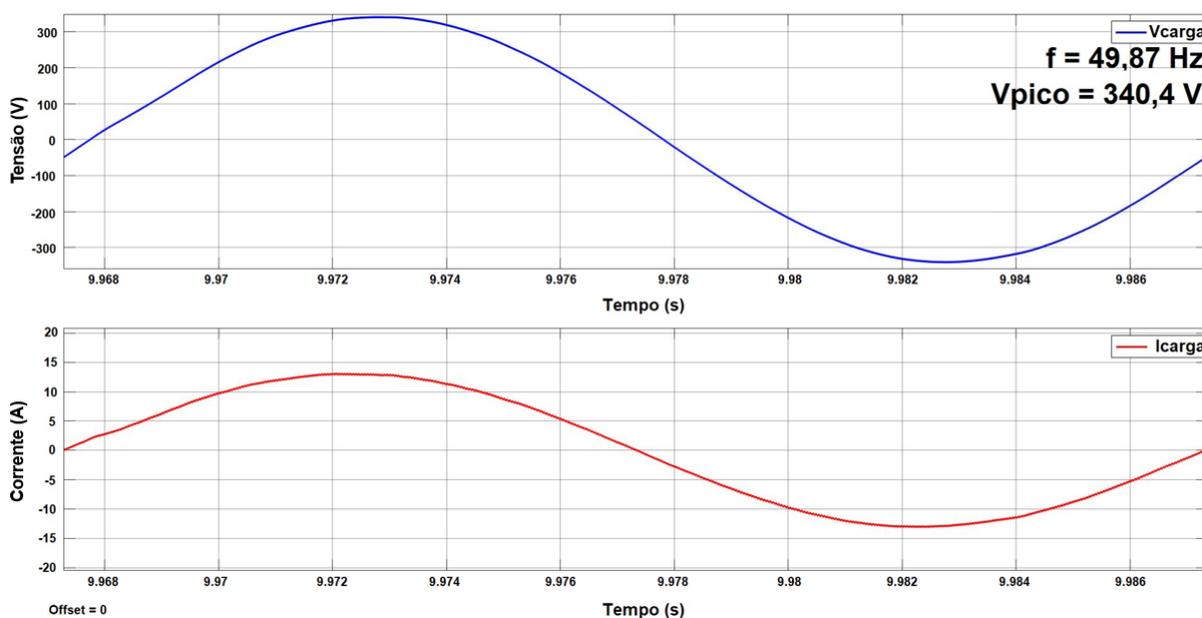
durante 20 segundos. É realizado um aumento de potência ativa e reativa na carga de 500 W e -300 VAR, simultaneamente, em 10 segundos de simulação e é analisada a resposta a essa alteração de carga.

A Figura 4.1 demonstra a tensão (em azul) e a corrente (em vermelho) na carga.

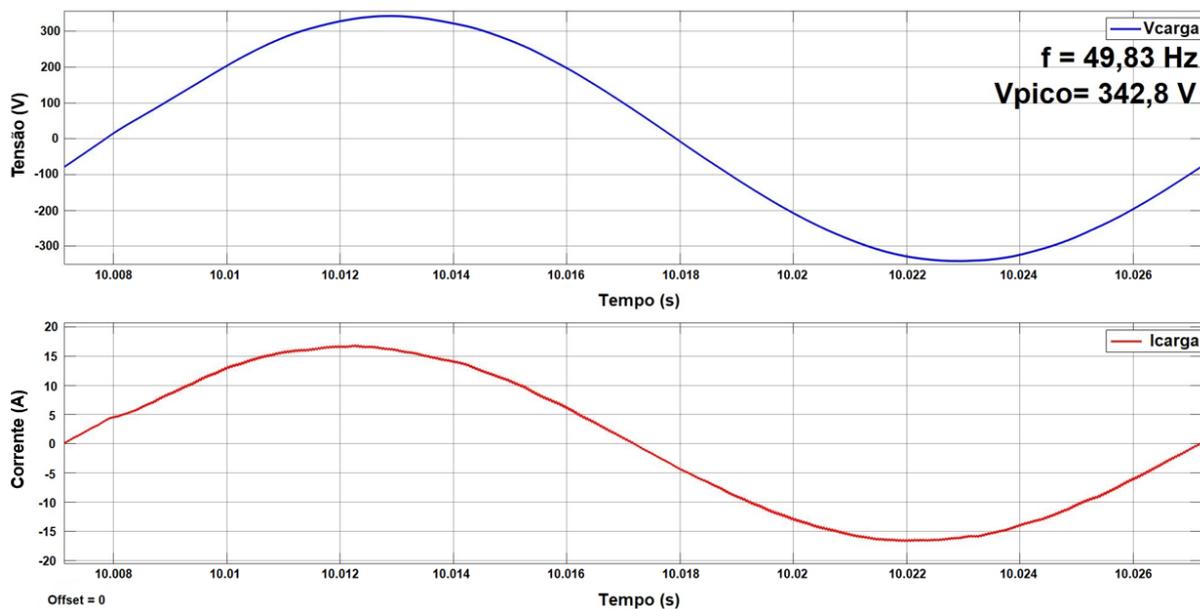


**Figura 4.1 – Tensão e corrente na carga do cenário 1.**

Adiante, as Figuras 4.2 e 4.3 apresentam a diferença de fase entre tensão (em azul) e corrente (em vermelho) na carga, sendo que a corrente sempre está adiantada em relação à tensão por se tratar de uma carga capacitiva. Além disso, a partir das mesmas figuras, é possível determinar a frequência e a magnitude de tensão.

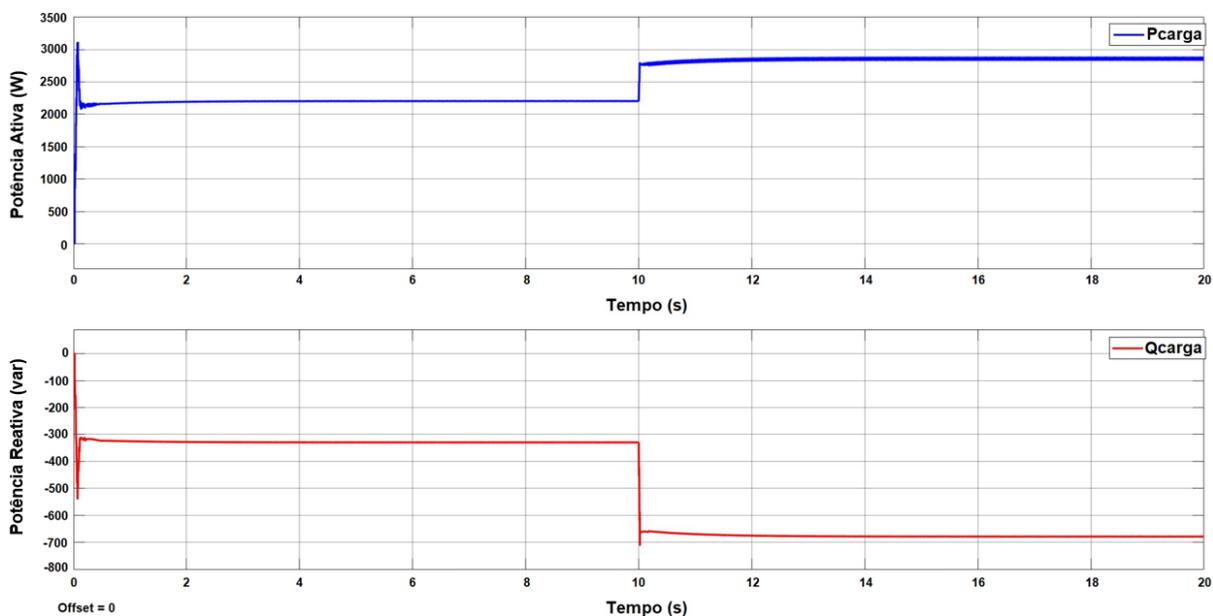


**Figura 4.2 – Tensão e corrente na carga do cenário 1 antes da alteração de carga em 10 segundos.**



**Figura 4.3 – Tensão e corrente na carga do cenário 1 depois da alteração de carga em 10 segundos.**

Adiante, a Figura 4.4 ilustra o valor da potência ativa (em azul) e reativa (em vermelho) na carga.



**Figura 4.4 – Potência ativa e reativa na carga do cenário 1.**

As potências ativa e reativa da carga são compartilhadas pelos três inversores da MR, tal como indicam as Figuras 4.5 e 4.6. A Figura 4.5 a potência ativa e reativa fornecida pelos inversores 1 e 2 e a Figura 4.6 a potência ativa e reativa fornecida pelo inversor 3.

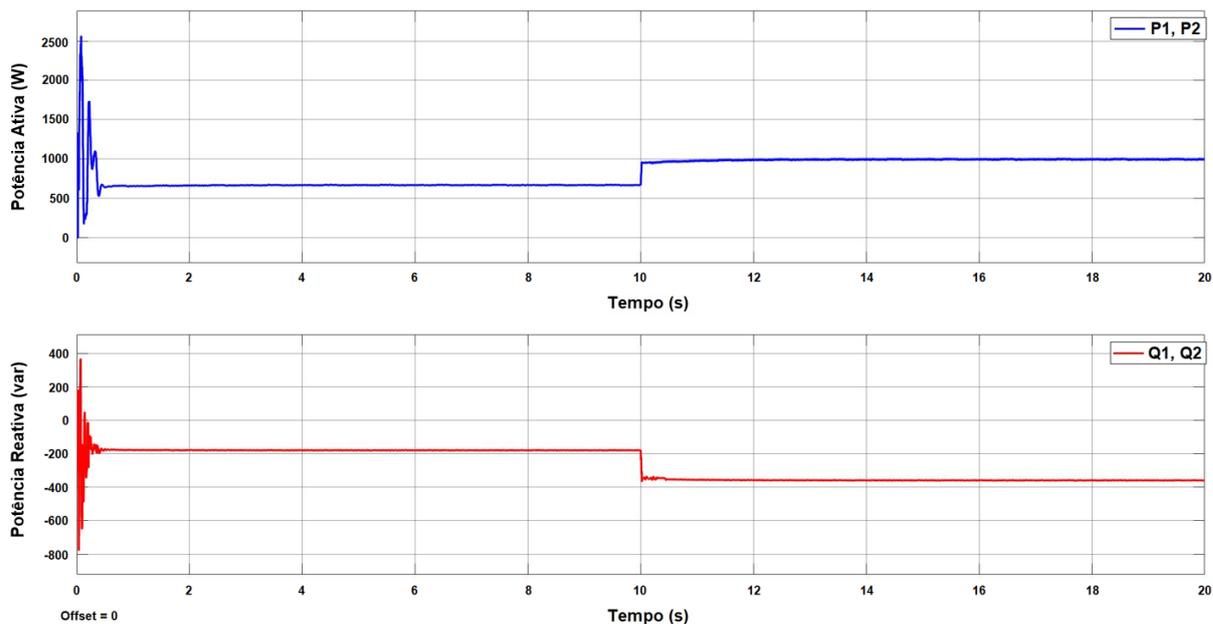


Figura 4.5 – Potência ativa e reativa dos inversores 1 e 2 do cenário 1.

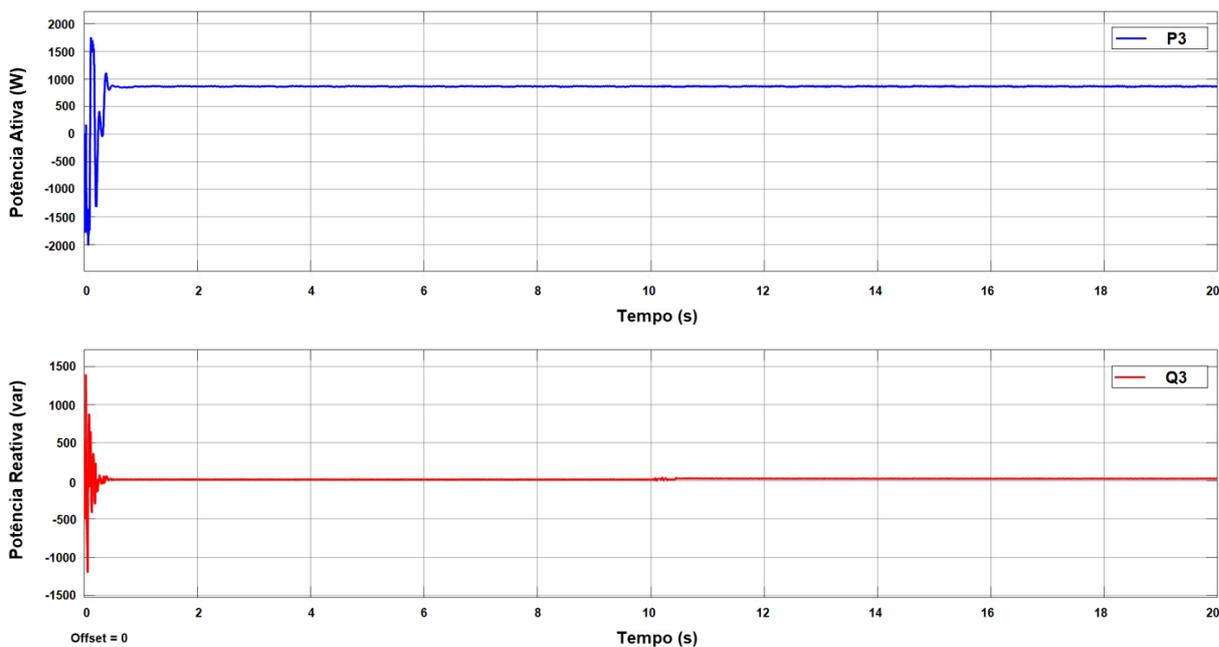


Figura 4.6 – Potência ativa e reativa do inversor 3 do cenário 1.

De forma resumida, a Figura 4.7 ilustra os resultados do cenário 1. Nesta figura, é indicada a contribuição de potência ativa e reativa de cada inversor da MR em 10 segundos de simulação com a configuração de carga inicial e em 20 segundos de simulação com a configuração de carga final.

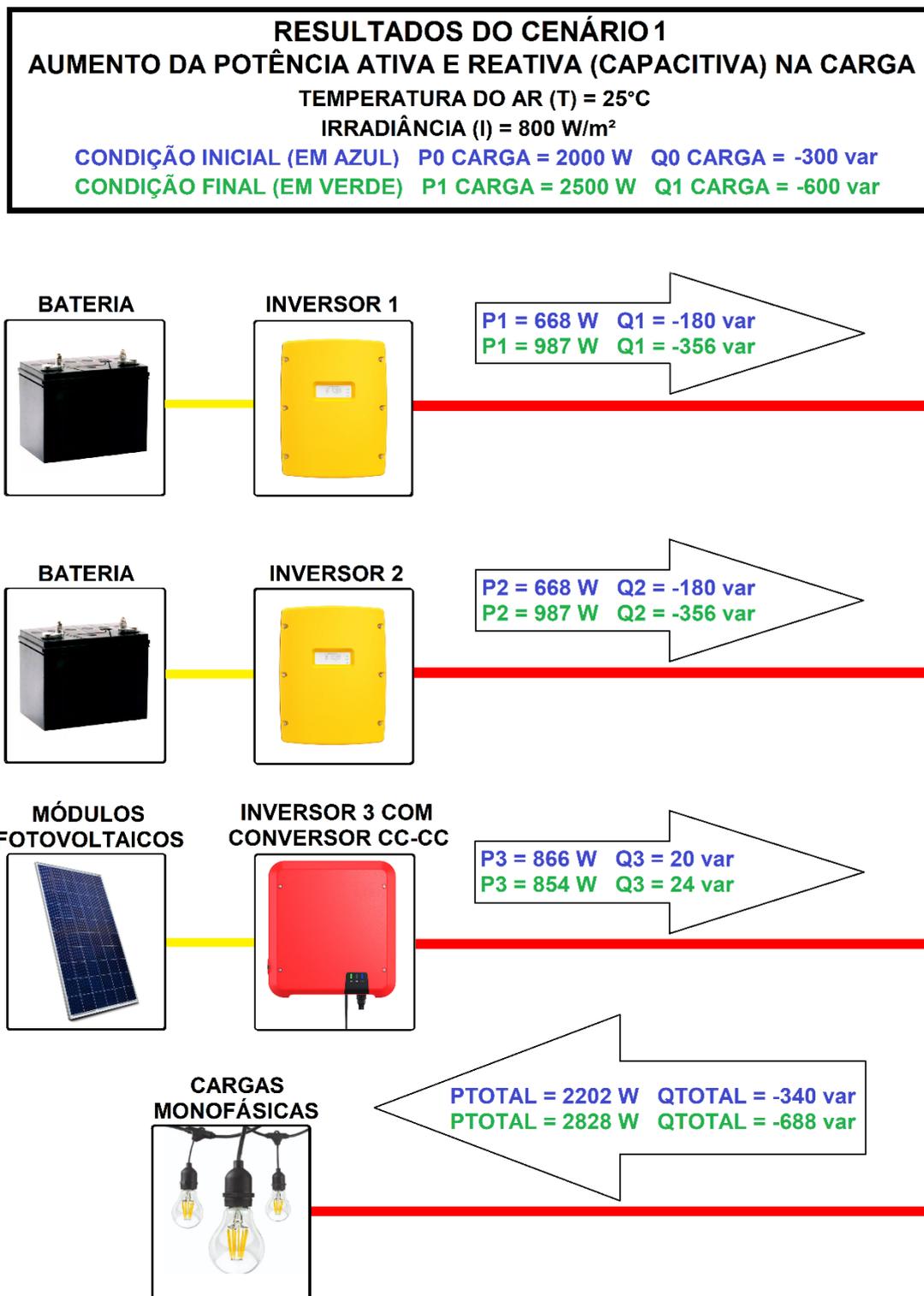


Figura 4.7 – Resultados do cenário 1 ilustrados.

A Tabela 4.2 também demonstra os resultados do cenário 1 e os erros envolvidos no controle *droop* para esse cenário.

Tabela 4.2 – Resultados do cenário 1 tabelados.

RESULTADOS DO CENÁRIO 1															
AUMENTO DA POTÊNCIA ATIVA E REATIVA (CAPACITIVA) NA CARGA															
T = 25°C, I = 800 W/m <sup>2</sup>															
CARGA				INVERSOR 1		INVERSOR 2		INVERSOR 3		SOMATÓRIO INVERSORES		ERRO P [%]	ERRO Q [%]	f [Hz]	V <sub>PICO</sub> [V]
P <sub>CARGA</sub> [W]		Q <sub>CARGA</sub> [VAr]		P <sub>1</sub> [W]	Q <sub>1</sub> [VAr]	P <sub>2</sub> [W]	Q <sub>2</sub> [VAr]	P <sub>3</sub> [W]	Q <sub>3</sub> [VAr]	P TOTAL [W]	Q TOTAL [VAr]				
P <sub>0</sub>	2000	Q <sub>0</sub>	-300	668	-180	668	-180	866	20	2202	-340	10,10	13,33	49,87	340,4 0
P <sub>1</sub>	2500	Q <sub>1</sub>	-600	987	-356	987	-356	854	24	2828	-688	13,12	14,67	49,83	342,8 0

Através de uma análise crítica dos resultados, pode-se verificar que o controle *droop* obteve bom funcionamento para o cenário 1. Basicamente, no caso de aumento de carga na MR, os inversores 1 e 2 ajustam suas potências ativa e reativa de acordo com a reta de decaimento *droop*, a fim de atender a nova demanda. Por sua vez, o inversor 3 continua trabalhando somente com a injeção de potência, sem sofrer praticamente nenhuma alteração em seus valores de potência ativa e reativa.

Nota-se que a frequência e a magnitude de tensão se alteram conforme esperado com o aumento de carga resistiva e capacitiva, respectivamente. Com o aumento de potência ativa fornecida pelos inversores 1 e 2, a frequência diminuiu de 49,87 Hz para 49,83 Hz, de acordo com a reta de decaimento  $\omega - P$  do controle *droop*. Com o aumento de potência reativa capacitiva fornecida pelos inversores 1 e 2, a magnitude de tensão aumentou de 340,4 V para 342,8 V, de acordo com a reta de decaimento  $V - Q$  do controle *droop*.

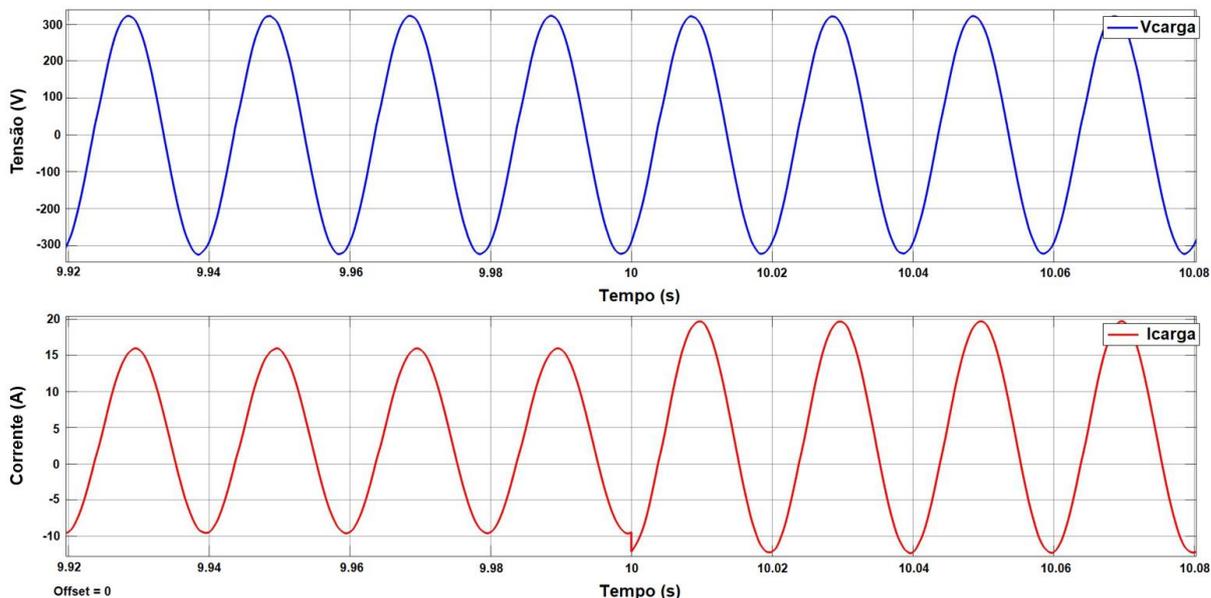
#### 4.2. CENÁRIO 2 – AUMENTO DA POTÊNCIA ATIVA E REATIVA (INDUTIVA) NA CARGA

A simulação do cenário 2 é interessante, dado que também se trata de uma alteração da configuração de carga. Novamente, o controle *droop* deve adaptar as potências ativa e reativa dos inversores 1 e 2 para atender a nova condição.

Admitindo a potência ativa inicial na carga igual a 2000 W, potência reativa inicial na carga igual a 600 VAr, temperatura do ar igual a 25°C e irradiância incidente no módulo fotovoltaico igual a 800 W/m<sup>2</sup>, a MR modelada em *MATLAB*® é simulada durante 20 segundos. É realizado um aumento de potência ativa e reativa na carga

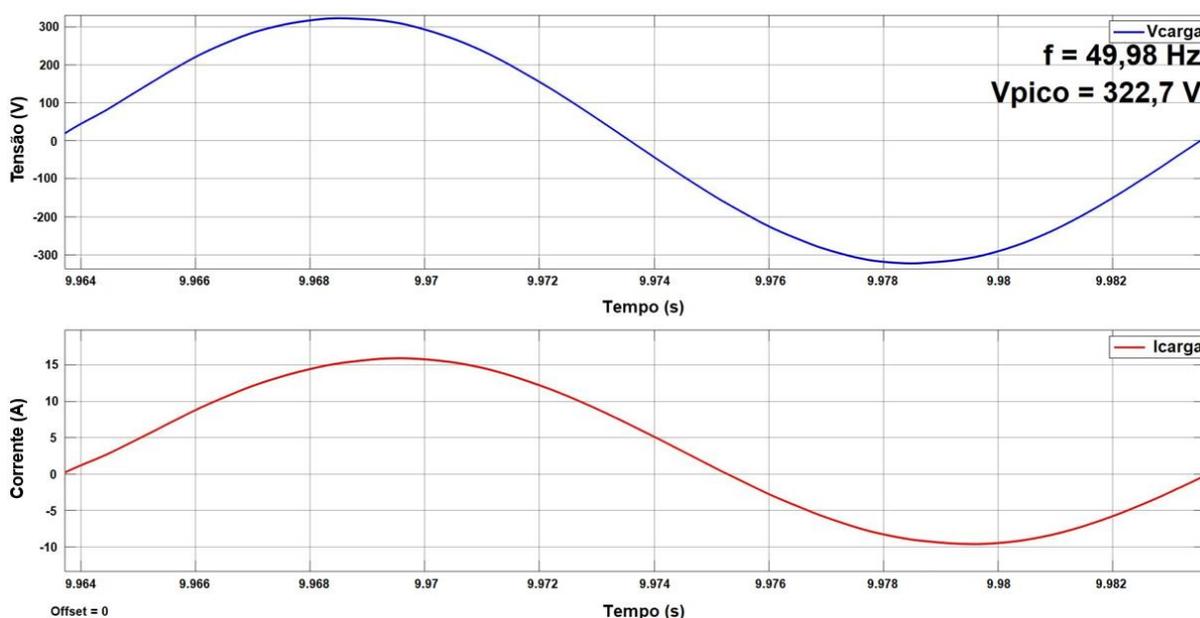
de 500 W e 200 VAR, simultaneamente, em 10 segundos de simulação e é analisada a resposta do controle *droop* à essa modificação de carga.

A Figura 4.8 demonstra a tensão e a corrente na carga.

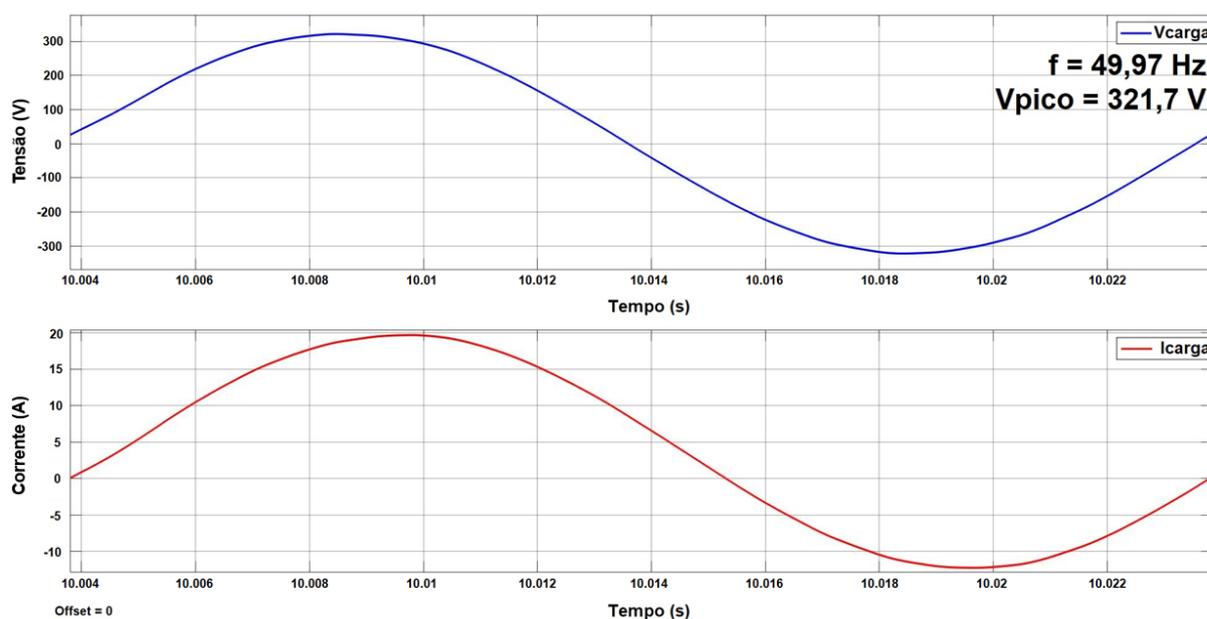


**Figura 4.8 – Tensão e corrente na carga do cenário 2.**

Em seguida, as Figuras 4.9 e 4.10 demonstram a diferença de fase entre tensão e corrente na carga, sendo que a corrente sempre está atrasada em relação à tensão por se tratar de uma carga indutiva. Além disso, a partir das mesmas figuras, é possível determinar a frequência e a magnitude de tensão.

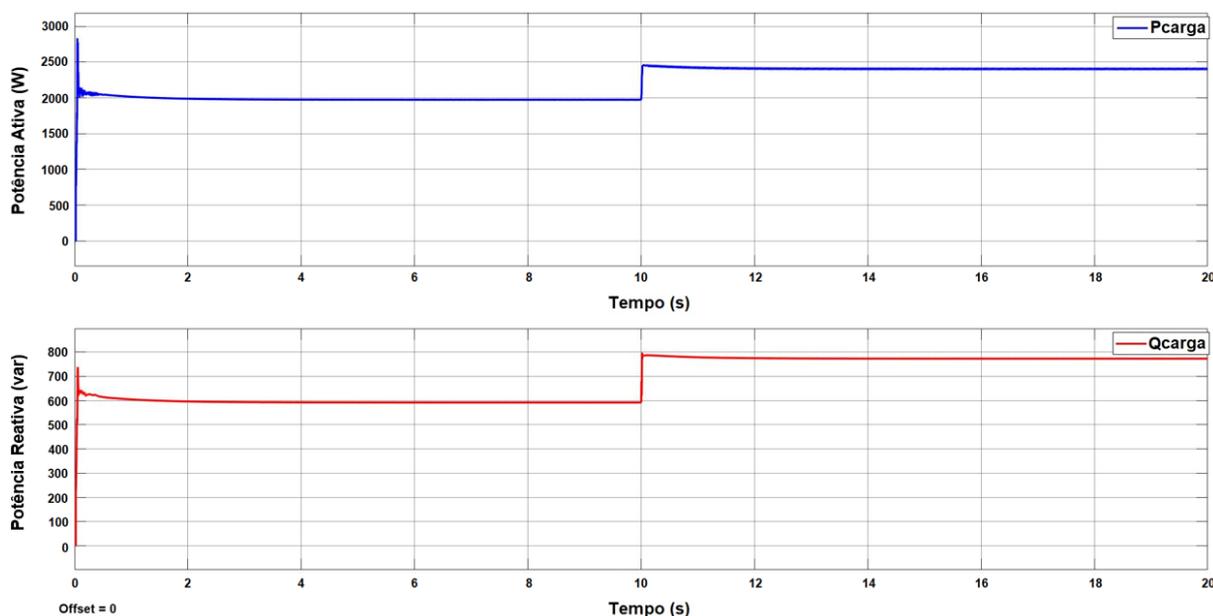


**Figura 4.9 – Tensão e corrente na carga do cenário 2 antes da alteração de carga em 10 segundos.**



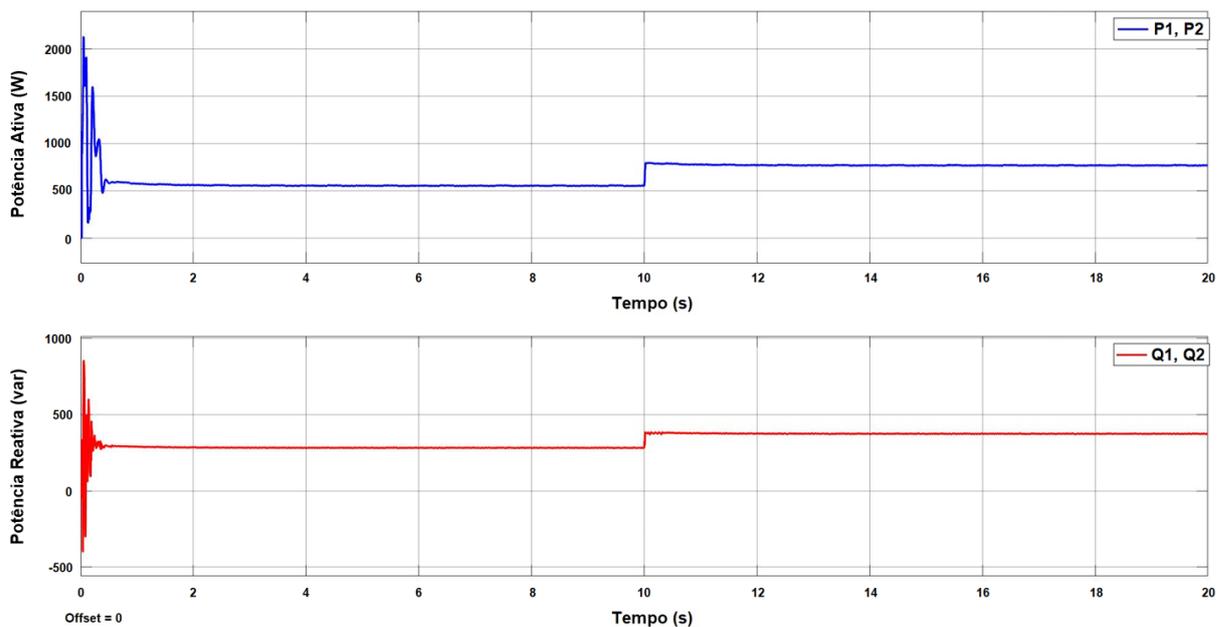
**Figura 4.10 – Tensão e corrente na carga do cenário 2 depois da alteração de carga em 10 segundos.**

A Figura 4.11 ilustra a potência ativa e reativa na carga.

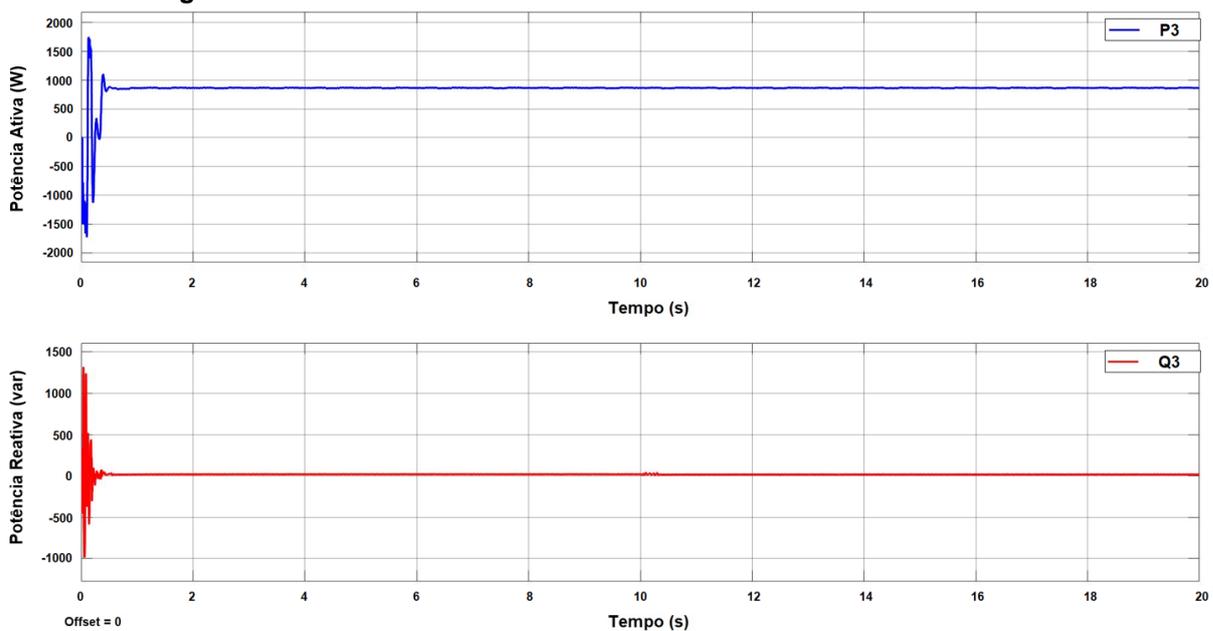


**Figura 4.11 – Potência ativa e reativa na carga do cenário 2.**

As potências ativa e reativa da carga são compartilhadas pelos três inversores da MR, tal como indicam as Figuras 4.12 e 4.13. A Figura 4.12 apresenta a potência ativa e reativa fornecida pelos inversores 1 e 2 e a Figura 4.13 a potência ativa e reativa fornecida pelo inversor 3.



**Figura 4.12 – Potência ativa e reativa dos inversores 1 e 2 do cenário 2.**



**Figura 4.13 – Potência ativa e reativa do inversor 3 do cenário 2.**

A Figura 4.14 demonstra resumidamente os valores de contribuição de potência ativa e reativa de cada inversor da MR no cenário 2, considerando as configurações de cargas iniciais em 10 segundos de simulação e finais em 20 segundos de simulação.

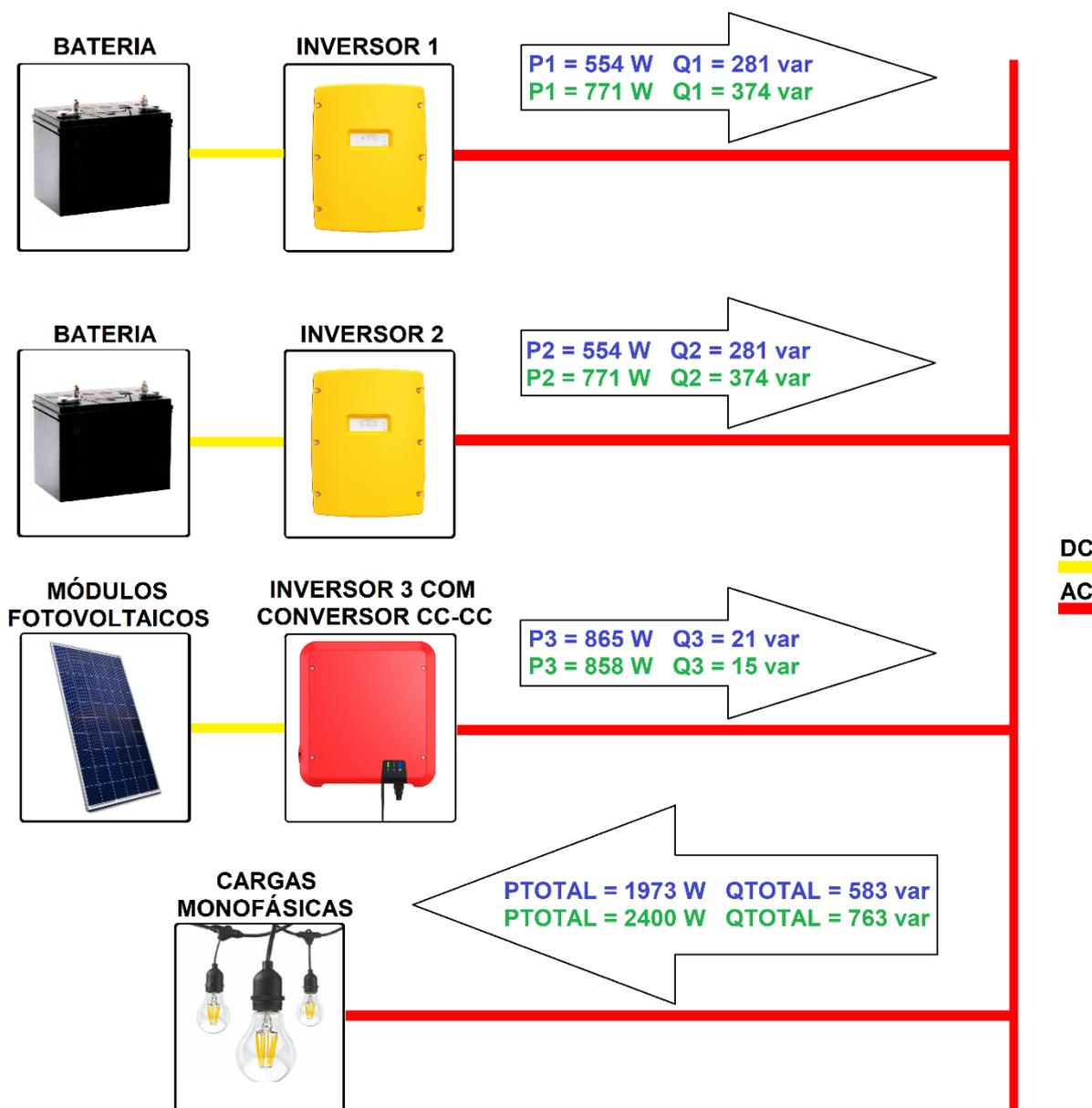
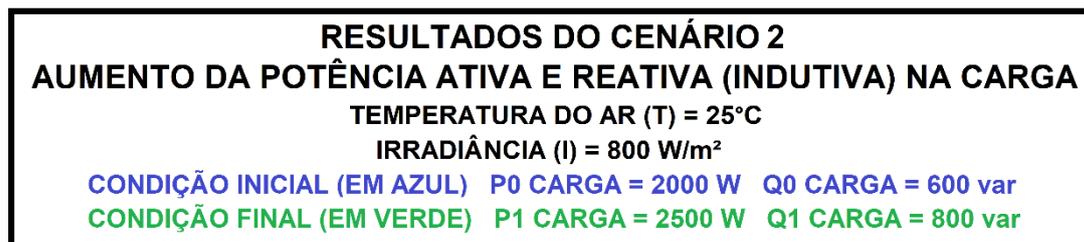


Figura 4.14 – Resultados do cenário 2 ilustrados.

A Tabela 4.3 também demonstra os resultados do cenário 2 e os erros envolvidos no controle *droop* para esse cenário.

Tabela 4.3 – Resultados do cenário 2 tabelados.

RESULTADOS DO CENÁRIO 2															
AUMENTO DA POTÊNCIA ATIVA E REATIVA (INDUTIVA) NA CARGA															
T = 25°C, I = 800 W/m <sup>2</sup>															
CARGA		INVERSOR 1		INVERSOR 2		INVERSOR 3		SOMATÓRIO INVERSORES		ERRO P [%]	ERRO Q [%]	f [Hz]	V <sub>PICO</sub> [V]		
P <sub>CARGA</sub> [W]	Q <sub>CARGA</sub> [VAr]	P <sub>1</sub> [W]	Q <sub>1</sub> [VAr]	P <sub>2</sub> [W]	Q <sub>2</sub> [VAr]	P <sub>3</sub> [W]	Q <sub>3</sub> [VAr]	P <sub>TOTAL</sub> [W]	Q <sub>TOTAL</sub> [VAr]						
P <sub>0</sub>	2000	Q <sub>0</sub>	600	554	281	554	281	865	21	1973	583	1,35	2,83	49,98	322,70
P <sub>1</sub>	2500	Q <sub>1</sub>	800	771	374	771	374	858	15	2400	763	4,00	4,63	49,97	321,70

Analisando os resultados apresentados na Figura 4.14 e na Tabela 4.3, pode-se verificar que o controle *droop* se mostrou eficaz para a gestão de potências envolvidas no cenário 2. Com o aumento de carga resistiva e indutiva na MR, os inversores 1 e 2 ajustaram suas potências ativa e reativa de acordo com a reta de decaimento *droop*, à fim de atender a nova demanda. O inversor 3 continua atuando na MR somente com a injeção de potência, com pouca alteração em seus valores de potência ativa e reativa.

A frequência e a magnitude de tensão da MR variam conforme esperado com o aumento de carga resistiva e indutiva, respectivamente. No caso da frequência, este valor diminuiu sutilmente de 49,98 Hz para 49,97 Hz, de acordo com a reta de decaimento  $\omega - P$  do controle *droop*. No caso da magnitude de tensão, este valor diminuiu de 322,7 V para 321,7 V, de acordo com a reta de decaimento  $V - Q$  do controle *droop*, por se tratar do aumento de potência reativa indutiva na carga.

#### 4.3. CENÁRIO 3 – AUMENTO DA IRRADIÂNCIA INCIDENTE NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A simulação do cenário 3 é pertinente, dado que a irradiância solar incidente nos módulos fotovoltaicos da MR altera-se ao longo do dia, das estações do ano, da localização da instalação, da posição do painel fotovoltaico (inclinação e orientação), da sujidade dos módulos fotovoltaicos, entre outros fatores. Nesse contexto, o controle *droop* deve adaptar os inversores 1 e 2 às variações de produção do inversor 3 fotovoltaico.

Considerando a carga constante, com potência ativa igual a 2500 W e potência reativa igual a 800 VAr e a temperatura do ar igual a 25°C, a MR modelada em

MATLAB® é simulada durante 20 segundos, alterando a irradiância de  $100 \text{ W/m}^2$  para  $800 \text{ W/m}^2$  em 10 segundos de simulação.

Dessa forma, pode-se verificar a tensão e a corrente na carga através da Figura 4.15.

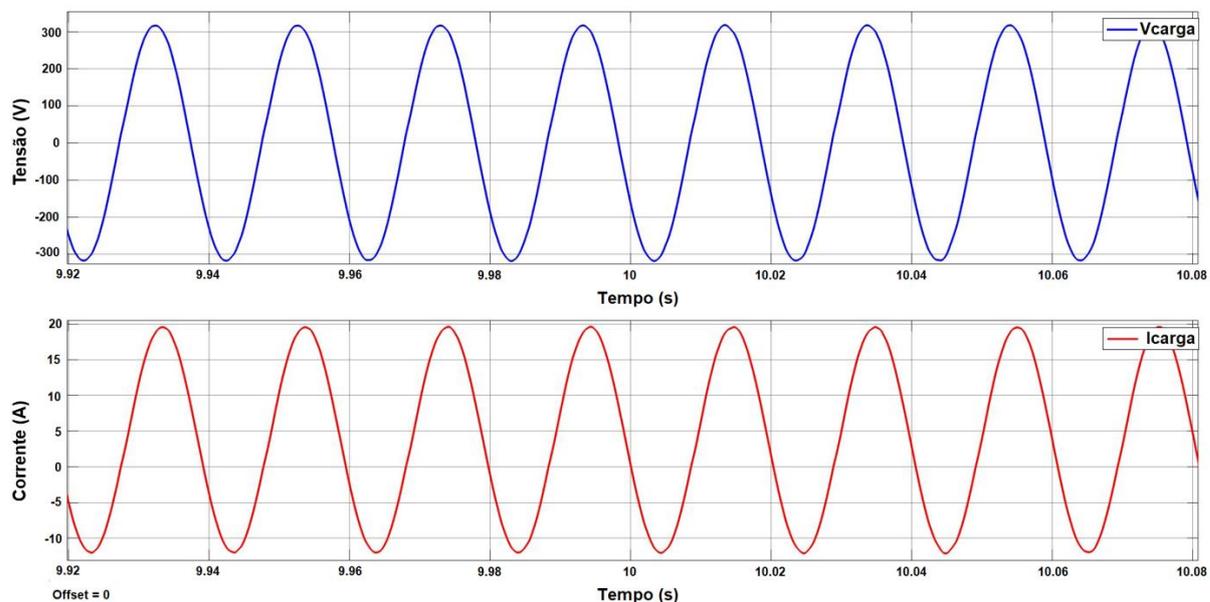


Figura 4.15 – Tensão e corrente na carga do cenário 3.

As Figuras 4.16 e 4.17 confirmam a diferença de fase entre tensão e corrente na carga, sendo que nesse cenário a corrente sempre está atrasada em relação à tensão por se tratar de uma carga indutiva. Através das mesmas figuras, é possível determinar a frequência e a magnitude de tensão.

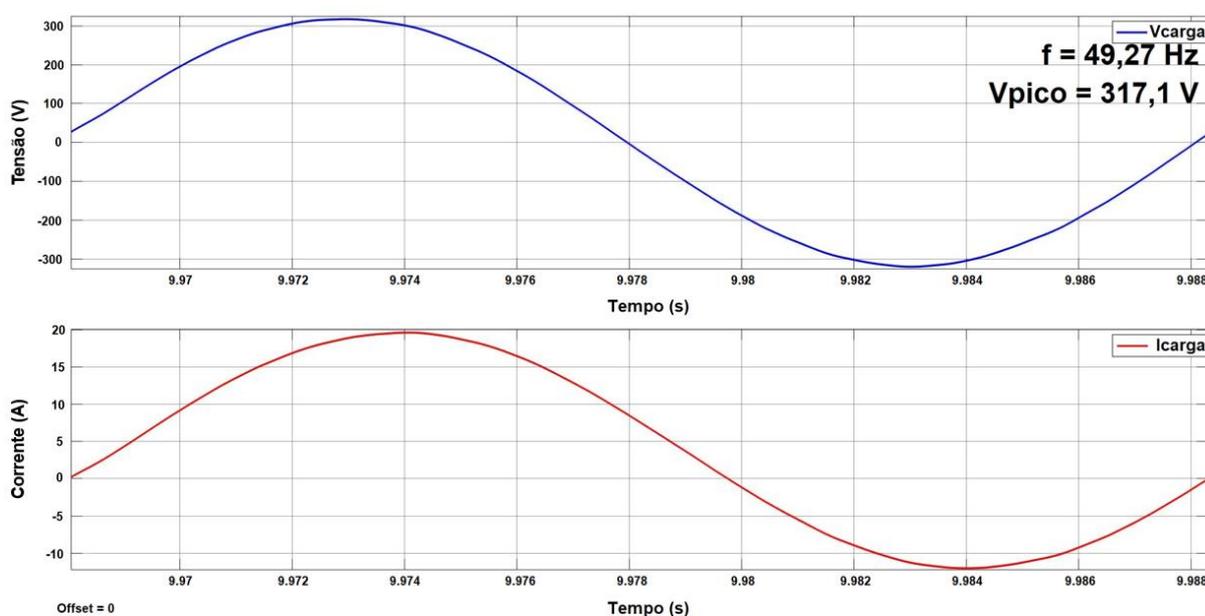
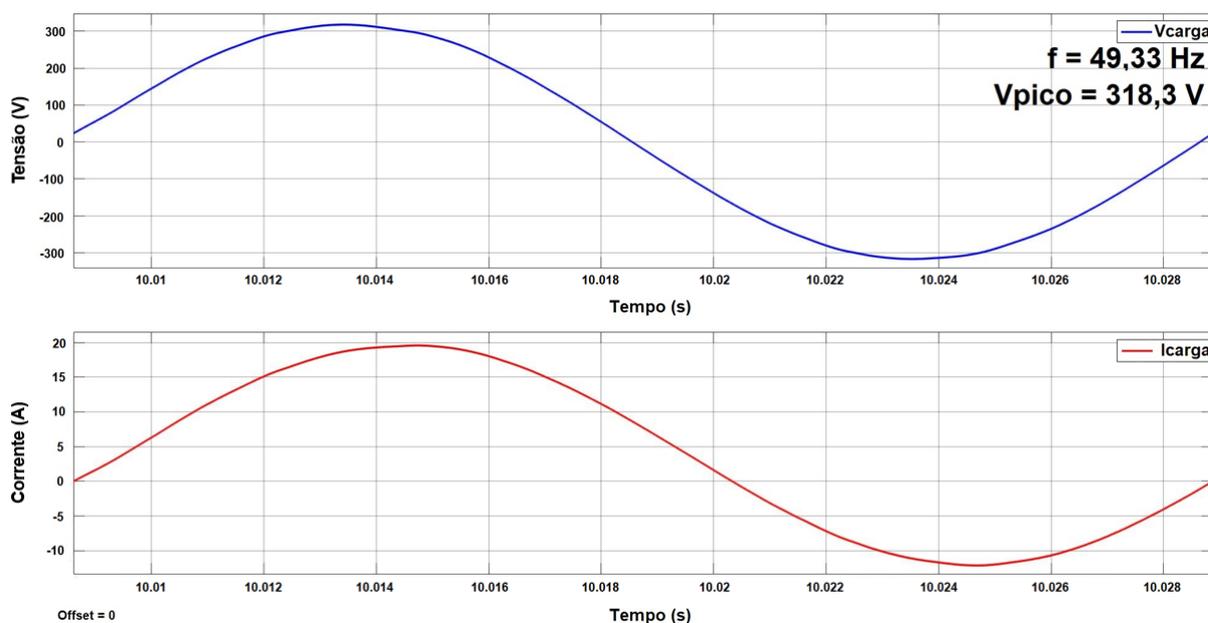
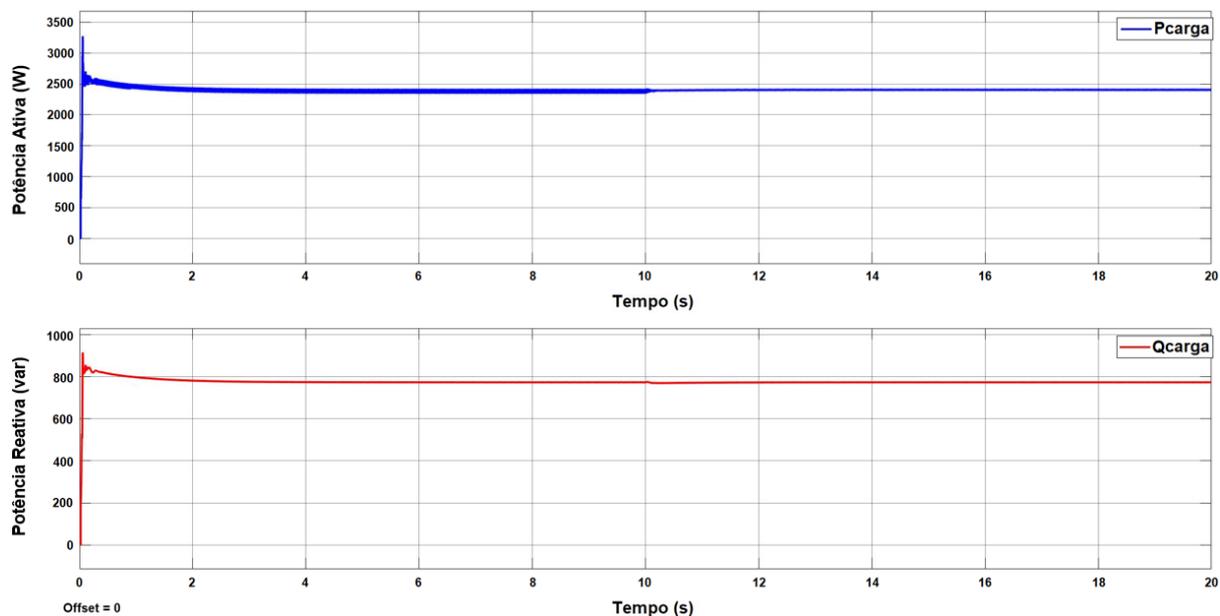


Figura 4.16 – Tensão e corrente na carga do cenário 3 antes da alteração de produção em 10 segundos.



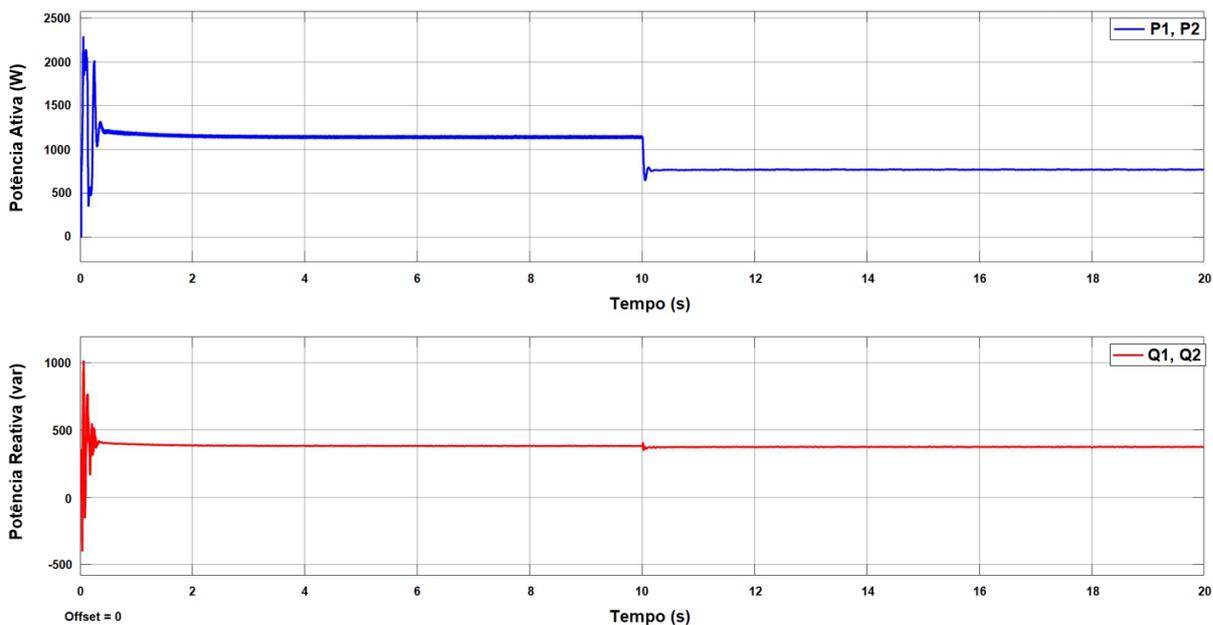
**Figura 4.17 – Tensão e corrente na carga do cenário 3 depois da alteração de produção em 10 segundos.**

A Figura 4.18 apresenta a potência ativa e reativa na carga.

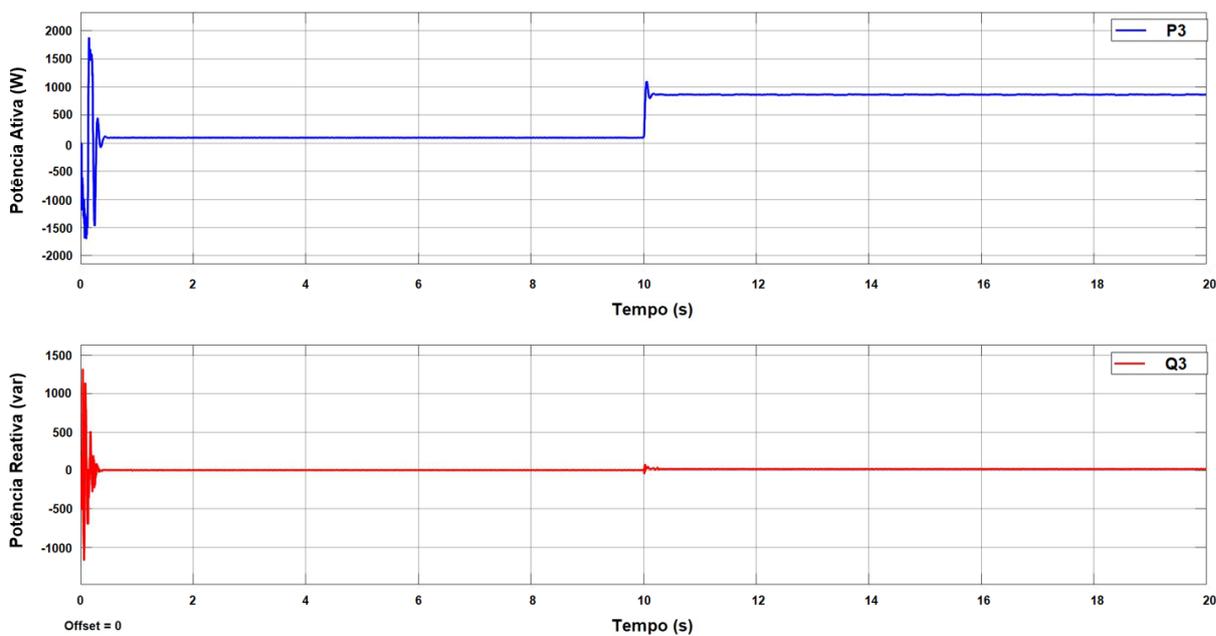


**Figura 4.18 – Potência ativa e reativa na carga do cenário 3.**

As potências ativa e reativa da carga são partilhadas pelos três inversores da MR, tal como pode ser verificado nas Figuras 4.19 e 4.20. A Figura 4.19 apresenta a potência ativa e reativa fornecida pelos inversores 1 e 2. A Figura 4.20 ilustra a potência ativa e reativa fornecida pelo inversor 3.



**Figura 4.19 – Potência ativa e reativa dos inversores 1 e 2 do cenário 3.**



**Figura 4.20 – Potência ativa e reativa do inversor 3 do cenário 3.**

A Figura 4.21 ilustra os resultados do cenário 3, com os valores de contribuição de potência ativa e reativa de cada inversor da MR, tanto para 100 W/m<sup>2</sup> (em 10 segundos de simulação) quanto para 800 W/m<sup>2</sup> (em 20 segundos de simulação).

**RESULTADOS DO CENÁRIO 3**  
**AUMENTO DA IRRADIÂNCIA INCIDENTE NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**  
 TEMPERATURA DO AR (T) = 25°C  
 POTÊNCIA ATIVA NA CARGA (PCARGA) = 2500 W  
 POTÊNCIA REATIVA NA CARGA (QCARGA) = 800 var  
 CONDIÇÃO INICIAL (EM AZUL) IRRADIÂNCIA (I0) = 100 W/m<sup>2</sup>  
 CONDIÇÃO FINAL (EM VERDE) IRRADIÂNCIA (I1) = 800 W/m<sup>2</sup>

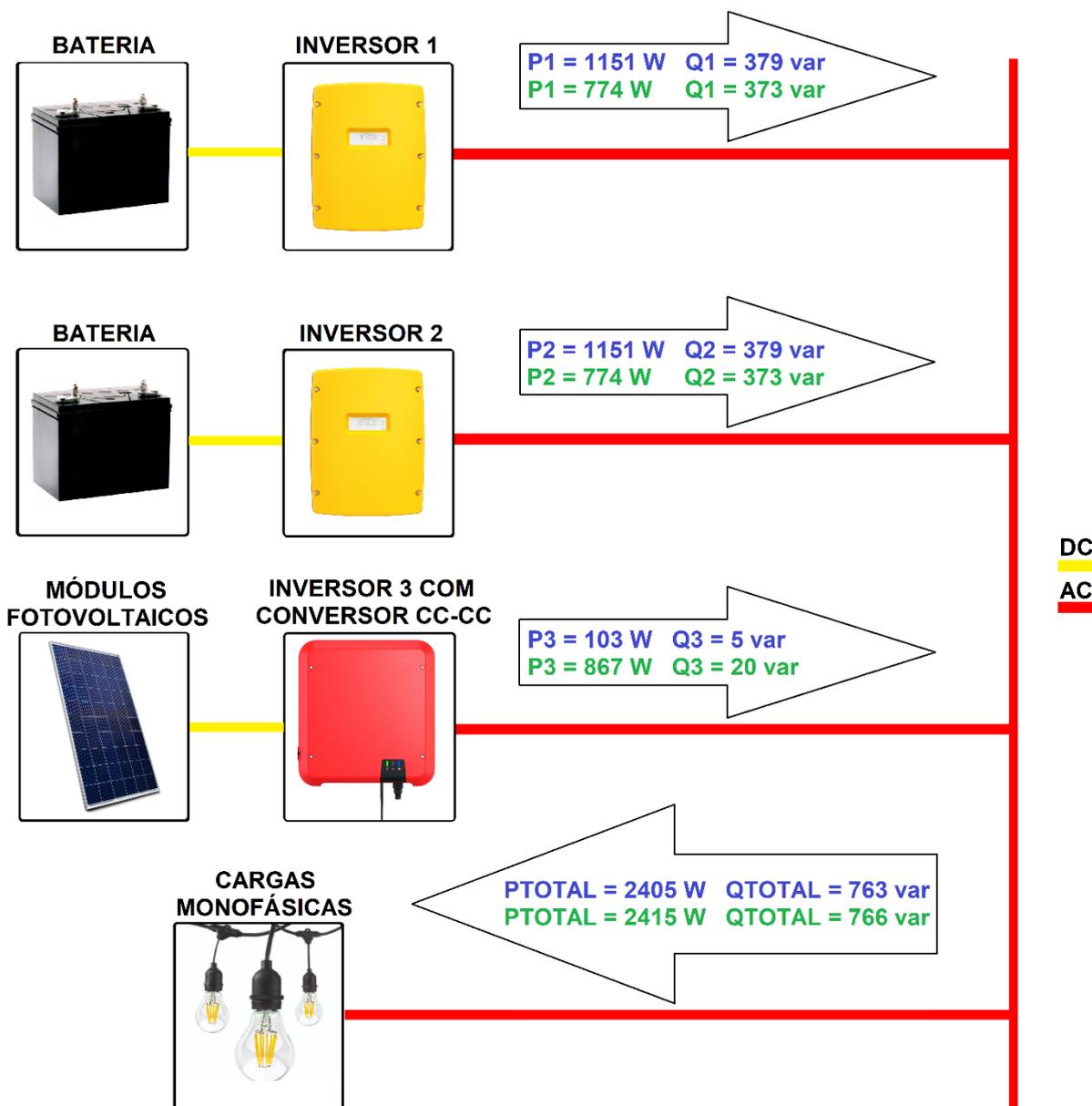


Figura 4.21 – Resultados do cenário 3 ilustrados.

A Tabela 4.4 resume os resultados do cenário 3, com os erros envolvidos do controle *droop* para esse cenário.

Tabela 4.4 – Resultados do cenário 3 tabelados

RESULTADOS DO CENÁRIO 3													
AUMENTO DA IRRADIÂNCIA INCIDENTE NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS													
T = 25°C, P <sub>CARGA</sub> = 2500 W, Q <sub>CARGA</sub> = 800 VAR													
I [W/m <sup>2</sup> ]	INVERSOR 1		INVERSOR 2		INVERSOR 3		SOMATÓRIO INVERSORES		ERRO P [%]	ERRO Q [%]	f [Hz]	V <sub>PICO</sub> [V]	
	P <sub>1</sub> [W]	Q <sub>1</sub> [VAr]	P <sub>2</sub> [W]	Q <sub>2</sub> [VAr]	P <sub>3</sub> [W]	Q <sub>3</sub> [VAr]	P <sub>TOTAL</sub> [W]	Q <sub>TOTAL</sub> [VAr]					
I <sub>0</sub>	100	1151	379	1151	379	103	5	2405	763	3,80	4,63	49,27	317,10
I <sub>1</sub>	800	774	373	774	373	867	20	2415	766	3,40	4,25	49,33	318,30

Realizando a análise do cenário 3, constata-se que à medida em que a irradiância aumenta, a produção dos módulos fotovoltaicos aumenta. Conseqüentemente, a potência ativa injetada pelo inversor 3 aumenta e os inversores 1 e 2 se adaptam a nova produção, com a redução de potência ativa. Nesse caso, o controle *droop* também se mostrou eficaz, dado que os inversores 1 e 2 reduzem as suas potências de acordo com a reta de decaimento *droop*.

Nota-se que a frequência se altera conforme o esperado. Com o aumento da injeção de potência ativa pelo inversor 3, os inversores 1 e 2 fornecem menos potência ativa, resultando em um acréscimo de frequência de acordo com a reta de decaimento  $\omega - P$  do controle *droop*. Nesse caso, a frequência aumenta de 49,27 Hz para 49,33 Hz. No caso da magnitude de tensão, este valor também foi acrescentado de 317,1 V para 318,3 V, de acordo com a reta de decaimento  $V - Q$  do controle *droop*. Os valores de potência reativa indutiva dos inversores 1 e 2 diminuíram sutilmente e mesmo que estas alterações não estavam previstas, o controle *droop* continua a atuar de forma efetiva nos inversores 1 e 2.

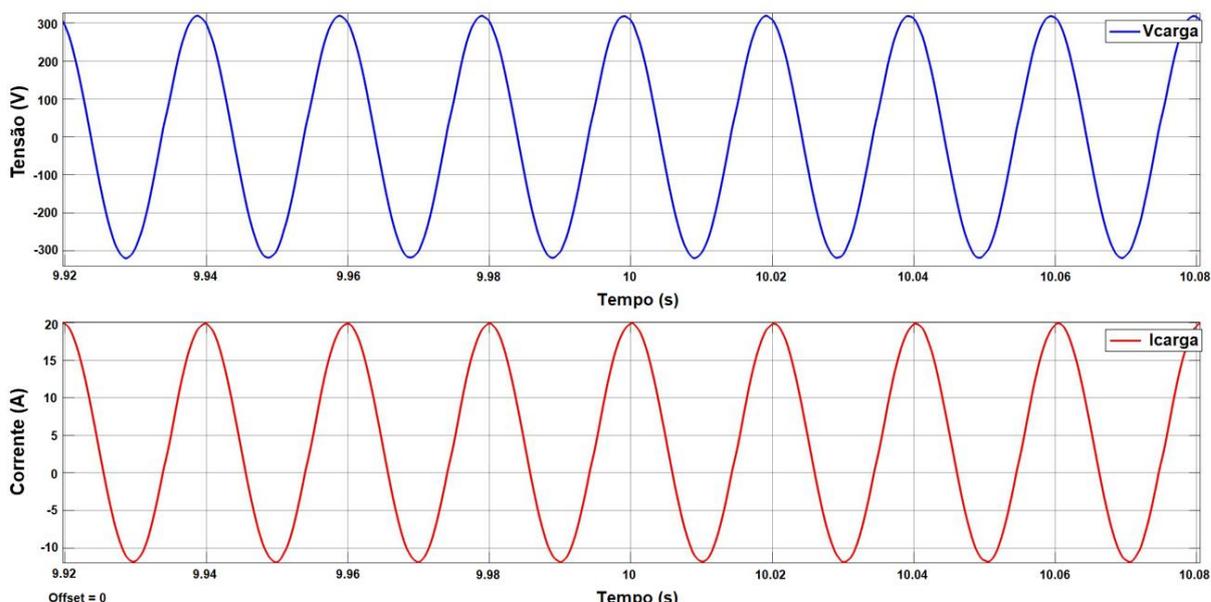
#### 4.4. CENÁRIO 4 – AUMENTO DA TEMPERATURA NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A simulação do cenário 4 é válida, pois a temperatura nos módulos fotovoltaicos da MR se altera devido aos mesmos fatores citados no cenário 3 anterior, os quais também contribuem para a variação da irradiação incidente nos módulos fotovoltaicos. Nesse contexto, o controle *droop* deve adaptar os inversores 1 e 2 à essas variações de produção.

Considerando a carga constante, com potência ativa igual a 2500 W, potência reativa igual a 800 VAR e a irradiância incidente nos módulos fotovoltaicos de 800

W/m<sup>2</sup>, a MR modelada em *MATLAB*® é simulada durante 20 segundos, alterando a temperatura do ar de 5°C para 35°C em 10 segundos de simulação. Com estas modificações da temperatura do ar, através da Equação 1, é possível constatar que a temperatura nos módulos fotovoltaicos aumenta de 31°C para 61°C.

Nesse contexto de simulação, torna-se possível visualizar a tensão e a corrente na carga através da Figura 4.22.



**Figura 4.22 – Tensão e corrente na carga do cenário 4.**

As Figuras 4.23 e 4.24 abaixo ilustram a diferença de fase entre tensão e corrente na carga, sendo que nesse cenário a corrente sempre está atrasada em relação à tensão por se tratar de uma carga indutiva. Nas mesmas figuras, é possível determinar a frequência e a magnitude de tensão.

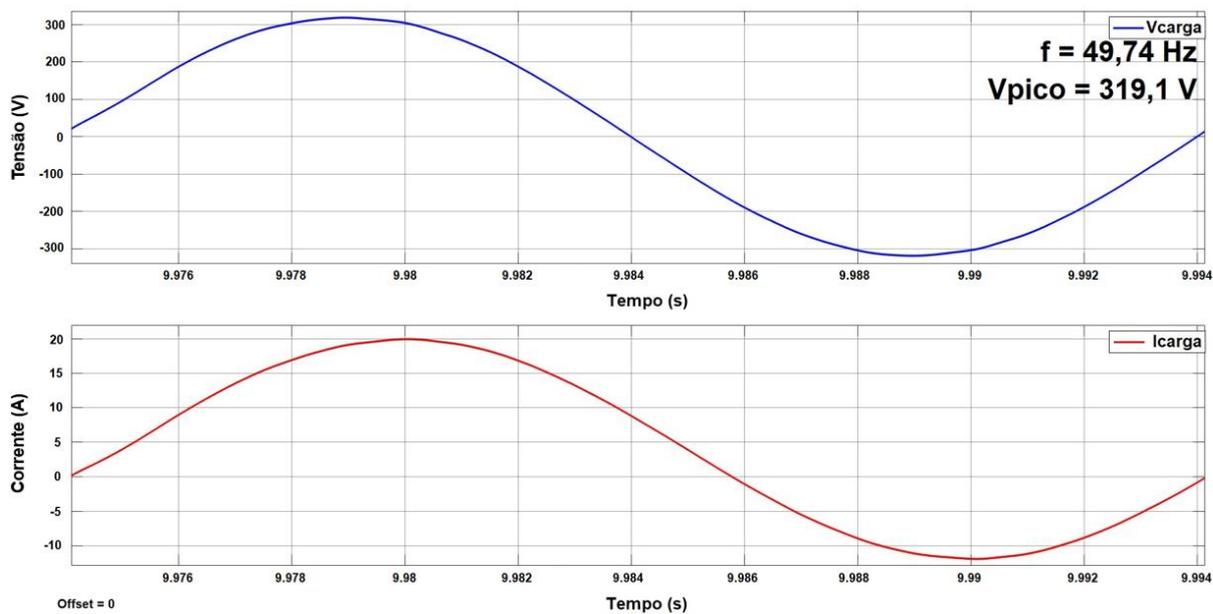


Figura 4.23 – Tensão e corrente na carga do cenário 4 antes da alteração de produção em 10 segundos.

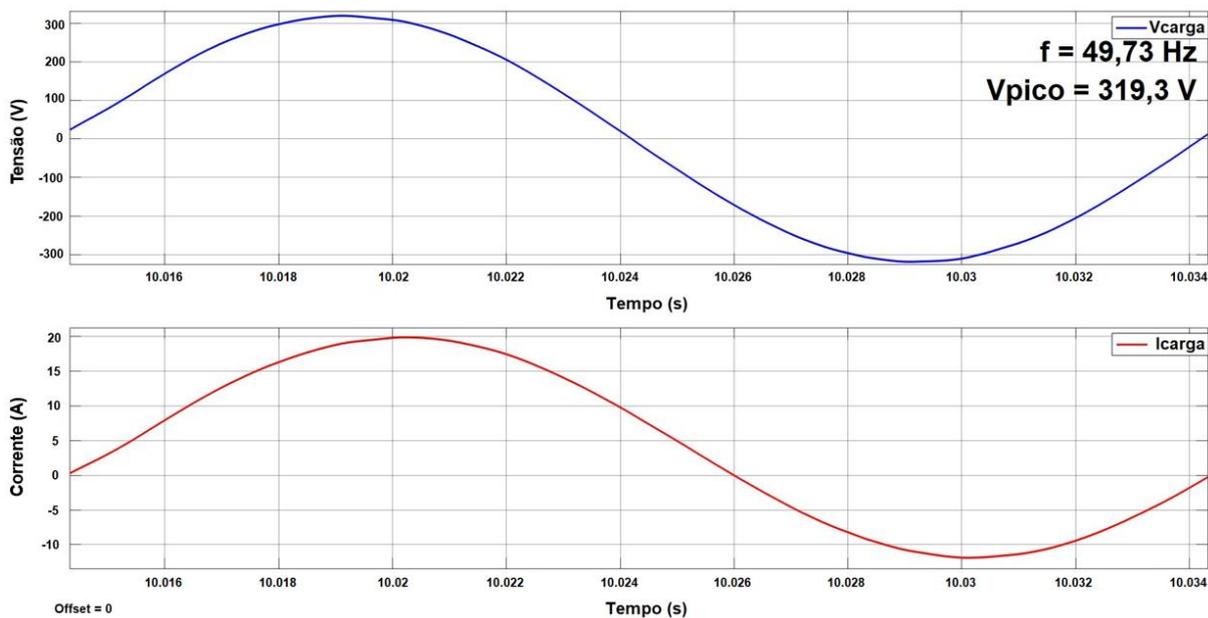
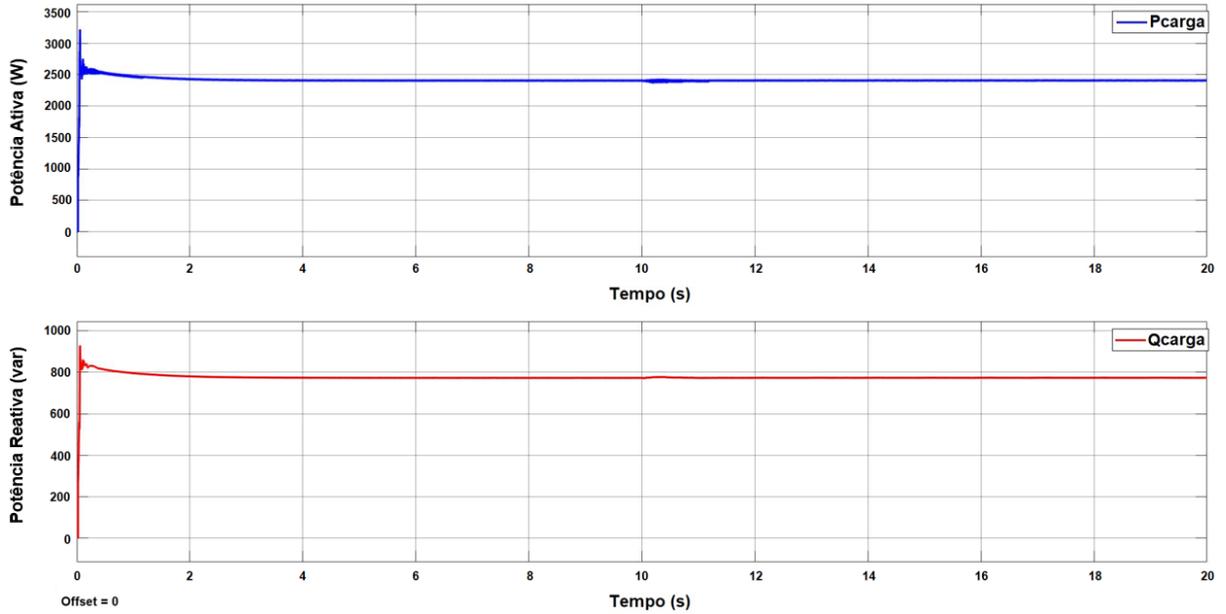


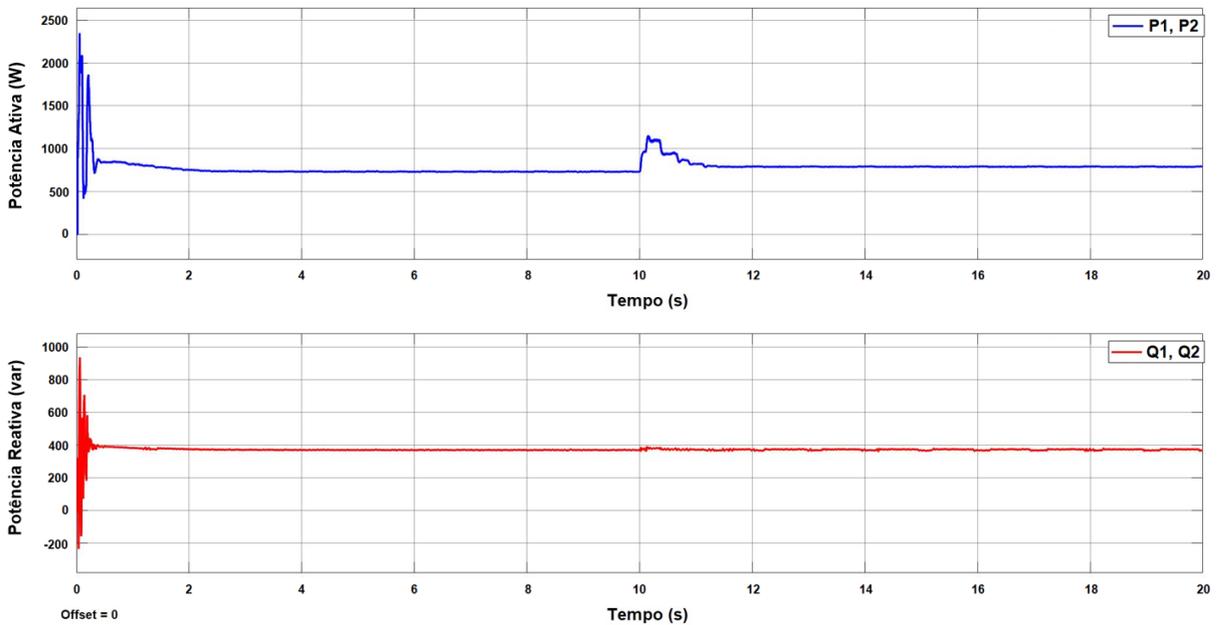
Figura 4.24 – Tensão e corrente na carga do cenário 4 depois da alteração de produção em 10 segundos.

A Figura 4.25 demonstra a potência ativa e reativa na carga.

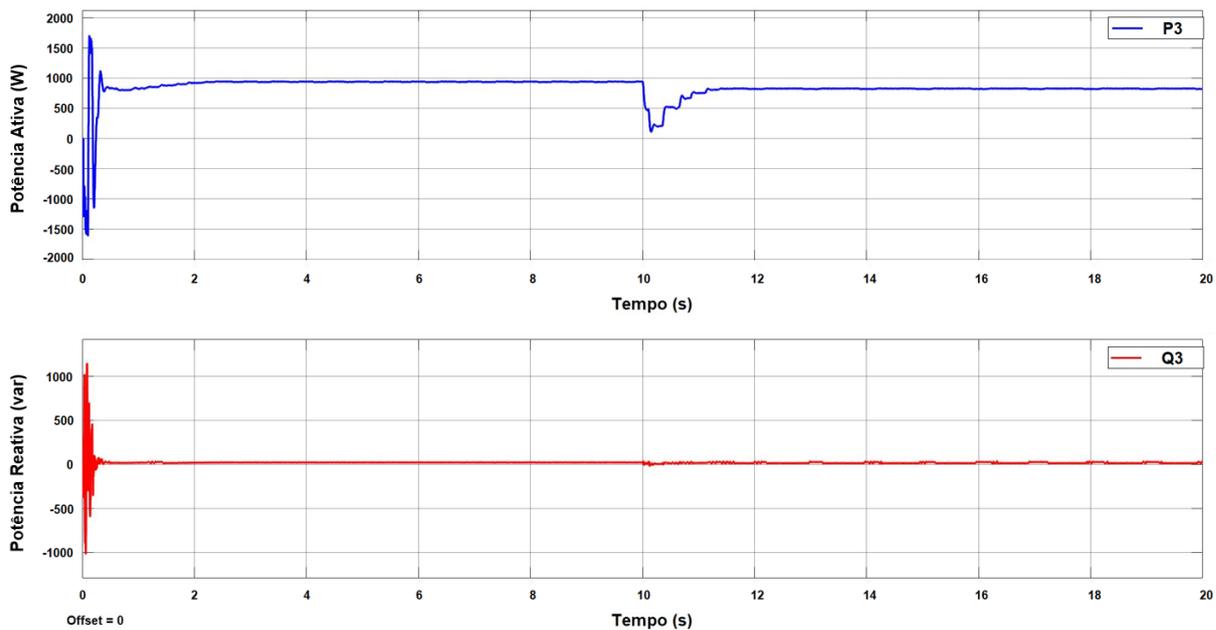


**Figura 4.25 – Potência ativa e reativa na carga do cenário 4.**

As potências ativa e reativa da carga são compartilhadas pelos três inversores da MR, tal como indicam as Figuras 4.26 e 4.27. A Figura 4.26 apresenta a potência ativa e reativa fornecida pelos inversores 1 e 2. A Figura 4.27 ilustra a potência ativa e reativa fornecida pelo inversor 3.



**Figura 4.26 – Potência ativa e reativa dos inversores 1 e 2 do cenário 4.**



**Figura 4.27 – Potência ativa e reativa do inversor 3 do cenário 4.**

A Figura 4.28 demonstra de forma ilustrativa os valores de contribuição de potências ativa e reativa de cada inversor da MR no cenário 4, em 5°C (10 segundos de simulação) e 35°C (20 segundos de simulação).

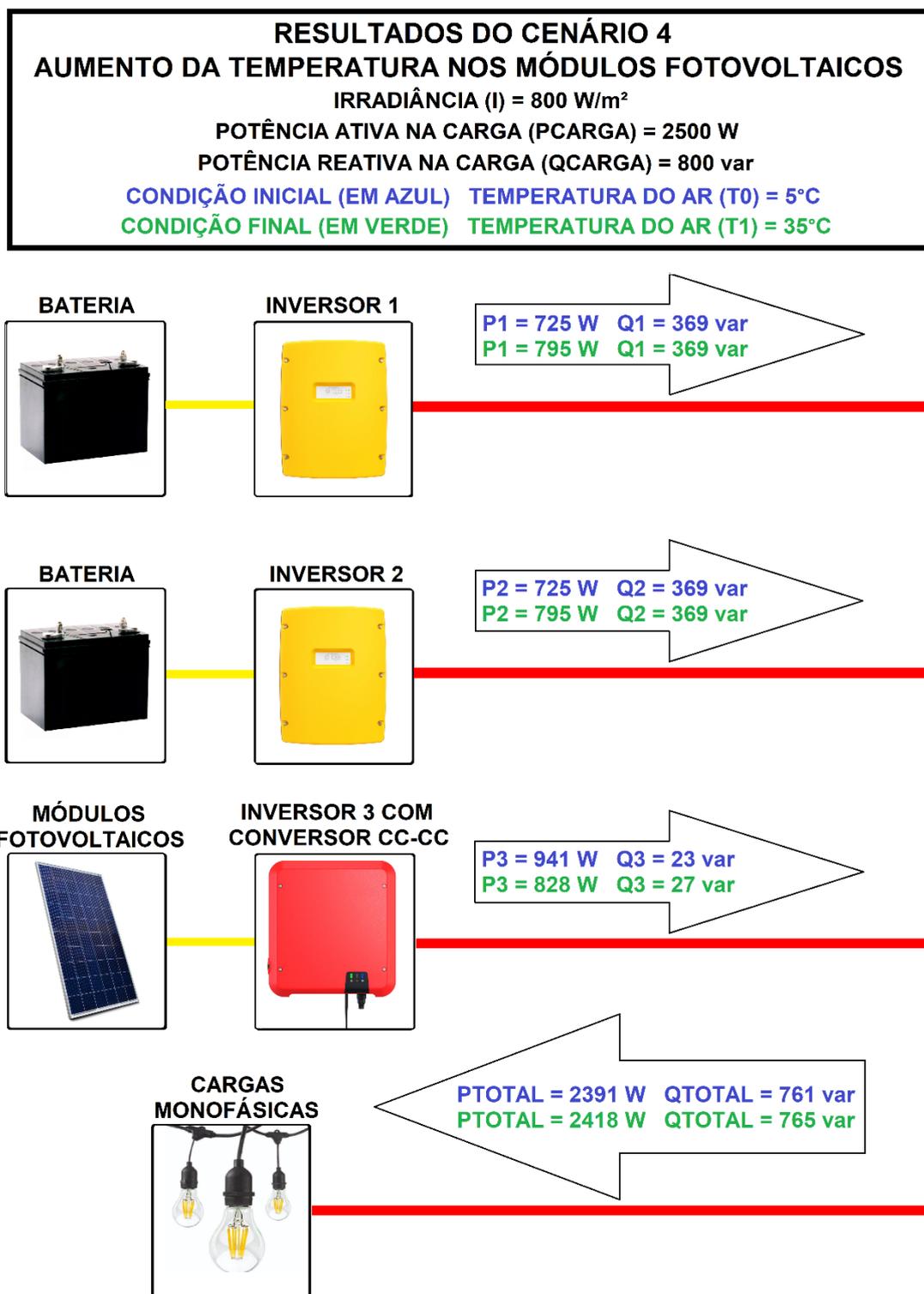


Figura 4.28 – Resultados do cenário 4 ilustrados.

A Tabela 4.5 exibe os resultados do cenário 4, além dos erros envolvidos no controle *droop* para esse cenário.

Tabela 4.5 – Resultados do cenário 4 tabelados.

RESULTADOS DO CENÁRIO 4													
AUMENTO DA TEMPERATURA NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS													
$I = 800 \text{ W/m}^2, P_{\text{CARGA}} = 2500 \text{ W}, Q_{\text{CARGA}} = 800 \text{ VAR}$													
T [°C]		INVERSOR 1		INVERSOR 2		INVERSOR 3		SOMATÓRIO INVERSORES		ERRO P [%]	ERRO Q [%]	f [Hz]	V <sub>PICO</sub> [V]
		P <sub>1</sub> [W]	Q <sub>1</sub> [VAr]	P <sub>2</sub> [W]	Q <sub>2</sub> [VAr]	P <sub>3</sub> [W]	Q <sub>3</sub> [VAr]	P <sub>TOTAL</sub> [W]	Q <sub>TOTAL</sub> [VAr]				
T <sub>0</sub>	5	725	369	725	369	941	23	2391	761	4,36	4,88	49,74	319,10
T <sub>1</sub>	35	795	369	795	369	828	27	2418	765	3,28	4,38	49,73	319,30

Através da análise crítica dos resultados do cenário 4, constata-se um bom funcionamento do controle *droop*, no caso da variação da temperatura nos módulos fotovoltaicos conectados à MR. Com o aumento da temperatura nos módulos fotovoltaicos, a produção desses módulos diminui e, conseqüentemente, a injeção de potência ativa do inversor 3 também diminui. Assim, os inversores 1 e 2 se adaptam à nova condição de produção, aumentando as suas potências ativas de acordo com a reta de decaimento *droop*. Sendo assim, a carga continua sendo suprida adequadamente, com o bom compartilhamento de carga entre os três inversores da MR.

Verifica-se que a frequência se altera conforme o previsto. Com o aumento da potência ativa fornecida pelos inversores 1 e 2, a frequência decresce de acordo com a reta de decaimento  $\omega - P$  do controle *droop*. Desse modo, a frequência diminuiu de 49,74 Hz para 49,73 Hz. No caso da magnitude de tensão, este valor foi ligeiramente acrescentado de 319,1 V para 319,3 V, de acordo com a reta de decaimento  $V - Q$  do controle *droop*. Esse acréscimo de magnitude de tensão é totalmente justificável pela diminuição de potência reativa fornecida pelos inversores 1 e 2.

#### 4.5. CENÁRIO 5 – INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA PELO INVERSOR DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

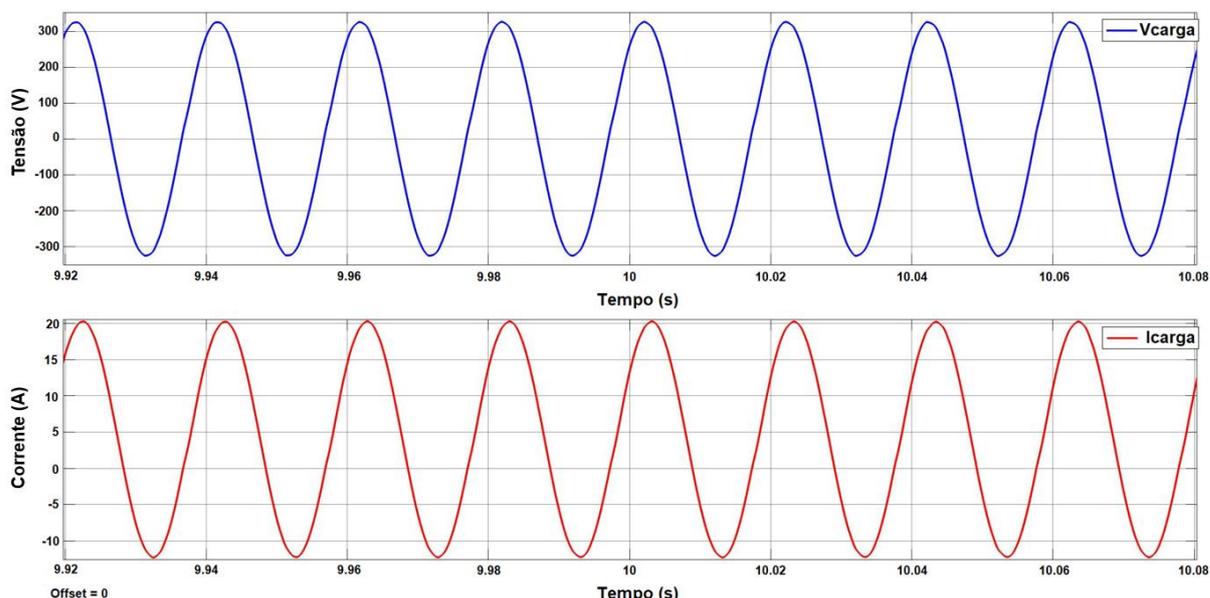
A simulação do cenário 5 é significativa, dado que o inversor do painel fotovoltaico pode ser parametrizado para realizar a injeção de potência reativa em uma MR. Na simulação em *MATLAB*®, a quantidade de potência reativa, em VAr, a ser injetada pelo inversor fotovoltaico é determinada pelo usuário na malha de controle deste inversor (inversor 3). Dessa forma, o controle *droop* deve atuar nos inversores

1 e 2 à fim de complementar as potências ativa e reativa necessárias para suprir as cargas da MR, nesta nova condição.

Admitindo a potência ativa na carga igual a 2500 W, potência reativa na carga igual a 800 VAR, temperatura do ar 25°C e irradiância incidente nos módulos fotovoltaicos igual a 800 W/m<sup>2</sup>, a MR modelada em *MATLAB*® é simulada duas vezes, ambas simulações com duração de 20 segundos. A primeira simulação considera a injeção de potência reativa (indutiva) de 400 VAR pelo inversor 3 e a segunda considera a injeção potência reativa (indutiva) de 800 VAR por esse mesmo inversor. Portanto, a primeira simulação considera a injeção de 50% da potência reativa da carga e a segunda simulação a injeção de 100% da potência reativa da carga. Adiante, é analisada a resposta do controle *droop* para esses dois casos.

#### 4.5.1. Injeção de 50% da Potência Reativa da Carga

A Figura 4.29 demonstra a tensão e a corrente na carga.



**Figura 4.29 – Tensão e corrente na carga do cenário 5 para injeção de 50% da potência reativa da carga.**

A Figura 4.30 abaixo ilustra a diferença de fase entre tensão e corrente na carga, sendo que a corrente sempre está atrasada em relação à tensão por se tratar de uma carga indutiva. A partir da mesma figura, é possível determinar a frequência e a magnitude de tensão.

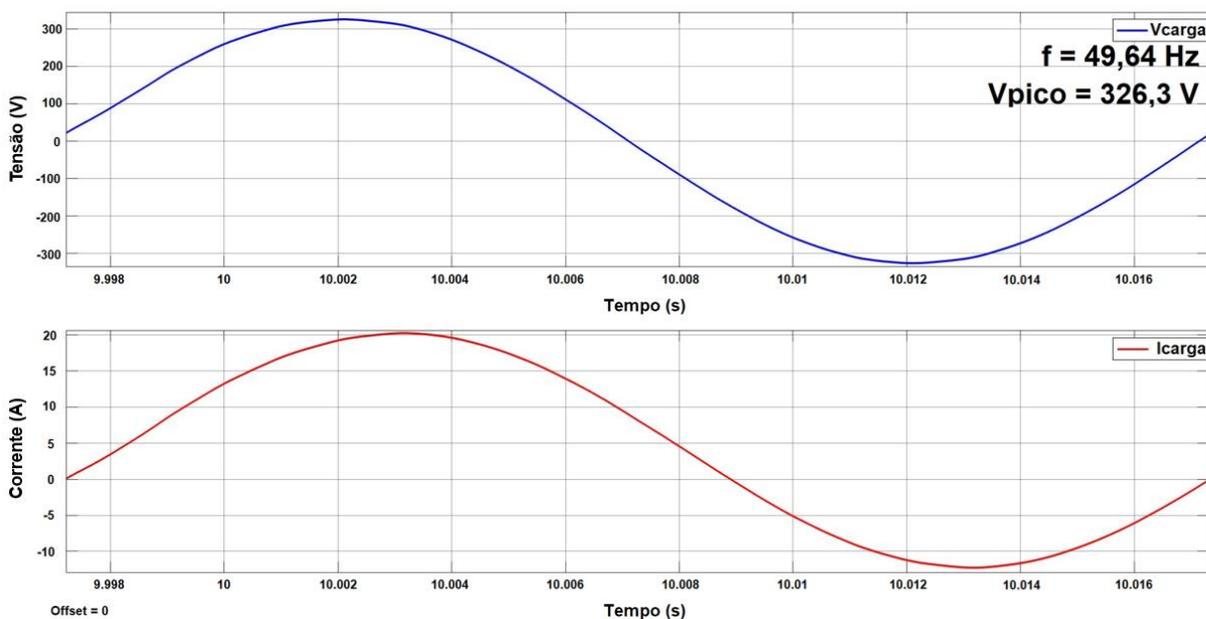


Figura 4.30 – Tensão e corrente na carga do cenário 5 para injeção de 50% da potência reativa da carga.

A Figura 4.31 ilustra a potência ativa e reativa na carga.

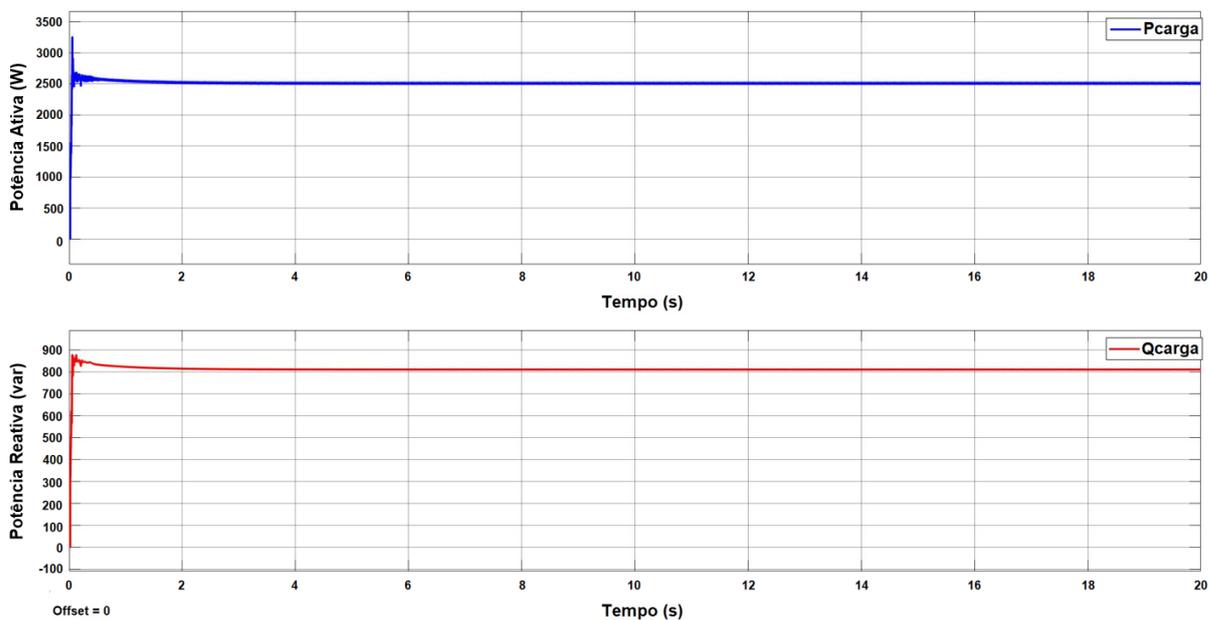
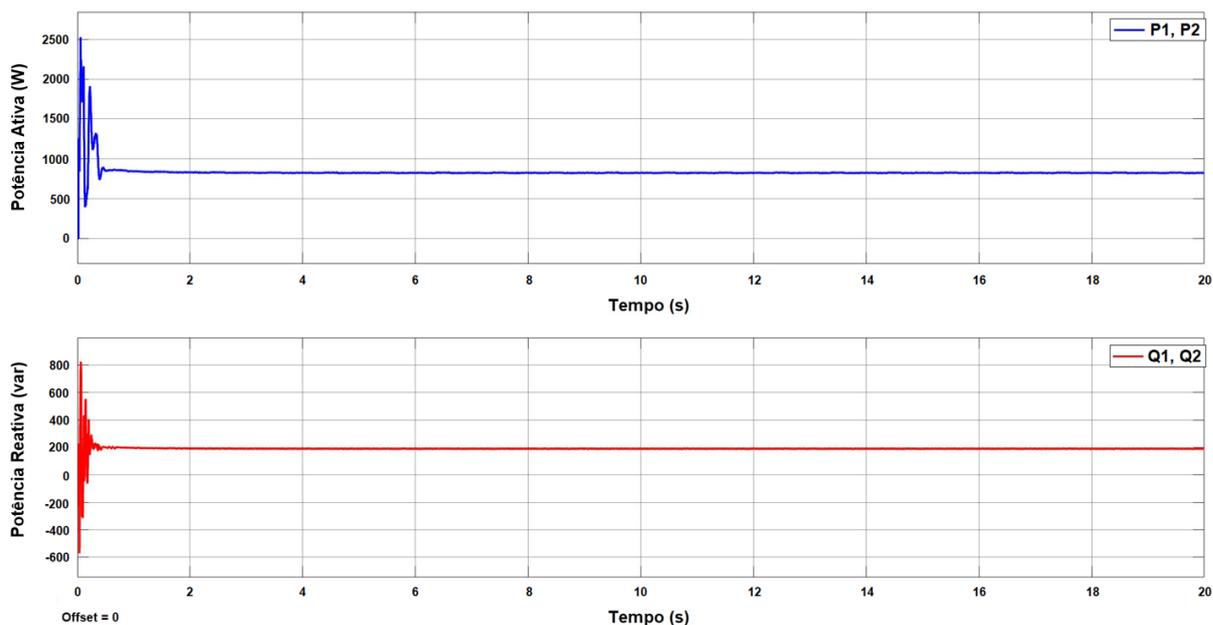
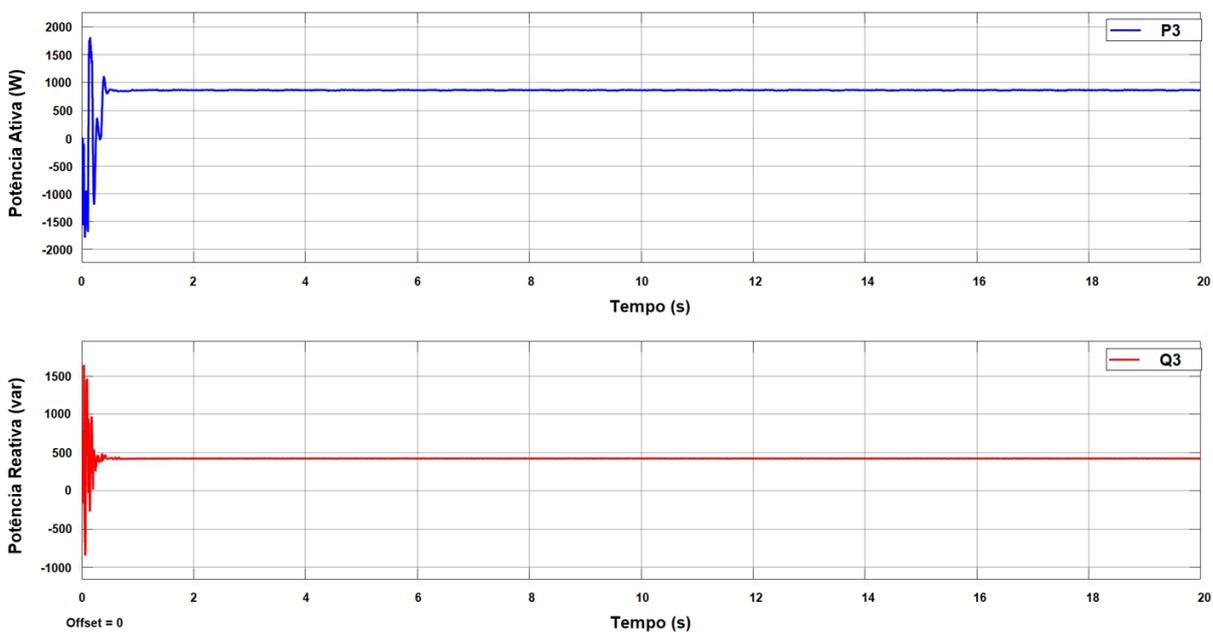


Figura 4.31 – Potência ativa e reativa na carga do cenário 5 para injeção de 50% da potência reativa da carga.

As potências ativa e reativa da carga são compartilhadas pelos três inversores da MR, como pode ser verificado nas Figuras 4.32 e 4.33. A Figura 4.32 apresenta a potência ativa e reativa fornecida pelos inversores 1 e 2 e a Figura 4.33 a potência ativa e reativa fornecida pelo inversor 3.



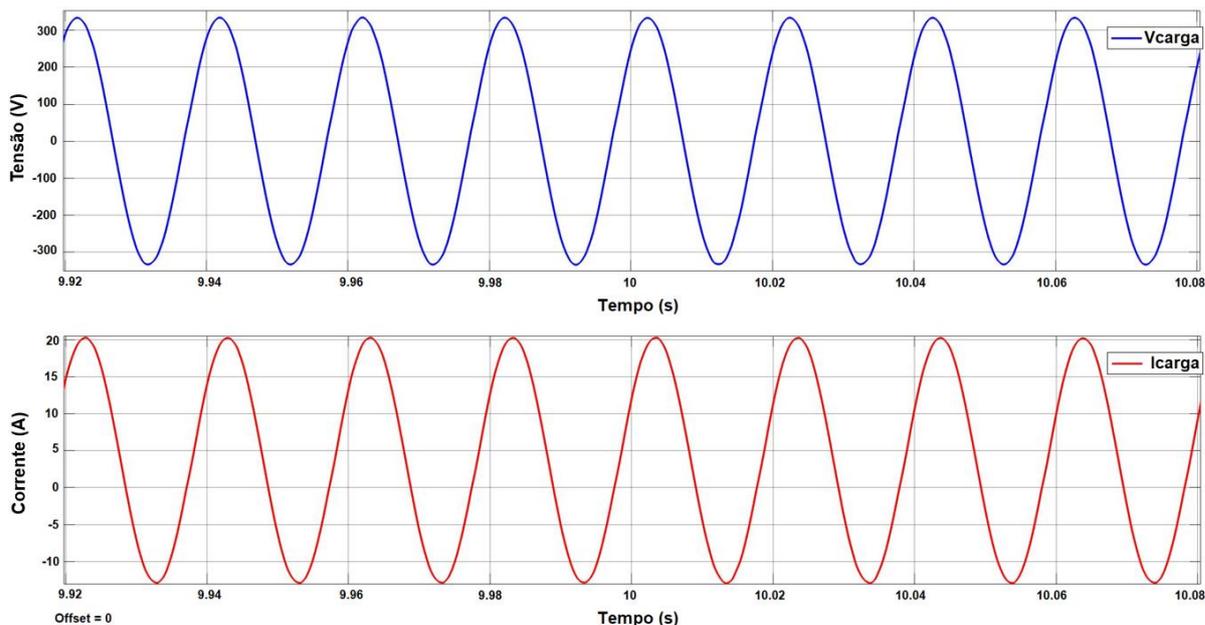
**Figura 4.32 – Potência ativa e reativa dos inversores 1 e 2 do cenário 5 para injeção de 50% da potência reativa da carga.**



**Figura 4.33 – Potência ativa e reativa do inversor 3 do cenário 5 para injeção de 50% da potência reativa da carga.**

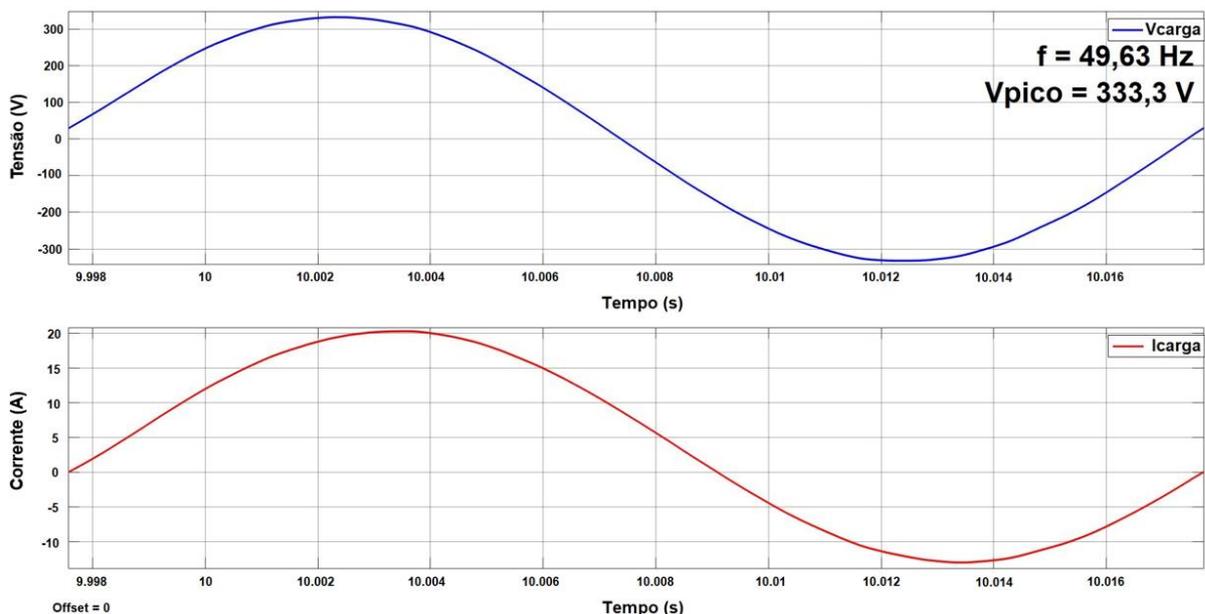
#### 4.5.2. Injeção de 100% da Potência Reativa da Carga

A Figura 4.34 demonstra a tensão e a corrente na carga.



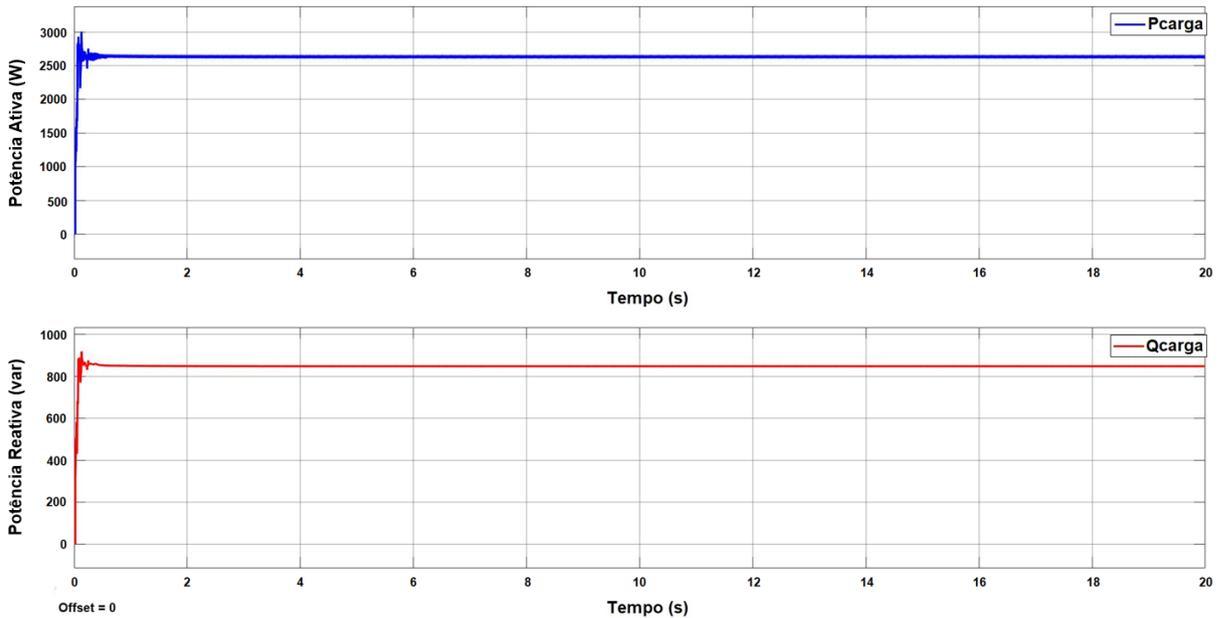
**Figura 4.34 – Tensão e corrente na carga do cenário 5 para injeção de 100% da potência reativa da carga.**

A Figura 4.35 abaixo ilustra a diferença de fase entre tensão e corrente na carga, sendo que a corrente sempre está atrasada em relação à tensão por se tratar de uma carga indutiva. A partir da mesma figura, é possível determinar a frequência e a magnitude de tensão.



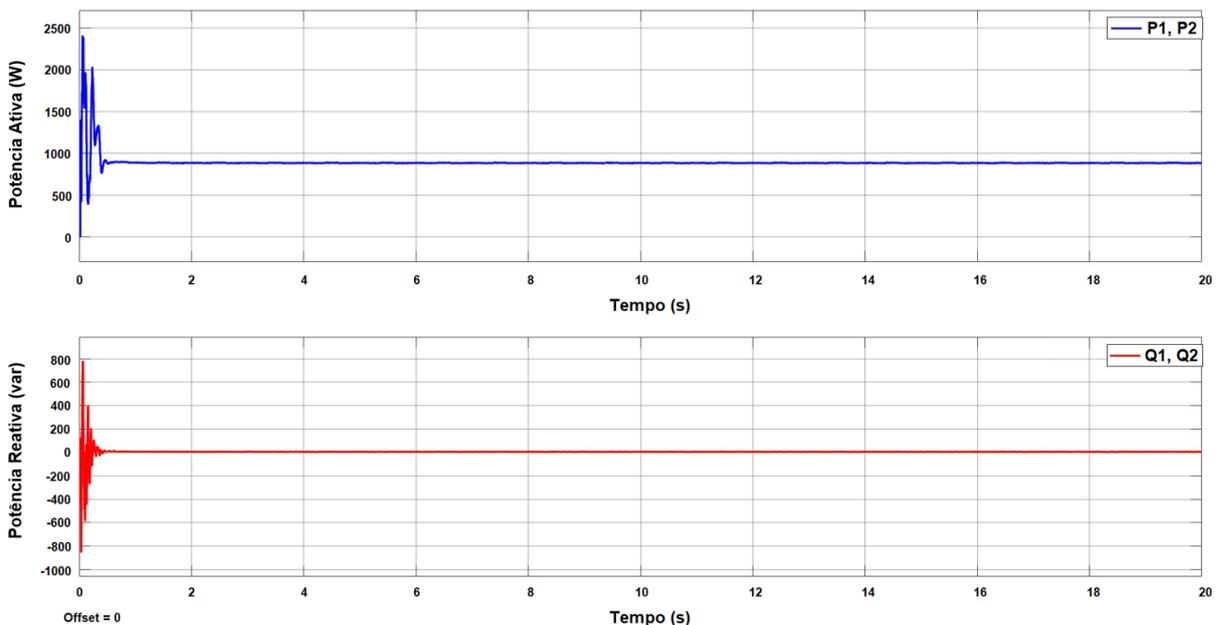
**Figura 4.35 – Tensão e corrente na carga do cenário 5 para injeção de 100% da potência reativa da carga.**

A Figura 4.36 representa a potência ativa e reativa na carga.

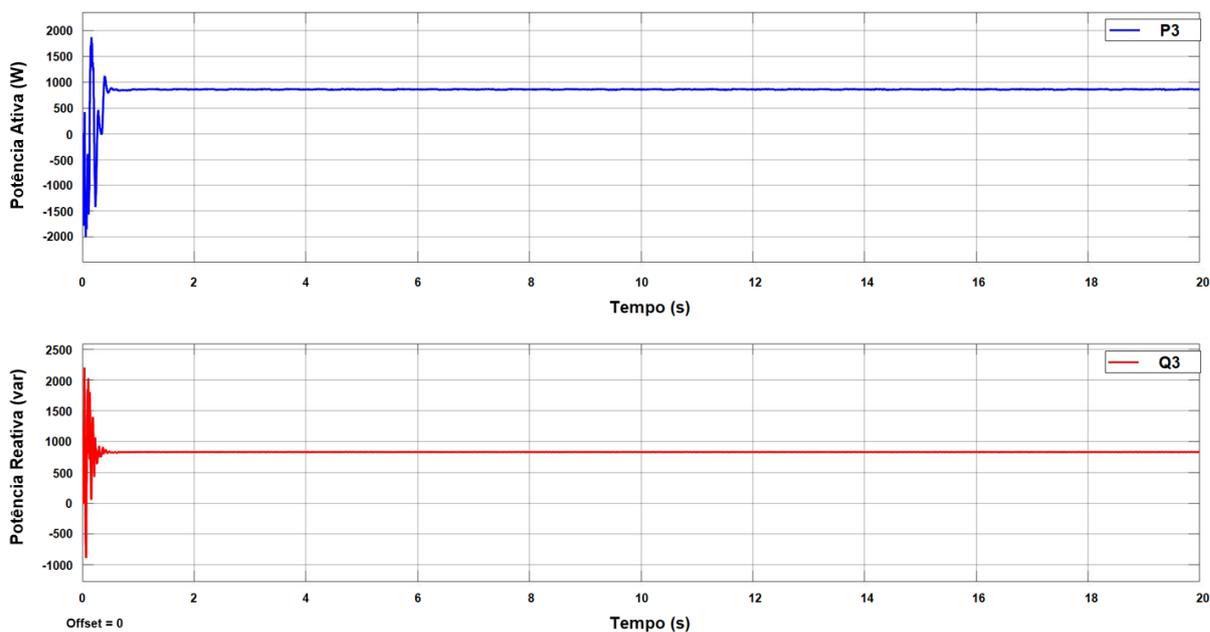


**Figura 4.36 – Potência ativa e reativa na carga do cenário 5 para injeção de 100% da potência reativa da carga.**

As potências ativa e reativa da carga são compartilhadas pelos três inversores da MR, tal como indicam as Figuras 4.37 e 4.38. A Figura 4.37 apresenta a potência ativa e reativa fornecida pelos inversores 1 e 2. A Figura 4.38 demonstra a potência ativa e reativa fornecida pelo inversor 3.



**Figura 4.37 – Potência ativa e reativa dos inversores 1 e 2 do cenário 5 para injeção de 100% da potência reativa da carga.**



**Figura 4.38 – Potência ativa e reativa do inversor 3 do cenário 5 para injeção de 100% da potência reativa da carga.**

A Figura 4.39 ilustra resumidamente a contribuição de potência ativa e reativa de cada inversor da MR no cenário 5 para injeção de 50% e 100% da potência reativa da carga pelo inversor fotovoltaico, ao final de 20 segundos de simulação em cada condição.

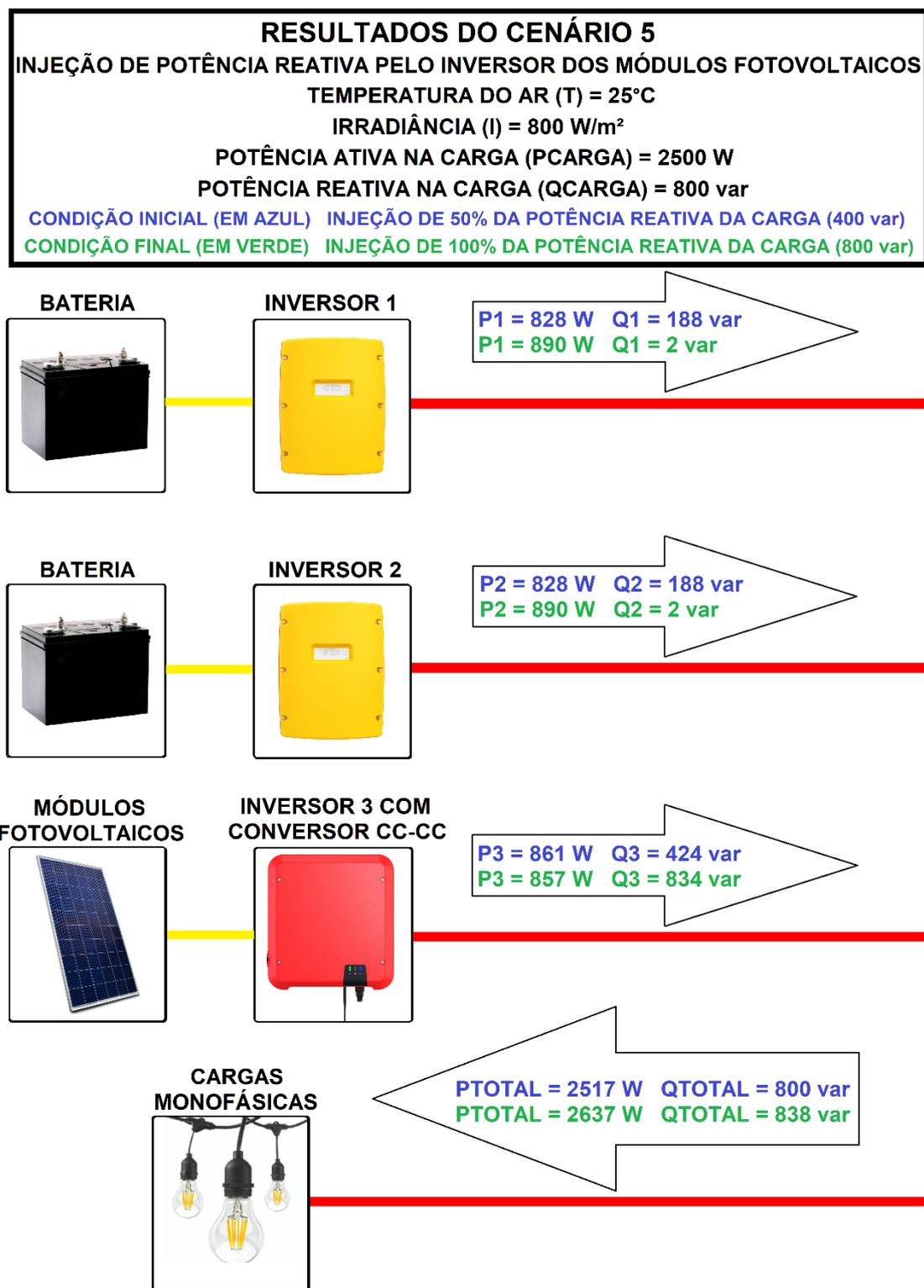


Figura 4.39 – Resultados do cenário 5 ilustrados.

Finalmente, a Tabela 4.6 apresenta os resultados do cenário 5, com os erros envolvidos no controle *droop* para esse cenário, considerando a injeção de potência reativa de 50% e 100%.

Tabela 4.6 – Resultados do cenário 5 tabelados.

RESULTADOS DO CENÁRIO 5												
INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA PELO INVERSOR DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS												
T = 25°C, I= 800 W/m <sup>2</sup> , PCARGA = 2500 W e QCARGA= 800 VAR												
INJEÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA [VAr]	INVERSOR 1		INVERSOR 2		INVERSOR 3		SOMATÓRIO INVERSORES		ERRO P [%]	ERRO Q [%]	f [Hz]	V <sub>PICO</sub> [V]
	P <sub>1</sub> [W]	Q <sub>1</sub> [VAr]	P <sub>2</sub> [W]	Q <sub>2</sub> [VAr]	P <sub>3</sub> [W]	Q <sub>3</sub> [VAr]	P <sub>TOTAL</sub> [W]	Q <sub>TOTAL</sub> [VAr]				
400	828	188	828	188	861	424	2517	800	0,68	0,00	49,64	326,35
800	890	2	890	2	857	834	2637	838	5,48	4,75	49,63	333,35

Observando os resultados presentes na Tabela 4.6, verifica-se que existem erros associados quando o inversor 3 está injetando o valor de 100% da potência reativa da carga indutiva, dado que as potências reativas injetadas pelos inversores 1 e 2 nessa condição deveriam ser zero. Porém, apesar disso, o controle *droop* obteve bom funcionamento para este cenário 5, dado que à medida em que o inversor dos módulos fotovoltaicos (inversor 3) aumenta a injeção de potência reativa, os inversores 1 e 2, para compensar esse evento, reduzem as suas potências reativas através da reta de decaimento *droop*. Desta forma, o somatório das potências ativa e reativa fornecidas pelos três inversores para a carga continua próximo aos valores de potência ativa e reativa da carga.

Nota-se que a frequência e a magnitude de tensão se modificam com a alteração das potências ativas e reativas, respectivamente, nos inversores 1 e 2. Com o aumento da potência ativa fornecida pelos inversores 1 e 2, a frequência decresceu de 49,64 Hz para 49,63 Hz de acordo com a reta de decaimento  $\omega - P$  do controle *droop*. Com a diminuição da potência reativa fornecida pelos inversores 1 e 2, a magnitude de tensão aumentou de 326,35 V para 333,35 V, de acordo com a reta de decaimento  $V - Q$  do controle *droop*.

## 5. CONCLUSÃO

A partir do estudo apresentado, constata-se que o objetivo geral deste trabalho foi alcançado. Foi possível realizar a modelagem, simulação e análise do controle *droop* atuando em uma MR isolada, em CA monofásica, com geração solar fotovoltaica na ferramenta computacional *Simulink* do software *MATLAB*®.

Além de cumprir o objetivo geral do trabalho, os resultados dos cenários 1 até 5 simulados foram extremamente satisfatórios, demonstrando um bom compartilhamento de potência ativa e reativa pelos três inversores da MR, independentemente das condições de carga e produção. Com a alteração das potências da carga ou da potência produzida pelos módulos fotovoltaicos, os inversores 1 e 2 se adaptam a estas novas condições, reduzindo ou aumentando os seus valores de potência ativa e reativa, de acordo com as retas de decaimento *droop*  $\omega - P$  e  $V - Q$ , respectivamente. O controle *droop* desenvolvido mostrou-se eficaz, mantendo os níveis de frequência angular e magnitude de tensão na MR próximos aos desejados.

Para os trabalhos futuros, seria interessante enriquecer a análise realizada com a utilização de inversores bidirecionais e cargas não lineares. Também poderia ser estudada a conexão e desconexão dos módulos fotovoltaicos da MR e o paralelismo de inversores com potências diferentes (retas de decaimento *droop* distintas). Ainda, pode ser desenvolvido o controle secundário e terciário na MR, a fim de conectá-la a rede convencional e otimizar o fluxo de energia, possibilitando reduzir o custo de operação, maximizando a eficiência, a confiabilidade e a controlabilidade da rede.

## REFERÊNCIAS

- [1] A. C. P. Fournier e C. L. d. C. Penteado, “Eletrificação rural: um desafio para universalização da energia.,” 2011. [Online]. Available: [http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/eletrificacao\\_rural\\_XII.pdf](http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/eletrificacao_rural_XII.pdf).
- [2] F. S. Retorta, *Análise da Operação de Fontes de Energia Renováveis e Baterias Conectadas na Rede de Distribuição de Baixa Tensão*, Curitiba, 2015.
- [3] Enerdata, “Electricity Domestic Consumption,” 2018. [Online]. Available: <https://yearbook.enerdata.net/electricity/electricity-domestic-consumption-data.html>. [Acesso em 25 Agosto 2019].
- [4] Enerdata, “Electricity Production,” 2018. [Online]. Available: <https://yearbook.enerdata.net/electricity/world-electricity-production-statistics.html>. [Acesso em 25 Agosto 2019].
- [5] Enerdata, “Global Energy Trends 2019 Edition,” Maio 2019. [Online]. Available: <https://www.enerdata.net/system/files/publications/global-energy-trends-2019-edition-enerdata.pdf>. [Acesso em 25 Agosto 2019].
- [6] CRESESB, “Energia Solar Fotovoltaica,” 2008. [Online]. Available: [http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&lang=pt&cid=321](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321). [Acesso em 25 Agosto 2019].
- [7] GTM Research ABB, “Integrating High Levels Of Renewables into Microgrids: Opportunities, Challenges and Strategies,” Fevereiro 2016. [Online]. Available: <http://www.sustainablepowersystems.com/wp-content/uploads/2016/03/GTM-Whitepaper-Integrating-High-Levels-of-Renewables-into-Microgrids.pdf>. [Acesso em 25 Agosto 2019].
- [8] M. V. P. Alcântara, “MRs inteligentes: um novo modelo de negócio para a distribuição de energia elétrica,” 2011. [Online]. Available: [http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2012/02/Ed71\\_fasc\\_smart\\_grids\\_cap7.pdf](http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2012/02/Ed71_fasc_smart_grids_cap7.pdf). [Acesso em 2017 Outubro 17].
- [9] Navigant Research, “Microgrids Overview - Market Drivers, Barriers, Business Models, Innovators, and Key Market Segment Forecasts,” 2019.
- [10] U. B. Tayab, M. A. B. Roslan, L. J. Hwai e M. Kashif, “A review of droop control techniques for microgrid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 717-727, 2017.
- [11] R. T. Ferreira, J. F. Fardin e A. C. Rueda-Medina, “Gerenciamento de Energia em uma MR Isolada Composta por Fontes Renováveis,” em *VII Congresso Brasileiro de Energia Solar*, Gramado, 2018.
- [12] D. P. Quoc, V. N. Chan, T. N. Dinh, T. N. The e H. . L. Chi, “Optimal Design Combined with Power Management for Stand Alone Microgrid,” *IEEE Region 10 Conference (TENCON)*, pp. 1450-1455, 2016.
- [13] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury e P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*, London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [14] P. B. L. Neto, *Contribuições para a operação energética e econômica de MRs isoladas com fontes renováveis diversificadas*, Universidade Federal do Maranhão, 2017.

- [15] Instituto Acende Brasil, "Qualidade no Fornecimento de Energia Elétrica: Confiabilidade, Conformidade e Presteza.," Brasil, 2014, White Paper 14, São Paulo. [Online]. Available: [http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2014\\_WhitePaperAcendeBrasil\\_14\\_Qualidade\\_Fornecimento\\_Energia\\_Rev\\_0.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2014_WhitePaperAcendeBrasil_14_Qualidade_Fornecimento_Energia_Rev_0.pdf). [Acesso em 26 Agosto 2019].
- [16] M. G. Villalva, *Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações*, São Paulo: 2ª edição, Érica, 2015.
- [17] E. B. Pereira, F. R. Martins, A. R. Gonçalves, R. S. Costa, F. J. L. d. Lima, R. Rüter, S. L. d. Abreu, G. M. Tiepolo, S. V. Pereira e J. G. d. Souza, *Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2a Edição*, São José dos Campos - Brasil, 2017.
- [18] SOLAR ENERGIA, "Geração Distribuída – Grid-Tie," [Online]. Available: <http://solarenergiabrasil.blogspot.com/p/geracao-distribuida-grid-tie.html>. [Acesso em 25 Agosto 2019].
- [19] H. M. A. Antunes, B. C. Filho e S. Silva, *ANTUNES, H. M. A et al. Análise e Operação de uma Microrrede de Energia Elétrica. SBSE 2106 - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos.*, 2016.
- [20] J. P. A. Moura e L. P. Sampaio, "Análise do controle por decaimento (droop control) em uma microrrede CA de baixa tensão.," *SICITE - XXIII Seminário de Iniciação Científica e Tecnológica da UTFPR*, 2018.
- [21] I. R. Rodrigues e A. D. Conti, "Desafios na proteção de Microrredes," PORTAL O SETOR ELÉTRICO, 2017. [Online]. Available: <https://www.osetoreletrico.com.br/desafios-na-protecao-de-Microrredes/>. [Acesso em 25 Agosto 2019].
- [22] C. Cañizares, R. Palma-Behnke, D. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. Etemadi, R. Iravani, M. Kazerani, A. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, G. Jiménez-Estévez e N. Hatziargyriou, "Trends in Microgrid Control," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, nº 4, 2014.
- [23] R. V. Ferreira, H. M. A. Antunes, T. M. G. Costa, P. C. Cortizo e S. M. Silva, "Estudo e Simulação de uma Microrrede de Energia Elétrica nos Modos Conectado e Isolado," em *10º Congresso sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural*, São Paulo, AGRENER GD 2015.
- [24] J. Carneiro, "Electromagnetismo B Módulos Fotovoltaicos Características e Associações," 2º Ano do Mestrado Integrado em Engenharia Civil, Universidade do Minho, 2010. [Online]. Available: [https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%25C3%25B3dulos%20Fotovoltaicos\\_Caracteristicas%20e%20Associa%25C3%25A7%25C3%25B5es.pdf](https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%25C3%25B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%25C3%25A7%25C3%25B5es.pdf). [Acesso em 25 Agosto 2019].
- [25] J. T. Pinho e M. A. Galdino, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, Rio de Janeiro, Março, 2014.
- [26] C. A. Petry, "Introdução aos Conversores CC-CC," Agosto 2001. [Online]. Available: [http://www.professorpetry.com.br/Bases\\_Dados/Apostilas\\_Tutoriais/Introducao\\_Conversores\\_CC\\_CC.pdf](http://www.professorpetry.com.br/Bases_Dados/Apostilas_Tutoriais/Introducao_Conversores_CC_CC.pdf). [Acesso em 25 Agosto 2019].
- [27] P. F. Pereira, A. C. Souza e I. N. Santos, "Modelagem e Avaliação de Desempenho das Principais Técnicas de Controle MPPT Empregadas na Geração Fotovoltaica," em *Universidade Federal de Uberlândia - UFU*, Uberlândia, 2016.

- [28] L. S. Araujo, M. G. Villalva, D. I. Narvaez e T. G. D. Siqueira, "Controle Droop para Conversor de Suporte Conectado a Bateria em Microrrede Monofásica de Baixa Tensão," em *VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Natal, Janeiro, 2015.
- [29] M. M. Breve, "Implementation of a bidirectional grid interface for an electric vehicle," em *Dissertação de Mestrado*, Bragança, 2019.
- [30] J. Guerrero, J. Vasquez, J. Matas, L. G. d. Vicuna e M. Castilla, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, nº 1, pp. 158-172, 2011.
- [31] H. M. A. Antunes, *Conversor Multifuncional Reconfigurável e Tolerante a Falhas para Microrredes de Energia Elétrica*, Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Março, 2018.
- [32] E. Gurski, Y. Y. Hashizume e R. A. d. S. Benedito, "Day-ahead Power Flow for Isochronous and Droop-Controlled Islanded Microgrids Considering Generators Operational Constraints," *IEEE*, 2019.
- [33] V. Maryama, *Análise de Estratégias de Divisão de Carga Baseadas em Droop para Microrredes*, (Dissertação) Florianópolis, 2016.
- [34] A. M. B. d. Silva, *Análise do Desempenho de Geradores Síncronos Distribuídos com Controladores Dotados de Modos de Operação Comutáveis*, (Tese de Doutorado) Uberlândia, 2016.
- [35] H. Han, X. Hou, J. Yang, J. Wu, M. Su e J. Guerrero, "Review of Power Sharing Control Strategies for Islanding Operation of AC Microgrids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, nº 1, pp. 200-215, 2016.
- [36] M. A. Saldanha, *Contribuição à Modelagem de Pequenos Sinais e à Estabilidade do Paralelismo sem Comunicação de Inversores*, (Dissertação) Belo Horizonte, MG, 2018.
- [37] C.-T. Lee, C.-C. Chu e P.-T. Cheng, "A New Droop Control Method for the Autonomous Operation of Distributed Energy Resource Interface Converters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 28, nº 44, pp. 1980 - 1993, 2013.
- [38] M. A. Abusara, J. M. Guerrero e S. M. Sharkh, "Line Interactive UPS for Microgrids," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 61, nº 3, pp. 1292 - 1300, 2014.
- [39] J. M. Guerrero, J. C. Vásquez, J. Matas, M. Castilla e L. G. d. Vicuña, "Control Strategy for Flexible Microgrid Based on Parallel Line-Interactive UPS Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, nº 3, pp. 726 - 736, 2009.
- [40] J. M. Guerrero, L. Hang e J. Uceda, "Control of Distributed Uninterruptible Power Supply Systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 55, nº 8, pp. 2845 - 2859, 2008.
- [41] J. M. Guerrero, L. G. d. Vicuña, J. Matas, M. Castilla e J. Miret, "A Wireless Controller to Enhance Dynamic Performance of Parallel Inverters in Distributed Generation Systems," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 19, nº 5, pp. 1205 - 1213, Setembro, 2004.
- [42] J. M. Guerrero, J. Matas, L. G. d. Vicuña, M. Castilla e J. Miret, "Wireless-Control Strategy for Parallel Operation of Distributed-Generation Inverters," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 533, nº 5, pp. 1461-1470, 2006.

- [43] M. A. Abusara, S. M. Sharkh e J. M. Guerrero, "Improved Droop Control Strategy for Grid-Connected Inverters," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 1, pp. 10-19, 2015.
- [44] D. P. Henrique, *Análise de um Controlador Droop de Potência Integrado ao Controle em Modo Conectado de um Inversor de Tensão Trifásico Balanceado*, (Trabalho de Conclusão de Curso) São Carlos, 2017.
- [45] Empresa de Pesquisa Energética, "EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016," 2016. [Online]. Available: <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx>. [Acesso em 17 Outubro 2017].
- [46] R. H. Lasseter, "Microgrid," *Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE*, pp. 305-308, 2002.
- [47] International Energy Agency, "Electricity," [Online]. Available: [www.iea.org/topics/electricity/](http://www.iea.org/topics/electricity/). [Acesso em 02 Junho 2018].
- [48] SUNFLOWER, "Qual é a diferença entre policristalino e monocristalino célula filme amorfo fino solar?," [Online]. Available: [http://www.sunflower-solar.com/index\\_pt.php?act=content&scheduler\\_id=2029](http://www.sunflower-solar.com/index_pt.php?act=content&scheduler_id=2029). [Acesso em 25 Agosto 2019].
- [49] T. L. Vandoorn, B. Meersman, J. D. M. D. Kooning e L. Vandeveldel, "Transition From Islanded to Grid-Connected Mode of Microgrids With Voltage-Based Droop Control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n° 3, pp. 2545-2553, 2013.
- [50] E. Whieldon e G. Hering, "Natural disasters could spark US microgrid surge," Setembro 2019. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/trending/eCx4GFMDsA7ogojhqRK5A2>. [Acesso em 25 Outubro 2019].
- [51] E. Santos e E. R. Silva, *Advanced Power Electronics Converters: PWM Converters Processing AC Voltages*, IEEE Press Series on Power Engineering: Wiley, 2014.
- [52] A. Ahmed, *Power Electronics for Technology*, Prentice Hall, 1999.

## APÊNDICE A

### A.1. Pulse-Width Modulation (PWM)

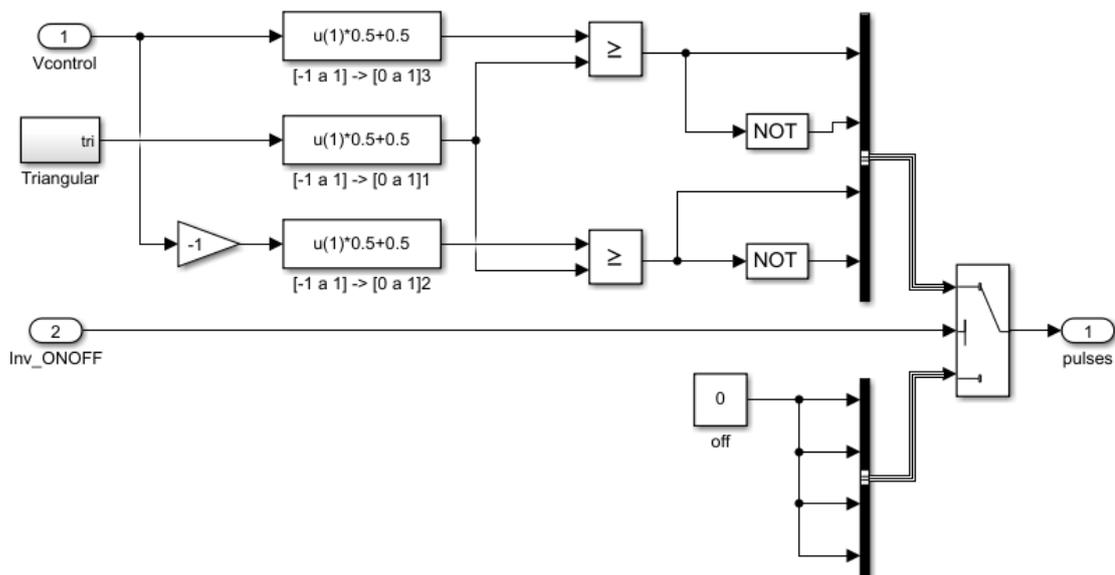


Figura A.1 – PWM

### A.2. Maximum Power Point Tracker (MPPT)

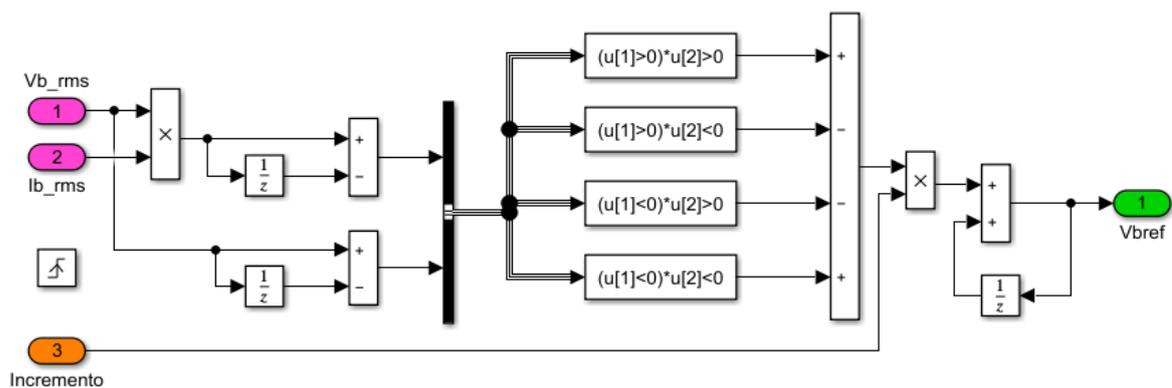


Figura A.2 – MPPT

### A.3. Voltage-Oriented Control (VOC)

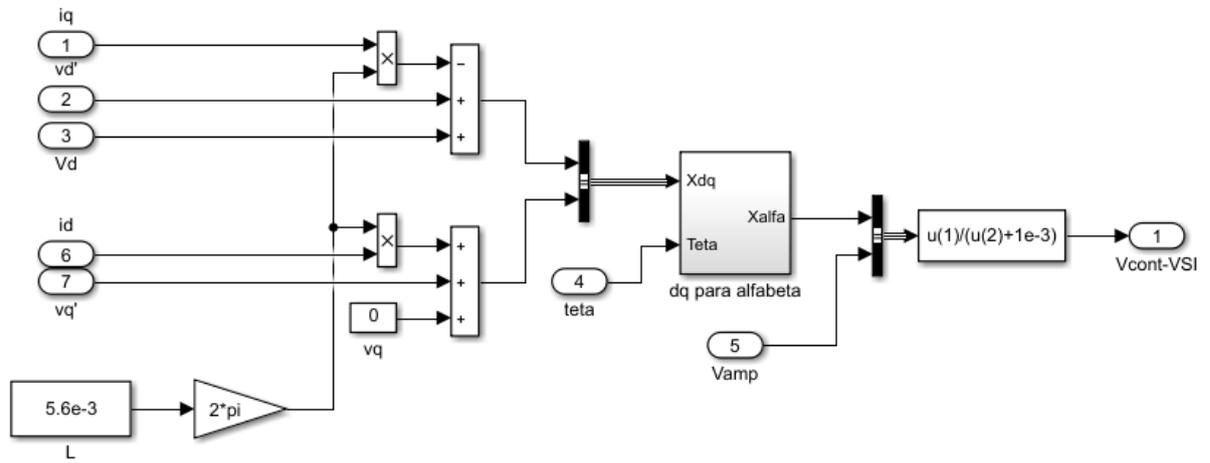


Figura A.3 – VOC