

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE BAURU**

DIEGO TARDIVO RODRIGUES

**CONTROLE COOPERATIVO DE CONVERSORES DISTRIBUÍDOS PARA O
APRIMORAMENTO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA EM
MICRORREDES ISOLADAS**

Bauru-SP

2022

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DIEGO TARDIVO RODRIGUES

CONTROLE COOPERATIVO DE CONVERSORES DISTRIBUÍDOS PARA O APRIMORAMENTO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA EM MICRORREDES ISOLADAS

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia de Bauru – UNESP – Campus de Bauru como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento: Automação

Prof. Dr. Helmo Kelis Morales Paredes
Orientador

Prof. Dr. Jakson Paulo Bonaldo
Coorientador

Bauru-SP

2022

Rodrigues, Diego Tardivo.

Controle cooperativo de conversores distribuídos
para o aprimoramento da qualidade de energia elétrica
em microrredes isoladas / Diego Tardivo Rodrigues,
2022

137 f. : il.

Orientador: Helmo Kelis Morales Paredes
Coorientador: Jakson Paulo Bonaldo

Tese (Doutorado)-Universidade Estadual
Paulista (Unesp). Faculdade de Engenharia, Bauru, 2022

1. Componente simétrica generalizada. 2.
Algoritmo *Consensus*. 3. Microrrede. 4. Impedância
Virtual. 5. Teoria de potência conservativa. I.
Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Ciências.
II. Título.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA TESE DE DOUTORADO DE DIEGO TARDIVO RODRIGUES, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 03 dias do mês de agosto do ano de 2022, às 14:00 horas, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de TESE DE DOUTORADO de DIEGO TARDIVO RODRIGUES, intitulada **CONTROLE COOPERATIVO DE CONVERSORES DISTRIBUÍDOS PARA O APRIMORAMENTO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA EM MICRORREDES ISOLADAS**. A Comissão Examinadora foi constituída pelos seguintes membros: Prof. Dr. HELMO KELIS MORALES PAREDES (Orientador(a) - Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia - UNESP - Câmpus de Sorocaba, Prof. Dr. JOSÉ ANTENOR POMÍLIO (Participação Virtual) do(a) Departamento de Sistemas e Energia - DSE / Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Prof. Dr. AUGUSTO MATHEUS DOS SANTOS ALONSO (Participação Virtual) do(a) Engenharia Elétrica / Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, Prof. Dr. JUAN CARLOS CEBRIAN AMASIFEN (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia de Produção / UNESP - Câmpus de Itapeva, Prof. Dr. FLÁVIO ALESSANDRO SERRÃO GONÇALVES (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia - UNESP - Câmpus de Sorocaba. Após a exposição pelo doutorando e arguição pelos membros da Comissão Examinadora que participaram do ato, de forma presencial e/ou virtual, o discente recebeu o conceito final: Aprovado. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelo(a) Presidente(a) da Comissão Examinadora.



Prof. Dr. HELMO KELIS MORALES PAREDES

Dedico este trabalho aos meus pais Samuel e Marli, à minha esposa Aline e minhas filhas Laura e Julia.

Dedico também ao meu orientador e coorientador, pela paciência, incentivo e sabedoria. Sem eles não estaria aqui.

AGRADECIMENTOS

Faço aqui um agradecimento em especial aos meus pais, Samuel e Marli, fonte de carinho inesgotável, minha base inicial de educação e formação de caráter, meu porto seguro de refúgio e abrigo. Quero estar sempre de pé para poder retribuí-los.

A minha irmã Talita que mesmo com a distância física e rotinas diárias, que nos distanciam de um convívio maior, rotinas estas que todos nós temos em busca de condições financeiras para nossos filhos, sei que estará sempre e assim como eu, de braços abertos para amparar seja no que vier.

Agradecimento mais do que especial a minha linda esposa Aline Umeta, presente ao meu lado por longa data de namoro e agora no matrimônio, esposa esta que me trouxe um sentido a mais para a vida, que são minhas duas filhas Laura e Julia, agora vivo e sinto o amor que nossos pais nos deram.

Durante esta minha jornada de 4 anos do doutorado, a humanidade passou novamente por uma pandemia, que trouxe muita tristeza e acabou nos afastando de convívio. Contudo trouxe aprendizado e novas maneiras de interação que vieram a somar em nossas vidas. Senti falta da interação, companheirismo e troca de experiência que ocorrem as luzes de um laboratório de pesquisa, como o que estive durante meu mestrado, contudo mesmo a distância pude recorrer a ajuda à distância dos colegas aos quais gostaria de agradecer: José Arimatéia, Matheus Branco, Augusto Alonso, Tiago Bussarello, Claudio Burgos entre diversos outros que tive contato enquanto cursava disciplinas do doutorado. Agradeço a todos pela disponibilidade em sempre compartilhar conhecimento os quais certamente somaram ao desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço ao meu orientador Professor Dr. Helmo Kelis Morales Paredes pela oportunidade de cursar o doutorado, pela paciência, pelo compartilhamento de conhecimento sem limites, confiança e sinceridade.

Agradeço também ao meu coorientador Professor Dr. Jakson Paulo Bonaldo, de grande humildade, companheirismo e com conhecimento muito além dos padrões, o qual junto com Professor Dr. Helmo Kelis Morales Paredes tive também o prazer de conhecer no laboratório enquanto ainda cursava meu mestrado com orientação do Professor Jose Antenor Pomilio, nosso guia de inestimável conhecimento e caráter.

Gostaria de agradecer aos membros da banca da qualificação professor Dr. Juan Carlos Cebrian Amasifen e professor Dr. Jose Antenor Pomilio por todos os apontamentos e direcionamentos que nos esforçamos ao máximo para cumprir neste trabalho.

Agradecimentos também a Universidade Estadual Paulista Júlio Mesquita Filho, Campus Bauru e Campus Sorocaba ao qual estou vinculado, instituição esta que por sua organização propicia oportunidade de aprimoramento de conhecimento dos contribuintes.

Bom mesmo é ir à luta com determinação, abraçar a vida com paixão, perder com classe e vencer com ousadia, porque o mundo pertence a quem se atreve e a vida é muito para ser insignificante.

AUGUSTO BRANCO

RESUMO

Microrredes trifásicas a 4-fios apresentam grandes desafios de operação uma vez que podem se tornar desbalanceadas, com a presença de componentes de sequência negativa e zero na tensão e na corrente. Quando estas microrredes operam de forma isolada, os desequilíbrios bem como as distorções harmônicas produzidas por cargas não lineares e desbalanceadas podem afetar a qualidade da energia e a estabilidade de operação do sistema. Adicionalmente, evitar uma possível sobrecarga de uma unidade geradora, proporcionado pela distribuição de cargas na microrrede bem como diferentes impedâncias de linha entre barramentos, tem sido atualmente um desafio.

Logo a presente tese propõe contribuições focadas no compartilhamento de potência ativa, reativa, harmônicas e desequilíbrios em uma microrrede (MR) trifásica a 4-fios quando operada em modo ilhado. Os controladores são desenvolvidos para compartilhar proporcionalmente essas potências entre as unidades de geração distribuída (GD), com base no algoritmo *consensus* agindo de modo distribuído e utilizando o conceito de impedância virtual. Isto deve evitar sobrecarregar as unidades de GD uma vez que o sistema de controle deve garantir um compartilhamento adequado destas potências entre os GDs da MR.

Em primeiro momento o trabalho apresenta uma estratégia para o compartilhamento de potências (ativa, reativa, harmônica e desbalanço) na MR, fazendo uso da CPT (do inglês *Conservative Power Theory*) no domínio das componentes simétricas generalizadas, bem como do algoritmo *consensus* para geração de impedâncias virtuais. Com esta técnica foi possível obter o desacoplamento dos efeitos das componentes de sequência negativa e zero no compartilhamento da potência de desbalanço o que é demonstrado por meio de uma análise comparativa com a metodologia encontrada na literatura, a qual faz uso da CPT.

Na sequência é proposto um novo sistema de controle com foco no compartilhamento de corrente eficaz por fase ao invés do compartilhamento de potências. Este sistema é baseado também no algoritmo de *consensus* para equalizar o valor eficaz da corrente entre as fases dos GDs na MR isolada a 4-fios contendo cargas desequilibradas e não-lineares. Para fazer isto é utilizado um controle de *droop* por fase para regular a magnitude da tensão, e o compartilhamento da corrente harmônica é realizado utilizando o conceito de impedância virtual. Adicionalmente o controle proposto garante regulação de tensão, fazendo com que a MR opere no seu valor nominal de tensão. O algoritmo *consensus* além de propiciar compartilhamento do valor eficaz da corrente, também proporciona o compartilhamento

igualitário do valor eficaz da corrente harmônica entre cada fase de cada GD que compõe a MR, bem como garante que a distorção harmônica da tensão no PAC de cada GD permaneça dentro dos limites definidos pelas normas. Resultados de simulações demonstram o funcionamento e a efetividade da estratégia de controle proposta.

Por fim é apresentada uma nova proposta (usando o mesmo cenário do sistema estudado no início do trabalho), para que o compartilhamento das potências (ativa, reativa, harmônica e desbalanço) seja realizada por GD monofásicos e trifásicos da MR. Neste caso o *droop* foi alterado para regular a tensão por fase, bem como o algoritmo *consensus* e as impedâncias virtuais que também foram ajustadas por fase. Com isso, foi possível que geradores monofásicos ao serem inseridos na MR trifásica de 4-fios possam também compartilhar suas potências, ajudando na operação da MR.

Palavras-chave: Componente simétrica generalizada, Algoritmo *Consensus*, Microrrede, Impedância virtual, gerador distribuído, Teoria de potência conservativa.

ABSTRACT

Three-phase 4-wire microgrids present major operating challenges as they can become unbalanced, with the presence of negative and zero sequence components in voltage and current. When these microgrids operate in islanded mode, unbalances as well as harmonic distortions produced by non-linear and unbalanced loads can affect power quality and system operation stability. Additionally, avoiding a possible overload of a generating unit, provided by the distribution of loads in the microgrid as well as different line impedances between buses, has currently been a challenge.

Therefore, the present thesis proposes some new contributions focused on sharing active and reactive power, harmonics and unbalances in a three-phase 4-wire microgrid (MR) operating in islanded mode. The controllers are developed to proportionally share these powers between the Distributed Generation units (DG), based on the *consensus* algorithm acting in a distributed way and using the concept of virtual impedance. This should avoid overloading a DG unit since the control system must ensure an adequate sharing of these powers between the DGs units into MR.

At first, this thesis presents an improved power sharing strategy (active, reactive, harmonic and unbalance) into the MR, using the Conservative Power Theory (CPT) in the domain of generalized symmetric components, as well as the *consensus* algorithm for virtual impedances generation. With this proposed technique, it was possible to obtain the decoupling of the effects of the negative and zero sequence components in the sharing of unbalance power, which is demonstrated through a comparative analysis with the methodology found in the literature, which makes use of CPT.

Next, a new control system is proposed with a focus on sharing currents instead of powers. This system is also based on the consensus algorithm to equalize the RMS value of the current between the phases of the DGs in the 4-wire isolated MR containing unbalanced and non-linear loads. To do this, a per-phase droop control is used to regulate the voltage magnitude, and the harmonic current sharing is performed using the concept of virtual impedance. Additionally, the proposed control guarantees voltage regulation, making the MR operate at its nominal voltage value. The consensus algorithm, in addition to sharing the RMS value of the current, also provides the equal sharing of the RMS value of the harmonic current between each phase of each DG that makes up the MR, as well as ensuring that the harmonic distortion of the

voltage in the PAC of each DG remains within the limits defined by the standards. Simulation results demonstrate the functioning and effectiveness of the proposed control strategy.

Finally, a new proposal is presented (using the same scenario of the system studied at the beginning of the work), so that the power sharing (active, reactive, harmonic and unbalance) is performed by single-phase and three-phase DGs of the MR. In this case the droop was changed to regulate the voltage per-phase, as well as the consensus algorithm and the virtual impedances that were also adjusted per-phase. Therefore, it was possible that single-phase generators, when inserted in the three-phase 4-wire MR, can also share their power, helping in the operation of the MR.

Keywords: Generalized Symmetric component, Consensus Algorithm, Microgrid, Virtual Impedance, Distributed Generator, Conservative Power Theory.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – MR com operação isolada e conexão anel.	25
Figura 2 - Diagrama de bloco para decomposição da corrente pela CPT, apresentado por conveniência apenas para fase a do circuito.	36
Figura 3 - Algoritmo dinâmico de <i>consensus</i>	37
Figura 4 - Acima: MR trifásica 4-fios com rede de comunicação distribuída. Abaixo: Um exemplo de um <i>i-ésimo</i> conversor trifásico de 4-fios.	40
Figura 5 - Malha de controle da tensão e corrente do conversor.	42
Figura 6 - Arquitetura de controle Distribuído para conversores a 4-fios.	44
Figura 7 - Topologia de comunicação e matriz adjacente.	45
Figura 8 - Esquema de controle proposto para um conversor individual (<i>i-ésimo</i>) de 4-fios. Esta figura considera que o <i>i-ésimo</i> conversor 4-fios está conectado a um MR com desbalanço e distorção.	50
Figura 9 - MR trifásica a 4-fios isolada, cenário simulado.	51
Figura 10 - Potências calculadas na saída de cada conversor: (a) Abordagem convencional da CPT [37]; (b) Abordagem proposta com Componentes Simétricas.	55
Figura 11 - Distorção da tensão e índices de desequilíbrio na saída de cada conversor (a) Aproximação da CPT [37]; (b) Abordagem proposta Componentes Simétricas.	57
Figura 12 - Potência de Desbalanço total e Corrente do neutro eficaz: (a) Aproximação da CPT [37]; (b) Abordagem proposta Componentes Simétricas.	57
Figura 13 - Valores eficaz de tensão e correntes de sequência zero.	58
Figura 14 - Valores eficaz de tensão e correntes de sequência negativa.	58
Figura 15 - Esquema de controle distribuído proposto para compartilhamento de corrente desequilibradas, harmônicas e regulação de tensão.	68
Figura 16 - Cenário de teste para validação da estratégia de controle proposta.	69
Figura 17 - Interconexão dos GDs e matriz adjacente de comunicação.	69
Figura 18 - Potência ativa, frequência e tensão eficaz coletiva dos GDs.	72
Figura 19 - Correntes por fase de cada GD.	72
Figura 20 - Corrente coletiva trifásica de cada GD.	73
Figura 21 - Correntes harmônicas (valores eficazes) por fase de cada GD.	73
Figura 22 - Parâmetro β_i de regulação da tensão gerado pelo algoritmo <i>consensus</i>	74
Figura 23 - Distorção harmônica de tensão (DHT) em cada fase dos GDs.	76

Figura 24 – Cenário de teste contendo 4 GD trifásicos 4 fios (GD 1,2,3 e 4) e um GD monofásico (GD 5).	77
Figura 25 – Frequência e potência ativa dos GDs.	80
Figura 26 – Tensão de pico e potência reativa dos GDs.	80
Figura 27 – Potências calculadas na saída de cada conversor.	81
Figura 28 – Potência ativa por fase dos GDs.	82
Figura 29 – Potência reativa por fase dos GDs.	82
Figura 30 – Potência de distorção por fase dos GDs.	83
Figura 31 – Corrente eficaz do neutro dos GDs.	84
Figura 32 – Componentes de sequência generalizada da corrente na frequência fundamental.	84
Figura 33 – Potência ativa de sequência positiva na frequência fundamental	86
Figura 34 – Potência reativa de sequência positiva na frequência fundamental.	86
Figura 35 - Esquema de controle distribuído proposto para compartilhamento de potências por fase.	89
Figura 36 - Potências calculadas na saída de cada conversor.	91
Figura 37 – Parâmetro ΔQ_{iabc} de compartilhamento das potências reativas entre as fases dos GDs.	92
Figura 38 – Parâmetro ΔE_{iabc} de regulação da magnitude da tensão entre as fases dos GDs.	92
Figura 39 – Potência de ativa por fase dos GDs.	93
Figura 40 – Potência reativa por fase dos GDs.	93
Figura 41 – Potência de Distorção por fase dos GDs.	94
Figura 42 – Corrente do neutro eficaz dos GDs.	95
Figura 43 – Componentes de sequência generalizada na fundamental para a corrente dos GDs.	95
Figura 44 - Sequência de desconexão dos <i>links</i> de comunicação.	99
Figura 45 – Potências da MR.	100
Figura 46 – Vista em detalhes das potências da MR.	101
Figura 47 - Corrente do neutro instantânea e eficaz.	102
Figura 48 – Vista em detalhe da corrente eficaz do neutro.	102
Figura 49 – Controlador DAPI de tensão.	103
Figura 50 – Controlador DAPI de frequência.	103
Figura 51 - Índice de desbalanço da tensão.	104

Figura 52 - Índice de distorção de tensão (DHT).	104
Figura 53 - Sequência de desconexão da comunicação.....	105
Figura 54 - Potências da MR.	106
Figura 55 - Corrente do neutro instantânea e eficaz.....	107
Figura 56 - Controlador DAPI de tensão.....	107
Figura 57 - Controlador DAPI de frequência.	108
Figura 58 - Índice de desbalanço da tensão.....	108
Figura 59 - Índice de distorção da tensão DHT.....	109
Figura 60 - Sequência de desconexão dos geradores.	109
Figura 61 - Potências da MR.	111
Figura 62 - Corrente do neutro instantânea e eficaz.....	112
Figura 63 - Controlador DAPI de tensão.....	112
Figura 64 - Controlador DAPI de frequência.	113
Figura 65 - Índice de desbalanço da tensão.....	113
Figura 66 - Índice de distorção.....	114
Figura 67 - Sistema elétrico estudado: Quatro conversores de energia (PQC) conectados à rede.	115
Figura 68 - Implementação do esquema de controle distribuído proposto.....	120
Figura 69 - Correntes trifásicas no PAC durante o teste.	121
Figura 70 - Análise de Fourier da corrente no PAC (fase a - verde; fase b - vermelha; fase c - azul) vista da fonte: (a) durante o passo 1; (b) passo 3 e (c) passo 4.	122
Figura 71 - Esforço de compensação de cada unidade PQC durante este teste. As linhas pontilhadas horizontais detonam a capacidade VA máxima de cada unidade PQC.	123
Figura 72 - Corrente do Neutro no PAC.....	124
Figura 73 - Sistema elétrico estudados: conversores multifuncionais (esquerda) e esquema de controle distribuído (direita).....	127
Figura 74 - Esforço de compensação de cada unidade IEP. Linhas horizontais denotam máxima capacidade de potência VA de cada IEP.	128

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais características das cargas do cenário estudado	26
Tabela 2 - Característica do sistema e parâmetros de controle.....	53
Tabela 3 - Parâmetros da simulação.	69
Tabela 4 – Parâmetros do gerador distribuído monofásico – GD 5.	78

SUMÁRIO

SUMÁRIO	17
1 INTRODUÇÃO	19
1.1 ESTRUTURA DO SISTEMA ESTUDADO.....	25
1.2 OBJETIVOS	26
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	27
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	28
1.5 ARTIGOS PUBLICADOS	29
2 EMBASAMENTO TEÓRICO	31
2.1 COMPONENTES DE SEQUÊNCIA GENERALIZADA	31
2.2 TEORIA DE POTÊNCIA CONSERVATIVA	33
2.3 ALGORITMO <i>CONSENSUS</i>	36
2.3.1 <i>Estrutura de comunicação</i>	38
2.4 CONTROLE <i>DROOP</i>	38
3 COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIAS TRIFÁSICAS	39
3.1 COMPARTILHAMENTO DA POTÊNCIA BASEADO NA CPT E ALGORITMO <i>CONSENSUS</i> [37] ..	40
3.1.1 <i>Compartilhamento de desequilíbrio baseado no controlador DAPI</i>	44
3.2 ESTRATÉGIA PARA O COMPARTILHAMENTO BASEADA NAS COMPONENTES SIMÉTRICAS E ALGORITMO DE <i>CONSENSUS</i>	46
3.2.1 <i>Teoria da potência conservativa e componentes de sequência generalizadas na frequência fundamental</i>	47
3.2.2 <i>Esquema de controle proposto</i>	49
3.2.3 <i>Análise comparativa mediante resultados de simulação</i>	53
3.3 CONCLUSÕES PRELIMINARES	59
4 COMPARTILHAMENTO DE CORRENTE E HARMONICAS	60
4.1 ESTRATÉGIA DE CONTROLE PROPOSTA.....	62
4.1.1 <i>Controle Convencional por Droop</i>	62
4.1.2 <i>Estratégia para o Compartilhamento da Corrente de Fase e Regulação de Tensão e Frequência</i>	63
4.1.3 <i>Estratégia para o Compartilhamento das Correntes Harmônicas</i>	65
4.1.4 <i>Visão Geral do Sistema de Controle Proposto</i>	66
4.2 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	68
4.3 CONCLUSÕES PRELIMINARES	76

5 COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIAS POR FASE EM MICRORREDES HETEROGÊNEAS.....	77
5.1 COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA TRIFÁSICA EM MICRORREDES HETEROGÊNEAS	77
5.2 PROPOSTA PARA O COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA POR FASE	85
5.3 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	89
6 CONCLUSÕES GERAIS DO TRABALHO	96
6.1 TRABALHOS FUTUROS	96
APENDICE A – SIMULAÇÃO DE FALHAS DE COMUNICAÇÃO E/OU DESCONEXÃO DE GD.....	98
APENDICE B – COMPARTILHAMENTO DE ESFORÇOS DE COMPENSAÇÃO COM FILTROS ATIVOS NA MR CONECTADA A REDE	115
APENDICE C – COMPARTILHAMENTO DE ESFORÇOS DE COMPENSAÇÃO COM CONVERSOR MULTIFUNCIONAL NA MR CONECTADA A REDE	125
REFERÊNCIAS.....	130

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento, projeto e a operação de sistemas elétricos de potência vêm seguindo um arranjo convencional, uma hierarquia de operação, em que a energia elétrica é produzida em grandes unidades centrais de geração, as quais se interligam por meio de um sistema de transmissão que transporta a energia em alta tensão por longas distâncias até os centros de consumos, nestes, subestações reduzem de alta tensão para média tensão e então distribuem pelo perímetro urbano e rural. Finalmente, transformadores de distribuição convertem média tensão em baixa possibilitando o fornecimento de energia aos consumidores.

O paradigma do sistema de energia convencional apresenta várias vantagens: eficiência de conversão de grandes plantas de geração, operação e gerenciamento dado o sistema de transmissão interconectado com a presença de outras unidades de geração de grande porte e pôr fim a simplicidade de controle e proteção, uma vez que o fluxo da energia é unidirecional [1].

Por outro lado, algumas desvantagens desta organização convencional são pontuadas em [1], como a distância entre a produção e os centros de consumo com maiores perdas devido ao comprimento dos cabos, os impactos ambientais a depender do tipo de geração empregada e a redução de recursos hídricos, particularidade do Brasil, devido a condições climáticas.

Frente às desvantagens, um novo conceito se apresenta como uma solução complementar, que é a geração distribuída (GD), a qual consiste na geração de energia elétrica próxima à área de consumo, com um ou mais geradores de pequeno e médio porte [2]. Logo, a GD passou a fazer parte do atual sistema de energia, trazendo então uma quebra do arranjo convencional, com vantagens importantes, como a produção a partir de fontes renováveis solar, eólicas e/ou aproveitamento de pequenos potenciais hídricos, entre outros. Contudo, novos desafios operacionais surgiram também para integração destes GDs. Além disso, a GD vem sendo incentivada em programas governamentais relacionados à redução da emissão de CO₂ por questões ambientais e também com o interesse em se diversificar as fontes energéticas no país e no mundo [3].

Os níveis crescentes de GD no sistemas de distribuição foram ainda mais impulsionados no território brasileiro pela Resolução Normativa N° 687/2015 da ANEEL [4], que trata de uma revisão da Resolução Normativa N° 482/2012 [5], com fortes implicações e desafios dada a injeção de energia por estes nas redes de distribuição, os quais são: modificações no perfil de tensão, aumentos na potência de curto-circuito, possibilidade de níveis aumentados

de distorção harmônica, estabilidade de operação, segurança das equipes de manutenção pela possibilidade de operação ilhada [6].

Com a conexão da GD às redes de distribuição é potencialmente criada a possibilidade de um cliente, com as limitações das normas locais, explorar os recursos disponíveis em fontes locais de energia ou ainda vender o excedente de energia para a rede. Desta dinâmica surge a definição de Microrrede (MR).

A MR pode ser definida como um “*cluster*” de cargas, unidades de GDs e Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE), podendo esta MR operar conectada ao sistema de energia principal ou também operar de modo ilhado [7].

De modo geral, o GD na MR é basicamente projetado como um conversor eletrônico de potência, responsável por converter a energia advinda de uma fonte (painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, microturbinas a gás e outros) em energia elétrica. Uma variedade de pesquisas tem sido publicada baseada a respeito das MRs, seja operando conectadas à rede ou ilhadas, sendo que os principais temas abordados envolvem a arquitetura [8], modelagem [9],[10], análise e aprimoramento de estabilidade [11], melhoria da qualidade de energia [12], compartilhamento de potências e/ou correntes e controle cooperativo [13] – [18], entre outras questões.

No caso de operação da MR em modo ilhado, a potência demandada pelas cargas deve ser adequadamente compartilhada entre as unidades de GD que operam distribuídas ao longo da MR, cujo objetivo é alcançar o compartilhamento de potência proporcional à capacidade dos GDs, mantendo os valores de frequência e tensão desejados.

No âmbito do compartilhamento de potência, o cenário de maior desafio de operação tem sido o de MR trifásicas a 4-fios. Quando esta topologia é utilizada, a conexão do neutro é feita preferencialmente por um braço dedicado do conversor, a fim de se obter vantagens construtivas e de operação, como redução de tamanho do barramento CC e melhor densidade de potência (Potência/Volume) do conversor. A necessidade do quarto condutor na MR advém do fato de atender cargas monofásicas, além das cargas trifásicas e bifásicas.

Com isso, em uma rede convencional e/ou MR trifásica a 4-fios, as cargas desbalanceadas (monofásicas e bifásicas) produzem componentes de corrente de sequência negativa e de sequência zero. No caso de uma MR operando isolada com a presença de mais que uma unidade de GD, especialmente sob condições de carga monofásica de maior demanda, traz a possibilidade da sobrecarga de uma fase do GD, que pode levar à redução da capacidade da unidade geradora trifásica (possibilidade de disparo de proteção de sobrecarga), a menos que

o desequilíbrio seja mitigado [19]-[21] ou compartilhado com os outros GDs [12], [13], [14], [15], [19].

Adicionalmente, um dos problemas decorrentes da conexão de cargas monofásicas, geradora de harmônicas e desbalanço, são as componentes da corrente de sequência zero que fluem através do condutor neutro [22]. Esta corrente de sequência zero precisa ser compartilhada entre os GDs que compõem a MR isolada a fim de evitar a sobrecarga e/ou desligamento de geradores individuais [22].

Por outro lado, é importante destacar que o compartilhamento do desequilíbrio de correntes e das harmônicas de corrente só pode ser alcançado às custas de um incremento no desequilíbrio e na distorção harmônica da tensão nas saídas dos conversores, conforme discutido em [23], [24]. Obviamente, os níveis de desequilíbrio e distorção da tensão devem ser regulados para evitar problemas de qualidade da energia elétrica (QEE) na MR. Para regular os níveis máximos de DHT e desequilíbrio de tensão podem ser usadas normas de padronização, como por exemplo a IEEE 1547-2003 [25] (estabelece os níveis de desequilíbrio toleráveis) e IEEE 519-1992 [26] (estabelece os níveis máximos toleráveis de distorção harmônica total da tensão (DHT)). Entretanto, no estágio de planejamento de uma MR trifásica a 4-fios, deve ser considerado o fato de que nem todas as cargas têm a mesma sensibilidade ao desequilíbrio e distorção da tensão de alimentação, portanto, métodos de compartilhamento devem ser apropriadamente projetados para atender aos requisitos de DHT e nível de desequilíbrio da tensão nos barramentos e assim garantir o correto funcionamento de cargas mais sensíveis que possam estar conectadas.

No que tange o compartilhamento de desequilíbrios e harmônicas, diversas estratégias têm sido apresentadas na literatura [12], [14], [15], [23], [27], [28]. Nessas publicações foram estudadas MRs que trabalham no modo ilhado e com uso de malha de impedância virtual.

A malha de impedância virtual é implementada por meio do controle da tensão de saída do conversor, de forma que se tenha uma queda de tensão nos terminais do conversor que se oponha a desequilíbrio de tensão gerada pelas correntes desbalanceadas e/ou harmônicas medidas na saída de cada GD.

Assim, no caso da MR a 4-fios, em que cargas desbalanceadas produzem componentes de corrente de sequência negativa e zero, o compartilhamento de desequilíbrios de tensão requer a definição de impedâncias virtuais de sequência negativa e/ou zero. De forma semelhante, o compartilhamento de harmônicas é obtido definindo impedâncias virtuais para as harmônicas de interesse.

Uma vez que o compartilhamento de desequilíbrios e o compartilhamento de harmônicas da corrente são obtidos às custas do aumento dos níveis de desequilíbrio e da distorção de tensão na saída dos conversores [23], [24], torna-se necessário implementar um sistema de controle para realizar tal tarefa. Este sistema de controle pode ser centralizado [14], [23], [27], [28], [29], descentralizado [12] ou distribuído [30], [31] e [32]. Ambos os esquemas têm o intuito de modificar ativamente a magnitude das impedâncias virtuais para limitar a distorção e o desequilíbrio de tensão.

As impedâncias virtuais podem ser modificadas para melhorar a qualidade da tensão em pontos específicos da MR. Por exemplo, em [12], um esquema descentralizado é proposto para melhorar a tensão na saída de conversores específicos que compõe a MR, aos quais, eventualmente, cargas sensíveis podem estar conectadas. Em contraste, em [14], [23], [27], [28], [29] esquemas de controle centralizado são propostos para melhorar a tensão no ponto de acoplamento comum (PAC). A abordagem centralizada é capaz de suprir o compartilhamento de potência ativa e reativa [19], bem como o compartilhamento de desequilíbrio e harmônicas [28], no entanto, apresenta as seguintes desvantagens quando comparada aos métodos de controle distribuído vistos em [30], [31], [32]:

- menor confiabilidade, uma falha do controlador centralizado significaria que os objetivos de compartilhamento não seriam mais atendidos;
- baixa escalabilidade, uma vez que o controlador centralizado requer conhecimento prévio da topologia do MR; assim, se uma nova unidade for adicionada à MR, o controlador centralizado deve ser modificado;
- baixa flexibilidade, pois a estrutura do controlador centralizado não é capaz de fornecer operação *plug & play* das unidades;
- Problemas em caso de falhas nos *links* de comunicação, visto que a capacidade do controlador de realizar o compartilhamento de harmônicas e de desequilíbrio entre os conversores pode ser significativamente prejudicada.

Por outro lado, as abordagens de controle distribuído têm sido utilizadas no contexto do controle de MRs, incluindo a melhoria do compartilhamento de potência reativa [11], [33], o gerenciamento de congestionamento nas linhas de distribuição [34] e despacho ótimo [32], [34]. Além disso, a aplicação de controladores distribuídos para melhorar a qualidade da energia também foi relatada em [35], [36] e [37].

Em [35] e [36] propõem-se esquemas distribuídos para gerenciar desequilíbrios e/ou harmônicas em MRs baseados em sistemas trifásicos a 3 condutores. No entanto, questões

relacionadas à componente de sequência zero, presente em MRs trifásicas a 4 condutores não foram estudadas. Em [35], um algoritmo foi proposto para alcançar o compartilhamento cooperativo das correntes de sequência negativa e compensação do desequilíbrio de tensão no PAC. O sistema estudado consistia em dois conversores a 3 condutores conectados em paralelo alimentando uma carga comum. Resultados experimentais validaram a proposta. No entanto, não está claro nesta publicação como o algoritmo de controle proposto pode ser estendido para uma topologia de MR mais complexa. De fato, a metodologia proposta em [35] é altamente dependente da topologia específica da MR utilizada. Além disso, não discute o compartilhamento das harmônicas.

Um esquema de controle distribuído mais generalizado para alcançar o compartilhamento de potência reativa, harmônica e desequilíbrios é proposto em [36]. Semelhante a [35], [36] estuda uma MR trifásica a 3 fios composta por conversores paralelos alimentando uma carga comum. Os autores em [36] usam *loops* de impedância virtual para obter o compartilhamento de desequilíbrios e harmônicas na MR. Uma estratégia utilizando o algoritmo *consensus* é proposta para regular adaptativamente a magnitude das impedâncias virtuais de sequência positiva e negativa, bem como a impedância virtual nas frequências harmônicas selecionadas (usado para ajustar a distorção harmônica total (DHT)). Porém, o algoritmo *consensus* distribuído proposto em [36] não limita desequilíbrios e harmônicas nas tensões. Esta é uma desvantagem nos casos em que uma carga altamente desequilibrada e/ou distorcida é alimentada pela MR. Neste caso, a metodologia proposta em [36] pode alcançar o compartilhamento de desequilíbrios e harmônicas, mas às custas de produzir problemas de qualidade de tensão dentro do MR. Além disso, as componentes de sequência zero não são consideradas em [36].

Em [35], [36], componentes de corrente de sequência positiva e negativa (na frequência fundamental) e componentes de corrente harmônica, são identificadas usando algoritmos de separação de sequência. No entanto, estes algoritmos são fortemente afetados por ruído, distorção harmônica e variações da taxa de amostragem dos sinais de tensão e corrente.

Em [37], diferente de [35] e [36], foi implementada uma MR isolada trifásica a 4-fios. Neste caso, além de empregar o uso do algoritmo *consensus*, foi proposto o uso da CPT (do inglês, *Conservative Power Theory*) [18], para uma dada condição de operação da MR, com algumas aproximações matemáticas. Nesta abordagem as componentes de corrente obtidas com a aplicação da CPT substituem as componentes convencionais de sequência. Desta forma, evita-se o processo de separação de componentes de sequência que foram realizados em [35] e [36]. De fato, como foi demonstrado em [37], a CPT é uma ferramenta robusta para a identificação

de componentes de corrente relacionadas ao desbalanço e à distorção harmônica. Contudo, segundo [37], sua aplicação se restringe a operação da MR dentro de limitações de distorção e desbalanço impostas por normas (5% de distorção de tensão e 5% de desbalanço de tensão). Para valores maiores de distorção de desequilíbrio de tensão, a correspondência entre as componentes desbalanceadas da CPT e as componentes convencionais de sequência deixa de existir resultando em ações imprevisíveis do sistema de controle, podendo levar à instabilidade de tensão no interior da MR.

Neste sentido, este trabalho analisa em profundidade o impacto da regulação do desequilíbrio e distorção entre diferentes conversores em sua saída para atender aos padrões de QEE. Para tanto, é seguida uma abordagem baseada na CPT no domínio das componentes da sequência generalizadas, conforme apresentado no capítulo 2, sendo propostas soluções para analisar e mitigar os problemas de compartilhamento de potência entre os GDs em uma MR trifásica a 4-fios isolada, seguindo o cenário apresentado na seção 1.1, o qual também foi adotado por [37], de modo a se obter uma base para comparação de resultados. Portanto, enquanto o esquema de controle distribuído proposto em [37] permite controlar a soma das componentes de sequência negativa e zero (solução não ideal), o embasamento teórico proposto neste trabalho (CPT no domínio de componentes de sequência), permite a implementação de malhas de impedância virtual, nas quais componentes de distorção, sequências fundamentais negativas e zero (homopolares) são controladas independentemente, resultando num controle aprimorado para compartilhar desequilíbrio e harmônicos entre os GDs. Por outro lado, o compartilhamento do desequilíbrio e harmônicas também pode ser alcançado pela equalização do valor eficaz das correntes de fase de cada GD. Com base neste princípio, este trabalho também propõe um novo sistema de controle distribuído baseado no algoritmo *consensus* aplicado a MRs isoladas. Assim, o sistema de controle distribuído proposto tem a capacidade de compartilhar equitativamente não apenas as correntes desequilibradas, mas também as correntes harmônicas entre as fases dos GDs. Desta forma, cada GD contribuirá igualmente para o compartilhamento efetivo de corrente (harmônica e desequilíbrio), de acordo com sua capacidade nominal, e garante que a corrente total das fases tenha o mesmo valor em todos os GDs que compõem a MR. Para esta finalidade é apresentado e discutida a formulação matemática das propostas, bem como sua validação por meio de simulações, utilizando uma MR isolada (trifásica a 4-fios) contendo, geradores monofásicos, geradores trifásicos, cargas não-lineares e desbalanceadas. Vastos resultados de simulações mostram a eficácia das propostas, com um compartilhamento perfeito de desequilíbrio e harmônicas entre os GDs.

1.1 Estrutura do sistema estudado

Este trabalho terá como base de estudo o cenário de uma MR trifásica a 4 fios isolada com topologia anel e com cargas desbalanceadas e não lineares distribuídas nos barramentos, conforme Figura 1, bem como impedâncias de linha entre os geradores distribuídos que são basicamente conversores CC/CA trifásicos a 4-fios. Ressalta-se que este cenário é similar àquele utilizado em [37], tornando possível comparar os resultados da proposta apresentada nesta tese com os resultados obtidos no referido trabalho.

Ressalta-se que não faz parte do escopo deste trabalho o projeto e implementação dos geradores distribuídos, bem como seu acoplamento a fontes de energia renováveis e análise quanto a geração, esquemas de chaveamento, filtros entre outros. O foco principal do trabalho está no desenvolvimento e aplicação de teorias de controle sobre a operação de uma MR isolada, a fim de realizar o compartilhamento de potências trazendo contribuições aos desafios presentes até então na literatura.

Em simulações que serão discutidas nos capítulos seguintes, os geradores distribuídos (conversores CC/CA) são implementados como fontes de tensão controladas ideais. Optou-se por esta abordagem, ao invés de utilizar conversores com modelo chaveado, para manter o foco do trabalho em questões essenciais relacionadas às estratégias de camadas mais elevadas de controle, tal como controle secundário dos conversores da MR, voltado para o compartilhamento das grandezas elétricas, isto é, correntes e potências e para a interação entre os diversos conversores que compõe a MR.

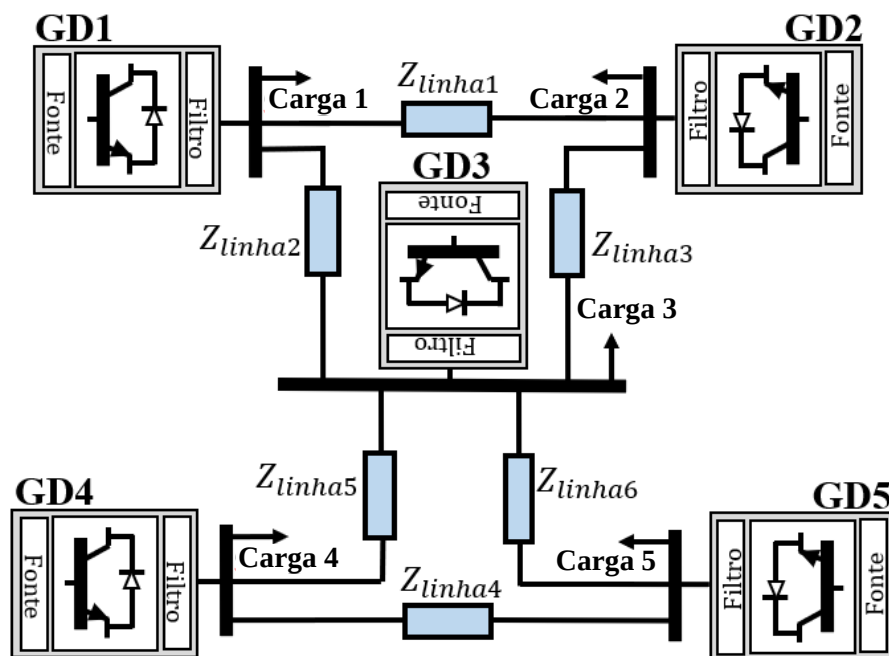


Figura 1 – MR com operação isolada e conexão anel.

A tabela a seguir apresenta a característica das cargas implementadas no cenário estudado. Destaca-se que a forma como são calculados os valores é apresentada no Capítulo 2, segundo a teoria CPT. Considerou-se, ainda, que os conversores apresentados na Figura 1 possuem a mesma capacidade de potência aparente (18 kVA) e que as cargas possuem diferentes graus de desbalanço e de corrente harmônica de 3º ordem.

Tabela 1 – Principais características das cargas do cenário estudado

	Carga 1	Carga 2	Carga 3	Carga 4	Carga 5
Potência ativa [W]	14577	2833	4287	4932	10277
Potência de desbalanço [VA]	6166	756	2712	2271	5286
Potência de distorção [VA]	1623	1457	587	1998	876
Corrente eficaz fase a [A]	21	5,28	11,61	5,59	7,8
Corrente eficaz fase b [A]	10,8	3,29	2,5	5,59	11,59
Corrente eficaz fase c [A]	32,7	5,28	4,73	12,08	25,58
DHT de corrente fase a [%]	11,39	43,26	7,32	60,07	16,53
DHT de corrente fase b [%]	22,54	82,63	36,06	60,07	11,04
DHT de corrente fase c [%]	7,28	43,26	18,21	24,53	4,98
Corrente eficaz de sequência positiva [A]	21,37	4,08	6,19	7,1	14,92
Corrente eficaz de sequência negativa [A]	6,39	0,77	2,77	2,31	5,42
Corrente eficaz de sequência zero [A]	6,82	2,23	2,89	3,69	5,57
Corrente eficaz do neutro [A]	20,47	6,71	8,69	11,07	16,72
Corrente harmônica 3º ordem [A]	3,36	2,96	1,19	4,06	1,79

1.2 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é investigar os problemas de qualidade de energia elétrica (QEE) originados pelas harmônicas e desequilíbrios em MRs trifásicas, e propor metodologias para enfrentá-los e resolvê-los. Neste sentido, é proposto um esquema de controle cooperativo para compartilhar os desequilíbrios e harmônicas em uma MR trifásica isolada de 4-fios. Diferentemente da abordagem apresentada em [37], o compartilhamento de desequilíbrio será realizado de forma a desacoplar as componentes de sequência negativa e zero. A extração das componentes de sequência será realizada utilizando a CPT no domínio das componentes de sequência, desacoplando a frequência fundamental das frequências harmônicas. Seguidamente será usado o algoritmo *consensus* para ajustar os valores das impedâncias virtuais responsáveis por controlar o compartilhamento de desequilíbrio e harmônicas, operando de maneira distribuída.

O trabalho também propõe modificações no controle *droop* passando de trifásico para controle por fase, com novas condições para o algoritmo *consensus*. Assim, o novo esquema de controle distribuído proposto visa distribuir equitativamente as correntes (valores eficazes) desequilibradas entre as fases dos GDs, além disso também é alcançada uma distribuição dos valores eficazes das correntes harmônicas, solução ainda não encontrada na literatura para uma MR isolada trifásica a 4-fios.

Por fim, é proposto modificações no esquema de controle cooperativo baseado na CPT no domínio das componentes de sequência para ser usado em uma MR trifásica isolada de 4-fios com a presença de GD monofásico e trifásicos, de forma que este GD monofásico possa contribuir com o compartilhamento na fase em que estiver conectado. Em todos os cenários analisados, o compartilhamento da potência de compensação de cada conversor será baseado na capacidade de potência Volt-Ampere (VA) residual de cada conversor.

1.3 Objetivos específicos

- Identificar as componentes de corrente/potência relacionadas a desequilíbrios de corrente e distorção, que permitam aprimorar a QEE e o compartilhamento de desequilíbrios e harmônicos em microrredes trifásicas a 4-fios isoladas
- Propor uma estratégia de controle baseada algoritmo de *consensus* para realizar o compartilhamento de desequilíbrios e harmônicas no caso de uma MR (trifásica a 4 condutores) ilhada e, simultaneamente, regular os valores máximos de desequilíbrios e/ou distorção da tensão na saída dos conversores para atender aos padrões de QEE (limites de distorção e de desequilíbrios).
- Implementação de estratégias baseadas na CPT e nas componentes de sequência conjuntamente com o algoritmo de *consensus* para melhorar a QEE, assim como para aprimorar o compartilhamento de desequilíbrios e harmônicas no caso de uma MR ilhada.
- Melhorar o desempenho da estratégia de compartilhamento de desequilíbrios e harmônicas em MRs a 4 condutores através do desacoplamento das componentes de sequência negativa e zero, no que tange controle das correntes harmônicas de neutro, com redução de forma significativa da distorção harmônica total no barramento dos conversores.

- Propor uma estratégia de operação para uma MR trifásica a 4 fios isolada composta por GDs monofásicos e trifásicos a quatro fios através da implementação do algoritmo de *consensus* com controle individual de cada fase dos conversores trifásicos.

1.4 Estrutura do trabalho

No Capítulo 1 foi apresentada a motivação para a realização deste trabalho, assim como uma breve contextualização sobre a operação de MRs, principais esquemas de controle e suas peculiaridades, bem como apresentação do problema/desafio a ser tratado neste trabalho. Ademais, foi apresentada a estrutura do sistema estudado ao longo deste trabalho, bem como os objetivos gerais e específicos.

O Capítulo 2 apresenta um embasamento teórico das principais teorias empregadas ao longo deste trabalho. São destacados aspectos relacionados à teoria das componentes simétricas generalizadas, teoria da potência conservativa, algoritmo *consensus*, estrutura de comunicação e controle *droop* necessário a operação do sistema com controle secundário.

O Capítulo 3 apresenta uma estratégia aprimorada de controle distribuído para o compartilhamento de potências entre GDs na MR em operação isolada, conforme cenário apresentado na Figura 1. A estratégia de controle faz uso das componentes de sequência generalizadas e da CPT para prover o desacoplamento entre a potência de sequência zero e de sequência negativa. O algoritmo de *consensus* foi usado para realizar o controle secundário e garantir que os objetivos de controle para a MR como um todo fossem atingidos. Ao fim deste capítulo os resultados obtidos pela estratégia proposta neste trabalho são comparados com os resultados obtidos em [37].

Já o Capítulo 4 apresenta uma abordagem focada no compartilhamento de correntes (valores eficazes) ao invés do compartilhamento de potência apresentado no Capítulo 3. Neste caso, um cenário diferente do estudado na Figura 1 foi utilizado. Foi desenvolvido e apresentado um modelo matemático capaz de realizar o controle do GD por fase, com uso de controle *droop* e algoritmo *consensus*, ambos implementados individualmente em cada fase dos inversores trifásicos a 4-fios. As simulações computacionais demonstraram a capacidade do sistema propostos em compartilhar equitativamente não apenas as correntes desequilibradas, mas também as correntes harmônicas entre as fases dos GDs. Desta forma, cada GD contribui igualmente para o compartilhamento efetivo das correntes eficazes. Além disso o equacionamento desenvolvido neste capítulo considerando o modelo por fase dos GDs gerou

base teórica que possibilitou a implementação da estratégia de operação da MR compostas por GDs monofásicos e trifásicos abordada no Capítulo 5.

O Capítulo 5 apresenta inicialmente o comportamento e operação do sistema apresentado no capítulo 3, quando o cenário de teste (Figura 1) composto por 5 geradores trifásicos a 4-fios tem um dos seus geradores substituído por um gerador monofásico. Na sequência tendo como base teórica o equacionamento desenvolvido no Capítulo 4, com alguns novos conceitos, foi proposta uma estratégia que possibilitou incluir o gerador monofásico no compartilhamento de potências, de forma que este GD monofásico passe a contribuir e participar do algoritmo de *consensus* entre os GD trifásicos a 4-fios da MR.

Por fim, apêndice A apresentou alguns testes de falha de comunicação e/ou desligamento de GD a fim de verificar em simulação como a MR comportaria neste cenário. Estes resultados são úteis para demonstrar a robustez das implementações propostas.

No apêndice B foi apresentado um cenário em que a MR trifásica está conectada à rede de energia elétrica. Neste apêndice foi proposta uma estratégia de controle para compensação cooperativa dos parâmetros de qualidade de energia elétrica da MR no PAC, usando para tanto a capacidade remanescente dos geradores distribuídos.

1.5 Artigos publicados

1. D. T. Rodrigues, H. K. M. Paredes, C. Burgos, R. L. Lima and J. P. Bonaldo, "Consensus-Based Single-Phase Control of Three-Phase Inverter for Current Sharing in Three-Phase Four-Wire Isolated AC Microgrids," in *IEEE Access*, vol. 10, pp. 108159-108168, 2022, doi: [10.1109/ACCESS.2022.3213673](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3213673).
2. H. K. Morales-Paredes, D. T. Rodrigues, C. Burgos-Mellado and J. P. Bonaldo, "Enhanced Control Strategy Based on Virtual Impedance Loops to Achieve the Sharing of Imbalance and Harmonic in 3-Phase 4-Wire Isolated Microgrids," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 4, pp. 3412-3415, Aug. 2022, doi: [10.1109/TPWRD.2022.3154706](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2022.3154706).
3. H. K. Morales-Paredes, D. T. Rodrigues, J. C. Cebrian and J. P. Bonaldo, "CPT-Based Multi-Objective Strategy for Power Quality Enhancement in Three-Phase Three-Wire Systems Under Distorted and Unbalanced Voltage Conditions," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 53078-53095, 2021. DOI: [10.1109/ACCESS.2021.3069832](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3069832).

4. M. B. Arcadepani, D. T. Rodrigues, A. C. Moreira, J. P. Bonaldo, H. J. Guillard and H. K. Morales-Paredes, "Conservative Power Theory for Harmonic Voltage Responsibility Assignment" in IEEE Latin America Transactions, vol. 20. no. 3 pp. 443-450, March 2022.
DOI: [10.1109/TLA.2022.9667142](https://doi.org/10.1109/TLA.2022.9667142)
5. H. K. Morales-Paredes, C. B. Mellado, J. P. Bonaldo, D. T. Rodrigues, J. S. G. Quinteiro, "Cooperative Control of Power Quality Compensators in Microgrids". In: 13th annual IEEE Green Technologies (GreenTech) Conference, 2021, Denver. GreenTech. Nova York: IEEE, 2021. p. 1-7. DOI: [10.1109/GreenTech48523.2021.00066](https://doi.org/10.1109/GreenTech48523.2021.00066)

2 EMBASAMENTO TEÓRICO

Este capítulo apresenta os conceitos teóricos que se aplicam às estratégias de controle distribuído propostas para o compartilhamento de potências e correntes apresentadas nos capítulos subsequentes para uma MR trifásica a 4-fios operando isolada da rede.

2.1 Componentes de Sequência Generalizada

A extração de componentes simétricas é uma técnica empregada na análise de sistemas de potência trifásicos com a presença de tensões e correntes desbalanceadas. Ao aplicar a técnica é realizada a decomposição dos sinais do sistema trifásico em componente de sequência positiva, negativa e zero, com isso é possível reduzir a análise do sistema trifásico a uma única fase do sistema.

Para sistemas trifásicos com sinais periódicos não senoidais de corrente e tensão surge a necessidade de aplicação de um novo conceito, discutido em [38], [39] nomeado de componente de sequência generalizada.

A generalização do conceito de componente simétrica é dada como a seguir, para sequência positiva, sequência negativa e zero, sendo as fases denotadas pelo subscrito a , b e c . Com o período dado por T e a frequência por $f=1/T$ (frequência angular $\omega = 2\pi f = 2\pi/T$).

1. Uma componente que é tal que uma corrente (ou tensão) na fase b é a mesma da fase a , atrasada de $T/3$, e a corrente (ou tensão) na fase c é a mesma da fase a , atrasada de $2T/3$.
2. Uma componente que é tal que uma corrente (ou tensão) na fase b é a mesma da fase a , adiantada de $T/3$, e a corrente (ou tensão) na fase c é a mesma da fase a , adiantada de $2T/3$.
3. Uma componente que é tal que a corrente (ou tensão) na fase b e fase c são iguais a fase a .

Estas 3 componentes são respectivamente as componentes generalizadas de sequência positiva, negativa e zero.

Uma das características essenciais da decomposição de componentes simétricas de funções do tempo dos sistemas trifásicos é a questão da ortogonalidade das componentes.

Na sequência é apresentada a comparação quanto à obtenção das componentes de sequência clássica e a generalizada, sendo que a função $f(t)$, representa um sinal de corrente ou de tensão.

1. A componente simétrica de sequência zero:

$$\begin{bmatrix} f_{0a}(t) \\ f_{0b}(t) \\ f_{0c}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_0(t) \\ f_0(t) \\ f_0(t) \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Com a componente de sequência zero generalizada escrita como:

$$f_0(t) = \frac{1}{3}(f_a(t) + f_b(t) + f_c(t)) \quad (2.2)$$

2. A componente simétrica de sequência positiva:

$$\begin{bmatrix} f_{pa}(t) \\ f_{pb}(t) \\ f_{pc}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_p(t) \\ f_p(t - T/3) \\ f_p(t - 2T/3) \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Com a componente de sequência positiva generalizada escrita como:

$$f_p(t) = \frac{1}{3} \left(f_a(t) - f_0(t) + f_b\left(t + \frac{T}{3}\right) - f_0\left(t + \frac{T}{3}\right) + f_c\left(t + \frac{2T}{3}\right) - f_0\left(t + \frac{2T}{3}\right) \right) \quad (2.4)$$

3. A componente simétrica de sequência negativa:

$$\begin{bmatrix} f_{na}(t) \\ f_{nb}(t) \\ f_{nc}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_n(t) \\ f_n(t + T/3) \\ f_n(t + 2T/3) \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Com a componente de sequência negativa generalizada escrita como:

$$f_n(t) = \frac{1}{3} \left(f_a(t) - f_0(t) + f_b\left(t - \frac{T}{3}\right) - f_0\left(t - \frac{T}{3}\right) + f_c\left(t - \frac{2T}{3}\right) - f_0\left(t - \frac{2T}{3}\right) \right) \quad (2.6)$$

Como observado, a expressão da componente de sequência zero generalizada é exatamente a mesma tanto para o caso não senoidal e senoidal, logo o adjetivo "generalizado" pode ser descartado para esta componente. Uma diferença essencial é obtida ao subtrair a componente de sequência zero das quantidades de fase para calcular os componentes de sequência positiva e negativa. Isso não é necessário para o caso senoidal onde o mesmo resultado é obtido com ou sem subtração da componente de sequência zero. Alternativamente, uma abordagem ligeiramente diferente da decomposição pode ser realizada.

Primeiro, as fases são decompostas em sequência zero ou homopolar, e em quantidades heteropolares (denotadas com o sobrescrito *til*) a seguir:

$$\begin{bmatrix} f_a(t) \\ f_b(t) \\ f_c(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_0(t) + \tilde{f}_a(t) \\ f_0(t) + \tilde{f}_b(t) \\ f_0(t) + \tilde{f}_c(t) \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

A componente heteropolar é a diferença entre a valor de fase e a componente de sequência zero, logo a soma das quantidades heteropolares em um sistema trifásico é nula em qualquer instante de tempo. Logo as componentes de sequência positiva ($f_p(t)$) e negativa ($f_n(t)$) podem ser expressas de maneira simplificada, fazendo uso das quantidades heteropolares apresentadas nas equações (2.8) e (2.9).

$$f_p(t) = \frac{1}{3} \left(\tilde{f}_a(t) + \tilde{f}_b \left(t + \frac{T}{3} \right) + \tilde{f}_c \left(t + \frac{2T}{3} \right) \right) \quad (2.8)$$

$$f_n(t) = \frac{1}{3} \left(\tilde{f}_a(t) + \tilde{f}_b \left(t - \frac{T}{3} \right) + \tilde{f}_c \left(t - \frac{2T}{3} \right) \right) \quad (2.9)$$

Assim mediante (2.7) podem ser então obtidas as componentes de sequência generalizadas (2.8) e (2.9). Conforme apresentado e discutido em [38], em determinadas condições ainda há uma componente residual que deve ser contabilizada devido à ortogonalidade entre as componentes de sequência decompostas, como sua análise está além do escopo deste trabalho, detalhes da componente residual podem ser encontrados em [38].

2.2 Teoria de Potência Conservativa

A CPT é uma teoria de potência proposta para análise dos mais variados sistemas de distribuição e MR sob condições como a presença de cargas monofásicas, carga não-linear e fontes de distorção harmônica [18] e [40]. Por meio da CPT é possível identificar termos de potência/corrente associados a cada distúrbio individualmente de forma ortogonal (desacoplada), como, a parte referente a reativos consumidos, desbalanços e distorções harmônicas.

Dadas as características apresentadas, é possível por meio da CPT implementar estratégias de compensação de forma seletiva, com a vantagem do seu algoritmo de controle ser feito em referência natural (abc).

A CPT tem sido discutida em diversos trabalhos ([18] e [41]). No entanto, por conveniência uma breve introdução será feita a seguir.

Sua implementação é definida por meio de duas quantidades instantâneas, uma relacionada à potência instantânea e outra relacionada à energia reativa instantânea, dadas por:

Potência instantânea

$$p(t) = \sum_{m=\{a,b,c\}} v_m i_m = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (2.10)$$

Energia reativa instantânea

$$w(t) = \sum_{m=\{a,b,c\}} \hat{v}_m i_m = \hat{v}_a i_a + \hat{v}_b i_b + \hat{v}_c i_c \quad (2.11)$$

onde v_m é a tensão instantânea das “ m ” fases e $\hat{v}_m$ é a integral sem valor médio da tensão de fase, cuja definição é dada por:

$$\hat{v}_m = \int_0^t v_m(\tau) d\tau - \frac{1}{T} \int_0^T \left[\int_0^t v_m(\tau) d\tau \right] dt \quad m \in \{a, b, c\} \quad (2.12)$$

Considerando os valores médios de (2.10) e (2.11), a potência ativa (P) e a energia reativa (W) são definidas como:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T v_m i_m dt = \bar{p}(t) \quad (2.13)$$

$$W = \frac{1}{T} \int_0^T \hat{v}_m i_m dt = \bar{w}(t) \quad (2.14)$$

Baseado em (2.10) – (2.14), a corrente da carga i_m ($m = a, b, c$) pode ser decomposta em 5 componentes ortogonais. As quais são: (i) corrente ativa balanceada (i_{am}^b), (ii) corrente reativa balanceada (i_{rm}^b), (iii) corrente ativa desbalanceada (i_{am}^u), (iv) corrente reativa desbalanceada (i_{rm}^u) e (v) corrente residual (i_{vm}), sendo assim a corrente em um sistema trifásico pode ser decomposta como a seguir:

$$i_m = i_{am}^b + i_{rm}^b + i_{am}^u + i_{rm}^u + i_{vm} = i_{am}^b + i_{nam} \quad (2.15)$$

sendo i_m a corrente total na fase “ m ” e i_{nam} a corrente não ativa na fase “ m ”.

corrente ativa balanceada (i_{am}^b) é responsável pela transferência da potência ativa coletiva da fonte para a carga, além de serem proporcionais e estarem em fase com suas respectivas tensões de fase “ m ”:

$$i_{am}^b = \frac{P}{V^2} v_m = G^b v_m \quad (2.16)$$

Tal que $V^2 = \sqrt{V_a^2 + V_b^2 + V_c^2}$ representa o valor eficaz coletivo (norma euclidiana) da tensão, P a potência ativa e G^b a condutância balanceada equivalente, a qual é igual para todas as fases.

corrente reativa balanceada (i_{rm}^b) é responsável pelo fluxo de energia reativa coletiva no circuito e esta pode ser distorcida.

$$i_{rm}^b = \frac{W}{\hat{V}^2} \hat{v}_m = B^b \hat{v}_m \quad (2.17)$$

Tal que $\hat{V}$ e W representam o valor eficaz coletivo da integral imparcial da tensão e a energia reativa, respectivamente, sendo que B^b é a reatidade balanceada equivalente, a qual é igual para todas as fases.

corrente de desbalanço ($i_m^u = i_{am}^u + i_{rm}^u$) é composta por uma parte ativa e reativa que representam os diferentes valores de condutância e reatidade equivalente por fase, sendo definida como a seguir:

$$i_m^u = i_{am}^u + i_{rm}^u = (G_m - G^b)v_m + (B_m - B^b)\hat{v}_m \quad m \in \{a, b, c\} \quad (2.18)$$

Tal que:

$$G_m = \frac{P_m}{V_m^2} \text{ e } B_m = \frac{W_m}{\hat{V}_m^2} \quad m \in \{a, b, c\} \quad (2.19)$$

Em que G_m e B_m representam a condutância e a reatidade equivalente por fase, respectivamente. Considerando uma carga balanceada, observa-se que a condutância equivalente por fase resulta idêntica à condutância balanceada ($G_m = G^b$). De maneira similar, as reatidades resultam idênticas, ou seja, $B_m = B^b$. Já em contramão, para cargas desbalanceadas que drenam correntes desequilibradas, temos que $G_m \neq G^b$ e $B_m \neq B^b$.

No caso de circuitos monofásico a corrente expressa em (2.18) deixa de existir.

corrente residual (i_{vm}) é a parcela de corrente que não transfere potência ativa e nem energia reativa, representa as não linearidades entre as tensões e correntes:

$$i_{vm} = i_m - (i_{am}^b + i_{rm}^b + i_m^u) \quad m \in \{a, b, c\} \quad (2.20)$$

Assim, dada a propriedade de ortogonalidade entre as parcelas de corrente decompostas pela CPT, a corrente total pode ser expandida como:

$$I^2 = I_a^{b^2} + I_r^{b^2} + I^u{}^2 + I_v^2 = I_a^{b^2} + I_{na}^2 \quad (2.21)$$

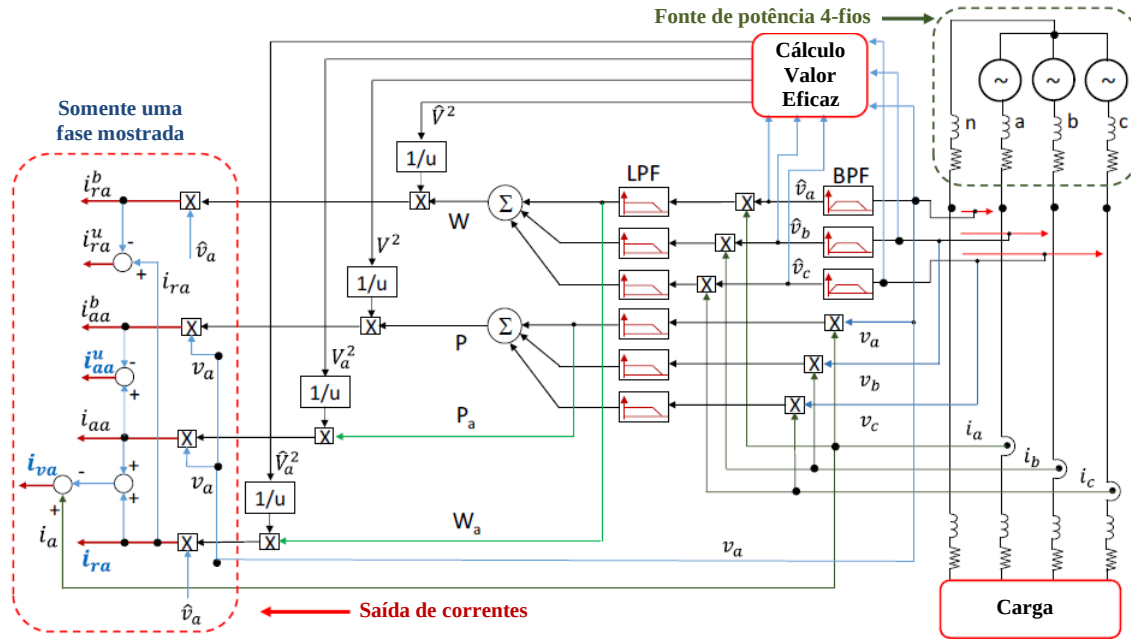
Tal que são os valores eficazes coletivos das componentes ativa balanceada, reativa balanceada, desbalanço e residual, ou seja, o cálculo do valor eficaz de cada parcela de corrente é considerado como a soma dos quadrados das correntes de fase de cada sub-parcela.

Da expressão em (2.21) pode-se extrair os termos de potência [13], onde $P = \mathbf{V} \cdot \mathbf{I}_a^b$ é a potência ativa, $Q = \mathbf{V} \cdot \mathbf{I}_r^b$ é a potência reativa, $N = \mathbf{V} \cdot \mathbf{I}^u$ é a potência de desbalanço e $D = \mathbf{V} \cdot \mathbf{I}_v$ é potência de distorção. Observe que a letra em maiúsculo e negrito I e V representam os valores eficazes coletivos. O termo I^u é o valor eficaz coletivo da soma quadrática dos valores eficaz de i_{am}^u e i_{rm}^u .

Por fim a potência aparente A , é relacionada com a soma quadrática das potências definidas pela CPT como exposto em (2.22):

$$A^2 = P^2 + Q^2 + N^2 + D^2 \quad (2.22)$$

A Figura 2 a seguir apresenta um diagrama de blocos de implementação do algoritmo da CPT para um circuito trifásico a 4-fios.



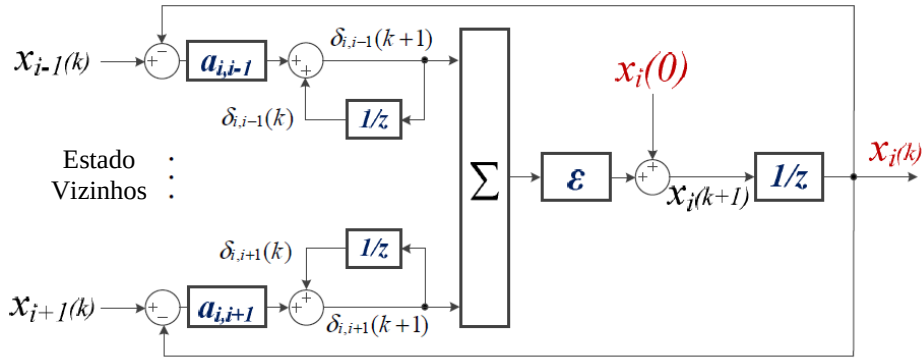
Fonte: Adaptado da Referência [42]

Figura 2 - Diagrama de bloco para decomposição da corrente pela CPT, apresentado por conveniência apenas para fase a do circuito.

Um ponto importante a ser observado na implementação prática do algoritmo da CPT é a questão do impacto da variação da frequência no sistema, uma vez que o cálculo da integral sem valor médio, da norma euclidiana fazem uso de filtro passa-banda e filtro passa baixa. Na presença de variação outras soluções devem ser dadas como o uso de filtros de média móvel com frequência adaptativa utilizando um PLL por exemplo. [42].

2.3 Algoritmo Consensus

O algoritmo ajuda as unidades distribuídas a chegarem a um acordo sobre uma quantidade de interesse compartilhada por meio de uma rede de comunicação. Considerando a característica dispersa de geração, *links* de comunicação são necessários apenas entre unidades vizinhas. O fundamento da DCA (*Dynamics Consensus Algorithm*) [43] é mostrado na Figura 3, descrito pelas equações (2.23) e (2.24).



Fonte: Adaptado referência [43].

Figura 3 - Algoritmo dinâmico de *consensus*.

$$x_i(k+1) = x_i(0) + \varepsilon \cdot \sum_{j \in N_i} \delta_{ij}(k+1) \quad (2.23)$$

$$\delta_{ij}(k+1) = \delta_{ij}(k) + a_{ij} \cdot (x_j(k) - x_i(k)) \quad (2.24)$$

onde $x_i(k)$ é a informação do status do agente i na interação k , e a_{ij} é o status de conexão entre o nó i e o nó j . Neste sentido, se os nós i e j não são vizinhos, então $a_{ij} = 0$, caso contrário $a_{ij} = 1$. Sendo N_i o conjunto de índices dos agentes que estão conectados ao agente i , ε é um peso usado para ajustar a dinâmica do algoritmo *consensus*, $\delta_{ij}(k)$ armazena a diferença cumulativa entre dois agentes, e $\delta_{ij}(0) = 0$, que realiza a média durante as condições de mudança da dinâmica do *consensus*.

Do ponto de vista do sistema, o vetor formado pela iteração do algoritmo pode ser expresso:

$$\mathbf{x}(k+1) = \mathbf{P} \cdot \mathbf{x}(k) \quad (2.25)$$

onde $\mathbf{x}(k) = [x_1(k), x_2(k), \dots, x_{n_T}(k)]^T$ e $\mathbf{P}$ é a matriz de pesos da rede de comunicação. Se a matriz de peso ε for considerada, $\mathbf{P}$ pode ser descrita como:

$$\mathbf{P} = \mathbf{I} - \varepsilon \cdot \mathbf{L} \quad (2.26)$$

$$\mathbf{L} = \begin{bmatrix} \sum_{j \in N_1} a_{1j} & \cdots & -a_{1n_T} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ -a_{1n_T} & \cdots & \sum_{j \in N_{n_T}} a_{n_T j} \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

onde $\mathbf{L}$ é a matriz laplaciana de rede de comunicação [44], [45], n_T é o numero total de agentes. O equilíbrio final do *consensus* é alcançado quando:

$$\mathbf{x}_{eq} = \lim_{k \rightarrow \infty} \mathbf{x}(k) = \lim_{k \rightarrow \infty} \mathbf{P}^k \mathbf{x}(0) = \left(\frac{1}{n_T} \mathbf{1} \cdot \mathbf{1}^T \right) \mathbf{x}(0) \quad (2.28)$$

Sendo $\mathbf{x}(0) = [\mathbf{x}_1(0), \mathbf{x}_2(0), \dots, \mathbf{x}_{n_T}(0)]$ é o vetor dos valores iniciais mantidos por cada agente, $\mathbf{1}$ denota o vetor com os valores de todos os elementos começando em 1. A prova detalhada da convergência pode ser encontrada em [43].

2.3.1 Estrutura de comunicação

Protocolos de comunicação como DNP3 ou IEC81850, combinado com algoritmos de rede, como “*spanning tree* (STP)” que cria uma topologia em anéis de ligação, torna implantável a estrutura de controle distribuída com o *consensus*. Neste esquema as informações são compartilhadas entre inversores, dispositivos de medição e controladores, enquanto as informações da rede de comunicação também são extraídas [46]. Embora os recursos da rede de comunicação (tecnologia, cobertura, topologia, segurança, latência, entre outros) impactem o desempenho dos esquemas de controle distribuído, neste caso, sua análise está além do escopo deste trabalho, podendo ser aprofundada em [47].

2.4 Controle Droop

O método *droop* é frequentemente proposto com o objetivo de conectar vários conversores em paralelos sem intercomunicação de controle. As aplicações de tal tipo de controle são típicos de sistemas UPS industriais [47] ou MRs ilhadas [35], [36], [37].

O método de *droop* convencional é baseado no princípio de que a fase e a amplitude do conversor podem ser usadas para controlar fluxos de potência ativa e reativa [48]. Por isso, o método de *droop* convencional pode ser expresso da seguinte forma:

$$\omega = \omega^* - m \cdot P \quad (2.29)$$

$$E = E^* - n \cdot Q \quad (2.30)$$

onde E é a amplitude da tensão de saída do inversor; ω é a frequência angular do inversor; ω^* e E^* são respectivamente a frequência e a amplitude de referência; e m e n são os coeficientes do *droop*.

3 COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIAS TRIFÁSICAS

Este capítulo apresenta uma estratégia aprimorada de controle distribuído para o compartilhamento de potências entre GDs na MR em operação isolada.

Quando MRs são implementadas como sistemas de distribuição de energia de baixa tensão operando em modo ilhado, estas precisam ter a capacidade de alimentar cargas lineares e não-lineares, trifásicas, bifásicas ou monofásicas. Em se tratando de cargas monofásicas, se faz necessário o fornecimento da conexão do neutro, logo uma MR trifásica a 4-fios deve ser implementada. Nesse tipo de MR, os GDs fazem interface com a MR por meio de conversores de 4-fios, onde o quarto fio fornece a conexão requerida do neutro.

Em uma MR isolada, os desequilíbrios de corrente e tensão bem como componentes harmônicas são inerentes do sistema, ou seja, dependem principalmente do tipo de carga conectada aos barramentos presentes desta. Contudo, quando estas cargas se encontram mal distribuídas pela MR tem-se uma sobrecarga de uma das fases de um dos GDs, o que pode vir a acarretar no disparo de proteções, fazendo a desconexão deste GD da MR e dependendo da capacidade de potência do demais GDs em operação pode ocorrer uma instabilidade e desligamento total.

No geral, nas MRs trifásicas a 4-fios os problemas de desequilíbrio e harmônicas podem ser associados a componentes de sequência negativa de tensões e/ou correntes e componentes de sequência zero. Assim, as estratégias de controle para o compartilhamento de potência entre os GDs neste tipo de MR devem gerenciar ambas as componentes de sequência (negativa e zero). Para cumprir este objetivo, uma solução viável é incorporar estratégias de controle de desequilíbrio e harmônicas nos sistemas de controle dos conversores já disponíveis na MR, maximizando assim a utilização destes conversores. Esta abordagem tem sido amplamente empregada e relatada na literatura a fim melhorar o compartilhamento de harmônicas e desequilíbrios para MRs trifásicos a 3-fios (ver [13] para uma revisão abrangente de artigos publicados neste campo). No entanto, um número menor de trabalhos tratam dessa problemática para MRs trifásicas a 4-fios. Como foi discutido anteriormente, estas apresentam desafios relacionados ao controle não apenas da componente de sequência negativa, mas também da componente de sequência zero.

Em se tratando de formas de ondas desequilibradas e distorcidas [16], a aplicação da teoria da potência conservativa (CPT) tem recebido atenção de diversos pesquisadores, como em [12], [13], [14], [17], [37]. Porém, na maioria dos trabalhos relatados, a CPT é utilizada para

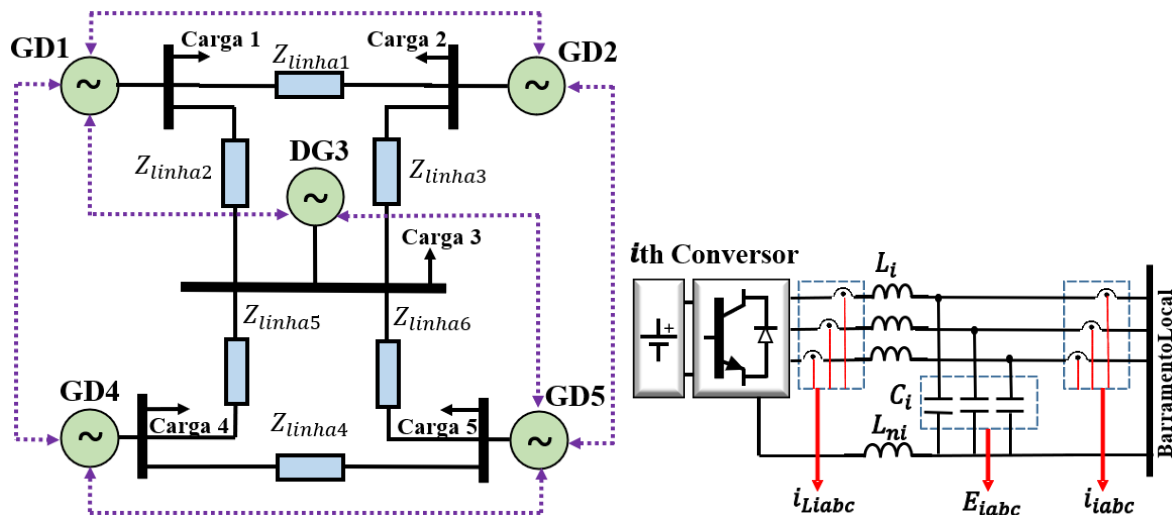
gerar as correntes de compensação dos filtros ativos de potência a fim de melhorar a qualidade da energia em alguns pontos do sistema elétrico em estudo.

Em contra tendência, em publicações recentes como [14] e [37], alguns autores foram além, propondo o uso da CPT em conjunto com o algoritmo *consensus* para implementar malhas de geração de impedância virtual [28] e realizar de forma distribuída o controle do compartilhamento de desbalanço e harmônicas no sistema de controle de conversores.

Em [14] em [37] verificou-se importantes contribuições quanto ao compartilhamento de potência, por isso, estes estudos, em particular [37] foram tomados como referência e tiveram sua implementação e resultados reproduzidos na seção 3.1 para fins de comparação com o controle distribuído proposto neste trabalho.

3.1 Compartilhamento da potência baseado na CPT e algoritmo *consensus* [37]

O cenário estudado em [32] para realização do compartilhamento das potências conta com cinco geradores distribuídos (GD) trifásicos a 4-fios operando em uma MR ilhada conforme mostrado na Figura 4. Os parâmetros do sistema e das cargas analisadas neste cenário são apresentados na Tabela 1 (seção 1.1) e Tabela 2



Fonte: Adaptado de [37].

Figura 4 - Acima: MR trifásica 4-fios com rede de comunicação distribuída. Abaixo: Um exemplo de um *i*-ésimo conversor trifásico de 4-fios.

Considerando o *i*-ésimo (*ith*) conversor a 4-fios apresentado na Figura 4, dada a natureza não linear das cargas (Tabela 1), espera-se uma corrente $\underline{i}_{iacb}$ (vetor) com a presença de desbalanço e harmônica. Logo, esta corrente possivelmente possuirá vetores contendo as

componentes de sequência positiva $\underline{i}_{abc}^+$, negativa $\underline{i}_{abc}^-$ e zero $\underline{i}_{abc}^0$ na frequência fundamental e, eventualmente, o vetor de componentes de corrente harmônicas $\underline{i}_{abc}^h$. Logo a corrente do conversor pode ser escrita como:

$$\underline{i}_{abc} = \underline{i}_{abc}^+ + \underline{i}_{abc}^- + \underline{i}_{abc}^0 + \sum_{h=2}^{\infty} \underline{i}_{abc}^h \quad (3.10)$$

Em [37] foi proposto o uso da CPT para evitar o processo de decomposição da corrente em componentes de sequência, o que de acordo com os autores exigiria um custo computacional maior quando comparado à CPT.

Como visto no capítulo 2, a CPT possibilita a decomposição da corrente em 5 componentes ortogonais de corrente, que são: corrente ativa balanceada $\underline{i}_a^b$; corrente reativa balanceada $\underline{i}_{ir}^b$; corrente ativa desbalanceada $\underline{i}_a^u$; corrente reativa desbalanceada $\underline{i}_{ir}^u$; corrente residual $\underline{i}_i^v$. Sendo todas estas correntes calculadas no referencial abc.

$$\underline{i}_{abc} = \underline{i}_a^b + \underline{i}_{ir}^b + \underline{i}_a^u + \underline{i}_i^v \quad (3.11)$$

Baseado nos valores eficazes destas correntes e das tensões, a CPT então define os termos de potência apresentados:

$$P_i = \mathbf{E}_i \cdot \mathbf{I}_{ia}^b, \quad Q_i = \mathbf{E}_i \cdot \mathbf{I}_{ir}^b, \quad N_i = \mathbf{E}_i \cdot \mathbf{I}_i^u, \quad D_i = \mathbf{E}_i \cdot \mathbf{I}_i^v \quad (3.12)$$

Tal que, $\mathbf{E}_i$ é o valor eficaz coletivo da tensão do i-ésimo GD. Recentemente, em [14] foi demonstrado que as cinco componentes ortogonais da corrente definidas pela CPT (3.11) estão aproximadamente relacionadas às componentes de sequência da corrente dada por (3.10). De acordo com o autor [37] esta correspondência é válida considerando a suposição de que os níveis de desequilíbrios e distorção na tensão $\mathbf{E}_{abc}$ [14], [42] são pequenos, em particular, quando o padrão IEEE Std 1547-2003 [25] (limite de desequilíbrio de tensão máximo de 5%) e IEEE Std. 519-2014 [26] (limite máximo de distorção de tensão DHT de 5%) são obedecidos, então é possível assumir que os desbalanços e distorções são pequenos e com isso pode-se concluir que as componentes de sequência mostradas anteriormente estão relacionadas com as correntes ortogonais produzidas pela CPT conforme as seguintes equações:

$$\underline{i}_i^b = \underline{i}_a^b + \underline{i}_{ir}^b \approx \underline{i}_{abc}^+ \quad (3.13)$$

$$\underline{i}_i^u = \underline{i}_a^u + \underline{i}_{ir}^u \approx \underline{i}_{abc}^- + \underline{i}_{abc}^0 \quad (3.14)$$

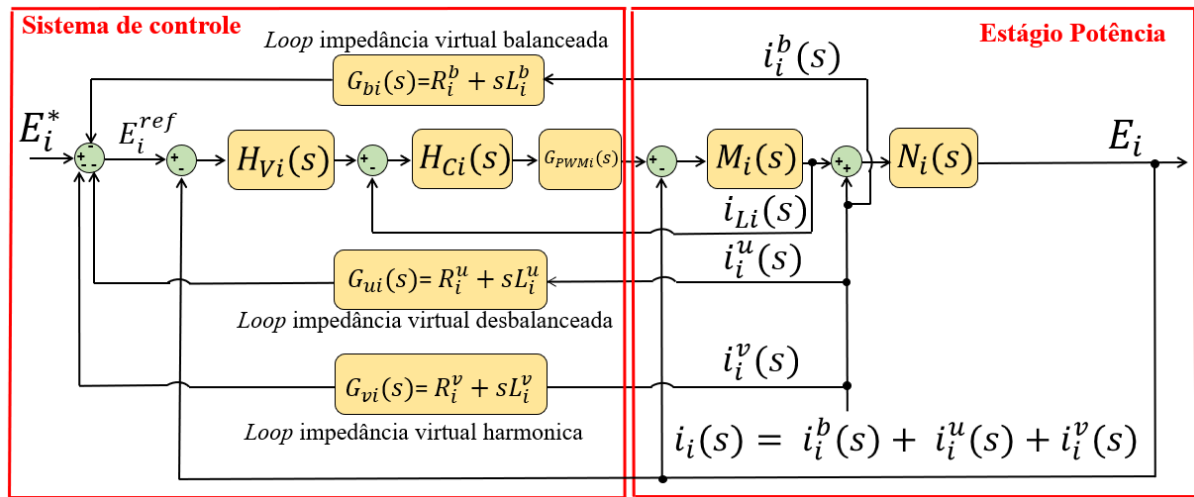
$$\underline{i}_i^v \approx \sum_{h=2}^{\infty} \underline{i}_{abc}^h \quad (3.15)$$

Considerando a estrutura discutida acima, e usando as definições estabelecidas pela CPT, tanto a potência ativa (P_i) quanto a reativa (Q_i) são produzidas principalmente pelas

componentes de corrente de sequência positiva. Além disso, a potência de desequilíbrio N_i definida em (3.12) é produzida pelas componentes de corrente de sequência negativa e zero (na frequência fundamental). Finalmente, a potência de distorção D_i é produzida principalmente pelas componentes da corrente harmônica de $\underline{i}_{iabc}$ uma vez que é considerado que a DHT de tensão fica dentro dos limites de aproximação comentados em [37].

Com base nas características de ortogonalidade da CPT, é possível implementar malhas de controle gerando impedâncias virtuais em sistema de referência natural (abc).

Contudo, cada conversor a 4-fios da Figura 4 é controlado pelo esquema apresentado na Figura 5. Nesta figura, o i -ésimo conversor é usado como exemplo para apresentação da análise matemática do esquema de controle proposto em [37]



Fonte: Adaptada de [37].

Figura 5 - Malha de controle da tensão e corrente do conversor.

A corrente na saída do conversor $i_i(s)$ é medida usando a decomposição de corrente da CPT. Com uso da corrente $i_i^b(s)$, a malha de impedância virtual balanceada é implementada para se obter o desacoplamento entre a potência ativa e reativa (mais detalhes em [50], [51]). Com $i_i^u(s)$ e $i_i^v(s)$, respectivamente implementando a malha de impedância virtual desbalanceada e a malha de impedância virtual harmônica.

Na Figura 5, $H_{Vi}(s)$ é a função de transferência do controlador de tensão e $H_{Ci}(s)$ é a função de transferência do controlador de corrente, projetados com base no controle Proporcional Ressonante (PR) (detalhes da implementação podem ser encontrados em [42]). $G_{PWMi}(s)$ representa a função de transferência do modulador PWM; $M_i(s)$ e $N_i(s)$ são funções de transferência associadas com o filtro de saída LC dos conversores. $i_{Li}(s)$ representa a

corrente pelo indutor L_{if} . Por fim, $G_{bi}(s)$, $G_{ui}(s)$ e $G_{vi}(s)$ são respectivamente, a função de transferência associada à impedância virtual balanceada, desbalanceada e harmônica.

Calculando as equações de malha fechada do controle apresentado na Figura 5 é possível obter de forma explícita as impedâncias virtuais de saída (balanceada, desbalanceada e harmônica):

$$E_i(s) = K_i(s)E_i^*(s) - Z_{outi}^b(s)i_i^b(s) - Z_{outi}^u(s)i_i^u(s) - Z_{outi}^v(s)i_i^v(s) \quad (3.16)$$

$$Z_{outi}^b(s) = \frac{N_i(s) + N_i(s).M_i(s).G_{PWMi}(s).H_{Ci}(s) + N_i(s).M_i(s).G_{PWMi}(s).H_{Ci}(s).H_{Vi}(s).G_{bi}(s)}{1 + N_i(s).M_i(s).G_{PWMi}(s).H_{Ci}(s).H_{Vi}(s) + N_i(s).M_i(s).G_{PWMi}(s).H_{Ci}(s) + N_i(s).M_i(s)} \quad (3.17)$$

$$Z_{outi}^u(s) = \frac{N_i(s) + N_i(s).M_i(s).G_{PWMi}(s).H_{Ci}(s) + N_i(s).M_i(s).G_{PWMi}(s).H_{Ci}(s).H_{Vi}(s).G_{ui}(s)}{1 + N_i(s).M_i(s).G_{PWMi}(s).H_{Ci}(s).H_{Vi}(s) + N_i(s).M_i(s).G_{PWMi}(s).H_{Ci}(s) + N_i(s).M_i(s)} \quad (3.18)$$

$$Z_{outi}^v(s) = \frac{N_i(s) + N_i(s).M_i(s).G_{PWMi}(s).H_{Ci}(s) + N_i(s).M_i(s).G_{PWMi}(s).H_{Ci}(s).H_{Vi}(s).G_{vi}(s)}{1 + N_i(s).M_i(s).G_{PWMi}(s).H_{Ci}(s).H_{Vi}(s) + N_i(s).M_i(s).G_{PWMi}(s).H_{Ci}(s) + N_i(s).M_i(s)} \quad (3.19)$$

Como visto em [32], $Z_{outi}^u(s)$ e $Z_{outi}^v(s)$ são controlados respectivamente por $G_{ui}(s) = R_i^u + sL_i^u$ e por $G_{vi}(s) = R_i^v + sL_i^v$, onde foi desconsiderada a parte indutiva, uma vez que o uso apenas da parte resistiva trazia bons resultados e simplicidade de implementação, logo $G_{ui}(s) = R_i^u$ e $G_{vi}(s) = R_i^v$, desta forma a equação (3.16) que define a tensão de saída do conversor no domínio de Laplace pode ser reescrita como:

$$E_i(s) = E_i^b(s) - R_i^u \cdot i_i^u(s) - R_i^v \cdot i_i^v(s) \quad (3.20)$$

$$E_i^u = R_i^u \cdot i_i^u(s), \quad E_i^v = R_i^v \cdot i_i^v(s) \quad (3.21)$$

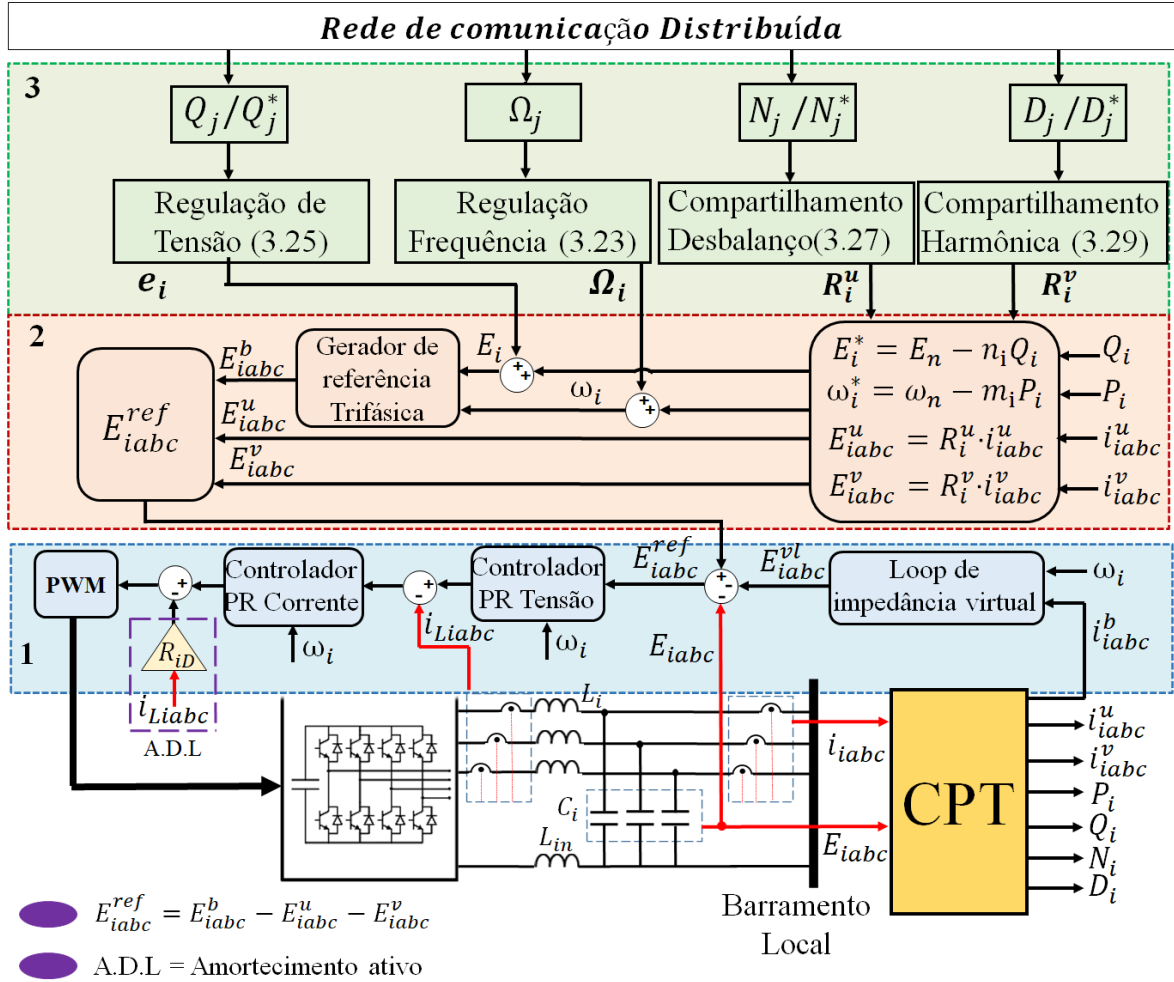
A Figura 6 apresenta a arquitetura proposta por [37] para a implementação da estratégia de controle distribuído para cada conversor da Figura 4.

Como visto, três camadas de controle são apresentadas e utilizadas para o controle de dos conversores de forma distribuída. A primeira camada corresponde aos controles primários de tensão e corrente, que dependem apenas de medidas locais para então calcular os termos de potência definido pela CPT (equação (3.12)). A partir da corrente i_{iabc}^b implementa-se a malha de impedância virtual.

A segunda camada de controle corresponde ao controlador de *droop*, que determina as referências de frequência (ω_i^*) e de tensão (E_i^*) a ser utilizada na primeira camada. Note também que as correntes desbalanceada e corrente *void* são utilizadas para implementar os controles de tensão dados em (3.21) associado a desequilíbrios e distorções harmônicas.

Na terceira camada é realizado o cálculo das resistências virtuais R_i^u e R_i^v de (3.21) que são gradualmente modificadas a fim de se realizar o compartilhamento de desbalanço e

harmônicas entre os conversores. O cálculo de R_i^u e R_i^v para cada conversor é feito baseado no algoritmo *consensus* discutido na seção 3.1.1. Além disso, o algoritmo também realiza a regulação da tensão e frequência entre os conversores.



Fonte: Referência [37].

Figura 6 - Arquitetura de controle Distribuído para conversores a 4-fios.

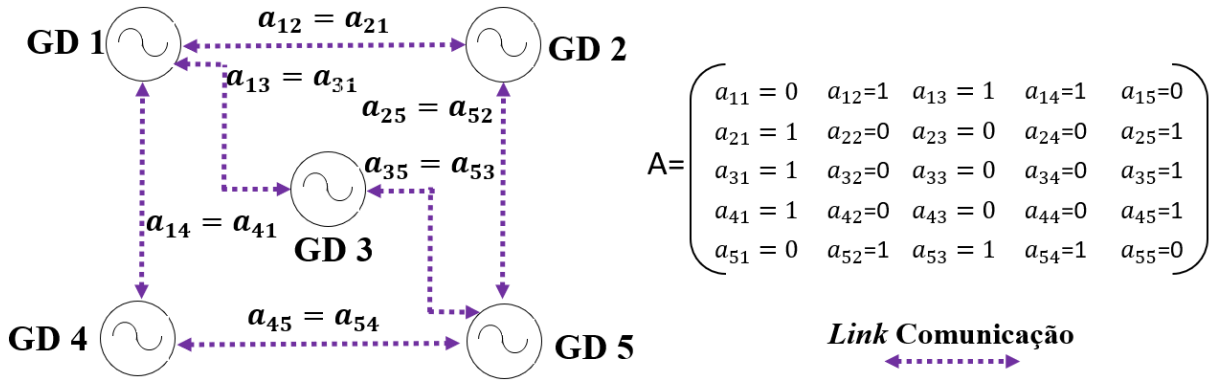
3.1.1 Compartilhamento de desequilíbrio baseado no controlador DAPI

O DAPI (*distributed-averaging proportional-integral control*), detalhado em [42], é usado para regulação de frequência e para o compartilhamento de potência. A frequência angular do sistema de *droop* ω_i é definida conforme (3.22), onde m_i é o coeficiente *droop*, P_i é a potência ativa, e ω_n é a frequência angular nominal. O termo Ω_i vem da ação do controle secundário [33], [51] para regulação da frequência, sendo ajustado pelo algoritmo de *consensus* baseado na informação de frequência dos conversores vizinhos conforme a equação (3.23).

$$\omega_i = \omega_n - m_i \cdot P_i + \Omega_i \quad (3.22)$$

$$k_i^w \dot{\Omega}_i = -(\omega_i - \omega_n) - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} a_{ij} (\Omega_i + \Omega_j) \quad (3.23)$$

Na equação (3.23), o primeiro termo no lado direito corresponde ao erro de frequência, já o segundo termo é introduzido de forma que Ω_i convirja para um valor único para todas as unidades de geração distribuída, ou seja, todas as curvas *droop* serão modificadas pelo mesmo fator, o qual é atingido pela ação do algoritmo de *consensus*. Já o termo a_{ij} representa as entradas da matriz de comunicação (Figura 7). Assim, a ação de controle Ω_j é compartilhada com o gerador i apenas se a_{ij} for diferente de zero, k_i^w é um ganho positivo e $1/k_i^w$ é o ganho do controlador que modifica o comportamento transiente do controle.



Fonte: Adaptado da referência [37].

Figura 7 - Topologia de comunicação e matriz adjacente.

Da mesma maneira o controlador de *droop* de tensão E_i é definido na equação (3.24), onde e_i corresponde a ação do controle secundário (3.25) para regulação de tensão e compartilhamento da potência reativa. Já n_i é o coeficiente do *droop*.

$$E_i = E_n - n_i \cdot Q_i + e_i \quad (3.24)$$

$$k_i^v \dot{e}_i = -\beta_i (E_i - E_n) - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} a_{ij} \left(\frac{Q_i}{Q_i^*} + \frac{Q_j}{Q_j^*} \right) \quad (3.25)$$

Na camada três da Figura 6 é possível notar que a escolha das resistências virtuais R_i^u e R_i^v determinam o esforço de compartilhamento da potência de desequilíbrio e da potência harmônica em cada conversor. Pequenos valores de R_i^u e R_i^v produzem pequenas alterações nas componentes de desequilíbrio e nas componentes harmônicas da tensão de saída do conversor i , enquanto que altos valores implicam que a tensão na saída desse conversor será altamente desequilibrada e distorcida.

Em (3.27), o método de controle distribuído proposto em [37] com base no algoritmo de *consensus* é apresentado. Foi introduzido também no cálculo de R_i^u , isto é, a resistência virtual que ajusta o índice de desbalanço da tensão de fase *UVF* (3.28) que introduz um limite

de desbalanço máximo (definido em 2.5% para validação de implementação do limitador de desbalanço) para saída de tensão de cada conversor. Finalmente, além o cálculo da capacidade residual VA (3.30), baseado na potência de desbalanço N_i do conversor.

$$E_{iabc}^u = R_i^u \cdot i_{iabc}^u, \quad E_{iabc}^v = R_i^v \cdot i_{iabc}^v \quad (3.26)$$

$$k_i^u \dot{R}_i^u = \alpha^u \cdot \max(0, UVF_i - UVF_i^*) - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} a_{ij} \left(\frac{N_i}{N_i^*} + \frac{N_j}{N_j^*} \right) \quad (3.27)$$

$$UVF = \frac{\max(|E_{an}| - \bar{E}, |E_{bn}| - \bar{E}, |E_{cn}| - \bar{E})}{\bar{E}} \quad (3.28)$$

Já (3.29) mostra o controle distribuído proposto para o compartilhamento de harmônicas, neste caso, DHT e a potência de desbalanço D_i são consideradas. Sendo que o compartilhamento de harmônicas é calculado de acordo com a capacidade residual VA do conversor segundo (3.30), tendo como limite a DHT máxima definida como 2.5% para fins de validação da função de limitação implementada

$$k_i^v \dot{R}_i^v = \alpha^v \cdot \max(0, DHT_i - DHT_i^*) - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} a_{ij} \left(\frac{D_i}{D_i^*} + \frac{D_j}{D_j^*} \right) \quad (3.29)$$

Em (3.27) e (3.29), α^u , α^v , k_i^u , k_i^v são parâmetros do controlador proposto, e o termo a_{ij} entradas da matriz de comunicação. As capacidades residuais N_i^* e D_i^* no conversor “i” são calculadas usando a equação (3.30).

$$N_i^* = D_i^* = \sqrt{\frac{(S_i^2 - P_i^2 - Q_i^2)}{2}} \quad (3.30)$$

Os resultados de simulação da proposta apresentada acima por [37] serão apresentados na subseção 3.2.3 em comparação com os resultados das melhorias propostas na seção 3.2 a seguir.

3.2 Estratégia para o compartilhamento baseada nas componentes simétricas e algoritmo de *consensus*

A estratégia aperfeiçoada para compartilhamento de harmônicas e desequilíbrio proposta no presente trabalho é explicada nesta seção, bem como as principais diferenças em relação à abordagem em [37] que foram apresentadas seção 3.1.

Note-se que até então as referências [12] [14] [37] buscaram soluções para melhorar o desequilíbrio e o compartilhamento harmônico em MRs trifásicas a 4-fios. Estes trabalhos são baseados no método de impedância virtual, que é implementado no sistema de controle de conversores em MR isoladas de CA trifásicas de 4-fios. Em [12], um esquema de controle descentralizado é proposto para regular a magnitude das impedâncias virtuais de sequência

negativa e zero. Nos esquemas de controle relatados em [14] e [37], impedâncias virtuais desequilibradas e distorcidas são definidas com base na CPT [18]. Em [14], um controlador secundário centralizado regula a magnitude de tais impedâncias virtuais, enquanto em [37], um esquema de controle secundário distribuído baseado em um algoritmo de *consensus* [17] é usado, sendo a referência [37] apresentada na seção 3.1 a base de comparação para esta presente seção (seção 3.2). Em ambas as referências [14] e [37], o uso da CPT permite controlar a soma dos componentes de sequência negativa e zero. No entanto, esta não é a solução ideal, pois não permite regular as componentes de sequência negativa e zero de forma independente e desacoplada. Nesse sentido, esta seção (3.2) mostra que o embasamento teórico apresentado em [14] [37] com base na CPT pode ser expandido no domínio das componentes de sequência generalizadas na frequência fundamental, permitindo a implementação de malhas de impedância virtual. Assim, componentes de sequências negativa e zero na fundamental (homopolar) podem ser controlados de forma independente e desacoplada.

Com isso, apresenta-se a seguir o desenvolvimento teórico para a implementação das malhas de impedância virtuais em que o desbalanço, componentes de sequência negativa e zero fundamental são controladas de forma desacoplada. O esquema de controle distribuído relatado em [37] para melhorar o compartilhamento de desequilíbrios e harmônicas é implementado com a nova abordagem desacoplada, sendo comparado com os resultados obtidos em [37]. Tal comparação mostra um melhor desempenho da nova abordagem (proposta nesta seção) no que diz respeito ao compartilhamento da potência de desbalanço entre os conversores da MR trifásica a 4-fios isolada.

3.2.1 Teoria da potência conservativa e componentes de sequência generalizadas na frequência fundamental

É importante ressaltar que a CPT foi inicialmente proposta em [18]. Esta teoria define dois termos principais de potência-energia denominados potência instantânea $p(t)$ e energia reativa instantânea $w(t)$ conforme definidos em (2.10) e (2.11).

Em regime de operação estacionária, para um sistema trifásico de 4-fios, o vetor de correntes de fase ($\underline{i}$) pode ser dividida em heteropolar ($\underline{i}_{he}$) e homopolar ou de sequência zero ($\underline{i}_0$), como visto em (3.31). Note que enquanto as componentes homopolares são as mesmas nas três fases, a soma dos componentes heteropolares nas três fases a qualquer instante é nula.

$$\underline{i} = \underline{i}_{he} + \underline{i}_0 \quad (3.31)$$

Como pode ser visto em (3.31), a quantidade heteropolar ($\underline{i}_{he}$) é dada pela diferença entre a quantidade de fase e as componentes de sequência zero. Ainda mais, a quantidade $\underline{i}_{he}$ é composta da componente fundamental ($\underline{i}_1$) e da componente de distorção ($\underline{i}_d$), a qual pode ser expressa de uma maneira um pouco mais simples usando as quantidades heteropolares. Além disso, a componente fundamental ($\underline{i}_1$) pode ser dividida em componentes de sequência positiva e de sequência negativa como a seguir:

$$\underline{i}_{he} = \underline{i}_1 + \underline{i}_d = \underline{i}_1^+ + \underline{i}_1^- + \underline{i}_d \quad (3.32)$$

Uma vez que todos os termos de (2.10) e (2.11) e (3.32) obedecem à Lei de Kirchhoff independentemente, podemos ainda dividir $p(t)$ and $w(t)$ em termos relativos à sequência e componentes harmônicas, ou seja:

$$p(t) = \underline{v} \circ \underline{i} = \underline{v} \circ \underline{i}_1^+ + \underline{v} \circ \underline{i}_1^- + \underline{v} \circ \underline{i}_d + \underline{v} \circ \underline{i}_0 \quad (3.33a)$$

$$p(t) = p_1^+ + p_1^- + p_d + p_0$$

$$w(t) = \underline{\hat{v}} \circ \underline{i} = \underline{\hat{v}} \circ \underline{i}_1^+ + \underline{\hat{v}} \circ \underline{i}_1^- + \underline{\hat{v}} \circ \underline{i}_d + \underline{\hat{v}} \circ \underline{i}_0$$

$$w(t) = w_1^+ + w_1^- + w_d + w_0 \quad (3.33b)$$

Note que a decomposição em (3.33a) e (3.33b) associa componente de sequência da corrente a um termo de potência e energia conservativa, definida pela CPT, e estabelece a base para o compartilhamento de desbalanços e harmônicas. De fato, potência p_1^- e energia w_1^- quantificam o desequilíbrio devido à componente de sequência negativa na fundamental da corrente $\underline{i}$. Da mesma forma, a potência p_d e a energia w_d quantificam a distorção produzida na corrente $\underline{i}$, o mesmo ocorre com p_0 e w_0 os quais quantificam a componente de sequência zero (corrente do neutro).

Neste cenário então, a potência ativa (P^+) e reativa (Q^+) são dadas respectivamente, pelos valores médio de p_1^+ e w_1^+ , como mostra (3.34a) e (3.34b).

$$\overline{p}_1^+ = 3V_1^+ I_1^+ \cos \phi_1^+ = P^+ \quad (3.34a)$$

$$\overline{w}_1^+ = \frac{Q_1^+}{\omega} = \frac{3V_1^+ I_1^+ \sin \phi_1^+}{\omega} = W^+ \quad (3.34b)$$

Observe em (3.34a) e (3.34b) que as potências P^+ e Q^+ são associadas com a componente de sequência positiva da corrente na fundamental. Sendo que, I_1^+ e V_1^+ correspondem às magnitudes da sequência positiva da corrente e da tensão.

Por outro lado, considerando que as componentes da corrente dadas por (3.31) – (3.32) são ortogonais entre si, o valor eficaz coletivo (norma) da corrente é determinado como (3.35):

$$I = \sqrt{I_1^{+2} + I_1^{-2} + I_0^2 + I_d^2} \quad (3.35)$$

Neste caso, a potência aparente correspondente é dividida em:

$$A = \sqrt{P^{+2} + Q^{+2} + N^{-2} + N^0 + D^2} \quad (3.36)$$

onde a potência ativa, potência reativa, potência de desbalanço de sequência negativa e zero e a potência de distorção são calculadas por:

$$P^+ = VI_1^+ \cos \phi_1^+ = \bar{p}_1^+ \quad (3.37a)$$

$$Q^+ = VI_1^+ \sin \phi_1^+ = \bar{w}_1^+ = \omega W^+ \quad (3.37b)$$

$$N^- = VI_1^- \quad (3.37c)$$

$$N^0 = VI_0 \quad (3.37d)$$

$$D = VI_d \quad (3.37e)$$

Dados os termos de potência (3.37), é possível quantificar o grau de desbalanço e distorção produzido por $\underline{i}$, permitindo a implementação de *loops* de impedância virtuais, com os quais a distorção e as componentes de sequência negativa e zero podem ser controladas de forma independente e desacoplada. Em contraste, nas referências anteriores [14] e [37], essas sequências (negativa e zero) são indiretamente controladas através da decomposição de corrente dada pela CTP. Em tais referências [14] e [37], é demonstrado que sob a suposição de ligeiro desequilíbrio e distorção na tensão, as correntes balanceadas ($\underline{i}^b$), desbalanceada ($\underline{i}^u$) e *void* ($\underline{i}_v$) dadas pela CPT podem ser aproximadas as correntes de sequência positiva ($\underline{i}^b \approx \underline{i}_1^+$), e a soma das correntes de sequência negativa e zero como ($\underline{i}^u \approx \underline{i}_1^- + \underline{i}_0$), e a componente da corrente *void* em ($\underline{i}_v \approx \underline{i}_d$), respectivamente (o mesmo ocorre com os termos de potência definidos por essas componentes). Assim, o controle de harmônicas produzido pela corrente *void* e os desequilíbrios produzidos pela soma dos componentes de sequência negativa e zero podem ser controlados. Contudo, essa abordagem, dado o acoplamento $\underline{i}^u \approx \underline{i}_1^- + \underline{i}_0$, não consegue regular essas componentes de sequência e harmônicas de forma independente. Essa desvantagem é superada com o uso da metodologia proposta e apresentada nesta seção.

3.2.2 Esquema de controle proposto

A Figura 8 mostra a arquitetura de controle para cada um dos conversores individuais de 4-fios (sobre o cenário da MR isolada da Figura 9, mesmo da seção 3. 1, estudado em [37]). Esta arquitetura é uma adaptação de [37] para implementação da teoria de desacoplamento das componentes de sequência que foi proposta na seção 3.2.1.

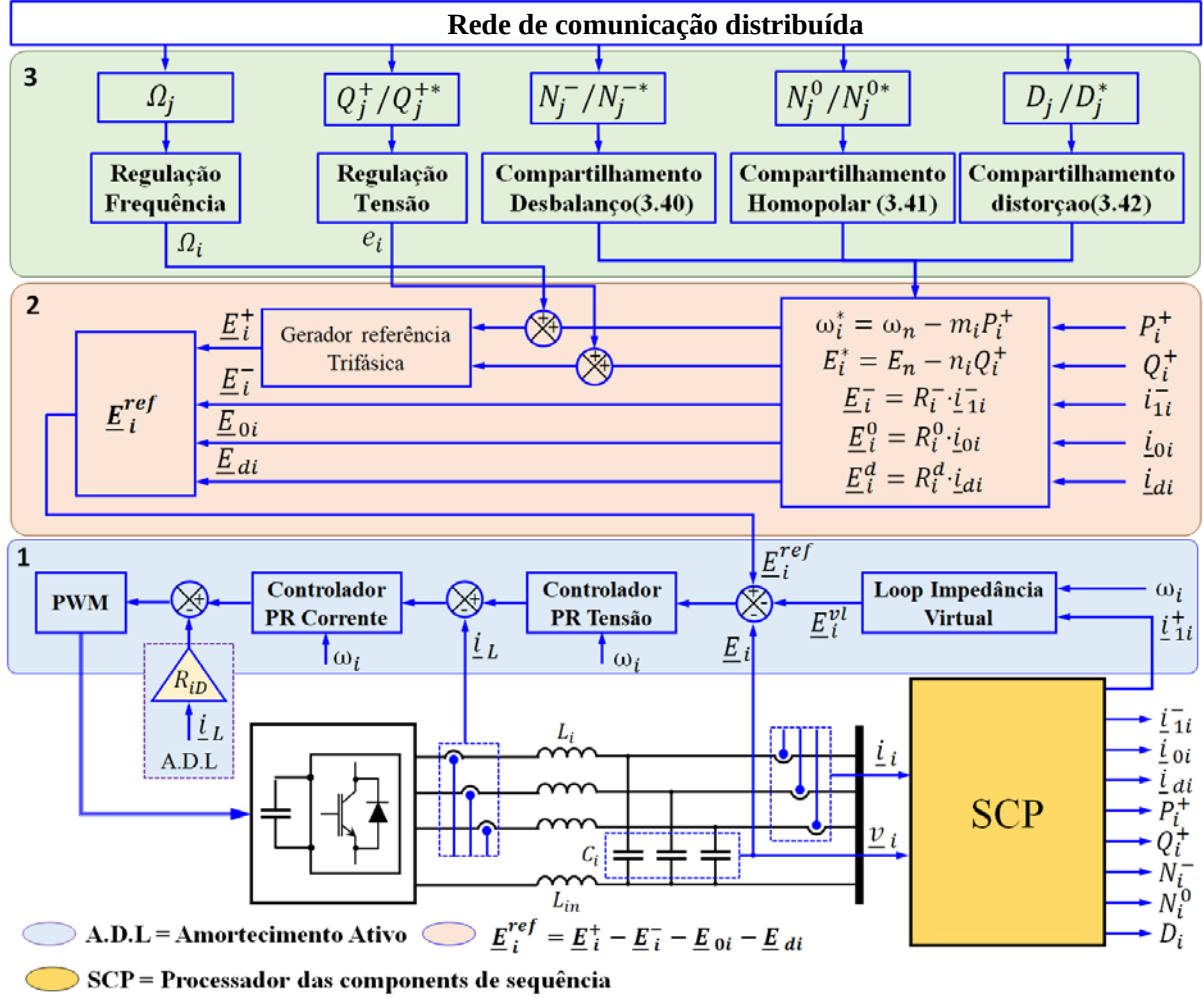


Figura 8 - Esquema de controle proposto para um conversor individual (i-ésimo) de 4-fios. Esta figura considera que o *i-ésimo* conversor 4-fios está conectado a um MR com desbalanço e distorção.

Neste cenário será considerado que o *i-ésimo* conversor a 4-fios controlado por *droop* mostrado na Figura 9 está conectado a uma MR com desequilíbrio e harmônicas. De acordo com a seção 3.2.1, usando medidas de tensão (v_i) e corrente (i_i), este conversor pode calcular os termos de potência definidos em (3.38) (usando um processador de componente de sequência (SCP)). Em particular, as potências N_i^- e N_i^0 quantificam os níveis de desbalanço devido a componentes de sequência negativa e zero, respectivamente, que o *i-ésimo* conversor está injetando na MR. De maneira semelhante ocorre também com a potência D_i a qual quantifica o

nível de distorção injetado pelo conversor na MR. Por fim, a potência ativa (P_i^+) e reativa (Q_i^+) são usadas pelo conversor i -ésimo para implementar os controladores *droop*.

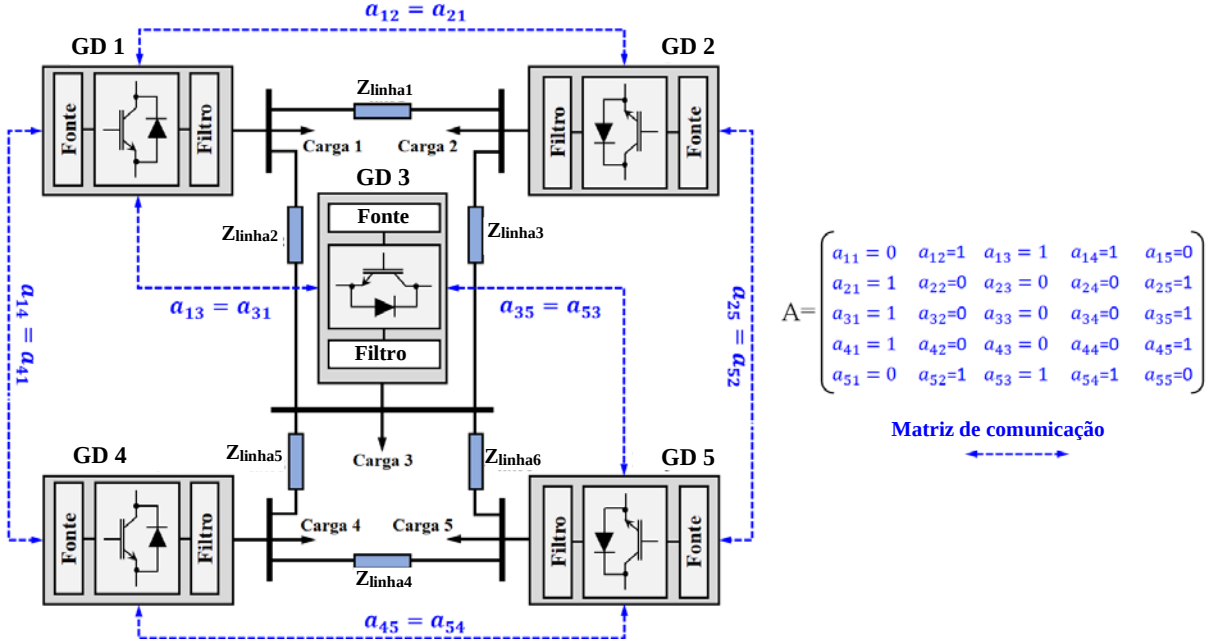


Figura 9 - MR trifásica a 4-fios isolada, cenário simulado.

Neste cenário, é desejável que todos os conversores de 4-fios na MR alimentem as cargas desequilibradas e distorcidas com corrente desbalanceada ($\underline{i}^-$, $\underline{i}^0$) e corrente distorcida ($\underline{i}_d$) de acordo com sua capacidade de energia VA residual. Porém, sem um sistema de controle para otimizar o compartilhamento destas correntes, elas serão compartilhadas de acordo com a magnitude das impedâncias equivalente negativa, zero e de distorção no ponto de conexão destes conversores.

O método de impedância virtual é usado para controlar ativamente desequilíbrios e harmônicas entre conversores de 4-fios em uma MR desequilibrada e com distorção, ajustando a magnitude das impedâncias equivalentes no ponto de conexão. Usando este método, pode-se demonstrar que a função de transferência em malha fechada de seu sistema de controle, considerando os componentes de correntes dados por (3.31) - (3.32), é dada por (3.38). (No domínio Laplace)

$$E_i = K_i E_i^* - Z_i^+ i_i^+ - R_i^- i_i^- - R_i^0 i_i^0 - R_i^d i_i^d \quad (3.38)$$

De (3.38), pode-se notar que a magnitude das correntes negativa, zero e distorcida que o conversor i -ésimo injeta na MR pode ser controlada alterando a magnitude das resistências virtuais R_i^- , R_i^0 e R_i^d , respectivamente (para mais informações sobre este método, consulte [14] [37]). Agora, considerando o conversor de 4-fios apresentado na Figura 9 e a equação (3.38), pode-se concluir que o grau de desequilíbrios e harmônicas que os conversores de potência

compartilham podem ser ativamente coordenados entre os conversores com o ajuste das respectivas resistências virtuais (R^- , R^0 , R_i^d). Estas impedâncias são ajustadas por um controlador secundário distribuído que tem como base de funcionamento o algoritmo do *consensus*, semelhante ao proposto em [37]. Este algoritmo *consensus* para se adequar à proposta desta seção deve ser reescrito como:

$$k_i^- \dot{R}_i^- = \alpha^- \cdot \max(0, UVF_i^- - UVF_{i_ref}^-) - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} a_{ij} \left(\frac{N_i^-}{N_{i_max}^-} - \frac{N_j^-}{N_{j_max}^-} \right) \quad (3.39)$$

$$k_i^0 \dot{R}_i^0 = \alpha^0 \cdot \max(0, UVF_i^0 - UVF_{i_ref}^0) - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} a_{ij} \left(\frac{N_i^0}{N_{i_max}^0} - \frac{N_j^0}{N_{j_max}^0} \right) \quad (3.40)$$

$$k_i^d \dot{R}_i^d = \alpha^d \cdot \max(0, DHT_i^V - DHT_{i_ref}^V) - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} a_{ij} \left(\frac{D_i}{D_{i_max}} - \frac{D_j}{D_{j_max}} \right) \quad (3.41)$$

Sendo que UVF^- , UVF^0 são os fatores de desbalanço de sequência negativa e zero da tensão e o DHT^V a distorção harmônica total de tensão no conversor. Já $UVF_{i_ref}^-$ e $DHT_{i_ref}^V$ são os limites de desbalanço e de distorção máximo definidos (2,5% em ambos), como comentado em seção anterior, tendo como objetivo limitar o perfil da tensão de saída do conversor e assim prevenir que cargas sensíveis conectadas no ponto de acoplamento do conversor possam ser danificadas, uma vez que o perfil de tensão atenderá os requisitos máximos de norma.

Para o cálculo do valor de UVF (3.42), (3.43) adotou-se a definição dada pelo PRODIST. Enquanto que o UVF calculado por [37], seção 3. 1 teve como referencial de cálculo a norma NEMA.

Pelo PRODIST, UVF_i^- e UVF_i^0 foram calculados como segue:

$$UVF_i^- = \frac{V_1^-}{V_1^+} * 100 \text{ [%]} \quad (3.42)$$

$$UVF_i^0 = \frac{V_1^0}{V_1^+} * 100 \text{ [%]} \quad (3.43)$$

onde o índice 1 em V_1^- representa componente de sequência negativa da tensão na frequência fundamental.

De maneira resumida, ao contrário do método proposto em [37], o método da decomposição introduzido nesta seção 3.2.2 permite controlar de forma independente as componentes positiva, negativa e zero entre os conversores de 4-fios através dos algoritmos de *consensus* propostos (3.39), (3.40) e (3.41). Fazendo isso, uma melhoria no compartilhamento desses componentes é alcançada em comparação com o método relatado em [37].

Já a regulação de tensão e frequência dos conversores na MR isolada permanece sendo feita como em [37], com base também no algoritmo *consensus*, como detalhado na seção 3.1.

3.2.3 Análise comparativa mediante resultados de simulação

Os resultados da simulação são organizados de forma a destacar as diferenças entre a abordagem da CPT convencional discutida em [37] e a proposta melhorada discutida na Seção 3.2. Por uma questão de comparação de resultados, o sistema implementado e as cargas 1 a 5 empregadas nesta simulação são as mesmas utilizadas na abordagem [37], cujos valores são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Característica do sistema e parâmetros de controle.

Parametros	Simbolo	Valor
Frequência nominal	ω	$2\pi \cdot 50$ rad/s
Tensão	E	230 V eficaz
Capacitância do filtro	C_f	25 μ F
Indutância do filtro	L_f	1.8 mH
Impedância de linha	R, L	0.7 Ω , 1.9 mH
Malha fechada de tensão (ω)	k_{pV}/k_{rV}	0.585/31.2
Malha fechada de corrente (ω)	k_{pI}/k_{rI}	0.585/312
Malha fechada tensão ($3\omega, 5\omega, 7\omega$)	k_{pV}/k_{rV}	0.585/31.2
Malha fechada de corrente ($3\omega, 5\omega, 7\omega$)	k_{pI}/k_{rI}	0.65/31.2
Coeficiente <i>Droop</i>	m_i/n_i	10^{-4} rad/(W)/ 10^{-3} V/Var
Impedância virtual balanceada	R_{ib}/L_{ib}	2.3 Ω / 8 mH
Ganho controlador frequência	k_i^ω	0.5
Ganho controlador tensão	k_i^V	1
Ganho do controle desbalanço	k_i^u	800
Ganho do controle de harmônico	k_i^v	300
UVF limite de controle	α^u	18000
DHT limite de controle	α^v	45000
Capacidade VA do conversor	S	18000 VA

A simulação foi realizada com o uso do *software* PLECS, os resultados foram apresentados conforme os passos de operação discutidos abaixo:

- *Passo 1* ($t < 5$ s): todos os conversores são operados com a mesma referência de tensão com base nos sinais E_i^* e ω_i^* .

- *Passo 2* ($t \geq 5$ s): os conversores têm sua tensão e frequência reguladas pela terceira camada de controle e o algoritmo de *consensus* faz o compartilhamento de potência reativa.
- *Passo 3* ($t \geq 10$ s): o compartilhamento do desequilíbrio de sequência negativa é ativado. É também ativado o compartilhamento do desequilíbrio da implantação pela CPT (soma das componentes de sequência negativa e zero).
- *Passo 4* ($t \geq 15$ s): o compartilhamento de desequilíbrio de sequência zero é ativado. É importante mencionar que a abordagem da CPT convencional não faz distinção entre o desequilíbrio de sequência negativa e zero. Portanto, para esta abordagem, toda a potência de desbalanço é compartilhada no intervalo $t \geq 10$ s.
- *Passo 5* ($t \geq 20$ s): o compartilhamento de potência harmônica é ativado (compartilhamento da tensão DHT entre os conversores).
- *Passo 6* ($t \geq 25$ s): limitação do índice de desequilíbrio de sequência negativa de tensão (UVF_i^-) é ativada para garantir que este índice fique abaixo 2.5%. Neste instante é também ativado o controle UVF da proposta pela abordagem da CPT.
- *Passo 7* ($t \geq 30$ s): limitação do índice de desequilíbrio de sequência zero de tensão (UVF_i^0) é ativada para garantir que este índice fique abaixo 2.5%.
- *Passo 8* ($t \geq 35$ s): limitação da tensão de saída DHT é ativada para garantir que este índice fique abaixo 2.5%.
- *Passo 9* ($t \geq 40$ s): simulação de uma falha de comunicação entre os conversores GD 1 e GD 2.
- *Passo 10* ($t \geq 45$ s): um incremento de 2800 W na carga de número 4.

A Figura 10 (a) mostra a decomposição da potência na saída de cada conversor usando a abordagem CPT Convencional [37] enquanto a Figura 10 (b) mostra as potências na saída de cada conversor para a abordagem melhorada proposta na seção 3.2.

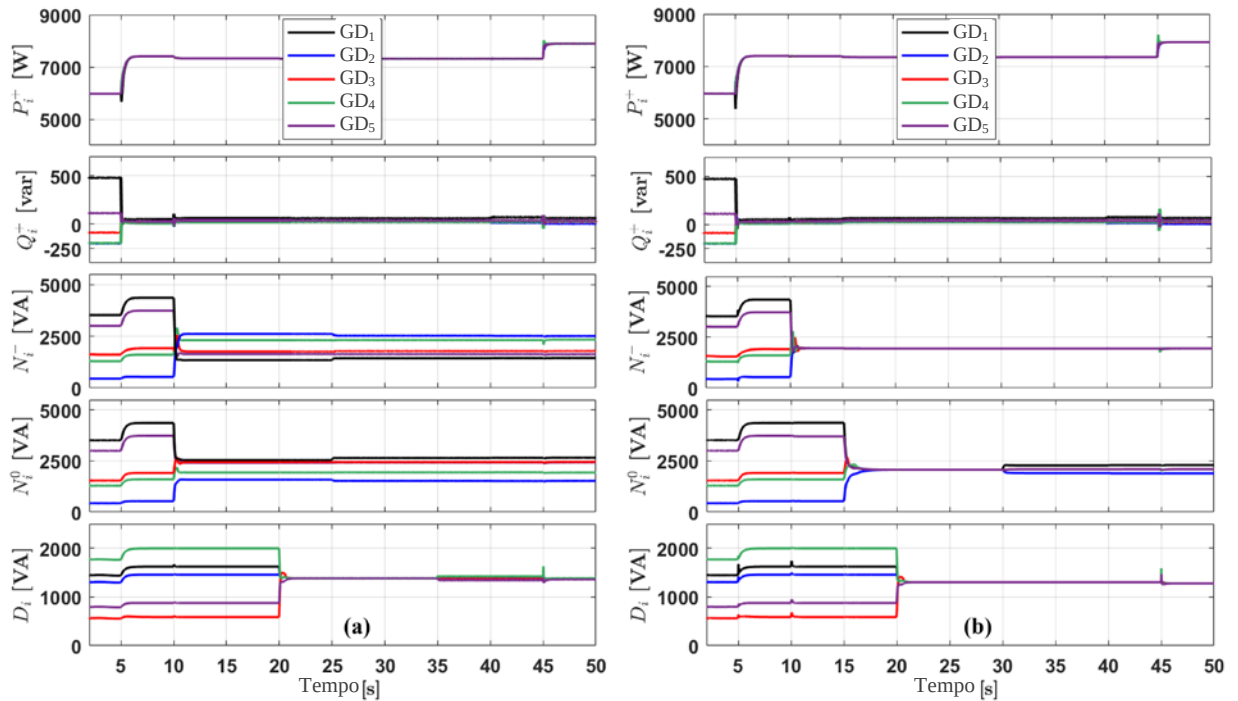


Figura 10 - Potências calculadas na saída de cada conversor: (a) Abordagem convencional da CPT [37]; (b) Abordagem proposta com Componentes Simétricas.

Na Figura 10 verifica-se que ambas as abordagens podem realizar o compartilhamento de desequilíbrios. No entanto, o método proposto e mostrado na Figura 10 (b) se adequa ao compartilhamento da potência de desequilíbrio de sequência negativa, desacoplada da potência de desequilíbrio de sequência zero. A abordagem pela CPT não se encaixa neste recurso, conforme mostrado na Figura 10 (a), uma vez que as potências de desequilíbrio de sequência negativa e zero não são adequadamente compartilhadas entre os conversores.

Observe que ambas as abordagens são bem-sucedidas no compartilhamento da potência distorcida (harmônicas) conforme observado no Passo 5 ($t \geq 20$ s). No entanto, vale a pena destacar que o DHT da tensão gerada por cada conversor é menor quando a abordagem proposta aprimorada das componentes simétricas é empregada, conforme mostrado na

Figura 11. Essa melhoria do DHT se deve à estratégia utilizada para realizar o compartilhamento do desequilíbrio, que utiliza apenas os componentes fundamentais das tensões e correntes para implementar a impedância virtual associada ao compartilhamento do desequilíbrio. Assim, tal abordagem é capaz de ajustar o compartilhamento de desequilíbrio desacoplado do compartilhamento de harmônicas. No Passo 8 ($t \geq 35$ s), o DHT da tensão gerada na saída de cada conversor é limitado a 2.5%, levando a uma melhoria no DHT mostrado na

Figura 11 (a) em $t = 35$ s. Observe, no entanto, que a abordagem proposta não é afetada por essa restrição, uma vez que seu DHT já era menor que 2.5% devido à sua operação desacoplada discutida acima.

Nos passos 6 e 7, o UVF_i^- e UVF_i^0 , respectivamente, são limitados a 2.5% como apresentado na

Figura 11. Este comando só faz sentido para a abordagem proposta e não afeta a abordagem CPT, a qual não distingue entre sequências negativas e zero. Em relação a abordagem da CPT, a limitação de 2.5% é aplicada ao fator de desequilíbrio de tensão total, ou seja, impactando tanto UVF^- quanto UVF^0 conforme visto na

Figura 11 (a) em $t=25$ s.

Por fim, nos passos 9 e 10, é feita uma falha de comunicação (passo 9) entre o GD 1 e GD 2 além de um degrau de carga (passo 10) na carga 4 (Figura 4). Dada a rede de comunicação adotada neste trabalho, vista na Figura 9, pelo fato do GD 1 e GD 2 terem o *link* de comunicação estabelecido com outros geradores, faz com que uma falha de comunicação entre GD 1 e GD 2 não afete o funcionamento do sistema, pois o algoritmo *consensus* continua encontrando um ponto de *consensus* com os demais geradores. Já para o degrau de carga (passo 9) nota-se que o aumento da demanda de potência ativa entre os geradores do sistema (Figura 10) com o ajuste de um novo ponto comum da potência ativa injetada pelos geradores. Sendo a carga inserida, trifásica, equilibrada, puramente resistiva, com conexão estrela e ponto central conectado ao neutro da MR.

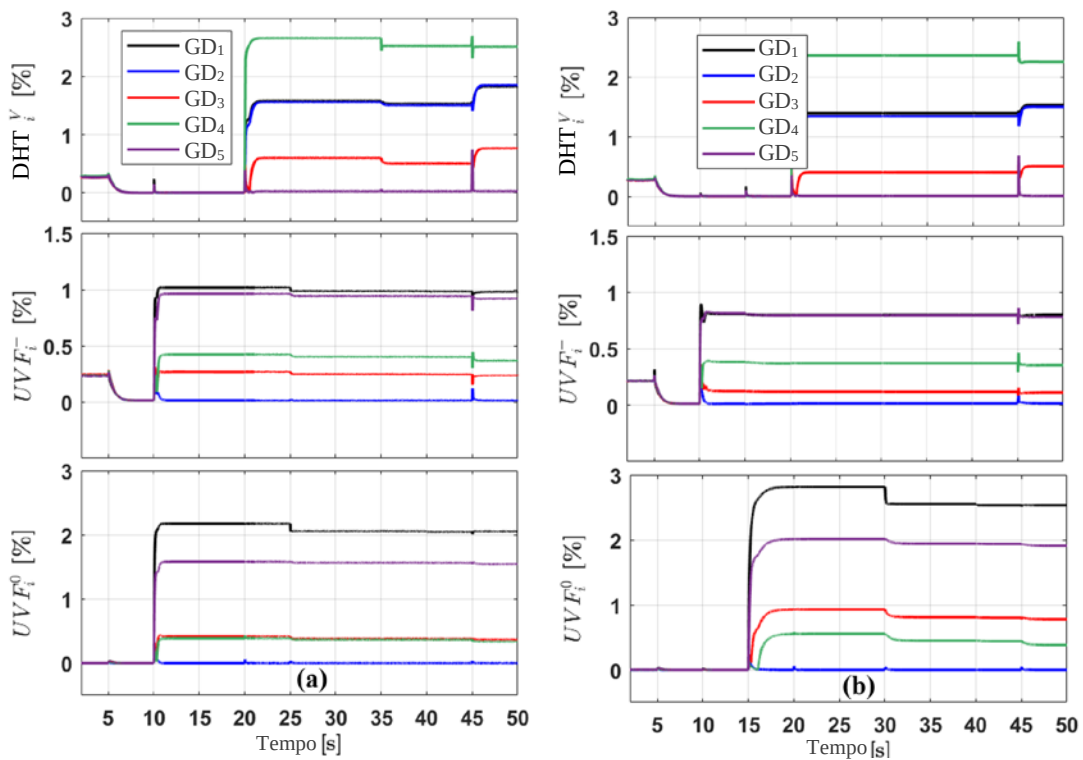


Figura 11 - Distorção da tensão e índices de desequilíbrio na saída de cada conversor (a) Aproximação da CPT [37]; (b) Abordagem proposta Componentes Simétricas.

A

Figura 11 (b) mostra que UVF^0 é limitado a 2.5% em $t=30$ s. Esta limitação causa uma incompatibilidade nas potências de sequência zero (Figura 10 b), o que reflete por sua vez na potência de desbalanço total, mostrada na Figura 12 a seguir.

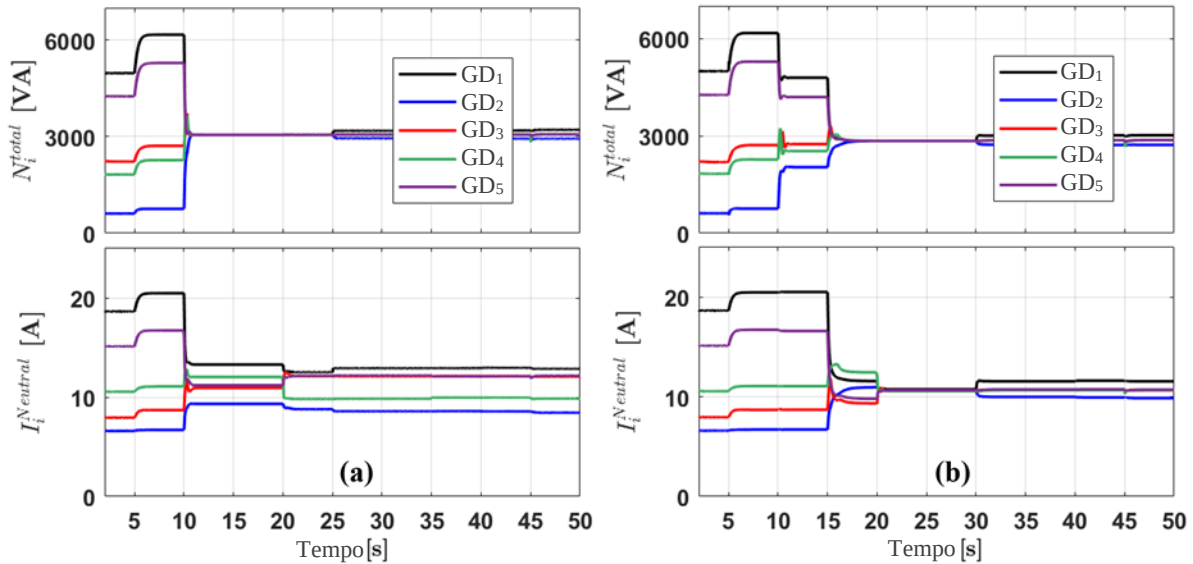


Figura 12 - Potência de Desbalanço total e Corrente do neutro eficaz: (a) Aproximação da CPT [37]; (b) Abordagem proposta Componentes Simétricas.

Os valores eficazes das correntes de neutro são apresentados também na Figura 12. Percebe-se que a abordagem proposta é capaz de casar perfeitamente o compartilhamento dessas correntes devido ao seu controle desacoplado das potências de sequência negativa e zero. Em $t=30$ s quando UVF^0 é limitado em 2.5% ocorre uma incompatibilidade com a corrente de sequência zero, uma vez que o inversor deve ajustar a injeção da componente de sequência zero para atender a esta restrição de desbalanço de tensão UVF^0 de 2.5% o que é evidenciado na Figura 13 (b) a seguir, que apresenta o valor eficaz da tensão e da corrente de sequência zero, enquanto que Figura 13 (a) a tensão e corrente eficaz de sequência zero para a proposta da CPT. Em comparação entre a proposta pela CPT e a proposta melhorada, fica evidente a melhora na circulação de corrente pelo neutro.

Ainda mais, a Figura 14, apresenta o valor eficaz da corrente de sequência negativa, nela nota-se que a proposta melhora o compartilhamento das componentes por meio do algoritmo *consensus* onde é atingido um ponto comum de operação para todos conversores, diferente do que acontece na proposta da CPT, onde o compartilhamento das componentes de sequência

não se dá de forma igualitária, o que faz com que o DHT na CPT seja mais alto, como mostrou a

Figura 11.

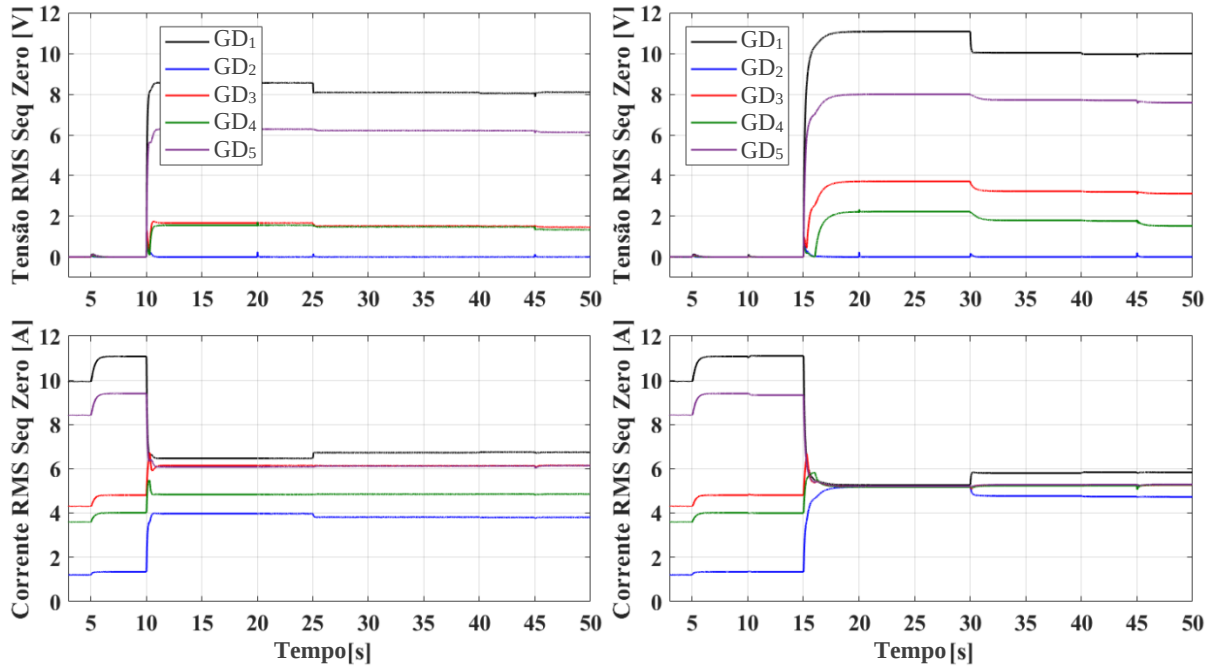


Figura 13 - Valores eficaz de tensão e correntes de sequência zero.

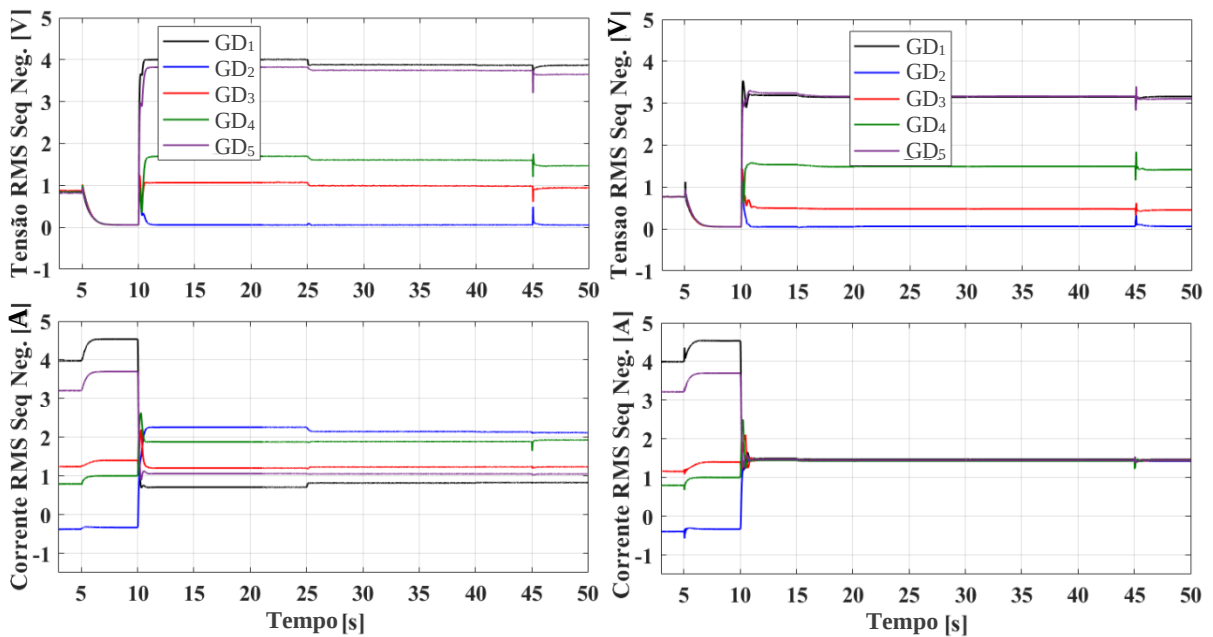


Figura 14 - Valores eficaz de tensão e correntes de sequência negativa.

No apêndice A, pode ser encontrada também uma estratégia de compartilhamento de esforços de compensação da qualidade de energia elétrica entre os conversores na MR conectada à rede de energia.

3.3 Conclusões preliminares

Este capítulo apresentou uma nova abordagem de controle distribuído para compartilhar desequilíbrios e harmônicas entre os conversores de uma MR ilhada. A abordagem proposta, foi capaz de compartilhar de forma independente o desequilíbrio de sequência zero e negativa entre os conversores. Devido ao uso de componentes simétricas das tensões e correntes na frequência fundamental, a estratégia proposta foi capaz, além de melhorar o compartilhamento de desequilíbrio e harmônicas, reduzir os níveis de DHT na tensão assim como o desequilíbrio da tensão devido ao desacoplamento das componentes de sequência negativa e zero. o que contribuiu com o aumento da flexibilidade de operação do controle bem como melhorou o perfil da QEE da MR.

4 COMPARTILHAMENTO DE CORRENTE E HARMONICAS

Apesar de não ser possível mitigar a circulação das correntes harmônicas e as correntes desbalanceadas em MRs isoladas, pois estas componentes de corrente são demandadas pelas cargas presentes na MR, é importante realizar o compartilhamento de tais componentes de corrente indesejadas entre os GDs. Assim, diferentemente do capítulo anterior, em que o compartilhamento foi alcançado mediante os termos de potências (ativa, reativa, desbalanço e harmônica), neste capítulo é proposto um novo sistema de controle distribuído baseado no compartilhamento das correntes, desequilibradas e harmônicas, de maneira equitativa entre os GDs que compõem a MR.

Normalmente, o compartilhamento de potência ativa e reativa entre os GDs de uma MR trifásica isolada é realizado através da técnica de controle por *droop* utilizando as potências ativa e reativa trifásicas, bem como os valores nominais da magnitude da tensão e da frequência [50]–[62]. No entanto, nos últimos anos, passou-se a abordar a temática do compartilhamento de componentes de correntes indesejadas em MR isoladas.

Destacam-se estratégias de compartilhamento descentralizado autônomo em que o sistema de controle é projetado para que o compartilhamento de corrente ocorra sem a necessidade de comunicação entre os GDs, em geral usando controle por *droop* [52]–[55], e as técnicas de compartilhamento de componentes de correntes indesejadas baseadas em comunicação: (i) abordagem centralizada [56]–[57], em que um nó central recebe e envia informações para todos os GDs; (ii) abordagem distribuída [58]–[63], em que os GDs trocam informações entre si sem a necessidade de um controlador central. As características de cada uma destas abordagens foram discutidas em [13]. Atualmente, a abordagem distribuída vem recebendo maior atenção devido a sua robustez contra perda de *links* de comunicação ou desconexão de GDs, bem como pela possibilidade de operação *plug and play*. Entre os métodos discutidos na literatura para realização da abordagem distribuída, o algoritmo de *consensus* vem se destacando devido à sua flexibilidade, escalabilidade, operação *plug-and-play* e tolerância a falhas de comunicação [13].

Independentemente do tipo de controle secundário da MR, isto é, controle centralizado, autônomo ou distribuído, existem diversas estratégias disponíveis para o compartilhamento das componentes de correntes indesejadas. Por exemplo, [12], [35], [62] e [63] tratam apenas do compartilhamento de correntes de desbalanço. Por outro lado, trabalhos como [50]–[54], [55]–[57], [28], [59] e [60] tratam apenas do compartilhamento das correntes harmônicas. Já os

trabalhos [37], [51] e [58] abordam o compartilhamento de correntes harmônicas e desequilibradas simultaneamente.

O compartilhamento das correntes desequilibradas pode ser alcançado através da aplicação de sistemas de controle baseado nas componentes de sequência usando controle por *droop* modificados, tal como demonstrado em [57], e [62]. Por outro lado, em MRs ilhadas, o compartilhamento de correntes desequilibradas ou harmônicas entre os GDs é comumente realizado pelo ajuste na forma de onda da tensão gerada por cada GD através da utilização do conceito de impedâncias virtuais [52], [12]–[56], [28]–[60], [61], [35]–[37]. Por exemplo, para diminuir a distorção harmônica de corrente em um dado GD é necessário impor estas harmônicas na forma de onda da tensão visando diminuir o efeito da queda de tensão nas impedâncias de linha entre o GD e o ponto de acoplamento comum (PAC) da MR [52], [55]–[56], [28]–[60], [61]. O mesmo procedimento pode ser usado para compartilhar as correntes desequilibradas, ou seja, tornando as tensões no ponto de acoplamento dos GDs desequilibradas [12]. De forma similar, em [37] e [51] o compartilhamento simultâneo de correntes harmônicas e de desequilibradas é realizado sintetizando impedâncias virtuais entre o GD e o ponto de acoplamento.

Dessa forma em [52]–[54], [12] e [55] as impedâncias virtuais são ajustadas de forma autônoma ou são constantes. Já em [56] e [28] a impedância virtual de cada GD é ajustada através de um controlador central, e em trabalhos como [58]–[60] e [61] o ajuste é realizado através de controle distribuído. Finalmente, em [37]–[51] o controle distribuído é baseado no algoritmo de *consensus*.

Conforme evidenciado em [12], [50], [54], [56]–[61], [51], [62] e [63], diversas são as estratégias que demonstraram com sucesso as formas de realizar o compartilhamento de correntes harmônicas e correntes desequilibradas entre os GDs. No entanto, considerando MRs trifásicas a 4-fios contendo cargas desequilibradas e não lineares, e pelo pesquisado, nenhum trabalho analisado demonstrou o compartilhamento adequado da magnitude da corrente total (no domínio *abc*) de cada fase entre os GDs, quando da operação da MR ilhada.

Em trabalhos como [35], [37] e [51], o compartilhamento de harmônicos e desequilíbrios é alcançado com o uso do algoritmo *consensus* que faz a distribuição das potências harmônicas e de desequilíbrio entre os GDs. Contudo nesses trabalhos, os ângulos das correntes de sequência não são considerados na estratégia de compartilhamento, que trata apenas da magnitude das correntes de sequência negativa e zero. Portanto, ao final do processo de equalização, todos os GDs passam a fornecer a mesma magnitude para as correntes de

sequência negativa e zero. Porém, a magnitude da corrente total de uma determinada fase de um GD resulta diferente da magnitude da corrente nesta mesma fase em outro GD.

Este problema foi parcialmente resolvido em [62] considerando uma MR trifásica a 3-fios (sem condutor de neutro). Em [62] são utilizados controladores de *droop* independentes para cada fase dos GDs ao invés de se implementar um controle *droop* Q-E trifásico como [35], [37], [51]. Contudo, [62] não trata de cenários compostos por redes trifásicas a 4-fios, com a presença de um condutor de neutro e, tampouco, aborda o funcionamento do sistema de controle quando cargas não-lineares geradoras de correntes harmônicas são conectadas à MR isolada. Em [63] é abordada a questão da equalização da corrente de cada fase nas coordenadas *abc* considerando uma MR trifásica a 4-fios (com condutor de retorno). No entanto, este trabalho não aborda o compartilhamento de correntes harmônicas.

Logo, este capítulo propõe um novo sistema de controle distribuído baseado no algoritmo *consensus* para equalizar os valores eficazes das correntes de fase de cada GD em uma MR isolada à 4-fios contendo cargas não-lineares e desequilibradas. O sistema de controle proposto tem a capacidade de compartilhar equitativamente não apenas as correntes desequilibradas, mas também as correntes harmônicas entre as fases dos GDs. Adicionalmente a estratégia proposta garante regulação de tensão, fazendo com que a MG opere no seu valor nominal de tensão. O algoritmo de *consensus* além de propiciar compartilhamento do valor eficaz da corrente, também proporciona o compartilhamento igualitário do valor eficaz da corrente harmônica entre cada fase de cada GD que compõe a MG, bem como garante que a distorção harmônica da tensão no PAC de cada GD permaneça dentro dos limites definidos pelas normas. Assim, garante-se que a corrente total das fases tenha o mesmo valor em todos os GDs que compõe a MR. Desta forma, cada GD contribuirá igualitariamente para o compartilhamento efetivo de corrente, de acordo com sua capacidade nominal.

4.1 Estratégia de controle proposta

Nesta seção é discutido brevemente o controle convencional por *droop* em GDs, bem como é apresentado o sistema de controle baseado em *droop* por fase para balanceamento das correntes nas fases dos GDs e a estratégia de compartilhamento das correntes harmônicas.

4.1.1 Controle Convencional por Droop

A tensão de referência de um GD trifásico do tipo fonte de tensão controlado em *droop* é convencionalmente dada por (4.1) e (4.2). Sendo que m_i e n_i são os coeficientes de *droop* para

tensão e frequência, e ω_n e E_n são respectivamente, os valores nominais da frequência e da tensão. Neste caso, a frequência de referência é dada por ω_i^* e a referência de magnitude da tensão é dada por E_i^* . Estas duas referências são iguais para as 3 fases do GD trifásico. Logo, a tensão de referência é do tipo equilibrada e senoidal.

$$\omega_i^* = \omega_n - m_i P_i \quad (4.1)$$

$$E_i^* = E_n - n_i Q_i \quad (4.2)$$

Considerando que o GD seja convenientemente controlado, isto é, que as malhas internas de controle de tensão e corrente de saída sejam dimensionadas coerentemente, pode-se afirmar que, em regime permanente, a tensão de saída do conversor trifásico seguirá a referência de tensão, de forma que a magnitude da tensão em cada fase será igual a magnitude de referência ($E_{iabc} \approx E_{iabc}^*$) e que a frequência da tensão de saída será igual à frequência de referência ($\omega_i \approx \omega_i^*$).

Assim, para um GD trifásico adequadamente projetado, o controle por *droop* proporciona na saída do GD tensões equilibradas. Contudo, quando cargas desbalanceadas são conectadas à MR, a corrente provida pelos GDs passa a apresentar altos níveis de desequilíbrio. Neste caso, é possível que alguma das fases do GD opere sobrecarregada ou ainda ocasionar o acionamento de proteções desconectando o GD da MR. Portanto, é importante realizar o compartilhamento equitativo da corrente demandada pelas cargas (lineares e não lineares) da MR entre os GDs. Para tal, faz-se necessário inserir desequilíbrios na tensão gerada pelo GD, para que sejam minimizados os desequilíbrios nas correntes.

Em [62] foi demonstrado que o controle pela magnitude das componentes de sequência negativa não garante o correto compartilhamento das correntes no sistema de coordenadas *abc*, pois o ângulo entre as tensões não é considerado. Por isso, foi proposta a aplicação do controle *droop* por fase com o objetivo de gerar tensão desequilibradas nas fases dos GDs e garantir o compartilhamento das correntes desequilibradas entre as fases dos GDs da MR.

4.1.2 Estratégia para o Compartilhamento da Corrente de Fase e Regulação de Tensão e Frequência

O presente trabalho propõe a alteração do controle por *droop* tradicional de forma a gerar uma referência de tensão independente para cada fase dos GDs trifásicos a 4-fios. A frequência é igual para todas as fases do *i*-ésimo GD, sendo dada por (4.3). Enquanto a magnitude das tensões das fases é dada por (4.4).

$$\omega_i^* = \omega_{nom} - m_i P_i + \Omega_i \quad (4.3)$$

$$\begin{aligned}
E_{ia}^* &= E_n - n_i Q_{ia} + \beta_i + \beta_{ia} \\
E_{ib}^* &= E_n - n_i Q_{ib} + \beta_i + \beta_{ib} \\
E_{ic}^* &= E_n - n_i Q_{ic} + \beta_i + \beta_{ic}
\end{aligned} \tag{4.4}$$

A referência de tensão para o i -ésimo GD é então definida, a partir de (4.3) e (4.4) como sendo:

$$\begin{aligned}
v_{ia}^* &= E_{ia}^* \cos(\omega_i^* t) \\
v_{ib}^* &= E_{ib}^* \cos(\omega_i^* t - 2\pi/3) \\
v_{ic}^* &= E_{ic}^* \cos(\omega_i^* t + 2\pi/3)
\end{aligned} \tag{4.5}$$

Em (4.3), a variável Ω_i denota o ajuste do valor da referência de frequência, que é realizado pela camada de controle secundário que utiliza o algoritmo de *consensus*, de forma a manter a frequência de operação da MR próxima ao valor nominal, conforme:

$$k_i^\omega \dot{\Omega}_i = [\omega_i - \omega_n] - \sum_{\substack{j \in N(i) \\ i \neq j}} a_{ij} (\Omega_i - \Omega_j) \tag{4.6}$$

sendo que os termos j pertencem ao conjunto $N = \{1, \dots, x\}$ com x igual ao número de GDs da MR. O termo a_{ij} representa o peso atribuído pela matriz de comunicação entre os GDs.

As variáveis β_{ia} , β_{ib} e β_{ic} em (4.4) são utilizadas para corrigir o valor da referência de magnitude de tensão de cada uma das fases de cada GD, sendo estes valores também ajustados pelo controle secundário através do algoritmo de *consensus*, conforme:

$$\begin{aligned}
k_i^u \dot{\beta}_{ia} &= -\alpha^u \max(0, UVF_i - UVF_i^*) - \sum_{j \in N(i)} a_{ij} (I_{ia} - I_{ja}) \\
k_i^u \dot{\beta}_{ib} &= -\alpha^u \max(0, UVF_i - UVF_i^*) - \sum_{j \in N(i)} a_{ij} (I_{ib} - I_{jb}) \\
k_i^u \dot{\beta}_{ic} &= -\alpha^u \max(0, UVF_i - UVF_i^*) - \sum_{j \in N(i)} a_{ij} (I_{ic} - I_{jc})
\end{aligned} \tag{4.7}$$

$$UVF_i = \frac{\max(|E_{ia}| - \bar{E}_i, |E_{ib}| - \bar{E}_i, |E_{ic}| - \bar{E}_i)}{\bar{E}_i} \tag{4.8}$$

$$\bar{E}_i = (|E_{ia}| + |E_{ib}| + |E_{ic}|)/3 \tag{4.9}$$

Dado o algoritmo *consensus* implementado por (4.7), nota-se a presença de dois termos na equação. O segundo termo do lado esquerdo da igualdade é responsável por equalizar o valor eficaz da corrente de fase do i -ésimo GD (I_{ia} , I_{ib} e I_{ic}) com relação ao valor da corrente de fase

dos GDs vizinhos I_{ja} , I_{jb} e I_{jc} . Este controle por *consensus* busca um ponto de operação comum para a corrente de cada fase que é compartilhada entre todos GDs. Como o compartilhamento da corrente de cada fase implica em alterar a magnitude da tensão de cada fase do GD, surge um desequilíbrio na tensão trifásica do GD. Para evitar que o índice de desequilíbrio da tensão (VUF_i) ultrapasse os limites preconizados em normas e recomendações, tal como IEEE Std 1547-2018 [64], é introduzido, em (4.7), um termo que é ponderado pelo coeficiente α^u . Este garante que o índice de desequilíbrio de tensão real medido na saída do i -ésimo GD (VUF_i) não seja maior que o índice de desequilíbrio tolerado pela norma (VUF_i^*). Finalmente, o ganho k_i^u ajusta a resposta dinâmica do algoritmo de compartilhamento de corrente dado por (4.7). Em resumo, (4.7) realiza o ajuste da magnitude da tensão de referência e, por consequência, da tensão de saída de cada GD, que se torna ligeiramente desbalanceada para diminuir o desbalanço da corrente na saída de cada GD.

O controle do valor médio da magnitude da tensão de cada GD ($\bar{E}_i$), que é calculada de acordo com (4.9), é realizado através de (4.10). Observe que, o ajuste de $\bar{E}_i$ se dá através do algoritmo de *consensus*. Neste caso, o objetivo do controle secundário é manter o valor médio das magnitudes das tensões de fase de cada GD ($\bar{E}_i$), próximo ao valor nominal da tensão (E_n) em regime permanente. Adicionalmente, os valores de β_i são mantidos iguais para todos os GDs através do segundo termo no lado esquerdo de (4.10).

$$k_i^E \dot{\beta}_i = [\bar{E}_i - E_n] - \sum_{\substack{j \in N(i) \\ i \neq j}} a_{ij} (\beta_i - \beta_j) \quad (4.10)$$

sendo β_j referente ao ajuste do valor média da tensão nos GDs vizinhos, enquanto k_i^E é o ganho que ajusta a resposta dinâmica.

4.1.3 Estratégia para o Compartilhamento das Correntes Harmônicas

O compartilhamento das correntes harmônicas de uma dada fase entre os GDs que compõe a MR pode ser realizado por meio da aplicação de impedância virtual, que reproduz na forma de onda da tensão sintetizada pelo GD as harmônicas existentes na forma de onda da corrente que circula na saída do GD. Ao realizar o ajuste da impedância virtual harmônica, altera-se o nível de harmônicas presentes na tensão e consequentemente, o nível de harmônicas que circula por uma dada fase de um dado GD. A utilização da impedância virtual resistiva é realizada de acordo com (4.11). Sendo R_{ia}^h , R_{ib}^h e R_{ic}^h o valor da resistência virtual de cada fase do GD e v_{ia}^* , v_{ib}^* e v_{ic}^* representam as referências de tensão obtidas do controle por *droop* dado

em (4.5). As correntes harmônicas na saída de cada fase do i -ésimo GD são dadas por i_{iah} , i_{ibh} e i_{ich} .

$$\begin{aligned} v_{ia}^{ref} &= v_{ia}^* - R_{ia}^h i_{iah} \\ v_{ib}^{ref} &= v_{ib}^* - R_{ib}^h i_{ibh} \\ v_{ic}^{ref} &= v_{ic}^* - R_{ic}^h i_{ich} \end{aligned} \quad (4.11)$$

Para a extração das harmônicas é usado um filtro rejeita-faixa adaptativo (4.12), ajustado para ter largura de banda de $B = 0,2 \text{ Hz}$ centralizada na frequência da rede $\omega_o = \omega_i^*$. A frequência da rede é tomada como sendo ω_i^* , obtida de (3).

$$H_{bs}(s, \omega_o) = \frac{s + \omega_o^2}{s^2 + Bs + \omega_o^2} \quad (4.12)$$

O ajuste da impedância virtual harmônica é realizado por meio do algoritmo *consensus* (4.13), de forma a realizar o compartilhamento das correntes harmônicas entre os GDs, evitando que uma dada fase de um dado GD seja sobrecarregada.

$$\begin{aligned} k_i^h \dot{R}_{ia}^h &= \alpha^h \max(0, DHT_{ia} - DHT_{ia}^*) - \sum_{j \in N(i)} a_{ij} (I_{iah} - I_{jah}) \\ k_i^h \dot{R}_{ib}^h &= \alpha^h \max(0, DHT_{ib} - DHT_{ib}^*) - \sum_{j \in N(i)} a_{ij} (I_{ibh} - I_{jbh}) \\ k_i^h \dot{R}_{ic}^h &= \alpha^h \max(0, DHT_{ic} - DHT_{ic}^*) - \sum_{j \in N(i)} a_{ij} (I_{ich} - I_{jch}) \end{aligned} \quad (4.13)$$

Note que, em (4.13), I_{iah} , I_{ibh} e I_{ich} representam o valor da corrente harmônica eficaz na saída do i -ésimo GD, enquanto I_{jah} , I_{jbh} e I_{jch} são os valores eficaz das correntes harmônicas na saída dos GD vizinhos, localizados na mesma MR. O termo a_{ij} representa o peso atribuído pela matriz de comunicação entre os conversores, a qual é mostrada na Figura 3.

4.1.4 Visão Geral do Sistema de Controle Proposto

A Figura 15 e a Figura 16 apresentam o esquema de controle proposto e o cenário de teste para implementação da proposta de compartilhamento de correntes desbalanceadas,

correntes harmônicas e regulação de tensão, em uma MR isolada com GDs trifásicos a 4-fios usando o sistema de coordenadas abc .

As camadas de controle 0, 1 e 2 (Figura 15) são implementadas para cada GD. Uma rede de comunicação é usada para que os GDs compartilhem as grandezas locais calculadas a cada ciclo da rede. Diferente dos controles centralizados, este trabalho, propõe a utilização de controle distribuído, no qual as referências são calculadas e definidas localmente. Assim, o controle distribuído por *consensus* faz com que todos os GDs convirjam para um ponto comum de operação.

Como pode ser observado na Figura 15, na camada 0 são calculadas as grandezas locais, tais como potência ativa trifásica P_i , as potências reativas por fase Q_{ia} , Q_{ib} , Q_{ic} e as correntes de fase I_{ia} , I_{ib} e I_{ic} . Também na camada 1 são extraídas as harmônicas da corrente de saída do GD (i_{iah} , i_{ibh} e i_{ich}), calculado o valor eficaz (I_{iah} , I_{ibh} e I_{ich}) destas correntes e realizado o controle local de tensão e corrente do GD.

O controle local de tensão e corrente é baseado no controlador proporcional ressonante harmônico com frequência de sintonia adaptativa [65]. O ajuste de frequência é realizado utilizando (4.3), fazendo $\omega_c = \omega_i^*$. A função de transferência do controlador de tensão é dada por (4.14), enquanto a função de transferência do controlador de corrente é dada por (4.15).

$$H_v(s, \omega_c) = \sum_{h=1,3,5,7,9,11} \left[k_{pvh} + k_{rvh} \frac{s}{s^2 + (h\omega_c)^2} \right] \quad (4.14)$$

$$H_i(s, \omega_c) = \sum_{h=1,3,5,7,9,11} \left[k_{pih} + k_{rih} \frac{s}{s^2 + (h\omega_c)^2} \right] \quad (4.15)$$

Na camada 1 é implementado o controle *droop* por fase para $Q - E$ e o controle *droop* trifásico para frequência $P - \omega$. Adicionalmente, é implementado o algoritmo de compartilhamento das correntes desequilibradas e regulação de tensão em regime permanente (4.4) e o compartilhamento das correntes harmônicas (valor eficaz) por fase (4.11).

A camada 2 implementa o algoritmo de *consensus* com base em medições de parâmetros locais, realizadas na camada 0, e medições remotas realizadas pelos GDs vizinhos. O algoritmo de *consensus* ajusta a dinâmica de controle do compartilhamento das correntes por meio das variáveis β_{ia} , β_{ib} , β_{ic} e R_{ia}^h , R_{ib}^h , R_{ic}^h , bem como ajusta a dinâmica da regulação de tensão através da variável β_i .

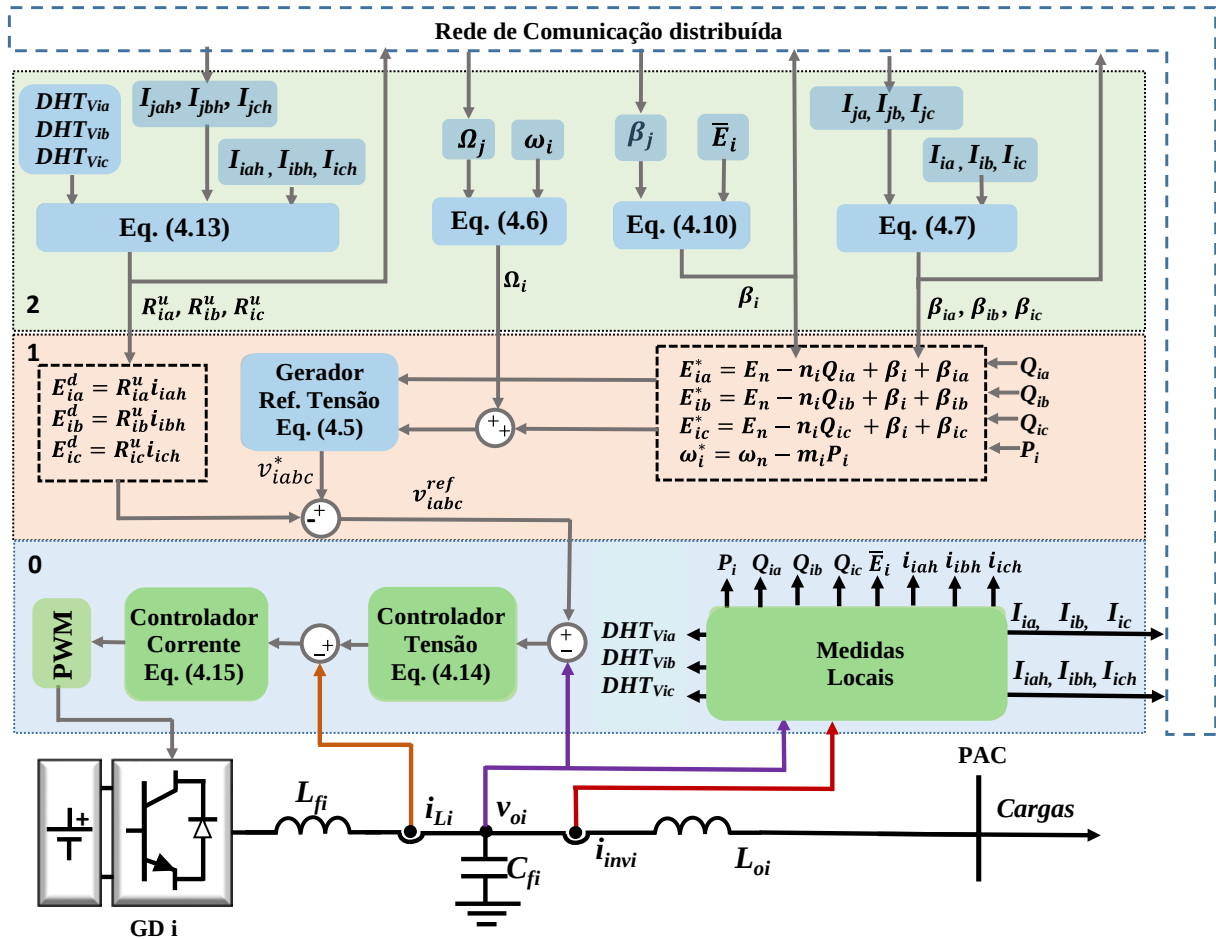


Figura 15 - Esquema de controle distribuído proposto para compartilhamento de corrente desequilibradas, harmônicas e regulação de tensão.

4.2 Resultados de Simulação

A Figura 16 traz uma visão geral da MR isolada (trifásica a 4-fios) utilizada como base para a validação do controle proposto mediante a realização das simulações. Observe que a MR está conectada uma carga não-linear e desbalanceada, cuja corrente deve ser compartilhada entre os três GDs. Cada GD é controlado de acordo com o esquemático proposto na Figura 15. A MR foi simulada no software PLECS® usando os parâmetros descritos na

Tabela 3 e na Figura 16.

O algoritmo *consensus* depende das informações trocadas entre os GDs da MR, com esquema a interligação e matriz adjacente de comunicação A apresentadas na Figura 17, neste trabalho foi assumido um *link* de comunicação bidirecional e ideal. Uma vez que a dinâmica do algoritmo *consensus* é lenta, os *delays* podem ser desconsiderados neste estudo sem prejuízo ao funcionamento do esquema de controle proposto.

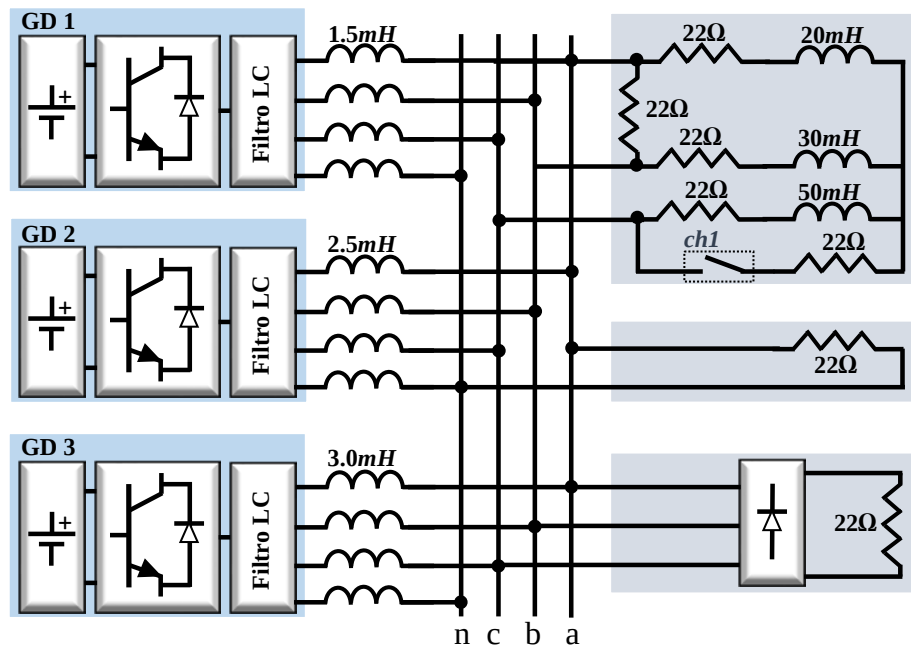


Figura 16 - Cenário de teste para validação da estratégia de controle proposta.

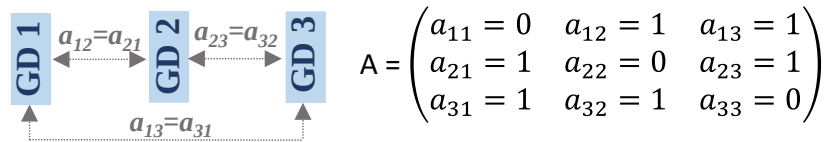


Figura 17 - Interconexão dos GDs e matriz adjacente de comunicação.

Tabela 3 - Parâmetros da simulação.

Parâmetros	Valores
Tensão nominal (eficaz)	$E_n = 110 \text{ V}$
Frequência nominal	$\omega_n = 2\pi 50 \text{ rad/s}$
Indutância Filtro	$L_{f1} = L_{f2} = 0.85 \text{ mH}; L_{f3} = 0.8 \text{ mH}$
Capacitância Filtro	$C_{f1} = C_{f2} = 70 \text{ uF}; C_{f3} = 20 \text{ uF}$
Controlador de Tensão	$k_{pv1} = k_{pv2} = 0.16; k_{pv3} = 0.12$
	$k_{rv1} = k_{rv2} = 30; k_{rv3} = 20$
	$\omega_c = 1 \text{ rad/s}$
Controlador de Corrente	$k_{pi1} = k_{pi2} = 0.8; k_{pi3} = 0.24$
	$k_{ri1} = k_{ri2} = 1500; k_{ri3} = 1000$
Coeficientes Droop	$m1 = m2 = m3 = 1.10^{-4} \text{ rad/(W.s)}$
	$n1 = n2 = n3 = 1.10^{-3} \text{ V/(Var)}$
Controle Secundário (<i>consensus</i>)	$k_E = 1; k_{iu} = 0.15; k_{ih} = -2;$
Ganho controle UVF	$\alpha_u = 18000$
UVF limite	$UVF^* = 2.5\%$
Ganho controle DHT	$\alpha_h = 100$
Limite de DHT de tensão	$DHT^* = 4\%$

Para validação da estratégia de controle proposta foram considerados diversas situações em determinados intervalos de tempo, as quais foram configuradas para ocorrer em determinados intervalos de tempo para verificar a eficácia do controle, conforme descrito abaixo:

- Passo 1 ($t < 10$ s): Controle secundário regulando apenas a frequência.
- Passo 2 ($t \geq 10$ s): Degrau de referência de tensão (de 110 V para 120 V) e acionamento do controle secundário para regular o valor eficaz da tensão média ($\bar{E}_i$) dos GDs.
- Passo 3 ($t \geq 20$ s): Compartilhamento de corrente de fase ativado.
- Passo 4 ($t \geq 30$ s): Compartilhamento de correntes harmônicas ativado.
- Passo 5 ($t \geq 40$ s): Degrau de carga aplicado na fase c da MR.
- Passo 6 ($t > 50$ s): Limitação da distorção harmônica de tensão ativado para manter a DHT de tensão dentro do limite estabelecido ($DHT_v^* \leq 4\%$).

Durante o passo 1 ($t < 10$ s) todos os GDs são operados com a mesma referência de tensão $E_n = 110$ V e frequência $\omega_n = 314$ rad/s. Neste intervalo o controle secundário está desativado. A média da tensão eficaz das fases de cada GD trifásico, dada por $\bar{E}_i$, bem como a potência ativa e a frequência de cada GD são mostradas na Figura 18.

No início do passo 2 ($t \geq 10$ s) o controle secundário é acionado, provendo apenas a regulação da tensão dos GDs, isto é, o controle secundário executa o algoritmo de *consensus* apresentado em (4.10). Assim, β_i passa a atuar em (4.3) fazendo com que a tensão nominal, agora como uma nova referência de 120V, seja alcançada. É importante notar que, neste instante da simulação, uma nova referência de tensão foi assumida para demonstração da atuação do controle de regulação de tensão. O comportamento dinâmico da tensão pode ser observado na Figura 18.

Durante o passo 3 ($t \geq 20$ s) o compartilhamento de corrente de fase é habilitado através do acionamento do controle secundário dado por (4.7), de forma a ajustar os coeficientes β_{ia} , β_{ib} , e β_{ic} com base no algoritmo *consensus* da camada 2 da Figura 15. A Figura 19 ilustra o comportamento das correntes de fase de cada GD. Observe que as correntes de fase passam a ser compartilhadas entre as respectivas fases dos GDs da MR, assumindo assim um valor comum para cada fase. O comportamento da corrente coletiva ($I_i = \sqrt{I_{ia}^2 + I_{ib}^2 + I_{ic}^2}$) de cada GD é mostrado na Figura 20, sendo possível notar que cada GD injeta exatamente a mesma corrente trifásica na MR. A média das dos valores eficazes da tensão dos GDs é levemente alterada durante o compartilhamento de correntes desbalanceadas, conforme se verifica na

Figura 18, uma vez que as tensões por fase nos GDs são alteradas de forma independente, pois cada GD está conectado à MR através de uma impedância de linha diferente, o que faz com que a tensão a ser gerada na fase a do GD 1 não seja igual à tensão que será gerada na fase a do GD 2 e do GD 3.

No passo 4 ($t \geq 30$ s) o compartilhamento de corrente harmônica entre as fases dos GDs é acionado, fazendo com que cada fase dos GDs processe um mesmo valor eficaz de corrente harmônica. O ajuste da impedância harmônica de cada fase do GD $R_{ia}^h, R_{ib}^h, R_{ic}^h$ é realizado conforme (4.13) gerando, assim, a referência de tensão (4.11) para injeção de harmônicas na tensão de saída de cada GD. A Figura 21 mostra a efetividade do compartilhamento de correntes harmônicas entre as fases dos GDs.

No quinto passo da simulação ($t \geq 40$ s) é aplicado um degrau de carga desbalanceada na fase c do sistema a fim de validar a respostas do controle de compartilhamento de corrente de desbalanço e de harmônicas. Nota-se um aumento na potência ativa gerada pelos GDs e um aumento no valor eficaz da corrente de fase. No entanto, tanto as correntes de fase quanto as correntes harmônicas continuam com valores iguais, conforme se verifica na Figura 19 e na Figura 21.

A potência ativa nos três GDs não é alterada pelo compartilhamento de corrente. Em $t = 10$ s, ocorre um aumento da potência ativa em todos os GDs pois houve uma mudança de referência de tensão a de 110 V para 120 V. Já em $t = 40$ s é realizada uma alteração na carga, conforme circuito mostrado na Figura 16, com o fechamento da chave representada por “Sw1”.

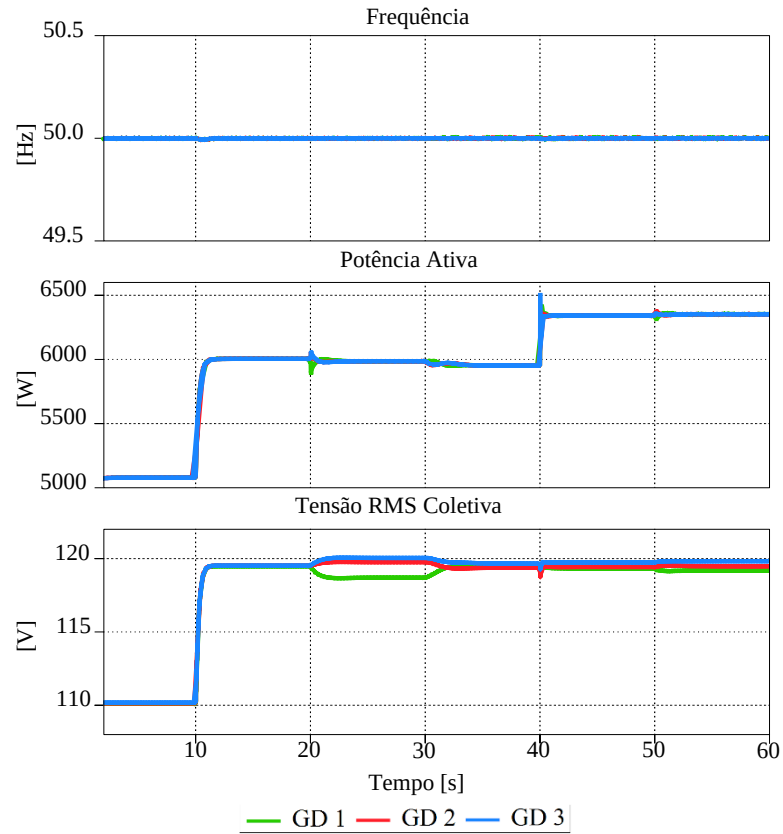


Figura 18 - Potência ativa, frequência e tensão eficaz coletiva dos GDs.

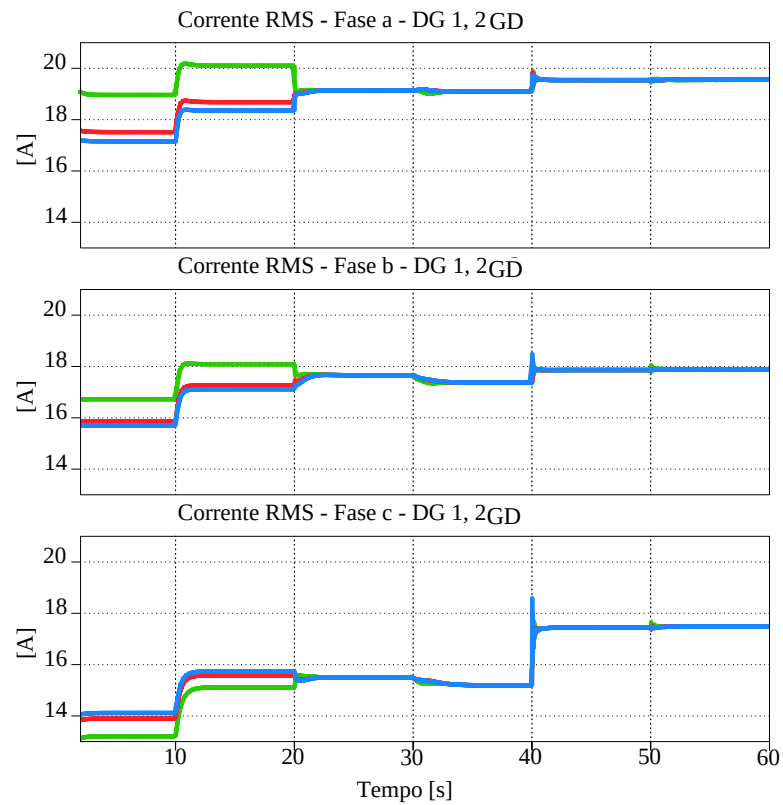


Figura 19 - Correntes por fase de cada GD.

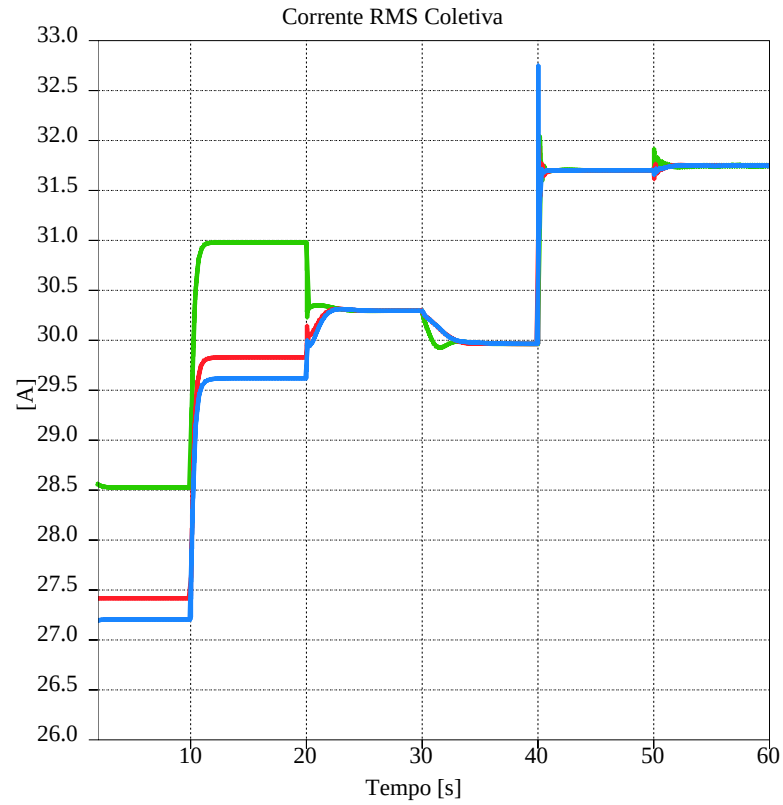


Figura 20 - Corrente coletiva trifásica de cada GD.

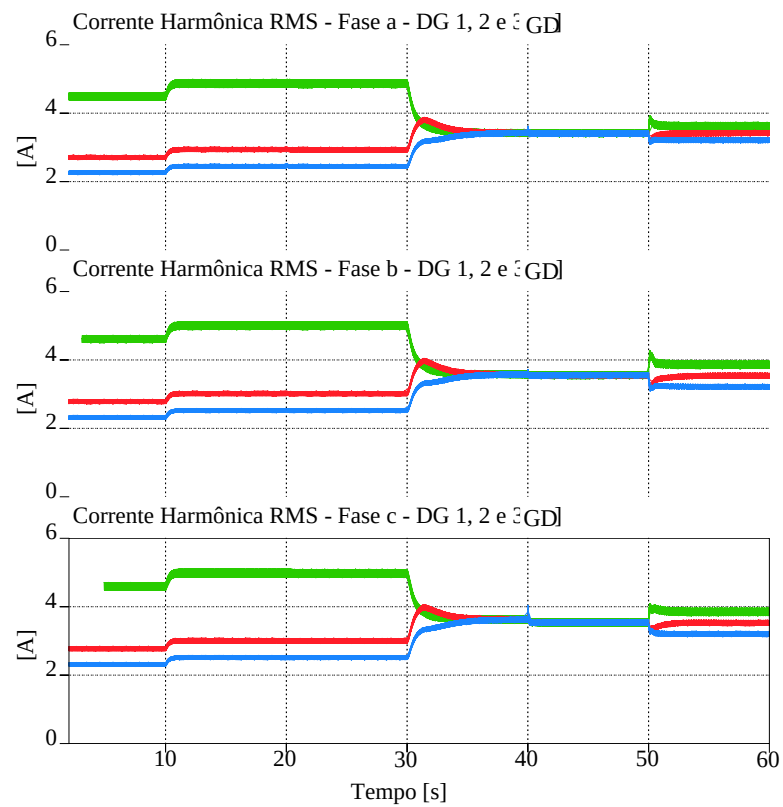
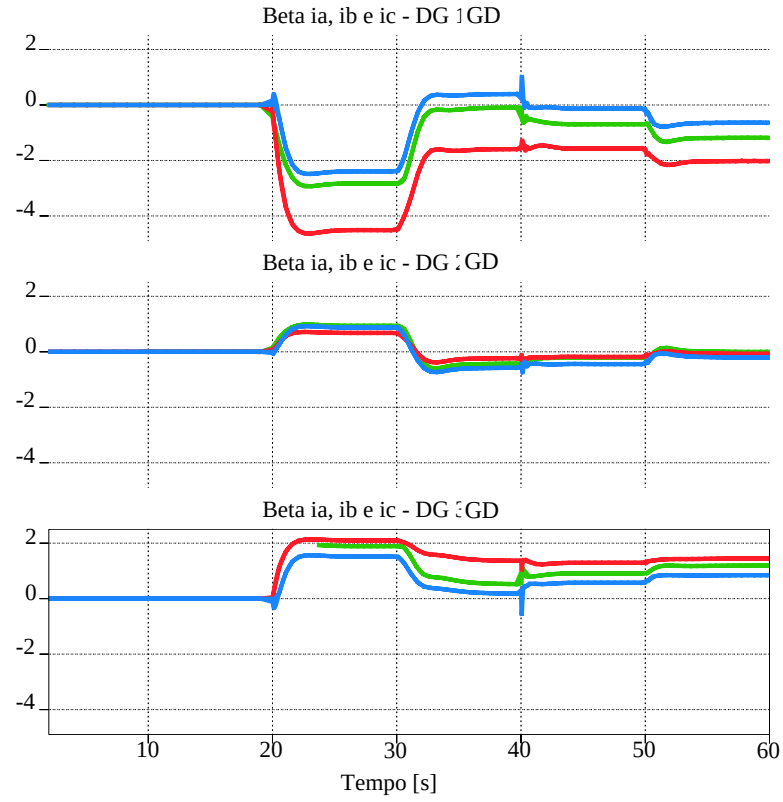
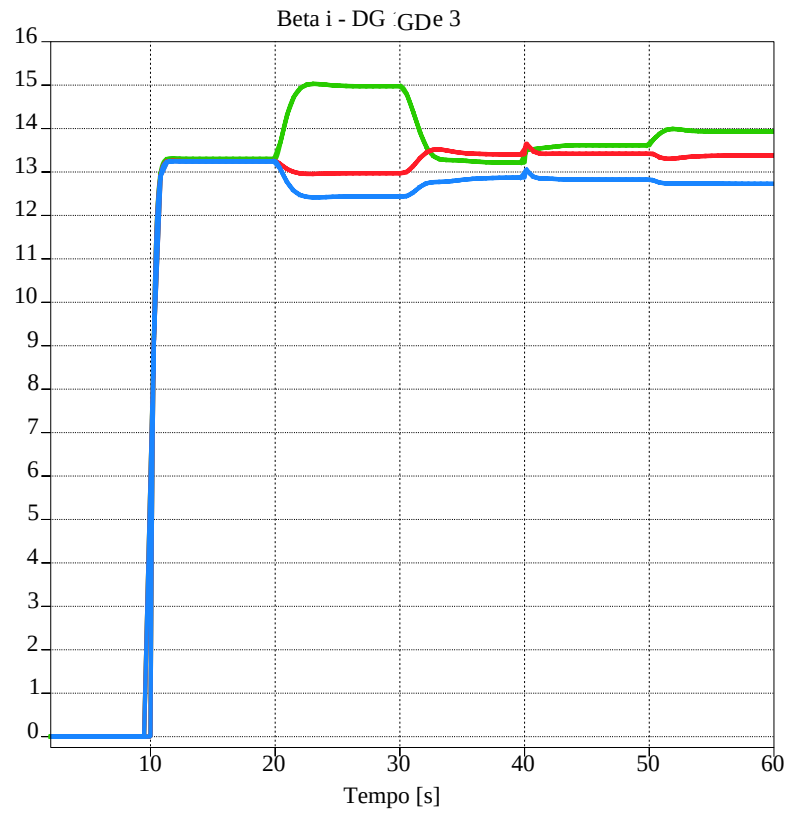


Figura 21 - Correntes harmônicas (valores eficazes) por fase de cada GD.



(a)



(b)

Figura 22 - Parâmetro β_i de regulação da tensão gerado pelo algoritmo *consensus*.

O comportamento dinâmico do sistema de controle secundário baseado no algoritmo de *consensus* pode ser verificado na Figura 22, que mostra os valores dos coeficientes β_i , β_{ia} , β_{ib} e β_{ic} . Em $t > 10$ s a tensão de referência é reajustada para 120 V, fazendo com que o valor de β_i seja incrementado. Destaca-se que a partir de $t > 20$ s, é iniciado o compartilhamento de corrente por fase dos GDs, o que faz com que os coeficientes β_{ia} , β_{ib} e β_{ic} sejam reajustados, provocando uma alteração no coeficiente β_i de cada GD. No entanto o consenso é alcançado e, como se verifica na Figura 19, as correntes de fase de cada GD são equalizadas.

A Figura 23 mostra a DHT de tensão individual para cada fase de cada um dos GDs (DHT_v). Nota-se que a DHT_v ultrapassa o limite estabelecido nesta análise de caso (a DHT_v deve ser menor que 4%) assim que o compartilhamento de corrente harmônica é habilitado em $t > 30$ s. Este aumento da DHT_v é devido à inserção de harmônicas na tensão de fase dos GDs para viabilizar a diminuição da distorção de corrente, isto é, diminuir o conteúdo harmônico da corrente.

No passo 6 ($t > 50$ s) é habilitada a limitação da DHT_v gerada por cada fase dos GDs através do acionamento do primeiro termo do lado esquerdo de (4.13). Através da análise da Figura 23 é possível perceber que, assim que a limitação de DHT_v é habilitada a distorção harmônica de tensão é reduzida para valores menores que 4%. No entanto, ocorre um aumento da distorção harmônica de corrente, evidenciado no valor eficaz da corrente harmônica mostrado na Figura 21, bem como ocorre um aumento do desbalanço da corrente harmônica. Esta relação de custo-benefício é inerente aos controles que utilizam impedância virtual.

Nota-se através da análise da Figura 23 que a distorção da fase a é mais pronunciada que a distorção de tensão das demais fases. No entanto, o acionamento da limitação da DHT_v acaba tendo reflexos nas demais fases, fazendo com que a distorção diminua mesmo em fases em que a distorção de tensão já estava dentro do limite estabelecido. Apesar deste acoplamento entre as fases, o algoritmo de *consensus* atinge o objetivo de diminuir a distorção de tensão.

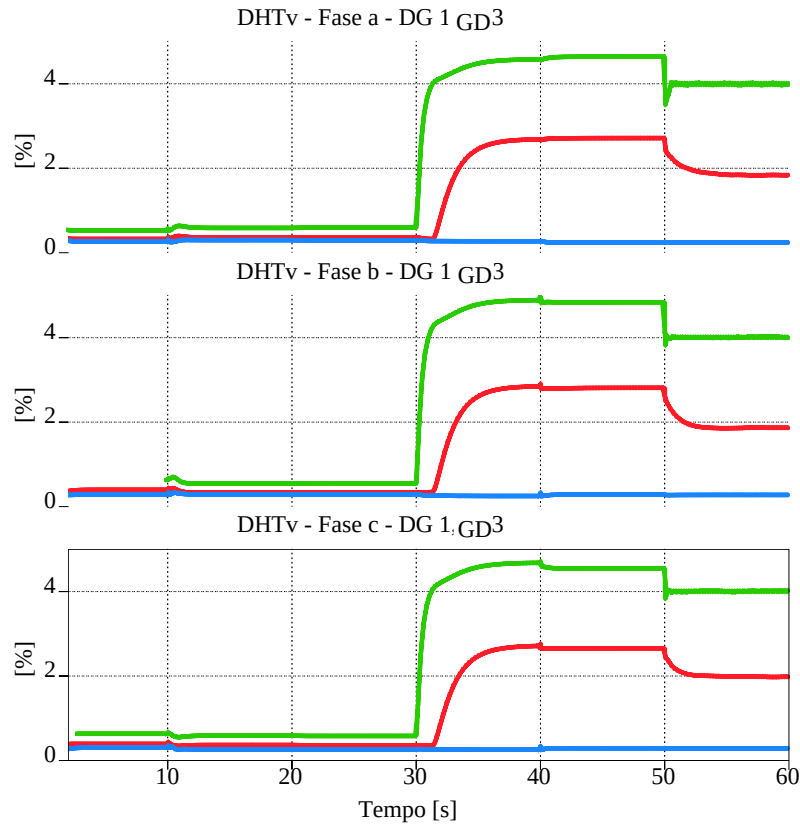


Figura 23 - Distorção harmônica de tensão (DHT) em cada fase dos GDs.

4.3 Conclusões preliminares

O presente capítulo propôs uma nova estratégia de controle distribuído baseada no algoritmo de *consensus* para compartilhamento de correntes harmônicas e desequilibradas entre GDs trifásicos a 4-fios conectados a uma MR isolada. A revisão de literatura realizada mostrou que até o momento não haviam sido discutidas estratégias capazes de compartilhar a corrente de fase entre as fases dos GDs trifásicos a 4-fios, especialmente quando a corrente da MR isolada é desbalanceada e distorcida.

Os resultados demonstraram que a abordagem proposta foi capaz de compartilhar os valores eficazes de corrente entre os GDs com erro nulo, seja para as correntes harmônicas ou para a corrente total de cada fase, mesmo em situações em que as impedâncias de conexão entre os GDs e o PAC da MR apresentam valores diferentes, bem como em situações em que a corrente da MR é desequilibrada e distorcida.

Adicionalmente, foi demonstrado ser possível atender a normas e/ou recomendações quanto a distorção harmônica de tensão através da utilização de limites estabelecidos no algoritmo de controle secundário por *consensus*.

5 COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIAS POR FASE EM MICRORREDES HETEROGÊNEAS

Neste capítulo o conceito de microrrede heterogênea é definido como: microrrede isolada composta por inversores trifásicos e monofásicos alimentando cargas diversas (monofásicas e trifásicas). A importância de analisar a operação destas microrredes heterogêneas se dá devido a este ser um cenário factível nos dias atuais em que os limites de potência para conexão de geradores distribuídos em redes de distribuição são amplos.

A Figura 24 ilustra uma microrrede heterogênea criada a partir da microrrede isolada convencional discutida na Figura 3 do Capítulo 3. Note que a microrrede heterogênea da Figura 24 é muito similar à microrrede da Figura 1, sendo que a diferença fundamental está na substituição de um inversor trifásico (GD 5) por um inversor monofásico conectado entre a fase *a* e o neutro.

5.1 Compartilhamento de Potência Trifásica em Microrredes Heterogêneas

Nesta subseção será analisada a operação da microrrede heterogênea usando a estratégia de controle de compartilhamento de potência trifásica discutida no Capítulo 3 em que é considerada apenas a potência total gerada por cada GD.

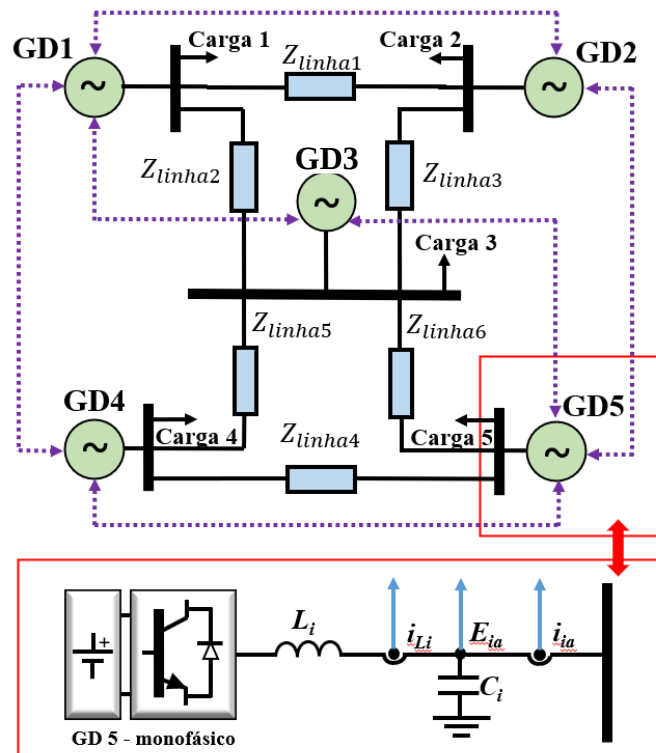


Figura 24 – Cenário de teste contendo 4 GD trifásicos 4 fios (GD 1,2,3 e 4) e um GD monofásico (GD 5).

O GD monofásico inserido no sistema possui os parâmetros e ajustes apresentados na Tabela 3. No caso do controle *droop* do GD monofásico, no controle da frequência (3.22) foi excluído o termo (Ω_i) relativo ao algoritmo de *consensus* (3.23) que é responsável pela regulação da frequência entre os conversores da rede, ficando como apresentado na equação (5.1). Já para o controle *droop* da tensão (3.24), foi retirado também o termo da regulação de tensão por meio do algoritmo *consensus* (3.25), como visto na equação (5.2), uma vez que não se pode realizar o compartilhamento de potência ativa/reactiva comparando grandezas diferentes, ou seja, potência ativa/reactiva trifásica com a potência ativa/reactiva monofásica.

$$\omega_i^* = \omega_{nom} - m_i P_i \quad (5.1)$$

$$E_i^* = E_n - n_i Q_i \quad (5.2)$$

Tabela 4 – Parâmetros do gerador distribuído monofásico – GD 5.

Parametros	Simbolo	Valor
Frequência nominal	ω	$2\pi \cdot 50$ rad/s
Tensao	E	230 V eficaz
Capacitancia do filtro	C_f	25 μ F
Indutância do filtro	L_f	1.8 mH
Malha fechada de tensão (ω)	k_{pV}/k_{rV}	0.585/31.2
Malha fechada de corrente (ω)	k_{pI}/k_{rI}	0.585/312
Malha fechada tensão ($3\omega, 5\omega, 7\omega$)	k_{pV}/k_{rV}	0.585/31.2
Malha fechada de corrente ($3\omega, 5\omega, 7\omega$)	k_{pI}/k_{rI}	0.65/31.2
Coeficiente <i>Droop</i>	m_i/n_i	20^{-4} rad/(W)/ 20^{-3} V/Var
Capacidade VA do conversor	S	18000 VA

Por meio do *software PLECs* foi executada a seguinte sequência de simulação:

- *Passo 1* ($t < 4$ s): Operação do controle *droop*, GD 1, 2, 3 e 4 com E_i^* (3.22) e ω_i^* (3.24), para GD 5 com E_i^* (5.1) e ω_i^* (5.2)
- *Passo 2* ($t \geq 4$ s): A partir deste instante é ativado o controle para a regulação da tensão (e_i) (3.25) e frequência (Ω_i) (3.23) e também o compartilhamento da potência reativa entre os conversores, com uso do algoritmo *Consensus*.
- *Passo 3* ($t \geq 6$ s): Ativação do controle de compartilhamento de potência de desbalanço de sequência negativa (3.39). Apenas os GDs trifásicos compartilham potência de sequência negativa, uma vez que para um gerador monofásico não é possível calcular a

componente de sequência negativa, uma vez que para inversor monofásico não é possível calcular componente de sequência zero. Salienta-se, ainda que o inversor monofásico não participa do controle secundário, usando apenas a camada de controle primário, isto é, operado apenas em *droop* convencional.

- **Passo 4 ($t \geq 8$ s):** Ativação do controle de compartilhamento de potência de desbalanço de sequência zero (3.40). Assim como no passo 3, no passo 4 também apenas os 4 GD trifásico compartilham potência de sequência zero.
- **Passo 5 ($t \geq 10$ s):** Ativação compartilhamento de potência de distorção (3.41).

Durante o passo 1 ($t < 4$ s) todos os GDs são operados com a mesma referência de tensão $E_n = 230$ V e frequência $\omega_n = 314$ rad/s. Neste intervalo o controle secundário está desativado. A tensão de pico (valor coletivo instantâneo para GD trifásicos 1, 2, 3 e 4) e valor de pico da tensão do GD 5 monofásico, bem como as frequências dos cinco GDs, ambas setadas pelo controle de *droop*, bem como a potência ativa e reativa, trifásica e coletiva para GD 1, 2, 3 e 4 e potências ativa e reativa monofásica do GD 5 são mostradas na Figura 25 e Figura 26

No início do passo 2 ($t \geq 4$ s) o controle DAPI é acionado (provendo a regulação da tensão e frequência dos GDs trifásicos (GD 1, 2, 3 e 4), isto é, o controle executa o algoritmo de *Consensus* (3.25) (3.23). O comportamento dinâmico da tensão e frequência pode ser observado na Figura 25 e Figura 26

Ainda no passo 2 é possível observar em que a potência trifásica coletiva ativa e reativa dos 4 geradores trifásicos, Figura 24, Figura 26 e Figura 27, convergem para um valor comum, enquanto que a potência ativa de fase a do GD 5 monofásico assume um valor que depende da tensão e frequência e dos coeficientes de *droop* m e n utilizados na simulação.

Durante o passo 3 ($t \geq 6$ s) e passo 4 ($t \geq 8$ s) é ativado o compartilhamento das potências de desbalanço de sequência negativa e zero, para tanto são sintetizadas impedâncias virtuais de sequência negativa e zero conforme equação (3.38), sendo seus valores obtido por meio do algoritmo *Consensus* implementados por (3.39) e (3.40) de forma a ajustar os coeficientes R_i^- e R_i^0 . A Figura 27 ilustra o comportamento do compartilhamento das potências de desbalanço entre os GDs.

Por fim no passo 5 ($t \geq 10$ s) é ativado o compartilhamento das potências de distorção entre os geradores trifásicos do sistema. Tal dinâmica é realizada a partir da sintetização de uma impedância virtual (R_i^d) de distorção com uso do algoritmo *Consensus* (3.41). Ressalta-se que esta abordagem não faz o compartilhamento de potência no GD monofásico, que opera apenas em modo *droop* convencional. Na Figura 27 pode ser observado que a potência de distorção

dos geradores trifásicos converge para um valor comum enquanto que o gerador monofásico segue fornecendo potência de distorção para as cargas como um todo, contudo não compartilhando potência entre os demais GDs.

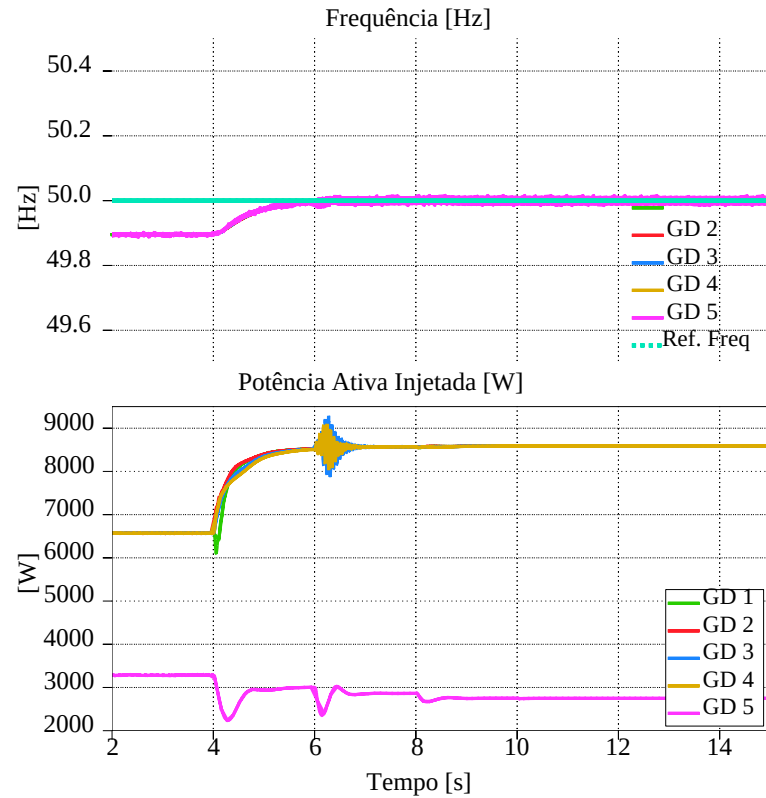


Figura 25 – Frequência e potência ativa dos GDs.

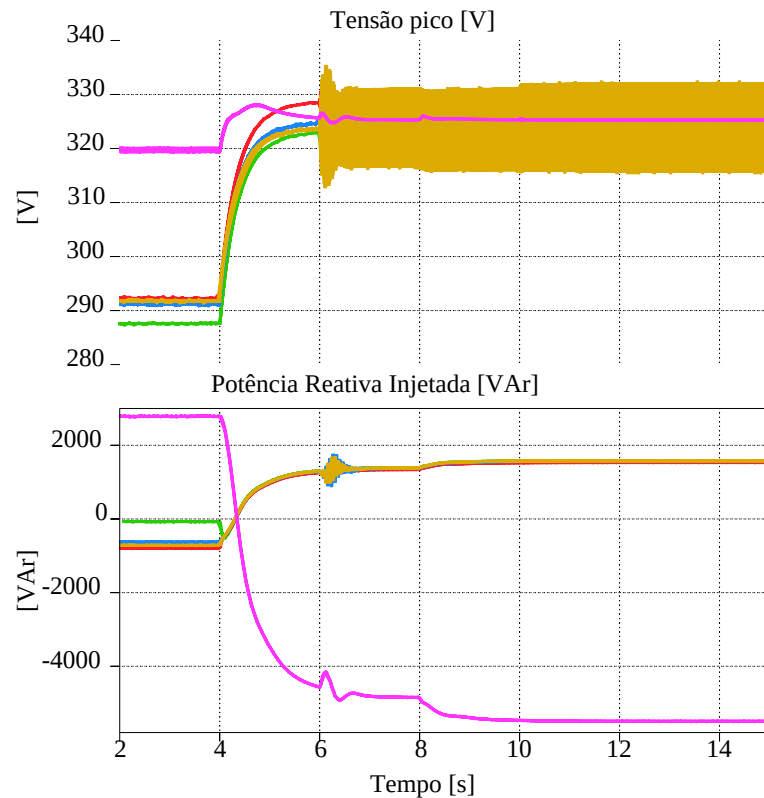


Figura 26 – Tensão de pico e potência reativa dos GDs.

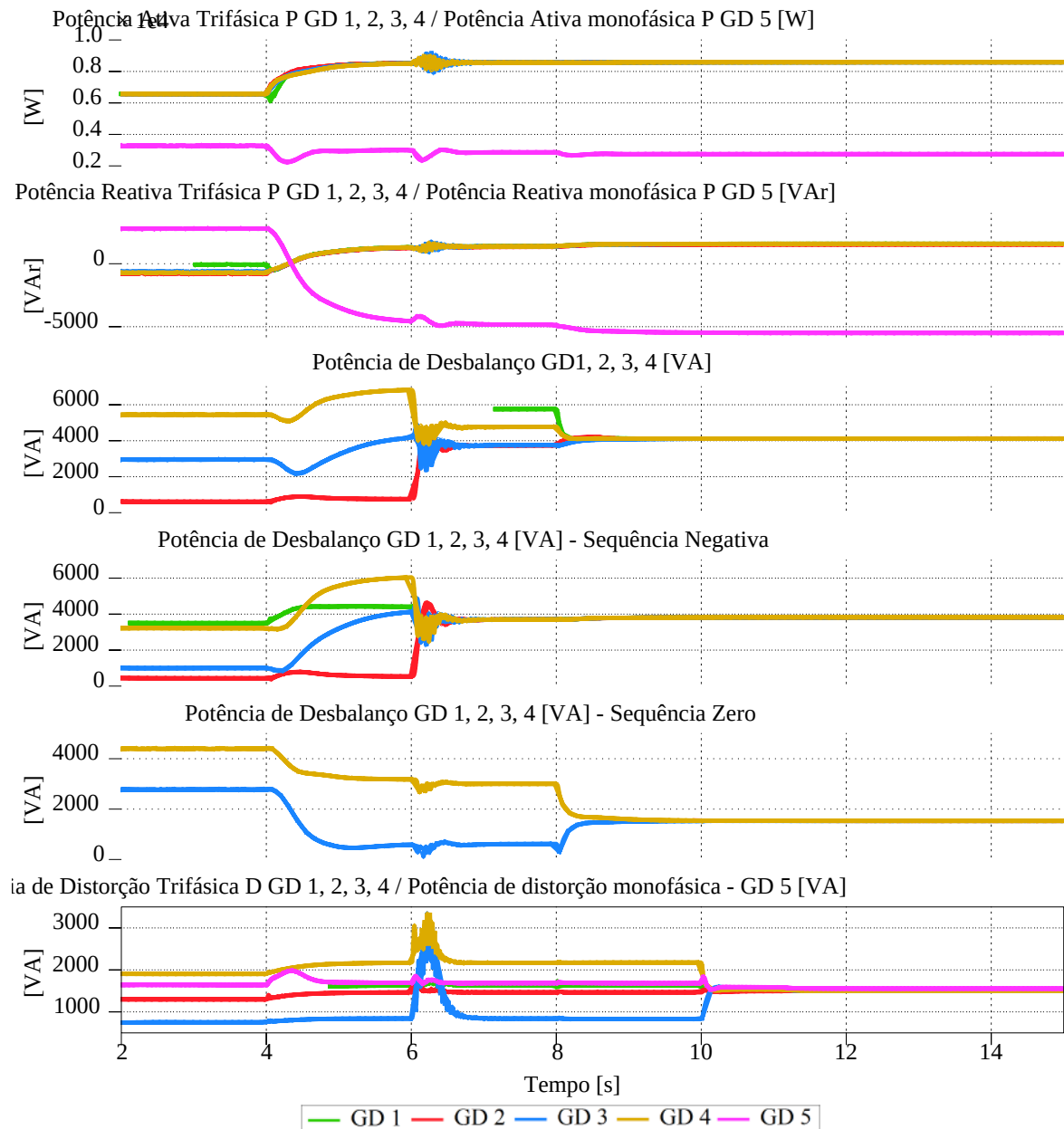


Figura 27 – Potências calculadas na saída de cada conversor.

Na sequência, as Figura 28, Figura 29 e Figura 30 mostram a distribuição de potências entre as fases dos geradores. As potências ativa, reativa e de distorção do gerador monofásico, conectado a fase *a* do sistema, não é compartilhada com entre os geradores trifásicos, porém participa da geração de potência ativa e não inviabiliza o uso do controle que primário por *droop* que foi proposto no capítulo 3. É possível notar que os geradores trifásicos continuam compartilhando potência entre si independente da presença de um gerador monofásico na rede. Contudo, esta não é a melhor situação, uma vez que a capacidade remanescente de geração do GD monofásico deixa de ser aproveitada e gerenciada.

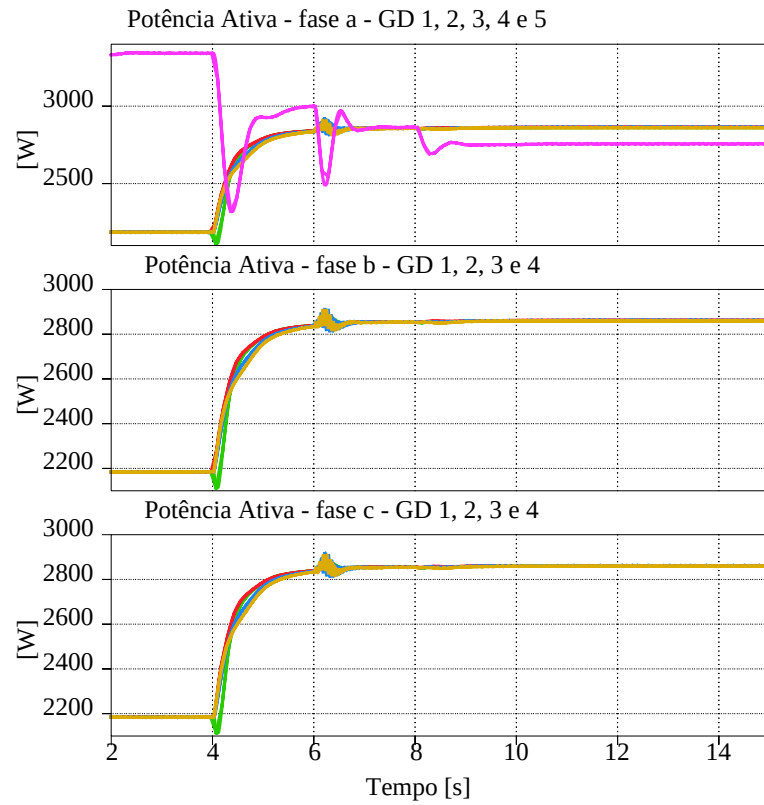


Figura 28 – Potência ativa por fase dos GDs.

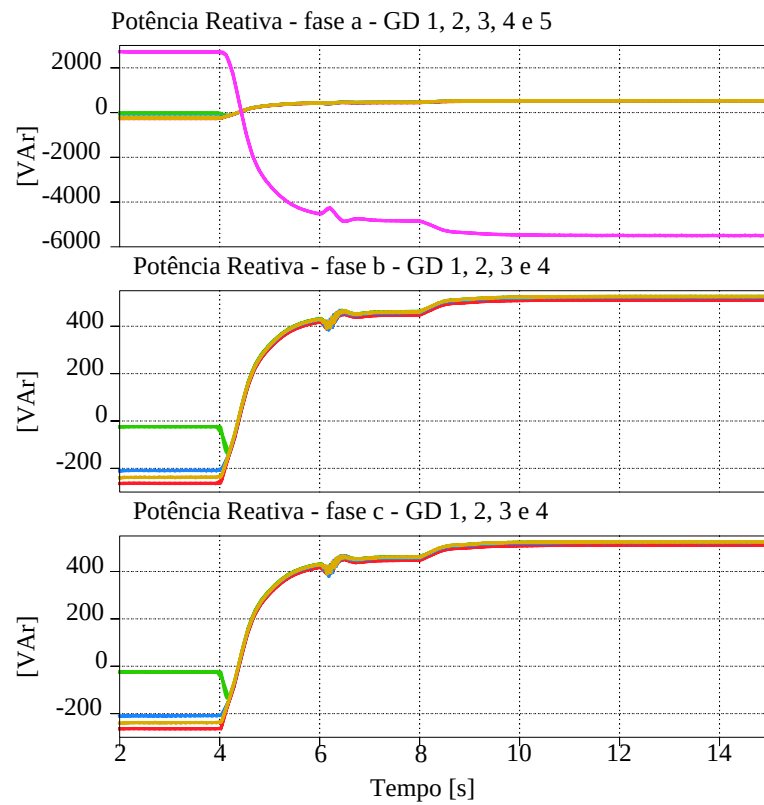


Figura 29 – Potência reativa por fase dos GDs.

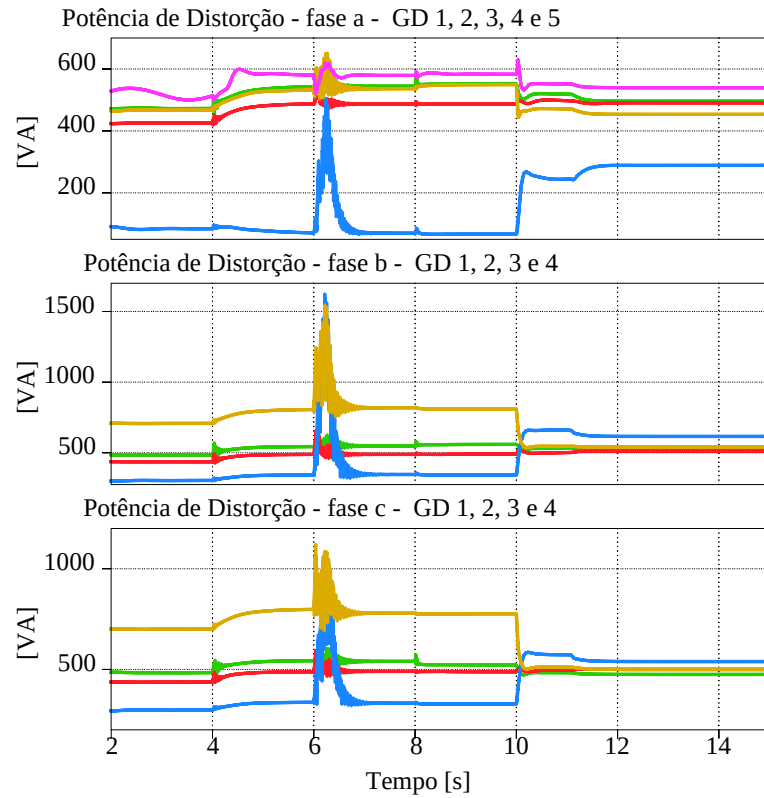


Figura 30 – Potência de distorção por fase dos GDs.

A Figura 31 mostra o valor eficaz da corrente no neutro dos geradores do sistema. Observa-se que no início da simulação não ocorre o compartilhamento de potências ativa, reativa e de distorção por fase. A corrente que circula pelo neutro do conversor monofásico é maior do que a corrente que circula pelo neutro dos conversores trifásicos. Nota-se que após a ativação de todos os controles de compartilhamento de potências ($t > 10$ s) a corrente eficaz do neutro é aproximadamente a mesma para todos conversores trifásicos, ou seja, a componente de corrente de sequência zero é compartilhada entre estes geradores (Figura 32).

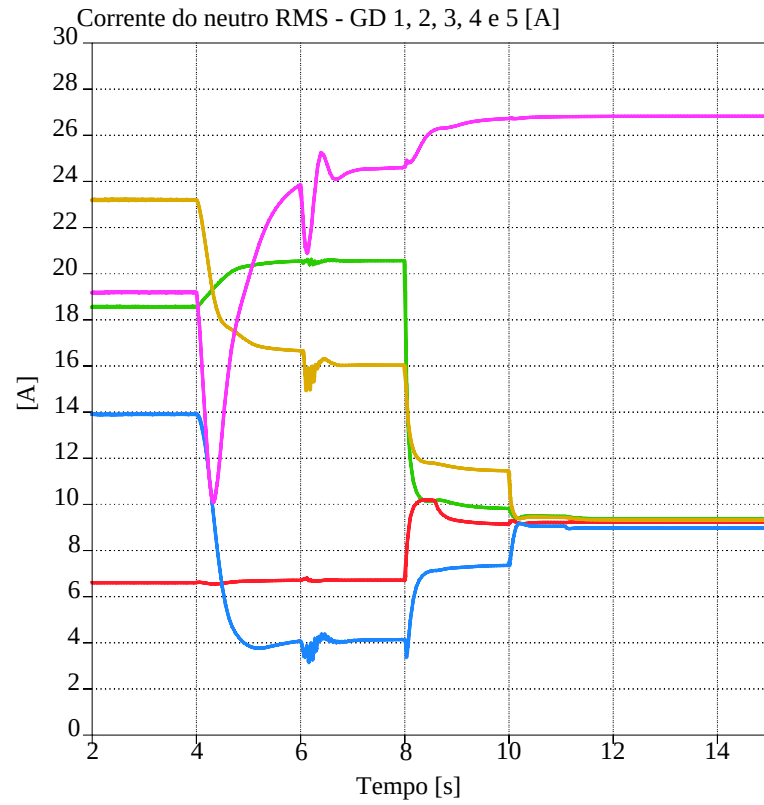


Figura 31 – Corrente eficaz do neutro dos GDs.

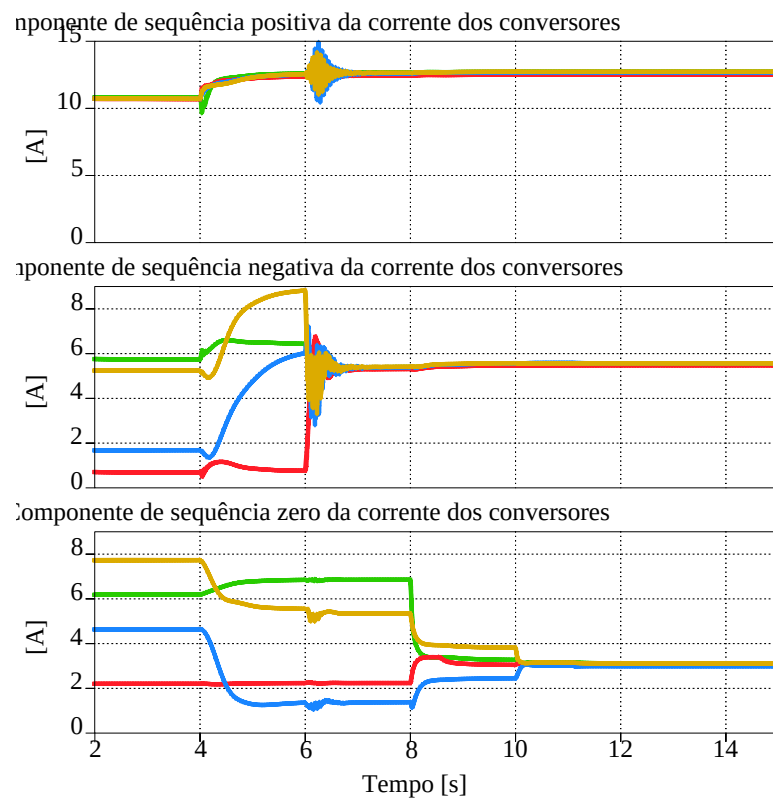


Figura 32 – Componentes de sequência generalizada da corrente na frequência fundamental.

Como visto anteriormente, a inclusão de um GD monofásico na MG não inviabiliza a aplicação da estratégia proposta em Capítulo 3. Contudo, na seção seguinte será apresentada uma nova uma proposta para o compartilhamento das potências na MG, não mais usando grandezas trifásicas, mas valores de potência por fase, de forma que um ou mais GDs monofásicos possam ser inseridos na MG e possam efetivamente contribuir com a operação do sistema, compartilhando por igual as capacidades por fase da potência ativa, reativa e de distorção.

5.2 Proposta para o Compartilhamento de Potência por Fase

Nesta seção é proposta uma nova estratégia de controle para viabilizar a utilização da camada de controle secundário também nos GDs monofásicos. Nesta nova estratégia, as equações de *droop* tradicional apresentadas em (3.22) e (3.24) foram alteradas de forma que a referência de tensão passe a ser tomada por fase (5.4) para cada GD e não mais de forma trifásica. Já o controle de frequência permanece impondo a mesma frequência para todas as fases, sendo dada por (5.3). Esta parte da estratégia é igual àquela desenvolvida no Capítulo 4.

$$\omega_i^* = \omega_{nom} - m_i P_i^+ + \Omega_i \quad (5.3)$$

$$\begin{aligned} E_{ia}^* &= E_n - n_i Q_{ia}^+ + \Delta Q_{ia} + \Delta E_{ia} \\ E_{ib}^* &= E_n - n_i Q_{ib}^+ + \Delta Q_{ib} + \Delta E_{ib} \\ E_{ic}^* &= E_n - n_i Q_{ic}^+ + \Delta Q_{ic} + \Delta E_{ic} \end{aligned} \quad (5.4)$$

Em [13] foi proposto um controle tanto da tensão como da frequência por fase, afim de realizar o compartilhamento de desequilíbrios em um MG trifásica a 4-fio, contudo, além de ter uma complexidade maior de controle, não é indicado para alimentação de equipamentos de campo girante, além de ter necessidade de uma atenção especial a sintonia de filtros devido variações nas frequências por fase.

Como visto anteriormente, a aplicação da teoria da componente de sequência generalizada fornece o desacoplamento dos efeitos das componentes de sequência negativa e zero, contudo, na estratégia proposta nesta seção para o compartilhamento das potências ativa e reativa por fase e não mais trifásica como no capítulo 3, o controle *Droop* deverá então utilizar a potência ativa e reativa de sequência positiva (P_i^+ e Q_{iabc}^+) na frequência fundamental por fase, as quais podem ser calculadas usando a transformação $\alpha\beta$ como mostra a Figura 33 e Figura 34. Para o cálculo foi utilizada uma referência fictícia $\alpha\beta$ a qual é definida usando um gerador de sinal em quadratura (QSG) [19]. Nesta referência fictícia, a componente α corresponde ao sinal original da fase (a , b ou c) ao qual se quer calcular, isto é, i_{1ia}^+ e v_{1ia}^+

(valores instantâneos de corrente e tensão de sequência positiva na frequência fundamental), enquanto que a componente β é gerada usando o QSG.

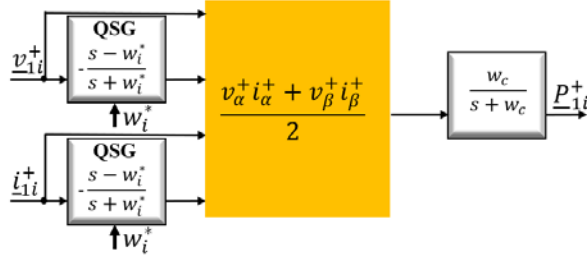


Figura 33 – Potência ativa de sequência positiva na frequência fundamental

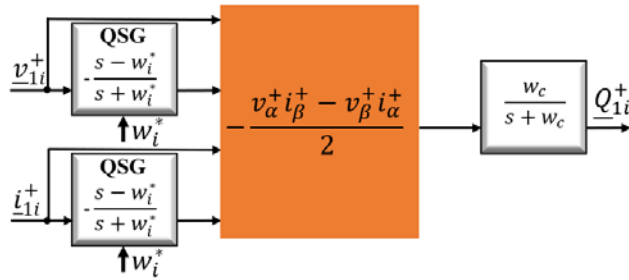


Figura 34 – Potência reativa de sequência positiva na frequência fundamental.

A referência de tensão a ser sintetizada para o i -ésimo GD é então definida, a partir de (5.5) como:

$$\begin{aligned} v_{ia}^{ref} &= v_{ia}^* - Z_i^+ i_{1ia}^+ - R_i^- i_{1ia}^- - R_i^0 i_{0i} - R_{ia}^d i_{iah} \\ v_{ib}^{ref} &= v_{ib}^* - Z_i^+ i_{1ib}^+ - R_i^- i_{1ib}^- - R_i^0 i_{0i} - R_{ib}^h i_{ibh} \\ v_{ic}^{ref} &= v_{ic}^* - Z_i^+ i_{1ic}^+ - R_i^- i_{1ic}^- - R_i^0 i_{0i} - R_{ic}^h i_{ich} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Sendo a tensão e frequência de referência do *droop*:

$$\begin{aligned} v_{ia}^* &= E_{ia}^* \cos(\omega_i^* t) \\ v_{ib}^* &= E_{ib}^* \cos(\omega_i^* t - 2\pi/3) \\ v_{ic}^* &= E_{ic}^* \cos(\omega_i^* t + 2\pi/3) \end{aligned} \quad (5.6)$$

E as correntes obtidas pela componente de sequência generalizada na frequência fundamental dadas por:

$$\begin{aligned} i_{1i}^+ &= i_{1ia}^+ + i_{1ib}^+ + i_{1ic}^+ \\ i_{1i}^- &= i_{1ia}^- + i_{1ib}^- + i_{1ic}^- \\ i_{di} &= i_{ah} + i_{bh} + i_{ch} \end{aligned} \quad (5.7)$$

De (5.5) pode-se concluir que o nível de desequilíbrios e harmônicas que os conversores de potência injetam pode ser ativamente coordenado entre os conversores com o ajuste das respectivas resistências virtuais (R^- , R^0 , R_{iabc}^d). Estas impedâncias são ajustadas por

um controlador secundário distribuído que tem como base de funcionamento o algoritmo do *consensus*, como visto no capítulo 3.

O algoritmo *consensus* para compartilhamento de potência de distorção é rearranjado e passa a ser reescrito de acordo com (5.8).

$$\begin{aligned}
 k_i^d \dot{R}_{ia}^d &= \alpha^d \cdot \max(0, THD_{ia}^V - THD_{ia_ref}^V) - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} a_{ij} \left(\frac{D_{ia}}{D_{ia_max}} - \frac{D_{ja}}{D_{ja_max}} \right) \\
 k_i^d \dot{R}_{ib}^d &= \alpha^d \cdot \max(0, THD_{ib}^V - THD_{ib_ref}^V) - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} a_{ij} \left(\frac{D_{ib}}{D_{ib_max}} - \frac{D_{jb}}{D_{jb_max}} \right) \\
 k_i^d \dot{R}_{ic}^d &= \alpha^d \cdot \max(0, THD_{ic}^V - THD_{ic_ref}^V) - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} a_{ij} \left(\frac{D_{ic}}{D_{ic_max}} - \frac{D_{jc}}{D_{jc_max}} \right)
 \end{aligned} \tag{5.8}$$

Já o algoritmo *consensus* para definição da impedância virtual de sequência negativa e zero permanecem sendo calculados pela expressão apresentada no Capítulo 3, equação (3.39) e (3.40) replicadas a seguir por conveniência em (5.9) e (5.10).

$$k_i^- \dot{R}_i^- = \alpha^- \cdot \max(0, UVF_i^- - UVF_{i_ref}^-) - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} a_{ij} \left(\frac{N_i^-}{N_{i_max}^-} - \frac{N_j^-}{N_{j_max}^-} \right) \tag{5.9}$$

$$k_i^0 \dot{R}_i^0 = \alpha^0 \cdot \max(0, UVF_i^0 - UVF_{i_ref}^0) - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} a_{ij} \left(\frac{N_i^0}{N_{i_max}^0} - \frac{N_j^0}{N_{j_max}^0} \right) \tag{5.10}$$

Em (5.3), a variável Ω_i denota o ajuste do valor da referência de frequência, que é realizado pela camada de controle secundário que utiliza o algoritmo de *Consensus* (5.11), de forma a manter a frequência de operação da MG próxima ao valor nominal, conforme:

$$k_i^\omega \dot{\Omega}_i = [\omega_i - \omega_n] - \sum_{\substack{j \in \mathcal{N}(i) \\ i \neq j}} a_{ij} (\Omega_i - \Omega_j) \tag{5.11}$$

sendo que os termos j pertencem ao conjunto $N=\{1,...,x\}$ com x igual ao número de GDs da MG. O termo a_{ij} representa o peso atribuído pela matriz de comunicação entre os GDs.

As variáveis ΔQ_{ia} , ΔQ_{ib} e ΔQ_{ic} em (5.12) são utilizadas para alterar a magnitude de tensão em cada fase a fim de se obter o compartilhamento da potência reativa por fase dos conversores, tal como realizado na estratégia mostrada no Capítulo 4, de cada uma das fases de cada GD, sendo estes valores também ajustados pelo controle secundário através do algoritmo de *consensus*, conforme:

$$\begin{aligned}
 k_i^u \Delta \dot{Q}_{ia} &= - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} a_{ij} (Q_{1ia}^+ - Q_{1ja}^+) \\
 k_i^u \Delta \dot{Q}_{ib} &= - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} a_{ij} (Q_{1ib}^+ - Q_{1jb}^+)
 \end{aligned} \tag{5.12}$$

$$k_i^u \Delta \dot{Q}_{ic} = - \sum_{j \in N(i)} a_{ij} (Q_{1ic}^+ - Q_{1jc}^+)$$

Dado o algoritmo *consensus* implementado por (5.12), nota-se que o termo do lado direito da igualdade é responsável por equalizar a potência reativa de sequência positiva medida na fundamental do i -ésimo GD (Q_{1ia}^+ , Q_{1ib}^+ e Q_{1ic}^+) com relação ao valor da a potência reativa de sequência positiva medida na fundamental dos GDs vizinhos (Q_{1ja}^+ , Q_{1jb}^+ e Q_{1jc}^+). Este controle por *consensus* busca um ponto de operação comum para a potência reativa por fase dos conversores.

O controle do valor da magnitude da tensão de cada fase do GD (E_{ia} , E_{ib} e E_{ic}) é realizado através de (5.13). Diferente do que foi feito no capítulo 3 onde a regulação de magnitude se dava pelo valor médio das tensões nas 3 fases, neste caso, a tensão por fase é ajustada de maneira independente para cada fase. O objetivo deste algoritmo é que a tensão média das tensões das 3 fases de cada conversor convirja para o valor nominal (E_n) e que as amplitudes de tensão entre cada uma das fases dos GDs também convirjam para um ponto comum. Dito de outra forma, espera-se que a tensão da fase a de todos os conversores convirja para um valor similar. O mesmo raciocínio se aplica às demais fases.

$$\begin{aligned} k_i^E \Delta \dot{E}_{ia} &= [E_{ia} - E_n] - \sum_{\substack{j \in N(i) \\ i \neq j}} a_{ij} (\Delta E_{ia} - \Delta E_{ja}) \\ k_i^E \Delta \dot{E}_{ib} &= [E_{ib} - E_n] - \sum_{\substack{j \in N(i) \\ i \neq j}} a_{ij} (\Delta E_{ib} - \Delta E_{jb}) \\ k_i^E \Delta \dot{E}_{ic} &= [E_{ic} - E_n] - \sum_{\substack{j \in N(i) \\ i \neq j}} a_{ij} (\Delta E_{ic} - \Delta E_{jc}) \end{aligned} \quad (5.13)$$

sendo ΔE_{ja} , ΔE_{jb} e ΔE_{jc} referentes ao ajuste do valor da magnitude da tensão de fase nos GDs vizinhos, enquanto k_i^E é o ganho que ajusta a resposta dinâmica.

Na Figura 35 é apresentado o esquema de controle implementado para a realização do compartilhamento de potências por fase. A rede de comunicação entre os GDs permanece a mesma da Figura 7, uma vez que o sistema utilizado para testes e os parâmetros permanecem inalterados, com exceção apenas do GD 5 que se torna monofásico.

Para o inversor monofásico a implementação do controle *droop* é realizada conforme (5.3) e (5.4), levando em conta apenas a fase a e substituindo nos cálculos potências as componentes de sequência de tensão e corrente por valores de tensão e corrente instantâneos, sendo a regulação secundária de tensão adaptada de (5.13), regulação secundária de potência

reativa adaptada de (5.12) e regulação secundária de frequência conforme (5.11). Além disso, devido ao fato de não ser possível calcular componentes de sequência para inversores monofásicos, o GD monofásico não participa do compartilhamento de N_i^- e N_i^0 , participando apenas do compartilhamento da potência de distorção (D_{ia}) na fase em que se encontra conectado conforme (5.5) com sua impedância virtual ajusta em (5.8) apenas para fase a do gerador.

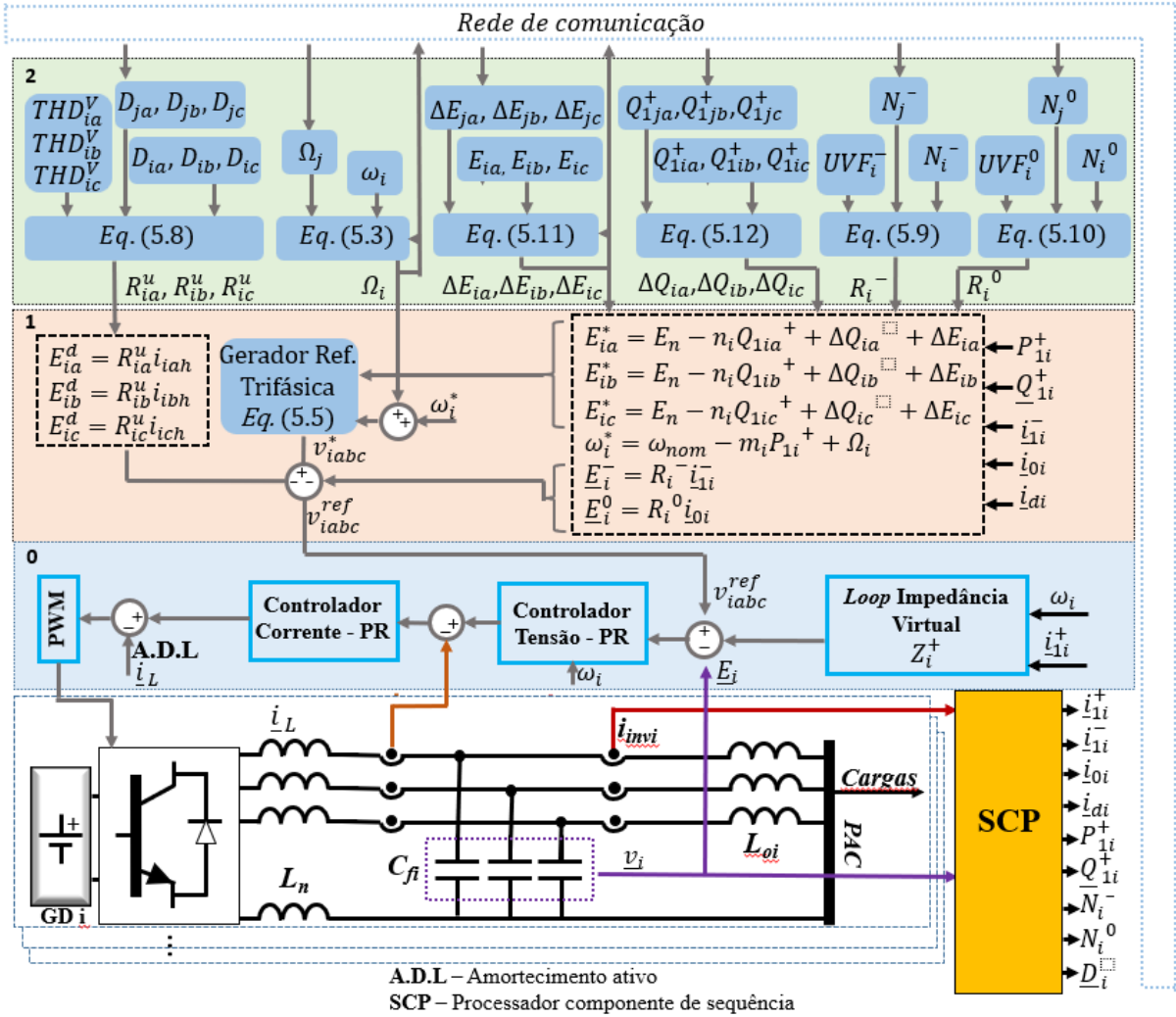


Figura 35 - Esquema de controle distribuído proposto para compartilhamento de potências por fase.

5.3 Resultados de Simulação

Por meio do *software* PLECs foi executada a seguinte sequência de eventos na simulação visando obter resultados para validação da estratégia de controle secundário proposta:

- *Passo 1* ($t < 4$ s): Operação do controle de *droop* nos GDs 1, 2, 3 e 4 com E_i^* dado por (5.4) e ω_i^* dado por (5.3).

- *Passo 2* ($t \geq 4$ s): A partir deste instante de tempo é ativado o controle para a regulação da tensão (ΔE_{iabc}) (5.13) e frequência (Ω_i) (5.11) e também o compartilhamento da potência reativa por fase (ΔQ_{iabc}) entre os conversores trifásicos e monofásico, com uso do algoritmo *Consensus*, conforme equação (5.12)
- *Passo 3* ($t \geq 6$ s): Ativação do controle de compartilhamento de potência de desbalanço de sequência negativa (5.9). Apenas os 4 GDs trifásicos compartilham potência de sequência negativa, uma vez que para um gerador monofásico não se tem componente de sequência negativa.
- *Passo 4* ($t \geq 8$ s): Ativação do controle de compartilhamento de potência de desbalanço de sequência zero (5.10). Assim como no passo 3, no passo 4 também apenas os 4 GDs trifásicos compartilham potência de sequência zero, uma vez que para um gerador monofásico não se tem componente de sequência negativa.
- *Passo 5* ($t \geq 10$ s): Ativação compartilhamento de potência de distorção (5.8).

No passo 1 ($t < 4$ s) todos os GDs são operados com a mesma referência de tensão $E_n = 230$ V e frequência $\omega_n = 314$ rad/s, sendo que o controle secundário está desativado. A tensão de pico (valor coletivo instantâneo para os GD trifásicos 1, 2, 3 e 4) e valor de pico da tensão do GD 5 monofásico, bem como as frequências dos cinco GDs, ambas ajustadas pelo algoritmo de *droop*, bem como a potência ativa e reativa, trifásica e coletiva para GDs 1, 2, 3 e 4 e potências ativa e reativa monofásica do GD 5 são mostradas na Figura 36.

No início do passo 2 ($t \geq 4$ s) o controle DAPI é acionado (provendo a regulação da tensão e frequência dos GDs trifásico (GD 1, 2, 3 e 4) e do GD monofásico, isto é, o controle executa o algoritmo de *Consensus* apresentado em (5.4) regulando a magnitude da tensão por fase (ΔE_{ia} , ΔE_{ib} e ΔE_{ic}) e a frequência (Ω_i) pela equação (5.3). É ativado também neste instante o compartilhamento de potência reativa por fase (ΔQ_{ia} , ΔQ_{ib} e ΔQ_{ic}) como mostram as Figura 36, Figura 37 e Figura 38.

Ainda no passo 2 é possível observar na Figura 36 que a potência trifásica coletiva ativa e reativa dos 4 geradores trifásicos do sistema convergem para um mesmo ponto, já potência ativa e reativa da fase do gerador monofásico converge para um valor que é metade da potência trifásica. A diferença se dá por serem grandezas diferentes, isto é, trifásica e monofásica na mesma figura, contudo o sistema está funcionando adequadamente pois os controles foram projetados para compartilhar as potências por fase como pode ser visto a seguir na Figura 39, Figura 40 e Figura 41, que convergem para um valor por fase comum.

Durante o passo 3 ($t \geq 6$ s) e passo 4 ($t \geq 8$ s) é ativado o compartilhamento das potências de desbalanço de sequência negativa e zero, para tanto são geradas impedâncias virtuais de sequência negativa e zero conforme equação (5.5), sendo seus valores obtidos por meio do algoritmo *Consensus* implementados por (5.9) e (5.10) de forma a ajustar os coeficientes R_i^- e R_i^0 .

Por fim no passo 5 ($t \geq 10$ s) é ativado o compartilhamento das potências de distorção por fase entre os GDs trifásicos do sistema e o GD monofásico. Tal dinâmica é realizada a partir da geração de uma impedância virtual (R_i^d) de distorção por fase com uso do algoritmo *Consensus* (5.8). Neste caso a potência de distorção foi calculada por fase para os geradores trifásicos e para o monofásico. Na Figura 41 pode ser observado que a potência de distorção dos GDs converge para um valor comum.

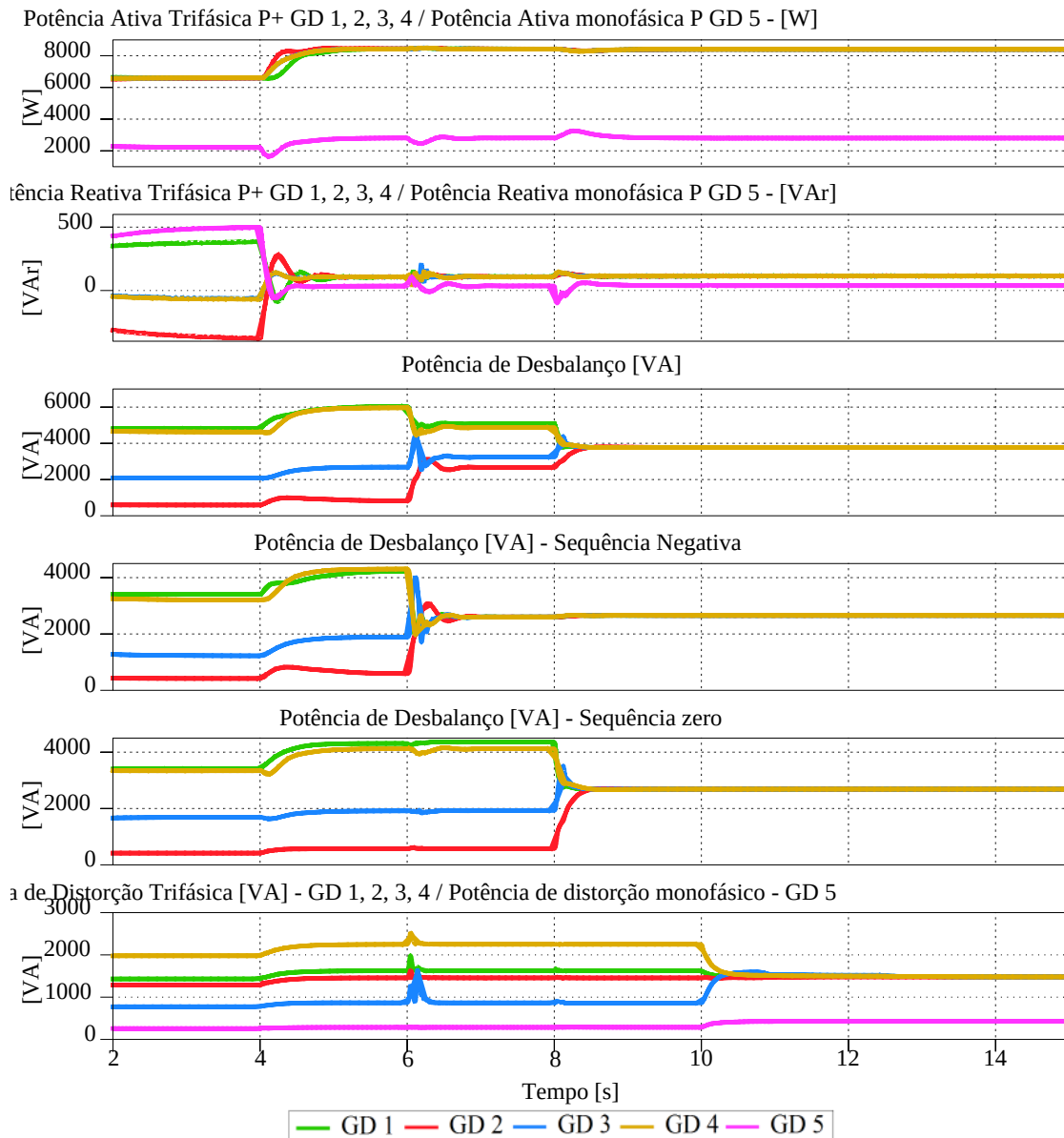


Figura 36 - Potências calculadas na saída de cada conversor.

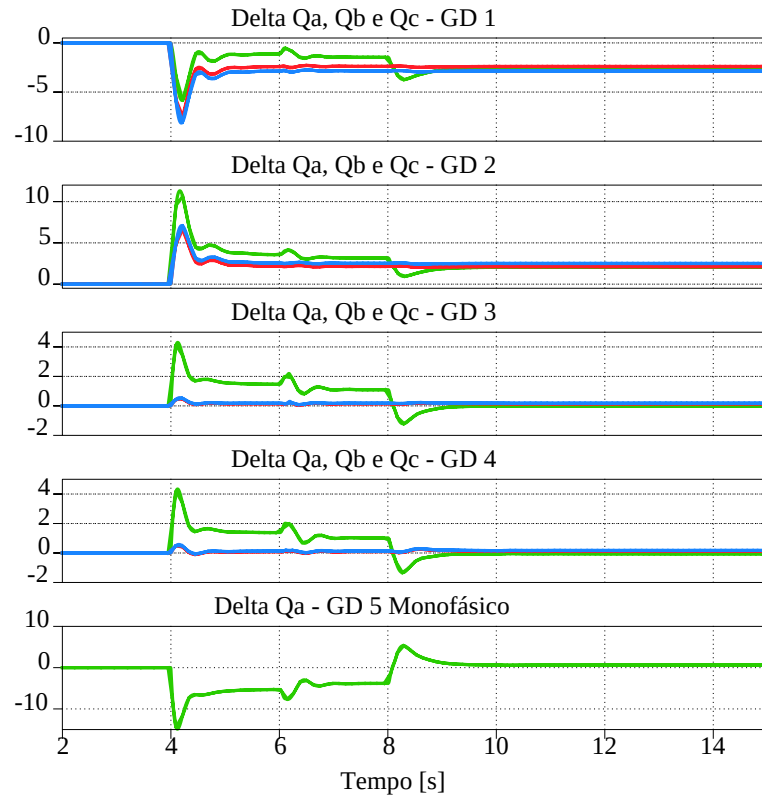


Figura 37 – Parâmetro ΔQ_{iabc} de compartilhamento das potências reativas entre as fases dos GDs.

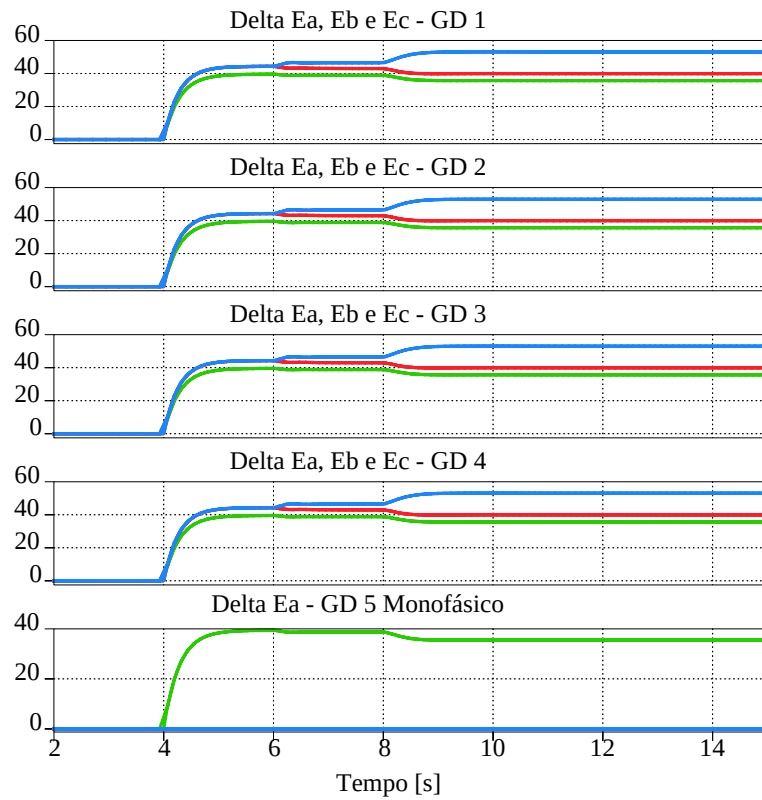


Figura 38 – Parâmetro ΔE_{iabc} de regulação da magnitude da tensão entre as fases dos GDs.

A Figura 39, Figura 40 e a Figura 41 mostram o compartilhamento das potência por fase onde o GD monofásico compartilha potências por fase com os GDs trifásicos, o que não acontecia na implementação trifásica do reportada na seção 5.1 3, como visto nas Figura 28, Figura 29 e Figura 30.

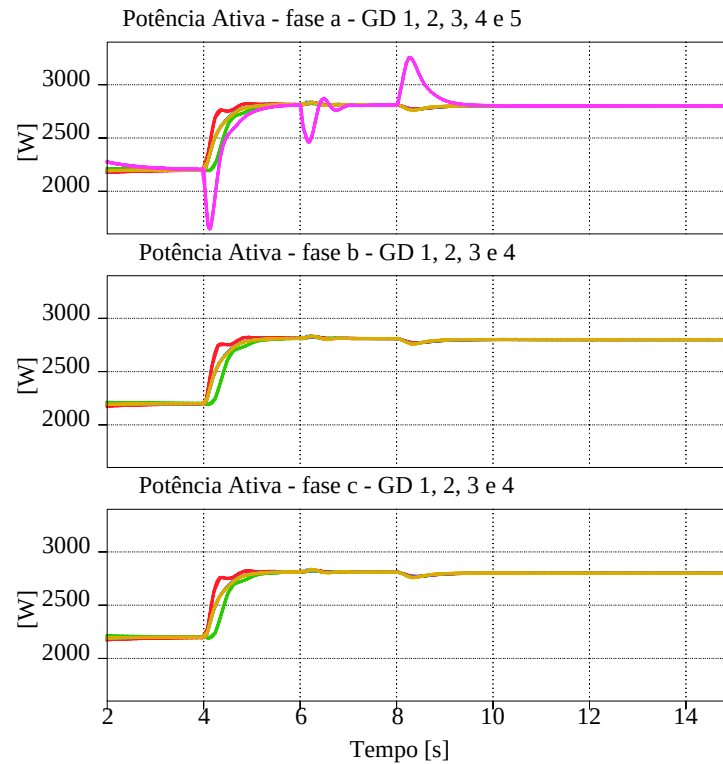


Figura 39 – Potência de ativa por fase dos GDs.

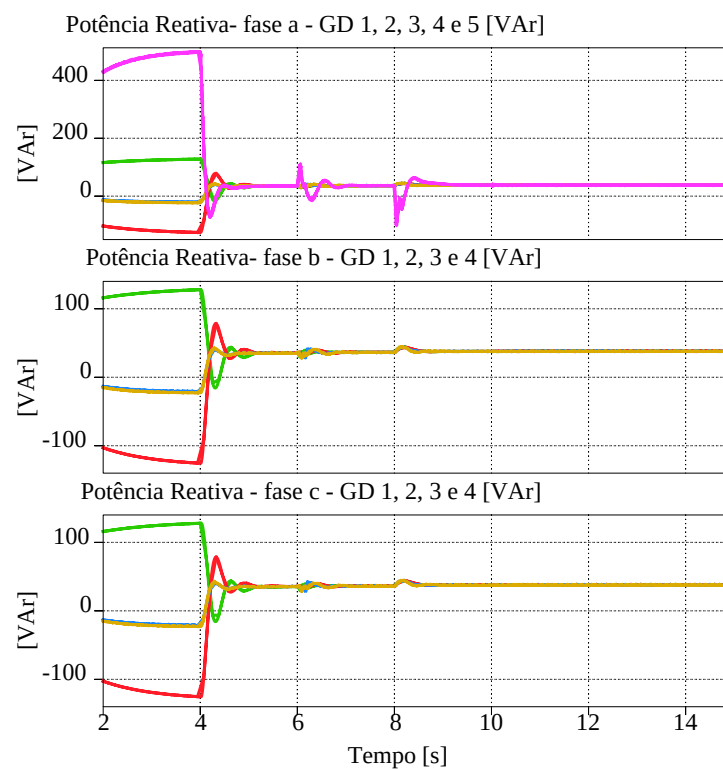


Figura 40 – Potência reativa por fase dos GDs.

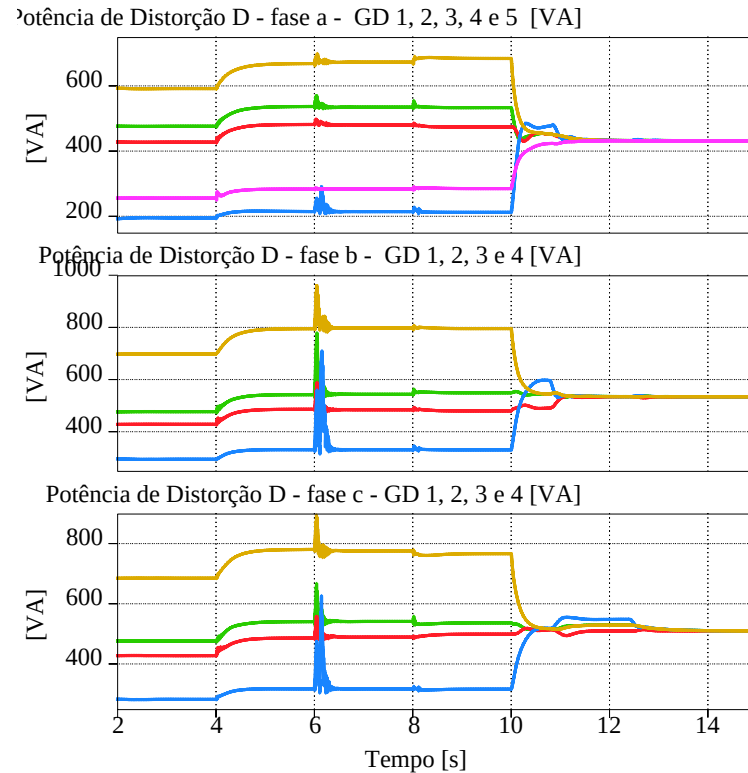


Figura 41 – Potência de Distorção por fase dos GDs.

A Figura 42 mostra o valor eficaz da corrente no neutro dos GDs 1, 2, 3 e 4. Observa-se que após a ativação de todos os controles de compartilhamento de potências ($t > 10$ s) a corrente eficaz do neutro é aproximadamente a mesma para todos conversores trifásico, ou seja, a componente de corrente de sequência zero é compartilhada entre estes geradores (Figura 42).

Por fim na Figura 43 verifica-se que as componentes de sequência positiva, negativa e zero dos conversores trifásicos atingem um ponto comum no instante ($t > 10$ s) em que todos os controles de compartilhamento estão ativos.

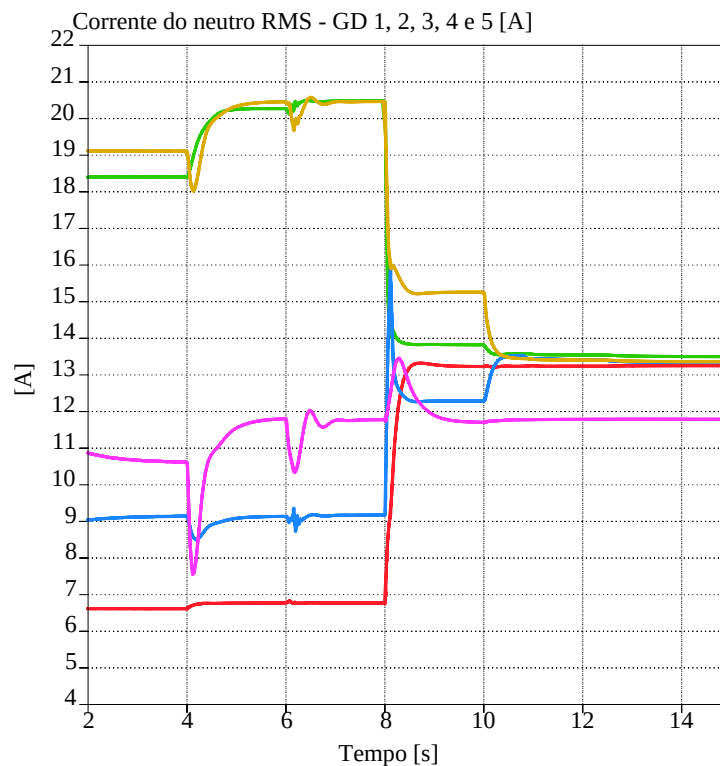


Figura 42 – Corrente do neutro eficaz dos GDs.

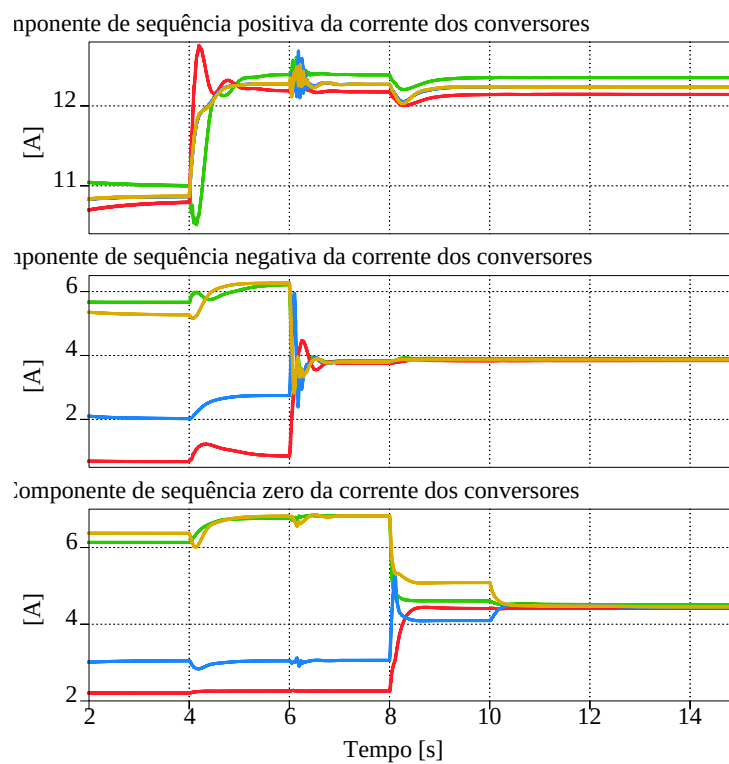


Figura 43 – Componentes de sequência generalizada na fundamental para a corrente dos GDs.

6 CONCLUSÕES GERAIS DO TRABALHO

Os métodos de controle secundário utilizando algoritmo de *Consensus* propostos neste trabalho contribuíram para o avanço dos estudos sobre MR ilhadas a 4-fios contendo cargas e GDs trifásicos e monofásicos.

Inicialmente foi proposta uma estratégia de obtenção de referências de controle utilizando as componentes simétricas generalizadas em conjunto com algoritmo de controle secundário por *consensus* para compartilhamento da potência ativa, reativa, de desbalanço e de distorção entre os geradores distribuídos, os quais operam como conversores multifuncionais distribuídos ao longo da MG isolada. O gerenciamento da MG é realizado utilizando camadas de controle, sendo que o controle secundário foi implementado de forma distribuída para alcançar operação do tipo *plug-in-play*, onde uma falha de comunicação (Apêndice A) não interrompe a operação ou leva a possível instabilidade.

Foi proposto também, conforme descrito no Capítulo 4, um esquema de controle com intuito de compartilhar as correntes de desequilíbrio entre as fases dos GDs de forma equitativa além de compartilhar também a corrente harmônica eficaz por fase no contexto de uma MR trifásica a 4 fios. Os resultados de simulação atestaram a capacidade do controle proposto em compartilhar as correntes de desequilíbrio por fase e também realizar o compartilhamento do valor eficaz das correntes harmônicas por fase. Destaca-se que esta é uma contribuição importante deste trabalho visto que até o momento não foram encontrados relatos de pesquisa que demonstrem este tipo de abordagem para MG com cargas não lineares.

Por fim, no Capítulo 5, foi proposto um esquema de controle para o compartilhamento de potências entre GDs de uma MG trifásica a 4-fios heterogênea, isto é, quando nesta MG estão presentes GDs monofásicos. A estratégia proposta permitiu realizar o compartilhamento dos valores de potência ativa, reativa, desbalanço e distorção por fase, usando também a técnica de desacoplamento pela componente simétrica generalizada empregada no Capítulo 3. Com isso, GDs monofásicos podem ser inseridos na MG isolada podem compartilhar e contribuir com o funcionamento da MG, de maneira gerenciável, compartilhando suas potências por meio do algoritmo *consensus* entre os GDs.

6.1 Trabalhos Futuros

A continuidade dos estudos iniciados no presente trabalho poderia se dar através da abordagem dos seguintes aspectos:

- Realização da implementação experimental das estratégias de controle propostas
- Expansão da proposta de compartilhamento de potências por fase analisando a estabilidade do sistema em face do aumento do número de GDs e cargas espalhadas pela MG.
- Implementação da estratégia de compartilhamento de potências por fase para uma MG conectada à rede principal a fim de realizar compensação e atuar na qualidade da energia elétrica no ponto de acoplamento.

APENDICE A – SIMULAÇÃO DE FALHAS DE COMUNICAÇÃO E/OU DESCONEXÃO DE GD

Este apêndice apresenta os cenários simulados a fim de validar o algoritmo de controle apresentado no capítulo 3, sobre duas condições de controle, apresentadas no cenário 1 e cenário 2 a seguir.

Ambos cenários foram estudados levando em consideração uma MR operando em modo ilhado com compartilhamento da potência de desequilíbrio e das harmônicas entre cinco geradores distribuídos trifásicos a 4-fios visto no capítulo 3.

a) Cenário 1

Neste cenário, foi verificado a sensibilidade de operação do esquema proposto com parâmetros dados pela Tabela 2 e

Tabela 3, sob a condição de teste para análise de sensibilidade em que os *links* de comunicação entre os geradores distribuídos são desconectados de forma sequencial e assim mantidos por todo tempo de simulação, com sequência indicada na Figura 44.

Duas sequencias de desconexão foram testadas. Na primeira sequência, seção A.1, cujos passos são descritos a seguir, os geradores tiveram seus *links* desconectados sequencialmente (veja Figura 44), estando todo sistema operando em regime permanente, já na seção A.2 os *links* de comunicação foram sequencialmente desligados, porém foram ativos os controladores que limitam o desequilíbrio e distorção de tensão pelo algoritmo *consensus*, equações (3.27), (3.28) e (3.29).

A.1 Falha de comunicação entre geradores

- *Passo 1* ($t < 2$ s): todos os conversores são operados com a mesma referência de tensão com base nos sinais E_i^* e ω_i^* , com a camada 2 da Figura 8 em operação, ajustando tensão e frequência conforme equação (3.22) e (3.24)
- *Passo 2* ($t \geq 2$ s): é ativo a terceira camada de controle (Figura 8), sendo então feita a regulação da tensão e frequência, bem como o compartilhamento da potência reativa entre os conversores, pelos índices e_i e Ω_i das equações (3.22) e (3.24) com uso do algoritmo *Consensus*, equação (3.23) e (3.25). É ativo no mesmo instante de tempo os controles de compartilhamento de potência de desbalanço, equação (3.39) e (3.40), e de

potência de distorção (3.41) ficando desativados os controles que limitam a distorção de tensão (DHT) e o índice de desequilíbrio (UVF) nos terminais de cada conversor.

- *Passo 3* ($t \geq 10s$): Corte do *link* de comunicação entre GD1 e GD2 ($a_{12} = a_{21} = 0$)
- *Passo 4* ($t \geq 20s$): Corte do *link* de comunicação entre GD1 e GD3 ($a_{13} = a_{31} = 0$)
- *Passo 5* ($t \geq 30s$): Corte do *link* de comunicação entre GD1 e GD4 ($a_{14} = a_{41} = 0$)
- *Passo 6* ($t \geq 40s$): Corte do *link* de comunicação entre GD2 e GD5 ($a_{25} = a_{52} = 0$)
- *Passo 7* ($t \geq 50s$): Corte do *link* de comunicação entre GD3 e GD5 ($a_{35} = a_{53} = 0$)
- *Passo 8* ($t \geq 60s$): Corte do *link* de comunicação entre GD4 e GD5 ($a_{45} = a_{54} = 0$)
- *Passo 9* ($t \geq 70s$): Degrau de carga feito na quarta carga (Figura 9)

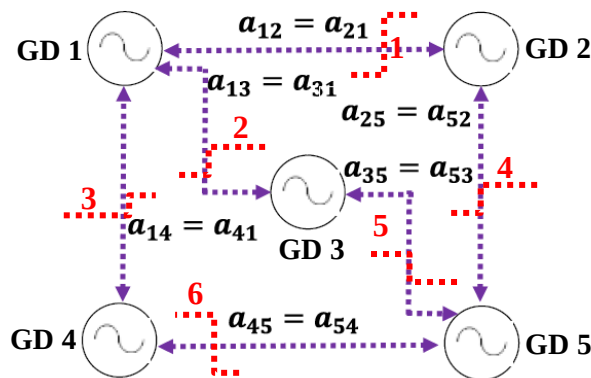


Figura 44 - Sequência de desconexão dos *links* de comunicação.

A Figura 45 apresenta as potências da MR para os passos apresentados acima. Verifica-se que durante o Passo 3 e Passo 4 que o GD 1 (Figura 9) permanece compartilhando potência com os demais conversores, uma vez que ainda existe um caminho de comunicação entre o GD 1 e o GD 4 pelo *link* ($a_{14} = a_{41}$), o qual tem sua comunicação interrompida apenas no Passo 5.

Na sequência Passo 6 o *link* de comunicação do GD 2 é desconectado por total uma vez que não existe outro caminho de comunicação, ficando o GD 2 sem comunicação com os demais GDs, operando apenas com o controle *droop*. A seguir no Passo 7 o GD 3 é tem seu *link* de comunicação desconectado dos demais. Já no Passo 8 o GD 4 tem seu *link* desconectado do GD 5 e por fim no Passo 9 é aplicado um degrau de carga ao sistema.

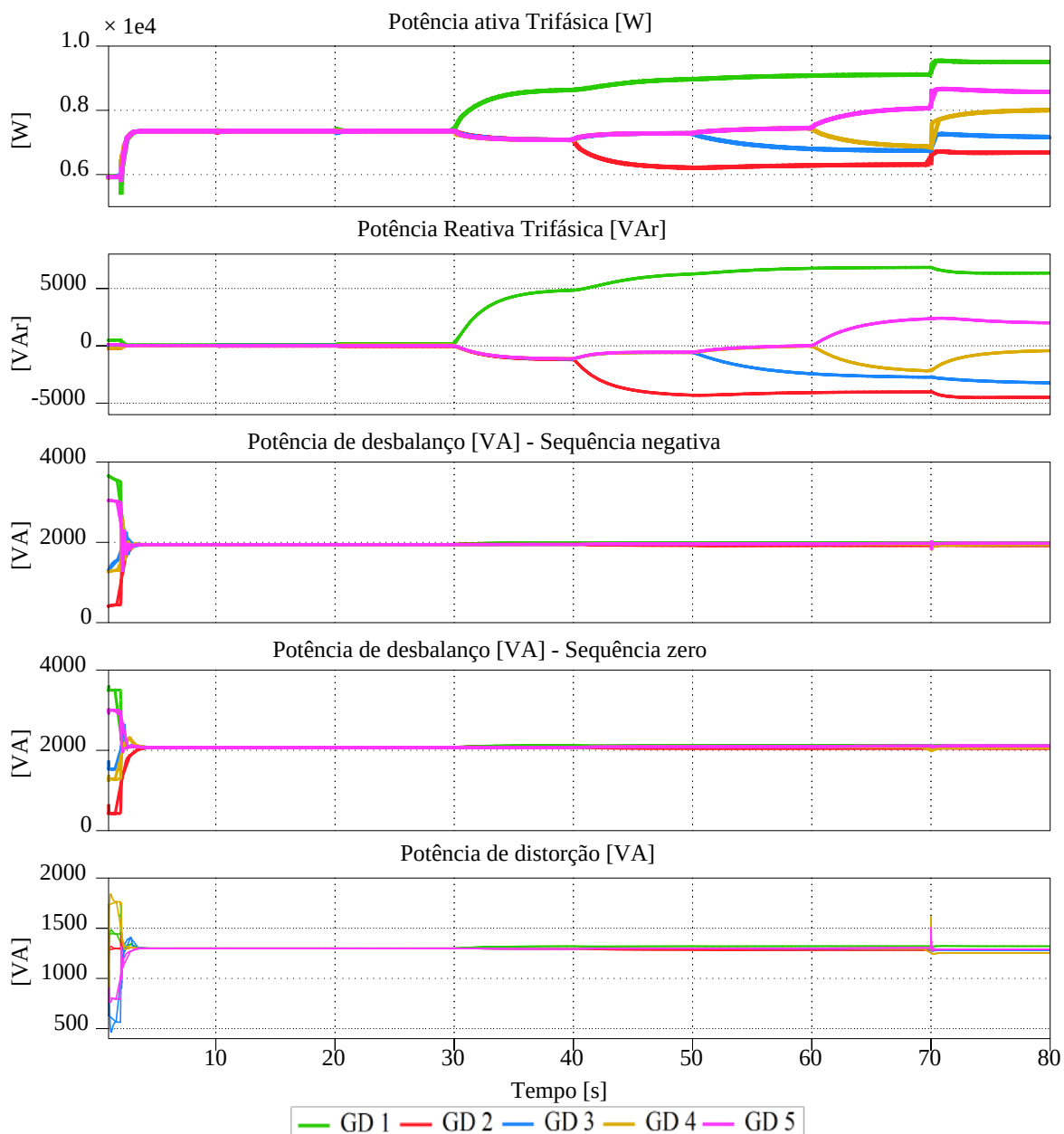


Figura 45 – Potências da MR.

Na Figura 45 ao se visualizar a potência de desbalanço e de distorção, estas aparentam manter os mesmo valor de compartilhamento mesmo com a perda do *link* comunicação, verificando em um vista ampliada da figura, na Figura 46, verifica-se uma variação das potências para cada passo de acordo com a desconexão de cada gerador, sendo que esta variação só não é maior porque na simulação realizada a carga permanece constante por todo o tempo, sendo alterada a carga em um ponto do sistema (Figura 45) apenas no Passo 9. Tal aspecto de pouca variação após a desconexão do *link* dos geradores é apresentado como um ponto positivo do algoritmo *consensus* e da forma como suas equações são implementadas, equação (3.39), (3.40) e (3.41), pois nestas equações os somadores mantem o valor anterior uma vez que ao

desconectar o *link* de comunicação o algoritmo local do *consensus* passa a somar 0 o que não modifica o valor anterior do somador antes da desconexão.

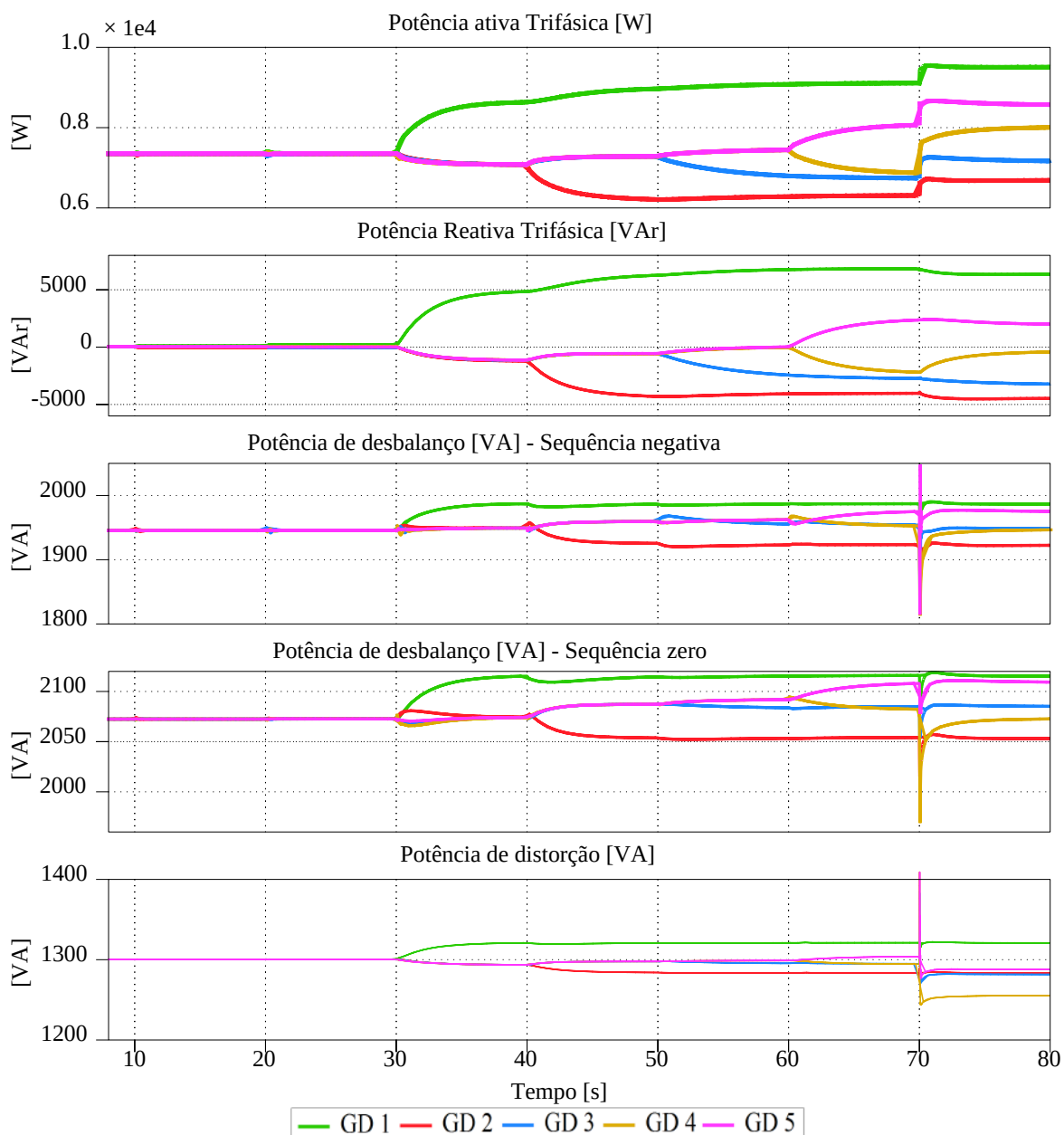


Figura 46 – Vista em detalhes das potências da MR.

A Figura 47 a seguir apresenta a corrente instantânea circulando pelo neutro bem como a corrente eficaz do neutro de cada um dos 5 geradores. Nota-se que após o Passo 2, ao ativar a terceira camada de controle (Figura 8), realizando o compartilhamento de potências entre os conversores a corrente do neutro também é compartilhando convergindo para um mesmo ponto de operação, como mostra a Figura 48 que detalha a corrente eficaz do neutro entre os instantes de tempo de 10 s a 80 s.

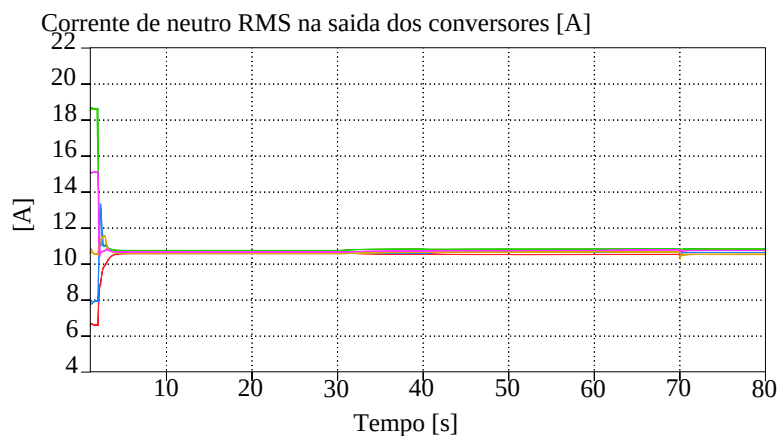


Figura 47 - Corrente do neutro instantânea e eficaz.

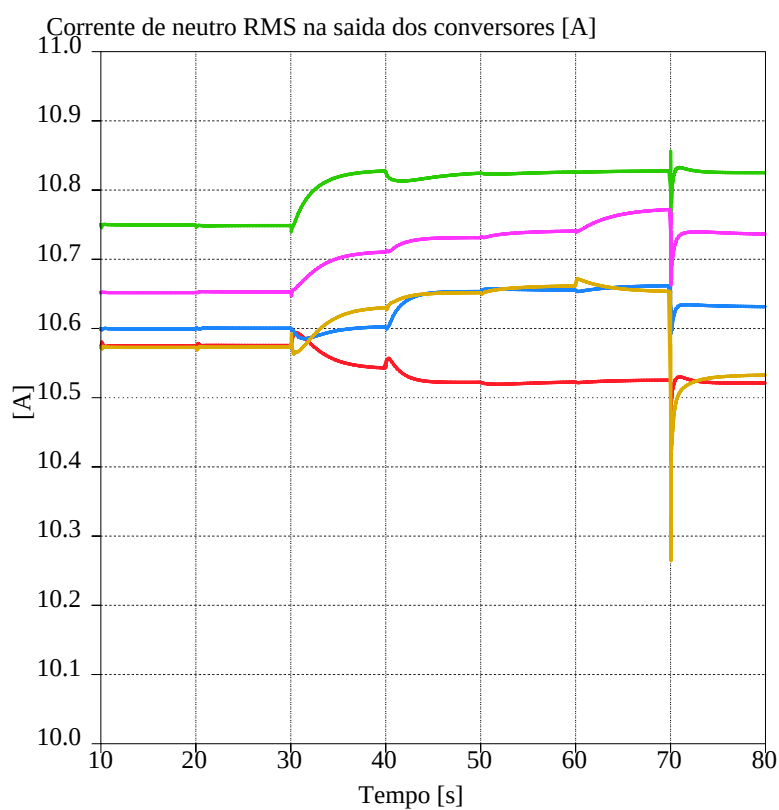


Figura 48 – Vista em detalhe da corrente eficaz do neutro.

As Figura 49 e Figura 50 mostram a atuação dos controladores DAPI de tensão e de frequência implementados pelas equações (3.23) e (3.25).

Já a Figura 51 e Figura 52 apresentam respectivamente, o índice de desbalanço da tensão nos geradores, calculados com base no PRODIST, e a distorção de tensão nos terminais dos geradores.

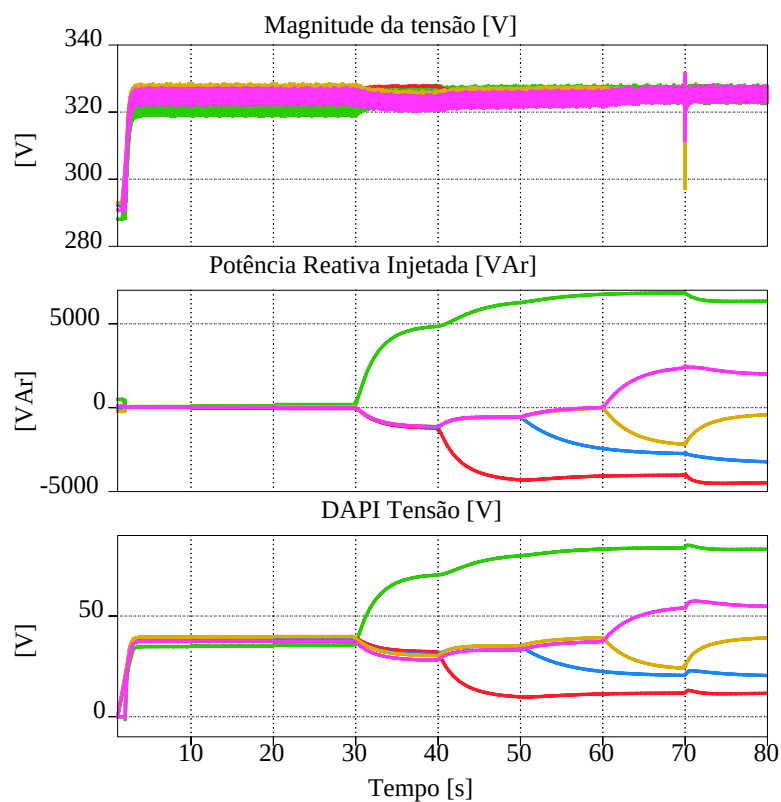


Figura 49 – Controlador DAPI de tensão.

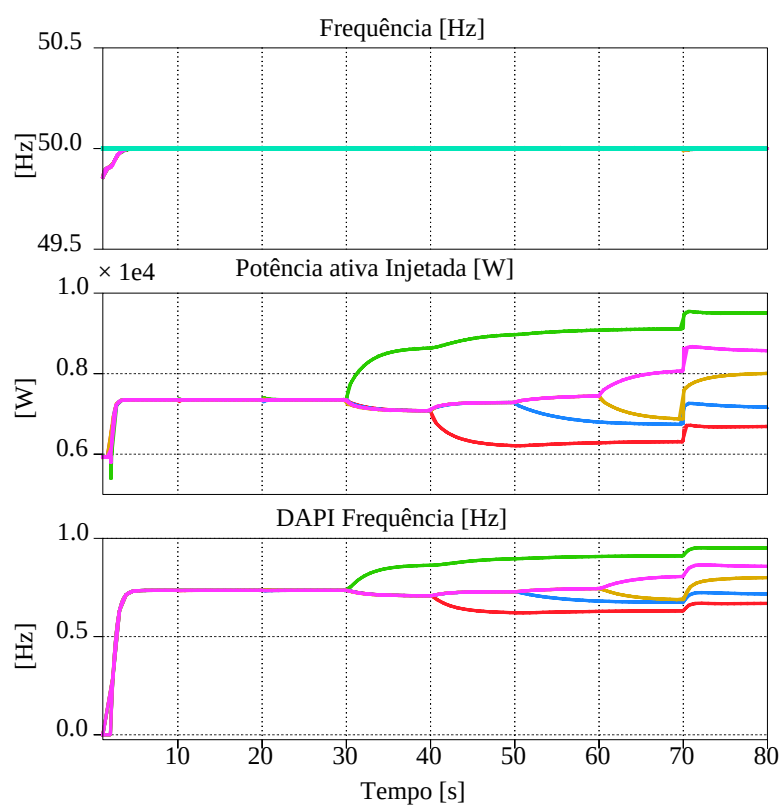


Figura 50 – Controlador DAPI de frequência.

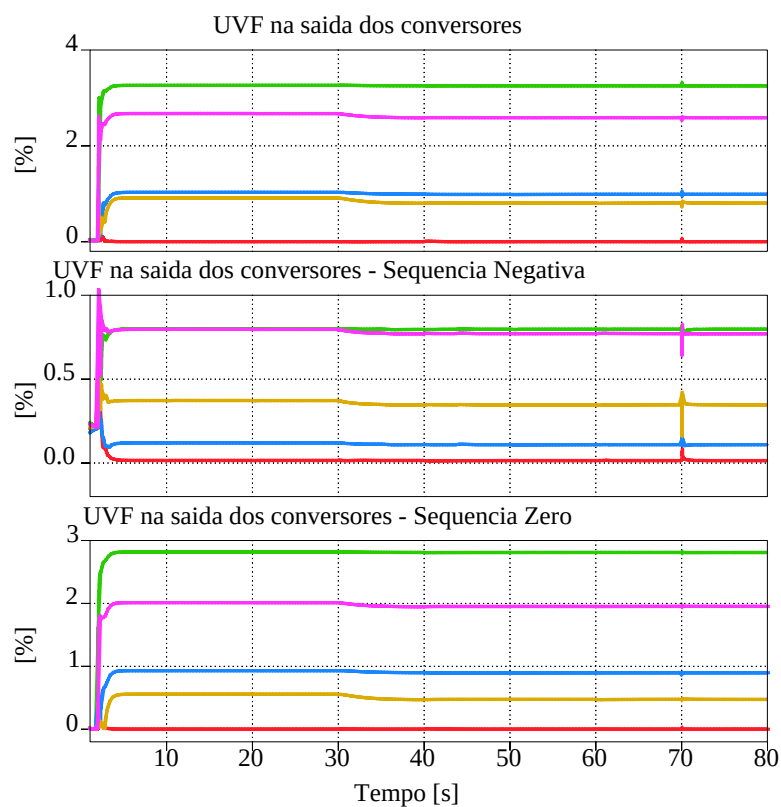


Figura 51 - Índice de desbalanço da tensão.

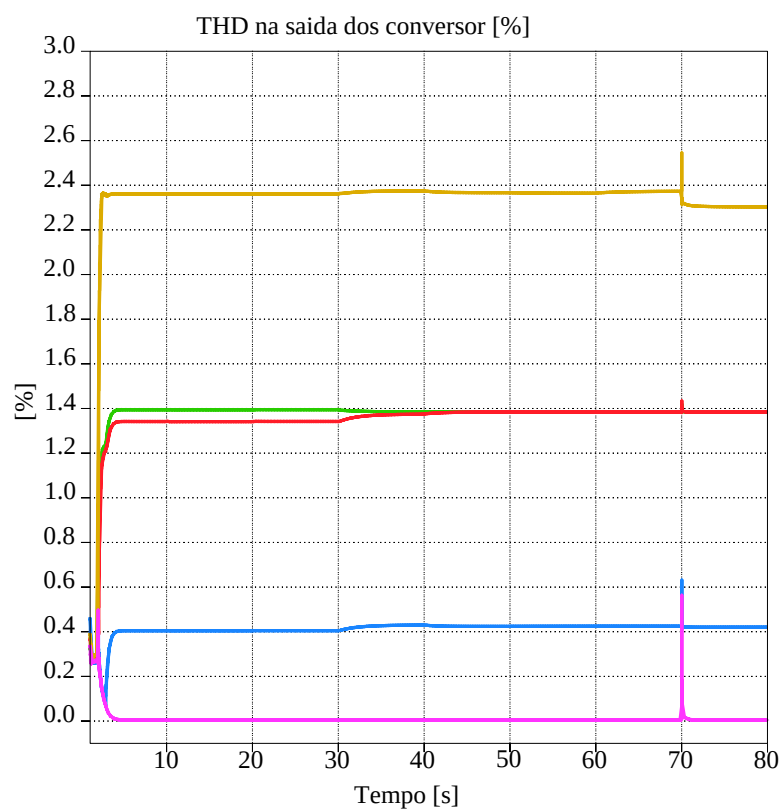


Figura 52 - Índice de distorção de tensão (DHT).

A.2 Falha de comunicação com limitador de desequilíbrio e distorção de tensão

Seguindo a mesma sequência de desconexão dos *links* de comunicação entre os geradores da seção A.1 (Figura 53), com a diferença de que neste cenário será ativo os controles que limitam a distorção e o desequilíbrios para os valores de norma, a fim de validar o funcionamento de todos os controles durante uma falha de comunicação. Os passos seguintes de simulação foram executados:

- *Passo 1* ($t < 2$ s): todos os conversores são operados com a mesma referência de tensão com base nos sinais E_i^* e ω_i^* , com a camada 2 da Figura 8 em operação, ajustando tensão e corrente conforme equação (3.22) e (3.24)
- *Passo 2* ($t \geq 2$ s): é ativo a terceira camada de controle (Figura 8), sendo então feita a regulação da tensão e frequência, bem como o compartilhamento da potência reativa entre os conversores, pelos índices e_i e Ω_i das equações (3.25) e (3.23) com uso do algoritmo *Consensus*, equação (2.9) e (3.0). É ativo no mesmo instante de tempo os controles de compartilhamento de potência de desbalanço, equação (3.26) e (3.27), e de potência de distorção (3.29).
- *Passo 3* ($t \geq 6$ s): É ativo neste instante de tempo os controles que limitam a distorção de tensão e o índice de desequilíbrio nos terminais de cada conversor para um valor máximo de 2%.
- *Passo 4* ($t \geq 10$ s): Corte do *link* de comunicação entre GD1 e GD2 ($a_{12} = a_{21} = 0$)
- *Passo 5* ($t \geq 20$ s): Corte do *link* de comunicação entre GD1 e GD3 ($a_{13} = a_{31} = 0$)
- *Passo 6* ($t \geq 30$ s): Corte do *link* de comunicação entre GD1 e GD4 ($a_{14} = a_{41} = 0$)
- *Passo 7* ($t \geq 40$ s): Corte do *link* de comunicação entre GD2 e GD5 ($a_{25} = a_{52} = 0$)
- *Passo 8* ($t \geq 50$ s): Corte do *link* de comunicação entre GD3 e GD5 ($a_{35} = a_{53} = 0$)
- *Passo 9* ($t \geq 60$ s): Corte do *link* de comunicação entre GD4 e GD5 ($a_{45} = a_{54} = 0$)

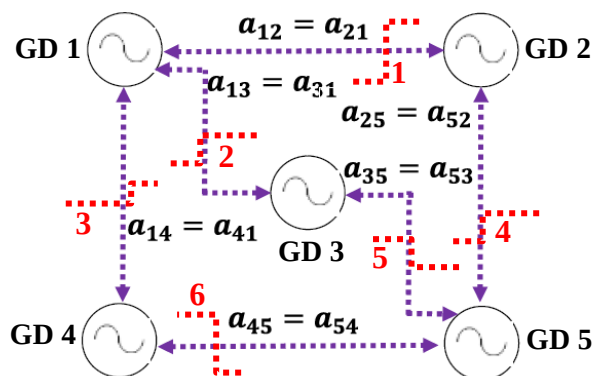


Figura 53 - Sequência de desconexão da comunicação.

A Figura 54 apresenta as potências da MR, nota-se uma diferença destas comparada com as da Figura 45 da seção anterior devido a presença dos limitadores de distorção e de desbalanço que são implementados pelo primeiro termo do lado direito das equações (3.27), (3.28) e (3.29). É de se notar que a partir de 6 segundos os geradores não compartilham mais a mesma potência de desbalanço e a mesma de desequilíbrio de sequência zero, uma vez que o índice de distorção de 2% foi ultrapassado pelo gerador 4, já o índice de desbalanço foi ultrapassado pelo gerador 1. Logo o algoritmo de *Consensus* reajustou o compartilhamento das potências de desbalanço (3.27 e 3.28) e de distorção (3.29) de forma a não ultrapassar estes índices, como pode ser visto nas Figura 58 e Figura 59.

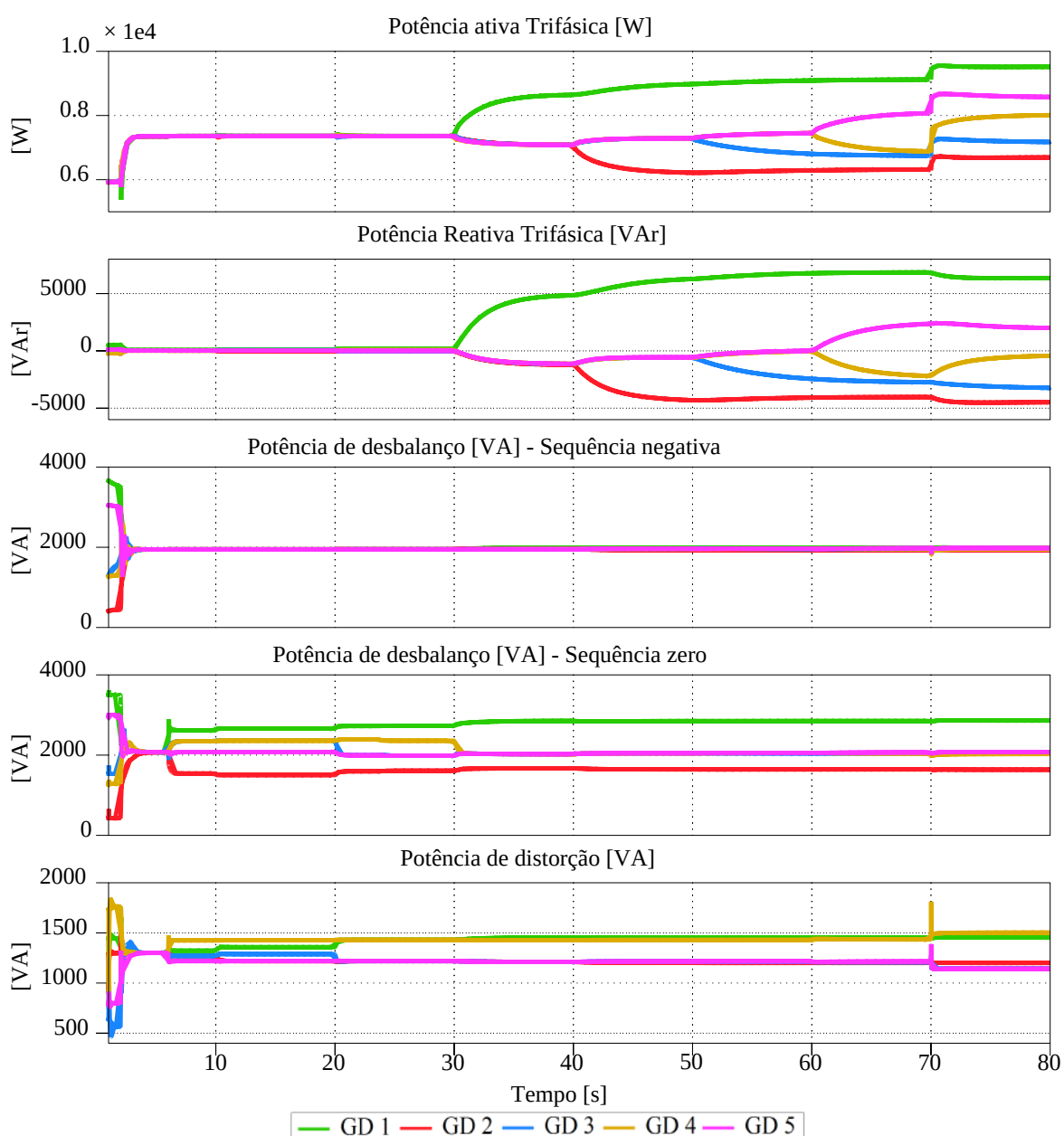


Figura 54 - Potências da MR.

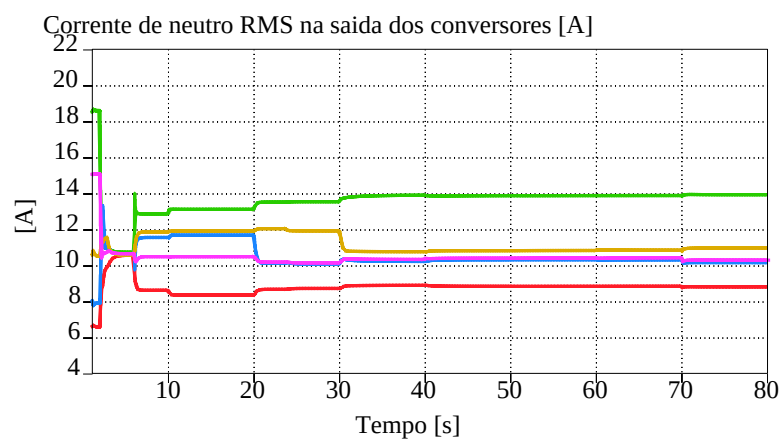


Figura 55 - Corrente do neutro instantânea e eficaz.

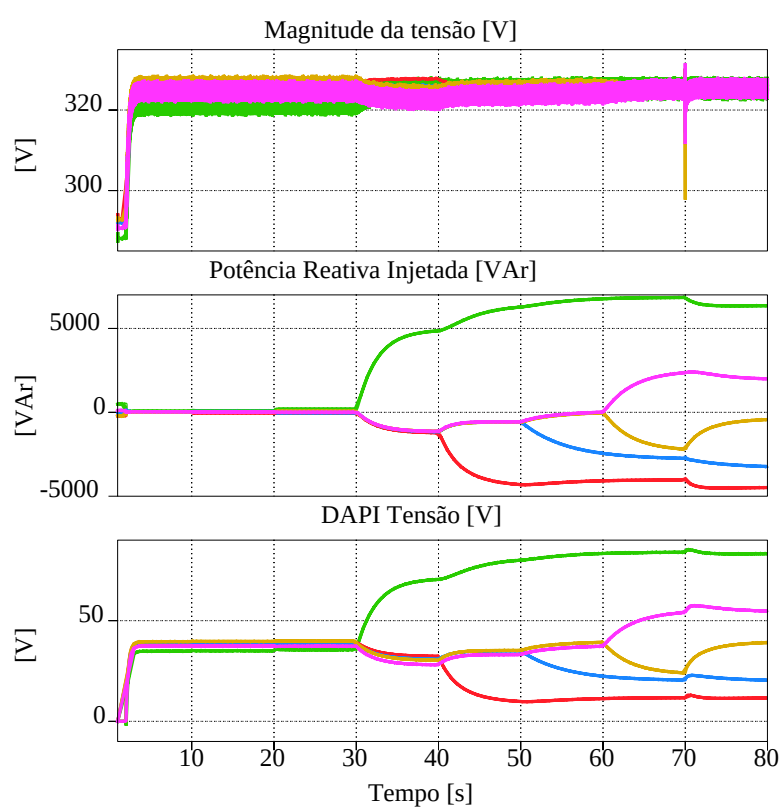


Figura 56 - Controlador DAPI de tensão.

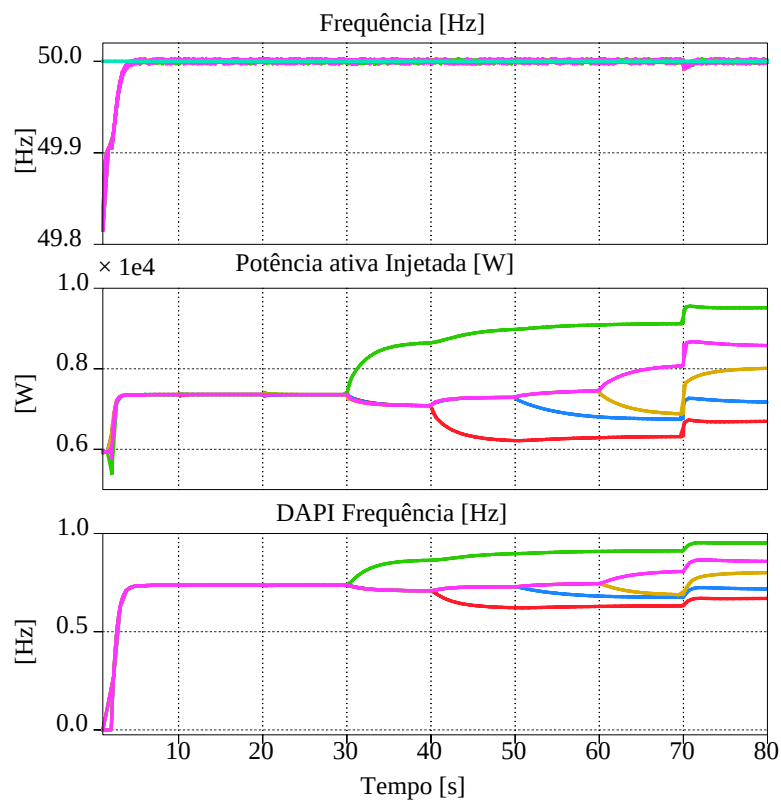


Figura 57 - Controlador DAPI de frequência.

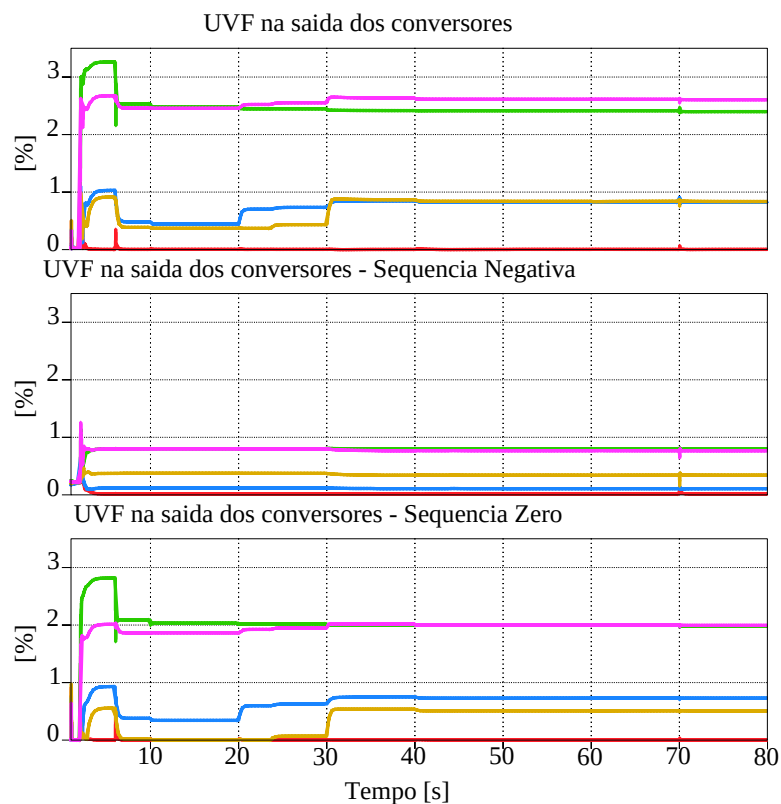


Figura 58 - Índice de desbalanço da tensão.

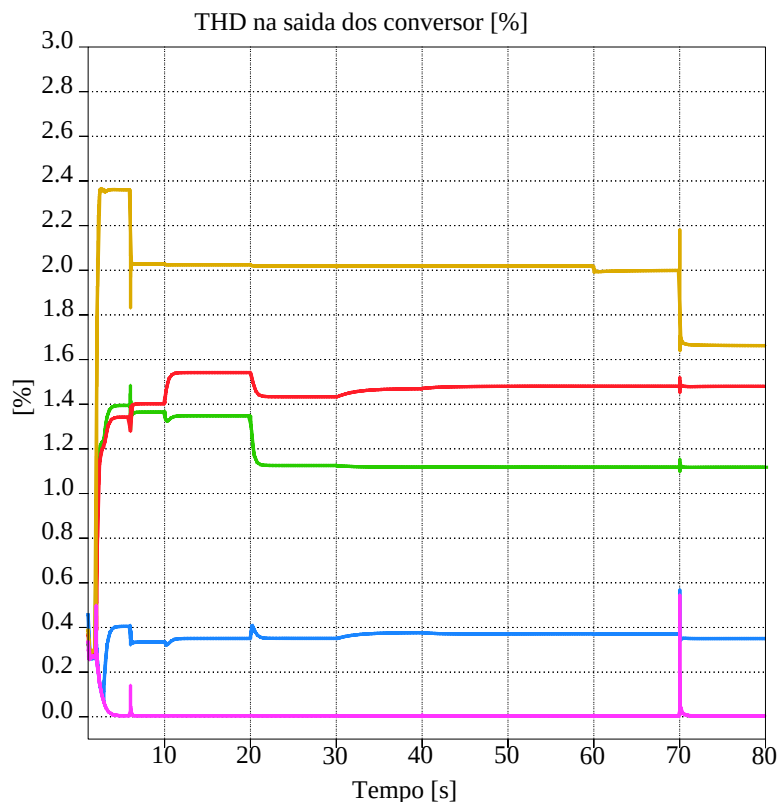


Figura 59 - Índice de distorção da tensão DHT.

b) Cenário 2

Neste cenário de teste os geradores distribuídos foram desligados de forma sequencial, conforme Figura 60 e mantidos assim até o final da simulação, ao se desligar o gerador também foi realizada o corte da comunicação simulando uma perda total de comunicação e desconexão física do GD da MR. Na sequência estão os passos de simulação realizados.

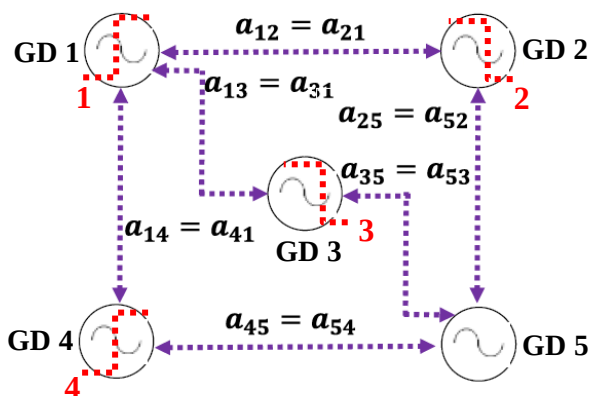


Figura 60 - Sequência de desconexão dos geradores.

A.3 Desconexão de geradores e *link* de forma sequencial

Neste cenário de teste os geradores distribuídos foram desconectados de forma sequencial e mantidos assim até o final da simulação. Na sequência estão os passos de simulação realizados.

- *Passo 1* ($t < 2$ s): todos os conversores são operados com a mesma referência de tensão com base nos sinais E_i^* e ω_i^* , com a camada 2 da Figura 8 em operação, ajustando tensão e corrente conforme equação (3.22) e (3.24)
- *Passo 2* ($t \geq 2$ s): é ativo a terceira camada de controle (Figura 8), sendo então feita a regulação da tensão e frequência, bem como o compartilhamento da potência reativa entre os conversores, pelos índices e_i e Ω_i das equações (3.22) e (3.22) com uso do algoritmo *Consensus*, equação (3.23) e (3.25). É ativo no mesmo instante de tempo os controles de compartilhamento de potência de desbalanço, equação (3.39) e (3.40), e de potência de distorção (3.41).
- *Passo 3* ($t \geq 10$ s): Desconexão do gerador 1 (GD 1) e corte do *link* de comunicação entre GD1/GD2 ($a_{12} = a_{21} = 0$), GD1/GD3 ($a_{13} = a_{31} = 0$) e GD1/GD4 ($a_{14} = a_{41} = 0$)
- *Passo 4* ($t \geq 20$ s): Desconexão do gerador 2 (GD 2) e corte do *link* de comunicação entre GD2 e GD5 ($a_{25} = a_{52} = 0$)
- *Passo 5* ($t \geq 30$ s): Desconexão do gerador 3 (GD 3) e corte do *link* de comunicação entre GD3 e GD5 ($a_{35} = a_{53} = 0$)
- *Passo 6* ($t \geq 40$ s): Desconexão do gerador 4 (GD 4) e corte do *link* de comunicação entre GD4 e GD5 ($a_{45} = a_{54} = 0$)

Na Figura 61 verifica-se que a cada desconexão de gerador, os demais assumem as cargas em torno de um novo ponto de operação dado pelo algoritmo *consensus* até o momento em que apenas o gerador GD 5 permanece funcionando. Destaque-se que no Passo 6, em um sistema real, com proteções de sobrecarga, o GD 5 seria desconectado pela proteção uma vez que ultrapassa a potência nominal apresentada na Tabela 2. Contudo, nesta simulação não foi aplicado limitador de potência.

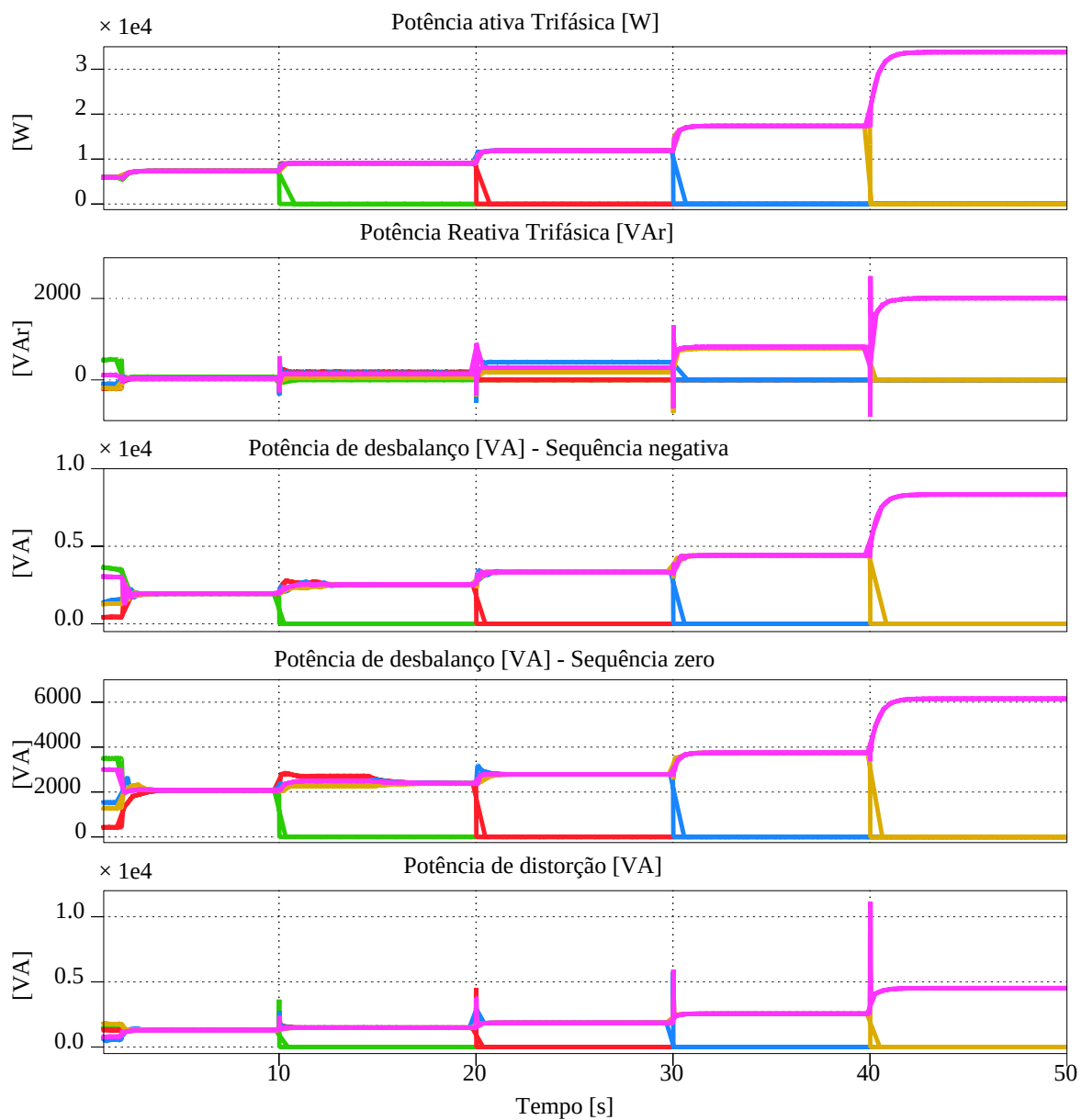


Figura 61 - Potências da MR.

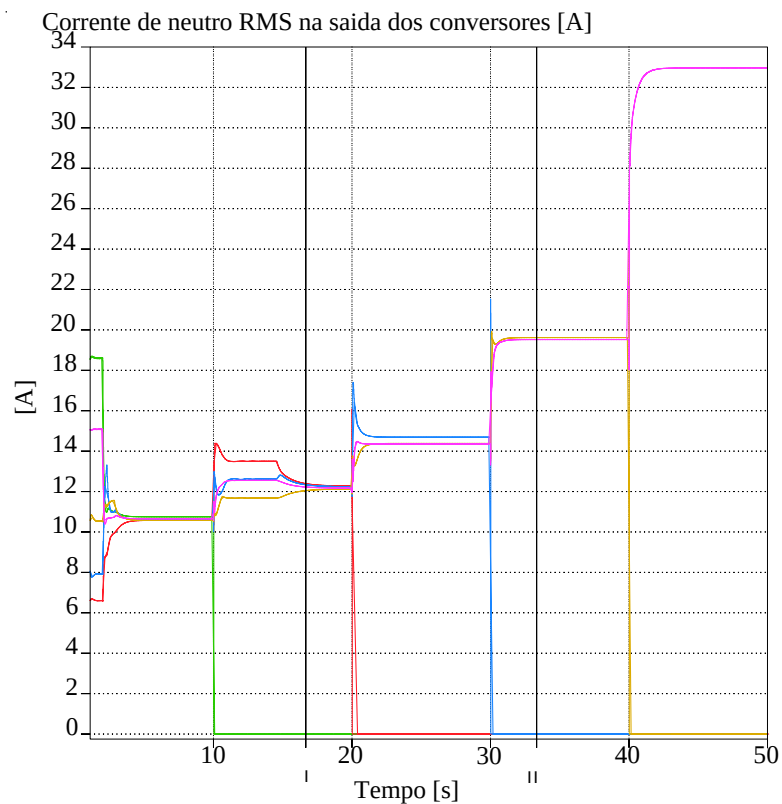


Figura 62 - Corrente do neutro instantânea e eficaz.

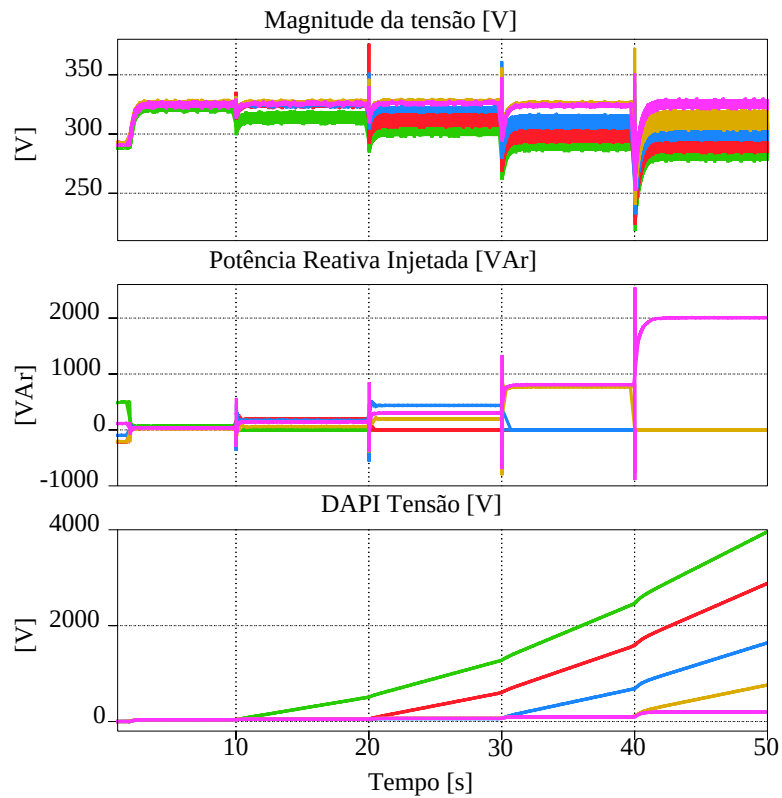


Figura 63 - Controlador DAPI de tensão.

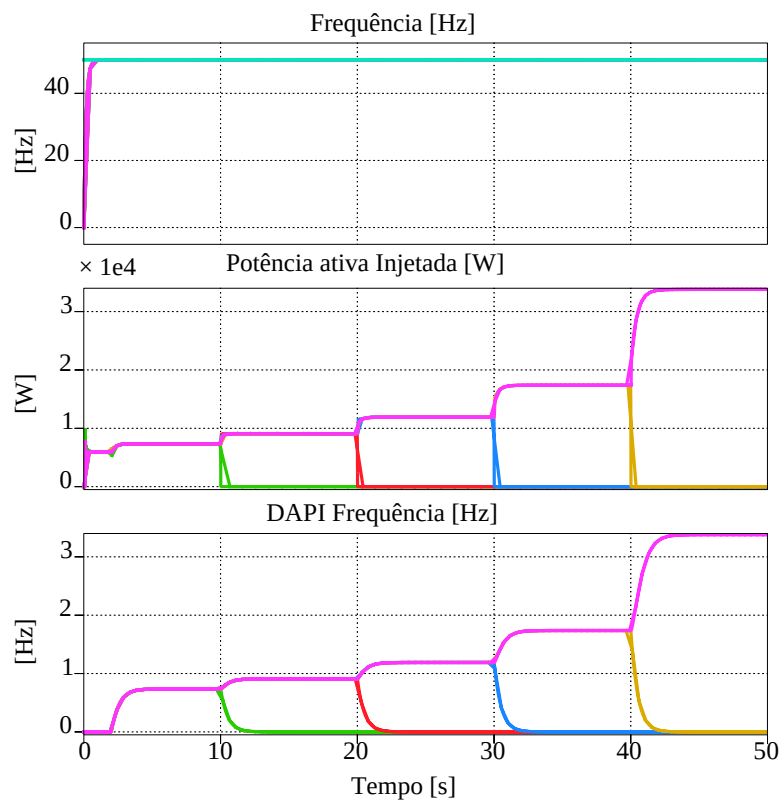


Figura 64 - Controlador DAPI de frequência.

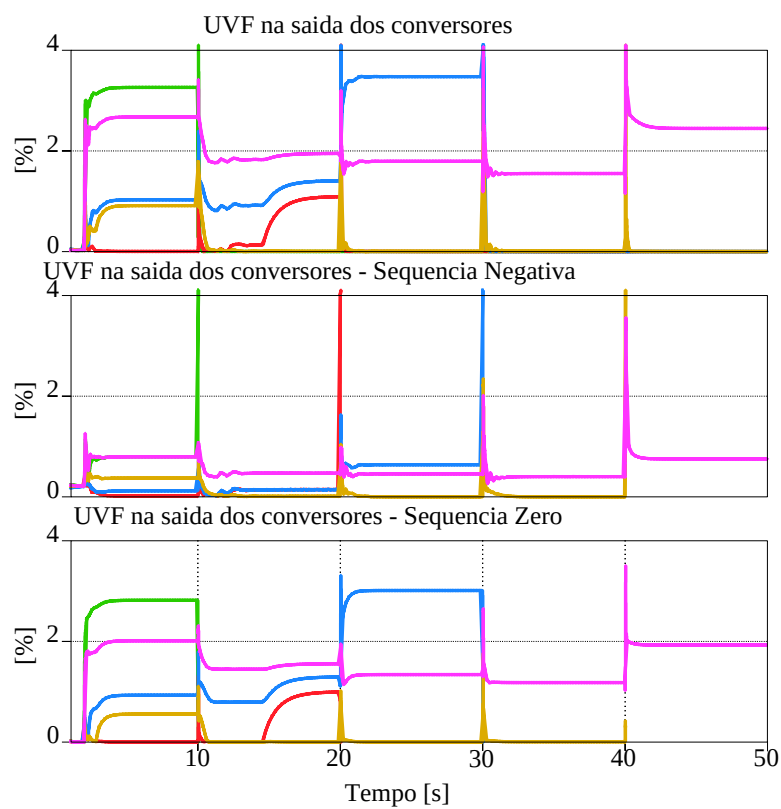


Figura 65 - Índice de desbalanço da tensão.

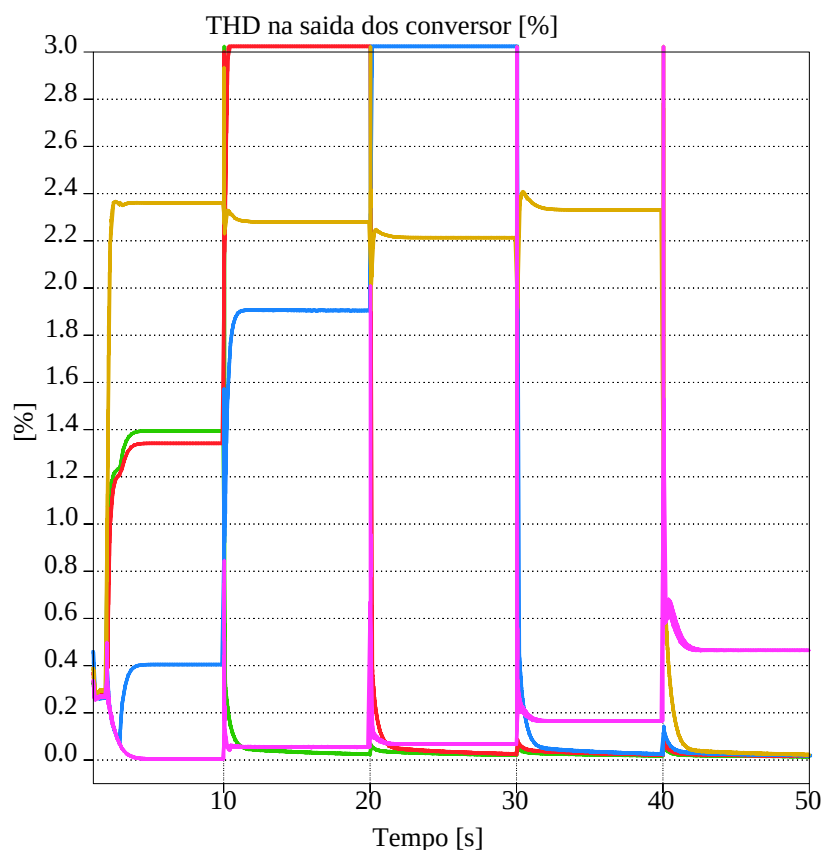


Figura 66 - Índice de distorção.

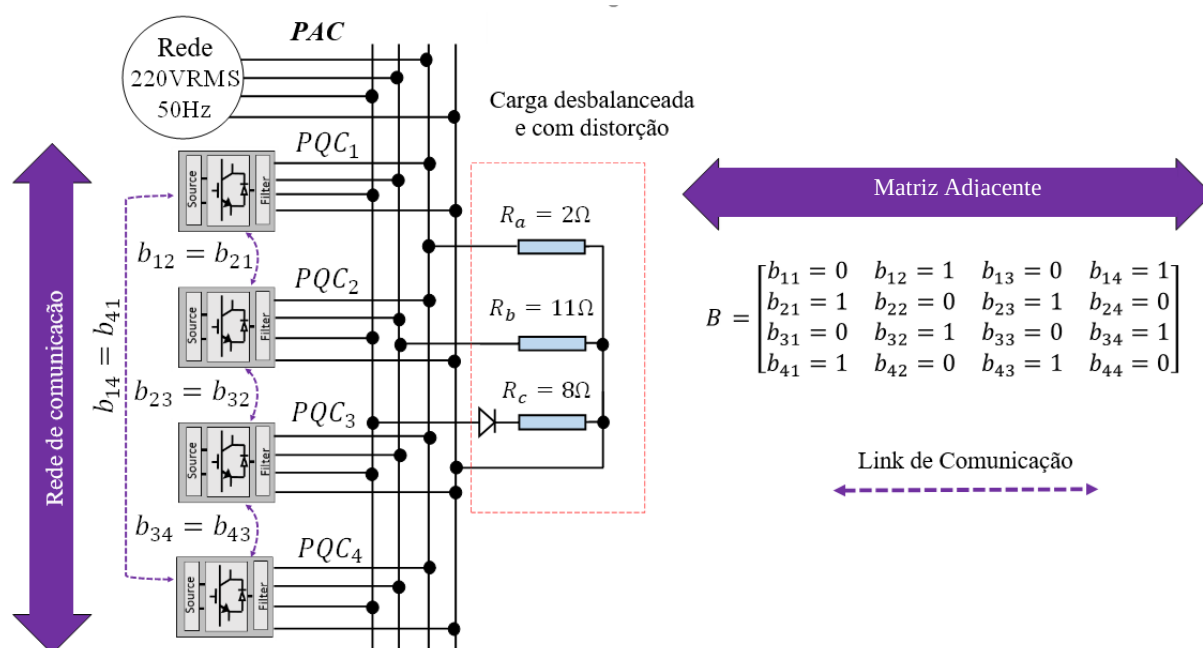
Conclusões preliminares

Nota-se tanto no cenário 1, que faz a desconexão do *link* de comunicação sem/com limitadores de desbalanço e distorção, como no cenário 2, o qual faz a desconexão dos geradores fisicamente do sistema e seus respectivos de *links* de comunicação, que em ambos a sequência de desconexão não afeta a dinâmica do sistema, uma vez que o algoritmo *consensus* continua operando conforme equação (2.2), (2.3), (2.4), (2.9) e (3.0) levando o sistema a um novo ponto de equilíbrio de compartilhamento de potência. Importante se observar apenas que os limites de potência dos conversores podem ser ultrapassados levando a desconexão dos geradores do sistema por atuação de proteção de sobrecarga

APENDICE B – COMPARTILHAMENTO DE ESFORÇOS DE COMPENSAÇÃO COM FILTROS ATIVOS NA MR CONECTADA A REDE

Nesta configuração de operação da MR trifásica a 4-fios conectada à rede de energia, os conversores operam no modo de suporte à rede, ou seja, do ponto de vista de controle, seu comportamento é aproximadamente como o de uma fonte de corrente.

A Figura 67 mostra um exemplo desta configuração, sendo este também o cenário estudado e implementado na simulação, discutido no decorrer desta seção.



Fonte: Adaptada de [44].

Figura 67 - Sistema elétrico estudado: Quatro conversores de energia (PQC) conectados à rede.

Como pode ser observado, a rede impõe a tensão e a frequência no ponto de acoplamento comum (PAC), enquanto os conversores, nomeados compensadores de qualidade de energia (PQC) seguem a tensão da rede injetando energia no PAC. Observe que tanto a rede quanto os PQC alimentam algumas cargas, que geralmente apresentam desequilíbrio e correntes harmônicas, introduzindo problemas de qualidade de energia elétrica.

Problemas de desequilíbrio e harmônicas podem ser resolvidos usando filtros ativos de potência. Por exemplo, em [81], é investigado o melhor local de inserção para um filtro ativo paralelo de potência (FAP) em um alimentador de um sistema de distribuição de energia. Seguindo essa tendência, em [52] e [53], os autores propõem a utilização de um sistema de filtragem ativa que é composto por múltiplas unidades de FAP para redução das harmônicas de

tensão do sistema. Posteriormente, em [54], é proposto um método de ajuste dinâmico para o FAP. Estes trabalhos são baseados em uma abordagem descentralizada, o que significa que não há coordenação entre os filtros ativos, cada FAP funciona de forma autônoma com base em variáveis medidas localmente. No entanto, um melhor desempenho do FAP poderia ser alcançado por meio da coordenação entre os dispositivos. Nesse sentido, em [55] [56] [57] [58], são propostos esquemas de controle cooperativo para coordenação de FAPs em uma rede elétrica.

Em [55] um controlador centralizado é responsável pelo cálculo do esforço de compensação para cada FAP. Uma abordagem semelhante foi proposta recentemente em [57] para aplicações de MR. O sistema de controle é baseado em uma arquitetura multi-mestre-seguidor em que o conversor mestre regula a tensão e a frequência do sistema e os conversores seguidores atuam como conversores que seguem a tensão da rede (conversores de suporte à rede).

As propostas [55] - [58] baseiam-se em uma abordagem centralizada, ou seja, todas as quantidades necessárias para a implantação dos sistemas de controle do conversor são enviadas a um controlador central encarregado de calcular o esforço de compensação de cada unidade. Sendo esta abordagem suscetível a falhas de ponto único e gargalos de informações quando o sistema aumenta. Em consequência, nos últimos anos, a abordagem de controle distribuído tem sido intensamente estudada, pois apresenta as seguintes vantagens: maior confiabilidade, flexibilidade, escalabilidade e operação *plug-and-play* [17].

Em particular, esquemas de controle distribuído baseados no algoritmo de *consensus* têm sido usados com sucesso para aplicações de MR ao longo de toda a sua estrutura de controle [13], [27], [37], [59], [54]. Embora a maioria dos controladores baseados em *consensus* estejam focados no compartilhamento de potência ativa, trabalhos como [18] e [20] também incluem questões de qualidade de energia para conversores trabalhando no modo de fonte de corrente.

Contudo, foi proposto na seção 3.1.1 um esquema de controle distribuído baseado na Teoria da Potência Conservativa (CPT) e na teoria de *consensus* para melhorar a QEE no PAC através do uso da capacidade volt-ampere (VA) remanescente do conversor para compensar distúrbios indesejados de corrente/potência. Sob essa abordagem, cada conversor deve usar a CPT para calcular as correntes indesejadas e a potência a ser injetada no PAC. Em seguida, o algoritmo de *consensus* determina o esforço de compensação de cada unidade. A abordagem proposta não requer um controlador centralizado para calcular o esforço de compensação para cada unidade. De fato, com o método distribuído, cada conversor calcula seu esforço de

compensação de forma autônoma de acordo com sua capacidade VA remanescente e a capacidade remanescente de seus vizinhos.

B.1 Estratégia de compartilhamento de esforços de compensação baseada na CPT e algoritmo de *consensus*

O controle distribuído dos PQC apresentados na Figura 67 faz uso de comandos de potência/energia instantânea que são manipulados localmente por cada PQC por meio de um algoritmo de *consensus* [43] apresentado na seção 2.3. Para fazer isso, são usadas as grandezas conservativas instantâneas definidas pela CPT [18] (seção 2.2). Estas grandezas, replicadas por conveniência em (B.1) e (B.2), são conservativas para quaisquer formas de onda de tensão ou correntes.

- Potência ativa instantânea:

$$p(t) = \sum_{m=\{a,b,c\}} \mathbf{v}_m \mathbf{i}_m = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (\text{B.1})$$

- Energia reativa instantânea:

$$w(t) = \sum_{m=\{a,b,c\}} \hat{\mathbf{v}}_m \mathbf{i}_m = \hat{v}_a i_a + \hat{v}_b i_b + \hat{v}_c i_c \quad (\text{B.2})$$

onde $\mathbf{v}_m$ é o vetor da tensão instantânea das “ m ” fases e $\hat{\mathbf{v}}_m$ é o vetor contendo as integrais sem valor médio da tensão.

A vantagem de se gerar as referências para o PQC por comandos de potência/energia instantânea, ao invés de comandos de corrente, é que estas referências não são influenciadas pela mudança de fase da tensão causada por transformadores e são apenas moderadamente afetadas pelas impedâncias da linha [55].

A transformação de quantidades conservativas (referências de potência instantânea p_{ref} e energia reativa instantânea w_{ref}) em referências de corrente $\mathbf{i}_{ref}$ (variáveis em negrito indicam um vetor) é realizada resolvendo a equação:

$$\mathbf{i}_{ref} = \begin{bmatrix} v_a & v_b & v_c \\ \hat{v}_a & \hat{v}_b & \hat{v}_c \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} p_{ref} \\ w_{ref} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$

Os comandos de corrente $\mathbf{i}_{ref}$ são então executados pelo controlador PQC de acordo com a técnicas usuais de controle de corrente.

a) Referência para compensação cooperativa

Observe que o objetivo desta proposta é melhorar a QEE no PAC usando a capacidade de energia VA remanescente do PQC. Para este fim, cada PQC decompõe correntes $\mathbf{i}_{PAC}$ em componentes da CPT [18] (isto é, correntes ativas balanceadas $\mathbf{i}_a^b$, corrente reativa balanceada $\mathbf{i}_r^b$, corrente desequilibrada $\mathbf{i}_u$ e corrente residual (void) $\mathbf{i}_v$, respectivamente de acordo com a equação (B.4) [18], [49].

$$\mathbf{i}_{PAC} = \mathbf{i}_{a-PAC}^b + \mathbf{i}_{r-PAC}^b + \mathbf{i}_{u-PAC} + \mathbf{i}_{v-PAC} \quad (\text{B.4})$$

Então, considerando que os componentes da corrente são ortogonais entre si, o valor eficaz coletivo (norma Euclidiana) das correntes $\mathbf{i}_{PAC}$ é determinado como:

$$I_{PAC}^2 = I_{a-PAC}^{b^2} + I_{r-PAC}^{b^2} + I_{u-PAC}^2 + I_{v-PAC}^2 \quad (\text{B.5})$$

Com a potência aparente A_{PCC} decomposta como:

$$A_{PAC}^2 = V_{PAC}^2 \left(I_{a-PAC}^{b^2} + I_{r-PAC}^{b^2} + I_{u-PAC}^2 + I_{v-PAC}^2 \right) \quad (\text{B.6a})$$

$$A_{PAC}^2 = P^2 + Q^2 + U^2 + D^2 \quad (\text{B.6b})$$

$$A_{PAC}^2 = P^2 + NA^2 \quad (\text{B.6c})$$

onde, V_{PAC} é o valor eficaz coletivo da tensão no PAC, $P = V_{PAC} I_{a-PAC}^b$ é a potência ativa, $Q = V_{PAC} I_{r-PAC}^b$ potência reativa, $U = V_{PAC} I_{u-PAC}$ é a potência de desbalanço, $D = V_{PAC} I_{v-PAC}$ é a potência de distorção e $NA = \sqrt{Q^2 + U^2 + D^2}$ é a potência não ativa (potência a ser compensada), usada para o propósito de compensação. Dados os termos de potência (B.6), o controlador local PQC define o objetivo de compensação, ou seja, a quantidade de potência reativa, de desequilíbrio e distorção a ser compensada da seguinte forma:

Seja h_i a quantidade relativa de potências reativa, desbalanço e distorção a serem compensadas por i -ésimo (i th) PQC (Figura 67), a comando de referência de potência/energia para a compensação pode ser gerado como:

$$p_{i-ref} = h_i p_{ref} = -\mathbf{v}_{PAC} (h_i \mathbf{i}_{ref}^T) \quad (\text{B.7a})$$

$$w_{i-ref} = h_i w_{ref} = -\hat{\mathbf{v}}_{PAC} (h_i \mathbf{i}_{ref}^T) \quad (\text{B.7b})$$

Esses comandos de potência/energia são então compartilhados entre os PQCs de acordo com sua capacidade nominal de potência. Desta forma, a compensação minimiza tanto o fluxo de energia nas linhas de distribuição quanto, eventualmente, as perdas na distribuição. Observe que até agora, o esforço de compensação h_i para cada PQC foi calculado com base na abordagem de controle centralizado [55] e [57].

Contrário a essa tendência de controle centralizado (B.7), este trabalho propõe-se uma abordagem distribuída baseada no algoritmo de *consensus* para o cálculo de h_i . Logo, o controle local de cada PQC determina autonomamente a proporção da corrente de referência atual i_{ref-i}^* a ser compensada, como:

$$i_{ref-i}^* = -(h_{i0} + n_i) \cdot i_{ref} \quad (B.8)$$

onde h_{i0} é a proporção inicial (antes de ativar o algoritmo *consensus*) de compensação a ser executada por cada um dos PCQs e n_i é o fator de ponderação que é ajustado pelo algoritmo *consensus* proposto em (B.9).

$$k_i \frac{dn_i}{dt} = \max(0, NA_i - A_{PQC-i}^{max}) - \sum_j^N b_{ij} \cdot \left(\frac{NA_i}{A_{PQC-i}^{max}} - \frac{NA_j}{A_{PQC-j}^{max}} \right) \quad (B.9)$$

Observe que, o primeiro termo $\max(\%)$ é responsável por garantir que cada PQC não exceda sua capacidade de potência máxima (nominal), A_{PQC-i}^{max} . Se a potência não ativa NA_i a ser compensada é maior que A_{PQC-i}^{max} então uma ação de controle é introduzida para conduzir NA_i dentro das margens permitidas. O segundo termo do lado direito de (B.9) distribui o esforço de compensação entre os PQC de acordo com sua potência máxima de cada conversor. Finalmente, k_i são os coeficientes de atenuação que modificam a resposta dinâmica do controlador e A_{PQC-i}^{max} é a capacidade máxima de cada compensador.

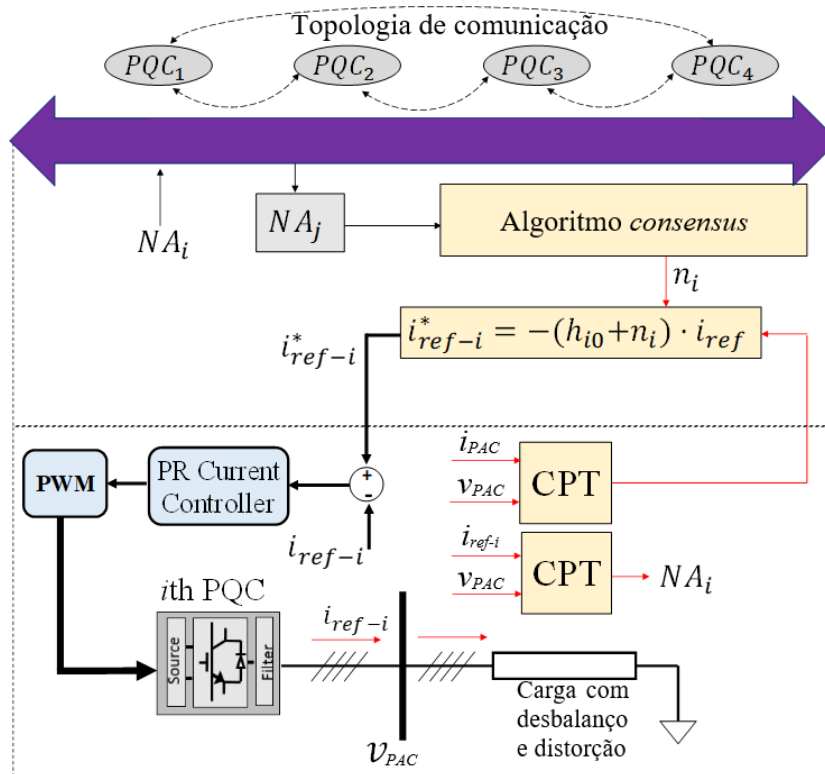
Uma vez que o cenário proposto para simulação na Figura 67 é composto apenas por compensadores de qualidade de energia, sem a pretensão no momento de operar como um gerador distribuído, a potência VA remanescente neste caso seria na verdade a potência máxima A_{PQC-i}^{max} de cada conversor.

Resultados de Simulação

A Figura 68 mostra a implementação do esquema de controle distribuído proposto para o i -ésimo PQC da Figura 67. Como visto, cada PQC calcula localmente os termos de corrente e potência em sua saída e no PAC usando a CPT. Com base nisso, cada unidade PQC deve compensar os termos de potência e energia no PAC relacionados aos distúrbios de QEE de acordo com sua capacidade máxima A_{PQC-i}^{max} (valores apresentados na Figura 71)

O sistema ilustrado na Figura 67 foi simulado no *software PLECS* para validar a estratégia de operação conectada da MR proposta neste trabalho (Figura 68).

Para que fosse possível avaliar o desempenho do sistema de controle proposto, em termos de compensação de harmônicas, um diodo retificador foi conectado em série ao resistor da fase c para gerar uma carga altamente não linear.



Fonte: Referência [44].

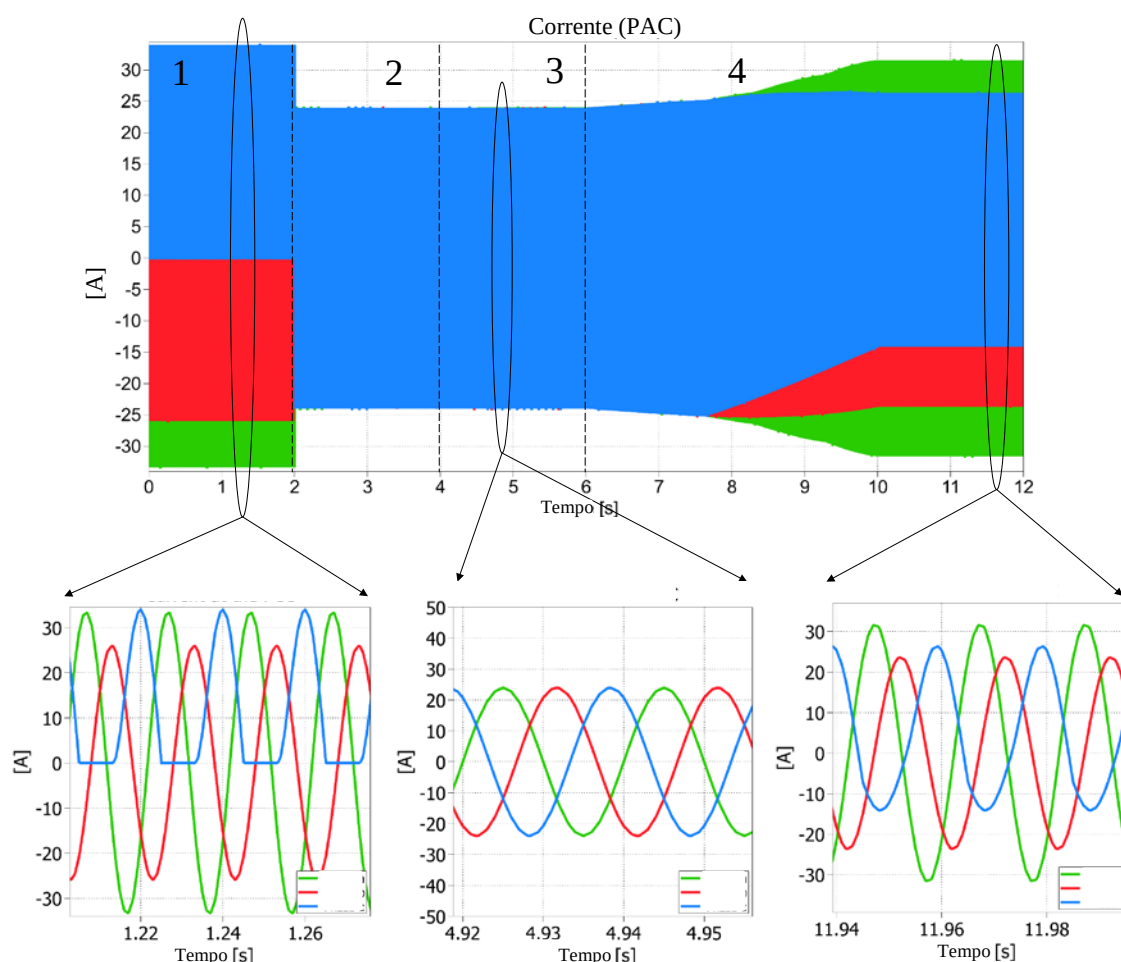
Figura 68 - Implementação do esquema de controle distribuído proposto.

Os parâmetros da simulação, juntamente com a matriz de adjacência para caracterizar a rede de comunicação usada pelo algoritmo de *consensus*, também são mostrados na Figura 67. Foram consideradas 4 etapas na simulação:

- Passo 1 ($0 \text{ s} \leq t < 2 \text{ s}$), os PQCs estão desabilitados.
- Passo 2 ($2 \text{ s} \leq t < 4 \text{ s}$), os conversores são habilitados cada um compensando $\frac{1}{4}$ dos distúrbios da carga, isto é, a referência de compensação para cada unidade é calculada como $i_{ref-i}^* = -(h_{i0}) \cdot i_{ref}$, com h_{i0} igual a 0.25.
- Passo 3 ($4 \text{ s} \leq t < 6 \text{ s}$), o esquema de controle distribuído por *consensus* é habilitado, e a referência de corrente para cada unidade é dada por (B.8).
- Passo 4 ($6 \text{ s} \leq t < 12 \text{ s}$), a resistência variável na fase *c* começa a ser diminuída (por meio de uma função de rampa). Ao fazer isso, o desequilíbrio e o conteúdo harmônicas da corrente da carga aumentam progressivamente até o ponto em que a capacidade VA total das quatro unidades PQC não é suficiente para compensar todos os desequilíbrios e os harmônicas da carga.

A Figura 69 mostra a corrente trifásica no PAC durante a simulação. Conforme observado, no Passo 1, esta corrente é altamente distorcida e desequilibrada. Então, no Passo 3,

quando as unidades PQC estão trabalhando com a arquitetura de controle distribuída proposta, o desequilíbrio e os harmônicos no PAC são efetivamente compensados, melhorando a qualidade da energia da corrente no PAC. Em seguida, no início do Passo 4, uma resistência variável é diminuída progressivamente na fase c, aumentando o desequilíbrio e as harmônicas na carga. Nesse cenário, as unidades PQC continuam compensando todo o desequilíbrio e harmônicos no PAC até aproximadamente 7.5 s, quando a capacidade VA das unidades não é suficiente para compensar todas as correntes desequilibradas e distorcidas geradas pela carga. No entanto, neste caso, como visto na Figura 69, o PQ da corrente no PAC, é visivelmente melhorado em comparação com a corrente no Passo 1 (quando o esquema de controle proposto não está funcionando).



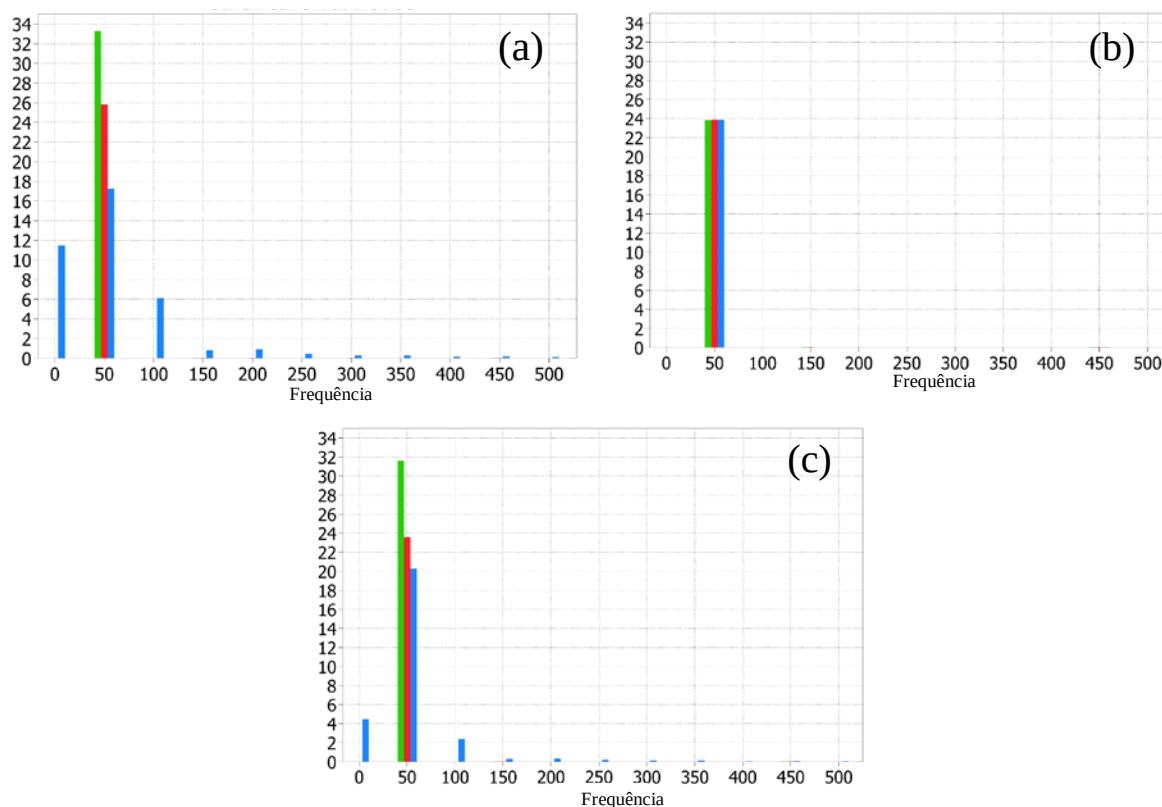
Fonte: Referência [44].

Figura 69 - Correntes trifásicas no PAC durante o teste.

A Figura 70 mostra a análise de Fourier da corrente mostrada em Figura 69 para os passos de simulação 1, 3 e 4, respectivamente. A **Figura 70** (a) mostra o Passo 1, nota-se a diferentes amplitudes, o que representa o desequilíbrio e a presença de harmônicas na fase c, a

qual possui um diodo em série com resistor (veja Figura 67). Já a Figura 70 (b) apresenta o Passo 3 de simulação, com a estratégia proposta em operação. Por fim **Figura 70 (c)** apresenta teste realizado no Passo 4 a fim de validar o limitador de potência máxima proposta com o algoritmo *consensus*.

Deve-se observar que a análise de *Fourier* exibida na **Figura 70** foi realizada pela ferramenta de análise de Fourier fornecida pelo *software PLECS*.



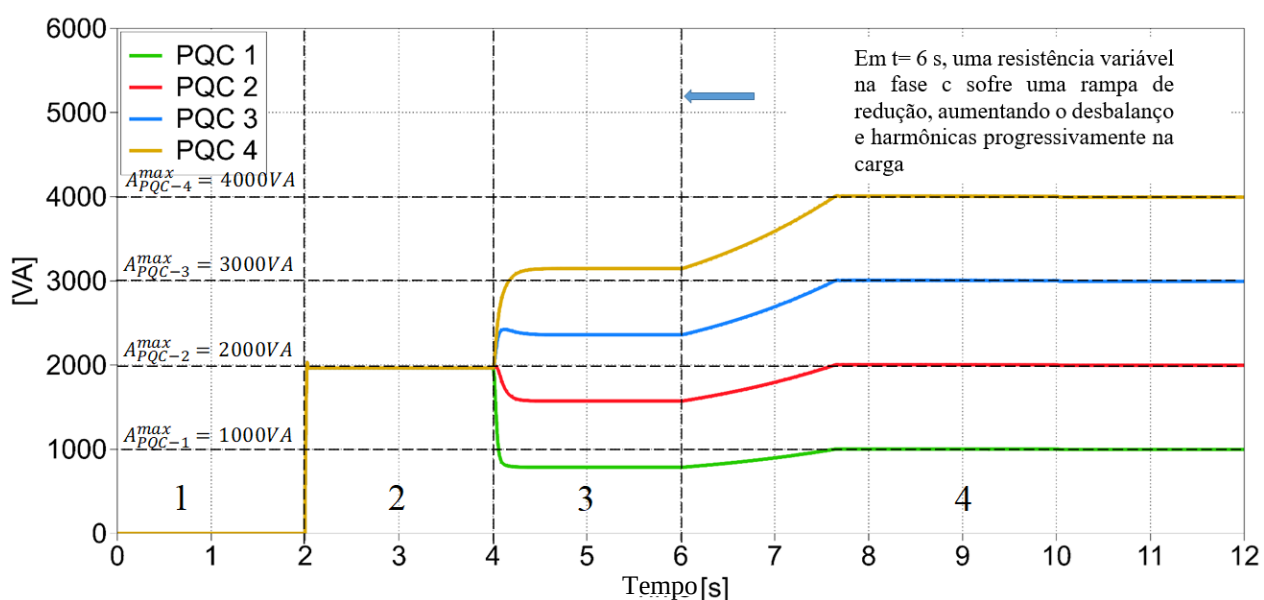
Fonte: Referência [44].

Figura 70 - Análise de Fourier da corrente no PAC (fase a - verde; fase b - vermelha; fase c - azul) vista da fonte: (a) durante o passo 1; (b) passo 3 e (c) passo 4.

A Figura 71 mostra a potência de compensação (NA_i) de cada unidade PQC para os quatro passos considerados na simulação. Conforme observado no Passo 2, todas as unidades PQC estão injetando a mesma quantidade (1/4) de potência não ativa NA_i no PAC para compensar o desequilíbrio e as harmônicas. Nesse caso, o esforço de compensação não é distribuído entre as unidades de acordo com sua capacidade de potência, visto que independentemente da capacidade máxima, cada conversor processa um quarto da potência não ativa total demandada pela carga. Na verdade, neste caso, o PQC 1 está injetando uma potência maior do que sua potência máxima permitida. Sendo que para este estudo os PQCs possuem a mesma capacidade de potência.

A condição de operação do Passo 2 foi escolhida deliberadamente para mostrar que mesmo nessa condição extrema, o esquema de controle distribuído proposto pode distribuir o esforço de compensação de acordo com a potência nominal dos conversores e ao mesmo tempo respeitar a capacidade máxima de cada unidade. Isso é efetivamente alcançado pelo esquema de controle proposto, conforme mostrado no Passo 3 exibida na Figura 71.

Observe que no Passo 3, é assumido que a capacidade VA máxima de cada uma das quatro unidades PQC é maior do que a potência não-ativa a ser compensada no PAC, assim uma compensação total é alcançada. Para analisar o comportamento da proposta no caso contrário, no início do Passo 4, uma resistência variável é diminuída progressivamente, aumentando tanto os desequilíbrios quanto as harmônicas no PAC. Nesta condição, conforme observado, as unidades PQC aumentam seu esforço de compensação progressivamente até aproximadamente 7.5 s. Neste momento, as unidades não podem fornecer mais potência para compensar o desequilíbrio da carga porque atingiram sua capacidade máxima de potência.

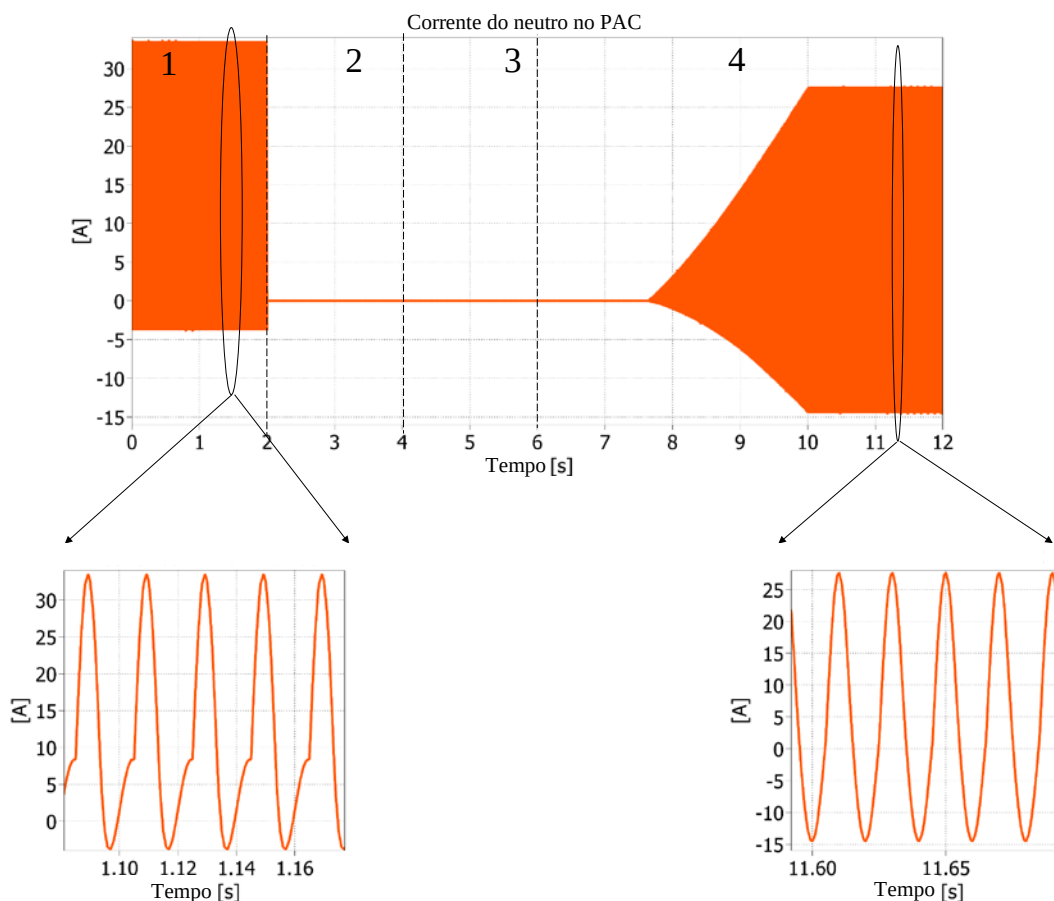


Fonte: Referência [44].

Figura 71 - Esforço de compensação de cada unidade PQC durante este teste. As linhas pontilhadas horizontais detonam a capacidade VA máxima de cada unidade PQC.

Vale lembrar que o sistema estudado nesta seção corresponde a um sistema trifásico a 4-fios. Por isso, é fundamental analisar a corrente de neutro durante a simulação, conforme visto na Figura 72 que mostra a corrente de neutro no PAC. Quando desabilitados os conversores (Passo 1), existe corrente no neutro fluindo, o que significa que o sistema está desequilibrado e distorcido. Então, quando o sistema de controle é habilitado, a corrente do neutro é efetivamente compensada. Por fim, no Passo 4, pode-se observar uma compensação

parcial da corrente de neutro, uma vez que o nível de desequilíbrio e harmônicas na carga é maior que a capacidade de compensação somada das quatro unidades PQC representadas na Figura 67.



Fonte: Referência [44].

Figura 72 - Corrente do Neutro no PAC.

Conclusões

Foi apresentada uma abordagem para o controle cooperativo de PQC's (filtros ativos de potência paralelos), que permite a utilização efetiva da compensação distribuída de acordo com a capacidades máximas permitidas de cada unidade PQC. A estratégia de controle faz uso da Teoria de Potência Conservativa para gerar os comandos de compensação dos PQC's distribuídos e do algoritmo de *consensus* para regular o esforço de compensação de cada PQC. A abordagem proposta foi testada por simulação, mostrando capacidade de compensação cooperativa mesmo na presença de distorção severa e assimetria nas correntes de carga.

APENDICE C – COMPARTILHAMENTO DE ESFORÇOS DE COMPENSAÇÃO COM CONVERSOR MULTIFUNCIONAL NA MR CONECTADA A REDE

No estudo a seguir os conversores seguidores de rede representados na Figura 1 serão chamados de interfaces eletrônicas de potência (IEP) o que remete sua capacidade de operação multifuncional, injetando potência e atuando como compensadores de QEE. O controle distribuído proposto faz uso as grandezas definidas pela CPT [4] que são obtidas localmente para cada IEP e manipuladas por um algoritmo de *consensus* [5]. Assim, os comandos de corrente de referência são executados pelo controlador de cada IEP de acordo com as técnicas usuais de controle de corrente.

a) Comandos de referência para compensação cooperativa de potências no PAC

O objetivo desta proposta é melhorar a QEE no PAC enquanto o conversor injeta potência usando a capacidade remanescente de potência do IEP. Para este propósito, cada IEP decompõe as correntes da carga $\mathbf{i}_L$ com uso da CPT em suas componentes [4] (i.e., corrente ativa balanceada $\mathbf{i}_a^b$, corrente reativa balanceada $\mathbf{i}_r^b$, corrente desbalanceada $\mathbf{i}_u$ e corrente *void* ou residual $\mathbf{i}_v$ respectivamente), logo, dada a ortogonalidade desta e uma vez calculado o valor eficaz coletivo das suas componentes, a potência aparente pode ser decomposta por:

$$A_{PAC}^2 = P^2 + Q^2 + U^2 + D^2 = P^2 + NA^2 \quad (C.1)$$

onde, V_{PAC} é o valor eficaz coletivo da tensão de fase no PAC, $P = V_{PAC} \mathbf{I}_{a-PCC}^b$ é a potência ativa, $Q = V_{PAC} \mathbf{I}_{r-PAC}^b$ é a potência reativa, $U = V_{PAC} \mathbf{I}_{u-PAC}$ é a potência de desequilíbrio, $D = V_{PAC} \mathbf{I}_{v-PAC}$ é a potência de distorção e $NA = \sqrt{Q^2 + U^2 + D^2}$ é a potência não-ativa (potência a ser compensada), utilizados para o propósito da compensação. Dados os termos de potência (1), o controlador local do IEP define o objetivo de compensação, ou seja, a quantidade de potência reativa, de desequilíbrio e distorção a ser compensada.

Seja h_i a quantidade relativa de reativos, desequilíbrio e distorção a ser compensada pelo i -ésimo (i th) IEP, as correntes de referência para compensação serão geradas por:

$$\mathbf{i}_{ref-i}^* = -(h_{i0} + n_i) \cdot \mathbf{i}_{ref} \quad (C.2)$$

onde, $\mathbf{i}_{ref} = \mathbf{i}_{na} = \mathbf{i}_r^b + \mathbf{i}_u + \mathbf{i}_v$, h_{i0} é a condição inicial para cada IEP e n_i é o fator de ponderação ajustado pelo algoritmo de *consensus* proposto em (3).

Como o IEP injeta potência na rede, trabalhando como um conversor multifuncional, a corrente de referencia a ser sintetizada pelo conversor será dada por (C.2) a seguir.

$$\mathbf{i}_{sin-i}^* = \mathbf{i}_{ref-i}^* + \mathbf{i}_{inj-i} - \mathbf{i}_{ref-i} \quad (C.2)$$

onde $\mathbf{i}_{sin-i}^*$ representa a corrente de referencia do controlador ressonante (PR) a ser sintetizada pelo conversor, já $\mathbf{i}_{inj-i}$ refere-se a corrente ao qual se pretende injetar na rede, fornecendo então potência ativa para a rede.

As referências ($\mathbf{i}_{ref-i}^*$) são então calculadas localmente por cada conversor para que possa compartilhar os esforços de compensação entre os IEPs de acordo com a capacidade de potência remanescente de cada um, visto que agora a capacidade remanescente é alterada de acordo com a potência que o conversor está injetando na rede.

Ao contrário ao controlador centralizado, onde h_i é definido por um controlador central, neste trabalho assim como o caso apresentado no Apêndice B, utiliza-se uma abordagem distribuída baseada no algoritmo *consensus* para o cálculo de h_i , ou seja, o controle local de cada IEP determinará autonomamente a quantidade de corrente de referência $\mathbf{i}_{ref-i}^*$ a ser gerada.

$$k_i \frac{dn_i}{dt} = \max(0, A_{IEP-i} - A_{IEP-i}^{max}) - \sum_j^N b_{ij} \cdot \left(\frac{NA_i}{NA_{IEP-i}^{res}} - \frac{NA_j}{NA_{IEP-j}^{res}} \right) \quad (C.3)$$

Veja que, o primeiro termo $\max(\%)$ é responsável por garantir que cada IEP não exceda a sua capacidade nominal (máxima) de potência aparente projetada, A_{IEP-i}^{max} : Se A_{IEP-i} , potência aparente atual é maior que A_{IEP-i}^{max} então o controle do sistema age para levar a compensação das potência não-ativa NA_i para um valor cuja soma com a potência ativa injetada (P_{inj}) pelo conversor multifuncional não exceda a potência aparente de projeto do IEP (A_{IEP-i}^{max}), assim dando prioridade a injeção de potência na rede pelo IEP. O segundo termo do lado direito da equação (C.3) é responsável por fazer a distribuição dos esforços de compensação entre os IEP de acordo com a capacidade residual de compensação de potência não-ativas (NA_{IEP-i}^{res}) destes.

C.1 Implementação da proposta em simulação

A Figura 73 mostra a implementação do esquema de controle distribuído proposto no i th IEP. Basicamente 5 passos de simulação foram considerados para validar a proposta.

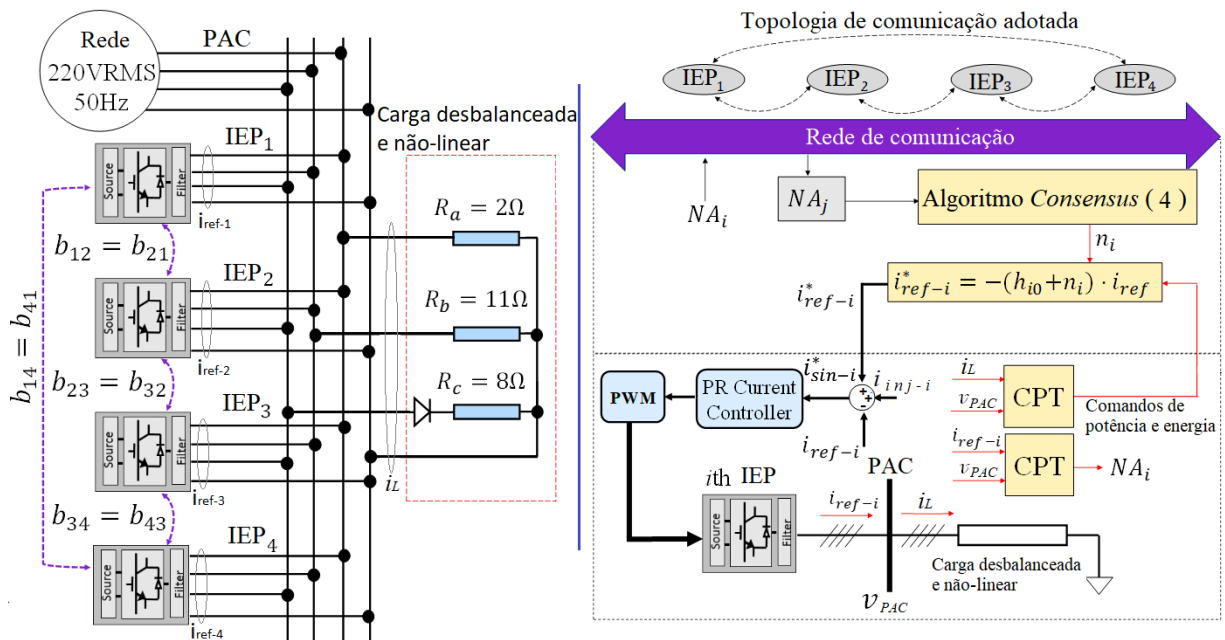


Figura 73 - Sistema elétrico estudados: conversores multifuncionais (esquerda) e esquema de controle distribuído (direita).

- Passo 1 ($0 \text{ s} \leq t < 2 \text{ s}$), os IEPs estão desabilitados.
- Passo 2 ($2 \text{ s} \leq t < 4 \text{ s}$), os conversores são habilitados cada um compensando $\frac{1}{4}$ dos distúrbios da carga, isto é, a referência de compensação para cada unidade é calculada como $i_{ref-i}^* = -(h_{i0}) \cdot i_{ref}$, com h_{i0} igual a 0.25.
- Passo 3 ($t > 4 \text{ s}$), os conversores IEPs estão injetando potência na rede.
- Passo 4 ($t > 6 \text{ s}$), o esquema de controle distribuído por *consensus* é habilitado, e a referência de corrente para cada unidade é dada por (C.3).
- Passo 5 ($6 \text{ s} \leq t < 12 \text{ s}$), a resistência variável na fase *c* começa a ser diminuída (por meio de uma função de rampa). Ao fazer isso, o desequilíbrio e o conteúdo harmônicas da corrente da carga aumentam progressivamente até o ponto em que a capacidade VA total das quatro unidades PQC não é suficiente para compensar todos os desequilíbrios e os harmônicas da carga.

Resultados de simulação

A Figura 74 mostra a compensação de potência não-ativa (NA_i) de cada IEP para os 5 passos considerados na simulação, assim como a potência aparente atual (A_{IEP-i}) que leva em conta quanto de potência ativa está sendo injetado. Como observado, no passo 2, todos os IEPs estão injetando a mesma quantidade de potência não-ativa NA_i no PAC para compensar

desequilíbrios e distorção. Neste caso, os esforços de compensação não são distribuídos entre os conversores de acordo com suas capacidades, na verdade, o IEP₁ e IEP₂, no passo 3, durante injeção de potência ativa pelos IEP no PAC (IEP₁ de menor capacidade nominal injeta 600 W de potência, IEP₂ - 450 W, IEP₃ - 300 W e IEP₄ - 200 W), estão injetando uma potência aparente maior do que sua potência máxima de projeto, isso só acontece pois neste passo de simulação nenhuma proteção foi implementada, algoritmo *consensus* desabilitado. Como observado a corrente da fonte, lado direito da Figura 74, no passo 1, é altamente distorcida e desbalanceada, já no passo 2 a distorção e os desbalanços são eliminados, uma vez que todos conversores IEP operam sob uma mesma condição inicial (h_{i0}), veja equação (C.2). Em seguida, no início do passo 3 os conversores IEP passam a injetar potência e assim permanecem até o final da simulação. No passo 4 o algoritmo de *consensus*, equação (C.3) é ativo de forma que as potências não-ativa da carga passam a ser compartilhadas entre os IEP de acordo com sua capacidade remanescente de potência. Por fim no passo 5 uma resistência variável é diminuída progressivamente na fase *c*, aumentando o desequilíbrio e os harmônicos na carga. Nesse cenário, as IECs continuam compensando todo o desequilíbrio e harmônicos no PAC até aproximadamente 7.4s, quando a capacidade VA das unidades não é suficiente para compensar todas as correntes desequilibradas e distorcidas geradas pela carga. No entanto, como visto a direita da Figura 74, o perfil da corrente na fonte é visivelmente melhorado em comparação com a corrente do passo 1, sem compensação.

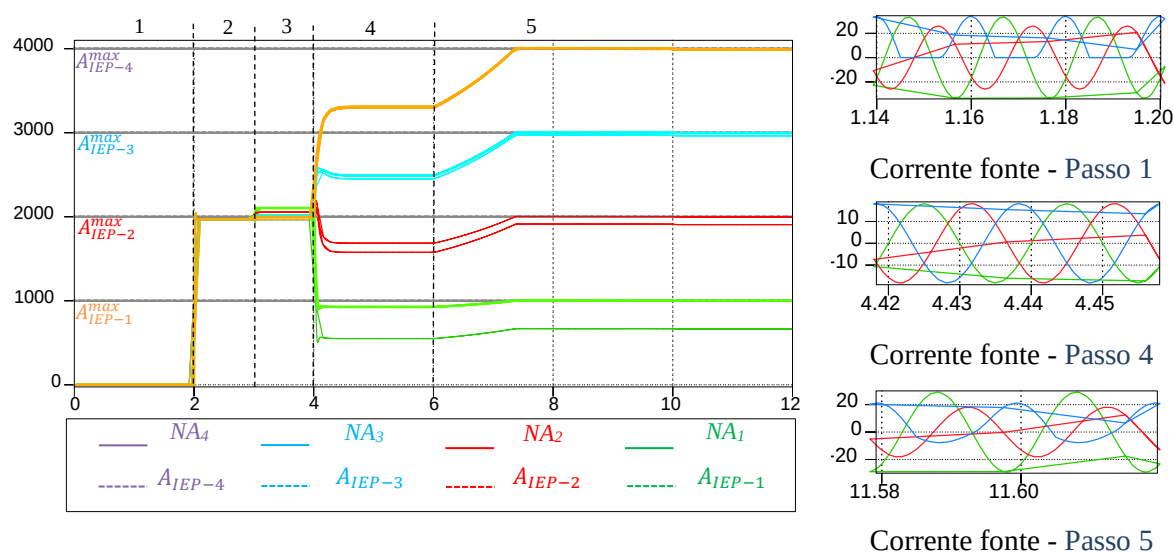


Figura 74 - Esforço de compensação de cada unidade IEP. Linhas horizontais denotam máxima capacidade de potência VA de cada IEP.

Conclusões

Foi apresentada uma abordagem para o controle cooperativo de IEPs, que permite a utilização efetivo dos conversores de acordo com suas capacidades remanescente de potência operando como conversores multifuncionais, ou seja, injetando potência na rede e aprimorando a QEE no PAC. Sendo demonstrado também a atuação de limitador de capacidade máxima de potência de cada IEP. A estratégia de controle faz uso da Teoria de Potência Conservativa para gerar os comandos de compensação e do algoritmo de *Consensus* para regular o esforço de compensação de cada IEP. A abordagem proposta foi testada por simulação, mostrando capacidade de compensação cooperativa mesmo na presença de distorção e desequilíbrio nas correntes da carga. O trabalho futuro será focado na avaliação do desempenho do esquema distribuído proposto em um sistema mais desafiador, com mais barras de tensão e considerando o estudo de uma rede fraca.

REFERÊNCIAS

- [1] CHOWDHURY, S., CHOWDHURY, S.P., CROSSLEY, P., “Microgrids and Active Distribution Networks,” *IET Renewable Energy Series* 6, 2009.
- [2] V. H. M. Quezada, "Distributed generation: technical aspects and regulatory issues." PhD dissertation submitted to Universidad Pontificia Comillas de Madrid, 2005 (in Spanish).
- [3] CRIVELIN, L. C. C., Regulação da geração de energia elétrica por fontes alternativas: impactos da atuação da ANEEÇ na diversificação da matriz energética brasileira e na construção de um modelo de desenvolvimento sustentável. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Direito de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2018.
- [4] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa 687, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 10 setembro 2022.
- [5] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. 2012. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> >. Acesso em: 10 setembro 2022.
- [6] SAMAD, T.; ANNASWAMY, A. M. Controls for Smart Grids: Architectures and Applications. *Proceedings of the IEEE*, v. 105, n. 11, p. 2244–2261, nov. 2017.
- [7] D. E. Olivares et al., “Trends in microgrid control,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, Jul. 2014.
- [8] A. Bidram and A. Davoudi, “Hierarchical structure of microgrids control system,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1963–1976, Dec. 2012.
- [9] J. M. Guerrero, M. Chandorkar, T.-L. Lee, and P. C. Loh, “Advanced control architectures for intelligent microgrids—Part I: Decentralized and hierarchical control,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1254–1262, Apr. 2013.
- [10] N. Pogaku, M. Prodanovic, and T. C. Green, “Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 22, no. 2, pp. 613–625, Mar. 2007.
- [11] R. Majumder et al., “Improvement of stability and load sharing in an autonomous microgrid using supplementary droop control loop,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 2, pp. 796–808, May 2010.
- [12] X. Zhou, F. Tang, P. Chiang Loh, X. Jin and W. Cao, “Four-Leg Converters With Improved Common Current Sharing and Selective Voltage-Quality Enhancement for

- Islanded Microgrids,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 31, no. 2, pp. 522 - 531, 2016.
- [13] E. Espina, J. Llanos, C. Burgos-Mellado, R. Cárdenas-Dobson, M. Martínez-Gómez and D. Saez, “Distributed Control Strategies for Microgrids: An Overview,” IEEE Access, vol. 8, pp. 193412 - 193448, 2020.
- [14] C. Burgos-Mellado, R. Cárdenas, D. Sáez, A. Costabeber and M. Sumner, “A Control Algori-ésimom Based on the Conservative Power Theory for Cooperative Sharing of Imbalances in 4-Wire Systems,” IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 34, no. 6, pp. 5325 - 5339, 2019.
- [15] R. Zhang, V. H. Prasad, D. Boroyevich, and F. C. Lee, “Three-Dimensional Space Vector Modulation for Four-Leg Voltage-Source Converters,” IEEE Trans. Power Electron., vol. 17, no. 3, pp. 314–326, 2002.
- [16] R. Palma-Behnke, C. Benavides, F. Lanas, B. Severino, L. Reyes, J. Llanos and D. Sáez, “A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 4, no. 2, pp. 996 - 1006, 2013.
- [17] J. W. Simpson-Porco, Q. Shafiee, F. Dörfler, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero and F. Bullo, “Secondary Frequency and Voltage Control of Islanded Microgrids via Distributed Averaging,” IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, no. 11, pp. 7025 - 7038, 2015.
- [18] P. Tenti, H. K. Morales Paredes and P. Mattavelli, “Conservative Power Theory, a Framework to Approach Control and Accountability Issues in Smart Microgrids,” IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 26, no. 3, pp. 664 - 673, 2011.
- [19] E. Espina, R. Cardenas, M. Espinoza-B, C. Burgos-Mellado, D. Saez, “Cooperative Regulation of Imbalances in Three-Phase Four-Wire Microgrids Using Single-Phase Droop Control and Secondary Control”, IEEE Trans. Power Electron., 2019, DOI: 10.1109/TPEL.2019.2917653,.
- [20] K. T. Mok, S. S. Ho, S. C. Tan, and S. Y. R. Hui, “A Comprehensive Analysis and Control Strategy for Nullifying Negative-and Zero-Sequence Currents in an Unbalanced Three-Phase Power System Using Electric Springs,” IEEE Trans. Power Electron., vol. 32, no. 10, pp. 7635–7650, 2017.
- [21] C. Burgos-Mellado, C. Hernández-Carimán, R. Cardenas, D. Sáez and M. Sumner and A. Costabeber, “Experimental evaluation of a CPT-Based distributed generation,” IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron., vol. 5, no. 2, pp. 747–759, 2017.
- [22] D. Sreenivasarao, P. Agarwal, and B. Das, “Neutral current compensation in three-phase , four-wire systems : A review,” Electr. Power Syst. Res., vol. 86, pp. 170–180, 2012.

- [23] M. Savaghebi, A. Jalilian, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Secondary Control for Voltage Quality Enhancement in Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1893–1902, 2012.
- [24] L. Meng, F. Tang, M. Savaghebi, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Tertiary Control of Voltage Unbalance Compensation for Optimal Power Quality in Islanded Microgrids," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 29, no. 4, pp. 802–815, 2014.
- [25] "IEEE Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems," *IEEE*, vol. 2003, no. November, p. 27, 2003.
- [26] "IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems," *IEEE Std 519-2014*, 2014. doi: 10.1109/IEEESTD.2014.6826459.
- [27] J. He, Y. Wei-Li and F. Blaabjerg, "An enhanced islanding microgrid reactive power, imbalance power, and harmonic power sharing scheme," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 6, pp. 3389–3401, 2015.
- [28] J. He et al, "An islanding Microgrid power sharing approach using enhanced virtual impedance control scheme," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 11, pp. 5272–5282, 2013.
- [29] D. I. Brandao, T. Caldognetto, F. P. Marafão, M. G. Simões, J. A. Pomilio, and P. Tenti, "Centralized Control of Distributed Single-Phase Inverters Arbitrarily Connected to Three-Phase Four-Wire Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 1, pp. 437–446, 2017.
- [30] X. Feng, A. Shekhar, F. Yang, R. E. Hebner, and P. Bauer, "Comparison of Hierarchical Control and Distributed Control for Microgrid," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 45, no. 10, pp. 1043–1056, 2017.
- [31] G. Chen and E. Feng, "Distributed secondary control and optimal power sharing in microgrids," *IEEE/CAA J. Autom. Sin.*, vol. 2, no. 3, pp. 304–312, 2015.
- [32] F. Guo, C. Wen, J. Mao, and Y. D. Song, "Distributed Economic Dispatch for Smart Grids with Wind Power," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1572–1583, 2016.
- [33] G. Chen and Z. Guo, "Distributed secondary and optimal active power sharing control for islanded microgrids with communication delays," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 2, pp. 2002–2014, 2019.
- [34] J. Llanos, D. E. Olivares, J. W. Simpson-Porco, M. Kazerani, and D. Saez, "A Novel Distributed Control Strategy for Optimal Dispatch of Isolated Microgrids Considering Congestion," *IEEE Trans. Smart Grid*, 2019, DOI: 10.1109/TSG.2019.2908128.
- [35] L. Meng, X. Zhao, F. Tang, M. Savaghebi, T. Dragicevic, J. C. Vasquez and J. M. Guerrero, "Distributed Voltage Unbalance Compensation in Islanded Microgrids by Using a

- Dynamic Consensus Algorithm,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 1, pp. 827–838, 2016.
- [36] J. Zhou, S. Kim, H. Zhang, Q. Sun, and R. Han, “Consensus-Based Distributed Control for Accurate Reactive, Harmonic, and Imbalance Power Sharing in Microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 2453–2467, 2018.
- [37] C. Burgos-Mellado, J. J. Llanos, R. Cárdenas, D. Sáez, D. E. Olivares, M. Sumner and A. Costabeber, “Distributed Control Strategy Based on a Consensus Algorithm and on the Conservative Power Theory for Imbalance and Harmonic Sharing in 4-Wire Microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1604 - 1619, 2020.
- [38] P. Tenti, J. L. Willems, P. Mattavelli e E. Tedeschi, “Generalized Symmetrical Components for Periodic Non-Sinusoidal Three-Phase Signals.” *Eletctrical Power Quality and Utilisation, Journal*, vol. XIII, No. 1, 2007.
- [39] M. Depenbrock, “Generalized symmetrical components of 4-wire voltages.” *L’Energia Elettrica*, vol. 81, 5-6 (suplemento), pp. 46-50, 2004.
- [40] P. Tenti, A. Costabeber, P. Mattavelli, F. Pinhabel Marafão and H. K. M. Paredes, —Load Characterization and Revenue Metering Under Non-Sinusoidal and Asymmetrical Operation,|| *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 63, no. 2, pp. 422-431, 2014.
- [41] F. P. Marafão, D., I. Brandão, F. A. Serrão Gonçalves and H. K. Morales Paredes, —Decoupled Reference Generator for Shunt Active Filters Using the Conservative Power Theory,|| *J Control Autom Electr Syst*, p. 522–534, 2013.
- [42] C. Burgos, “Control Strategies for improving power quality and PLL stability evaluation in Microgrids”. Tese de Doutorado, Universidade de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile, 2019.
- [43] R. Olfati-Saber, J. A. Fax, and R. M. Murray, “Consensus and Cooperation in Networked Multi-Agent Systems,” *Proc. IEEE*, vol. 95, 2007.
- [44] N. Biggs, *Algebraic Graph Theory*, *CambriGDe Tracks in Mathematics*. Cambridge, U.K.: Cambridge Univ. Press, 1974.
- [45] C. Godsil and G. Royle, *Algebraic Graph Theory*, Vol. 207. New York: Springer-Verlag, 2001.
- [46] I. Serban, S. Céspedes, C. Marinescu, C. A. Azurdia-Meza, J. S. Gómez and D. Sáez Hueichapan, “Communication Requirements in Microgrids: A Practical Survey,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 47694 - 47712, 2020.
- [47] J. M. Guerrero, L. García de Vicuña, J. Matas, M. Castilla, and J. Miret. Output impedance design of parallel-connected ups inverters wi-ésimo wireless load-sharing control. *IEEE Trans. Ind. Electron*, 4:1126–1135, 2005.

- [48] R. N. Dash, S. Sahu and C. K. Panigrahi, "Effect and Analysis of Unbalanced Voltage on Induction Motor Torque," 2018 International Conference on Recent Innovations in Electrical, Electronics & Communication Engineering (ICRIEECE), 2018, pp. 2698-2703, doi: 10.1109/ICRIEECE44171.2018.9009287.
- [49] M. Anwari and A. Hiendro, "New Unbalance Factor for Estimating Performance of a Three-Phase Induction Motor With Under- and Overvoltage Unbalance," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 25, no. 3, pp. 619-625, Sept. 2010, doi: 10.1109/TEC.2010.2051548.
- [50] G. Lou, S. Li, W. Gu and Q. Yang, "Distributed harmonic power sharing with voltage distortion suppression in islanded microgrids considering nonlinear loads," in CSEE Journal of Power and Energy Systems, doi: 10.17775/CSEEJPES.2021.00870.
- [51] H. K. Morales-Paredes, D. Tardivo, C. D. Burgos Mellado and J. P. Bonaldo, "Enhanced Control Strategy based on Virtual Impedance Loops to Achieve the Sharing of Imbalance and Harmonic in 3-Phase 4-Wire Isolated Microgrids", in IEEE Transactions on Power Delivery, doi: 10.1109/TPWRD.2022.3154706.
- [52] X. Zhao, L. Meng, C. Xie, J. M. Guerrero and X. Wu, "A Unified Voltage Harmonic Control Strategy for Coordinated Compensation With VCM and CCM Converters," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 33, no. 8, pp. 7132-7147, Aug. 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2756688.
- [53] X. Wang, F. Blaabjerg and Z. Chen, "Autonomous Control of Inverter-Interfaced Distributed Generation Units for Harmonic Current Filtering and Resonance Damping in an Islanded Microgrid," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 50, no. 1, pp. 452-461, Jan.-Feb. 2014, doi: 10.1109/TIA.2013.2268734.
- [54] T. Vandoorn, B. Meersman, J. De Kooning and L. Vandevelde, "Controllable Harmonic Current Sharing in Islanded Microgrids: DG Units With Programmable Resistive Behavior Toward Harmonics," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 27, no. 2, pp. 831-841, April 2012, doi: 10.1109/TPWRD.2011.2176756.
- [55] P. Sreekumar and V. Khadkikar, "A New Virtual Harmonic Impedance Scheme for Harmonic Power Sharing in an Islanded Microgrid," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 31, no. 3, pp. 936-945, June 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2402434.
- [56] T. V. Hoang and H. -H. Lee, "Virtual Impedance Control Scheme to Compensate for Voltage Harmonics With Accurate Harmonic Power Sharing in Islanded Microgrids," in IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 9, no. 2, pp. 1682-1695, April 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2020.2983447.
- [57] H. Moussa, A. Shahin, J. Martin, B. Nahid-Mobarakeh, S. Pierfederici and N. Moubayed, "Harmonic Power Sharing With Voltage Distortion Compensation of Droop Controlled Islanded Microgrids," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 5, pp. 5335-5347, Sept. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2687058.

- [58] J. Lu, M. Zhao, S. Golestan, T. Dragicevic, X. Pan and J. M. Guerrero, "Distributed Event-Triggered Control for Reactive, Unbalanced, and Harmonic Power Sharing in Islanded AC Microgrids," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 69, no. 2, pp. 1548-1560, Feb. 2022, doi: 10.1109/TIE.2021.3057018.
- [59] Das, A. Shukla, A. B. Shyam, S. Anand, J. M. Guerrero and S. R. Sahoo, "A Distributed-Controlled Harmonic Virtual Impedance Loop for AC Microgrids," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 68, no. 5, pp. 3949-3961, May 2021, doi: 10.1109/TIE.2020.2987290.
- [60] Z. Wang et al., "Adaptive Harmonic Impedance Reshaping Control Strategy Based on a Consensus Algorithm for Harmonic Sharing and Power Quality Improvement in Microgrids With Complex Feeder Networks," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 1, pp. 47-57, Jan. 2022, doi: 10.1109/TSG.2021.3112692.
- [61] Y. Qi, P. Lin, Y. Wang and Y. Tang, "Two-Dimensional Impedance-Shaping Control With Enhanced Harmonic Power Sharing for Inverter-Based Microgrids," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 11, pp. 11407-11418, Nov. 2019, doi: 10.1109/TPEL.2019.2898670.
- [62] C. Burgos-Mellado et al., "Single-Phase Consensus-Based Control for Regulating Voltage and Sharing Unbalanced Currents in 3-Wire Isolated AC Microgrids," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 164882-164898, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3022488.
- [63] D. M. Ferreira, D. I. Brandao, G. Bergna-Diaz, E. Tedeschi and S. M. Silva, "Distributed Control Strategy for Low-Voltage Three-Phase Four-Wire Microgrids: Consensus Power-Based Control," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, no. 4, pp. 3215-3231, July 2021, doi: 10.1109/TSG.2021.3065910.
- [64] IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources With Associated Electric Power Systems Interfaces, document I. S. 1547-2018, 2018.
- [65] R. Cárdenas, E. Espina, J. Clare and P. Wheeler, "Self-Tuning Resonant Control of a Seven-Leg Back-to-Back Converter for Interfacing Variable-Speed Generators to Four-Wire Loads," in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 7, pp. 4618-4629, July 2015, doi: 10.1109/TIE.2015.2409803.
- [66] A. Tuladhar, H. Jin, T. Unger, and K. Mauch. Control of parallel inverters in distributed ac power systems with consideration of line impedance effect. *IEEE transactions on industrial electronics*, 36(1):131–138, jan 2000.
- [67] H. K. Morales-Paredes, D. T. Rodrigues, C. Burgos-Mellado, J. P. Bonaldo, J. S. G. Quintero, "Cooperative Control of Power Quality Compensators in Microgrids." *IEEE Green Technologies Conference*, Denver, Colorado, USA, 2021.

- [68] H. Akagi, "Control strategy and site selection of a shunt active filter for damping of harmonic propagation in power distribution systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, no. 1, pp. 354 - 363, 1997.
- [69] P.-T. Cheng and T.-L. Lee, "Distributed Active Filter Systems (DAFSs): A New Approach to Power System Harmonics," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 42, no. 5, pp. 1301-1309, 2006.
- [70] G. Ding, R. Wei, K. Zhou, F. Gao and Y. Tang, "Communication-less harmonic compensation in a multi-bus microgrid through autonomous control of distributed generation grid-interfacing converters," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 3, no. 4, p. 597–609, 2015.
- [71] T.-L. Lee, P.-T. Cheng, H. Akagi and H. Fujita, "A Dynamic Tuning Method for Distributed Active Filter Systems," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 44, no. 2, pp. 612-623, 2008.
- [72] H. K. M. Paredes, A. Costabeber and P. Tenti, "Application of Conservative Power Theory to cooperative control of distributed compensators in smart grids," in *2010 International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation*, Lagow, Poland, 2010.
- [73] A. Marini, M.-S. Ghazizadeh, S. S. Mortazavi and L. Piegari, "A harmonic power market framework for compensation management of DER based active power filters in microgrids," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 113, pp. 916-931, 2019.
- [74] A. Mortezaei, M. Godoy Simões, M. Savaghebi, J. M. Guerrero and A. Al-Durra, "Cooperative Control of Multi-Master-Slave Islanded Microgrid Wi-ésimo Power Quality Enhancement Based on Conservative Power Theory," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 2964-2975, 2018.
- [75] H. M. Munir, R. Ghannam, H. Li, T. Younas, N. Amiri Golilarz, M. Hassan and A. Siddique, "Control of Distributed Generators and Direct Harmonic Voltage Controlled Active Power Filters for Accurate Current Sharing and Power Quality Improvement in Islanded Microgrids," *Inventions*, p. doi:10.3390/inventions4020027, 2019.
- [76] G. Lou, W. Gu, W. Sheng, X. Song and F. Gao, "Distributed Model Predictive Secondary Voltage Control of Islanded Microgrids Wi-ésimo Feedback Linearization," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 50169-50178, 2018.
- [77] C. Burgos-Mellado, A. Costabeber, M. Sumner, R. Cárdenas-Dobson and D. Sáez, "Small-signal modelling and stability assessment of phase-locked loops in weak grids," *Energies*, vol. 12, no. 7, 2019.
- [78] R. Zhang, V. Himamshu Prasad, D. Boroyevich and F. C. Lee, "Three-dimensional space vector modulation for four-leg voltage-source converters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 17, no. 3, pp. 314 - 326, 2002.

- [79] M. Savaghebi, A. Jalilian, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Autonomous voltage unbalance compensation in an islanded droop-controlled microgrid," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 31, no. 1, pp. 827–838, 2015.
- [80] S. Mehdi, J. Alireza, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Secondary Control Scheme for Voltage Unbalance Compensation in an Islanded Droop-Controlled Microgrid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 797–807, 2012.
- [81] M. Farrokhabadi et al., "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 13-29, Jan. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2925703.