

# ESTRATÉGIA DE CONTROLE PARA COORDENAÇÃO DE CONVERSORES MONOFÁSICOS E TRIFÁSICOS DISTRIBUÍDOS EM MICRORREDES

LUCAS S. DE ARAÚJO\*, AUGUSTO M. S. ALONSO†, WILLIAN M. FERREIRA§, HENRIQUE P. COUTO\*,  
DANILO I. BRANDÃO\*, FERNANDO P. MARAFÃO†, JOSÉ A. POMILIO‡

\*Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais  
Av. Antônio Carlos 6627, 31270-901, Belo Horizonte, MG, Brasil

†Grupo de Automação e Sistemas Integráveis - Universidade Estadual Paulista  
18087-180, Sorocaba, São Paulo, Brasil

‡Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação - Universidade Estadual de Campinas  
Av. Albert Einstein, 400, 13083-852, Campinas, SP, Brasil

§Instituto Federal de Minas Gerais, 35160-002, Ipatinga, MG, Brasil

Emails: savoilucas@gmail.com, agosto.alonso@unesp.br, willian.ferreira@ifmg.edu.br,  
hpcouto500@gmail.com, dibrandao@ufmg.br, fmarafao@sorocaba.unesp.br,  
antenor@fee.unicamp.br

**Abstract**— This paper uses the power-based control strategy to coordinate distributed inverters of diverse characteristics within a low-voltage microgrid. In a three-phase four-wire system, the distributed inverters can be three-phase and single-phase. This latter can be connected between phases, or between phase and neutral. In addition, there are the constructive diversities of each inverter, for example, the limitation of processing reactive power or the impossibility of unbalanced operation. The proposed strategy makes it possible to accommodate all sorts of distributed units, complying with their self-imposed limitations, and also to achieve power quality requirements and power flow control exchanged with the power grid. Simulation results analyze the dynamic and steady-state performance of such control strategy for microgrids using a real network typical of urban areas.

**Keywords**— Distributed power generation, Hierarchical control, Microgrids, Unbalance compensation, Zero sequence compensation.

**Resumo**— Esse artigo utiliza a estratégia de controle baseado em potência (*power-based control*) para coordenar inversores distribuídos de características diversas dentro de uma microrrede de baixa tensão. Em um sistema trifásico com quatro fios, os inversores distribuídos podem ser trifásicos e monofásicos. Estes últimos podem ser conectados entre fases, ou entre fase e neutro. Além disso, existem as diversidades construtivas de cada inversor, por exemplo limitação de processar potência reativa ou impossibilidade de operação desbalanceado. A estratégia proposta possibilita acomodar todos os tipos de unidades distribuídas respeitando suas limitações, e ainda atender restrições de qualidade de energia e controle do fluxo de potência trocada com a rede elétrica. Resultados de simulação analisam o desempenho dinâmico e em regime permanente de tal estratégia de controle para microrredes usando uma rede em anel real típica de zona urbana.

**Palavras-chave**— Compensação de desbalanceo, Compensação de sequência zero, Controle hierárquico, Geração de energia distribuída, Microrredes.

## 1 Introdução

Diretrizes governamentais e intervenções realizadas devido à crescente preocupação relativa a questões ambientais, assim como a necessidade de aumentar a geração de energia elétrica de forma sustentável, têm estimulado o desenvolvimento da geração descentralizada. Geradores distribuídos (GDs), baseados em eletrônica de potência e com fontes primárias renováveis e de baixa emissão de carbono, se popularizaram e penetraram no sistema de distribuição. Essa popularização abre a possibilidade de utilização desses dispositivos em implementações multifuncionais, as quais se estendem além da operacionalidade primária de injeção de potência ativa (Marafao et al., 2015). Apesar de muitas normas de distribuição ainda exigirem que os GDs operem com alto fator de potência (CPFL, 2016), o desenvolvimento de redes inteligentes demanda a existência de serviços ancilares,

visando aumentar a eficiência energética e melhorar a qualidade dos sistemas de fornecimento de energia.

Uma solução que viabiliza a operação segura e confiável de redes elétricas de energia, além de acomodar o crescente número de GDs, é o modelo baseado em microrredes (MRs). Tal panorama permite ofertar o compartilhamento de potência ativa e reativa, componentes de sequência e harmônicos entre GDs, além de possibilitar o controle do fluxo de potência em um ponto de conexão comum, conseqüentemente contribuindo com a melhoria da qualidade de energia do sistema. Embora MRs venham sendo extensivamente estudadas nos últimos anos (Olivares et al., 2014), diversos aspectos de seu gerenciamento e operacionalidade demandam maior aprofundamento. Dentre muitas lacunas existentes na literatura, a questão de MRs com gerenciamento mútuo de conversores monofásicos e trifásicos, provendo compartilha-

mento de potências, além da funcionalidade adicional de compensação de desequilíbrio de potência, tem ganhado atenção (Brandao et al., 2017).

Tal desafio na coordenação de agentes em MRs, focando em sistemas que não se baseiam em comunicação, também chamados descentralizados, é retratado em (Li et al., 2014) com dois conversores (shunt e série) sendo utilizados para cooperativamente compensar desequilíbrios de corrente existentes usando metodologias de controle *droop*. Em (Kamel, 2016) foi proposta a decomposição de geradores trifásicos em três geradores monofásicos, a fim de comandar a tensão nas barras e reduzir o desequilíbrio. No entanto, essa estratégia é viável apenas em cargas locais devido à influência e dependência das impedâncias da rede.

Considerando estratégias que utilizam sistemas de comunicação, destaca-se (Prodanović e Green, 2006), onde uma MR com três GDs foi estudada com o intuito de prover o equilíbrio de tensão entre fases. Entretanto, em tal abordagem todos os GDs apresentavam a mesma potência, limitando a flexibilidade de operação, não sendo também retratados os impactos das impedâncias da rede. Em (He et al., 2015), os autores propõem um esquema de controle que ajusta a impedância virtual dos conversores de forma que a soma das impedâncias real e virtual mantenham-se as mesmas para todos os GDs. Os resultados apresentados mostram a obtenção do compartilhamento e equilíbrio de potência, porém em uma situação com apenas dois GDs, uma carga concentrada e utilizando impedâncias de rede que não são encontradas em situações práticas.

Os estudos citados trabalham principalmente com inversores trifásicos que, na maioria dos casos, precisam operar desbalanceados para realizar a compensação, causando oscilações de tensão nos seus barramentos c.c.. Tal oscilação pode deteriorar a confiabilidade operacional de GDs, os quais normalmente são projetados com pequenos capacitores de barramento por considerar sua operação balanceada.

Discussões sobre casos em que GDs monofásicos e trifásicos coexistem em uma microrrede são raramente abordados na literatura, porém são comumente encontrados no sistema brasileiro, onde GDs monofásicos podem ser conectados entre fase e fase, ou entre fase e neutro. Na possibilidade de tais situações, GDs trifásicos podem ser induzidos a operar de forma balanceada apenas na injeção de potência ativa e reativa, sem atuar na compensação de desequilíbrios. Então, GDs monofásicos podem contribuir com a injeção de potência ativa e com a compensação de correntes de sequência negativa se conectados entre duas fases. Paralelamente, se conectados entre fase e neutro, poderiam ainda contribuir com a compensação de correntes de sequência zero.

Portanto, neste trabalho um método hierár-

quico aplicado a MRs, denominado Controle Baseado em Potência (CBP) (Caldognetto et al., 2015) é empregado com a contribuição adicional de permitir coordenar simultaneamente GDs monofásicos e trifásicos, visando obter: *i*) regulação do fluxo de potência no ponto de acoplamento comum (PAC); *ii*) compensação de desbalanço carga/geração; *iii*) compartilhamento de potência ativa e reativa de forma proporcional entre todos os GDs.

Para validação desta estratégia, adota-se o modelo de uma rede urbana real em anel, com GDs conectados aleatoriamente e existência de impedâncias de linha não uniformes, assim como ilustrado na Figura 1-a.

## 2 Arquitetura da Microrrede

MRs fundamentadas em arquiteturas hierárquicas caracterizam-se pela existência de camadas de controle escaláveis, as quais assumem responsabilidades particulares sob o gerenciamento do fluxo de potência e a operação de conversores distribuídos (Guerrero et al., 2013). Neste trabalho, uma MR hierárquica de três níveis é adotada visando obter controle sob a operacionalidade local de inversores dispersos, além de prover coordenação do compartilhamento de potência ativa e reativa circulante na rede. Ainda, ressalta-se como principal contribuição da metodologia proposta, a capacidade de simultaneamente coordenar inversores monofásicos e trifásicos de forma centralizada, diferentemente do que usualmente é abordado na literatura (Han et al., 2016), (Shafiee et al., 2014). Portanto, adota-se a MR apresentada na Figura 1-a como referência neste trabalho, buscando retratar tal cenário proposto.

A coordenação dos conversores distribuídos ocorre através de um controlador mestre (CM) usualmente alocado no PAC, o qual é responsável por processar coeficientes de controle que escalam a participação destes inversores operados como escravos, de forma a propiciar o compartilhamento de potência ativa, ofertando ainda serviços auxiliares de compensação de potência reativa e desbalanço (Brandao et al., 2017). Consequentemente, requer-se a existência de um link de comunicação para que haja troca de informações entre o CM e os agentes escravos distribuídos. O conteúdo dos dados transmitidos dos inversores ao CM é constituído de informações sobre o estado atual de injeção de potências, capacidades nominais e de geração, sendo que o caminho inverso é basicamente constituído pelos coeficientes de coordenação dos inversores, detalhado na seção 3.

Note que no PAC ainda existe um conversor interativo, denominado *Utility Interface* (UI) (Brandao, 2015), o qual provê funcionalidades de suporte à MR quando em modo interconectado, sendo capaz de participar do compartilhamento

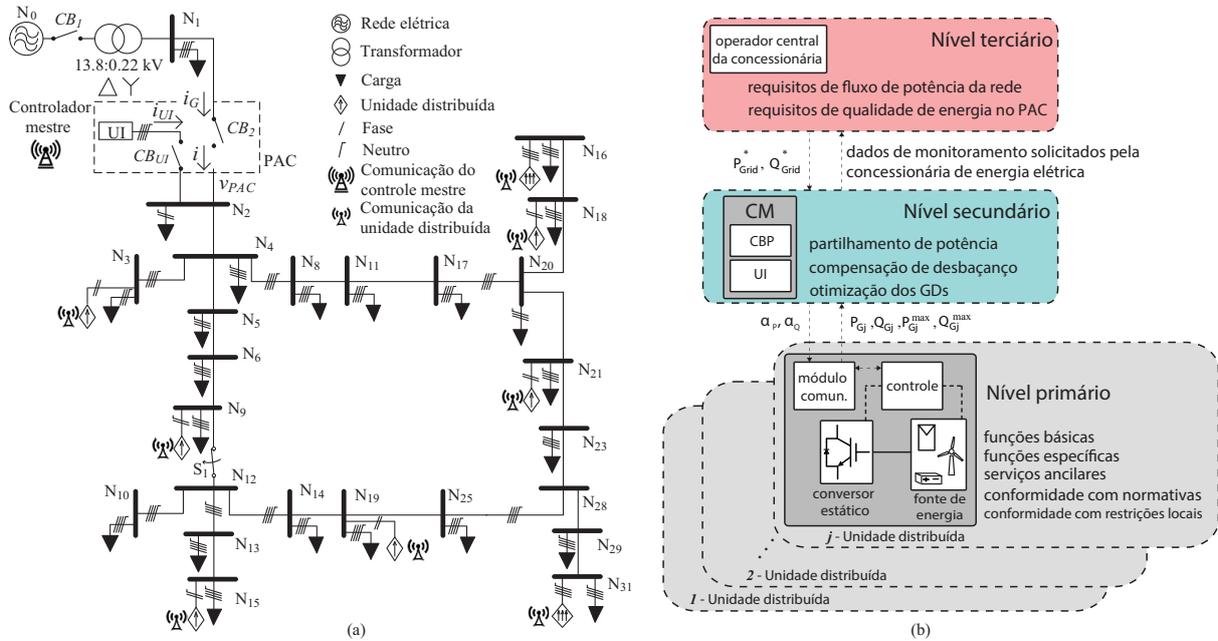


Figura 1: Microrrede de baixa tensão em anel.

coordenado de potências, ou atuando também como conversor formador de rede em situações de operação em modo ilhado. Os inversores dos GDs distribuídos, por sua vez, são modelados como fontes de corrente, independentemente da topologia de interconexão.

Concomitantemente à estrutura de MR discutida, assim como demonstrado na Figura 1-b, a arquitetura hierárquica de três níveis proposta é resumidamente apresentada. A camada primária de controle é responsável pela operação local de cada  $j$ -ésimo conversor, os quais são descritos como dispositivos multifuncionais (Marafao et al., 2015). Estes inversores ofertam serviços básicos (e.g., controle de corrente/tensão, sincronização com a rede), funcionalidades específicas (e.g., MPPT, anti-ilhamento), e ainda serviços auxiliares (e.g., suporte de tensão, frequência e potência reativa, compensação harmônica local, entre outros) (Brandao, 2015).

Já a camada secundária de controle hierárquico é constituída pelo algoritmo de controle baseado em potência (CBP), o qual é capaz de coordenar o compartilhamento de potência ativa e reativa na MR com base na troca de poucos dados de estados, os quais advêm dos inversores distribuídos e são processados no CM. Adicionalmente, esta camada propicia ainda coordenar funcionalidades de compensação coordenada de desbalanços e o gerenciamento operacional da UI, a qual pode ser empregada também como um filtro que prevê compensação de harmônicos. Tal operacionalidade deste nível de controle é obtida de forma a eficientemente explorar cada conversor, respeitando suas capacidades nominais e balanceando o esforço térmico entre eles.

Finalmente, a camada terciária de controle é

responsável por determinar as condições operacionais da MR com relação a índices de qualidade de energia, e determinar as referências de controle adotadas para obtenção do desejado fluxo de potência no PAC. Usualmente, concessionárias de energia são responsáveis pelo gerenciamento desta camada.

### 3 O Controle Baseado em Potência

A estratégia de controle baseado em potência (CBP), a qual é fundamentada sob uma topologia hierárquica centralizada, tem como premissa principal propiciar o compartilhamento de potências ativa e reativa requeridas em uma MR através de GDs distribuídos. Este objetivo é conquistado com GDs contribuindo de forma proporcional às suas capacidades nominais de potência, considerando as condições de disponibilidade de geração de seus recursos energéticos distribuídos (REDs) a cada instante de avaliação.

O CBP apresenta o benefício intrínseco de não requerer conhecimento prévio de impedâncias de linha ao longo da MR, apenas necessitando de um meio de comunicação de baixa banda de transmissão para a transmissão de dados entre GDs e CM. Sua arquitetura baseada em controle mestre/escravo caracteriza GDs como agentes comandados por uma unidade mestre central, a qual gerencia objetivos globais desejados para o compartilhamento de potências na MR, independentemente de estar sob operação em modo ilhado ou interconectado a uma rede principal.

Visando atender a diferentes paradigmas das redes elétricas modernas (Khodaei, 2015), o CBP é capaz de ser empregado na coordenação de GDs monofásicos (sob conexão fase-fase ou fase-

neutro), e de GDs trifásicos balanceados ou desbalanceados. O compartilhamento de potência ativa e reativa na MR é propiciado pelo algoritmo CBP considerando todas as fases do circuito, fazendo com que cada GD monofásico contribua em sua própria fase  $m$ , além de coordenar a contribuição de inversores trifásicos. Os GDs trifásicos que, dependendo de sua limitação física, apenas podem operar balanceados, contribuem com uma injeção balanceada de potência ativa e compensação de reativos; enquanto os GDs trifásicos que podem operar desbalanceados e os GDs monofásicos, além das funções citadas, contribuem adicionalmente para a compensação de possível desbalanceamento existentes na MR.

A coordenação provida pelo CBP baseia-se no envio de quantidades elétricas que caracterizam o estado de cada GD, considerando um ciclo de controle atual  $k$ , para o gerenciador central da microrrede (CM). Inicialmente, o  $j$ -ésimo GD ( $j = 1, 2, \dots, J$ ) transmite ao CM um pacote de dados constituído das seguintes quantidades: suas potências ativa ( $P_{G_j}(k)$ ) e reativa ( $Q_{G_j}(k)$ ) atualmente injetadas na MR, e sua máxima capacidade de geração de potência ativa ( $P_{G_j}^{max}(k)$ ) e reativa ( $Q_{G_j}^{max}(k)$ ). No caso de existência de armazenamento local é transmitida também sua capacidade mínima de potência ativa ( $P_{G_j}^{min}(k)$ ), que corresponde à potência máxima de recarga da bateria. Em posse de tais informações, o CM calcula as quantidades elétricas que retratam o compartilhamento de potência ao longo da MR, sendo estas:

As potências ativas ( $P_{G_{3\Phi t}}(k)$  e  $P_{G_{mt}}(k)$ ) e reativas ( $Q_{G_{3\Phi t}}(k)$  e  $Q_{G_{mt}}(k)$ ) totais fornecidas, respectivamente, pelos GDs trifásicos balanceados e monofásicos durante o ciclo de controle atual ( $k$ ):

$$P_{G_{3\Phi t}}(k) = \sum_{j=1}^J P_{G_{3\Phi j}}(k) \quad (1.1)$$

$$Q_{G_{3\Phi t}}(k) = \sum_{j=1}^J Q_{G_{3\Phi j}}(k) \quad (1.2)$$

$$P_{G_{mt}}(k) = \sum_{j=1}^J P_{G_{mj}}(k) \quad (1.3)$$

$$Q_{G_{mt}}(k) = \sum_{j=1}^J Q_{G_{mj}}(k) \quad (1.4)$$

Analogamente, são calculadas as capacidades totais mínimas ( $P_{G_{3\Phi t}}^{min}(k)$  e  $P_{G_{mt}}^{min}(k)$ ) e máximas ( $P_{G_{3\Phi t}}^{max}(k)$  e  $P_{G_{mt}}^{max}(k)$ ) de injeção de potência ativa balanceada e por fase, além das máximas capacidades totais de injeção de potência reativa balanceada e por fase dos inversores trifásicos e monofásicos ( $Q_{G_{3\Phi t}}^{max}(k)$  e  $Q_{G_{mt}}^{max}(k)$ ).

Os conversores trifásicos que permitem a operação desbalanceada são aqui tratados como três conversores monofásicos conectados no mesmo nó,

mas em suas respectivas fases ( $ab, bc$  e  $ca$ ) para conexão em delta e ( $an, bn$  e  $cn$ ) para conexão em estrela. Portanto, todas as quantidades reportadas ao CM por esses conversores são tratadas como monofásicas e devem ser endereçadas devidamente às fases que representam.

A capacidade total de contribuição de todos os GDs, com relação às potências ativa e reativa:

$$P_{G_t}^{max}(k) = P_{G_{3\Phi t}}^{max}(k) + \sum_{m=1}^M P_{G_{mt}}^{max}(k) \quad (2.1)$$

$$Q_{G_t}^{max}(k) = Q_{G_{3\Phi t}}^{max}(k) + \sum_{m=1}^M Q_{G_{mt}}^{max}(k) \quad (2.2)$$

Por meio da lei de Kirchhoff, as potências ativa e reativa absorvidas pelas fases da MR podem ser obtidas, não contabilizando os GDs trifásicos, através de (3.1) e (3.2).  $P_{redem}(k)$  e  $Q_{redem}(k)$  são, respectivamente, a potência ativa e reativa por fase medidas no PAC.  $P_{UI m}(k)$  e  $Q_{UI m}(k)$  são as potências ativa e reativa por fase injetadas pela UI.

$$P_{Lmt}(k) = P_{redem}(k) + P_{UI m}(k) + P_{G_{mt}}(k) \quad (3.1)$$

$$Q_{Lmt}(k) = Q_{redem}(k) + Q_{UI m}(k) + Q_{G_{mt}}(k) \quad (3.2)$$

As potências trifásicas ativa e reativa totais absorvidas pela MR:

$$P_{Lt}(k) = P_{G_{3\Phi t}}(k) + \sum_{m=1}^M P_{Lmt}(k) \quad (4.1)$$

$$Q_{Lt}(k) = Q_{G_{3\Phi t}}(k) + \sum_{m=1}^M Q_{Lmt}(k) \quad (4.2)$$

As referências de potência ativa ( $P_{G_{3\Phi t}}^*(k+1)$ ) e reativa ( $Q_{G_{3\Phi t}}^*(k+1)$ ) totais para os GDs trifásicos no próximo ciclo de controle ( $k+1$ ):

$$P_{G_{3\Phi t}}^*(k+1) = P_{Lt}(k) - \sum_{m=1}^M P_{PCCm}^*(k+1) \quad (5.1)$$

$$Q_{G_{3\Phi t}}^*(k+1) = Q_{Lt}(k) - \sum_{m=1}^M Q_{PCCm}^*(k+1) \quad (5.2)$$

As referências de potência ativa ( $P_{G_{mt}}^*(k+1)$ ) e reativa ( $Q_{G_{mt}}^*(k+1)$ ) por fase para os GDs monofásicos no próximo ciclo de controle ( $k+1$ ), dadas respectivamente por (6.1) e (6.2). Onde  $P_{PCCm}^*(k+1)$  e  $Q_{PCCm}^*(k+1)$  são as referências de fluxo de potência por fase para o PAC no próximo ciclo de controle. Por meio de tais variáveis o CM define as contribuições dos GDs monofásicos ( $P_{G_{mt}}^*(k+1)$  e  $Q_{G_{mt}}^*(k+1)$ ) e trifásicos ( $P_{G_{3\Phi t}}^*(k+1)$  e  $Q_{G_{3\Phi t}}^*(k+1)$ ) para o fluxo de potência da MR no próximo ciclo de controle. Ressalta-se que a determinação do compartilhamento de potência para o próximo ciclo de controle baseia-se em parâmetros do ciclo anterior.

$$P_{G_{mt}}^*(k+1) = P_{Lmt}(k) - P_{PCCm}^*(k+1) \quad (6.1)$$

$$Q_{G_{mt}}^*(k+1) = Q_{Lmt}(k) - Q_{PCCm}^*(k+1) \quad (6.2)$$

Assim como pode ser observado na Figura 1-a, estabelece-se que as contribuições de potência ativa e reativa da UI são dadas respectivamente por (7.1) e (7.2).  $P_{redem}^*(k+1)$  e  $Q_{redem}^*(k+1)$  são, respectivamente, as referências de fluxo de potência ativa e reativa para as fases da rede principal, garantindo o balanço de potência na rede. Estas referências são definidas a partir da metodologia de gerenciamento de energia utilizada durante o modo conectado, sendo definidas como nulas durante o modo ilhado.

$$P_{UI_m}(k+1) = P_{PCC_m}^*(k+1) - P_{redem}^*(k+1) \quad (7.1)$$

$$Q_{UI_m}(k+1) = Q_{PCC_m}^*(k+1) - Q_{redem}^*(k+1) \quad (7.2)$$

Finalmente, coeficientes escalares trifásicos,  $\alpha_{P3\Phi}$  e  $\alpha_{Q3\Phi}$ , e por fase,  $\alpha_{P_m}$  e  $\alpha_{Q_m}$ , ambos definidos entre um intervalo de  $[-1, 1]$ , são calculados pelo CM assim como demonstrado na Tabela 1. Sequencialmente, estes coeficientes são transmitidos aos GDs através do link de comunicação existente. Os coeficientes  $\alpha_{P3\Phi}$  e  $\alpha_{Q3\Phi}$  são enviados aos GDs trifásicos balanceados, enquanto os coeficientes  $\alpha_{P_m}$  e  $\alpha_{Q_m}$  são enviados a todos os GDs monofásicos conectados à cada fase  $m$  e ao conversor trifásico desbalanceado. Os índices 'P' e 'Q' subscritos nos coeficientes escalares ' $\alpha$ ' controlam, respectivamente, a contribuição de potência ativa e reativa dos GDs, tanto de conversores trifásicos quanto em relação aos monofásicos. Ademais, sinais negativos e positivos para ' $\alpha_P$ ' significam, respectivamente, absorção e injeção de potência ativa, quanto que para ' $\alpha_Q$ ' representam injeção de potência reativa capacitiva e indutiva.

Após o recebimento dos coeficientes escalares, os GDs calculam as referências para as suas malhas de controle de potência ( $P_{G_j}^*(k+1)$  e  $Q_{G_j}^*(k+1)$ ), assim como apresentado na Tabela 2. Ressalta-se que, através da abordagem dada na Tabela 2, qualquer tipo de sobrecarga nos GDs é evitada, já que a saturação dos coeficientes escalares leva em consideração a máxima capacidade de cada GD. Ainda, as atribuições de parcelas no compartilhamento de potência em um ciclo de controle são dadas de forma sequencial, sendo que a máxima capacidade de contribuição de cada GD na compensação de reativos é calculada por meio de (8) a cada período de processamento e enviada ao CM na taxa de transmissão da comunicação.

$$Q_{G_j}^{max}(k) = \sqrt{A_{G_j}(k)^2 - P_{G_j}(k)^2} \quad (8)$$

## 4 Resultados e Simulações

Nessa seção, a estratégia do CBP proposta é aplicada a uma microrrede em anel de baixa tensão a fim de avaliar sua dinâmica e estabilidade. Para tal estudo, o circuito elétrico da Figura 1-a é implementado no software PSIM e as respostas transitórias da microrrede são analisadas por meio

Tabela 1: Coeficientes escalares processados no CM.

Condição de Potência	Coefficientes
$P_{G3\Phi t}^*(k+1) < P_{G3\Phi t}^{min}(k)$	$\alpha_{P3\Phi} = -1$
$P_{Gmt}^*(k+1) < P_{Gmt}^{min}(k)$	$\alpha_{P_m} = -1$
$P_{G3\Phi t}^{min}(k) \leq P_{G3\Phi t}^*(k+1) \leq P_{G3\Phi t}^{max}(k)$	$\alpha_{P3\Phi} = \frac{P_{G3\Phi t}^*(k+1)}{P_{G3\Phi t}^{max}(k)}$
$P_{Gmt}^{min}(k) \leq P_{Gmt}^*(k+1) \leq P_{Gmt}^{max}(k)$	$\alpha_{P_m} = \frac{P_{Gmt}^*(k+1)}{P_{Gmt}^{max}(k)}$
$P_{G3\Phi t}^*(k+1) > P_{G3\Phi t}^{max}(k)$	$\alpha_{P3\Phi} = 1$
$P_{Gmt}^*(k+1) > P_{Gmt}^{max}(k)$	$\alpha_{P_m} = 1$
$Q_{G3\Phi t}^*(k+1) \leq Q_{G3\Phi t}^{max}(k)$	$\alpha_{Q3\Phi} = \frac{Q_{G3\Phi t}^*(k+1)}{Q_{G3\Phi t}^{max}(k)}$
$Q_{Gmt}^*(k+1) \leq Q_{Gmt}^{max}(k)$	$\alpha_{Q_m} = \frac{Q_{Gmt}^*(k+1)}{Q_{Gmt}^{max}(k)}$

Tabela 2: Referências de potência em cada GD.

Coefficiente Escalar	Referência dos GDs
$\alpha_P = -1$	$P_{G_j}^*(k+1) = P_{G_j}^{min}$
$-1 < \alpha_P < 1$	$P_{G_j}^*(k+1) = \alpha_P \cdot P_{G_j}^{max}$
$\alpha_P = 1$	$P_{G_j}^*(k+1) = P_{G_j}^{max}$
$-1 \leq \alpha_Q \leq 1$	$Q_{G_j}^*(k+1) = \alpha_Q \cdot Q_{G_j}^{max}$

de simulações de curto período. São utilizados os mesmos valores de impedância de linha, potência das cargas e parâmetros do transformador da microrrede de (Brandao et al., 2016).

A estrutura da microrrede da Figura 1-a consiste de vinte e seis nós, vinte e três cargas distintas, seis GDs monofásicos, dos quais três são ligados fase-neutro ( $GD_{aN15}$ ,  $GD_{bN18}$ ,  $GD_{cN9}$ ) e três são conectados fase-fase ( $GD_{abN21}$ ,  $GD_{bcN3}$ ,  $GD_{caN19}$ ), e ainda dois GDs trifásicos ( $GD_{3\phi N31}$  e  $GD_{3\phi N16}$ ). Todos os GDs são controlados por corrente e são sincronizados com a tensão no ponto em que são conectados. A Tabela 3 mostra os valores de potência aparente nominal de cada GD, potência máxima disponível pelo conjunto bateria e fonte FV (considerada constante ao longo da simulação), potência mínima da bateria, e potência reativa nominal.

Considera-se que todos GDs possuem uma fonte fotovoltaica (FV) em conjunto com um banco de baterias; dessa forma a fonte FV fornece sempre sua máxima potência, e escalona-se a potência total fornecida pelo conjunto (bateria + FV) de acordo com o CBP. Para o caso da potência de referência a ser fornecida pelo conjunto ser menor que a potência da fonte FV, a diferença é armazenada na bateria. Não faz parte do escopo deste trabalho o dimensionamento nem estudo do estado de carga da bateria.

Foram estipuladas restrições em alguns conversores a fim de testar o controle para uma situação mais equivalente à realidade prática. O  $GD_{abN21}$  deve operar sempre com fator de potência unitário, i.e., não contribui com potência reativa nem com compensação de sequência negativa. Considera-se também que a capacidade máxima de fornecimento de potência reativa do  $GD_{bcN3}$  seja a metade do valor de sua potência nominal; isso é devido à limitação de condução de corrente de seu diodo em anti-paralelo do IGBT. Outra res-

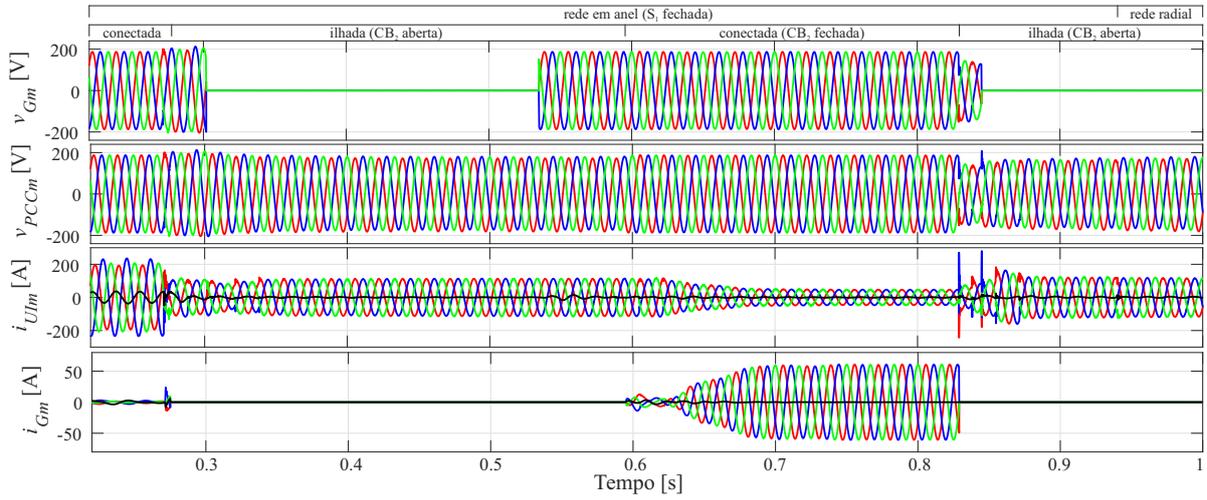


Figura 2: Resultado de simulação de uma microrrede que compreende diferentes modos de operação. De cima para baixo: tensões da rede e no PCC, correntes da UI e da rede.

Tabela 3: Parâmetros dos GDs

Parâmetro	Fase A	Fase B	Fase C	$3\phi$
	$N_{15}; N_{21}$	$N_{18}; N_3$	$N_9; N_{19}$	$N_{31}; N_{16}$
Pot. nom. [kVA]	5.0;9.0	6.0;5.0	7.0;10.0	20.0;33.0
Pot. máx. [kW]	4.5;8.0	5.0;2.5	1.5;8.5	15.0;22.5
Pot. mín. [kW]	-3.0;-5.6	-3.5;-1.0	-1.0;-6	-10;-15
P. reat. nom. [kvar]	5.0;0	6.0;2.5	7.0;10.0	20.0;33.0

trição é em relação ao  $GD_{3\phi N_{31}}$ , que deve operar sempre balanceado devido ao pequeno capacitor em seu link CC.

Os seguintes resultados analisam a operação da MR utilizando o CBP sob *i)* modos isolado e conectado à rede considerando vários distúrbios típicos; *ii)* compensação de desbalanço considerando os GDs trifásicos e monofásicos coexistentes conectados arbitrariamente; *iii)* dinâmica dos modos de transição; e *iv)* controle do fluxo de potência da rede. Considera-se a geração de energia constante para os GDs, conforme mostrado na Tabela 3. Determina-se  $P_{PCCm}^* = 10kW$  e, quando a MR opera no modo conectado,  $P_{redem}^* = 5,6kW$ . Os resultados são mostrados nas Figuras 2 e 3.

A simulação começa com a MR em anel ( $S_1$  fechado) no modo de operação conectado ( $CB_2$  fechado). Nesse primeiro intervalo, controla-se o fluxo de potência para a rede para que seja nulo ( $i_{Gm} \approx 0$ ), e a MR detecta umilhamento não-intencional. Nessa fase, apenas a UI fornece potência para as cargas, i.e., os GDs não contribuem com potência, e pode ser percebido claramente um desbalanço entre as correntes da UI e um valor considerável de corrente no neutro (curva preta). Em 0,275s  $CB_2$  é aberta e a MR torna-se ilhada. Nesse mesmo instante, o CBP é ativado e os GDs passam a contribuir com a demanda da carga, tornando a potência no PCC balanceada e mitigando a corrente que circula pelo neutro.

Em 0,53s, a tensão da rede é restaurada ( $CB_1$

fechado) e a MR é devidamente conectada à rede em 0,59s ( $CB_2$  fechado). No modo conectado à rede, a demanda das cargas da microrrede também é fornecida pela rede de modo controlado. Observe na Figura 2 que, em regime permanente, as correntes da rede ( $i_{Gm}$ ) e da UI ( $i_{UIm}$ ) estão balanceadas e em fase com as tensões do PCC indicando compensação de componentes de sequência-negativa e de potência reativa. Percebe-se também a compensação das componentes de sequência-zero, por meio da mitigação da corrente do neutro da UI (curva preta); representando, assim, a compensação total das correntes indesejadas pelos GDs.

Finalmente, em 0,82s, o  $CB_1$  é subitamente aberto (ilhamento não-intencional) e a MR deve operar autônoma novamente. Verifica-se um sobrepico de corrente da UI devido à desconexão repentina, e o afundamento de tensão observado ao longo da desconexão corresponde ao intervalo de detecção de ilhamento. Apesar disso, a MR opera adequadamente com a UI definindo a magnitude e a frequência da tensão para todas as unidades distribuídas. Em 0,94s, a MR muda para topologia radial ( $S_1$  aberto), sem alteração no comportamento do sistema.

A Figura 3 mostra os coeficientes  $\alpha_P$  e  $\alpha_Q$  enviados aos GDs ao longo do período da simulação. Observe que eles são atualizados uma vez por ciclo da fundamental, resultando em uma taxa de transmissão lenta de 16,67ms que pode ser facilmente implementada por tecnologias de informação e comunicação (TIC) atual (Budka et al., 2014).

Para mostrar a restrição em relação ao conversor trifásico, a Figura 4 mostra as potências de saída dos conversores trifásicos ao longo do período de simulação, e suas correntes no intervalo de 0,45s a 0,55s. Pode ser verificada a operação balanceada do  $GD_{3\phi N_{31}}$ , enquanto que o  $GD_{3\phi N_{16}}$  fornece potência desbalanceada, contribuindo com a compensação de sequência negativa, análogo à

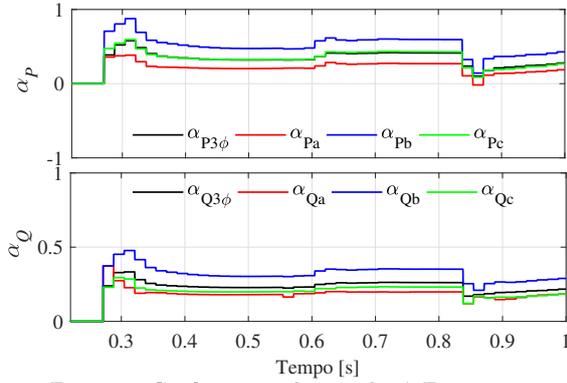


Figura 3: Coeficientes relacionados à Figura 2.

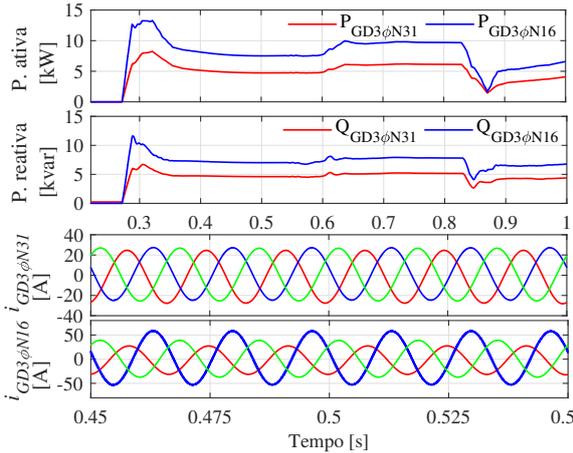


Figura 4: Potências de saída dos GDs 3 $\phi$  nos nós N31 e N16 com base na Figura 2; e correntes no intervalo [0.45s-0.55s].

três conversores monofásicos.

A Figura 5 mostra a restrição dos conversores monofásicos. Observa-se que o GD<sub>abN21</sub> não contribui com potência reativa, i.e., sua corrente e tensão de saída estão em fase e que o GD<sub>bcN3</sub> fornece uma potência reativa proporcional à sua potência máxima de 2,5kvar, de acordo com o coeficiente  $\alpha_{Qb}$ . É importante destacar que essa restrição é respeitada caso a potência reativa máxima calculada através de (8) seja maior que a potência reativa máxima nominal do conversor; o valor devido é comunicado ao CM.

## 5 Conclusões

Este trabalho propõe a utilização do Controle Baseado em Potência (CBP) com inversores trifásicos balanceados e GDs monofásicos conectados arbitrariamente, ambos coexistindo em MRs. Podem ser adotados GDs trifásicos que operam tanto de forma equilibrada, contribuindo para a demanda de potência ativa e reativa, quanto desbalanceados, contribuindo também com a compensação das componentes de sequência negativa e zero. Os GDs monofásicos conectados entre fases contribuem para a compensação de potência ativa, reativa e de sequência-negativa, enquanto os GDs monofásicos conectados entre fase e neutro contribuem para a compensação de potência ativa,

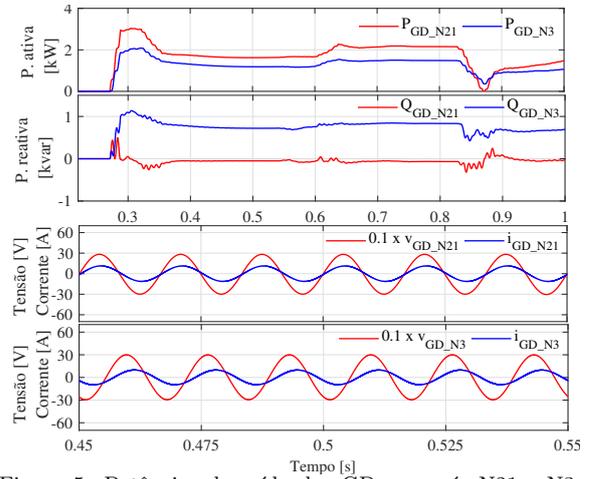


Figura 5: Potências de saída dos GDs nos nós N21 e N3 com base na Figura 2; e tensão e corrente no intervalo [0.45s-0.55s].

reativa e das componentes de sequência-negativa e sequência-zero, sem prejudicar a qualidade de tensão. Finalmente, as restrições locais são respeitadas a acomodar GDs com características diversas.

Apesar das desvantagens inerentes à arquitetura centralizada, em comparação com as descentralizadas (i.e., exemplos típicos são menor confiabilidade e alto custo devido à infra-estrutura de comunicação), esta apresenta maior flexibilidade de controle operacional, sem necessidade de dispositivos de compensação adicionais. Destaca-se como característica chave do CBP sua abordagem que dispensa conhecimento sobre o modelo da MR, ainda assim regulando com precisão o fluxo de energia da rede, compartilhando proporcionalmente a potência entre os GDs, compensando as potências reativa e de desequilíbrio, e cumprindo facilmente com restrições e requisitos de normas de rede locais.

## Agradecimentos

Esta pesquisa foi financiada pela CAPES, CNPq (420850/2016-3, 302257/2015-2), FAPESP (2016/08645-9, 2017/24652-8) e FAPEMIG (APQ-02518-16).

## Referências

- Brandao, D. I. (2015). *Coordinated Power-Based Control and Utility Interface Converter in Low Voltage Microgrids*, PhD thesis, School of Electrical and Computer Engineering - UNICAMP.
- Brandao, D. I., Caldognetto, T., Marafao, F. P., Simoes, M. G., Pomilio, J. A. e Tenti, P. (2017). Centralized control of distributed single-phase inverters arbitrarily connected to three-phase four-wire microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* 8(1): 437–446.

- Brandao, D., Pomilio, J., Caldognetto, T., Buso, S. e Tenti, P. (2016). Coordinated control of distributed generators in meshed low-voltage microgrids: Power flow control and voltage regulation, *Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016 17th International Conference on*, IEEE, pp. 249–254.
- Budka, K. C., Deshpande, J. e Thottan, M. (2014). *Communication Networks for Smart Grids: Making Smart Grid Real*, Computer Communications and Networks, 1 edn, Springer-Verlag London.
- Caldognetto, T., Buso, S., Tenti, P. e Brandao, D. I. (2015). Power-based control of low-voltage microgrids, *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* **3**(4): 1056–1066.
- CPFL (2016). Conexão de micro e minigeração distribuída sob sistema de compensação de energia elétrica, GED-15303.
- Guerrero, J. M., Chandorkar, M., Lee, T. L. e Loh, P. C. (2013). Advanced control architectures for intelligent microgrids - part i: Decentralized and hierarchical control, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **60**(4): 1254–1262.
- Han, H., Hou, X., Yang, J., Wu, J., Su, M. e Guerrero, J. M. (2016). Review of power sharing control strategies for islanding operation of ac microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **7**(1): 200–215.
- He, J., Li, Y. W. e Blaabjerg, F. (2015). An enhanced islanding microgrid reactive power, imbalance power, and harmonic power sharing scheme, *IEEE Trans. Power Electron.* **30**(6): 3389–3401.
- Kamel, R. M. (2016). New inverter control for balancing standalone micro-grid phase voltages: A review on mg power quality improvement, *Renew. Sustain. Energy Rev.* **63**: 520–532.
- Khodaei, A. (2015). Provisional microgrids, *IEEE Transactions on Smart Grid* **6**(3): 1107–1115.
- Li, Y. W., Vilathgamuwa, D. M. e Loh, P. C. (2014). A grid-interfacing power quality compensator for three-phase three-wire micro-grid applications, *IEEE Annu. Power Electron. Spec. Conf.* **3**: 2011–2017.
- Marafao, F. P., Brandao, D. I., Costabeber, A. e Paredes, H. K. M. (2015). Multi-task control strategy for grid-tied inverters based on conservative power theory, *IET Renewable Power Generation* **9**(2): 154–165.
- Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Canizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A. H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, M., Palma-Behnke, R., Jimenez-Estevez, G. A. e Hatziargyriou, N. D. (2014). Trends in microgrid control, *IEEE Transactions on Smart Grid* **5**(4): 1905–1919.
- Prodanović, M. e Green, T. C. (2006). High-quality power generation through distributed control of a power park microgrid, *IEEE Trans. Ind. Electron.* **53**(5): 1471–1482.
- Shafiee, Q., Stefanovic, C., Dragicevic, T., Popovski, P., Vasquez, J. C. e Guerrero, J. M. (2014). Robust networked control scheme for distributed secondary control of islanded microgrids, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **61**(10): 5363–5374.