

**Universidade Federal de Pernambuco
Centro de Tecnologia de Geociências
Departamento de Engenharia Elétrica
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

ERIK DA CRUZ OLIVEIRA

**ESTUDO COMPARATIVO DE TÉCNICAS DE COMPARTILHAMENTO DE
POTÊNCIA EM MICRORREDES OPERANDO NO MODO AUTÔNOMO**

RECIFE

2018

ERIK DA CRUZ OLIVEIRA

**ESTUDO COMPARATIVO DE TÉCNICAS DE COMPARTILHAMENTO DE
POTÊNCIA EM MICRORREDES OPERANDO NO MODO AUTÔNOMO**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco como parte dos requisitos para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo

RECIFE

2018

Jamais duvide de sua capacidade e nunca se esqueça de onde veio. Um homem que não acredita em si próprio pode ser facilmente manipulado, e, ao negar suas origens, você apaga parte de sua essência. Dedico este trabalho às pessoas que confiam nelas mesmas e não esquecem de sua trajetória.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus por ter guiado meu caminho, concedendo sabedoria e sempre me dando força nas horas de necessidade.

Agradeço a minha família, que sempre posso contar em qualquer situação, seja ela boa ou ruim, sendo um recanto de conforto para mim.

Agradeço ao meu orientador Prof. Gustavo Medeiros de Souza Azevedo pela paciência e todos ensinamentos passados, sempre confiando em meu potencial, sempre com uma resposta confortante, sendo mais do que um orientador, um amigo.

Agradeço aos meus amigos, os quais posso contar em qualquer ocasião, em especial a Helen Barboza da Silva e Angélica da Silva, que prestaram auxílio no meu aprendizado.

Agradeço ao apoio financeiro oferecido pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), apoio que foi de grande importância.

Agradeço a todos que contribuíram direta ou indiretamente com a produção deste documento.

"Nossas virtudes e nossos defeitos são inseparáveis, assim como a força e a matéria. Quando se separados, o homem deixa de existir". (Nikola Tesla)

RESUMO

Uma microrrede é formada por um conjunto de fontes de geração distribuída, de sistemas de armazenamentos de energia e de cargas e é conectada à rede elétrica principal em um único ponto por meio de uma chave. Em geral, os dispositivos são conectados ao barramento da microrrede através de conversores de potência para garantir flexibilidade de controle. A microrrede deve ser capaz de operar no modo conectada à rede elétrica ou no modo autônomo (desconectado da rede elétrica), sendo esses modos de operação regidos por técnicas de controle que visam permitir o paralelismo dos conversores de potência. Um dos desafios no modo de operação autônomo é o correto compartilhamento da demanda de carga entre as fontes de energia presentes na microrrede. O principal método para esse compartilhamento de carga é controle por inclinação (*droop control*), que apresenta como grande vantagem o fato de não necessitar de comunicação entre as fontes geradoras que compõe a microrrede. Em contrapartida, o seu compartilhamento de potência reativa é bastante prejudicado em virtude da assimetria de impedância entre fontes e cargas da microrrede. Este trabalho apresenta três técnicas de controle para o compartilhamento de potência dos conversores, o controle por inclinação convencional, um novo método de controle por inclinação baseado na derivada da tensão e a emulação de máquina síncrona virtual (*Virtual Synchronous Generator*). Em um primeiro momento serão apresentados os conceitos de geração distribuída e de microrredes, uma fundamentação teórica a respeito das referidas técnicas de controle, as principais características de tais técnicas e posteriormente um estudo comparativo entre cada técnica por meio de simulação em MATLAB/Simulink em que será apontada a técnica de controle mais eficiente em termos de compartilhamento de energia.

Palavras-chave: Geração distribuída. Microrredes. Paralelismo de inversores. Controle por inclinação. Compartilhamento de potência.

ABSTRACT

A microgrid is formed by a set of distributed generation sources, energy storage systems and loads and it is connected to the power grid in a single point through a switch. Usually, the devices are connected to the microgrid bus through power converters in order to achieve control flexibility. The microgrid must be able to operate in the mode connected to the grid or in the autonomous mode (disconnected from the grid), where such modes of operation are governed by control techniques to allow the parallelism of the power converters. One of the challenges, in the autonomous mode, is the accurate load power sharing among the power sources presents in the microgrid. The main method for the such power sharing is the droop control, which presents, as advantage, does not require communication among the power sources of the microgrid. In contrast, its reactive power sharing is greatly impaired due to the impedance asymmetry among sources and load of the microgrid. This work presents three control techniques for the converters power sharing, the conventional droop control, the new droop control based on the voltage derivatives and the Virtual Synchronous Generator emulation. Firstly, it is presented the concepts of the distributed generation and the microgrids, a theoretical basis regarding to these control techniques, its main characteristics and later a comparative study among them through simulation in MATLAB/Simulink, which the most efficient control technique, in terms of power sharing, will be pointed out.

Keywords: Distributed generation. Microgrids. Parallelism of inverter. Droop control.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Número de Conexões de GD	19
Figura 2 – Exemplo de uma microrrede	20
Figura 3 – Representação simplificada dos modos de operação de um conversor em uma microrrede	22
Figura 4 – Fluxo de potência entre duas barras	25
Figura 5 – Curvas de Decaimento $P - \omega$ e $Q - V$	27
Figura 6 – Conversores Conectados em Paralelo	28
Figura 7 – Inversor com coeficientes de inclinação iguais ($E_0 = 120\sqrt{2}V, w_0 = 2\pi 60rad/s, m_1 = m_2 = 0,001rad/sW, n_1 = n_2 = 0,05V/var$)	28
Figura 8 – Inversor com coeficientes de inclinação diferentes ($E_0 = 120\sqrt{2}V, w_0 = 2\pi 60rad/s, m_1 = 0,001rad/sW, m_2 = 2m_1, n_1 = 0,05V/var, n_2 = 2n_1$)	29
Figura 9 – Conversores com reatância de conexão diferente ($E_0 = 120\sqrt{2}V, w_0 = 2\pi 60rad/s, m_1 = m_2 = 0,001rad/sW, n_1 = n_2 = 0,05V/var, X_1 = 0,238\Omega, X_2 = 2X_1$)	31
Figura 10 – Conversores com reatância de conexão diferente ($E_0 = 120\sqrt{2}V, w_0 = 2\pi 60rad/s, m_1 = 0,001rad/sW, m_2 = 2m_1, n_1 = n_2 = 0,05V/var, X_1 = 0,238\Omega, X_2 = 2X_1$)	32
Figura 11 – Diagrama de bloco das principais malhas de um conversor trifásico com o controle por inclinação	33
Figura 12 – Resposta ao degrau para um filtro de 1ª e 2ª ordem	35
Figura 13 – Configuração dois conversores em paralelo	38
Figura 14 – Potência reativa nominal relativa ao ajuste de \dot{V} (a), Taxa de variação no tempo da tensão eficaz de saída do conversor (b)	40
Figura 15 – Tensão eficaz de saída dos conversores (a), Potência reativa de saída dos conversores (b)	40
Figura 16 – Potência ativa de saída dos conversores (a), Frequência de saída do conversor (b)	41
Figura 17 – Potência reativa nominal relativa ao ajuste de \dot{V} (a), Taxa de variação no tempo da tensão eficaz de saída do conversor (b)	42
Figura 18 – Tensão eficaz de saída dos conversores (a), Potência reativa de saída dos conversores (b)	42
Figura 19 – Potência reativa nominal relativa ao ajuste de \dot{V} (a), Taxa de variação no tempo da tensão eficaz de saída do conversor (b)	43
Figura 20 – Tensão eficaz de saída dos conversores (a), Potência reativa de saída dos conversores (b)	43
Figura 21 – Estrutura da estratégia de controle VSG	46

Figura 22 – Modelo de operação paralela de duas microrrede ilhadas	49
Figura 23 – Compartilhamento de potência ativa	52
Figura 24 – Amplitude da frequência de saída	52
Figura 25 – Amplitude da tensão de saída	52
Figura 26 – Compartilhamento de potência reativa	53
Figura 27 – Circuito da microrrede analisada	54
Figura 28 – Compartilhamento para o conversor operando com o método de inclinação convencional	56
Figura 29 – Compartilhamento para o conversor operando com o novo método de inclinação convencional	57
Figura 30 – Compartilhamento para o conversor operando com o método de inclinação VSG	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros de Simulação para o Controle por Inclinação	39
Tabela 2 – Parâmetros de Simulação para o Circuito	51
Tabela 3 – Parâmetros de Simulação para o Controle de $VSG_1 \neq VSG_2$	51
Tabela 4 – Parâmetros de simulação para o controle operando com o novo método de inclinação	55
Tabela 5 – Parâmetros de simulação para o controle operando com o método do VSG .	55
Tabela 6 – Parâmetros de simulação para o controle operando com o método de inclinação convencional	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

DP	Droop Control
SIN	Sistema Interligado Nacional
PCC	Point of Common Coupling
VSI	Voltage Source Inverter
RMS	Root Mean Square
kVA	Volt Ampér
var	Volt Ampér Reativo
DIC_1, DIC_2	Conversores de Interligação
NDP	New Droop Control
VSG	Virtual Synchronous Generator
GD	Geração Distribuída

LISTA DE SÍMBOLOS

δ	Ângulo de fase do barramento 2
θ	Ângulo de fase da impedância de conexão da rede
ΔV	Variação de tensão na saída do inversor
Δf	Variação de frequência na saída do inversor
ΔV_{max}	Variação de tensão máxima na saída do inversor
w_0	Velocidade angular de saída do conversor sem carga
w	Velocidade angular de saída do conversor
Φ	Fluxo do estator da máquina síncrona
C_f	Capacitor do filtro de saída
D	Fator de amortecimento da máquina síncrona virtual
E	Tensão de saída do conversor
E_0	Tensão de saída do conversor sem carga
f	Frequência de saída do conversor
f_0	Frequência de saída do conversor sem carga
I	Corrente que flui do barramento 1 para o barramento 2
J	Momento de inércia das partes girantes da máquina síncrona virtual
K_{rest}	Ganho de restauração de \dot{V}
L	Indutância da carga
L_f	Indutor do filtro de saída
M	Fator de amortecimento de tensão da máquina síncrona virtual
K	Fator de inércia de tensão da máquina síncrona virtual
m	Coefficiente de inclinação de frequência para o controle DP
n	Coefficiente de inclinação de amplitude para o controle DP
n_N	Coefficiente de inclinação natural de amplitude

n_{eq}	Coeficiente de inclinação equivalente de amplitude
P	Potência ativa que flui do barramento 1 pra o barramento 2
$P_{nominal}$	Potência ativa nominal que flui do barramento 1 pra o barramento 2
Q	Potência reativa que flui do barramento 1 pra o barramento 2
Q_0	Potência reativa nominal relativa ao ajuste de \dot{V}
$Q_{nominal}$	Potência reativa nominal que flui do barramento 1 pra o barramento 2
Q_R	Valor relativo a capacidade de energia
R	Resistência de conexão da Rede
R_s	Resistência do enrolamento do estator da máquina síncrona
S	Potência Aparente que flui do barramento 1 pra o barramento 2
V	Tensão eficaz de saída do conversor
v_f	Tensão terminal do enrolamento da máquina síncrona
\dot{V}	Taxa de variação no tempo da tensão eficaz de saída do conversor
\dot{V}_0	Valor nominal de \dot{V}
V_0	Tensão eficaz de saída do conversor sem carga
X	Reatância de conexão da Rede
Z	Impedância de conexão da Rede
k_p	Coeficiente de inclinação de frequência para o VSG
k_q	Coeficiente de inclinação de tensão para o VSG
D_p	Amortecimento ativo equivalente
D_q	Amortecimento reativo equivalente
$\hat{\omega}$	Pequena perturbação de frequência angular
\hat{E}_m	Pequena perturbação de amplitude de tensão
\hat{p}_e	Pequena perturbação de potência ativa de saída
\hat{q}_e	Pequena perturbação de potência reativa de saída
ω_{eN}	Frequência angular nominal

E_{mN}	Amplitude de tensão nominal
p_{eN}	Potência ativa de saída nominal
q_{eN}	Potência reativa de saída nominal

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Geração Distribuída	18
1.2	Microrredes	20
1.3	Objetivo	23
1.4	Organização	23
2	COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA POR MEIO DO CONTROLE POR INCLINAÇÃO	24
2.1	Controle por inclinação Convencional	24
2.2	Influência da Impedância da Rede	30
2.2.1	Redes com características resistiva	32
2.3	Conversor com o controle por inclinação	33
2.3.1	Obtenção das componentes da potência entregue pelo conversor	34
2.4	Conclusões	36
3	COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA ATRAVÉS DO MÉTODO DE CONTROLE NEW-DROOP	37
3.1	Novo método de inclinação	37
3.2	Conversor com o controle por inclinação New-Droop	38
3.3	Conclusão	44
4	COMPARTILHAMENTO PELO MÉTODO DE CONTROLE DE MÁQUINA SÍNCRONA VIRTUAL	45
4.1	Controle pelo método VSG	45
4.2	Análise do método de controle VSG	47
4.2.1	Análise transitória	47
4.2.2	Análise de estado estacionário	48
4.2.3	VSG operando em paralelo	48
4.2.4	Conversor com o controle por inclinação VSG	51
4.3	Conclusão	53
5	COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS DE CONTROLE <i>NEW-DROOP</i> E MÁQUINA VIRTUAL COM O MÉTODO DE CONTROLE POR INCLINAÇÃO CONVENCIONAL	54
5.1	Microrrede Analisada	54
5.2	Conclusão	58

6	CONCLUSÃO GERAL E TRABALHOS FUTUROS	59
6.1	Conclusão Geral	59
6.2	Trabalhos futuros	59
	REFERÊNCIAS	60

1 INTRODUÇÃO

Desde 1888, quando foi implantada a primeira rede de energia elétrica elaborada por Nikola Tesla, que o método de fornecimento de energia não apresenta mudanças significativas na sua estrutura, sendo ainda utilizadas muitas das tecnologias desenvolvidas naquela época. Esse fato que limita a capacidade de inovação do sistema elétrico fazendo com que as redes não estejam capacitadas a enfrentar os desafios das mudanças modernas tais como a possibilidade de uso de energia alternativa e intermitente, metas de economia de energia para redução de picos de demanda e controles digitais para aumentar a confiabilidade e abreviar a restauração (ENERGIA, 2017).

Em contra partida, a forte dependência mundial aos combustíveis fósseis, a segurança no fornecimento de energia e as preocupações ambientais sugerem que uma mudança no sistema elétrico atual seja efetuada, uma vez que a energia é a base do desenvolvimento econômico dos países (AZEVEDO, 2011). A alta demanda energética, atrelada a limitação dos combustíveis fósseis, fez com que a exploração de fontes alternativas de energia surgissem como meio modificador da estrutura dos sistema elétrico, por meio da instalação de diversos geradores de pequena escala próximo aos centros de consumo, proporcionando assim o surgimento de um novo conceito, o de Geração Distribuída (GD).

O sistema de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil conta com um sistema (conjunto composto por usinas, linhas de transmissão e ativos de distribuição) principal: o Sistema Interligado Nacional (SIN). Ele abrange a maior parte do território brasileiro e é constituído pelas conexões realizadas ao longo do tempo, de instalações inicialmente restritas ao atendimento exclusivo das regiões de origem: Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte (ELETRICA, 2017). Além disso, há diversos sistemas de menor porte, não-conectados ao SIN e, por isso, chamados de Sistemas Isolados (ELETRICA, 2017).

Em 2008, cerca de 95% da população tinha acesso à rede elétrica, uma vez que a incidência e as dimensões dos nichos não atendidos estão diretamente relacionadas à sua localização e às dificuldades físicas ou econômicas para extensão da rede elétrica (ELETRICA, 2017). Afinal, cada uma das cinco regiões geográficas em que se divide o Brasil – Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte – tem características bastante peculiares e diferenciadas das demais (ELETRICA, 2017). Estas particularidades determinaram os contornos que os sistemas de geração, transmissão e distribuição adquiriram ao longo do tempo e ainda determinam a maior ou menor facilidade de acesso da população local à rede elétrica.

Neste cenário a Geração Distribuída (GD) isto é, aquela produzida e utilizada no próprio local, torna-se um modelo alternativo ao modelo centralizado descrito anteriormente. Dentre as vantagens apontadas para a GD, destacam-se a redução na necessidade de investimentos em expansão dos sistemas de distribuição e transmissão de energia, o baixo impacto ambiental, a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada e a diversificação da matriz

energética (TRIGOSO et al., 2010). Por outro lado, existem desvantagens como o aumento da complexidade do sistema de operação da rede energética e a dificuldade de cobrança pelo uso do sistema elétrico.

De acordo com JENKINS et al. (2000), esse novo modelo do sistema elétrico formado por diversas unidades de GD estão normalmente conectadas às redes elétricas de distribuição. Essas conexões fazem com que alguns parâmetros técnicos devam ser levados em consideração, tais como análise da corrente de curto-circuito, condição em regime permanente, nível de tensão, possibilidade de operação em ilha, esquema de proteção e análise de estabilidade (ROCABERT et al., 2012).

O controle adequado das instalações de GD, atrelado à integração com um sistema de armazenamento de energia elétrica, permite proporcionar diversos serviços auxiliares, tais como melhoramento da continuidade da oferta por meio da criação de ilhas ativas, definidas como microrrede, sendo elas mantidas pela geração local (ROCABERT et al., 2012).

As microrredes são conceitualmente definidas como um agrupamento de unidades de GD e cargas que estão conectadas à rede elétrica principal em um único ponto comum (PCC - *Point of Common Coupling*) por meio de uma chave (AZEVEDO, 2011).

O funcionamento das microrredes se dá por meio de conversores de potência, conectados em paralelo à rede elétrica, que fazem a interface entre a fonte primária e o terminal de corrente alternada da microrrede, em que a amplitude da frequência, da tensão e da corrente na saída dos conversores será definida pelo controle do conversor (LAZZARIN, 2010).

O controle para o paralelismo dos conversores em uma microrrede pode ser dividido em controle sem fio (ou sem canal de comunicação) e com fio (ou canal de comunicação). Dentre os métodos de controle com fio tem-se o Mestre-escravo, controle de tipo central e controle de corrente circular. Já para os métodos de controle sem fio tem-se os métodos de controle por inclinação (*Droop Control*). Neste trabalho serão apresentados e comparados métodos de controle sem fio, ou canal, de comunicação para o paralelismo de conversores de potência.

1.1 Geração Distribuída

Geração Distribuída pode ser definida como um sistema de geração de energia elétrica localizado junto ao centro de consumo, sendo ela independente da tecnologia empregada na geração, da potência instalada e da fonte primária de energia.

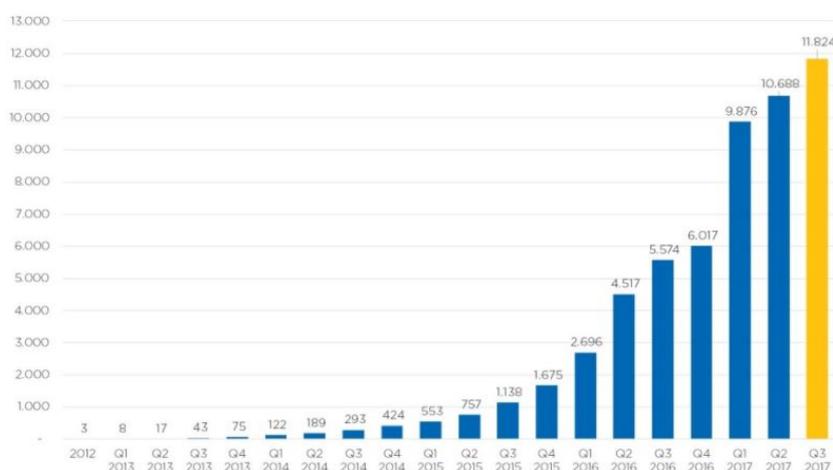
A GD, é uma área chave para a sustentabilidade e geração de energia limpa, uma vez que suas fontes são em grande parte de característica renovável. A GD causa um grande impacto em todo o sistema de transmissão e distribuição de energia, visto que ela altera toda a concepção do sistema elétrico atual se tornando um tema chave e de alta criticidade.

Usinas hidrelétricas que não tenham reservatório, a geração de energia eólica que depende da força do vento e a geração de energia solar que depende da incidência do sol são exemplos em que a geração de energia estará exposta a variações meteorológicas incontroláveis. Isso leva a um funcionamento intermitente da geração de energia elétrica, que funcionará em alguns momentos

e em outros não.

A GD vem ganhando espaço no setor elétrico brasileiro ao longo dos anos, principalmente entre o final de 2015 e 2017, conforme mostrado na Figura 1. Note que mais de 80% dos sistemas foram instalados nesse período apesar do presente cenário de recessão econômica que o país apresentava. Em virtude disso, comprova-se a forte atratividade financeira de investimento em geração própria, uma vez que os clientes veem a GD como uma forma de se protegerem da alta dos preços da energia e com isso ganhar competitividade frente aos concorrentes (ASTRASOLAR, 2017).

Figura 1 – Número de Conexões de GD



Fonte: (ASTRASOLAR, 2017)

A proximidade da geração de energia elétrica à carga permite uma maior diversificação das tecnologias utilizadas na produção energética, o que oferece diversas vantagens ao setor elétrico, tais como (FILHO; AZEVEDO, 2013):

- atendimento mais rápido ao crescimento da demanda;
- redução dos riscos de planejamento;
- contribuição para a abertura do mercado energético, com a criação de regulamentação jurídica própria, que podem representar uma grande oportunidade comercial;
- qualidade e confiabilidade no abastecimento de energia;
- redução das perdas na transmissão.

Em virtude do aumento numérico de empresas e entidades envolvidas, a GD apresenta algumas desvantagens (FILHO; AZEVEDO, 2013):

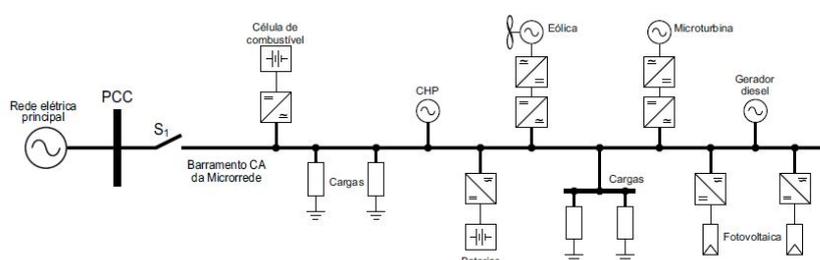
- a concessionária a qual vai se conectar um produtor independente pode ser apenas transportadora e não compradora da energia que lhe é entregue por aquele produtor para um cliente remoto;

- maior complexidade na operação do sistema elétrico;
- possível diminuição do fator de utilização das instalações das concessionárias de distribuição;
- possível tempo de amortização elevado devido ao custo do sistema;
- maior complexidade nos procedimentos e na realização de manutenções.

1.2 Microrredes

Microrrede pode ser definida como sendo uma pequena rede elétrica composta de uma série de componentes heterogêneos, tais como geração de energia, cargas elétricas e sistemas de armazenamento, tudo dentro de uma rede controlada, conforme mostrado no exemplo da Figura 2. A Microrrede é capaz de melhorar a confiabilidade da energia em virtude da sua geração de energia local minimizando assim apagões e distúrbios de energia (SALAMEHA et al., 2017).

Figura 2 – Exemplo de uma microrrede



Fonte: Adaptado de (AZEVEDO, 2011)

A microrrede deve ser capaz de operar isolada da rede elétrica principal quando esta não atende aos requisitos de qualidade da tensão. Desta forma, quando a amplitude da tensão ou a frequência da rede principal estão fora de limites predeterminados ou na ocorrência de uma falta, o sistema de detecção da microrrede deve atuar rapidamente e isolá-la da rede. Para a operação correta do sistema, a estabilidade da microrrede é um assunto atual e importante. Enquanto em sistemas convencionais, esquemas de proteção são constituídos por fusíveis, religadores e relés, nos sistemas com GD, a coordenação da proteção dependerá do tamanho, tipo e localização da fonte de GD, pois o sistema não é mais do tipo radial. Outro assunto importante de pesquisa é a escolha de esquemas de controle flexíveis para permitir a injeção de potência estável, necessária ao sistema.

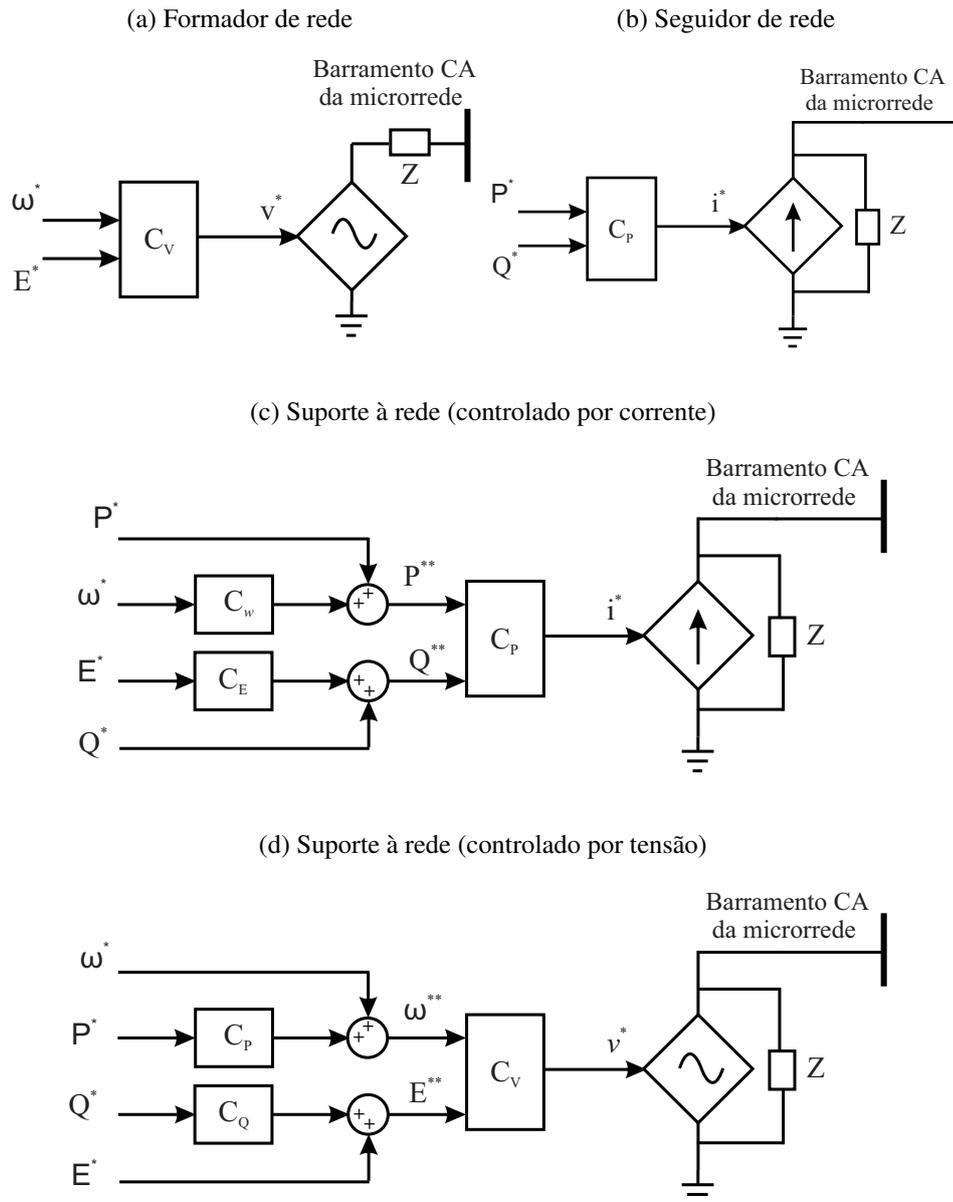
Operando conectada à rede, a microrrede pode exportar seu excesso de energia para rede principal como importar seu déficit de potência. Estando a microrrede isolada da rede principal, o fluxo de energia deve estar equilibrado com a demanda energética da carga para que haja um perfeito funcionamento da microrrede.

A operação das microrredes apresenta alta complexidade, uma vez que vários critérios técnicos e operacionais devam ser analisados para a concepção de seus sistemas de controle e proteção, tais como os níveis de tensão e frequência, as condições de regime permanente e transitório, a bidirecionalidade do fluxo de potência, os níveis de curto circuito, o aumento na complexidade da proteção, a qualidade de energia, análise de estabilidade e a possibilidade de operação isolada da rede (AZEVEDO, 2011). Portanto, os conversores de potência passam a ser um equipamento essencial para a operação das microrredes, pois eles fazem o elo de ligação entre as fontes de GD e o barramento da microrrede, garantindo assim uma maior flexibilidade no controle das microrredes (ALMADA, 2013).

Ao operar em uma microrrede, os conversores de potência podem ser classificados como seguidores de rede, formadores de rede e de suporte à rede (ROCABERT et al., 2012; ALMADA, 2013). Os conversores seguidores de rede são projetados em sua maioria para fornecer potência à uma rede energizada. Eles podem ser representados como uma fonte de corrente conectada à rede em paralelo com uma alta impedância. O esquema simplificado de um conversor seguidor de rede é mostrado na Figura 3b, em que P^* e Q^* representam a potência ativa e reativa a serem entregues, respectivamente. Nesta aplicação, é importante destacar que deve haver um perfeito sincronismo entre a fonte e a tensão da rede no PCC, a fim de que se tenha uma regulação com precisão do fluxo de potência (ROCABERT et al., 2012). Os conversores formadores de rede podem ser representados como uma fonte de tensão ideal, com uma baixa impedância de saída em série, onde se defini a amplitude de tensão (E^*) e a frequência angular de referência (ω^*) da tensão da rede local utilizando um controle apropriado, como mostra a Figura 3a.

Conversores de suporte à rede podem ser modelados de duas formas. Eles podem ser representados como uma fonte ideal de corrente em paralelo com uma impedância, ou como uma fonte ideal em série com uma baixa impedância, como mostra as Figuras 3c e 3d. Os conversores de suporte à rede regulam sua tensão, ou corrente, de saída de forma a manter as amplitudes de tensão e frequência próximos de seus valores nominais, sendo importante mencionar que durante o controle por fonte corrente, é necessário pelo menos um gerador ou conversor controlado em tensão servindo como referência para que ele possa ser capaz de operar (ROCABERT et al., 2012; CARDOZO, 2017).

Figura 3 – Representação simplificada dos modos de operação de um conversor em uma microrrede



Fonte: Adaptado de (CARDOZO, 2017)

A introdução de microrredes ao sistema tem como principal objetivo assegurar uma operação estável e eficiente, bem como uma boa regulação de frequência e tensão, controle do fluxo de potência, sincronização, boa gestão da energia assim como uma otimização econômica (MOHAMED; RADWAN, 2011; KIM et al., 2011; CHANDORKAR; DIVAN; ADAPA, 1993). As abordagens de controle requeridas pela microrrede podem ser classificadas de duas formas (i) com fio, ou canal de comunicação e (ii) sem fio, ou canal de comunicação. Algumas formas de controle com fio incluem o controle de compartilhamento de corrente média, o controle mestre-escravo, controle de tipo central e controle de corrente circular (SHANXU et al., 1999; WU; CHEN; HUANG, 2000; ZHONG, 2013) com o intuito de conseguir o controle da tensão/corrente

para o compartilhamento da carga. Entretanto, devido as longas distâncias entre os conversores mais afastados, esses métodos de controle apresentam problemas de estabilidade, confiabilidade, complexidade, custo e interferência por sinais de alta frequência. Já para o controle sem fio tem-se principalmente o controle por inclinação (*Droop Control*), existindo também na literatura o controle *New-Droop* e o controle por meio da modelagem de uma máquina síncrona virtual, *Syncroinverte* (GUERRERO et al., 2004; LEE; CHU; CHENG, 2013; SIRISHA; ANITHA, 2017).

1.3 Objetivo

Este trabalho tem o objetivo de realizar um estudo comparativo entre técnicas de controle de conversores usados em microrredes, em particular as técnicas de controle por inclinação convencional, de um novo método de controle por inclinação (*New-Droop*) e o método de controle por meio da emulação e uma máquina síncrona virtual, que são empregadas no compartilhamento de potência entre as fontes geradoras.

Como resultado dessa comparação, é definida a melhor técnica de controle a depender de características tais como o compartilhamento de carga, o comportamento da tensão eficaz no barramento, a tensão e corrente da rede principal e a frequência da microrrede, estando a microrrede operando desconectada da rede elétrica, modo ilha.

1.4 Organização

- **Capítulo 2** - Neste capítulo, descreve-se a fundamentação teórica da técnica de controle por inclinação convencional (*Droop*);
- **Capítulo 3** - Neste capítulo, será apresentado um novo método de controle por inclinação (*New-Droop*) para o paralelismo de conversores que fazem parte de uma microrrede. Será apresentado a modelagem do conversor.
- **Capítulo 4** - Neste capítulo, será apresentado um método de controle por inclinação por meio da emulação de uma máquina síncrona virtual (*Virtual Synchronous Generator - VSG*) aplicada aos conversores em paralelo que fazem parte de uma microrrede. Será apresentada a modelagem do conversor e seu respectivo controle por meio de uma modelagem computacional.
- **Capítulo 5** - Neste capítulo, será apresentada a comparação dos resultados entre os métodos de controle *New-Droop* e *VSG* com o método de controle por inclinação convencional destacando assim o método de controle que apresenta maior independência em termos da impedância da rede.
- **Capítulo 6** - Neste capítulo, apresenta-se as conclusões gerais e as propostas de trabalhos futuros.

2 COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA POR MEIO DO CONTROLE POR INCLINAÇÃO

Uma microrrede é formada pela junção de micro geração, cargas sistemas de armazenamento de energia e telecomunicações distribuídas em uma determinada área podendo está ou não conectada à rede elétrica principal. Esse tipo de estrutura requer a conexão de diversas fontes de tensão em paralelo, o que por sua vez requer o desenvolvimento de técnicas de controle eficientes para que não haja circulação de corrente entre as fontes, garantindo-se assim um compartilhamento correto da demanda da carga (AZEVEDO, 2011).

Um dos métodos mais usuais para o controle do paralelismo de conversores conectados em paralelo é o *Droop Control*. Esse método de controle apresenta uma forte dependência com as características da rede, o que lhe proporciona uma certa assimetria no compartilhamento de potência entre os conversores em paralelo (AZEVEDO, 2011).

2.1 Controle por inclinação Convencional

O sistema elétrico de potência é composto, em sua maioria, por máquinas elétricas, mais precisamente a máquina síncrona. O gerenciamento do fluxo de potência do sistema elétrico utiliza a teoria de máquinas síncronas na qual a inércia do rotor da máquina girante é responsável por limitar a variação de velocidade ou a frequência, como também proporciona uma relação natural inversa entre a potência de saída da máquina e a frequência de operação, ou seja, tendo uma potência mecânica de entrada constante, ocorrendo um aumento na potência de saída da máquina haverá uma redução na frequência de operação. Uma vez que exista o paralelismo entre as máquinas, elas tendem a manter o sincronismo por meio da componente de torque sincronizante sendo a estabilidade do sistema adquirida mediante existência de torque amortecedor e torque sincronizantes suficientes. O controle do fluxo de potência reativa gerencia a estabilidade da tensão. Analisando o princípio de operação exposto, tem-se que o método de controle por inclinação se baseia neste, de tal forma a validar a relação potência ativa/frequência e potência reativa/tensão, o que possibilita a conexão dos conversores em paralelo (AZEVEDO, 2011; COELHO; CORTIZO; GARCIA, 2002). Para exemplificar o comportamento exposto, é apresentado o circuito da Figura 4, onde são representadas duas fontes de tensão, V_1 e V_2 , interligadas por uma impedância de conexão, $Z = R + jX$.

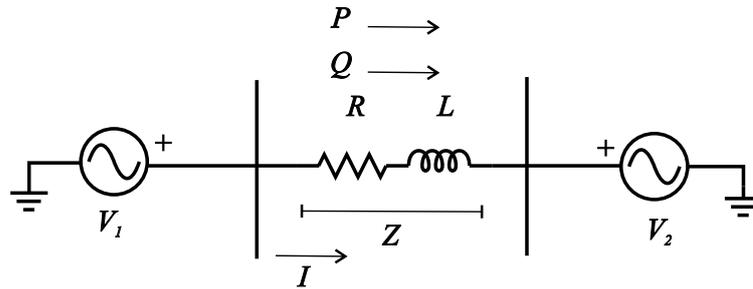
As tensões V_1 e V_2 representam a tensão de saída de duas máquinas ou de dois conversores conectados ao respectivo barramento. A potência que flui da barra 1 para a barra 2 é dada por

$$S = P + jQ = V_1 I^* \quad (1)$$

Assim,

$$S = V_1 \left(\frac{V_1 - V_2}{R + jX} \right)^* \quad (2)$$

Figura 4 – Fluxo de potência entre duas barras



Fonte: próprio autor

em que $X = \omega L$ e $\omega = 2\pi f$, com f representando a frequência da rede.

Considerando que $V_1 \angle 0$ e $V_2 \angle -\delta$, tem-se

$$S = V_1 \left(\frac{V_1 - V_2 \angle -\delta}{Z \angle \theta} \right)^* \quad (3)$$

Assim as potências, ativa e reativa, podem ser dadas por

$$P = \frac{V_1^2}{Z} \cos(\theta) - \frac{V_1 V_2}{Z} \cos(\theta + \delta), \quad (4)$$

$$Q = \frac{V_1^2}{Z} \sin(\theta) - \frac{V_1 V_2}{Z} \sin(\theta + \delta). \quad (5)$$

Partindo do princípio que os sistemas de potência de média e alta tensão tem uma característica predominantemente indutiva (AZEVEDO, 2011; GUERRERO et al., 2007), ou seja, $X \gg R$, tem-se

$$Z = X \angle 90^\circ.$$

Assim, (4) e (5) ficam

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta), \quad (6)$$

$$Q = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos(\delta)}{X}. \quad (7)$$

Assumindo que o ângulo δ apresenta valor reduzido, tem-se que $\sin(\delta) \cong \delta$ e $\cos(\delta) \cong 1$, o que faz com que (6) e (7) possam ser reescritas da seguinte forma

$$P \cong \frac{V_1 V_2}{X} \delta \quad (8)$$

$$Q \cong \frac{V_1}{X} (V_1 - V_2). \quad (9)$$

Com isso fica demonstrado que a potência ativa tem uma relação direta com a diferença de ângulo entre as barras e que a potência reativa tem relação direta com a diferença de tensão entre as barras. Assim, chega-se a relação potência ativa/frequência e potência reativa/tensão (AZEVEDO, 2011). A partir do que foi discutido, encontra-se a base da teoria do controle por inclinação da potência ativa pela frequência e da potência reativa pela tensão

$$w = w_0 - mP \quad (10)$$

$$E = E_0 - nQ$$

em que w_0 e E_0 representam a frequência e o nível de tensão de saída do conversor sem carga, respectivamente, e m e n representam os coeficientes de inclinação de frequência e de amplitude, respectivamente. Mas

$$E = \sqrt{2}V$$

assim

$$V = V_0 - \frac{n}{\sqrt{2}}Q \quad (11)$$

Pelo fato da dificuldade em se conhecer a fase inicial das outras unidades, as estratégias de controle de paralelismo de conversores optam por utilizarem a frequência da rede, em vez do ângulo de carga, uma vez que a frequência inicial sem carga pode facilmente ser fixada em um determinado valor, w_0 (AZEVEDO, 2011; COELHO; CORTIZO; GARCIA, 2002).

Tendo em vista que essa técnica não utiliza comunicação entre os conversores conectados em paralelo, o controle é efetuado por meio das curvas de decaimento de frequência e tensão, Figura 5. As curvas de decaimento apresentadas respeitam (10) e (11), representando assim os pontos de operação em regime permanente do conversor. O controle funciona por meio do ajuste da frequência para controlar a potência ativa e ajusta a amplitude de tensão para controlar a potência reativa (LAZZARIN, 2010). A característica de inclinação apresentada na Figura 5 (a) representa um caso mais geral do controle, onde o conversor pode funcionar como inversor ou retificador, dependendo assim do sentido do fluxo da potência.

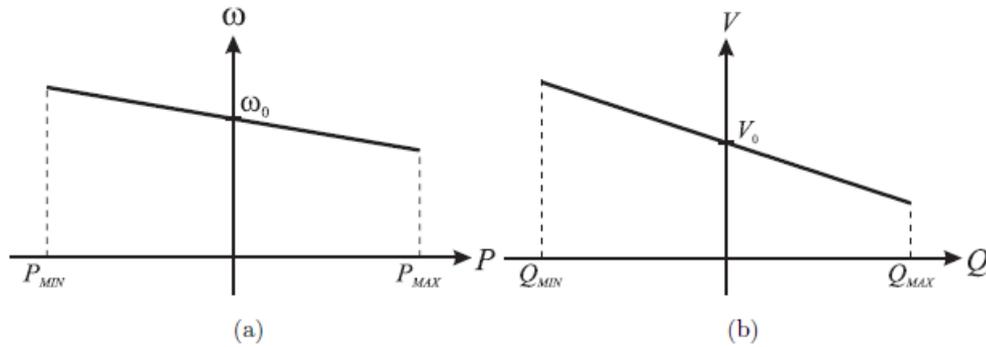
O compartilhamento adequado de potência entre os conversores se dá por intermédio do ajuste dos coeficientes de inclinação, m e n , apresentados por (10) e (11), como sugere TULADHAR (1997), devendo os coeficientes apresentarem a seguinte relação

$$m_1S_1 = m_2S_2 = m_3S_3 = m_nS_n, \quad (12)$$

$$n_1S_1 = n_2S_2 = n_3S_3 = n_nS_n, \quad (13)$$

em que S_1 , S_2 , S_3 e S_n representam as potências aparente nominais de cada conversor.

Partindo-se de (10) e (11), pode-se chegar aos valores máximos dos coeficientes de inclinação, m_{max} e n_{max} . Uma vez que, estando o sistema em regime permanente senoidal, a

Figura 5 – Curvas de Decaimento $P - \omega$ e $Q - V$ 

Fonte: Adaptado de (AZEVEDO, 2011)

tensão eficaz na saída do conversor será dada por V e a tensão eficaz sem carga dada por V_0 , a variação de tensão na saída do conversor será expressa por

$$\Delta V \equiv V - V_0 = \frac{n}{\sqrt{2}} Q \quad (14)$$

sendo o coeficiente de inclinação de amplitude máxima dado por

$$n_{max} = \sqrt{2} \frac{\Delta V_{max}}{Q_{nominal}} \quad (15)$$

em que ΔV_{max} representa a variação máxima da amplitude de tensão permitida pela microrrede e $Q_{nominal}$ é a potência aparente nominal do conversor, em var.

De forma análoga, (10) permite que seja estipulado o coeficiente de inclinação máximo para a frequência, de modo que

$$\Delta \omega \equiv \omega - \omega_0 = \frac{mP}{2\pi} \quad (16)$$

o que leva o coeficiente de inclinação de frequência máximo ser expresso por

$$m_{max} = \frac{2\pi\Delta f}{P_{nominal}} \quad (17)$$

em que $2\pi\Delta f$ representa a variação máxima, em rad/s, permitida pela microrrede e $P_{nominal}$ é a potência ativa nominal do conversor, em W.

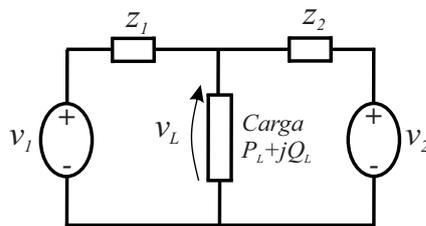
Na técnica de controle por inclinação, cada conversor calcula as potências que ele fornece e, por intermédio das curvas de decaimento, estipula as novas amplitudes de referências de tensão e frequência que serão impostas no seu controle de forma a gerar as variações de amplitude de tensão e frequência na saída do conversor (LAZZARIN, 2010; TULADHAR, 1997; OLIVEIRA, 2016).

Para exemplificar o comportamento dos conversores com o controle por inclinação, considere o circuito da Figura 6, onde é exemplificado a conexão de dois conversores, com as

mesmas características de inclinação, conectados em paralelo e alimentando uma carga por meio de duas impedâncias iguais, $Z_1 = Z_2$. As Figuras 7 e 8 mostram o comportamento do sistema na condição exposta.

Observa-se na Figura 7 (a) que o compartilhamento de potência, ativa e reativa, ocorre de forma igualitária tanto para o conversor 1 quanto para o conversor 2 e que na ocorrência de um aumento de carga, $t = 1s$, as frequências e as amplitudes de tensão diminuem igualmente em virtude da elevação da potência ativa se ajustando em um novo nível posteriormente, como pode ser visto nas Figuras 7 (b) e (c).

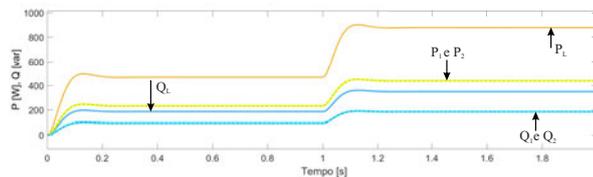
Figura 6 – Conversores Conectados em Paralelo



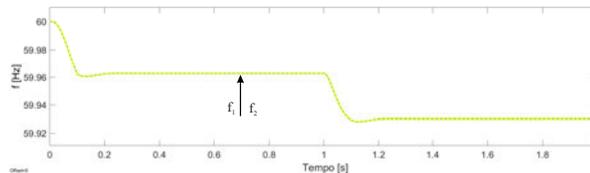
Fonte: próprio autor

Figura 7 – Inversor com coeficientes de inclinação iguais ($E_0 = 120\sqrt{2}V, w_0 = 2\pi 60rad/s, m_1 = m_2 = 0,001rad/sW, n_1 = n_2 = 0,05V/var$)

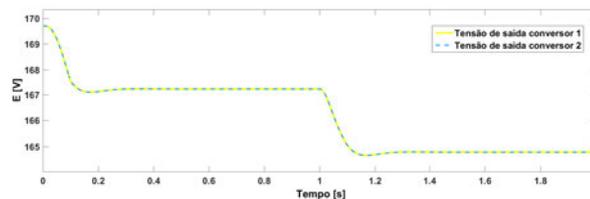
(a) Compartilhamento de Potência entre Conversores



(b) Frequência das fontes em paralelo



(c) Tensão de saída dos conversores

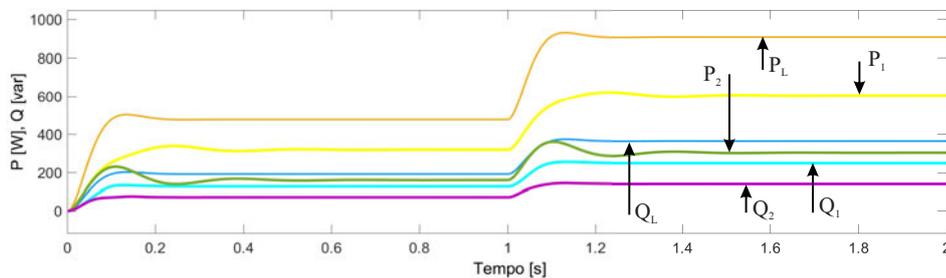


Fonte: próprio autor

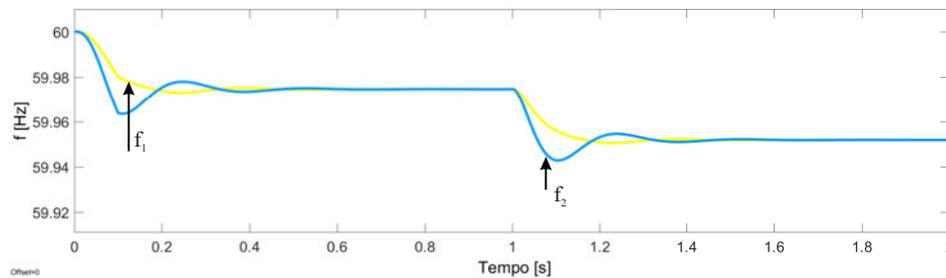
Para o caso em que os conversores possuem as suas potências nominais diferentes, os coeficientes de inclinação assumem valores inversamente proporcionais as suas potências nominais, como explicita (12) e (13). Supondo o conversor 1 com o dobro da potência do conversor 2, $S_1 = 2S_2$, o que leva a $m_2 = 2m_1$ e $n_2 = 2n_1$, tem-se que o compartilhamento de potência se dá como o demonstrado na Figura 8 (a), onde o conversor 1 será responsável por contribuir com o dobro da potência fornecida pelo conversor 2. A Figura 8 (b) mostra o comportamento da frequência para o caso explicitado.

Figura 8 – Inversor com coeficientes de inclinação diferentes ($E_0 = 120\sqrt{2}V, w_0 = 2\pi 60rad/s, m_1 = 0,001rad/sW, m_2 = 2m_1, n_1 = 0,05V/var, n_2 = 2n_1$)

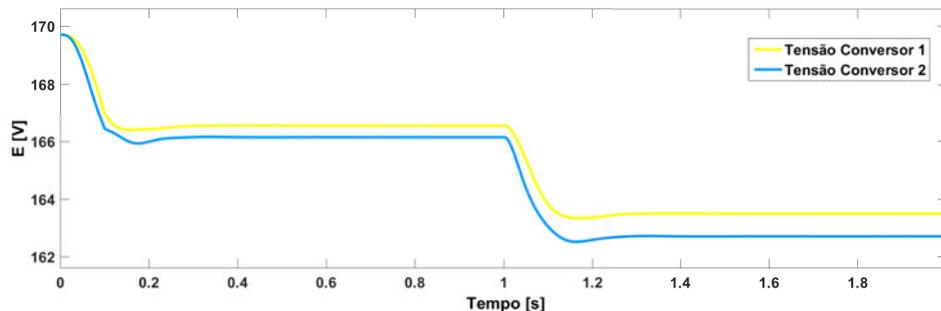
(a) Compartilhamento de Potência entre Conversores



(b) Frequência das fontes em paralelo



(c) Tensão de saída dos conversores



Fonte: próprio autor

2.2 Influência da Impedância da Rede

A forte dependência do compartilhamento de potência reativa com a impedância da linha, que são parâmetros determinados pelo sistema, faz com que a distribuição de potência reativa se torne imprecisa (AZEVEDO, 2011; GUERRERO et al., 2005; TULADHAR et al., 2000).

Reescrevendo (9), de forma que

$$V_2 \cong V_1 - \frac{QX}{V_1} \cong V_1 - n_N Q, \quad (18)$$

em que o termo $n_N = X/V_1$ representa o coeficiente de inclinação natural proveniente da característica física da rede (Figura 4), uma vez que cada conversor é instalado há uma distância da carga diferente, o que leva a uma desigualdade nas impedâncias de conexão e por ventura um n_N diferente para cada conversor.

Utilizando (11) em (18), tem-se

$$\begin{aligned} V_2 &= V_0 - \frac{nQ}{\sqrt{2}} - n_N Q \\ V_2 &= V_0 - \left(\frac{n}{\sqrt{2}} + n_N \right) Q \\ V_2 &= V_0 - n_{eq} Q \end{aligned} \quad (19)$$

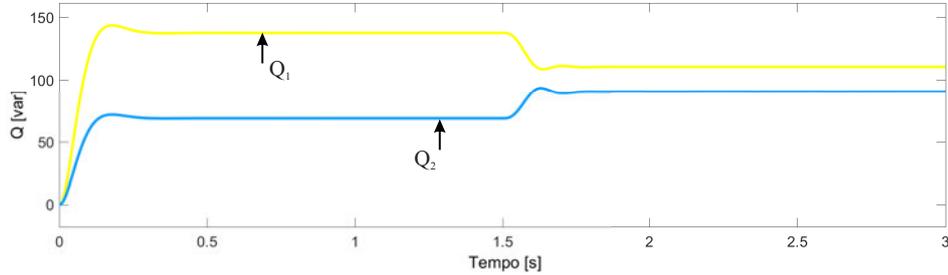
em que n_{eq} é o coeficiente de inclinação equivalente.

Na Figura 9 (a) é apresentado o comportamento do circuito apresentado na Figura 4, onde nos primeiros 1,5 s tem-se que o controle por inclinação não está ativo, sendo o compartilhamento de potência reativa gerido apenas pelo coeficiente de inclinação natural, n_N . Após 1,5 s, o controle por inclinação entra em funcionamento, sendo gerido agora pelo coeficiente de inclinação equivalente.

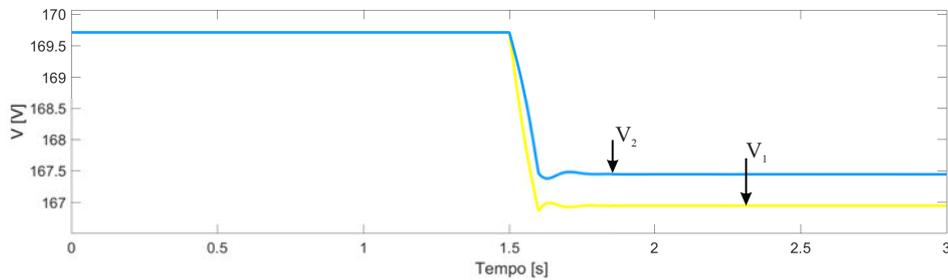
Os conversores devem atuar fornecendo uma mesma quantidade de potencia reativa, uma vez que eles têm a mesma potência nominal. Porém, em função do coeficiente de inclinação natural, vê-se que isso não ocorre, como pode ser visto nos primeiros 1,5 s da Figura 9. Com a entrada do controle por inclinação, o compartilhamento de reativo melhora significativamente, porém ainda há um erro grande em virtude da assimetria da rede.

Figura 9 – Conversores com reatância de conexão diferente ($E_0 = 120\sqrt{2}V$, $w_0 = 2\pi 60rad/s$, $m_1 = m_2 = 0,001rad/sW$, $n_1 = n_2 = 0,05V/var$, $X_1 = 0,238\Omega$, $X_2 = 2X_1$)

(a) Compartilhamento de Potência Reativa entre Conversores



(b) Tensão de Saída dos Conversores

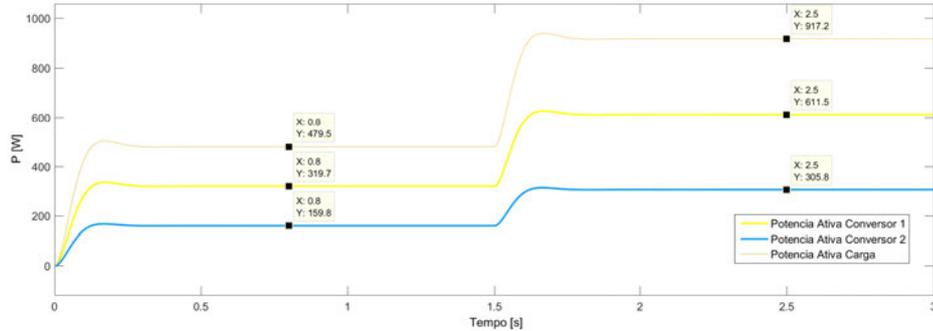


Fonte: próprio autor

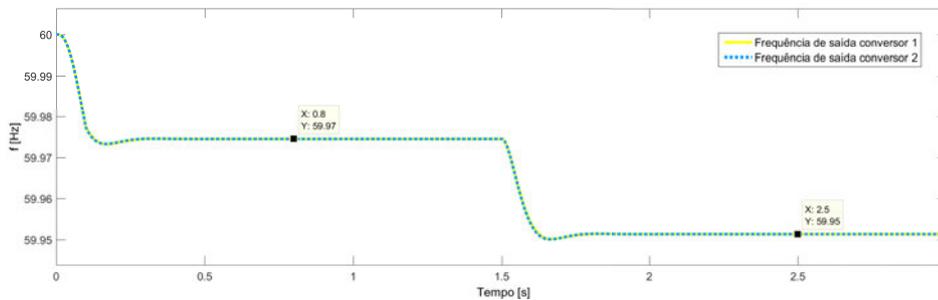
Viu-se que o compartilhamento de potência reativa apresenta erros devido à assimetria das impedâncias de rede. Esse comportamento não é visto no compartilhamento de potência ativa, pois a característica $P - \omega$ é imposta exclusivamente pela estratégia de controle. Havendo diferença entre as frequências da fonte, o ângulo de carga se modificará e por consequência o fluxo de potência. O equilíbrio será conseguido quando as frequências das fontes se igualarem, ou seja, quando os ângulos de carga forem constantes. Mostra-se na Figura 10 que, apesar de haver uma assimetria na rede ($X_2 = 2X_1$), o compartilhamento de potência ativa é feito de forma adequada entre os inversores.

Figura 10 – Conversores com reatância de conexão diferente ($E_0 = 120\sqrt{2}V, \omega_0 = 2\pi 60rad/s, m_1 = 0,001rad/sW, m_2 = 2m_1, n_1 = n_2 = 0,05V/var, X_1 = 0,238\Omega, X_2 = 2X_1$)

(a) Compartilhamento de Potência Ativa entre Conversores



(b) Frequência de Saída dos Conversores



Fonte: próprio autor

2.2.1 Redes com características resistiva

Redes elétricas de média e alta tensão apresentam características indutivas, $X \gg R$, característica essa que foi considerada até o momento. Porém redes elétricas de baixa tensão apresentam características resistivas, $R \gg X$, o que leva (4) e (5) serem reescritas da seguinte forma

$$P = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos(\delta)}{R}, \quad (20)$$

$$Q = \frac{-V_1 V_2 \sin(\delta)}{R}. \quad (21)$$

A partir de (20) e (21) vê-se que as relações apresentadas por (8) e (9) se invertem, de tal forma que a potência ativa passa então a depender da diferença de tensão entre os nós e a potência reativa passa a depender do negativo do ângulo de carga. Com isso (10) e (11) passam a ser

$$\omega = \omega_0 + mQ, \quad (22)$$

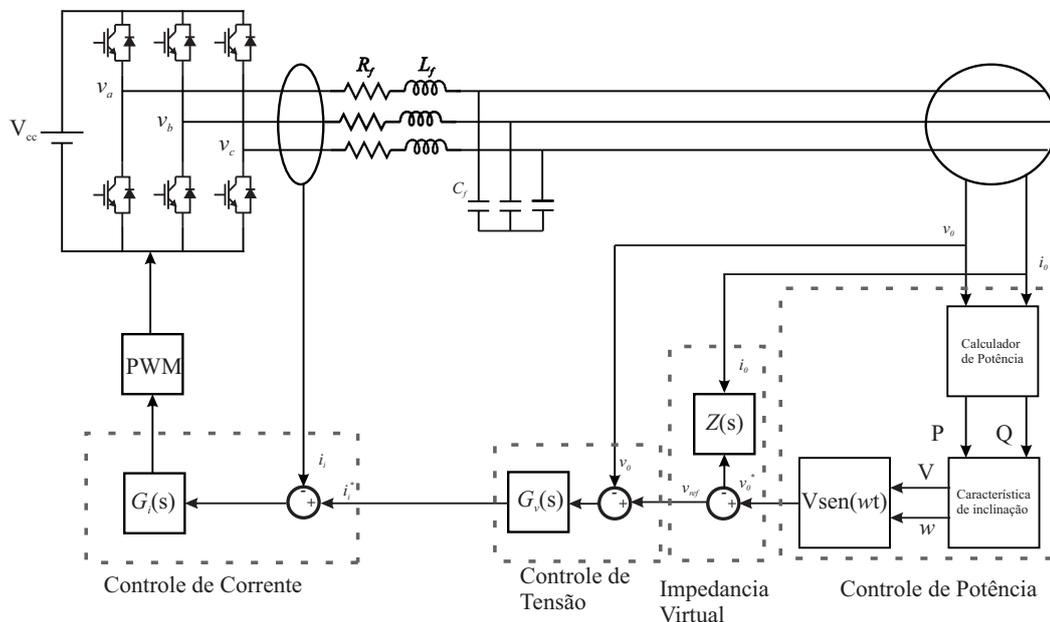
$$E = E_0 - nP. \quad (23)$$

Para os casos em que a reatância dos cabos de conexão da microrrede seja da ordem da resistência, nenhuma das relações apresentadas anteriormente apresentam resultados satisfatórios, necessitando assim de meios que impeçam que a microrrede venha a apresentar essa característica. Uma solução prática seria a inserção de um indutor na saída de cada módulo fazendo com que sua impedância apresente características indutivas, mas essa solução oneraria demais o sistema, uma vez que elevaria o custo do conversor. Uma forma de contornar esse inconveniente seria adicionando uma impedância virtual a saída do conversor por meio de um laço de controle (AZEVEDO, 2011; COELHO; CORTIZO; GARCIA, 2002; GUERRERO et al., 2005; BATARSEH; SIRI; LEE, 1994).

2.3 Conversor com o controle por inclinação

Na Figura 11 é apresentado o diagrama esquemático de um conversor trifásico fonte de tensão com controle por inclinação. Ele é composto por três malhas de controle. A mais interna controla a corrente de saída do conversor, a segunda controla a tensão de saída do conversor e a terceira controla a potência, que será responsável por gerar a tensão de referência que é o parâmetro de entrada do controle de tensão, gerando assim o sinal de referência para o controle de corrente que por sua vez irá gerar o sinal que controlará o conversor.

Figura 11 – Diagrama de bloco das principais malhas de um conversor trifásico com o controle por inclinação



Fonte: Adaptada de (OLIVEIRA, 2016)

O sistema de controle atua mediante as medições da tensão e da corrente de saída do filtro LC. De posse desses parâmetros, as componentes médias da potência ativa, P , e reativa, Q , são calculadas, uma vez que o controle de potência se dá por meio das componentes médias da potência (AZEVEDO, 2011), podendo assim gerar, atendendo as curvas de decaimento, o

signal de referência que será imposto ao controle de tensão que por sua vez gerará o sinal para o controle de corrente.

2.3.1 Obtenção das componentes da potência entregue pelo conversor

Seja a tensão e a corrente dadas por:

$$v_0 = \begin{bmatrix} V \cos(\omega t) \\ V \cos(\omega t - 120) \\ V \cos(\omega t + 120) \end{bmatrix}, \quad (24)$$

$$i_0 = \begin{bmatrix} \sqrt{2}I \cos(\omega t - \phi) \\ \sqrt{2}I \cos(\omega t - \phi - 120) \\ \sqrt{2}I \cos(\omega t - \phi + 120) \end{bmatrix}, \quad (25)$$

respectivamente, em que V e I representam os valores eficazes da tensão e da corrente de saída dos conversores, e ϕ representa a defasagem angular entre eles.

Uma vez que v_0 e i_0 são grandezas trifásicas, a transformada de *Clarke* (DUESTERHOEFT; SCHULZ; CLARKE, 1951), dada por (27), pode ser aplicada para se obter as componentes de tensão e corrente em um referencial estacionário usando a seguinte transformação:

$$\vec{x}_{\alpha\beta} = [T]' \vec{x}_{abc}, \quad (26)$$

em que x representa a grandeza a ser convertida e $[T]$ é a matriz de transformação de *Clarke*, dada por

$$[T] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -1/2 & -1/2 \\ 0 & \sqrt{3}/2 & -\sqrt{3}/2 \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix}. \quad (27)$$

Segundo a teoria de potência proposta por AKAGI, WATANABE e AREDES (2007), as componentes de potência ativa e reativa podem ser obtidas por:

$$p = \frac{3}{2}(v_{\alpha}i_{\alpha} + v_{\beta}i_{\beta}) \quad (28)$$

$$q = \frac{3}{2}(v_{\beta}i_{\alpha} - v_{\alpha}i_{\beta}). \quad (29)$$

As malhas de controle de potência da microrrede atuam sobre as componentes médias de P e Q . Para extrair a componente média das potências utiliza-se comumente um filtro passa baixa de primeira ordem, com uma frequência de corte menor, ou igual, a uma década da frequência fundamental da rede, ω_s (AZEVEDO, 2011).

A Equação (30) mostra a função de transferência para um filtro de primeira ordem

$$F(s) = \frac{\omega_c}{\omega_c + s} \quad (30)$$

em que ω_c representa a frequência de corte do filtro.

Filtros de primeira ordem podem apresentar um elevado tempo de acomodação. Uma resposta mais lenta pode levar a um sobreaquecimento excessivo ou até mesmo a atuação da proteção de sobrecorrente durante um transitório de carga (AZEVEDO, 2011).

Uma melhora no tempo de resposta do sinal de P e Q pode ser efetuada por meio da utilização de um filtro passa baixa de segunda ordem.

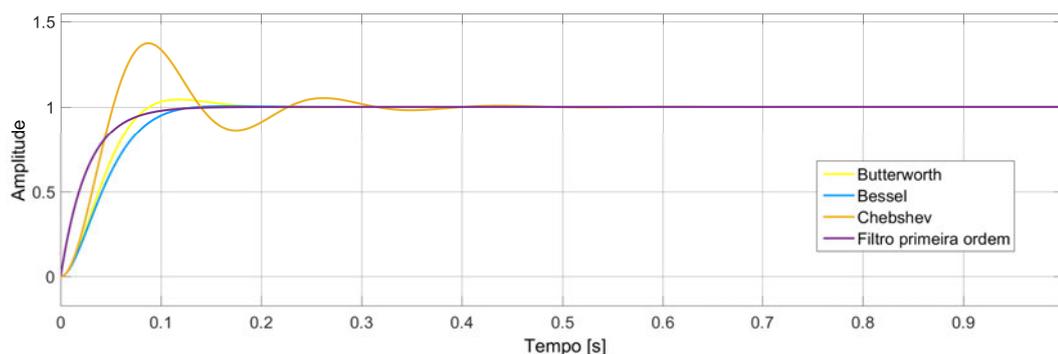
A Equação (31) mostra a função de transferência para um filtro de segunda ordem

$$F(s) = \frac{\omega_n^2}{s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2} \quad (31)$$

em que ω_n representa a frequência natural não amortecida e ξ o coeficiente de amortecimento do filtro. De posse de ω_n , ξ pode ser definido de tal forma a apresentar uma determinada característica de resposta, ou seja

- $\xi = \sqrt{3}/2$, filtro *Bessel* de segunda ordem;
- $\xi = 1/\sqrt{2}$, filtro *Butterworth* de segunda ordem;
- $\xi < 1/\sqrt{2}$, filtro *Chebyshev* de segunda ordem.

Figura 12 – Resposta ao degrau para um filtro de 1ª e 2ª ordem



Fonte: Próprio Autor

A Figura 12 mostra a resposta ao degrau para o filtro de primeira e segunda ordem com frequência de corte $\omega_n = 0,1\omega_s$. Os coeficientes de amortecimento são os apresentados anteriormente. Na Figura 12 pode-se vê que o filtro de primeira ordem apresenta uma resposta mais lenta.

Uma vez que o filtro *Butterworth* apresenta a melhor característica tempo de subia / valor máximo de ultrapassagem, foi-se escolhido o valor de $\xi = 1/\sqrt{2}$.

2.4 Conclusões

Neste capítulo apresentou-se a teoria básica do controle por inclinação convencional utilizado para conexão em paralelo dos conversores. Essa técnica permite que os conversores possam atuar de forma independente, uma vez que eles não precisam de comunicação entre os conversores. As principais características do conversor com controle por inclinação são:

- O compartilhamento de potência é feito mediante medidas efetuadas nos terminais de saída do conversor, o que lhe permite não necessitar de comunicação com outros conversores;
- A característica da impedância da rede tem influência direta no compartilhamento de potência. As relações $P - \omega$ e $Q - V$ podem ser invertidas caso a impedância da rede apresente características resistivas. A regulação de tensão na carga e principalmente o compartilhamento de potência reativa, são afetados em virtude da assimetria presente nas impedâncias da rede;
- A demanda da carga afeta diretamente as amplitudes de tensão e frequência. Coeficientes de inclinação adequados devem ser extipulados a fim de garantir uma variação de frequência e tensão dentro de limites aceitáveis.

Um novo método de inclinação é proposto com o objetivo de mitigar o efeito da assimetria da rede sobre o compartilhamento de potência reativa.

3 COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA ATRAVÉS DO MÉTODO DE CONTROLE NEW-DROOP

3.1 Novo método de inclinação

A fim de mitigar o efeito da assimetria imposta pela impedância de conexão das microrredes no fluxo de potência reativa, uma relação mais dinâmica entre a potência reativa de saída do conversor e a amplitude de tensão é proposta por meio de um novo método de controle por inclinação, *New-Droop*, $Q - \dot{V}$, em que \dot{V} representa a taxa de variação no tempo da magnitude da tensão de saída do conversor (LEE; CHU; CHENG, 2013).

Como foi demonstrado na seção anterior, no controle por inclinação convencional a potência reativa de saída é um composto da reatância da linha com o ajuste de inclinação, como apresentado por (19).

O controle por inclinação $Q - \dot{V}$ é definido da seguinte forma

$$\dot{V}_x = \dot{V}_{0x} - n_x(Q_{0x} - Q_x), \quad (32)$$

$$V_x^* = V_{0x} + \int_t \dot{V}_x dt \quad (33)$$

em que n_x é o coeficiente de inclinação de \dot{V} , \dot{V}_{0x} é o valor nominal de \dot{V} , que é definido como 0V/s, e Q_{0x} é a potência reativa nominal relativa ao ajuste de \dot{V} , estando essa relacionada à capacidade de potência reativa do conversor (LEE; CHU; CHENG, 2013).

Como visto na Seção 2.1, o controle de inclinação convencional é dado por meio do equivalente dos parâmetros da rede com os do controle, o que muitas vezes proporciona uma assimetria no compartilhamento de potência reativa. Em virtude disso, o método de controle por inclinação *New-Droop* propõe melhorar o desempenho no compartilhamento de potência reativa reduzindo a dependência da impedância de rede sofrida pelo controle (LEE; CHU; CHENG, 2013).

Uma vez que a microrrede esteja em regime permanente senoidal, e que as tensões de saída dos conversores conectados à rede sejam iguais, tem-se

$$n_1(Q_{01} - Q_1) = n_2(Q_{02} - Q_2) = \dots = n_x(Q_{0x} - Q_x). \quad (34)$$

Sendo os coeficientes de inclinação \dot{V} definidos como

$$n_1 Q_{01} = n_2 Q_{02} = \dots = n_x Q_{0x}. \quad (35)$$

Para que não haja interferências nas magnitudes das tensões de saída, é necessário que \dot{V} seja nulo em regime permanente, com isso LEE, CHU e CHENG (2013) propõe um mecanismo que restaura \dot{V} a zero de tal forma que

$$\frac{d}{dt} Q_{0x} = K_{rest} Q_{Rx} (\dot{V}_{0x} - \dot{V}_x) \quad (36)$$

em que K_{res} é o ganho de restauração de \dot{V} e Q_{Rx} é o valor reativo da capacidade de energia. Como os coeficientes de inclinação, n_x , são determinados por (35), n_x e Q_{Rx} se relaciona da seguinte maneira:

$$n_1 Q_{R1} = n_2 Q_{R2} = \dots = n_x Q_{Rx}. \quad (37)$$

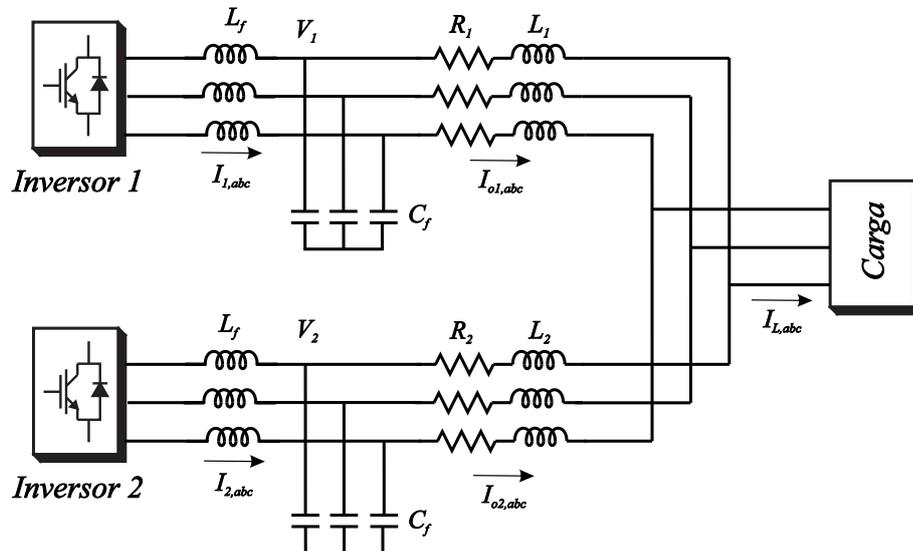
Para simplificar, assume-se que a constante de tempo do controle de restauração é muito mais longa do que a constante de tempo do controle por inclinação $Q - \dot{V}$. Assim, a seguinte equação

$$\frac{d}{dt}(\dot{V}_{0x} - \dot{V}_x) = n_x \frac{d}{dt} Q_{0x} = n_x K_{res} Q_{Rx} (\dot{V}_{0x} - \dot{V}_x), \quad (38)$$

que provém de (32) e (36), demonstra que $(\dot{V}_x - \dot{V}_{0x})$ decresce exponencialmente para zero no estado estacionário. Com a relação indicada por (38), vale também mencionar que todas as dinâmicas dos conversores \dot{V}_x são as mesmas porque as relações de n_x e Q_{Rx} são determinadas como em (37) e os ganhos de restauração \dot{V} , para todos os conversores, são definidos para serem o iguais a K_{res} (LEE; CHU; CHENG, 2013).

3.2 Conversor com o controle por inclinação New-Droop

Figura 13 – Configuração dois conversores em paralelo



Fonte: Adaptado de (LEE; CHU; CHENG, 2013)

O circuito mostrado pela Figura 13 representa a configuração de dois conversores de interligação, *DIC*, em paralelo alimentando uma determinada carga por meio da utilização dos métodos de controle *Droop* e *New-Droop*. Os parâmetros utilizados na simulação são expressos na Tabela 1.

Os parâmetros do sistema são:

- tensão de sistema igual a 220 V (RMS, fase-à-fase) e 60Hz;

- os dois conversores são de 3 kVA, sendo o indutor do filtro de saída, L_f , de 2 mH e o capacitor, C_f , de 0,1 μF ;
- é utilizada uma carga, $R-L$, trifásica equilibrada de $22.181 + j7.9074\Omega$, que apresenta uma potência de $1960W + 690var$ em condições de funcionamento nominal.

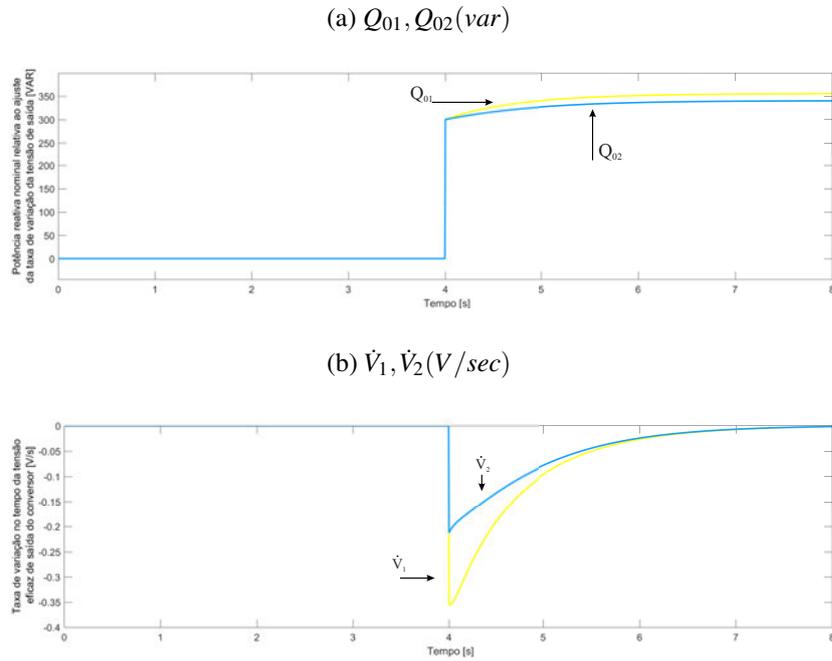
Tabela 1 – Parâmetros de Simulação para o Controle por Inclinação

Controle por inclinação	Coeficiente	Caso I,II $DIC_1 = DIC_2$	Caso III DIC_1/DIC_2
P-f	$m_x(Hz/W)$	-10×10^{-6}	$-5 \times 10^{-6} / -10 \times 10^{-6}$
	$P_{0x}(W)$	1000	2000/1000
Q-V	$n_x(V/var)$	-1×10^{-3}	$-0.5 \times 10^{-3} / -1 \times 10^{-3}$
	$Q_{0x}(var)$	0	0/0
	$V_{0x}(V)$	179.6	179.6
$Q-\dot{V}$	$n_x(V/varsec)$	-6×10^{-3}	$-3 \times 10^{-3} / -6 \times 10^{-3}$
	$Q_{0x}(0)(var)$	300	400/200
	$V_{0x}(V)$	179.6	179.6
	$K_{res}(1/V)$	0.33	0.5
	$Q_{Rx}(var)$	600	800/400

Em um primeiro caso, Caso I, é considerada a assimetria da impedância de conexão do conversor à carga, ou seja, $Z_1 \neq Z_2$, sendo $Z_1 = R_1 + jX_1 = 0,18 + j0,6786[\Omega]$ e $Z_2 = R_2 + jX_2 = 0,2 + j0,754[\Omega]$. Considera-se que ambos os conversores de interligação, DIC_1 e DIC_2 , possuem a mesma capacidade de potência e seus coeficientes de inclinação sendo dados pela Tabela 1. Para $0 < t < 4s$, os conversores são controlados por meio do controle por inclinação convencional e para $t > 4s$ tem-se a entrada do controle *New-Droop*. O resultado da simulação é mostrado nas Figuras 14, 15 e 16.

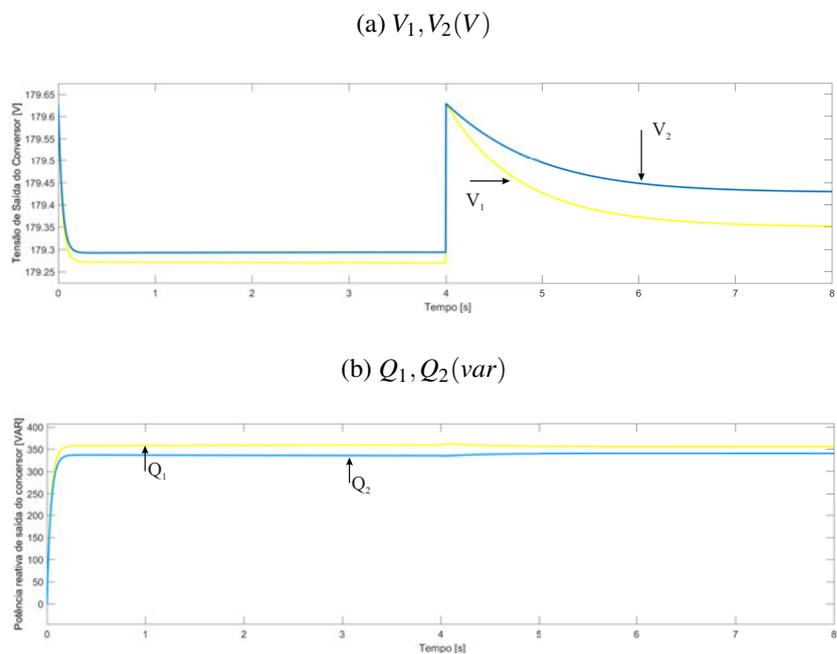
Por estar mais próximo à carga, o conversor 1 partilha de um nível mais elevado de potência reativa, como é visto na Figura 15 (b), o que faz com que esse conversor possua um \dot{V} menos negativo, Figura 14 (b), o que por ventura acarreta em uma redução na magnitude da tensão de saída de V_1 em relação a V_2 , Figura 15 (a). A característica mais lenta que o mecanismo de restauração apresenta faz com que \dot{V}_1 e \dot{V}_2 sejam posteriormente levados a zero, como mostra a Figura 14 (b), ajustando assim Q_{01} e Q_{02} , Figura 14 (a), de forma a levarem V_1 e V_2 a valores próximos ao da tensão nominal, Figura 15 (a).

Figura 14 – Potência reativa nominal relativa ao ajuste de \dot{V} (a), Taxa de variação no tempo da tensão eficaz de saída do conversor (b)



Fonte: próprio autor

Figura 15 – Tensão eficaz de saída dos conversores (a), Potência reativa de saída dos conversores (b)



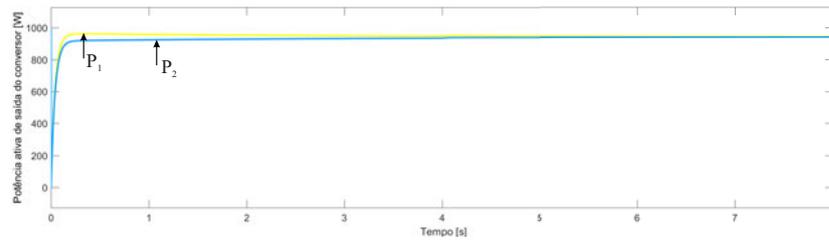
Fonte: próprio autor

O conversor 2, por compartilhar uma menor parcela de potência ativa, eleva sua frequência de saída de forma a aumentar sua potência ativa de saída. Em contra partida, o conversor

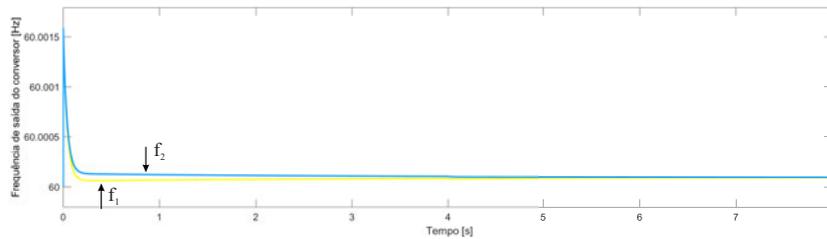
1, por compartilhar uma maior parcela de potência ativa, reduz sua frequência de saída de forma a reduzir sua potência compartilhada. Esses fatos em conjunto fazem com que ambos os conversores compartilhem praticamente níveis de potência ativa equivalentes, Figura 16 (a). O desempenho do compartilhamento $P - f$ praticamente não sofre impacto algum com o controle por inclinação $Q - \dot{V}$, como mostram as Figuras 16 (a) e (b).

Figura 16 – Potência ativa de saída dos conversores (a), Frequência de saída do conversor (b)

(a) $P_1, P_2 (W)$



(b) $f_1, f_2 (Hz)$

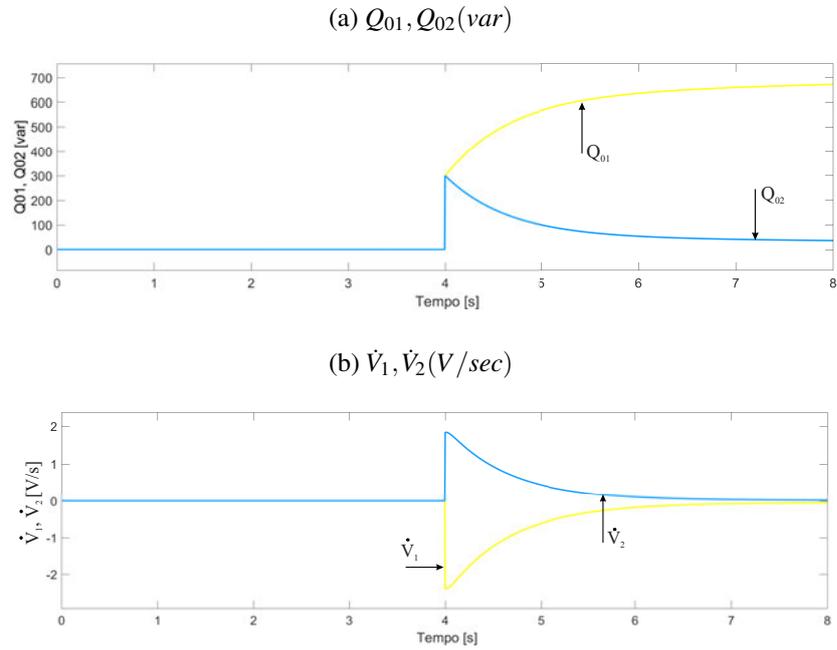


Fonte: próprio autor

Em um segundo caso, Caso II, considera-se os parâmetros apresentados pela Tabela 1, porém com a carga conectada nos terminais do conversor 1, $Z_1 = 0$. Durante $0 \leq t < 4$, o controle por inclinação convencional está ativo, o que faz com que o compartilhamento de potência se dê de forma proporcional à impedância de interligação extraíndo uma maior parcela de potência do conversor que se encontra mais próximo à carga, resultando assim em uma considerável assimetria no compartilhamento de potência reativa, como mostra a Figura 18 (b). Este caso representa o evento de maior impacto no compartilhamento de potência, (LEE; CHU; CHENG, 2013), uma vez que um dos conversores, aquele de menor impedância de interligação, irá compartilhar praticamente a potência nominal da carga.

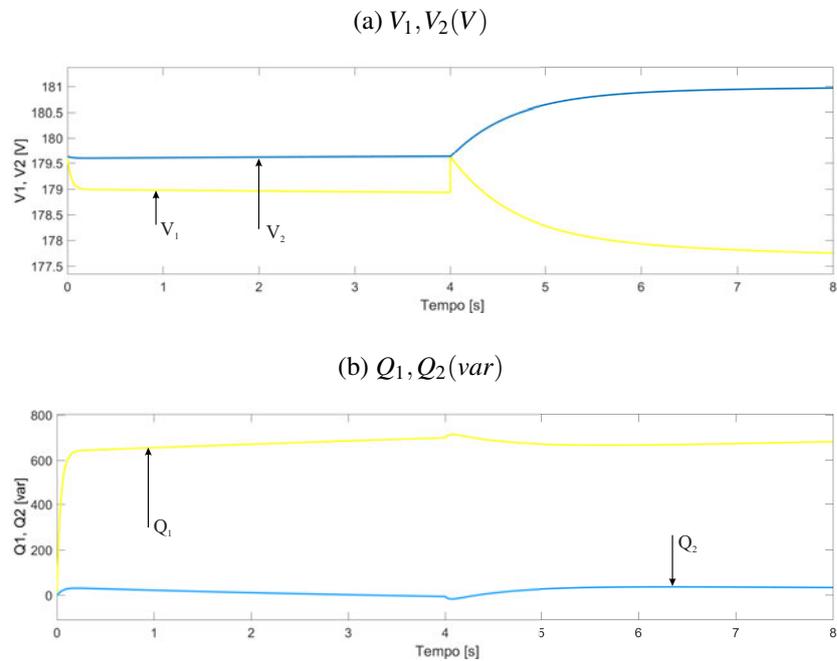
Para $t \geq 4$, tem-se a entrada do controle por inclinação $Q - \dot{V}$. Devido ao elevado valor de Q_1 , \dot{V}_1 assume valores negativos enquanto que por conta dos baixos valores de Q_2 , \dot{V}_2 assume níveis positivos como mostra a Figura 17.

Figura 17 – Potência reativa nominal relativa ao ajuste de \dot{V} (a), Taxa de variação no tempo da tensão eficaz de saída do conversor (b)



Fonte: próprio autor

Figura 18 – Tensão eficaz de saída dos conversores (a), Potência reativa de saída dos conversores (b)



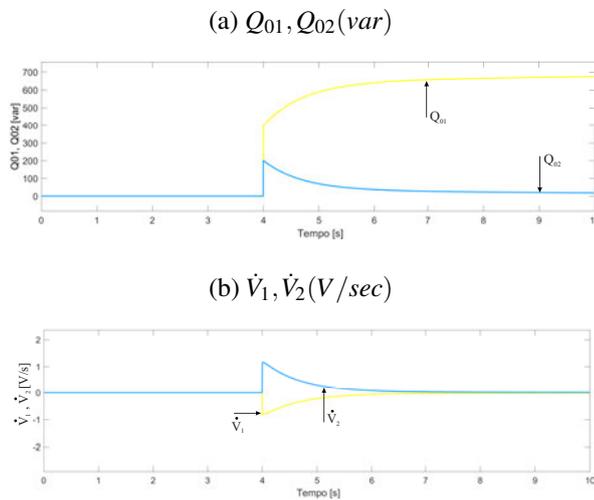
Fonte: próprio autor

No Caso III é considerada a mesma configuração do caso anterior, carga conectada aos terminais de DIC1, porém com diferença na capacidade de potência entre os conversores, DIC1

com o dobro da capacidade de DIC2.

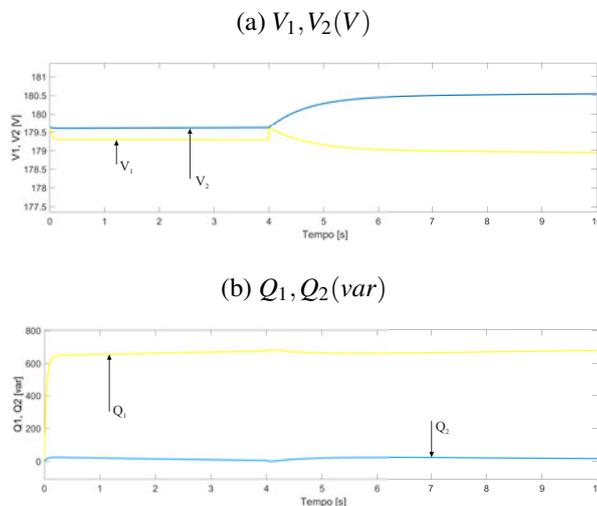
As Figuras 19 e 20 mostram os resultados da simulação para essa condição. Para $0 \leq t < 4$, o controle por inclinação convencional $Q - V$, permanece ativo, com a potência sendo compartilhada quase por completa pelo DIC1 em virtude da sua localização de instalação. Quando $t \geq 4$, entra em operação o controle *New-Droop*, o que faz com que a assimetria no compartilhamento de potência reativa leve a um \dot{V}_1 negativo e um \dot{V}_2 positivo, como mostra a Figura 19 (b), o que faz com que a potência reativa de saída de DIC2 seja aumentada por meio do aumento de V_2 , Figura 20 (b). A restauração de \dot{V} faz com que \dot{V}_1 e \dot{V}_2 tendam a zero no estado estacionário, Figura 19 (b).

Figura 19 – Potência reativa nominal relativa ao ajuste de \dot{V} (a), Taxa de variação no tempo da tensão eficaz de saída do conversor (b)



Fonte: próprio autor

Figura 20 – Tensão eficaz de saída dos conversores (a), Potência reativa de saída dos conversores (b)



Fonte: próprio autor

3.3 Conclusão

Nesse capítulo foi apresentado um novo método de controle por inclinação que visa melhorar o compartilhamento de energia reativa. Suas principais características são:

- O compartilhamento de potência é feito mediante medidas efetuadas nos terminais de saída do conversor, o que lhe permite não necessitar de comunicação com outros conversores;
- No controle por inclinação convencional, a potência reativa resulta de um composto das impedâncias de linha e do ajuste de inclinação $Q - V$. No novo método proposto, o ajuste de inclinação é feito em \dot{V} ao invés de V , o que reduz a dependência de intertravamento com a impedância de linha;
- É projetado um mecanismo de restauração de \dot{V} para que, em estado estacionário, ele seja nulo e assim não haja variações na magnitude de tensão;
- O novo método proposto praticamente não afeta o desempenho do controle de inclinação $P - f$.

O novo método proposto ainda apresenta erros no compartilhamento da energia reativa. O capítulo seguinte apresenta um método de inclinação através da inserção da equação do balanço do rotor das máquinas síncronas no loop ativo e uma equação de oscilação virtual no loop reativo visam eliminar a assimetria no compartilhamento de potência reativa.

4 COMPARTILHAMENTO PELO MÉTODO DE CONTROLE DE MÁQUINA SÍNCRONA VIRTUAL

Com base no exposto no capítulo 2, o método de controle por inclinação convencional, *Droop Control*, atua de modo a ajustar a amplitude da tensão e da frequência de forma automática de acordo com as variações da carga. Em contra partida, o controle por inclinação convencional aplicado na microrrede, por ser fundamentado em dispositivos de eletrônica de potência, não apresenta a inércia e o amortecimento dos motores síncronos convencionais podendo haver flutuações de energia, o que pode interferir na operação estável do sistema (HAO et al., 2017).

Com o intuito de fazer com que o controle por inclinação possa simular tanto a inércia quanto o amortecimento das máquinas síncronas, alguns estudiosos inseriram a equação do balanço do rotor no controle *Droop* para emular tais características mecânicas do sistema energético atual (MORREN; PIERIK; HAAN, 2006; ZHONG; WEISS, 2011). Em contra partida, a inserção da equação do balanço do rotor no controle por inclinação convencional não foi capaz de suprir a queda de tensão causada pela assimetria presente na impedância de linha da rede (ZHONG; WEISS, 2011).

A fim de mitigar o efeito da assimetria imposta pela impedância de conexão das microrredes, Hao et al. (2017) implemetou uma nova estratégia de controle do gerador síncrono virtual (VSG) que consiste em modular a equação de balanço do rotor e a equação de oscilação virtual nos *loops* ativo e reativo presentes no controle por inclinação convencionais.

4.1 Controle pelo método VSG

Assumindo que a amplitude da tensão de referência do inversor da fonte e a frequência angular são expressos por

$$\omega = \omega_N - K_p(p - p_N), \quad (39)$$

$$E = E_N - K_q(q - q_N) \quad (40)$$

em que ω e E representam a frequência angular e a amplitude da tensão de referência do inversor da fonte de tensão, respectivamente, e ω_N e E_N representam os valores de ω e E em carga nominal.

k_p e k_q são os parâmetros de controle Droop de $p - \omega$, *loop* ativo, e $e - E$, *loop* reativo, respectivamente. p_N e q_N representam os valores de potência ativa e reativa nominais.

A equação do balanço do gerador síncrono é dada por:

$$J \frac{d\omega}{dt} = \frac{p}{\omega} - \frac{p_e}{\omega} - D(\omega - \omega_e). \quad (41)$$

Em que J e D representam a inércia e o coeficiente de amortecimento do gerador síncrono e p_e e ω_e são a potência eletromagnética, potência ativa de saída, e a frequência angular da rede, respectivamente.

Normalmente $\omega_N = \omega_g$ (AZEVEDO, 2011), e que por meio de (39) e (41) tem-se

$$J \frac{d\omega}{dt} = \frac{p_N}{\omega_N} - \frac{p_e}{\omega_N} - D(\omega - \omega_g) - \frac{1}{\omega_N k_p} (\omega - \omega_N). \quad (42)$$

Como não é permitido que haja uma elevada variação da frequência angular em uma microrrede real, pode-se dizer que $\omega_g = \omega_N$, o que permite escrever (42) como

$$J \frac{d\omega}{dt} = \frac{p_N}{\omega_N} - \frac{p_e}{\omega_N} - \left(D + \frac{1}{\omega_N k_p}\right) (\omega - \omega_N). \quad (43)$$

Por meio de (43) Hao et al. (2017) pode, por meio da inserção da equação do balanço, implementar uma inércia e um amortecimento no loop ativo do inversor com o controle por inclinação. Hao et al. (2017) ainda propõe uma equação de oscilação virtual do controle de tensão para modelar uma malha reativa que apresente uma inércia e um amortecimento de tal forma que

$$K \frac{dE_m}{dt} = E - U_0 - M(U_0 - E_N). \quad (44)$$

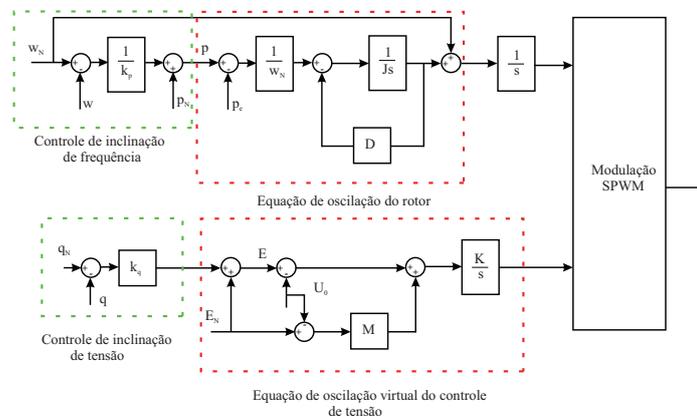
Em que E_m representa tensão de referência de modulação, U_0 a tensão no ponto de acoplamento comum, K a inércia da tensão e M o amortecimento da tensão.

Assim, de (40) e (44), tem-se

$$K \frac{dE_m}{dt} = (M + 1)(E_N - U_0) - k_q(q - q_N) \quad (45)$$

A Figura 21 mostra o diagrama de bloco do método de controle proposto.

Figura 21 – Estrutura da estratégia de controle VSG



Fonte: Adaptado de Hao et al. (2017)

4.2 Análise do método de controle VSG

Hao et al. (2017) propõe que a microrrede seja analisada em termos de desempenho transitório e desempenho estacionário com o intuito de esclarecer melhor os princípios do método de controle VSG, como também projetar seus parâmetros.

4.2.1 Análise transitória

Hao et al. (2017) define

$$D_p = D + \frac{1}{\omega_N k_p}, \quad (46)$$

$$D_q = M + 1. \quad (47)$$

Em que D_p e D_q representam os amortecimentos ativos e reativo equivalentes.

Assim, por meio de (43) e (45), tem-se as equações que compõe o núcleo do método proposto por Hao et al. (2017)

$$J \frac{d\omega}{dt} = \frac{p_N}{\omega_N} - \frac{p_e}{\omega_N} - D_p(\omega - \omega_N) \quad (48)$$

$$K \frac{dE_m}{dt} = D_q(E_N - U_0) - k_q(q - q_N). \quad (49)$$

Escrevendo as variáveis apresentadas em (48) e (49) em função dos seus valores estacionários e de pequenas perturbações, tem-se

$$\begin{aligned} \omega &= \omega_{eN} + \hat{\omega} \\ E_m &= E_{mN} + \hat{E}_m \\ p_e &= p_{eN} + \hat{p}_e \\ q_e &= q_{eN} + \hat{q}_e. \end{aligned} \quad (50)$$

Em que Hao et al. (2017) define ω_{eN} e E_{mN} como sendo a frequência angular e a amplitude de tensão em seu estado estacionário, respectivamente, $\hat{\omega}$ e \hat{E}_m representam as pequenas perturbações de frequência e tensão presentes no estado estacionário, respectivamente, p_{eN} e q_{eN} são as potências de saída, ativa e reativa, respectivamente, da microrrede em estado estacionário e \hat{p}_{eN} e \hat{q}_{eN} seriam as perturbações de potência, ativa e reativa, respectivamente, de saída da microrrede em seu estado estacionário.

Inserindo (50) em (48) e (49), eliminando a quantidade de estado estacionário, desconsiderando os termos ac não lineares e posteriormente aplicando a transformada de Laplace, tem-se

$$\frac{\hat{\omega}(s)}{\hat{p}_e(s)} = -\frac{1}{\frac{J}{D_p}s + 1} \cdot \frac{\omega_N}{D_p}, \quad (51)$$

$$\frac{\hat{E}_m(s)}{\hat{q}_e(s)} = -\frac{1}{\frac{K}{D_q}s + 1} \cdot \frac{k_q}{D_q}. \quad (52)$$

O ajuste de velocidade de resposta do *loop* ativo, $p - \omega$, pode ser efetuado por meio da alteração da constante de tempo τ_p , em que $\tau_p = \frac{J}{D_p}$. Analogamente, a velocidade de resposta do *loop* reativo, $q - E$, pode ser efetuada por meio da alteração da constante de tempo τ_q , em que $\tau_q = \frac{K}{D_q}$.

4.2.2 Análise de estado estacionário

A expressão do *loop* ativo, $p - \omega$, pode ser obtida por meio da Figura 21, assim

$$\omega = \frac{1}{k_p} \frac{(\omega_N - \omega)}{(Js + D)\omega_N} + \frac{(p_N - p_e)}{(Js + D)\omega_N} + \omega_N. \quad (53)$$

Substituindo (46) em (53), tem-se

$$\omega_N - \omega = \frac{1}{Js + D_p} \frac{(p_e - p_N)}{\omega_N}. \quad (54)$$

Em regime estacionário, $s = 0$, assim

$$\omega_N - \omega_{eN} = \frac{1}{D_p} \frac{(p_e - p_N)}{\omega_N}. \quad (55)$$

Mostra-se que, em regime estacionário, a diferença da frequência angular em relação ao seu valor nominal, $\omega_N - \omega_{eN}$, está diretamente relacionada com a diferença da potência ativa em relação ao seu valor nominal, $p_e - p_N$, e inversamente relacionado com D_p .

A expressão do *loop* reativo, $q - E$, também obtida da Figura 21, é dada por

$$KsE_m = D_q(E_N - U_0) - k_q(q_e - q_N). \quad (56)$$

Analogamente, em regime estacionário, tem-se $s = 0$ e assim

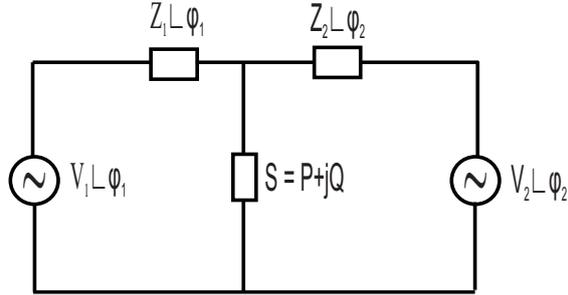
$$E_N - U_{0N} = \frac{k_q(q_e - q_N)}{D_q}. \quad (57)$$

A partir da Equação (57) vê-se que a diferença de tensão está relacionada apenas a diferença de potência reativa, $q_e - q_N$, e aos valores de k_q e D_q .

4.2.3 VSG operando em paralelo

O controle por inclinação convencional impõe uma imprecisão no compartilhamento de energia em virtude das reatâncias de saída equivalentes e das reatâncias de linhas das fontes de energia presentes na microrrede não serem iguais (GUERRERO et al., 2006).

Figura 22 – Modelo de operação paralela de duas microrrede ilhadas



Fonte: Adaptado de Hao et al. (2017)

A Figura 22 representa uma microrrede ilhada sendo ela composta por duas fontes, $V_1 \angle \phi_1$ e $V_2 \angle \phi_2$, conectadas em paralelo por meio de impedâncias de linha, $Z_1 \angle \phi_1$ e $Z_2 \angle \phi_2$, alimentando uma carga $S = P + jQ$.

Por intermédio de AZEVEDO (2011), um compartilhamento proporcional e preciso pode ser obtido por meio do método de controle por inclinação tradicional, isto é

$$\begin{aligned}
 k_{p1} p_{N1} &= k_{p2} p_{N2}, \\
 k_{q1} q_{N1} &= k_{q2} q_{N2}, \\
 \omega_{N1} &= \omega_{N2}, \\
 E_{N1} &= E_{N2}.
 \end{aligned} \tag{58}$$

$$\begin{aligned}
 V_1 &= V_2, \\
 \frac{X_1}{k_{q1}} &= \frac{X_2}{k_{q2}}.
 \end{aligned} \tag{59}$$

Hao et al. (2017) propõe que um compartilhamento preciso e proporcional pode ser obtido entre duas microrredes ilhadas com o VCG operando em paralelo mediante a definição da frequência angular como sendo $\omega_{N1} = \omega_{N2} = \omega_N$ e o ajuste da tensão nominal de saída como $E_{N1} = E_{N2} = E_N$. Em regime estacionário, de (55) tem-se

$$\omega_N - \omega_{eN} = \frac{1}{D_{p1}} \frac{(p_{e1} - p_{N1})}{\omega_N} = \frac{1}{D_{p2}} \frac{(p_{e2} - p_{N2})}{\omega_N}. \tag{60}$$

De (57) pode-se obter

$$E_N - U_{0N} = \frac{k_{q1}(q_{e1} - q_{N1})}{D_{q1}} = \frac{k_{q2}(q_{e2} - q_{N2})}{D_{q2}}. \tag{61}$$

O que permite obter as condições para um compartilhamento de carga proporcional preciso em proporção às classificações de potência

$$\begin{aligned}
\frac{p_{N2}}{p_{N1}} &= \frac{D_{p2}}{D_{p1}}, \\
\frac{q_{N2}}{p_{N1}} &= \frac{k_{q1}D_{q2}}{k_2D_{q1}}, \\
\omega_{N1} &= \omega_{N2}, \\
E_{N1} &= E_{N2}.
\end{aligned} \tag{62}$$

A partir de (62) Hao et al. (2017) demonstra que a relação de proporcionalidade dos parâmetros necessários para se obter um compartilhamento de carga proporcional e preciso se dá apenas com os parâmetros de controle.

Durante a operação em paralelo, é importante que as microrredes atuem de forma sincronizadas frente a uma variação de carga, pois transições com tempos diferentes podem afetar a sincronização e a consistência de cada microrrede ilhada em conexão paralela, uma vez que microrredes com respostas mais rápidas tendem a fornecer energia mais rapidamente em virtude da solicitação da carga (AZEVEDO, 2011; HAO et al., 2017).

Para refletir a velocidade de resposta da frequência e da tensão, a constante de tempo pode ser definida como (HAO et al., 2017)

$$\tau_{p1} = \frac{J_1}{D_{p1}} = \tau_{p2} = \frac{J_2}{D_{p2}}, \tag{63}$$

$$\tau_{q1} = \frac{K_1}{D_{q1}} = \tau_{q2} = \frac{K_2}{D_{q2}}, \tag{64}$$

assim, as condições para que haja sincronização no processo de transição da regulação de tensão e frequência de cada fonte de alimentação é dada por

$$\begin{aligned}
\frac{J_2}{J_1} &= \frac{D_{p2}}{D_{p1}} \\
\frac{K_2}{K_1} &= \frac{D_{q2}}{D_{q1}}.
\end{aligned} \tag{65}$$

As Equações (65) e (62) representam as condições para o compartilhamento de carga proporcional proposto por Hao et al. (2017), o que permite a formulação de um método de projeto para os parâmetros de controle da tecnologia VSG. k_p e k_q são frequentemente determinados de acordo com o código da rede, (EN50438, 2008), em que mudanças de 100% da potência ativa correspondam a 2% de variação da frequência e que mudanças de 100% da potência reativa correspondam a 10% da tensão nominal da rede. Como k_p e k_q são contantes para cada microrrede, pode-se ajustar os valores de D e M , segundo (46) e (47), para alterar D_p e D_q e assim pode-se escolher os valores de τ_p e τ_q inicialmente e depois os valores adequados de D_p e D_q por (62). A inércia J e o fator de inércia de tensão pode ser decido por (65).

4.2.4 Conversor com o controle por inclinação VSG

A microrrede é implementada por meio simulação em Matlab/Simulink. A microrrede é composta por dois conversores paralelos alimentando uma carga por meio de uma impedância $Z_x = R_x + jX_x$, com $x = 1$ e 2 , como mostra a Figura 22. Os parâmetros do circuito podem ser observados na Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros de Simulação para o Circuito

Parâmetro físico	Valor
Tensão de entrada DC	800V
Resistência da Linha, R	0,1 Ω
Indutância da linha, L	2mH
VSG_1	20kW e 0var
VSG_2	10kW e 0var
Carga 1 (S_1)	12kW e 3kvar
Carga 2 (S_2)	12kW e 6kvar

A Tabela 3 apresenta os valores referente aos parâmetros de controle dos geradores síncronos virtuais, VSG_1 e VSG_2 , encontrados a partir de (62) e (65).

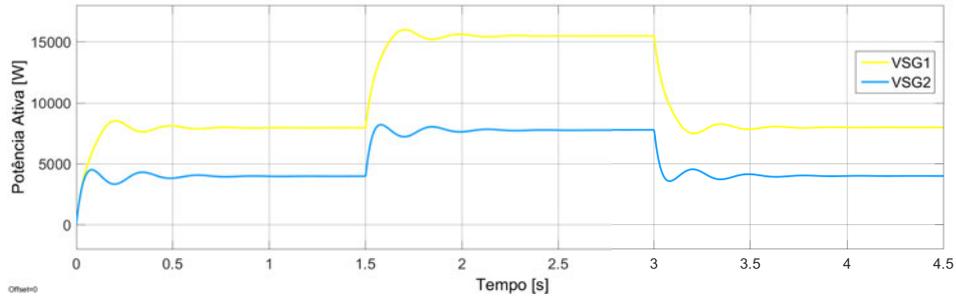
Tabela 3 – Parâmetros de Simulação para o Controle de $VSG_1 \neq VSG_2$

Parâmetro de Controle	VSG_1	VSG_2
k_p	$\frac{\pi}{10000}$	$\frac{\pi}{5000}$
D	30,40	15,20
J	1	0,5
k_q	$3,11 \times 10^{-3}$	$6,22 \times 10^{-3}$
M	2	2
K	20	20

A microrrede é inicializada com a potência da carga sendo igual a $S = S_1$, em $t = 1,5s$ a potência solicitada pela carga aumenta, passando sua potência a ser $S = S_1 + S_2$. Em $t = 3s$, a carga retorna a sua condição inicial, $S = S_1$. A Figura 23 mostra o compartilhamento de potência dos conversores alimentando uma carga por meio de impedâncias iguais, $R_1 + jX_1 = R_2 + jX_2 =$

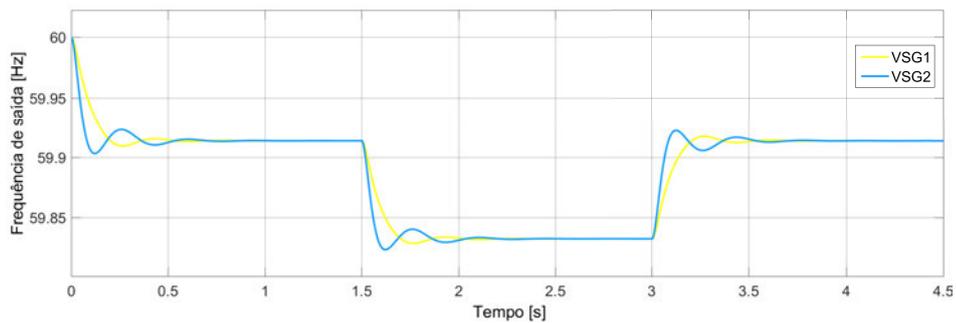
$R + jX$. O VSG_1 fornece o dobro da potência do VSG_2 uma vez que $S_{VSG_1} = 2 * S_{VSG_2}$, como mostra a Figura 23. Quando há um aumento na potência ativa da carga, $t = 1,5s$, a frequência dos inversores cai, assumindo posteriormente um novo valor de regime como mostra a Figura 24.

Figura 23 – Compartilhamento de potência ativa



Fonte: Próprio Autor

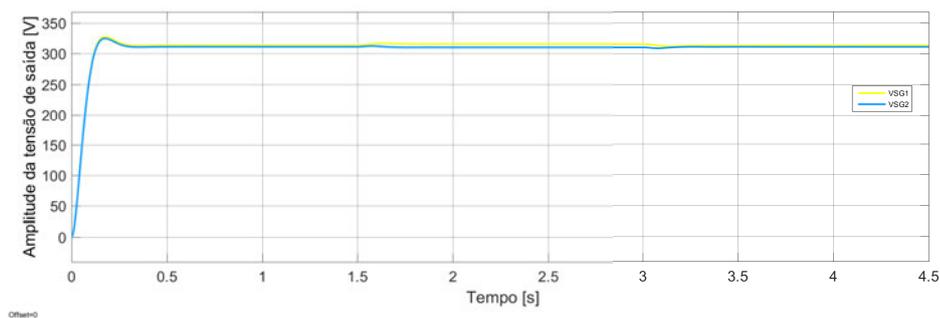
Figura 24 – Amplitude da frequência de saída



Fonte: Próprio Autor

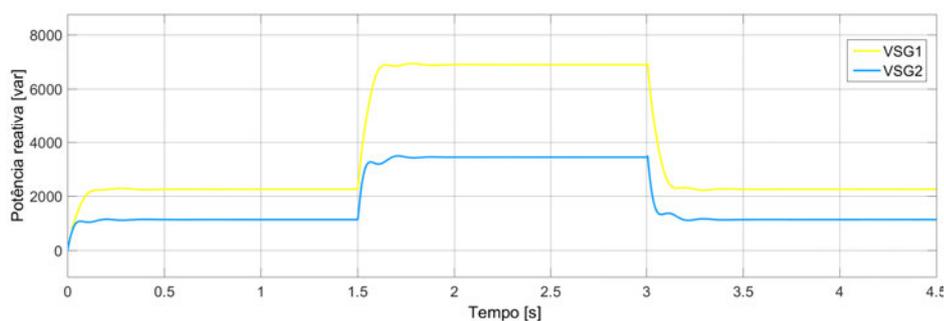
As Figuras 25 e 26 mostram o comportamento da tensão de saída dos inversores e do compartilhamento de potência reativa quando os inversores alimentam uma carga por meio de impedâncias iguais.

Figura 25 – Amplitude da tensão de saída



Fonte: Próprio Autor

Figura 26 – Compartilhamento de potência reativa



Fonte: Próprio Autor

4.3 Conclusão

Nesse capítulo apresentou-se uma nova estratégia de controle de um gerador síncro virtual por meio da inserção da equação do balanço do rotor na característica de inclinação $P - \omega$ e da inserção de uma equação de oscilação virtual na característica de inclinação $Q - V$. As principais características são:

- A microrrede ilhada operando com o método VSG apresenta amortecimento e inércia tanto no loop ativo quanto no reativo, como em um gerador síncro tradicional;
- O método VSG é capaz de compartilhar cargas precisa em proporção às taxas de potência sem dependência com a impedância da rede;

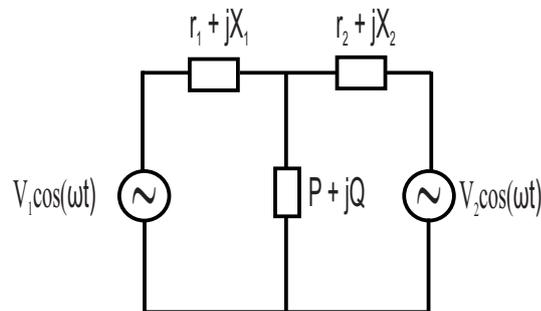
5 COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS DE CONTROLE *NEW-DROOP* E MÁQUINA VIRTUAL COM O MÉTODO DE CONTROLE POR INCLINAÇÃO CONVENCIONAL

Neste capítulo será apresentado um exemplo de uma microrrede hipotética com o intuito de se avaliar o desempenho dos métodos de controle demonstrados até então. A análise comparativa será feita mediante simulação computacional em MATLAB/Simulink aonde será considerado um transitório proveniente de uma mudança na potência solicitada pela carga sendo o desempenho estipulado por meio do grau de assimetria no compartilhamento de potência reativa apresentado pelos conversores.

5.1 Microrrede Analisada

Como forma de análise, será apresentada uma microrrede composta por dois conversores de $20kW$ conectados em paralelo alimentando uma carga, $S = 12kW + j3kvar$, por intermédio de duas impedâncias de ligação Z_1 e Z_2 como mostra a Figura 27. A partir de $t = 4s$, a carga sofrerá uma mudança de potência de 100% do seu valor nominal e será comparado o desempenho no compartilhamento de potência reativa entre uma conexão com uma assimetria de 50% na impedância de alimentação da carga, $Z_2 = 2 * Z_1$, em que $Z_1 = 1e - 8 + j1,885\Omega$.

Figura 27 – Circuito da microrrede analisada



Fonte: Próprio autor

O desempenho dos controladores são testados sob impedâncias de linha assimétricas. Neste caso, define-se as impedâncias de linha como $Z_1 = 0.1 + j1,885\Omega$ e $Z_2 = 0.2 + j3,769\Omega$. É assumida que a capacidade de potência dos dois conversores seja a mesma com suas características de inclinação dadas pelas Tabelas 4, 5 e 6. Os resultados computacionais são mostrados pelas Figuras. Para $t = 0 - 4s$ os conversores atuam com seus respectivos métodos de controle, e para $t = 4 - 8s$ a carga sofre uma variação de potência de 100% do seu valor nominal. Para avaliar o desempenho no compartilhamento de potência reativa, o erro de partilha de potência reativa do conversor será definido como:

$$\hat{Q}_1 = \frac{Q_L - \hat{Q}_2(1-k)}{k}$$

$$E_{Q_x} = \frac{Q_x - \hat{Q}_x}{\hat{Q}_x} \times 100. \quad (66)$$

Tabela 4 – Parâmetros de simulação para o controle operando com o novo método de inclinação

Parâmetro de Controle	Valor
$m_1 = m_2$	-10×10^{-6}
$n_1 = n_2$	-1×10^{-3}
$n_{x1} = n_{x2}$	-6×10^{-3}
$P_{01} = P_{02}$	10kW
$Q_{01} = Q_{02}$	0
$Q_{x01} = Q_{x02}$	1,5kvar

Tabela 5 – Parâmetros de simulação para o controle operando com o método do VSG

Parâmetro de Controle	Valor
$k_{p1} = k_{p2}$	$\frac{\pi}{10000}$
$k_{q1} = k_{q2}$	$3,11 \times 10^{-3}$
$K_1 = K_2$	20
$J_1 = J_2$	1
$M_1 = M_2$	2

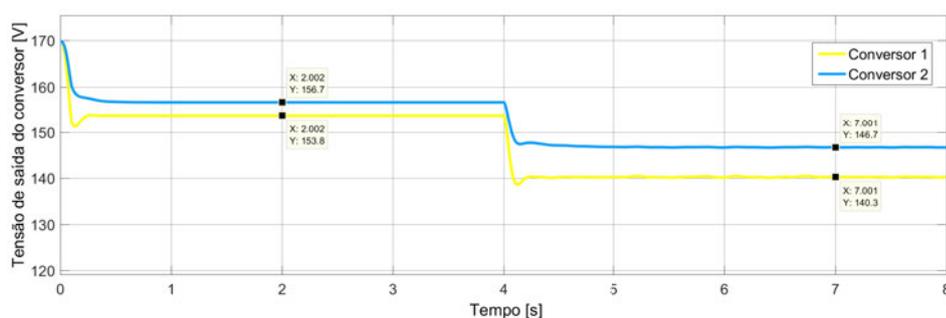
Tabela 6 – Parâmetros de simulação para o controle operando com o método de inclinação convencional

Parâmetro de Controle	Valor
$m_1 = m_2$	$0,6 \times 10^{-3}$
$n_1 = n_2$	4×10^{-3}

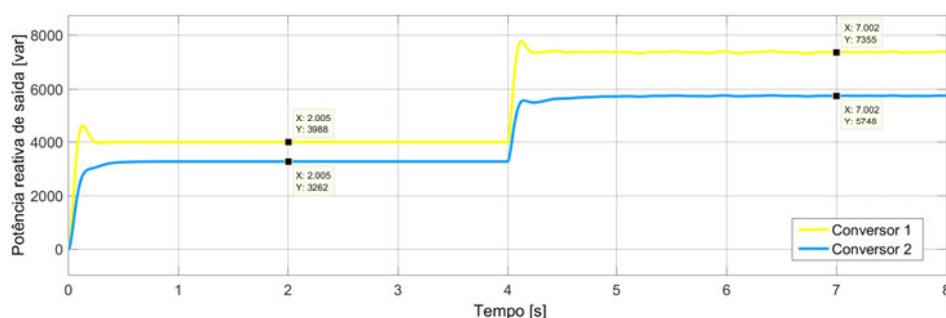
Quando o controle de inclinação está operacional, devido á assimetria na impedância de linha, o compartilhamento de carga não é preciso. Essa imprecisão acarreta em erros de 45,56% e 62,12%, para os conversores 1 e 2, respectivamente, operando com o controle DP, -27,03% e -35,14%, para os conversores 1 e 2, respectivamente, operando com o controle NDP e -49,72% e -6,63% para os conversores 1 e 2, respectivamente, operando com o controle VSG. Percebe-se que a impedância de linha mais elevada na frente do conversor 2 tende a reduzir a sua potência reativa, como mostram as Figuras 28, 29 e 30. Na presença de uma variação de carga, os respectivos controles modificam seu compartilhamento de potência reativa apresentado erros 17,64% e 23,75%, para os conversores 1 e 2, respectivamente, operando com o controle DP, -15,69% e -20,80%, para os conversores 1 e 2, respectivamente, operando com o controle NDP e -32,26% e -48,80% para os conversores 1 e 2, respectivamente, operando com o controle VSG.

Figura 28 – Compartilhamento para o conversor operando com o método de inclinação convencional

(a) Tensão de saída dos Conversores



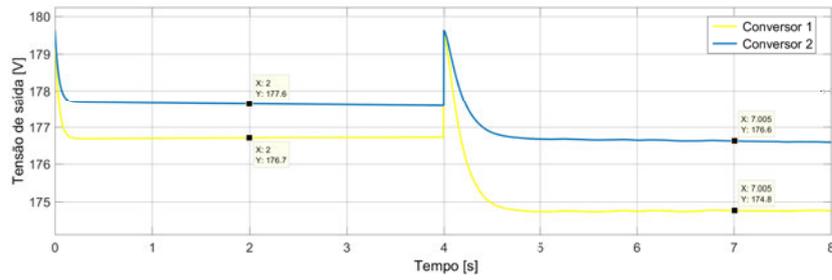
(b) Potência reativa de saída



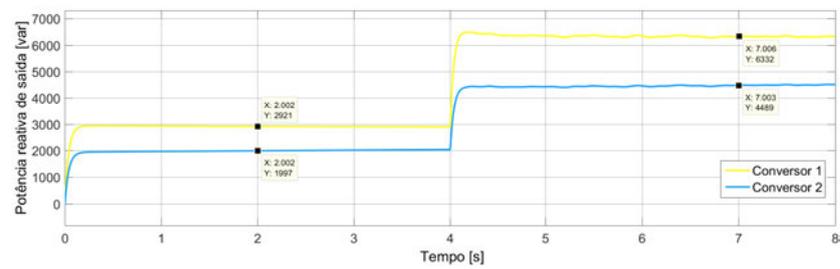
Fonte: próprio autor

Figura 29 – Compartilhamento para o conversor operando com o novo método de inclinação convencional

(a) Tensão de saída dos Conversores



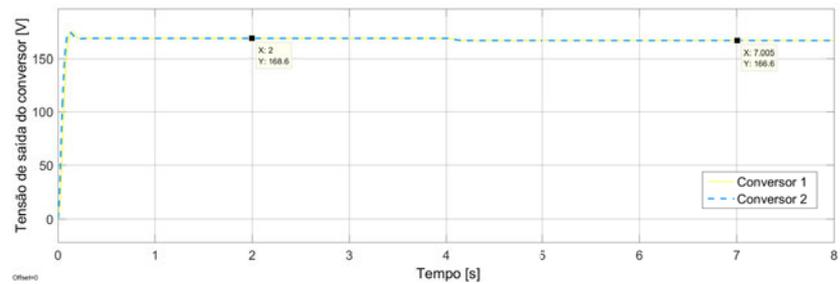
(b) Potência reativa de saída



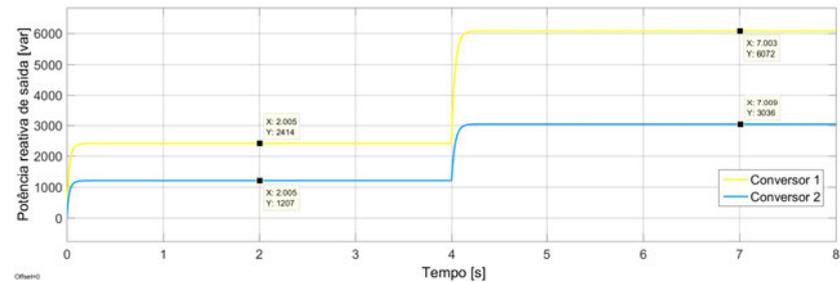
Fonte: próprio autor

Figura 30 – Compartilhamento para o conversor operando com o método de inclinação VSG

(a) Tensão de saída dos Conversores



(b) Potência reativa de saída



Fonte: próprio autor

5.2 Conclusão

Neste capítulo foi apresentada a simulação de uma microrrede hipotética operando com os métodos de controle apresentados nos Capítulos 2, 3 e 4, em que a microrrede alimenta uma carga por meio de impedâncias desiguais. Os resultados comprovam que a microrrede operando com o método de inclinação VSG apresenta o menor erro percentual de compartilhamento de carga.

6 CONCLUSÃO GERAL E TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusão Geral

O forte crescimento da geração distribuída proporcionou o surgimento de um novo conceito no sistema elétrico, o de microrrede. Microrrede pode ser definida como um conjunto de fontes de geração distribuída conectadas a rede elétrica principal por meio de um ponto de acoplamento comum. As fontes que compõe a microrrede são conectas em paralelo através de conversores de potência. O perfeito funcionamento das microrredes está atrelado ao método de controle utilizado por cada conversor de potência. Os métodos de controle dos conversores de potência podem ser definidos como com comunicação e sem comunicação. Dentre os métodos sem comunicação, o mais usual é o método de controle por inclinação, que faz o controle da tensão e da frequência mediante as curvas de inclinação $P - \omega$ e $Q - V$. O método de controle por inclinação apresenta uma forte dependência com as características da rede elétrica, o que lhe confere uma assimetria no compartilhamento de potência reativa.

Neste trabalho, é realizado um estudo comparativo entre três técnicas de controle para o paralelismo de inversores em microrredes com o objetivo de constatar qual das três técnicas é a que possui melhor compartilhamento de potência reativa diante de situações com assimetria na rede elétrica e submetida a uma variação de carga. A primeira técnica é abordada no Capítulo 2, em que são apresentados seus fundamentos teóricos e suas principais características. A segunda técnica é abordada no Capítulo 3, em que são apresentadas suas principais características. A terceira técnica é vista no Capítulo 4, em que são apresentadas suas características.

Diante de resultados computacionais obtidos por meio de simulações neste trabalho, pode-se constatar que o método de controle que emula um gerador síncrono virtual apresenta menor erro percentual no compartilhamento de potência reativa em comparação aos outros dois métodos.

6.2 Trabalhos futuros

Os estudos desenvolvidos nesta dissertação propõem a continuação dos seguintes temas para os próximos trabalhos:

- Investigar o desempenho das estratégias de controle apresentadas incluindo também cargas monofásicas e cargas não lineares;
- Investigar o desempenho das estratégias de controle apresentadas frente a condições de falta;
- Investigar o desempenho das estratégias de controle apresentadas por meio de análise experimental;

REFERÊNCIAS

- AKAGI, H.; WATANABE, E.; AREDES, M. *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, 2007. Citado na página 34.
- ALMADA, J. B. *Modelagem, controle e gerenciamento da operação de microrredes com fontes renováveis*. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, Brasil, 2013. Citado na página 21.
- ASTRASOLAR. *Geração distribuída no Brasil*. 2017. Disponível em: <<http://astrasolar.com.br/energia-distribuida/geracao-distribuida-no-brasil/>>. Acesso em: 16 de agosto de 2017 as 15:00. Citado na página 19.
- AZEVEDO, G. M. S. *Controle e Operação de Conversores em Microrredes*. Dissertação (Tese Doutorado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, 2011. Citado 15 vezes nas páginas 17, 18, 20, 21, 24, 25, 26, 27, 30, 33, 34, 35, 46, 49 e 50.
- BATARSEH, I.; SIRI, K.; LEE, H. Investigation of the output droop characteristics of parallel-connected dc-dc converters. *Power Wlwtronic Specialists Conference*, v. 36, p. 1342–1351, 1994. Citado na página 33.
- CARDOZO, T. D. *Avaliação do Paralelismo de Conversores com Controle por Inclinação em Microrredes Monofásicas*. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.
- CHANDORKAR, M. C.; DIVAN, D. M.; ADAPA, R. Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 29, p. 136–143, 1993. Citado na página 22.
- COELHO, E. A. A.; CORTIZO, P. C.; GARCIA, P. F. D. Small-signal stability for parallel-connected inverters in stand-alone ac supply systems. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, v. 38, p. 10, 2002. Citado 3 vezes nas páginas 24, 26 e 33.
- DUESTERHOEFT, W. C.; SCHULZ, M. W.; CLARKE, E. Determination of instantaneous currents and voltages by means of alpha, beta, and zero components. *IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, v. 70, p. 1248 – 1255, 1951. Citado na página 34.
- ELETRICA, A. N. de E. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf>. Acesso em: 20 de setembro de 2017 as 10:00. Citado na página 17.
- EN50438. Requirements for the connection of micro generators in parallel with public low. *Voltage Distribution Networks*, 2008. Citado na página 50.
- ENERGIA, M. de Minas e. *Smart Grid*. 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157>. Acesso em: 15 de setembro de 2017 as 14:00. Citado na página 17.

FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S. Geração distribuída: Vantagens e desvantagens. *II Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia*, p. 1–11, 2013. Citado na página 19.

GUERRERO, J. et al. Wireless-control strategy for parallel operation of distributed-generation inverters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 53, p. 1461 – 1470, 2006. Citado na página 48.

GUERRERO, J. M. et al. Decentralized control for parallel operation of distributed generation inverters using resistive output impedance. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*, v. 54, 2007. Citado na página 25.

GUERRERO, J. M. et al. A wireless controller to enhance dynamic performance of parallel inverters in distributed generation systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 19, p. 1205–1213, 2004. Citado na página 23.

GUERRERO, J. M. et al. Output impedance design of parallel-connected ups inverters with wireless load-sharing control. *IEEE Trans, Ind. Electron*, v. 52, p. 1126–1235, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 33.

HAO, Y. et al. Application of a novel virtual synchronous generator technology in islanded microgrid. In: *IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. Beijing, China: [s.n.], 2017. Citado 5 vezes nas páginas 45, 46, 47, 49 e 50.

JENKINS, N. et al. Embedded generation. *The institution of Electrical Engineers Power Engineering*, v. 31, 2000. Citado na página 18.

KIM, J. et al. Mode adaptive droop control with virtual output impedances for an inverter-based flexible ac microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 26, p. 689–701, 2011. Citado na página 22.

LAZZARIN, T. B. *Paralelismo de Inversores de Tensão*. Dissertação (Tese de Doutorado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, Brasil, 2010. Citado 3 vezes nas páginas 18, 26 e 27.

LEE, C.; CHU, C.; CHENG, P. A new droop control method for the autonomous operation of distributed energy resource interface converters. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, v. 28, p. 14, 2013. Citado 4 vezes nas páginas 23, 37, 38 e 41.

MOHAMED, Y. A. R. I.; RADWAN, A. A. Hierarchical control system for robust microgrid operation and seamless mode transfer in active distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 2, p. 352–362, 2011. Citado na página 22.

MORREN, J.; PIERIK, J.; HAAN, S. W. H. Inertial response of variable speed wind turbines. *Electric Power Systems Research*, v. 76, p. 980–987, 2006. Citado na página 45.

OLIVEIRA, E. M. *Comparação dos Métodos de Paralelismo de Conversores para o Compartilhamento de Potência em Microrredes*. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, Brasil, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 33.

ROCABERT, J. et al. Control of power converters in ac microgrids. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*, v. 27, p. 4734–4749, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 21.

SALAMEHA, K. et al. Microgrid components clustering in a digital ecosystem cooperative framework. *International Conference on Knowledge Based and Intelligent Information and Engineering Systems*, v. 112, p. 167–176, 2017. Citado na página 20.

SHANXU, D. et al. Parallel operation control technique of voltage source inverters in ups. *Proceedings of the IEEE 1999 International Conference on*, v. 12, p. 883–887, 1999. Citado na página 22.

SIRISHA, B.; ANITHA, G. A study on islanded and parallel operation of inverters in a microgrid using droop control strategy. *International Journal for Research in Applied Science and Engineering Technology (IJRASET)*, v. 5, p. 8, 2017. Citado na página 23.

TRIGOSO, F. M. et al. Panorama da geração distribuída no Brasil baseada no uso da tecnologia solar fotovoltaica. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 1, p. 127–138, 2010. Citado na página 18.

TULADHAR, A. et al. Control of parallel inverters in distributed ac power systems with consideration of the line impedance effect. *IEEE Trans. Industry Applications*, v. 36, p. 131–138, 2000. Citado na página 30.

TULADHAR, A. e. a. Small-signal stability for parallel-connected inverters in stand-alone ac supply systems. *Applied Power Electronics Conference and Exposition*, v. 1, p. 94–100, 1997. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

WU, T. F.; CHEN, Y. K.; HUANG, Y. H. 3c strategy for inverters in parallel operation achieving an equal current distribution. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 47, p. 273–281, 2000. Citado na página 22.

ZHONG, Q.; WEISS, G. Synchronverters: inverters that mimic synchronous generators. *IEEE Trans. Ind. Electron.*, v. 58, p. 1259–1267, 2011. Citado na página 45.

ZHONG, Q. C. Robust droop controller for accurate proportional load sharing among inverters operated in parallel. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 60, p. 1281–1290, 2013. Citado na página 22.