

CONTROLE POR INCLINAÇÃO APLICADO A MICRORREDE COM GERAÇÃO RENOVÁVEL PV E EÓLICA

Janaína Barbosa Almada – janaina@dee.ufc.br

*Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira - UNILAB
Avenida da Abolição, 3 – Centro
62.790-000 - Redenção – CE*

Rosana Guimarães Almeida – rosana.g.a26@gmail.com

*Universidade Federal do Ceará - UFC
60440-554 – Fortaleza – CE*

Ruth Pastôra Saraiva Leão – rleao@dee.ufc.br

*Universidade Federal do Ceará - UFC
60440-554 – Fortaleza – CE*

José Cleison Cassiano Ribeiro – cleisoncassiano@hotmail.com

*Universidade Federal do Ceará - UFC
60440-554 – Fortaleza – CE*

Raimundo Furtado Sampaio – rfurtado@dee.ufc.br

*Universidade Federal do Ceará - UFC
60440-554 – Fortaleza – CE*

Resumo: Nos últimos anos tem crescido a inserção de geração distribuída (GD) nas redes de distribuição de energia elétrica. Uma forma efetiva de fazer uso dos benefícios das GDs é adotar a estratégia de agregá-las sob controle, formando um subsistema denominado de microrrede. Este trabalho apresenta uma abordagem de controle descentralizado aplicado a uma microrrede composta por duas unidades de geração fotovoltaica, de 10 kW e 5 kW, e uma eólica, de 15 kW. Para o controle da microrrede foi usada a técnica de controle por inclinação que permite o compartilhamento adequado de potência das fontes, sem troca de informação entre elas, para manutenção do balanço de potência da microrrede. As simulações da microrrede foram realizadas no software PSCAD®. Os resultados mostraram uma atuação satisfatória do controle por inclinação, proporcionando uma correta coordenação entre as unidades de geração distribuída no sentido de compartilhar a carga corretamente, de acordo com a capacidade de cada fonte.

Palavras-chave: Controle por inclinação. Geração solar fotovoltaica. Geração Eólica. Microrrede.

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a inserção de Geração Distribuída (GD) com insumos renováveis variáveis tem crescido, e a atual conjuntura dos sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) tem sido modificada. A integração em larga escala de GDs deve ser considerada uma realidade e com isso, surgem algumas questões técnicas relevantes, como a necessidade de controle da frequência e tensão, a avaliação das correntes de curto circuito e a análise da estabilidade dos SDEE.

O conceito de microrrede (MR) emerge como uma abordagem em que um conjunto de GDs e suas cargas associadas formam um subsistema conectado ao SDEE por um ponto comum de conexão (PCC). Para o SDEE, a microrrede é vista como uma entidade única, capaz de injetar potência na rede (vista como fonte) ou receber potência da rede (vista como carga). Essa abordagem permite o controle local da geração distribuída, reduzindo ou eliminando a necessidade de despacho central (LASSETER, 2007).

As microrredes oferecem muitos benefícios uma vez que permitem alta penetração de GDs sem necessidade de redesenho ou reengenharia do próprio sistema de distribuição, aumentam a confiabilidade do suprimento mesmo na ocorrência de faltas na rede de distribuição, contribuem para reduzir perdas e postergar investimentos na rede à medida que se proliferam, permitem a diversificação de tecnologias de geração (eólio-elétrica, solar fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, máquinas de combustão interna, células combustíveis, etc.) aumentando a flexibilidade do suprimento, oferecem modularidade, etc.

Em face ao apelo mundial por sustentabilidade, as fontes renováveis têm recebido destaque na aplicação em microrredes. A variabilidade dos insumos renováveis (p.ex. velocidade do vento e irradiação solar) demandam o uso de sistemas de armazenamento para lidar com os excedentes e déficits na geração. Assim, uma microrrede pode ser definida como um subsistema do sistema de distribuição tradicional, que compreende um conjunto de cargas e recursos energéticos distribuídos, delimitado por fronteiras elétricas claramente definidas, que age como uma única entidade controlável com relação ao SDEE, e é capaz de operar ligada à rede ou ilhada da rede. Portanto, é necessário implantar uma estratégia de controle para operação de MRs nos modos conectada / desconectada para manter a operação estável e economicamente eficiente.

Nos sistemas de potência, a frequência e a tensão devem ser mantidas em uma faixa definida. Para isso, três níveis hierárquicos de controle são adotados (MACHOWSKI, BIALEK, BUMBY, 2008). O nível primário é o controle de automação local para ajustar a potência gerada à demanda das cargas em regime. A camada secundária é o controle, centralizado ou descentralizado, que restaura os desvios de frequência e tensão. O controle terciário considera as questões econômicas no nível ótimo de operação da rede e despacha os geradores de acordo com a previsão de carga e condições meteorológicas.

Bevrani (2017) apresenta diferentes técnicas de controle de microrredes, de forma a aumentar o potencial de integração em larga escala ao SDEE convencional, com vistas a melhorar a confiabilidade e a operação global da rede de distribuição. O autor classifica as estratégias de controle de uma microrrede em quatro níveis hierárquicos: local, secundário, central e global. Os primeiros três níveis são associados à operação da microrrede propriamente dita, enquanto o nível global diz respeito à operação coordenada entre microrredes vizinhas e a rede de distribuição principal.

Em operação normal, a microrrede opera conectada à rede principal e a maioria das dinâmicas do sistema são ditadas pela rede principal devido ao tamanho relativamente pequeno dos GDs. No caso de perturbações na rede principal, a microrrede é desconectada e muda para a operação ilhada, e a dinâmica do sistema é ditada pelo controle da microrrede. No modo ilhado, o controle primário é aplicado para manter a estabilidade da tensão e da frequência (YU et al., 2016). Todos os recursos energéticos são responsáveis por manter a frequência e a tensão da microrrede, enquanto compartilham potência ativa e reativa. No entanto, a frequência e a tensão ainda podem se desviar de seus valores nominais. Para restaurar a frequência e a tensão das fontes, o controle secundário é necessariamente obrigatório.

As principais arquiteturas de controle utilizadas no paralelismo de GDs numa microrrede são a centralizada e distribuída. Na abordagem de controle primário mestre-escravo, um dos conversores da microrrede deve funcionar como fonte de tensão assumindo papel de mestre e

os demais como fonte de corrente com papel de escravo. O conversor mestre oferece referência de tensão aos demais conversores para que operem como fonte de corrente. A arquitetura de controle mestre-escravo depende de uma rede de comunicação para que seja conhecida pelo conversor mestre a produção de cada uma das fontes e a demanda das cargas e, assim, seja possível ajustar os valores de referência de cada conversor escravo. Toda operação de controle é reportada ao conversor mestre, com a decisão tomada de forma centralizada pelo conversor mestre (ALMADA, 2013). Por isso, é classificada como controle centralizado. A estratégia de controle mestre-escravo é aplicada à microrrede em modo de operação ilhada. Embora o controle centralizado tenha as vantagens de mais fácil implementação e um controle preciso, ele é menos tolerante a falha e requer um sistema de comunicação mais robusto (LI et al., 2016).

O controle por inclinação ou *droop control* é uma técnica de controle largamente usada no controle primário das usinas de geração tradicional. O controle por inclinação quando aplicado a uma microrrede operando em modo ilhado, cada GD compartilha potência segundo sua capacidade e o fazem de forma descentralizada. Cada unidade GD é interligada eletronicamente à microrrede através de um conversor de fonte de tensão. Os conversores são controlados de forma a apresentar características $P-\omega$ e $Q-V$ semelhantes às de uma máquina síncrona convencional. Quando há variação na frequência, todos os conversores mudam seu ponto de operação e contribuem com o aumento ou a diminuição na potência ativa injetada, segundo a capacidade de cada fonte. O mesmo ocorre entre a magnitude da tensão e a injeção ou absorção de potência reativa (VASQUEZ, 2009). A grande vantagem do controle por inclinação é que o ponto de operação de cada fonte é ajustado de acordo com a tensão em seus terminais e não há necessidade de comunicação entre as fontes. Porém, a aplicação do controle por inclinação em sistemas de distribuição cuja relação X/R é baixa, necessita do uso de algumas estratégias, como, por exemplo, a emulação de uma impedância virtual (GUERRERO et al., 2005). As desvantagens do método por inclinação são (MEHRIZI-SANI; IRAVANI, 2009): i) o método sofre de uma fraca resposta transitória. Os mecanismos de restauração de frequência e / ou tensão são intencionalmente lentos para que não interfiram com o comportamento por inclinação. Isso resulta em uma má regulação de tensão em favor do compartilhamento de energia; ii) não há controle sobre o compartilhamento de corrente harmônica, que depende da impedância de saída do conversor.

O controle secundário de microrredes deve ser projetado para restaurar a frequência e a tensão das fontes bem como garantir operação estável da microrrede sob várias condições de carga e configurações diferentes. Semelhantemente, a arquitetura do controle pode ser centralizada ou distribuída. Tradicionalmente nos sistemas de potência o controle secundário usa arquitetura centralizada. Nos últimos anos, a estrutura de sistemas multiagente (SMA) tem recebido muita atenção por causa da flexibilidade e eficiência computacional.

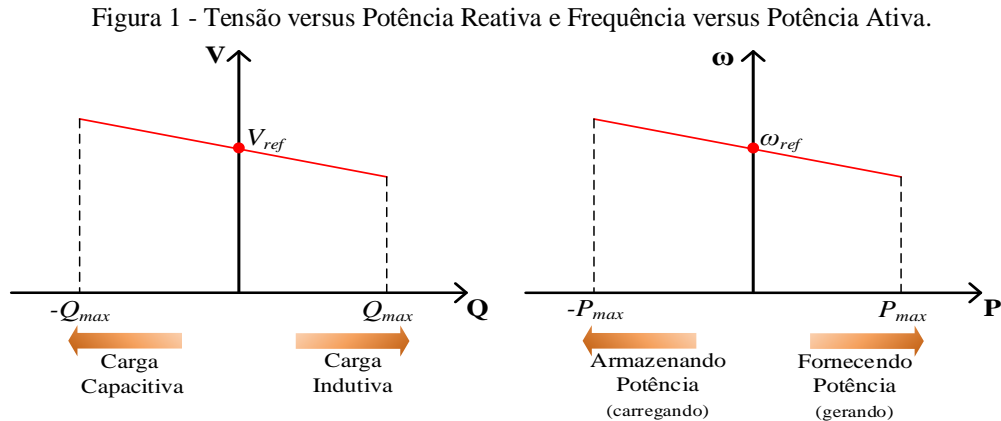
Em Zhongwen Li et al. (2015) é implementado um método de controle adaptativo que faz uso de sistemas multiagente (SMA) e controle por inclinação. O controle por inclinação garante o compartilhamento adequado de potência ativa e reativa, tanto no modo de operação conectado à rede quanto ilhado. Além disso, o despacho de potência é realizado baseando-se no custo de operação das GDs. Para isso o SMA fornece as informações requeridas ao controle primário.

Este artigo tem como objetivo apresentar a aplicação do controle por inclinação de uma microrrede composta por duas unidades de geração fotovoltaica, de 10 kW e 5 kW, e uma eólica com conversor pleno, de 15 kW. As simulações foram realizadas com o software PSCAD.

O artigo está organizado em quatro seções. Na seção II são apresentados a modelagem do controle por inclinação. Na seção III são mostrados os resultados de simulação da atuação do controle por inclinação com a rede operando no modo ilhada e conectada. A seção IV traz as conclusões do trabalho.

2 MODELAGEM DO CONTROLE POR INCLINAÇÃO

No método de controle por inclinação, cada conversor fonte de tensão é controlado de forma a apresentar características de inclinação para potência ativa- frequência ($P-\omega$) e potência reativa-amplitude da tensão ($Q-V$) como ilustrado na Figura 1.

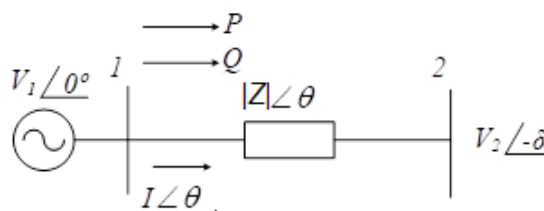


Fonte: Adaptado de (PALIZBAN; KAUHANIEMI, 2015)

Quando há variação na frequência, todos os conversores mudam seu ponto de operação e contribuem com o aumento ou a diminuição da potência ativa injetada, segundo a capacidade de cada fonte. O mesmo ocorre entre a magnitude da tensão e a injeção ou absorção de potência reativa (ELGERD, 1982).

As relações $P-\omega$ e $Q-V$ podem ser verificadas a partir do fluxo de potência entre duas barras, que está representado na Figura 2. A fonte \vec{V}_1 representa a tensão de saída de uma máquina ou de um conversor conectado à barra 1 e \vec{V}_2 representa a tensão na barra 2. A impedância dos condutores que interligam as barras é representada pela impedância Z (GUERRERO et al., 2005).

Figura 2 – Fluxo de potência entre duas barras.



Fonte: Adaptado de GUERRERO et al., 2005.

A potência complexa que flui entre as barras 1 e 2 é dada por:

$$S = P + jQ = \vec{V}_1 \vec{I}^* = V_1 \left(\frac{V_1 - V_2}{Z} \right)^* \quad (1)$$

Dessa forma, a potência ativa e reativa que flui por essas barras são dadas por:

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

$$Q = \frac{V_1^2}{|Z|} \text{sen}\theta - \frac{V_1 V_2}{|Z|} \text{sen}(\theta + \delta) \quad (3)$$

Como pode-se observar em (2) e (3), os fluxos de potências são dependentes da impedância de saída do sistema. Dessa forma, as relações entre as potências ativa e reativa, frequência e amplitude da tensão devem ser analisadas a partir das características da impedância de saída do conversor.

A seguir, serão analisadas inicialmente as relações de inclinação para uma impedância de saída indutiva, característica de sistemas de alta e média tensão. Após isso, será feita a mesma análise presumindo a impedância de saída resistiva, próprias de sistemas de baixa tensão.

2.1 Impedância de saída com característica indutiva

Em alta e média tensão, a reatância (X) dos condutores de conexão à carga é consideravelmente maior que a resistência (R), de forma que essa última pode ser desprezada. Assim, considerando $X \gg R$ e assumindo que a impedância (Z) possui apenas reatância indutiva, ou seja, $Z = jX$, pode-se reduzir as equações (2) e (3) às dadas abaixo (considerando $\text{sen}\delta = \delta$ e $\text{cos}\delta = 1$, para pequenos valores de δ).

$$P \cong \frac{V_1 V_2}{X} \delta \quad (4)$$

$$Q \cong \frac{V_1}{X} (V_1 - V_2) \quad (5)$$

Verifica-se que para $X \gg R$, o fluxo de potência ativa depende predominantemente do ângulo de potência, enquanto o fluxo de potência reativa é, em sua maioria, influenciado pela diferença de tensão ($V_1 - V_2$) entre as barras (GUERRERO et al., 2005). Porém, nas relações de inclinação utiliza-se a frequência ω ao invés do ângulo, pelo fato de que uma unidade de geração não conhece a fase da outra. Por outro lado, a frequência sem carga pode ser facilmente definida por ω_0 . Essas considerações formam a base do controle por inclinação, cujo princípio de operação é dado pelas equações (6) e (7).

$$\omega = \omega_0 - mP \quad (6)$$

$$V = V_0 - nQ \quad (7)$$

em que:

ω_0 e V_0 são a frequência e amplitude de tensão de referência da malha de controle da potência. Em geral, esses valores correspondem à frequência da rede e à tensão nominal do conversor; m e n são os coeficientes de inclinação de frequência e tensão através da potência ativa e reativa, respectivamente;

P e Q representam os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente.

2.2 Impedância de saída com característica resistiva

Quando a impedância de saída possui característica resistiva ($Z = R$), como é o caso de sistemas em baixa tensão ($R \gg X$), a potência ativa e reativa são dadas por:

$$P = \frac{V_1^2 - V_1 V_2}{R} \quad (8)$$

$$Q = -\frac{V_1 V_2}{R} \delta \quad (9)$$

Verifica-se que há uma completa inversão das relações de inclinação descritas anteriormente. A potência ativa passou a depender, predominantemente, da diferença de tensão entre os nós e a potência reativa passou a depender do negativo do ângulo de carga. Assim, para um compartilhamento adequado de carga, as regras de inclinação de frequência e tensão são modificadas para:

$$\omega = \omega_0 + mQ \quad (10)$$

$$V = V_0 - nP \quad (11)$$

Portanto, o esquema de controle baseado nas relações P- ω e Q-V são válidos apenas quando a impedância de saída do conversor é considerada indutiva. Quando a impedância de saída do sistema possui característica resistiva, as relações utilizadas seriam P-V e Q- ω .

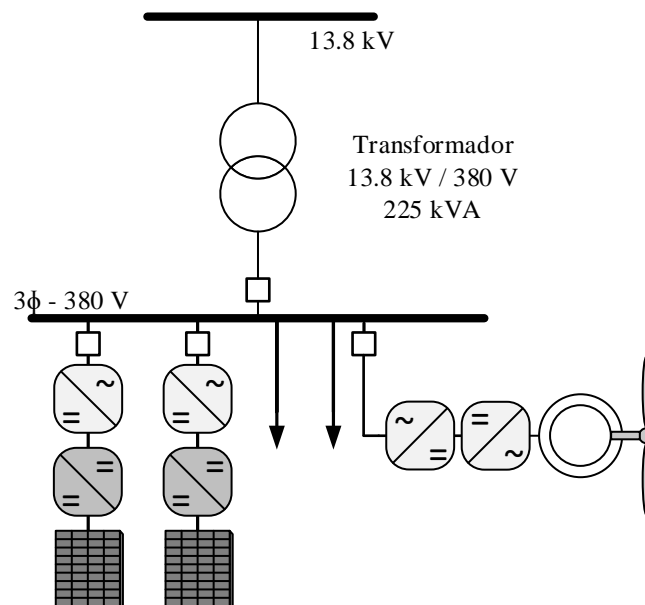
Quando a reatância de conexão dos cabos é da mesma ordem de grandeza da resistência, os dois casos de inclinação demonstrados anteriormente não são capazes de conduzir a bons resultados de compartilhamento de carga.

A solução mais utilizada para superar essas questões é a implementação de uma impedância virtual na saída do inversor através de um laço de controle com a finalidade de emular um comportamento indutivo na saída do mesmo. Assim, é possível aplicar as relações P- ω e Q-V a sistemas de distribuição.

3 SISTEMA TESTE E RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

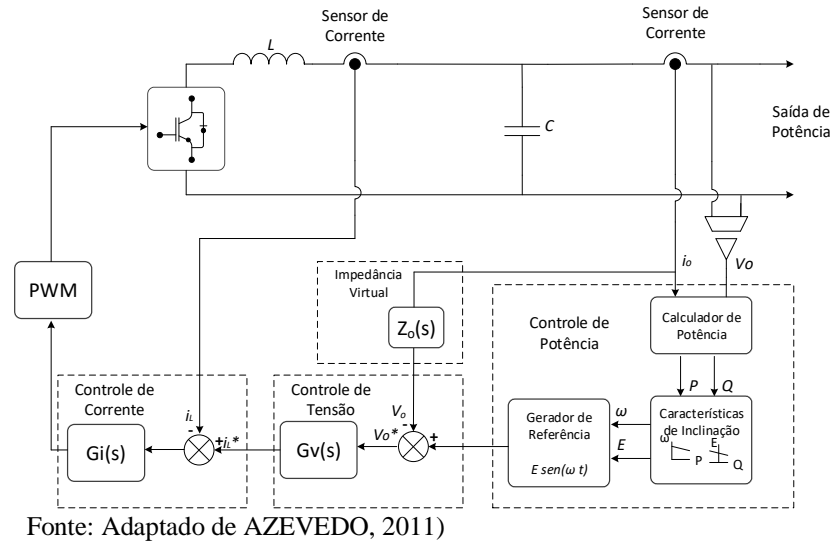
Este trabalho propõe o controle descentralizado de uma microrrede composta por duas unidades de geração fotovoltaica de 10 kW e 5 kW, e um sistema eólico, com conversor pleno, de 15 kW, mostrada na Figura 3.

Figura 3 - Microrrede proposta.



O controle por inclinação foi implementado a partir de três malhas de controle, como pode ser visto na Figura 4. A malha mais interna controla a corrente no indutor do filtro de saída do conversor. A segunda malha controla a tensão sobre o capacitor do filtro, ou seja, a tensão de saída do conversor. Por fim, a malha mais externa é a malha de potência, composta por três sub-blocos: o calculador de potência, características de inclinação e geração da tensão de referência.

Figura 4 – Diagrama de blocos das principais malhas de controle de um conversor com controle por inclinação.



Os coeficientes de inclinação utilizados para cada fonte são dados na Tabela 1.

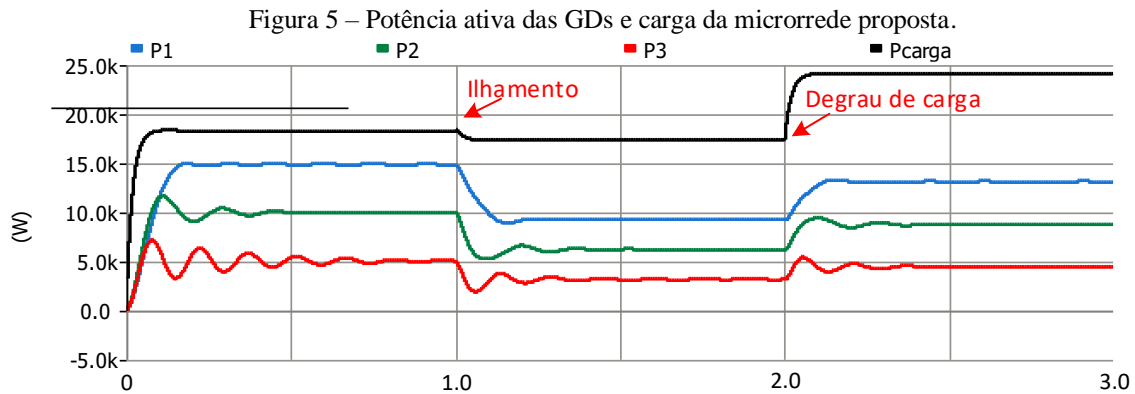
Tabela 1 – Coeficientes de inclinação das fontes de geração

Coeficientes de Inclinação	Eólica – 15 kW	PV – 10 kW	PV – 5 kW
m (rad/s.W)	$3,33 \times 10^{-4}$	5×10^{-4}	10×10^{-4}
n (V/Var)	$0,33 \times 10^{-3}$	$0,5 \times 10^{-3}$	1×10^{-3}

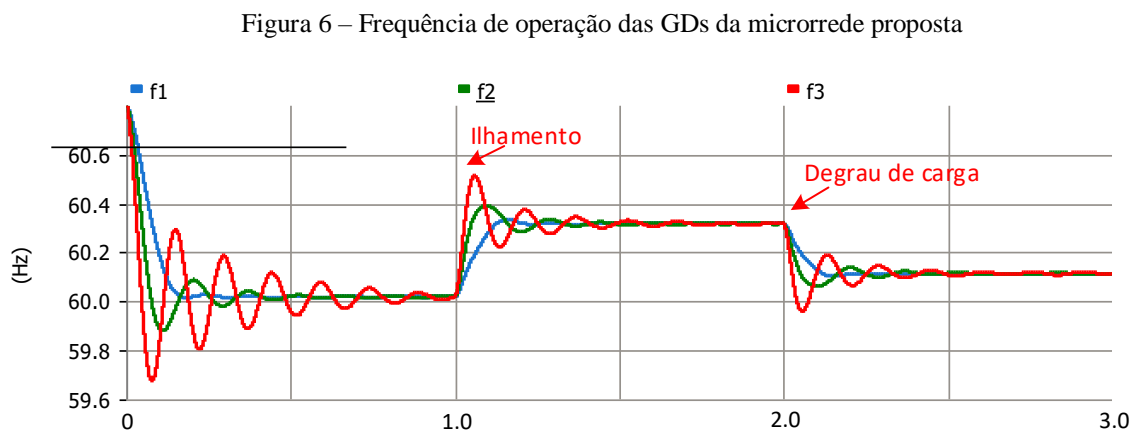
As simulações foram realizadas considerando-se diferentes condições de carregamento da MR, operando ilhada e conectada à rede principal. Além disso, verificou-se o compartilhamento de carga e os níveis de tensão e corrente em situações de conexão e desconexão da MR à rede principal de energia elétrica. Por fim, foram feitas análises do compartilhamento de potência ativa aplicando-se degrau de carga na MR.

Nas Figura 5 e 6, é possível verificar, respectivamente, a potência ativa gerada e a frequência de operação das unidades de geração distribuída da MR. Inicialmente, a MR encontra-se conectada à rede principal, e todas as fontes de geração operam com seus valores de potência nominal, fornecendo a potência necessária à carga e transferindo o excedente à rede. A frequência da MR, nesse caso, é definida pela frequência de operação da rede principal. Em 1s, a MR é ilhada, e as GDs passam a operar abaixo da capacidade nominal com o objetivo de apenas suprir a potência requerida pela carga. Com isso, seguindo a relação de inclinação proveniente do controle por inclinação, a frequência de operação da MR se eleva. Em 2s, é aplicado um degrau de carga à MR (ainda ilhada). Assim, com o objetivo de suprir a carga, a potência ativa fornecida pelas GDs se eleva, e ficam próximas aos valores nominais. Por sua vez, a frequência de operação da MR é reduzida, ficando mais próxima de 60 Hz.

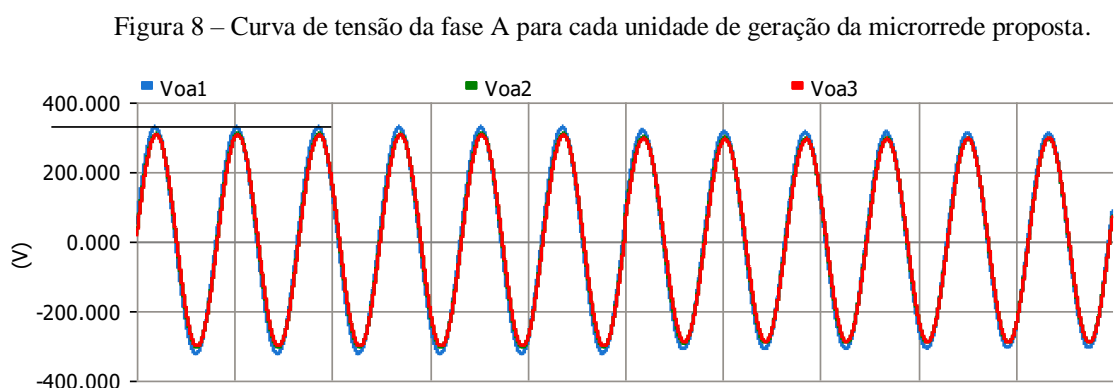
Na Figura 5, verifica-se que a potência ativa foi compartilhada segundo a capacidade de cada unidade de geração. Por exemplo, a GD de 15 kW sempre fornece o triplo da GD de 5 kW. Essa última, por sua vez, sempre fornece à MR metade da potência fornecida pela GD de 10 kW.



Na Figura 6, nota-se que em regime permanente a frequência de operação das GDs é igual. Isso evidencia a correta atuação do controle por inclinação e o compartilhamento adequado da carga.



Por fim, a Figura 7 apresenta a curva de tensão da fase A para cada unidade de GD da MR. Verifica-se que não houve variações nos níveis de tensão das unidades de geração da MR em nenhuma das situações descritas anteriormente.



4 CONCLUSÃO

Algumas visões de futuro veem o sistema de distribuição tradicional constituído por múltiplas microrredes que operam de forma autônoma, as quais são supridas prioritariamente por geração distribuída renovável e interação entre si para troca de energia e prestação de serviços à rede de distribuição. As microrredes oportunizam novos negócios no segmento da energia elétrica.

Este trabalho apresentou uma microrrede com geradores controlados por conversores eletrônicos de potência. Foi usada uma arquitetura de controle descentralizado na camada de controle primário baseado no controle por inclinação.

A partir dos resultados obtidos, foi possível verificar uma atuação satisfatória do controle por inclinação, proporcionando uma correta coordenação entre as unidades de geração distribuída no sentido de compartilhar a carga adequadamente, de acordo com a capacidade de cada fonte.

REFERÊNCIAS

ALMADA, Janaína B. **Modelagem, Controle e Gerenciamento da Operação de Microrredes com Fontes Renováveis**. 2013. 218 f. Tese (Mestrado) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza. 2013.

AZEVEDO, G. M. de S. **Controle e Operação de Conversores em Microrredes**. 2011. 173 f. Tese (Doutorado). Universidade Federal de Pernambuco, Recife.

BEVRANI, H. Microgrid Control: A solution for Penetration of Renewable Power. In: International Conference on Green Energy and Applications, 2017, University of Kurdistan, Iran. 2017.

ELGERD, O. I. **Electric Energy Systems Theory an Introduction**. 2ª edição, 1982.

GUERRERO, J. M.; VICUÑA, L. G.; MATAS, J.; CASTILLA. M.; MIRET, J. Output Impedance Design of Parallel- Connected UPS Inverters with Wireless Load-Sharing Control. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 52, n. 4, 2005.

LASSETER, R. H. Microgrids and Distributed Generation. **Journal of Energy Engineering**. 2007.

LI, C.; SAVAGHEBI, M.; GUERRERO J. M.; COELHO, E. A. A.; VASQUEZ, J.C. Operation Cost Minimization of Droop-Controlled AC Microgrids Using Multiagent-Based Distributed Control. **Energies**. v.9 2016.

LI, C.; Vasquez, J. C.; Guerrero, J. M. Convergence analysis of distributed control for operation cost minimization of droop- controlled DC microgrid based on multiagent. In: IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), 2016.

MACHOWSKI, J.; BIALEK, J. W.; BUMBY, J. R. **Power System Dynamics Stability and Control**. 2nd edition. John Wiley & Sons, Ltd, 2008.

MEHRIZI-SANI, A.; IRAVANI R. Secondary Control for Microgrids Using Potential Functions: Modeling Issues. In: Cigré Conference on Power Systems, 2009, Toronto.

VASQUEZ, J. C. Decentralized Control Techniques Applied to Electric Power Distributed Generation in Microgrid. 2009. 134 f. Tese (Doutorado). Universitat Politècnica de Catalunya.

ZHONGWEN LI, CHUANZHI ZANG, PENG ZENG, HAIBIN YU, HEPENG LI, SHUUI LI. Analysis of Multi-Agent-Based Adaptive Droop-Controlled AC Microgrids with PSCAD: Modeling and Simulation. **Journal of Power Electronics**, v. 15, n. 2, 2015.

DROOP CONTROL APPLIED TO MICROGRID WITH RENEWABLE PV AND WIND GENERATION

Abstract: *In recent years, the connection of distributed generation (DG) in power distribution systems has largely increased. An effective way of making use of the benefits of DGs is to implement the aggregation of them under a control strategy forming a subsystem called microgrid. This work presents a decentralized control approach applied to a microgrid that includes two solar photovoltaic generation units of 10 kW and 5 kW, and a wind power generator of 15 kW. The droop control method was used in order to provide the adequate power sharing without exchange of information between the sources to maintain the power balance of the microgrid. Computer simulations were performed by using the PSCAD software. The results showed a good performance of the droop control, providing a suitable coordination among the distributed generation units in order to share the load correctly, according to the capacity of each source.*

Keywords: *Droop control. Photovoltaic solar generation. Wind Generation. Microgrid.*