

PROTEÇÃO DIRETA DE SOBRECORRENTE NO CONTROLE DE UMA MICRORREDE TRIFÁSICA

Wanderson F. Souza¹, Marcos A. Severo-Mendes², Luiz A. C. Lopes³

¹Universidade Federal de Viçosa, Florestal - MG, Brazil.

²Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte - MG, Brazil.

³Concordia University, Montreal - QC, Canada.

e-mail: ¹wanderson@cpdee.ufmg.br, ²marcoass@cpdee.ufmg.br, ³lalopes@ece.concordia.ca

Resumo – A demanda por energia mais limpa e os avanços nos procedimentos de conexão de unidades de microgeração à rede de distribuição contribuem para maior participação dessas no sistema elétrico. Por isto, este artigo propõe um novo esquema de limitação de corrente por meio de uma malha auxiliar de controle, que permitirá limitar a corrente nas unidades sem as desconectar e também alterar a divisão de carga estabelecida pelos parâmetros de controle. Especificamente para o método de controle utilizado, a proteção de sobrecorrente limita a corrente fornecida, uma vez que a malha interna de controle de corrente não a faz. A malha de proteção proposta não pretende substituir os conhecidos limitadores de corrente de falha. Os resultados de simulação e experimentais de uma microrrede com duas unidades trifásicas de microgeração, trabalhando no modo ilhado ou conectado, demonstram a efetividade do método.

Palavras-chaves – Gerador Distribuído, Limitador de Corrente, Microgeração, Microrrede, Proteção.

DIRECTLY OVERCURRENT PROTECTION IN THREE-PHASE MICROGRID CONTROL

Abstract – The demand for cleaner energy and the advances in the procedures for connecting microgeneration units to the utility grid have contributed to increase the numbers of them in electrical system. So, this paper proposes a new scheme to limit the current, by means of an auxiliary control loop, that allows to limit the current in the units without disconnecting them and change to the power sharing established by the control parameters. Specifically for the used control method, the overcurrent protection limits the current supplied by the unit, because the inner control loop does not do this. The proposed protection control not intend to substitute the well-known fault current limiters. The simulation and experimental results of a microgrid with two three-phase microgeneration units, working in islanded or grid-connected mode, demonstrate the effectiveness of the proposed method.

Artigo submetido em 13/10/2014. Primeira revisão em 18/12/2014, segunda revisão em 14/04/2015. Aceito para publicação em 14/04/2015, por recomendação do Editor Cassiano Rech.

Keywords – Current Limiter, Distributed Generator, Microgeneration, Microgrid, Protection.

I. INTRODUÇÃO

A maior demanda por energia elétrica limpa, juntamente com os avanços nos procedimentos para conexão de unidades de geração distribuída (UGD) à rede de distribuição de energia elétrica contribuem para o crescimento da participação das microrredes (MR) na matriz energética. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou em 21 de abril de 2012 um documento que estabelece as condições para conexão de micro e minigeração à rede de distribuição das concessionárias [1].

O aumento de UGDs conectadas à rede faz com que aumente a necessidade de sistemas de proteção. Na conexão de unidades ao ponto de acoplamento comum (PAC) um importante parâmetro a se observar é a capacidade máxima de fornecimento de energia de cada unidade.

Para conectar UGDs ao PAC é preciso considerar várias questões quanto a proteção às falhas, a segurança na operação e às medições de energia elétrica fornecida ou consumida [1]. É importante também que a proteção garanta a integridade das unidades.

As proteções estão baseadas, em geral, em circuitos eletrônicos de identificação e comando de alguma chave seccionadora. Os trabalhos que abordam a proteção sobre o ponto de vista da MR podem ser separados em dois grupos. Os trabalhos que tratam o problema adicionando elementos seccionadores distribuídos pelas unidades e comandados por lógica de controle e proteção [2], [3] e outros que buscam agregar proteção por intermédio de seus métodos de controle [4]- [7]. O primeiro grupo baseia a sua proteção recorrendo a dispositivos conhecidos como FCL (*Fault Current Limiters*) ou limitadores de corrente de falha. Os dispositivos FCL baseiam-se em duas tecnologias [8]:

- Inserção de impedância: FCLs supercondutores e FCLs eletromagnéticos;
- Ação de comutação: FCLs de estado sólido.

O segundo grupo utiliza diferentes técnicas, como por exemplo, alternar entre conversores como fonte de tensão ou fonte de corrente [5], ou utilizar técnicas para colocar uma saturação na amplitude da corrente [6].

O funcionamento de um equipamento eletrônico pode muitas às vezes ser interrompido pelo excesso de corrente.

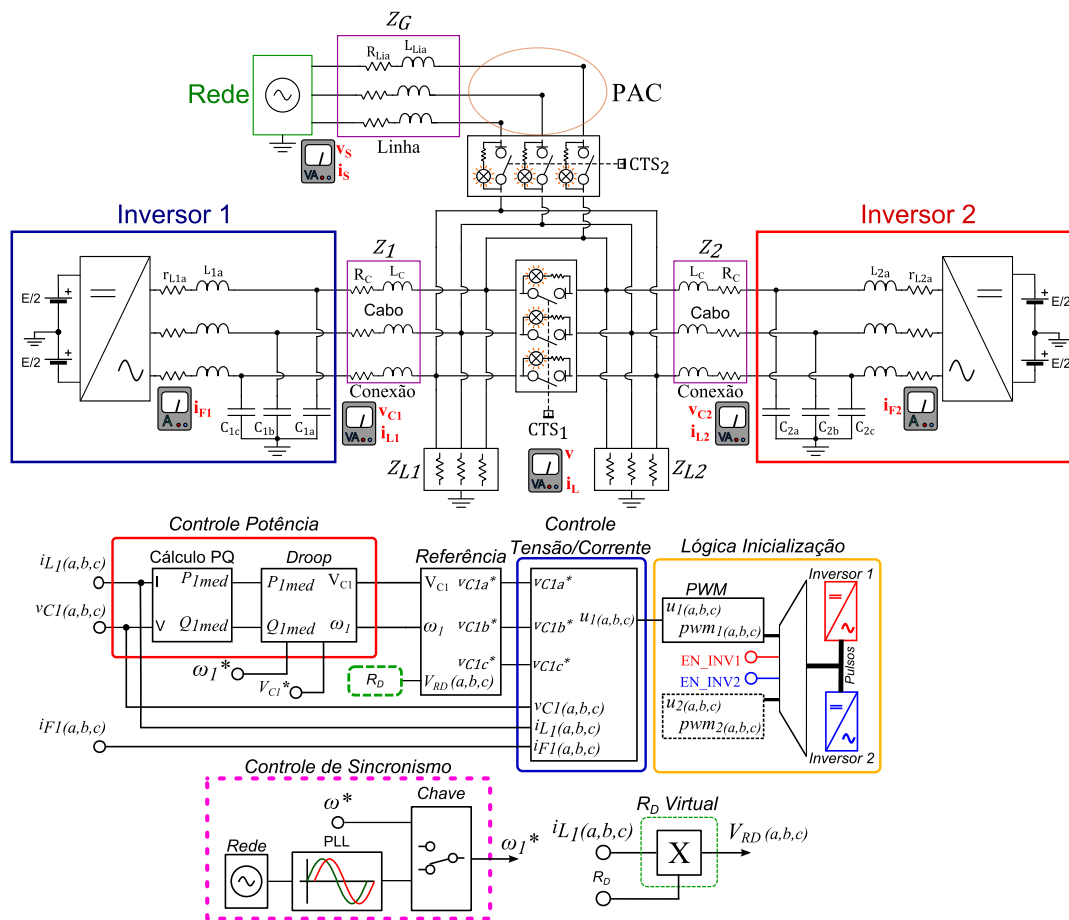


Fig. 1. Diagrama da estrutura e controle da microrrede.

Assim, nos momentos de falha é preciso que as correntes elétricas fornecidas sejam limitadas. A proposta deste trabalho é apresentar uma forma de proteção de sobrecorrente às unidades, estando elas conectadas ou ilhadas. Não se pretende com essa solução substituir os já conhecidos circuitos de proteção, que atuam em outro nível.

Quando UGDs estão conectadas a um mesmo ponto, elas dividem o fornecimento de energia à carga. Um método normalmente utilizado quando as unidades operam no modo ilhado e na divisão da potência fornecida entre as unidades é o controle de *droop* [9]. Nele as curvas de decaimento, que são determinadas pelos valores dos coeficientes e pelas amplitude e frequência de referência da tensão, estabelecem a relação de distribuição de potência entre as unidades. Este método, no entanto, não é capaz de limitar a máxima potência que a unidade irá fornecer, em especial quando esta estiver trabalhando ilhada. Neste trabalho, para proteger a unidade, está sendo proposta a proteção direta de sobrecorrente através de uma malha de controle. Esse limitador de corrente proposto consiste em uma malha auxiliar de controle que irá atuar reduzindo a tensão de referência de saída da unidade sempre que a corrente for ultrapassar um limite estabelecido. Essa redução é inversamente proporcional à demanda de carga. A ação do limitador permite ainda uma solução particular muito interessante quando se tem unidades com capacidades diferentes de fornecimento de energia conectadas.

Para unidades conhecidas e/ou desenvolvidas para trabalharem juntas, sabe-se a relação entre os parâmetros de *droop* e consequentemente como será o partilhamento de potência entre elas. No entanto, pode haver casos em que as unidades a serem colocadas em paralelo não são conhecidas ou configuradas segundo as suas capacidades para trabalharem juntas. Nesta situação, poderá haver um caso em que a capacidade máxima das unidades é suficiente para suprir a carga, mas a microrrede não funcionará, porque a capacidade individual de uma das unidades não será respeitada. O limitador resolve este problema, independente dos parâmetros de configuração das unidades. A forma como a proteção direta de sobrecorrente é projetada juntamente com os resultados obtidos são discutidos nas próximas seções.

II. O CONTROLE PRIMÁRIO

Considere a estrutura da microrrede mostrada na Figura 1. Essa estrutura pode ser separada em seis blocos principais explicados a seguir.

O bloco *Controle Potência* é responsável por calcular a potência ativa e reativa e implementar a lei de controle de *droop*. Para um sistema trifásico a quatro fios, como mostrado na Figura 1, com as tensões e as correntes instantâneas de saída do inversor 1 expressas em espaço de vetores instantâneos $\vec{v}_{c1} = [v_{c1a} \ v_{c1b} \ v_{c1c}]$ e $\vec{i}_{L1} = [i_{L1a} \ i_{L1b} \ i_{L1c}]^T$, o cálculo das potências instantâneas fornecidas a carga, considerando

que não haja troca de energia entre os inversores, é:

$$p_1 = \vec{v}_{c1} \cdot \vec{i}_{L1} \quad (1)$$

$$\vec{q}_1 = \vec{v}_{c1} \times \vec{i}_{L1} \quad (2)$$

onde “.” é o produto escalar e “ \times ” é o produto vetorial dos vetores. Assim, os valores instantâneos das potências podem ser calculados por:

$$p = v_{C1a}i_{L1a} + v_{C1b}i_{L1b} + v_{C1c}i_{L1c} \quad (3)$$

$$q = \frac{1}{\sqrt{3}} q^T i_{L1}^T \quad (4)$$

sendo:

$$q^T = [(v_{C1b} - v_{C1c}) (v_{C1c} - v_{C1a}) (v_{C1a} - v_{C1b})]. \quad (5)$$

Um método simples e aproximado de calcular as potências ativa e reativa é a filtragem direta por meio de um filtro de primeira ordem passa-baixa. No caso da potência reativa é necessário defasar antes a tensão de 90°. Esse defasamento pode ser feito da forma digital ou por meio de um integrador. Para cada uma das fases o cálculo das potências é feito conforme ilustra a Figura 2, onde P_{1i} e Q_{1i} são as potências ativa e reativa por fase para o inversor 1 com $i = \{a, b, c\}$. O inversor 2 usa equações equivalentes.

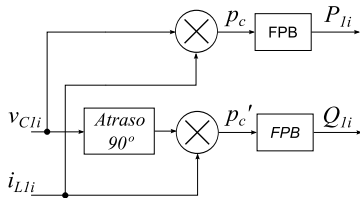


Fig. 2. Cálculo das potências por filtragem direta.

O controle de *droop* é a função principal deste bloco. Para uma impedância de linha complexa, onde se deseja o controle da potência ativa, a lei de controle de *droop* usada é a que considera a impedância de linha indutiva.

O *Controle de Sincronismo* é um importante bloco que determina se os inversores vão operar ilhados ou conectados à rede. Uma chave é usada para selecionar a origem da frequência, ou interna, ou da rede através de um circuito de PLL (*Phase Locked Loop*).

O bloco *Referência* é responsável por determinar as tensões de referência de fase, que serão passadas as malhas de controle. As informações de entrada são a amplitude e a frequência para a tensão de saída e a tensão da resistência virtual.

O bloco de R_D *Virtual* implementa uma lógica que permite amortecer os picos de potência durante transitórios, uma simplificação do apresentado em [10], onde considerou-se uma impedância virtual.

O bloco *Controle Tensão/Corrente* consiste em uma malha de tensão em cascata com uma malha de corrente, usando controladores PI. Uma ação de *feed-forward* foi acrescentada para reduzir o esforço do controle.

Uma lógica especial para inicializar os inversores e permitir a operação em paralelo é implementada no bloco *Lógica*

Inicialização. Uma modulação por largura de pulso síncrona foi implementada no dSPACE, como mostra o bloco PWM.

Neste trabalho escolheu-se um controle em coordenadas abc na investigação de unidades de microgeração com carga desbalanceada. Outros autores preferem usar coordenadas $\alpha\beta 0$ [11] ou $dq0$ [12] para sistemas trifásicos. Nas malhas de controle de tensão e corrente foram utilizados controladores PI, por serem mais simples e terem alcançados resultados próximos de controles mais elaborados, como por exemplo, o controlador multirressonante [13]. Em trabalhos anteriores foram apresentados resultados de simulação de controladores repetitivo e multirressonante [14], que demonstraram isto.

III. ANÁLISE DE PEQUENO SINAIS

A análise de pequenos sinais é uma ferramenta para estudo de estabilidade de um sistema e neste trabalho é empregada na análise da planta e do controle proposto.

A. Modelo do Controle de Potência

Antes de apresentar o cálculo do modelo de pequenos sinais, um sistema de equações gerais é determinado. Esse sistema consiste de duas equações, uma para o fluxo de potência ativa e outra para o fluxo de potência reativa, acopladas pelas variáveis de controle [15]- [17].

$$P_1 = f(v_{C1}, \delta_1) \quad (6)$$

$$Q_1 = g(v_{C1}, \delta_1). \quad (7)$$

A linearização de um sistema de duas variáveis é feita tomando os dois primeiros termos da expansão da série de Taylor. Então, tem-se:

$$P_1(V_{C1}, \delta_1) \approx P_1(V_{C1e}, \delta_{1e}) + \frac{\partial P_1}{\partial V_{C1}} \Delta V_{C1} + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} \Delta \delta_1 \quad (8)$$

$$Q_1(V_{C1}, \delta_1) \approx Q_1(V_{C1e}, \delta_{1e}) + \frac{\partial Q_1}{\partial V_{C1}} \Delta V_{C1} + \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} \Delta \delta_1 \quad (9)$$

onde V_{C1e} é o valor em regime da amplitude e δ_{1e} o valor em regime da fase da tensão de saída do inversor 1, $\frac{\partial x}{\partial y}$ a derivada parcial, que permite a análise de sensibilidade da variação de uma quantidade (x) em relação a outra (y) e Δz a variação temporal da variável z .

A relação de dependência da potência ativa em relação às variáveis de controle V_{C1} e δ_1 é dada por:

$$\frac{\partial P_1}{\partial V_{C1}} = \frac{1}{R^2 + X^2} (2RV_{C1} - RV + XV\delta_1) = k_{pe} \quad (10)$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} = \frac{1}{R^2 + X^2} (RVV_{C1}\delta_1 + XVV_{C1}) = k_{pd}. \quad (11)$$

Para a potência reativa a relação de dependência às variáveis de controle V_{C1} e δ_1 é dada por:

$$\frac{\partial Q_1}{\partial V_{C1}} = \frac{1}{R^2 + X^2} (2XV_{C1} - XV - RV\delta_1) = k_{qe} \quad (12)$$

$$\frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} = \frac{1}{R^2 + X^2} (XVV_{C1}\delta_1 - RVV_{C1}) = k_{qd} \quad (13)$$

onde R é a resistência e X é a reatância indutiva da linha de conexão e δ_1 é considerado muito pequeno em (10)-(13).

Como para a análise de pequenos sinais o que interessa são as variações, assim:

$$\Delta P_1 = \frac{\partial P_1}{\partial V_{C1}} \Delta V_{C1} + \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} \Delta \delta_1 = k_{pe} \Delta V_{C1} + k_{pd} \Delta \delta_1 \quad (14)$$

$$\Delta Q_1 = \frac{\partial P_1}{\partial V_{C1}} \Delta V_{C1} + \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} \Delta \delta_1 = k_{qe} \Delta V_{C1} + k_{qd} \Delta \delta_1. \quad (15)$$

Linearizando as leis de controle para uma linha com características indutivas, tem-se:

$$\Delta V_{C1}(s) = -n_1 \Delta Q_{1med} = -n_1 \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \Delta Q_1 \quad (16)$$

$$\Delta \omega_1(s) = -m_1 \Delta P_{1med} = -m_1 \frac{\omega_c}{s + \omega_c} \Delta P_1. \quad (17)$$

Agora substituindo (14) em (16) e encontrando o valor de $\Delta V_{C1}(s)$, que será substituído em (15), chega-se a equação característica do sistema:

$$s^3 + as^2 + bs + c = 0 \quad (18)$$

onde

$$a = (n_1 k_{qe} + 2) \omega_c \quad (19)$$

$$b = [(n_1 k_{qe} + 1) \omega_c + m_1 k_{pd}] \omega_c \quad (20)$$

$$c = [(n_1 k_{qe} + 1) k_{pd} - n_1 k_{pe} k_{qd}] m_1 \omega_c^2 \quad (21)$$

e ω_c representa a frequência de corte do filtro usado na medição das potências.

Com os parâmetros dados na Tabela I obtém-se a seguinte função:

$$s^3 + 75,66s^2 + 1462s + 1166 = 0$$

cujos polos ou autovalores são:

$$\lambda_1 = -37,97, \lambda_2 = -36,86 \text{ e } \lambda_3 = -0,8329.$$

A equação homogênea (18) descreve as características do sistema ao redor do ponto de regime. Através das raízes desta equação, que são os polos do sistema, é possível avaliar as características de estabilidade. Uma vez que todos os polos estão do lado esquerdo do eixo imaginário do plano s , pode-se concluir que o sistema em malha aberta é estável. Como pode ser visto, os polos dependem dos coeficientes de *droop*, dos parâmetros da linha, da tensão de saída do inversor e do filtro para medir as potências.

TABELA I
Parâmetros de Simulação da Microrrede

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Resistência de conexão	R_{Li}	0,3	Ω
Reatância indutiva conexão	X_{Li}	0,31	Ω
Resistência do filtro 1	r_{L1}	0,10	Ω
Indutância do filtro 1	L_1	400	μH
Capacitância do filtro 1	C_1	10	μF
Resistência do filtro 2	r_{L2}	0,18	Ω
Indutância do filtro 2	L_2	800	μH
Capacitância do filtro 2	C_2	5	μF
Resistência de conexão	R_c	0,03	Ω
Indutância de conexão	L_c	16	μH
Tensão no PAC	V	115	V_{eficaz}
Frequência filtro medida	ω_c	37,7	rad/s
Tensão regime permanente	V_{1e}	126,29	V_{eficaz}
Fase regime inversor-rede	δ_{1e}	$3,77 \times 10^{-4}$	rad
Resistência virtual 1	R_{D1}	0,2	Ω
Resistência virtual 2	R_{D2}	0,4	Ω
Tensão partida de pico	V_{sp}	50	V
Tensão barramento c.c.	E	400	V
Frequência de PWM	f_{PWM}	15360	kHz
Passo de cálculo	T_s	1,017	μs
Tempo de amostragem	T_{sample}	260,42	μs
Coef. <i>droop</i> frequência	m	$1,26 \times 10^{-3}$	$\frac{rad/s}{V}$
Coef. <i>droop</i> tensão	n	$6,93 \times 10^{-4}$	$\frac{V}{VAr}$

B. Modelo das Malhas de Tensão e Corrente

Antes de analisar a função de transferência dos controladores é necessário determinar o modelo da planta do sistema [18]. Para isto, considere o circuito mostrado na Figura 3.

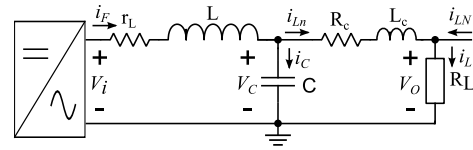


Fig. 3. Circuito equivalente por fase do inversor.

Para este circuito tem-se que:

$$L \frac{di_F}{dt} = v_i - r_L i_F - v_C \quad (22)$$

$$C \frac{dv_C}{dt} = i_F - i_L. \quad (23)$$

Resolvendo (22) e (23) obtém-se a função de transferência completa do sistema.

$$G_p(s) = \frac{V_C(s)}{V_i(s)} = \frac{L_c s + R_c + R_L N}{\alpha s^3 + \beta s^2 + \gamma s + (R_c + R_L N)} \quad (24)$$

onde

$$\alpha = LCL_c \quad (25)$$

$$\beta = [r_L CL_c + (R_c + R_L N) LC] \quad (26)$$

$$\gamma = [L_c + (R_c + R_L N) r_L C]. \quad (27)$$

Desconsiderando a impedância de linha e fazendo $i_L = \frac{V_C}{R_L}$, determina-se a função de transferência simplificada:

$$G_p(s) = \frac{1}{LCs^2 + (r_L C + \frac{L}{R_L})s + (1 + \frac{r_L}{R_L})}. \quad (28)$$

IV. O LIMITADOR DE CORRENTE PROPOSTO

É sabido que muitos FCLs possuem proteção bidirecional de limite de corrente [19], o que permite a proteção tanto da rede principal quanto da microrrede, mas é possível e utilizado também FCLs unidirecionais. Com essas unidades unidirecionais consegue-se realizar uma proteção distinguindo se a falha ocorre do lado da rede ou da microrrede. Esses dispositivos são necessários e de grande importância para o crescimento da presença de geração distribuída de energia no SEP (Sistema Elétrico de Potência), uma vez que a maior presença de UGD provoca o aumento do nível da corrente de falha do sistema.

O limitador de corrente proposto não visa substituir os dispositivos de proteção utilizados. O objetivo do limitador é proteger a UGD sem depender de um elemento externo, estando ela conectada à rede ou não. Por uma ação realizada no sistema de controle será possível evitar dano à unidade na ocorrência de falha, como, por exemplo, um curto-circuito nas fases. A grande vantagem do limitador é não depender do acréscimo de outros dispositivos, sensores extras, ou algum circuito eletrônico para realizar a proteção. O aumento do número de dispositivos presentes no sistema diminui a sua confiabilidade, uma vez que cada elemento acrescentado está sujeito à falha. Além da vantagem da proteção, há outra muito importante, quando unidades de microgeração são colocadas em paralelo, a malha de limitação de corrente é capaz de alterar a divisão de carga entre elas.

O limitador de corrente implementado por ação de controle é mostrado na Figura 8.

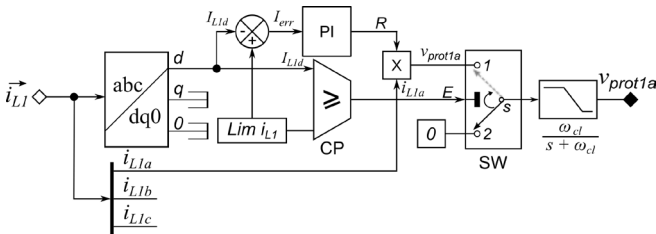


Fig. 8. Diagrama do limitador de corrente.

A sua ação ocorre quando o valor da corrente fornecida pelo inversor excede o limite estabelecido para a unidade. As correntes de saída do inversor 1, por exemplo, \vec{i}_{L1} , já medida, é transformada nas suas componentes $dq0$. Isso é feito para que se tenha informação da amplitude da corrente fornecida pela unidade. O bloco CP no diagrama é um comparador, se a amplitude da corrente I_{L1d} ultrapassar a corrente limite para a unidade, $Lim i_{L1}$, o sinal E é levado para nível lógico 1. Quando isso ocorre, a chave SW comuta para a posição 1, e o sinal de saída v_{prot1a} , que será negativo, entrará na malha de controle de tensão.

A entrada 1 da chave SW é um sinal que é o produto da corrente fornecida pela unidade pelo valor resistivo, R . Esse valor R corresponde ao sinal de erro da amplitude da corrente em relação ao limite, multiplicado por um controlador do tipo PI. O sinal depois passa por um filtro passa-baixa com a frequência de corte ajustada em 120 Hz. O sinal de saída v_{prot1a} entra na malha de tensão somando do valor da tensão

de referência.

Para fazer um estudo dos ganhos do PI do limitador de corrente, determinou-se a função de transferência do bloco:

$$G_{cl}(s) = \frac{V_{prot}(s)}{i_{Ln}(s)} = \frac{k_{pc}I_{err}\omega_{cl}s + k_{ic}I_{err}\omega_{cl}}{s^2 + \omega_{cl}s}. \quad (42)$$

Através da função de transferência (42) é possível constatar que um polo é nulo e que o outro depende apenas da frequência de corte do filtro. Os parâmetros do PI são ajustados de forma a colocar um zero o mais próximo possível da origem, para neutralizar o polo nulo. O ganho da função é alto, indicando que há uma grande relação entre os módulos dos sinais de saída e entrada. A posição do zero depende de ambos os ganhos do controlador, no entanto o ganho da função depende somente do ganho proporcional do integrador. Assim, o ajuste do ganho proporcional é muito importante neste controle, pois ele determinará o ganho do sistema. A ação integradora no controle pode ser retirada, tendo em vista que quanto menor for o valor desse ganho mais próximo do polo o zero ficará.

Para os valores apresentados na Tabela III os polos, zeros e ganho da FT são:

$$G_{cl}(s) = \frac{13384(s + 114,9 \times 10^{-6})}{s(s + 769,2)}. \quad (43)$$

TABELA III
Parâmetros do Limitador de Corrente

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Ganho proporcional do PI	k_{pc}	8,7	V/A^2
Ganho integral do PI	k_{ic}	1×10^{-3}	$1/FA$
Frequência de corte filtro	ω_{cl}	769,2	rad/s
Erro entre corrente e limite	I_{err}	2	A

Como se pode ver por (43) a função possui dois polos e um zero, sendo um polo nulo e outro do lado esquerdo do plano s . O polo dominante deste sistema está em $\omega = 769,2 \text{ rad/s}$, que corresponde a frequência de corte do filtro de saída. É importante observar também que o ganho do limitador é alto e ele deve continuar assim, pois isto permitirá limitar as correntes de saída da unidade.

V. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Em virtude dos resultados experimentais terem sido obtidos no Canadá, o valor eficaz da tensão entre fase e neutro foi alterado para 115 V e a tensão c.c. do barramento foi reduzida para 365 V, sendo que a tensão de conexão foi ajustada para 102 V em virtude do transformador utilizado para conectar a rede, as demais condições foram mantidas. Para todas as situações investigadas, a entrada da carga ocorrerá no instante $t = 250 \text{ ms}$ e a saída no instante $t = 400 \text{ ms}$.

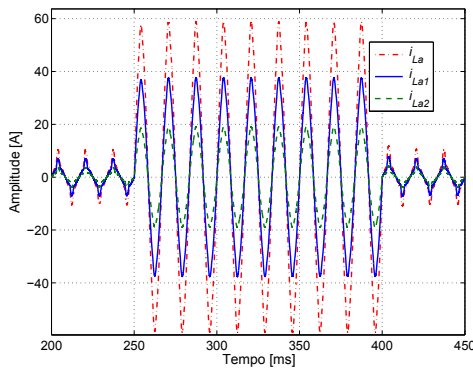
Para analisar a ação da malha de proteção considerou-se que a unidade 2 é capaz de fornecer o dobro de potência que a unidade 1 ($P_2 = 2P_1$) e que os coeficientes de *droop* da frequência apresentam a relação $m_1 = 2m_2$. Observe que essas condições não atendem, propositalmente, a condição de partilhamento de potência entre as unidades, a qual determina que para um total de N DGs, o compartilhamento de potência ativa entre as unidades é dado por:

$$m_1 \times P_1 = m_2 \times P_2 = \dots = m_N \times P_N. \quad (44)$$

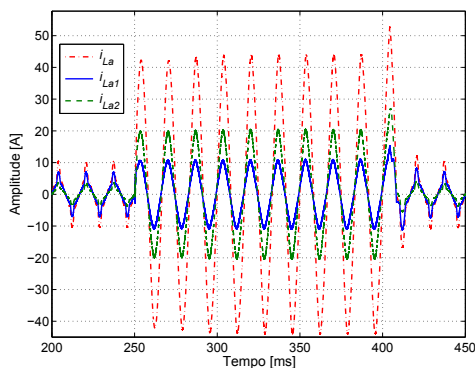
Com essa configuração dos coeficientes de *droop*, sendo as unidades colocadas em paralelo, a unidade 1 irá fornecer o dobro da potência da unidade 2. As Figuras 9(a) e 9(b) mostram a distribuição de corrente entre as unidades e na carga, considerando a fase *a*. Na partida, a MR está com um carga resistiva de $R_{L(a,b,c)} = 33 \Omega$ em paralelo com um carga não-linear padrão de $S_{(a,b,c)} = 200 \text{ VA}$, calculada segundo a norma IEC 62040-3. O degrau ocorrerá com a entrada de uma carga desbalanceada do tipo reativa indutiva, com os seguintes valores:

$$\begin{aligned} R_a &= 3,2 \Omega \text{ e } L_a = 300 \mu\text{H} \\ R_b &= 2,8 \Omega \text{ e } L_b = 200 \mu\text{H} \\ R_c &= 2,2 \Omega \text{ e } L_c = 1000 \mu\text{H} \end{aligned}$$

Observa-se no momento do degrau que a corrente fornecida pela unidade 1 chega a quase 40 A de pico, que poderia ser um valor não suportado pela unidade. Com a ação da malha de proteção, a corrente da unidade 1 é limitada em 10 A, conforme mostra a Figura 9(b). Porém poderia a unidade 2 ter uma capacidade maior, de 20 A, por exemplo. Percebe-se que quando o degrau de carga ocorre, o limitador possibilita a inversão da condição estabelecida pelos coeficientes de *droop*, passando a unidade 2 a fornecer o dobro de potência que a unidade 1. A diferença entre o valor total de corrente na carga e a soma das correntes fornecidas pelas unidades é completada pela corrente fornecida pela rede.



(a) Sem o limitador.



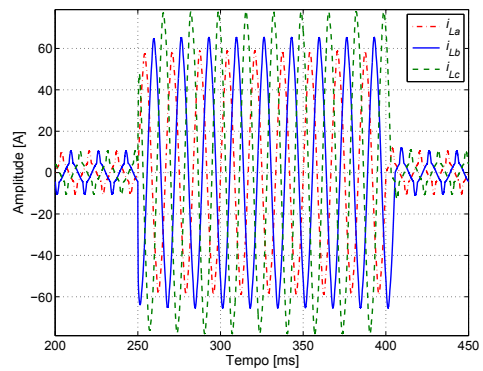
(b) Com o limitador.

Fig. 9. Correntes fornecidas pelo inversores e na carga sem e com o limitador de corrente.

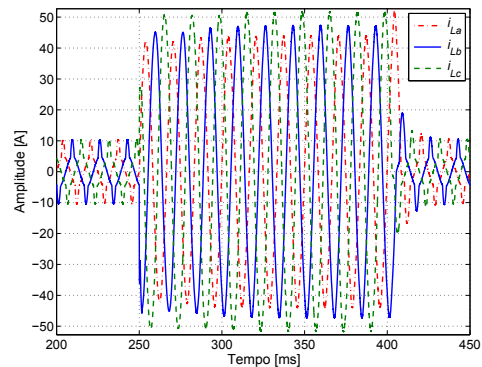
Mesmo que essas unidades fossem colocadas em paralelo alimentando uma carga que exigisse a capacidade total das duas unidades, certamente a unidade 1 não suportaria, pois

com os ajustes que as unidades estão, a unidade 1 sempre é levada a fornecer o dobro de energia que a unidade 2. Isso também poderia ser empregado para o caso de unidades fornecendo a mesma energia, estabelecida pelos coeficientes, mas com fontes primárias com capacidades distintas.

Considerando que a participação da geração distribuída no setor elétrico crescerá, é possível que, em algum momento, situações semelhantes a essas ocorram. Aqui não é o caso de construir unidades com o sistema de controle atuando como se fossem fontes de corrente, pois essas unidades também precisam funcionar ilhadas. É levando em conta esses possíveis acontecimentos que o novo esquema de limitar corrente através do sistema controle é proposto. Com o limitador de corrente, é possível que essas duas unidades distintas alimentem uma carga cujo valor seja igual a soma das suas capacidades, respeitando a capacidade individual de cada unidade.



(a) Sem o limitador de corrente.



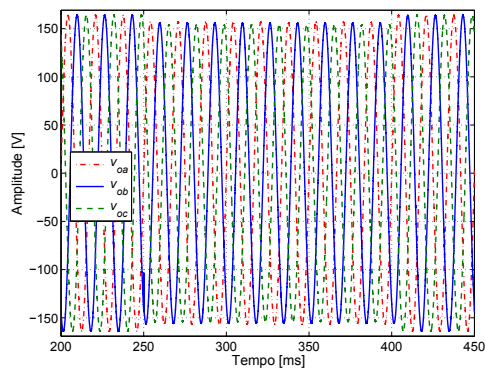
(b) Com o limitador de corrente.

Fig. 10. Correntes na carga durante o degrau de carga.

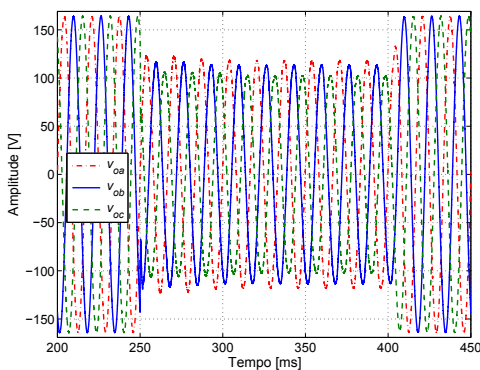
Através das Figuras 10(a) e 10(b), que mostram as correntes nas cargas sem e com a ação da proteção, respectivamente, verifica-se que a carga na partida possui características não-linear, durante o degrau a carga passa ser predominantemente desbalanceada e na saída do degrau volta a condição inicial.

As tensões sobre a carga sem e com o limitador são mostradas nas Figuras 11(a) e 11(b), respectivamente. Sem a ação percebe-se apenas uma variação de 4,92% entre os valores de pico da tensão na carga. Com a ação do limitador há um afundamento de tensão de cerca de 26,20%, em virtude das correntes estarem limitadas e da impedância de conexão da rede ter sido alta. O alto degrau de potência foi exatamente

para destacar a ação do limitador proposto.

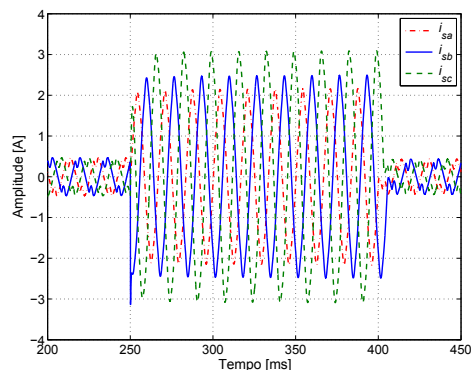


(a) Sem o limitador.

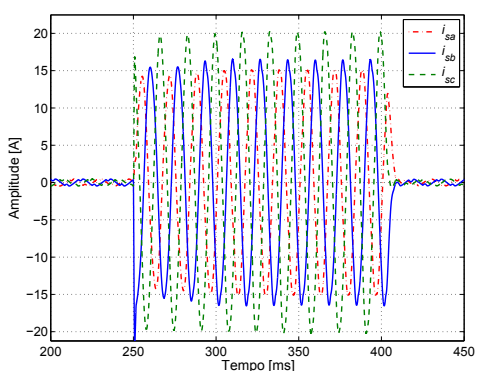


(b) Com o limitador.

Fig. 11. Tensões na carga durante o degrau de carga sem e com o limitador de corrente.



(a) Sem o limitador.



(b) Com o limitador.

Fig. 12. Correntes fornecidas pela rede durante o degrau de carga sem e com o limitador de corrente.

As correntes fornecidas pela rede são mostradas nas Figuras 12(a) e 12(b) sem e com a ação do limitador, respectivamente. Observe que também ocorre um degrau entre os valores das correntes fornecidas pela rede. No entanto, como a corrente inicial fornecida era muito pequena, pode ser possível que a rede forneça esses valores sem ocorrer a ação de alguma proteção da rede.

VI. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

O protótipo da microrrede mostrado na Figura 13 é constituído por dois inversores trifásicos a quatro fios sem transformador de isolamento. Os principais componentes desta montagem são os conversores *Semikron* (modelo *MS8/4 – 3BRF*) e o *dSPACE DS1103*, usado para implementar o controle em tempo real. Os parâmetros experimentais da microrrede são mostrados na Tabela IV.

TABELA IV
Parâmetros Experimentais

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade
Tensão na carga e no PCC	V	102,5	V_{eficaz}
Frequência nominal	f	60	Hz
Frequência de PWM	f_{PWM}	4440	Hz
Tempo de amostragem	T_S	112,6	μS
Indutância do filtro	L	5	mH
Capacitância do filtro	C	20	μF
Tensão do barramento c.c.	E	360	V
Frequência de corte medida	ω_c	37,7	rad/s
Coef. <i>droop</i> da frequência	$m_1 = m_2$	$1,26 \times 10^{-3}$	$\frac{rad/s}{W}$
Coef. <i>droop</i> da tensão	$n_1 = n_2$	$6,93 \times 10^{-4}$	$\frac{V}{VA_T}$
Carga local 1	Z_{L1}	600	W
Carga local 2	Z_{L2}	400	W

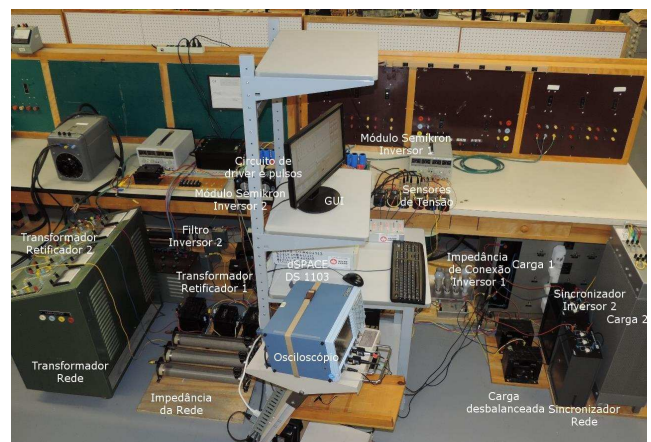


Fig. 13. Protótipo da microrrede experimental.

Os circuitos de potência são um retificador trifásico a diodo, um barramento c.c. capacitivo, com uma derivação central para conexão do neutro, um inversor trifásico com IGBT e um filtro de saída *LC*. A impedância de conexão dos inversores foi feita com cabos elétricos com diferentes comprimentos e seções transversais. A impedância de linha da rede foi constituída com resistores de fio ajustado em 2Ω . Dois tipos de carga local foram usados. O inversor 1 com uma carga trifásica 220V contínua com variações de 0,5 A até 5 A e o

inversor 2 com uma carga em degrau 208V com degraus de 0, 5 A, 1 A, e 2 A. As cargas foram ajustadas para um potência total de 1000 W.

Observa-se o funcionamento antes e depois da proteção nas Figuras 14(a) e 14(b), respectivamente.

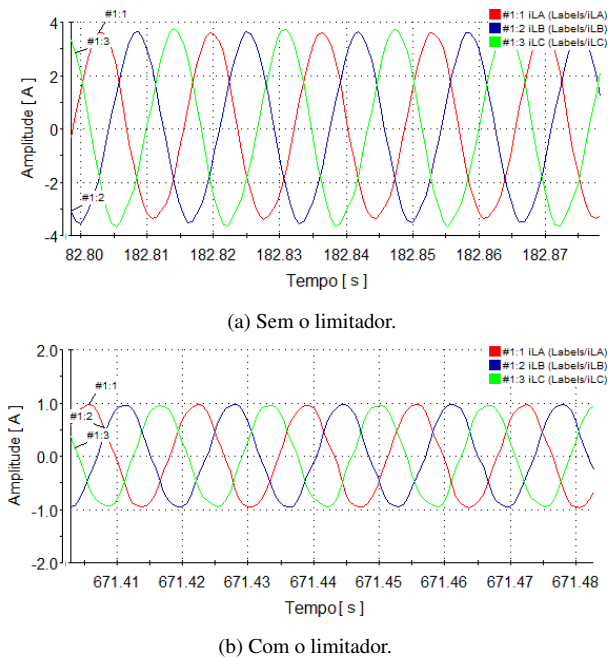


Fig. 14. Corrente fornecida pelo inversor 1 sem e com o limitador de corrente.

As curvas das potências fornecidas para a condições sem e com o limitador são mostradas nas Figuras 15(a) e 15(b), respectivamente.

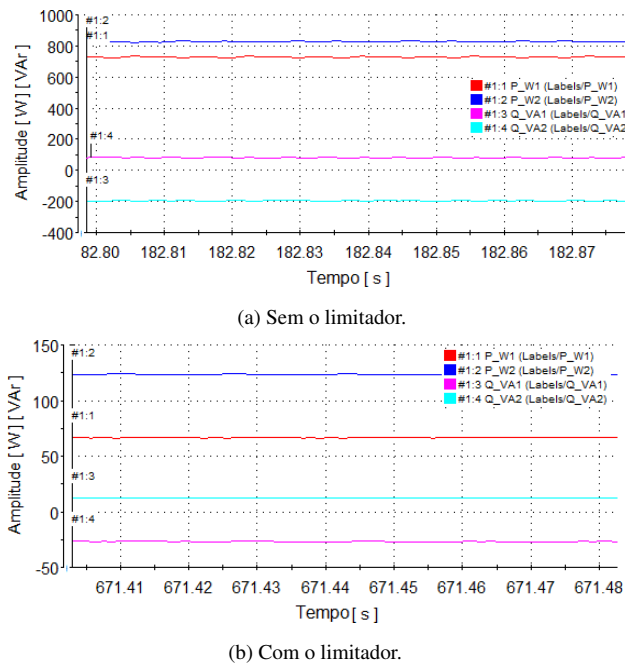


Fig. 15. Potências sem e com o limitador de corrente.

Para investigar o funcionamento do limitador de corrente foi

demandada máxima corrente das unidades e após algum tempo a ação de proteção foi ativada, limitando a corrente máxima na unidade 1 em 1 A.

A conexão dos inversores com o PAC foi sem o uso de transformador de isolamento, o que reduz a impedância de saída e torna a operação em paralelo das unidades mais complexa. Para uma microrrede de baixa tensão a exclusão do transformador tem a vantagem de diminuir o custo de conexão. Não foi mostrado o período de transição mas este aconteceu de forma suave. Essa foi apenas uma condição de teste em que se investigou se o limitador atuaria reduzindo as correntes. Verificou-se que a ação da proteção apenas limitou a amplitude da corrente e não promoveu distorção ou desbalanceamento da mesma, como aconteceu em [4].

VII. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou uma nova proposta para limitar a corrente máxima de unidades de microgeração distribuídas operando ilhadas ou conectadas. O limitador de corrente foi implementado através de uma malha de controle auxiliar que atua reduzindo a tensão de referência para a malha de controle de tensão principal. Para o sistema de controle adotado, a corrente fornecida pela unidade não é limitada, por isso a importância do limitador. O método apresentado mostrou-se eficiente e de fácil implementação. Comparado com os outros métodos de proteção ele apresentou a vantagem de não precisar de elementos adicionais, o que melhora a confiabilidade do sistema, e de manter as correntes balanceadas na condição de falha. Uma condição particular de funcionamento foi analisada para mostrar a versatilidade do método, que pode compensar diferenças na capacidade de carga e nos ajustes das curvas de *droop*. O limitador apresentou desempenho satisfatório alimentando cargas não-linear e desbalanceada em ambos modos de operação. Pelo *hardware* de controle percebeu-se a pequena exigência computacional para implementar o limitador proposto.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFMG, a UFV e a *Concordia University*. Este trabalho foi suportado pelas agências Brasileiras CAPES e FAPEMIG.

REFERÊNCIAS

- [1] Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - Prodinst, Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição. (Revisão 4), Abr. 2012.
- [2] U.A. Khan, J.K. Seong, S.H. Lee, S.H. Lim, B.W. Lee. “Feasibility analysis of the positioning of superconducting fault current limiters for the smart grid application using simulink and simpowersystem”, *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 21 n.3, pp. 2165–2169, Jun. 2011.
- [3] M. Dewadasa, R. Majumder, A. Ghosh, G. Ledwich. “Control and protection of a microgrid with converter interfaced micro sources”, *International Conference on Power Systems (ICPS)*, pp. 1–6, Dez. 2009.

- [4] A.H. Etemadi, R. Irvani. “Overcurrent and overload protection of directly voltage-controlled distributed resources in a microgrid”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, n. 12, pp. 5629–5638, Dez. 2013.
- [5] J. Bloemink, M.R. Irvani. “Control of a multiple source microgrid with built-in islanding detection and current limiting”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, n. 4, pp. 2122–2132, Out. 2012.
- [6] C.A. Plet, T.C. Green. “A method of voltage limiting and distortion avoidance for islanded inverter-fed networks under fault”, *European Conference on Proceedings of Power Electronics and Applications (EPE 2011)*, pp. 1–8, 2011.
- [7] M. Rahmatian, M.J. Sanjari, M. Gholami, G.B. Gharehpetian. “Optimal control of distribution line series compensator in microgrid considering fault current limitation function”, *Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC)*, pp. 1–5, 2012.
- [8] Y. Zhang, R.A. Dougal. “State of the art of fault current limiters and their applications in smart grid”, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–6, 2012.
- [9] J.M. Guerrero, J.C. Vasquez, J. Matas, M. Castilla, L.G. de Vicuna. “Control strategy for flexible microgrid based on parallel line-interactive UPS systems”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 56, n. 3, pp. 726–736, Mar. 2009.
- [10] W. Yao, M. Chen, J. Matas, J.M. Guerrero, Z.M. Qian. “Design and analysis of the droop control method for parallel inverters considering the impact of the complex impedance on the power sharing”, *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, n. 2, pp. 576–588, Fev. 2011.
- [11] J. Kim, J.M. Guerrero, P. Rodriguez, R. Teodorescu, K. Nam. “Mode adaptive droop control with virtual output impedances for an inverter-based flexible AC microgrid”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 26, n. 3, pp. 689–701, Mar. 2011.
- [12] L.S. Mateus F. Schonardie, R.F. Coelho, D.C. Martins. “Active and reactive power control in a three-phase gridconnected pv power system using dq0 transformation”, *Eletrônica de Potência*, vol. 18, n. 4, pp. 1180–1187, Set./Nov. 2013.
- [13] D. De, V. Ramanarayanan. “Decentralized parallel operation of inverters sharing unbalanced and nonlinear loads”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, n. 12, pp. 3015–3025, Dez. 2010.
- [14] W.F. Souza, M.A. Severo-Mendes. “Análise e verificação de funcionamento de uma microgrid conectada comparando os métodos de controle com o controlador proporcional+multiresonante”, *XIX Brazilian Automation Conference (CBA)*, pp. 3966–3973, Set. 2012.
- [15] R.M.S. Filho. “Contribuição ao Controle Digital do Paralelismo sem Comunicação de Sistemas de Energia Ininterrupta”, Tese, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Brasil, Set. 2009.
- [16] E.A.A. Coelho. “Técnicas de Controle Aplicada ao Paralelismo de Inversores”, Tese, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Brasil, Dez. 2000.
- [17] E.A.A. Coelho, P.C. Cortizo, P.F.D. Garcia. “Small-signal stability for parallel-connected inverters in stand-alone ac supply systems”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 38, n. 2, pp. 533–542, Mar./Abr. 2002.
- [18] W.F. Souza, M.A. Severo-Mendes, L.A.C. Lopes. “Microgrid units in the islanded operation mode implemented in the dspace ds1103”, *Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, pp. 1016–1021, Out. 2013.
- [19] T. Ghanbari, E. Farjah. “Unidirectional fault current limiter: An efficient interface between the microgrid and main network”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n. 2, pp. 1591–1598, Mai. 2013.

DADOS BIOGRÁFICOS

Wanderson Ferreira de Souza recebeu o bacharelado em Engenharia Eletrônica e Telecomunicação da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais em 2000. Em 2005 ele recebeu o grau de Mestre em Engenharia Elétrica e em 2014 o título de doutor em Eletrônica de Potência do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais. Ele desenvolveu sua pesquisa técnicas de controle aplicadas na unidade de interface de uma microgrid com o sistema elétrico de distribuição.

Atualmente é professor Adjunto da Universidade Federal de Viçosa. Seus interesses incluem Eletrônica de Potência, geração distribuída, microgrid, técnicas de modulação por largura de pulso, conversores trifásicos de quatro-braços, processador digital de sinais.

Marcos Antônio Severo Mendes graduou-se em Engenharia Elétrica pela UFMG em 1994. Em 2001 recebeu o título de Doutor em Engenharia Elétrica pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFMG, onde desenvolveu pesquisa sobre Técnicas de Modulação em Largura de Pulsos para Inversores Multiníveis.

Atualmente é professor Associado do Departamento de Engenharia Eletrônica da UFMG. Desde 2001 vem desenvolvendo trabalhos de ensino, pesquisa e orientação de alunos de graduação e pós-graduação. As principais áreas de interesse são: Eletrônica, Eletrônica de Potência, Métodos de Modulação em Largura de Pulso, Processadores Digitais de Sinais e suas aplicações.

Luiz Antônio Corrêa Lopes recebeu o grau de mestre da Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, em 1989 e o grau de Ph.D da McGill University, Montreal, QC, Canadá, em 1996.

De 1996 a 2001, ele trabalhou como professor Associado no Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação na Universidade Federal do Pará, Belém, Brasil. Ele é correntemente professor Associado no Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação na Concordia University, Montreal, Canadá, desde 2002. Sua área de interesse inclui sistema de energia distribuída e fontes renováveis de energia.