

Desafios na Proteção de Microrredes

Israel Resende A. Rodrigues

PPGEE – Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica
UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais
Belo Horizonte, Brasil
israel.rarodrigues@gmail.com

Alberto De Conti

LRC – Lightning Research Center
DEE – Departamento de Engenharia Elétrica
UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais
Belo Horizonte, Brasil
conti@cpdee.ufmg.br

Abstract — This paper deals with the difficulties found in implementing a microgrid protection system. The strong presence of distributed generation makes the use of traditional protection schemes adopted in radial systems unfeasible. The ability of isolated operation of microgrids requires a protection system capable of detecting and selectively isolate faults that may occur both in on-grid and off-grid operation.

Index Terms — Microgrid, Protection, Distributed Generation.

Resumo - Este artigo trata das dificuldades encontradas na implementação de um sistema de proteção para microrredes. A presença marcante de geração distribuída torna inviável o uso de esquemas de proteção adotados em redes de distribuição radiais. A característica de operação isolada da microrrede exige do sistema de proteção características como a capacidade de detectar e isolar seletivamente as faltas que podem ocorrer tanto na operação conectada ao sistema (on-grid) quanto na operação isolada (off-grid).

Palavras chaves — Microrredes, Proteção, Geração Distribuída.

I. INTRODUÇÃO

A sociedade atual apresenta uma crescente demanda por uma energia de melhor qualidade, com um número menor de interrupções em seu fornecimento. Paralelamente, são cada vez maiores a necessidade e a pressão por uma transição para uma sociedade sustentável, buscando a redução de emissões de CO₂ através da utilização de fontes alternativas ao petróleo e o aumento da eficiência energética. Neste contexto, as redes de distribuição de energia convencionais estão sofrendo uma grande mudança, transformando-se de redes radiais de fluxo unidirecional de potência para redes ativas em que o fluxo de potência se dá em múltiplas direções devido à presença cada vez maior da geração distribuída [1].

Em países desenvolvidos como os Estados Unidos, Canadá, Japão, bem como na União Europeia, a presença de geração distribuída vem se acentuando com a expansão das chamadas microrredes [2,3,4]. A microrrede pode ser entendida como uma rede autônoma em baixa ou média tensão, controlável, com geração distribuída (GD) e capacidade de armazenamento de energia apta a operar

conectada (on-grid) ao sistema elétrico de potência ou desconectada (off-grid) desse sistema [5]. As fontes mais apropriadas para a utilização em microrredes são pequenas unidades do tipo microturbina, painéis fotovoltaicos e células a combustível, todas integradas ao sistema por meio de eletrônica de potência [6]. O diagrama unifilar simplificado de uma microrrede é ilustrado na Figura 1.

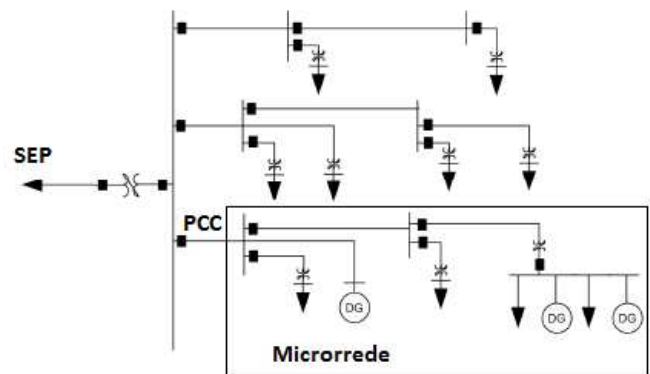


Figura 1. Exemplo de microrrede (adaptado de [7])

A tecnologia de microrredes traz diversos benefícios em consonância com a preocupação da sociedade atual, como a redução de emissão de CO₂ através do uso de fontes renováveis, melhoria na eficiência energética com a redução nas perdas no sistema de transmissão e distribuição, e o aumento da confiabilidade no fornecimento de energia, já que as microrredes são projetadas para operar mesmo na ausência do sistema elétrico de potência [8].

Apesar de suas vantagens, as microrredes impõem diversos desafios à sua implementação. Dentre estas, pode-se destacar a utilização de um sistema de proteção confiável que garanta seletividade e coordenação nas mais diversas condições operativas. Neste trabalho, são discutidas de forma preliminar as dificuldades impostas por esta nova tecnologia,

com foco na identificação de que a proteção convencional utilizada em redes de distribuição radiais não é adequada para aplicação em uma microrrede. Também se apresenta uma análise crítica das soluções que vêm sendo propostas para contornar as dificuldades técnicas relacionadas à proteção de uma microrrede.

II. PROTEÇÃO CONVENCIONAL E IMPACTOS DA PRESENÇA DE MICRORREDES NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A. Princípios da proteção convencional de redes de distribuição

A proteção de redes de distribuição radiais é baseada em alguns princípios:

- Fluxo de potência unidirecional;
- Alta relação corrente de falta / corrente de carga;
- Coordenação entre os equipamentos de proteção;
- Seletividade na operação;
- Religamentos automáticos.

Para garantir uma proteção seletiva em alimentadores de distribuição são instalados vários dispositivos de proteção em série. O objetivo é isolar o menor trecho defeituoso possível por meio da atuação do dispositivo mais próximo à falta. Com isso, pretende-se limitar a interrupção no fornecimento de energia ao menor número possível de clientes. Todavia, a proteção deve ser também coordenada de forma que faltas temporárias sejam eliminadas por religadores e faltas permanentes sejam extintas pelo equipamento mais próximo à falta, geralmente chaves fusíveis que demandam das equipes de manutenção maior tempo de reparo. O grau de coordenação-seletividade depende muito das características do alimentador (urbano, rural ou com clientes especiais, tais como hospitais ou bancos) e da filosofia da concessionária (uso de elo-fusível, possibilidade de alimentação dupla ou transferência de carga). Por exemplo, em circuitos rurais nos quais o alimentador é longo e possui uma densidade de clientes menor, a eliminação de faltas temporárias por meio do religador que se encontra na subestação é aceitável em comparação com o rompimento de um elo fusível mais próximo a um consumidor. Para alimentadores urbanos, a atuação de equipamentos de proteção mais afastados do ponto de defeito leva a um número grande de unidades de consumo desligadas, piorando os índices DEC/FEC da concessionária.

B. Impactos da presença de microrredes nas redes de distribuição

A introdução de microrredes nas redes de distribuição convencionais influi diretamente no desempenho do sistema de proteção convencional. A adição de geração distribuída torna a rede ativa, com fluxo de potência bidirecional e alteração nos valores da corrente de curto-circuito dependendo de quantas fontes estão em operação no momento da falta.

A coordenação entre os equipamentos de proteção em série, como no esquema típico religador – fusível muito utilizado em redes rurais, pode não ser mais garantida na

presença de microrredes, acarretando desligamentos desnecessários, dificuldade de localização de faltas, aumento no tempo de interrupções e maior custo de manutenção [9].

A Figura 2 permite uma análise dos principais impactos causados pela presença de uma microrrede em um ramal de distribuição.

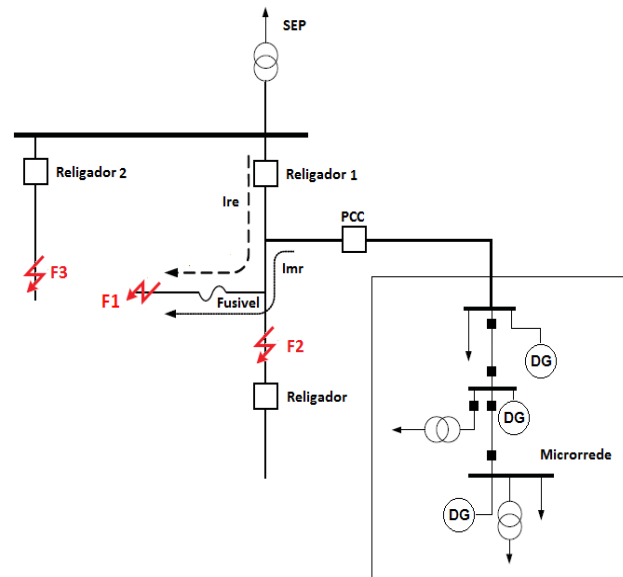


Figura 2. Exemplo de perda de coordenação da proteção na presença de geração distribuída (adaptado de [7]).

Analisando, primeiramente, a falta F1 indicada na Figura 2, observa-se que a contribuição da corrente de curto-circuito associada à microrrede faz com que a corrente de falta que passa pelo fusível não seja a mesma medida pelo religador a montante. Desta forma, há a possibilidade de queima de um fusível antes da atuação da curva rápida do religador. Como consequência, uma falta que poderia ser transitória passa a ser permanente.

A proteção da concessionária pode ainda sofrer perda de sensibilidade ou alcance, como no caso da falta F2 indicada na Figura 2. A presença da microrrede causa o efeito de *infeed*, diminuindo a contribuição de corrente de falta que passa pelo religador 1, podendo levar a situações em que o defeito só é percebido após a desconexão da microrrede.

Um defeito no ponto F3 da mesma Figura 2 poderia causar outro impacto na proteção da distribuidora, conhecido como *trip* indevido. A microrrede pode contribuir com corrente para defeitos em um alimentador adjacente cujo valor pode sensibilizar a proteção do ramal onde está instalada a microrrede. No caso ilustrado seria verificada a abertura do religador 1 para um defeito no ramal do religador 2, o que é indesejável.

As microrredes impõem ainda restrições para religamentos automáticos, uma vez que elas podem permanecer alimentando faltas durante o tempo morto de religamento, caso a proteção parametrizada na microrrede não esteja

adequada e conseqüentemente o arco elétrico associado ao curto-circuito não será extinto. A falta temporária pode se tornar permanente, levando o religamento ao estado de lockout. Fechamentos fora de sincronismo podem ainda acarretar danos à geração distribuída. Uma possível solução seria elevar o tempo de religamento, aumentando as chances de a proteção da microrrede detectar o defeito e se isolar da rede. Todavia, o aumento deste tempo traz como consequência a queda nos índices de qualidade de energia da concessionária. Esquemas com verificação de sincronismo no religador poderiam diminuir o tempo morto. O religamento ocorreria quando a linha fosse desenergizada (barra-viva / linha-morta), confirmando que a microrrede passou a operar ilhada. Com a microrrede isolada, a concessionária estará apta a restabelecer a energia aos demais consumidores e, em um momento oportuno, a microrrede poderá decidir voltar a operar no modo on-grid a partir do fechamento do ponto de acoplamento comum (PCC) com verificação de sincronismo do tipo linha-viva barra-viva.

III. DESAFIOS PARA A PROTEÇÃO DE MICRORREDES

Existem diversos desafios técnicos relacionados à proteção de microrredes. Como objetivo geral, busca-se o desenvolvimento de um sistema de proteção que seja capaz de garantir a segurança dos equipamentos e de pessoas em todas as condições operativas possíveis. Alguns dos principais pontos que devem ser considerados na implementação de um sistema de proteção de uma microrrede são discutidos a seguir.

A. Corrente de curto-circuito

O ajuste dos relés deve levar em consideração a drástica redução de corrente de falta quando se passa da situação on-grid para off-grid. Esta variação ocorre devido à perda da contribuição proveniente da concessionária por meio dos grandes geradores síncronos do sistema de potência e à utilização de interface em eletrônica de potência das fontes em uma microrrede, que limita a injeção de corrente das fontes interfaceadas a algo entre 2 e 3 pu no momento do defeito. A possível presença de grupos motor-gerador que possuem maior relação entre a corrente de curto-circuito e a corrente nominal em conjunto com as fontes renováveis pode não ser suficiente para sensibilizar proteções baseadas em sobrecorrente ou nos casos em que essas proteções forem sensibilizadas, a atuação pode ocorrer em tempos inaceitáveis. Em [10] é demonstrado, por meio da simulação de uma microrrede no programa Matlab, que a proteção 50/51 é incapaz de proteger uma microrrede devido à limitação do valor da corrente de curto-circuito. Mesmo com a utilização de uma unidade de corrente direcional (67) não foi possível garantir a operação correta e seletiva da proteção. Soluções baseadas em tensão, como o uso da função de restrição de tensão (51V), também são de difícil aplicação, uma vez que microrredes são geograficamente pequenas e o afundamento de tensão tende a ser o mesmo em todas as suas barras.

Mesmo na condição de operação off-grid podem ocorrer variações na potência de curto-circuito dependendo da quantidade de fontes suprindo a demanda atual dentro da

microrrede. Além disso, é desejável que as microrredes sejam capazes de suportar a inclusão de fontes do tipo *plug-and-play*, ou seja, elas devem ser projetadas de modo a prever a inserção de novas fontes de geração distribuída com seus próprios equipamentos de proteção, controle e regulação sem que toda a engenharia das demais partes da microrrede precise ser revista. Em [11] é proposto um esquema com uma unidade central que se comunica com as fontes e os relés dentro da microrrede. Com as informações sobre a geração atual é possível calcular a contribuição de corrente de falta a cada momento e atualizar os valores de ajuste nos relés de proteção da instalação. Este tipo de filosofia em que a parametrização varia dinamicamente com o estado operativo da rede é conhecida como proteção adaptativa. É necessário avaliar o desempenho do sistema de proteção na eventual falha do link de comunicação com a central. A perda de seletividade e coordenação devido à perda de comunicação é aceitável, porém a proteção deve ainda ser capaz de ter sensibilidade para os mais diversos tipos de falta que podem ocorrer na microrrede.

Faltas com alta impedância também se tornam um desafio à medida que o defeito vai se afastando eletricamente da fonte. Sua identificação não deve se basear apenas no valor de corrente, que se torna próximo do valor da corrente de carga. Em [10] é demonstrado que nem mesmo a proteção diferencial é eficaz para este tipo de ocorrência. Nesta referência, é proposto um novo algoritmo que leva em consideração características aleatórias de faltas com alta impedância, como a variação da resistência de falta e sua duração dentro da mesma ocorrência, simulando um possível cabo partido tocando diversas vezes o solo. A detecção deste tipo de situação passaria pela análise da forma de onda da corrente no tempo e de suas componentes harmônicas.

B. Coordenação e seletividade no modo off-grid

É esperado que um sistema de proteção tenha seletividade e coordenação para qualquer tipo de falta dentro de uma microrrede de forma a se evitar o desligamento de todas as fontes de geração distribuída para uma ocorrência dentro da microrrede. A solução convencional baseada em curvas inversas de corrente não é mais adequada devido à limitação de corrente de falta já mencionada anteriormente. Outras proteções seletivas, como proteções baseadas em corrente diferencial ou esquemas de teleproteção, devem ser avaliadas. Em [15] é proposto um esquema de proteção diferencial (87) com unidades 50/51 e 27/59 como backup em caso de perda de comunicação entre os relés diferenciais. A vantagem da utilização da proteção diferencial é sua característica seletiva, rápida e sensível. Todavia, pressupõe-se que existam disjuntores em cada ponta da linha de distribuição e também que exista um link de comunicação que permita a troca de informações com o valor da corrente em cada terminal entre os relés. Esta solução pode ser economicamente inviável para microrredes menores, já que relés diferenciais são uma tecnologia mais cara, que requer mais disjuntores e links de comunicação confiáveis. Contudo, alguns trabalhos vêm sendo realizados [9, 16] com o intuito de usar a facilidade de troca de informações entre relés em uma smartgrid para que os IEDs sejam capazes de garantir a seletividade dentro da microrrede. O protocolo IEC61850 surge como uma alternativa natural

para troca de informações de proteção entre os IEDs através das mensagens do tipo GOOSE [17].

Filosofias de coordenação fusível-religador são de difícil aplicação, uma vez que a fusão do fusível se dá para correntes muito superiores à corrente nominal, sendo este um equipamento de proteção de pouca eficácia dentro de uma microrrede.

C. Velocidade de operação

Um dos objetivos das microrredes é garantir o fornecimento de energia ininterrupto para cargas críticas ou sensíveis, como hospitais ou indústrias. Distúrbios na rede da concessionária podem causar afundamentos de tensão dentro da microrrede, prejudicando a qualidade e a confiabilidade da energia oferecida aos consumidores. A rápida separação da microrrede pode minimizar os impactos sentidos pelas cargas. Normas internacionais, como a IEEE 1547 [12], que trata de requisitos técnicos para a conexão de GD de até 10 MVA ao SEP, permitem tempos de até 160 ms para a desconexão da GD para afundamentos de tensão superiores a 50%. Já a norma americana SEMI-F47 [13], focada na qualidade de energia do ponto de vista da carga, estipula que a tensão não pode ser inferior a 50% do valor nominal por tempo superior a 50 ms. A proteção da microrrede, nesse caso, deve ser capaz de identificar o defeito no sistema elétrico e isolar a microrrede dentro de tal intervalo. Considerando que são necessários dois ciclos para a identificação segura da proteção de sobre/subtensão, seria necessário algum tipo de tecnologia para atender a SEMI-F47, uma vez que disjuntores tradicionais levam até cinco ciclos para efetivamente interromper o circuito [14]. Chaves estáticas surgem como opção para utilização no PCC.

D. Desconexões espúrias

Para atender a requisitos de qualidade e confiabilidade, a proteção no PCC pode ser ajustada de forma sensível, desconectando a microrrede do SEP ao menor sinal de perturbação na rede. Unidades de tensão e frequência podem ser ajustadas para isolar a microrrede para pequenos desvios dos valores nominais. Esta filosofia pode não ser aceitável para microrredes exportadoras de energia que em momentos de baixa carga vendem sua energia para a concessionária. Separações para condições de não falta representariam perda de receita. Há ainda a possibilidade de a microrrede ser projetada com menos GD do que a carga total e um esquema de alívio de carga entrar em ação na ocorrência de separação do SEP. Para estas microrredes, separações indevidas representariam o não atendimento a cargas não essenciais, e consequentemente os índices de qualidade seriam afetados.

E. Ressincronização

A operação da microrrede deve privilegiar a condição on-grid, mais segura para seus consumidores. Na ocorrência de separação do SEP, faz-se necessária a ressincronização a partir do momento em que o distúrbio original que provocou a separação não está mais presente na rede. Para sincronismos automáticos, deve-se utilizar um sistema de supervisão de forma a garantir o fechamento seguro do PCC com verificação de sincronismo entre o SEP e a GD na microrrede. Para microrredes com múltiplas fontes, o sistema de sincronismo

deve ter uma interface com as diversas fontes, levando-as a valores de tensão e frequência dentro da janela de sincronismo para fechamento do PCC. Há ainda a opção de sincronização manual, o que acarretaria um operador experiente para levar a GD a níveis compatíveis ao SEP e comandar o fechamento do PCC. Nesta opção, os relés de proteção podem ter a função sincrocheck (ANSI 25) habilitada, permitindo o fechamento dos disjuntores somente para condições de diferença de tensão, frequência e ângulo dentro de uma janela segura.

F. Sistema de aterramento

É preciso verificar como fica o aterramento da microrrede na ocorrência de separação do SEP e avaliar questões como isolamento, uso de para-raios, segurança e atuação da proteção para faltas a terra. Na hipótese da presença de um transformador na microrrede, a definição do tipo de conexão (delta-estrela) deve ser criteriosamente selecionada.

No PCC pode ser necessária a utilização de um transformador para adequar a tensão da concessionária à média tensão dentro da microrrede. A utilização de um trafo com ligação estrela para o lado do sistema e delta para a microrrede pode ser interessante para a microrrede, já que faltas monofásicas do lado da concessionária causariam um afundamento de tensão menor, próximo a 57% do valor nominal, e defeitos do lado da microrrede não teriam contribuição do sistema, minimizando o efeito danoso de altas correntes. Neste tipo de ligação, algum meio de aterramento do neutro deve ser avaliado para evitar sobretensões na média tensão da microrrede na operação off-grid. O aterramento da GD, que pode ser diretamente aterrada, aterrada por impedância ou até mesmo isolada, bem como o uso de transformadores entre a GD e as cargas da microrrede, deve ser avaliado.

Nas redes de distribuição instaladas na área de concessão da CEMIG é usual a ligação em delta no enrolamento de média tensão e a ligação em estrela aterrada no lado de baixa tensão para prover um ponto de aterramento do neutro para as cargas. Caso a microrrede seja conectada diretamente na baixa tensão, deve ser avaliado algum tipo de aterramento, via trafo de aterramento próprio ou pelo neutro da GD, para a condição operativa off-grid em que o transformador da concessionária que provia o caminho para a corrente de sequência zero não está mais conectado a microrrede.

G. Viabilidade econômica

Devido às dificuldades de ordem técnica, o sistema de proteção de uma microrrede pode se tornar tão complexo que o custo em viabilizá-lo não justificaria o investimento. Conforme [18], a tendência para proteção de microrredes é o uso de modernos relés digitais com capacidade de troca de informações e algoritmos mais elaborados que possuem custo elevado. O uso de disjuntores em cada terminal da linha de distribuição para garantir a seletividade dentro da rede também resulta em elevação dos custos. Uma forma de minimizar o impacto financeiro seria por meio de incentivos fiscais e tarifas de energia condizentes com o custo de instalação e manutenção do sistema de proteção aplicado. A tarifação em tempo real, possível através dos medidores

inteligentes presentes nas smartgrids, poderia também trazer benefícios de ordem econômica às microrredes.

IV. CONCLUSÕES

As microrredes são uma evolução natural da tecnologia de redes inteligentes. Vários de seus benefícios podem ser enumerados, entre eles a maior confiabilidade e eficiência energética, bem como a utilização das novas formas de energia limpa. Entretanto, antes que as microrredes se tornem parte do cotidiano da sociedade atual, é necessário que diversas questões, entre elas a proteção elétrica para as condições on-grid e off-grid, sejam bem esclarecidas e dominadas pelos engenheiros responsáveis pelo seu projeto e operação.

A proteção convencional utilizada nas atuais redes de distribuição de energia não será capaz de prover segurança operacional para as microrredes devido à característica bidirecional do fluxo de potência e à limitação de corrente de falta imposta pela eletrônica de potência presentes nas microrredes. Novas formas de se projetar o sistema de proteção deverão levar em consideração, além das questões acima, aspectos como seletividade e velocidade de atuação, de forma a garantir que a microrrede atenda a requisitos de qualidade de fornecimento de energia.

Proteções que utilizam algoritmos baseados em proteção diferencial e novos algoritmos que usam dos benefícios da troca de informações entre relés mostram-se promissores para serem aplicados na solução do problema. Contudo, questões como indisponibilidade ou falha de comunicação, faltas com alta impedância e limitações de ordem econômica devem ser tratadas. Todos estes aspectos estão atualmente sendo investigados pelos autores.

REFERÊNCIAS

- [1] Math H. J. Bollen, *The Smart Grid - Adapting the Power System to New Challenges*, Morgan & Claypool Publishers, 2011.
- [2] B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papathanassiou, and N. Hatziaargyriou, "Making Microgrids Work", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, no. 3, pp.40-53, 2008.
- [3] N. Hatziaargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, "Microgrids", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no. 4, pp. 78-94, 2007.
- [4] X. Zhou, T. Guo, and Y. Ma, "An Overview on Microgrid Technology", in: Int. Conf. Mechatronics and Automation, Beijing, China, 2015.
- [5] S. Conti, "Protection Issues and State of the Art for Microgrids with Inverted-Interfaced Distributed Generators", in: Int. Conf. Clean Electrical Power (ICCEP), Ischia, 14-16 Jun. 2001.
- [6] D. M. Falcão, "Smart Grids e Microrredes: O futuro já é presente", VIII Simpase – Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, Rio de Janeiro, 9-14 Aug. 2009.
- [7] M. R. Miveh, M. Gandomkar, S. Mirsaedi, M. R. Gharibdoosr, "A Review on Protection Challenges in Microgrids", in: Proc. 17th Conf. Electrical Power Distribution Networks (EPDC), Tehran, Iran, 2012.
- [8] S. Chowdhury, S.P. Chowdhury and P. Crossley, "Microgrids and Active Distribution Networks", The Institution of Engineering and Technology, London, UK, 2009.
- [9] C. M. Luiz, A. S. Braz, I. H. Pereira Jr., "Impactos da Geração Distribuída para Proteção dos Sistemas Elétricos", in: XI Seminário Técnico de Proteção e Controle (STPC), Florianópolis, SC, 18-21 Nov. 2012.
- [10] E. Sortomme, S. S. Venkata, and J. Mitra, "Microgrid Protection Using Communication-Assisted Digital Relays" – *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 4, pp. 2789-2796, Oct. 2010.
- [11] T. S. Ustun, C. Ozansoy, A. Zayegh, "Fault Current Coefficient and Time Delay Assignment for Microgrid Protection System with Central Protection Unit", – *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 28, No. 2, pp. 598-606, May 2013.
- [12] *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, IEEE Std. 1547, Jul. 2003.
- [13] *Specification for Semiconductor Processing Equipment Voltage Sag Immunity*, SEMI F47-0706 Std., Aug. 2012.
- [14] W. E. Feero, D. C. Dawson, and J. Stevens, "White Paper on Protection Issues of the Microgrids Concept" – Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, Mar. 2002.
- [15] M. Dewadasa, A. Ghosh and G. Ledwich, "Protection of Microgrids Using Differential Relays", in: 21st Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Brisbane, Australia, 25-28 Sept. 2011.
- [16] J. O. C. P. Pinto, F. B. Reis, and J. G. Rolim, "Identificação da Seção em Falta em uma Microrrede através de um Sistema Multiagente para Proteção", in: XII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI), Natal, Brasil, 25-28 Oct. 2015.
- [17] H. J. Laaksonen, "Protection Principles for Future Microgrids" - *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, No. 12, pp. 2910-2918, Dec. 2010.
- [18] E. Sortomme, G. J. Mapes, B. A. Foster, S. S. Venkata, "Fault Analysis and Protection of a Microgrid", in: 40th North American Power Symposium (NAPS), Calgary, Canada, 28-30 Sept. 2008.