



DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS: UMA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA SOBRE O TEMA

José Carlos de Melo Vieira Jr
SEL – EESC - USP
jcarlos@sc.usp.br

RESUMO

A instalação de geradores distribuídos nos sistemas de subtransmissão e de distribuição de energia elétrica deve ser precedida de uma série de estudos técnicos visando determinar condições de operação, controle e proteção desses geradores de forma a minimizar eventuais impactos negativos nos sistemas de energia elétrica como um todo. Assim, importantes requisitos técnicos devem ser satisfeitos de modo a garantir a operação segura e confiável da rede elétrica em sua totalidade. O objetivo deste artigo é contextualizar o problema de detecção de ilhamento, em seguida, apresentar uma revisão da literatura técnica sobre técnicas de detecção de ilhamento de geradores distribuídos.

Palavras-Chave: Geração distribuída; Proteção; Detecção de ilhamento; Sistemas de distribuição de energia elétrica.

ABSTRACT

Prior to the installation of distributed generators in power distribution systems, several technical studies must be performed in order to determine the generators most favorable operating, control and protection conditions that mitigate or even eliminated possible negative impacts that they may cause to the electrical grid. Thus, some important technical requirements must be met to ensure the safe and reliable operation of the distribution network. In this context, this paper initially aims to address the islanding detection issue and then it presents a literature survey regarding distributed generation islanding detection methods.

Keywords: Distributed generation; Protection; Islanding detection; Power distribution systems.

1 INTRODUÇÃO

O processo de reestruturação do setor de energia elétrica ocorrido em muitos países nos últimos anos diminuiu de maneira significativa, ou mesmo eliminou completamente, barreiras legais e econômicas ao surgimento de novos agentes geradores de energia, visando à melhoria das condições operativas dos sistemas de energia como um todo e aumentando a oferta, de forma a tornar competitivo o segmento de geração de energia elétrica (DENNY e DISMUKES, 2002). Como consequência dessas mudanças, tem crescido o número de geradores distribuídos conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica. Paralelamente à redução das barreiras legais, o desenvolvimento de novas tecnologias de geração de energia, o crescente

aumento da demanda, a necessidade de produzir energia sem degradar o meio ambiente e de aumentar a confiabilidade do suprimento interno aliado à redução de custos em alguns sistemas elétricos industriais (cogeração) são fatores que também contribuem para a expansão da geração distribuída em todo o mundo (CIGRÉ WORKING GROUP 37.23, 1999; JENKINS et al., 2000).

Neste contexto, a instalação de geradores distribuídos deve ser acompanhada da avaliação dos impactos que esses geradores podem causar na operação das redes de transmissão, subtransmissão e distribuição de energia. Para que a geração distribuída possa efetivamente contribuir para melhorar ou pelo menos não afetar adversamente o desempenho da operação das redes de energia elétrica é necessário determinar requisitos mínimos para controle, proteção, instalação e localização desse tipo de geração, os quais são definidos pelas concessionárias de energia elétrica e/ou órgãos reguladores do setor e devem ser obedecidos pelos proprietários dos geradores. Tais requisitos envolvem desde recomendações sobre os tipos e ajustes dos dispositivos de proteção no ponto de interconexão entre o gerador e a rede elétrica, até recomendações sobre o modo de controle do sistema de excitação dos geradores. Um dos requisitos que merece destaque determina que caso haja a perda do suprimento da concessionária em uma rede contendo geradores distribuídos, estes devem ser automaticamente desconectados dentro de um tempo pré-determinado e assim permanecer até que o fornecimento de energia seja restabelecido (CIGRÉ, 1999; CIRED WORKING GROUP 04, 1999; ELECTRICITY ASSOCIATION G75/1, 2003; CHOWDHURY et al., 2008). Este procedimento tem o objetivo de impedir a formação de ilhas energizadas pelos geradores distribuídos que estejam isoladas do restante do sistema elétrico. Esse tipo de evento, altamente indesejado pelas concessionárias de energia elétrica, é conhecido como ilhamento não intencional, e neste artigo será referido simplesmente como ilhamento.

Atualmente, os dispositivos mais comumente utilizados pelas concessionárias de energia elétrica para detecção de ilhamento são os relés baseados em medidas de tensão e de frequência (CIGRÉ, 1999; CIRED, 1999; ELECTRICITY ASSOCIATION, 2003). Após a ocorrência de um ilhamento, as tensões e a frequência do subsistema isolado variam dinamicamente dependendo dos desbalanços de potência ativa e reativa, isto é, da diferença entre as potências ativas e reativas geradas e consumidas. Quanto maiores esses desbalanços, maiores são as variações das tensões e frequência. Portanto, detectar grandes variações de tensão e frequência é um processo simples para o sistema de proteção e dessa forma a situação de ilhamento pode ser identificada facilmente. No entanto, caso os desbalanços de potência ativa e reativa sejam pequenos, as tensões e frequências não variam significativamente e a ocorrência de ilhamento pode ser detectada além do tempo requerido pela concessionária ou até mesmo não ser identificada, caracterizando um problema para a concessionária. Logo, dada a importância da detecção deste evento em redes de distribuição de energia elétrica com geração distribuída, este artigo visa discutir as principais implicações decorrentes de falhas na detecção de ilhamento e apresentar algumas técnicas propostas na literatura técnica para tentar solucionar o problema.

2 IMPACTOS DA NÃO DETECÇÃO DE ILHAMENTOS

Os problemas que a operação ilhada de geradores distribuídos pode trazer aos sistemas elétricos estão relacionados a aspectos de segurança, comerciais e técnicos. Alguns dos mais importantes são apresentados a seguir (WALLING e MILLER, 2002):

- A segurança do pessoal técnico da concessionária envolvido na operação e manutenção dos sistemas elétricos é gravemente ameaçada, uma vez que após a perda do suprimento da concessionária, parte da rede elétrica permanece energizada sem o conhecimento da mesma;
- A concessionária, usualmente, não tem controle da tensão e frequência dentro do sistema ilhado, uma vez que os geradores distribuídos normalmente não pertencem a ela. Assim, a qualidade da energia fornecida aos consumidores dentro da ilha energizada não pode ser garantida, embora a concessionária seja a responsável legal pela manutenção dos níveis de qualidade;
- Os dispositivos de proteção contra curtos-circuitos existentes dentro da ilha podem perder completamente a coordenação entre si, uma vez que ocorre a redução drástica das correntes de curto-circuito após a perda da conexão com a concessionária. Um exemplo genérico desta redução é apresentado na Figura 1. Nesta figura, mostra-se a forma de onda da corrente medida na extremidade inicial de um ramal de distribuição, na presença de um gerador síncrono distribuído qualquer e considerando operação ilhada e não ilhada (em paralelo com a concessionária). Na operação ilhada, a única fonte de energia das cargas desse ramal é o gerador distribuído. Em $t = 0,05$ segundo aplica-se um curto-circuito trifásico e observa-se a significativa redução da corrente de curto-circuito no caso de operação isolada (ou ilhada) da concessionária. Este exemplo é genérico e o módulo da corrente de curto-circuito depende dos parâmetros dos geradores, das impedâncias do sistema elétrico e do nível de tensão pré-falta;
- O subsistema ilhado pode apresentar aterramento inadequado para sua operação, pois a perda da conexão com a concessionária pode torná-lo não aterrado. Com isso, a ocorrência de curtos-circuitos fase a terra é de difícil ou impossível detecção pelos relés de sobrecorrente, pois a corrente de curto-circuito torna-se muito pequena ou nula. Logo, a não detecção desse tipo de defeito permite que o sistema opere continuamente, prejudicando a isolação dos cabos e equipamentos conectados às fases, uma vez que aparecem sobretensões da ordem de 1,73 vezes a tensão nominal de fase se o curto-circuito for franco, ou até de 6 a 8 vezes esse valor se o defeito for intermitente. Além disso, há o risco de múltiplos curtos-circuitos fase a terra e o aparecimento de sobretensões transitórias (IEEE, 1993, 2001);
- Em sistemas de subtransmissão de energia elétrica existem linhas com religamento automático, assim como em sistemas de distribuição há religadores automáticos cuja função é religar a linha ou o trecho do sistema elétrico que foi desconectado após a ocorrência de uma falta. Assim, os geradores distribuídos podem sofrer graves danos caso ocorra a reconexão da ilha ao sistema elétrico, estando os mesmos fora de sincronismo com a rede elétrica. Adicionalmente, elevadas correntes podem surgir

nesses casos, danificando outros equipamentos elétricos conectados na rede ilhada. Como um exemplo genérico desse impacto, na Figura 2, apresenta-se o transitório de corrente em uma das fases de um gerador síncrono qualquer quando ocorre o religamento em que as tensões da rede e do gerador estão defasadas. Este exemplo representa um caso extremo em que as tensões estão 180° defasadas. O religamento ocorre no instante $t = 50$ ms. Além de danos físicos nos equipamentos, elevadas correntes podem causar a atuação indevida de relés de sobrecorrente e fusíveis da rede elétrica. Observa-se que o pico da corrente atinge valores próximos de 12 pu, sendo comparáveis aos níveis de corrente de curto-circuito trifásico;

- Ilhas energizadas podem interferir na restauração manual ou automática do suprimento de energia aos consumidores.

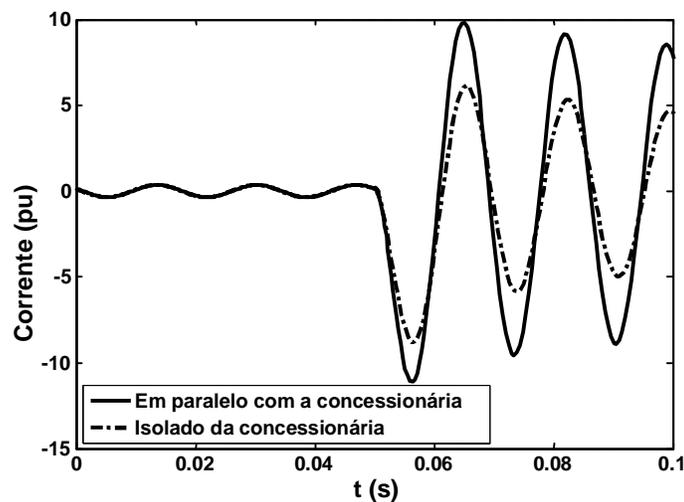


Figura 1 - Corrente no ramo de distribuição de energia antes e depois do ilhamento, antes e após a ocorrência de um curto-circuito trifásico.

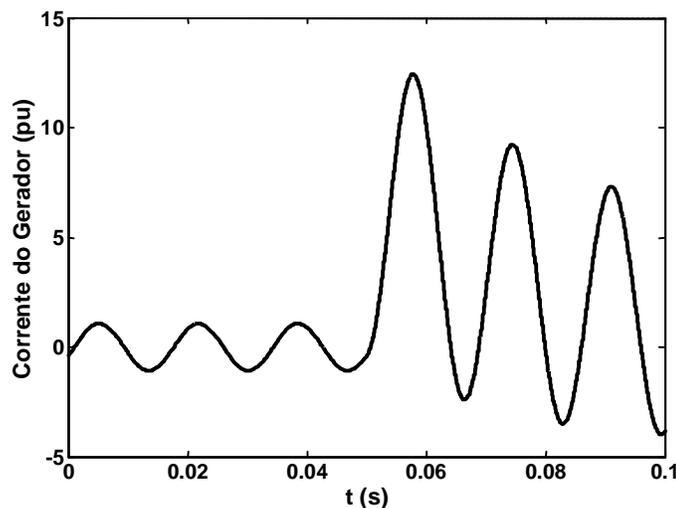


Figura 2 - Religamento de um gerador síncrono fora de sincronismo com a concessionária: forma de onda de corrente do gerador.

Os aspectos mencionados anteriormente constituem uma forte motivação para a aplicação de técnicas de detecção de ilhamento. Existem várias propostas para este fim e, nas seções seguintes, algumas das principais técnicas são discutidas.

3 TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

As técnicas empregadas para detecção de ilhamento são classificadas em função de seus princípios operativos. Existem duas classes principais que são subdivididas em subclasses. Dentro de cada subclasse existem diversas técnicas de detecção e a escolha de uma ou mais delas depende de sua viabilidade técnica e econômica. Uma visão geral dessa classificação é apresentada a seguir (XU et al., 2004).

3.1 *Técnicas Remotas*

Essas técnicas envolvem algum tipo de comunicação entre a concessionária, os dispositivos de proteção e manobra presentes na rede elétrica e os geradores distribuídos. A principal vantagem do emprego dessas técnicas é a elevada eficácia na identificação de situações de ilhamento. Como desvantagens estão os altos custos da instalação, uma vez que envolve o uso de esquemas sofisticados de comunicação, controle e aquisição de dados. Dessa forma, torna-se uma opção pouco atraente para pequenos geradores distribuídos. As principais técnicas remotas são relacionadas nos itens seguintes:

- Técnicas baseadas em sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*):

Embora sistemas do tipo SCADA sejam muito utilizados em redes de transmissão em virtude da rápida resposta frente a anomalias na rede (YIN et al., 2004), tais sistemas ainda são pouco empregados em redes de distribuição devido ao alto custo. Em esquemas de proteção contra ilhamento, a ideia é monitorar os estados de todos os disjuntores da rede elétrica desde a subestação da concessionária até os geradores distribuídos. Na ocorrência de um evento que provoque um ilhamento, o sistema SCADA identifica a área isolada e um esquema de teleproteção pode ser utilizado para comandar o desligamento dos geradores distribuídos (YIN et al., 2004). Embora seja eficiente, os custos da implantação desse sistema são elevados e tendem a crescer conforme a complexidade da rede aumenta, pois também aumenta o número de disjuntores que devem ser monitorados.

- Técnicas Baseadas em Sistema PLCC (*Power Line Carrier Communication*):

O funcionamento básico deste tipo de esquema envolve um gerador de sinais conectado ao secundário do transformador da subestação da concessionária, o qual envia, continuamente, sinais de baixa frequência (tipicamente inferiores a 500 Hz) para todos os alimentadores (YIN et al., 2004; ROPP et al., 2000). Todos os geradores distribuídos devem ser equipados com receptores desses sinais. Os sinais trafegam pela própria rede elétrica e se algum gerador distribuído não recebe o sinal enviado pelo transmissor instalado na subestação, o sistema interpreta como uma condição de ilhamento, pois o circuito que interliga a subestação ao gerador distribuído foi interrompido. Logo, o gerador distribuído é imediatamente desconectado. Entre as vantagens do sistema PLCC destacam-se a sua confiabilidade, uma vez que existe apenas um transmissor de sinais envolvido, e sua facilidade de implementação reforçada pelo fato de que mudanças na topologia da rede

elétrica não afetam o desempenho do sistema. Entre as desvantagens estão os elevados custos do transmissor e do receptor de sinais, sobretudo do primeiro, pois é um dispositivo para ser instalado em média tensão.

Seguindo a ideia de usar a própria rede de distribuição de energia como meio de comunicação, em (XU et al., 2007) os autores propõem um esquema baseado no conceito de teleproteção que opera da seguinte forma: na subestação de distribuição existe um gerador de sinais que transmite constantemente sinais de alta frequência (centenas de Hertz) via rede de distribuição. Em cada gerador distribuído existe um receptor para esses sinais, que, se não forem recebidos, existe a indicação de ocorrência de ilhamento, com a consequente desconexão imediata dos geradores. Os autores realizaram diversos testes em simulação e em campo para poder identificar quais fatores influenciaram a transferência do sinal e também desenvolveram algoritmos de detecção do mesmo. Os resultados apresentados no trabalho foram muito promissores, no entanto, até o momento, não há registros de que o método tenha sido implementado em sistemas de distribuição.

- Rede de Comunicação de Dispositivos de Proteção

Segundo este esquema, todos os dispositivos usados em esquemas de proteção anti-ilhamento de diferentes geradores distribuídos são interligados por uma rede de comunicação e necessitam trocar informações para minimizar a possibilidade de falsa operação e aumentar a capacidade de detecção. Um exemplo de aplicação desta técnica é apresentado em (BRIGHT et al., 2001). No referido trabalho, apresenta-se a ideia de uma rede de comunicação estabelecida entre relés tipo taxa de variação de frequência (df/dt). A proposta é instalar um relé tipo df/dt na subestação principal, que emite sinais com a informação da taxa de variação da frequência medida naquele ponto, juntamente com um sinal de bloqueio. Esses sinais são enviados a todos os outros relés tipo df/dt instalados nos geradores distribuídos, sendo que o sinal de bloqueio, quando recebido, inibe a atuação desses relés. Ao ocorrer uma variação da frequência da rede elétrica, os relés dos geradores distribuídos comparam a taxa de variação da frequência recebida (a qual foi medida na subestação) com sua própria medida. Caso haja diferença entre esses dois valores, o sistema de proteção constata a ocorrência de um ilhamento e o sinal de bloqueio desaparece, habilitando os relés dos geradores distribuídos a operar normalmente para abrir os respectivos disjuntores. Destaca-se que, em princípio, o uso desta técnica não melhora a capacidade de detecção de ilhamento do relé diretamente, apenas diminui a possibilidade de falsa operação devido a perturbações no sistema de transmissão.

Em ISHIBASHI e outros(2004) é apresentado um sistema de detecção de ilhamento baseado na diferença angular entre a tensão da subestação e a tensão do gerador distribuído. Este sistema utiliza dois tipos de equipamentos: o primeiro é localizado na subestação e mede a fase da tensão da rede elétrica, enquanto que o segundo localiza-se no gerador distribuído e tem a capacidade de medir o ângulo da tensão do gerador e detectar o ilhamento. Esses dois equipamentos são conectados via Intranet, utilizando comunicação TCP/IP. A lógica implementada para a detecção do ilhamento avalia se há variação da diferença angular entre a tensão da subestação e do gerador distribuído em diferentes instantes e, em caso positivo, acusa a ocorrência do ilhamento e comanda o desligamento do gerador. Os autores desenvolveram um protótipo para avaliar o método, o qual se mostrou capaz de detectar ilhamentos em situações de desbalanços de potência ativa da ordem de 1%. A implantação desse método pode se tornar onerosa em redes de distribuição complexas, pois

como nessas redes os pontos de conexão de geradores distribuídos podem mudar com a reconfiguração do sistema, torna-se necessário instalar unidades de medida de ângulo em mais de uma subestação. Também ainda não há relatos de aplicação comercial desta técnica. Adicionalmente, não é simples determinar o valor da diferença angular que deve ser usado para ativar esse esquema.

3.2 *Técnicas Locais*

O princípio básico das técnicas locais é detectar o ilhamento usando medidas de tensões e correntes (ou outra grandeza elétrica) disponíveis no local de instalação do gerador distribuído. Essas técnicas se dividem em passivas e ativas, as quais são abordadas nos itens seguintes:

- Técnicas Passivas

São técnicas baseadas em medidas de grandezas elétricas no ponto de interconexão entre o gerador distribuído e o sistema elétrico, sendo que o ilhamento é identificado se houver variações significativas das grandezas medidas.

Os esquemas de proteção contra ilhamento que empregam relés baseados em medidas de frequência são os mais difundidos dentro das técnicas passivas (JENKINS et al., 2000; XU, et al., 2004; YIN et al., 2004). Se existe um grande desbalanço de potência ativa entre a geração e a carga da rede ilhada, após o ilhamento ocorre uma variação significativa da frequência elétrica do subsistema isolado. De maneira geral, são esquemas bastante atrativos, sobretudo pelo baixo custo e fácil instalação, no entanto seu desempenho é prejudicado caso a diferença entre geração e carga seja pequena. A escolha dos ajustes dos dispositivos de proteção que compõem esse esquema deve ser cuidadosamente realizada para minimizar a ocorrência de atuação indevida, que pode ocorrer em razão de chaveamentos de cargas ou curtos-circuitos, por exemplo. Relés de sub e sobrefrequência são muito utilizados nesse tipo de esquema de proteção. Um outro tipo de relé baseado em medida de frequência muito utilizado em esquemas de proteção anti-ilhamento é o relé de taxa de variação de frequência (df/dt), pois acelera a detecção do ilhamento, sobretudo quando a frequência varia lentamente (JENKINS et al., 2000; XU, et al., 2004). Relés de deslocamento de fase, conhecidos como "Salto de Vetor", também são empregados para detecção de ilhamentos em geração distribuída (JENKINS et al., 2000; XU, et al., 2004). Eles operam quando o deslocamento do ângulo da tensão da barra do gerador excede um valor de ângulo ajustado no dispositivo. Apesar de serem muito utilizados esses relés podem não detectar o ilhamento caso haja equilíbrio entre a potência ativa consumida e gerada na ilha formada.

Esquemas de proteção contra ilhamentos que empregam relés baseados em medidas de tensão também são utilizados em geração distribuída (YIN et al., 2004; ISHIBASHI et al., 2004). A intensidade da variação da tensão está fortemente relacionada ao valor do desbalanço de potência reativa no sistema ilhado. Logo, quanto maior a diferença entre a geração de reativos e a porção reativa da carga do sistema, mais eficaz será o esquema de proteção baseado em medida de tensão. Os relés mais empregados são os de sub e sobretensão.

Além das técnicas passivas convencionais, as quais utilizam medidas de tensão e frequência, existe a possibilidade de serem empregados outros sinais para detectar ilhamentos. Como exemplo, há um método que

monitora a variação da potência ativa (dP/dt) fornecida pelo gerador (FUNABASHI et al., 2003; REDFERN et al., 1993). Esta técnica se baseia no princípio de que a taxa de variação da potência ativa do gerador é muito maior em uma situação de ilhamento do que em condições normais de chaveamento de cargas. Resultados práticos mostraram que o método é válido quando o desbalanço entre geração e cargas na rede ilhada é grande, enquanto que apresentou desempenho ruim quando há equilíbrio entre geração e carga. Uma desvantagem desta técnica é a dificuldade de encontrar os ajustes mais adequados de dP/dt em sistemas de geração distribuída em que a variação da potência de saída do gerador é característica inerente, como por exemplo, geração eólica.

Existem também propostas de esquemas de proteção adaptativos usando relés baseados em medidas de frequência para a detecção de ilhamento. Neste contexto, em Salles et al. (2011) propõe-se um esquema adaptativo *off-line* que altera os ajustes dos dispositivos de proteção anti-ilhamento, conforme o desbalanço de potência ativa nas possíveis ilhas varia ao longo de um período de tempo. Em simulações computacionais, os resultados foram satisfatórios sendo que as condições de ilhamento foram detectadas durante grande parte do período de observação. O principal desafio à aplicação do método proposto é o conhecimento da variação da carga. Como o método não emprega ferramentas on-line, o mesmo deve receber informações sobre a curva de carga do alimentador. Logo, seu desempenho depende da fidelidade dessas informações.

Embora haja várias técnicas passivas, nenhuma delas é completamente eficaz para detectar ilhamento para todas as condições operativas do gerador e do sistema elétrico. Isso faz com que essas técnicas tenham zonas de não detecção (VIEIRA et al., 2008; MEIRA et al., 2008) que podem assumir tamanhos diferentes em função dos ajustes dos dispositivos de proteção. Quanto menos sensíveis os ajustes de forma a evitarem falsa operação dos dispositivos de proteção, maior é a zona de não detecção, conseqüentemente, pior é o desempenho do sistema de proteção anti-ilhamento (VIEIRA et al., 2008). Logo, em se tratando das técnicas passivas, o grande desafio é minimizar as zonas de não detecção. Com esse intuito, surgiram as técnicas ativas com zonas de não detecção muito pequenas ou até irrelevantes. Este tópico é discutido na seção seguinte.

- Técnicas Ativas

As técnicas ativas utilizadas na detecção de ilhamento requerem que o gerador distribuído injete sinais que provoquem pequenos distúrbios no sistema elétrico, sob os quais o sistema apresentará um comportamento diferente entre as condições de operação interligada com a concessionária e operação quando estiver isolado (ilhamento). Algumas das principais técnicas ativas são brevemente discutidas nesta seção.

Normalmente, a impedância do sistema "vista" pelo gerador distribuído aumenta após o ilhamento. Logo, a medida de impedância pode ser empregada como uma técnica para a detecção de ilhamento (KANE et al., 1999). De acordo com esta técnica, um sinal de alta frequência é injetado no sistema por um transmissor instalado junto com o gerador distribuído. Este sinal é utilizado para realizar a medida da impedância do sistema. A principal vantagem dessa técnica é sua independência em relação aos desbalanços de potência ativa e reativa na ilha formada. No entanto, seu desempenho é prejudicado quando há mais geradores distribuídos na rede utilizando o mesmo método, pois a interferência entre os sinais injetados por todos eles pode prejudicar o valor de impedância medido.

Outra ideia para detectar ilhamentos que emprega uma técnica de monitoramento da variação da potência reativa do gerador é proposta em (MOTOHASHI et al. 1999). Esse trabalho propõe um método em que se injeta um sinal de pequena amplitude para variar a tensão do gerador, e monitora-se a frequência elétrica do gerador síncrono. Em caso de ilhamento, as variações da frequência são significativas, ao passo que são desprezíveis caso o gerador esteja interligado à concessionária. A principal vantagem dessa técnica é a detecção do ilhamento para todos os níveis de desbalanço de potência ativa e reativa, podendo ser empregada como complemento às técnicas passivas baseadas em medidas de frequência. As desvantagens são o alto custo, sobretudo no método que emprega um filtro ativo, e a lenta operação, uma vez que testes em campo mostraram tempos de atuação superiores a 1 segundo. Assim, seus desempenhos são aceitáveis em sistemas elétricos cujos tempos requeridos para a detecção do ilhamento e desconexão do gerador síncrono sejam superiores a 1 segundo.

Outra técnica ativa se baseia na detecção de variações da tensão terminal do gerador e da potência reativa entregue à rede elétrica (KIM et al., 2000). Esta técnica é mais adequada para ser aplicada em geradores síncronos, pois necessita do regulador de tensão da máquina. A ideia fundamental é provocar variações na tensão do gerador síncrono e monitorar a potência reativa do mesmo. Se o gerador estiver ilhado, uma variação de sua tensão provocará grandes variações na potência reativa de saída, ao passo que se ele estiver operando interligado com a concessionária, as variações na potência reativa de saída serão pequenas. Dessa forma, essa técnica identifica a ocorrência do ilhamento. Tal como a técnica descrita anteriormente, esta, em princípio, não depende do desbalanço de potência ativa e reativa da rede ilhada. Contudo, ela também está sujeita a problemas de desempenho causados pela interferência de sinais caso existam mais geradores distribuídos na rede utilizando o mesmo esquema de proteção contra ilhamento. Segundo YIN e outros (2004), esse tipo de esquema é lento e, devido a isso, recomenda-se que seja usado como esquema de retaguarda para técnicas mais rápidas.

A discussão de técnicas ativas para detecção de ilhamento em sistemas de geração distribuída com inversores pode ser encontrada em (YIN et al., 2004). Entre essas técnicas destacam-se aquelas que injetam sinais de forma a alterar o ângulo de fase e conseqüentemente, a frequência da corrente de saída do inversor. Essas alterações desestabilizarão o gerador distribuído caso ocorra o ilhamento. As principais técnicas que utilizam esse princípio são (STEVENSON et al., 2000; JOHN et al., 2004): SMS (*Slip-mode frequency shift*), AFD (*Active Frequency Drift*) e APS (*Automatic Phase-shift*).

4 Considerações Finais

Com base nos fatos expostos nas subseções anteriores, observou-se que o procedimento usual adotado pelas concessionárias de um modo geral é exigir o desligamento do gerador distribuído imediatamente após a detecção de uma situação de ilhamento. No caso de autoprodutor de energia elétrica, exige-se que o paralelismo entre o sistema autoprodutor e a concessionária seja desfeito após a detecção do ilhamento, permanecendo esse sistema suprindo energia apenas para suas cargas internas. Portanto, essas

medidas impedem que geradores distribuídos operem de forma isolada da concessionária para fornecer energia elétrica aos seus consumidores.

Além dos métodos de detecção de ilhamento apresentados, existem estudos que ressaltam a importância da operação isolada de geradores distribuídos após a ocorrência do ilhamento como fator de aumento da confiabilidade do suprimento da energia aos consumidores da concessionária (XU et al., 2004; TRINDADE et al., 2010). A ideia principal abordada nesses trabalhos é o desenvolvimento de estratégias para realizar a alteração automática dos controles dos geradores distribuídos após o ilhamento, de forma a manter os níveis de tensão e frequência dentro do sistema ilhado, garantindo o suprimento de energia às cargas mais importantes daquele sistema. A alteração automática dos modos de controle dos geradores se inicia após a detecção do ilhamento, logo técnicas de detecção de ilhamento são essenciais para que as idéias sugeridas nos referidos trabalhos sejam bem sucedidas. Embora as técnicas apresentadas anteriormente sugerirem o desligamento do gerador distribuído após a detecção do ilhamento, todas elas podem ser utilizadas nos casos de ilhamento intencionais para a formação de macro e micro-redes sustentadas. Assim, uma vez que o ilhamento intencional se torne um procedimento permitido pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, tem-se, portanto, um novo desafio à operação da geração distribuída: o uso de técnicas de detecção de ilhamento aliado a métodos para a manutenção de ilhas energizadas estáveis e com qualidade da energia elétrica dentro dos padrões normativos.

REFERÊNCIAS

BRIGHT, C. G. COROCOF: Comparison of rate of change of frequency protection. A solution to the detection of loss of mains. In: IEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION, 7., 2001, Amsterdam. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 70-73.

CIREN WORKING GROUP 04. Dispersed generation. **CIREN Preliminary Report for Discussion at CIREN Nice 1999**. 1999. 42 p. Disponível em: <<http://www.cired.be>>. Acesso em: 20 dez. 2005.

CIGRÉ WORKING GROUP 37.23. Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system. **CIGRÉ Technical Report**. Paris, 1999. 50 p.

CHOWDHURY, S. P.; CHOWDHURY S.; TEN, C. F.; CROSSLEY, P. A. Islanding Protection of Distribution Systems with Distributed Generators - A Comprehensive Survey Report. In: 2008 IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING - CONVERSION AND DELIVERY OF ELECTRICAL ENERGY IN THE 21ST CENTURY, 2008, Pittsburg. **Proceedings...**[S. l.: s. n.]. p. 1-8.

CPFL ENERGIA. **GED33**: Ligação de autoprodutores em paralelo com o sistema de distribuição da CPFL. Campinas, 2005. 27 p.

DENNY, F. I., DISMUKES, D. E. **Power System Operations and Electricity Markets**. Boca Raton: CRC Press, 2002. 152 p.

ELECTRICITY ASSOCIATION G75/1. Recommendations for the connection of embedded generating plant to public distribution systems above 20 kV or with outputs over 5 MW. **Electricity Association Standard**, London, 2003.

FUNABASHI, T.; KOYANAGI, K.; YOKOYAMA, R. A Review of Islanding Detection Methods for Distributed Resources. In: IEEE BOLOGNA POWERTECH CONFERENCE, 2003, Bologna. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. 6 p.

IEEE. **Std 141:** IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. New York, 1993.

IEEE. **Std 242:** IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Commercial and Industrial Power Systems. New York, 2001.

IEEE. **Std 1547:** IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. New York, June 2003.

ISHIBASHI A.; IMAI M.; OMATA, K.; SATO, S.; TAKAGI, T.; NAKACHI, Y.; OGAWA, S. New type of islanding detection system for distributed generation based on voltage angle difference between utility network and distributed generation site. In: IEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION, 8., 2004, Amsterdam. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 542-545.

JENKINS, N.; CROSSLEY, P.; KIRSCHEN, D.; STRBAC, G. **Embedded Generation**. London: The Institution of Electrical Engineers (IEE), 2000. 292 p.

JOHN, V.; YE, Z.; KOWALKAR, A. Investigation of Anti-Islanding Protection of Power Converter Based Distributed Generators Using Frequency Domain Analysis. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 19, n. 5, p. 1177–1183, Sep. 2004.

KANE, P. O.; FOX, B. Loss of Mains Detection for Embedded Generation by System Impedance Monitoring. In: IEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION, 6., 1997, Nottingham. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 95-98.

KIM, J-E; HWANG, J-S. Islanding Detection Method of Distributed Generation Units Connected to Power Distribution Systems. In: IEEE POWER SYSTEM TECHNOLOGY CONFERENCE, 2000, Perth. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 643-647.

KATIRAEI, F.; IRAVANI, M. R.; LEHN, P. W. Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n. 1, p. 248-257, Jan 2005.

MEIRA, P.; Salles, D.; GRILO, A. P.; FREITAS, W.; VIEIRA, J. C. M. Investigation of the Islanding Detection of Induction Generators. In: 2009 IEEE POWER & ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, Calgary. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 1-6.

MOTOHASHI, J.; ICHINOSE, T.; ISHIKAWA, T.; NAKAZAWA, C.; FUKAI, H.; CHIHARA, I. Comparison of digital simulation and field test results of islanding detection system for synchronous generators. In: IEEE PES WINTER MEETING, 1999, New York. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 931-936.

NIGIM, K. A.; HEGAZY, Y. G. Intentional islanding of distributed generation for reliability enhancement. In: 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2003, Toronto. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 2446-2451.

REDFERN, M. A.; USTA, O.; FIELDING G. Protection against loss of utility supply for a dispersed storage and generation unit. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8, n. 3, p. 948-954, July. 1993.

ROPP, M. E.; AAKER, K.; HAIGH, J.; SABBABH, N. Using power line carrier communication to prevent islanding. In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE, 28, 2000, Anchorage. **Proceedings...**[S. l.: s. n.]. p. 1675-1678.

STEVENS, J.; BONN, R.; GINN, J.; GONZALEZ, S. Development and Testing of an Approach to Anti-Islanding in Utility-Interconnected Photovoltaic Systems, Sandia National Laboratories, **Technical Report SAND 2000-1939**, Aug. 2000, 58 p.

SALLES, D.; PITOMBO, S. O.; VIEIRA JUNIOR, J. C. M. ; FREITAS, W. An Off-line Adaptive Method for Adjusting Anti-Islanding Protection of Distributed Generators. In: 2011 IEEE POWER & ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2011, Detroit. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. 6 p.

TRINDADE, F. C. L.; MEIRA, P. C. M.; FREITAS, W.; VIEIRA, J.C.M. . Control Systems Analysis of Industrial Plants with Synchronous Generators During Islanded Operation. In: 2010 IEEE PES GENERAL MEETING, 2010, Minneapolis. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 1-8.

VIEIRA J. C. M.; FREITAS, W.; XU, W.; MORELATO, A. An Investigation on the Nondetection Zones of Synchronous Distributed Generation Anti-Islanding Protection, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 2, p. 593-600, Apr. 2008.

WALLING, R. A.; MILLER, N. W. Distributed Generation islanding – implications on power system dynamic performance. In: 2002 IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 1., 2002, Chicago. **Proceedings...**[S. l.: s. n.]. p. 92-96.

XU, W.; ZHANG, G.; LI, C.; WANG, W. A Power Line Signaling Based Technique for Anti-Islanding Protection of Distributed Generators-Part I: Scheme and Analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 22, n. 3, p. 1758-1766, July 2007.

XU, M.; MELNIK, R. V. N.; BORUP, U. Modeling anti-islanding protection devices for photovoltaic systems. **Renewable Energy**, v. 29, n. 15, p. 2195-2216, Dec. 2004.

XU, W.; MAUCH, K.; MARTEL, S. An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Methods and Issues for Canada. **Report #CTEC-Varenes 2004-074 (TR)**, CANMET Energy Technology Centre – Varenes, Natural Resources Canada, July 2004, 53 p.

YIN, J.; CHANG, L.; DIDUCH, C. Recent Developments in Islanding Detection for Distributed Power Generation. In: LARGE ENGINEERING SYSTEMS CONFERENCE ON POWER ENGINEERING (LESCOPE-2004), 2004, Halifax. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 124-128.

ZEINELDIN, H.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, A. M. M. Intentional Islanding of Distributed Generation. In: 2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005b, San Francisco. **Proceedings...** [S. l.: s. n.]. p. 653-659.