

Controle da Geração Solar Através de Fasores Sincronizados no Tempo

Michael Mills-Price, Mesa Scharf e Steve Hummel, *PV Powered*

Michael Ropp e Dij Joshi, *Northern Plains Power Technologies*

Greg Zweigle, Krishnanjan Gubba Ravikumar e Bill Flerchinger, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Sumário—Os sistemas fotovoltaicos (“Photovoltaic” – PV) baseados na energia solar consistem numa fonte de geração distribuída (GD) que está em rápida ascensão e é conectada ao sistema de potência da distribuição. A GD baseada nos sistemas PV apresenta desafios para a qualidade de energia e confiabilidade do sistema. Um dos principais desafios é o controle do ilhamento. Pesquisas estão sendo efetuadas para desenvolver melhores métodos práticos anti-ilhamento para todas as condições de desbalanço (“mismatch”) de potência. Os sincrofases fornecem meios precisos para detectar condições de ilhamento por meio de medições precisas de uma área ampla baseadas na sincronização dos tempos. Este artigo apresenta um sistema de detecção de ilhamento para GD baseada em PV. O sistema utiliza os dados dos sincrofases coletados em pontos locais e remotos para detectar a condição de ilhamento. O trabalho apresenta de que forma os sincrofases são usados para controlar a GD durante tais condições. O artigo também discute a modelagem do sistema de potência usando um Simulador Digital em Tempo Real (“Real Time Digital Simulator” – RTDS[®]) e testes com *loop* fechado do sistema de detecção de ilhamento baseado nos sincrofases, incluindo o sistema de distribuição de potência e o inversor baseado em PV. A eficácia do sistema foi testada experimentalmente num sistema de potência energizado.

viabilizar a geração solar de alta densidade através de um método baseado em controladores e inversores avançados e altamente confiáveis, além de sistemas de gerenciamento de energia e hardware equilibrado. “PV Powered”, um fabricante de inversores solares conectados à rede, montou uma equipe multifuncional formada por um fornecedor de equipamentos, uma empresa de comunicação, uma empresa de consultoria de engenharia e uma concessionária de energia elétrica visando melhorar a confiabilidade dos inversores, aumentar a eficiência do sistema através de um rastreamento avançado do ponto de máxima potência, melhorar o prognóstico da energia solar, aperfeiçoar a visibilidade do sistema e projetar sistemas de controle e detecção de ilhamento mais inteligentes.

O controle do ilhamento é um dos principais tópicos deste artigo. Quando a parcela do sistema de potência conectada a uma fonte PV for ilhada do sistema de transmissão principal, a fonte também tem que ser desconectada da porção ilhada da rede elétrica. Uma falha no desligamento da fonte compromete a segurança das equipes de trabalho, a qualidade de energia, e pode causar religamento fora de fase. A Norma IEEE 1547 (“Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”) define os requisitos para integração das fontes de geração distribuída que têm uma capacidade agregada de 10 MVA, ou menos, à rede de energia elétrica principal. A Norma IEEE 1547 especifica que uma fonte tem que ser desconectada do sistema ilhado em até 2 segundos.

I. INTRODUÇÃO

Na última década, a capacidade solar total dos Estados Unidos aumentou em mais de 300%, atingindo o montante de 2 GW. Nos próximos cinco anos, uma capacidade adicional instalada de 2,5 GW será necessária simplesmente para atender aos portfólios de energia renovável exigidos pelo Estado [1]. Em 2009, a capacidade solar mundial aumentou em 7 GW, atingindo um total de 22 GW. A conexão desta nova fonte de energia ao sistema de potência existente consiste num importante desafio para a engenharia. Um gerador baseado na energia solar não responde às variações das condições do sistema elétrico da mesma forma que um gerador síncrono tradicional baseado em hidrocarboneto. Mesmo na ausência de transitórios elétricos, a fonte solar tem características exclusivas, tais como resposta de alta velocidade (baixa inércia) e taxas elevadas da rampa de potência. A instalação em larga escala das fontes fotovoltaicas (“Photovoltaic” – PV) requer meios mais confiáveis para interconexão com a rede de energia elétrica principal.

Recentemente, o Departamento de Energia dos Estados Unidos coordenou diversas equipes de engenharia no desenvolvimento dessas novas tecnologias para conexão à rede elétrica. Este programa, denominado SEGIS (“Solar Energy Grid Integration Systems”), tem como objetivo

II. MÉTODOS DE CONTROLE DO ILHAMENTO

O desenvolvimento de um melhor sistema de controle e detecção de ilhamento consiste numa necessidade particularmente urgente, uma vez que os métodos existentes para atender aos requisitos da Norma IEEE 1547 foram criados baseando-se no fato de que a geração distribuída (GD) representava um percentual pequeno da capacidade de geração total. As taxas de crescimento da geração baseada na luz solar têm potencial para contestar a validade desta suposição. Nos métodos existentes, os inversores da geração solar tomam as decisões de ilhamento baseando-se em dados locais como frequência e tensão, sem usar as informações de uma área ampla. Portanto, é difícil melhorar os métodos existentes, como por exemplo, habilitando o inversor para diferenciar entre uma interrupção de energia da concessionária, que requer o anti-ilhamento, e uma perturbação transitória, que pode receber suporte mantendo-se conectado o gerador baseado na energia solar. As informações de uma área ampla

disponibilizadas pelos fasores sincronizados no tempo, ou sincrofasores, fornecem as medições necessárias para aperfeiçoar esses métodos [2].

O uso da tecnologia dos sincrofasores para controle do ilhamento tem vantagens em relação aos métodos existentes. Por exemplo, um método de detecção de ilhamento existente para sistemas PV distribuídos usa uma abordagem “perturb-and-observe”. O inversor injeta ativamente um componente do sinal, tal como a frequência. Quando conectado à rede, esta perturbação tem pouco efeito. Quando desconectado da rede, a frequência varia de acordo com a perturbação e o inversor. O inversor, ao detectar a frequência excessiva, declara uma condição de ilhamento. Um dos problemas deste método é seu efeito negativo na qualidade de energia. Outro problema é que à medida que o número de geradores PV aumenta, o acoplamento entre eles baseado no desvio da frequência pode provocar uma falsa detecção de ilhamento. Um problema final é que este método pode não detectar o ilhamento suficientemente rápido para todas as condições de desbalanço de potência. Para os esquemas de detecção local, é difícil detectar o ilhamento num tempo oportuno se o desbalanço de potência (ativa e reativa) entre a fonte e a carga local for pequeno.

Um segundo método existente utiliza a transmissão do estado dos disjuntores, detectores de fase aberta e comandos de trip para detectar o ilhamento e isolar a fonte. Este esquema de transferência de trip é simples em conceito, mas tem que ser adaptado às variações da topologia do sistema de potência. À medida que mais geradores solares forem conectados ao sistema, a confiabilidade é prejudicada em função dos links de comunicação adicionais. Neste método, as únicas informações disponíveis sobre o estado da linha de distribuição entre o inversor e a fonte são referentes à sua conectividade, sem ângulo e magnitude do sinal. Portanto, este método não fornece as informações necessárias para melhorias futuras em que o inversor fornece funções para suporte da rede.

Os sincrofasores permitem a melhoria desses métodos uma vez que as informações de uma área ampla são disponibilizadas para cada inversor. O uso das informações obtidas a partir de áreas mais amplas resulta em melhores decisões de controle. Além disso, os caminhos das comunicações são simplificados porque, dentro de uma área ampla, somente alguns sinais selecionados precisam ser monitorados. Finalmente, um sistema que usa as medições dos sincrofasores não requer um esforço excessivo das tensões, potência ou frequência conectadas.

III. SINCRÓFASORES PARA CONTROLE DO ILHAMENTO DOS SISTEMAS PV

Os esquemas de anti-ilhamento baseados nos sincrofasores para GD foram reportados em literaturas anteriores, incluindo [3]. Os resultados deste artigo estendem o trabalho anterior até o sistema de distribuição e incluem os efeitos de um inversor ao invés de uma máquina síncrona, a modelagem detalhada no Programa de Transitórios Eletromagnéticos (“Electromagnetic Transients Program” – EMT) e Simulador Digital em Tempo Real (“Real Time Digital Simulator” – RTDS[®]), e um teste de

campo dos algoritmos efetuado na PGE (“Portland General Electric”).

O trabalho anterior sobre este esquema anti-ilhamento baseado nos sincrofasores focou nos sistemas baseados nos geradores síncronos [3] [4]. A geração solar usa tipicamente a conversão de potência baseada em inversores. As usinas de energia solar são normalmente consideradas pequenas em termos de potência de saída e são conectadas aos alimentadores secundários ao invés dos alimentadores primários do sistema de distribuição. Devido aos baixos valores nominais de potência e à natureza dos dispositivos de eletrônica de potência utilizados, essas fontes respondem rapidamente às variações do sistema. A natureza especial da geração solar é considerada neste artigo ao configurar a característica do algoritmo de controle do ilhamento.

A Fig. 1 mostra o layout básico do sistema. Ambas as localizações do sistema de potência principal e GD fornecem dados para o algoritmo. Os relés da Fig. 1 coletam as medições dos fasores de tensão de seus locais correspondentes. O Relé 1 e o Relé 2 enviam mensagens dos sincrofasores para o dispositivo de controle, um processador de vetores do sincrofasor (“synchrophasor vector processor” – SVP), em intervalos de tempo específicos (60 mensagens por segundo). O SVP recebe os dados dos sincrofasores dos relés e calcula a diferença entre os valores dos ângulos dos sincrofasores local e remoto, a qual é definida como δ_k em (1):

$$\delta_k = \angle V_k^{(1)} - \angle V_k^{(2)} \quad (1)$$

onde:

$\angle V_k^{(1)}$ e $\angle V_k^{(2)}$ são os ângulos da tensão de sequência-positiva do Relé 1 e Relé 2, no intervalo de processamento k .

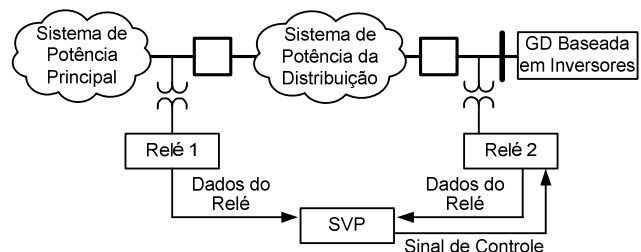


Fig. 1. Layout do sistema

A variação de δ_k em relação ao tempo define a frequência de escorregamento, S_k , conforme mostrado em (2). A variação da frequência de escorregamento em relação ao tempo define a aceleração entre os dois terminais, A_k , conforme mostrado em (3).

$$S_k = (\delta_k - \delta_{k-1}) \frac{MRATE}{360} \quad (2)$$

$$A_k = (S_k - S_{k-1}) MRATE \quad (3)$$

onde:

S_k é a frequência de escorregamento no intervalo de processamento k .

A_k é a aceleração no intervalo de processamento k .

MRATE é a taxa de mensagens do sincrofasor.

O algoritmo para detecção de ilhamento consiste de dois componentes. Primeiro, a diferença angular (1) é comparada a um valor limite. Para o sistema ilhado, qualquer escorregamento entre os sistemas local e remoto resulta na integração da diferença angular. Ao longo do tempo, esta variação continuamente crescente faz com que o ângulo ultrapasse o limite. Quando o limite é ultrapassado por um tempo apropriado, uma condição de ilhamento é declarada.

O segundo componente combina o escorregamento e a aceleração em uma relação linear. A Fig. 2 mostra a característica de detecção de ilhamento. No estado de regime, a diferença angular entre os dois pontos medidos é constante; portanto, o escorregamento e a aceleração são zero, e o ponto de operação está em (0, 0) da característica de detecção de ilhamento. Quando uma fonte distribuída é separada do sistema de potência principal, geralmente ocorre tanto o escorregamento quanto a aceleração. A magnitude de ambos pode empurrar a grandeza de operação para dentro da região de operação da característica. A relação linear entre as características do escorregamento e aceleração resulta em um algoritmo que opera para valores abaixo dos limites individuais quando ambos estão variando simultaneamente.

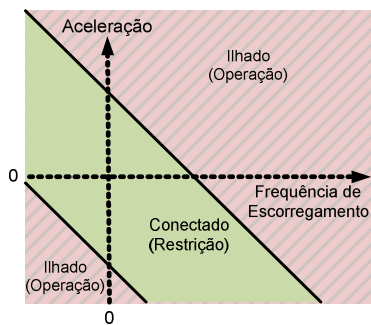


Fig. 2. Característica da detecção de ilhamento usando o escorregamento e a aceleração

IV. MODELAGEM NO EMTP

A modelagem genérica desta técnica no computador para diversas configurações do sistema foi executada usando o simulador do EMTP. O objetivo da simulação foi fornecer diretrizes sobre as regiões de restrição. Nessas simulações, o inversor PV foi representado por um modelo médio, porém os controles foram representados em detalhes, incluindo as dinâmicas do *loop* de fase travada (“phase-locked loop”), a partir das quais a referência da onda senoidal foi derivada [5]. As unidades de medição fasorial (“phasor measurement units” – PMUs) foram modeladas pelos blocos de medição fasorial acoplados com filtros “anti-aliasing” apropriados, e as taxas de amostragem das PMUs modeladas foram definidas de forma a compatibilizar com as reais PMUs usadas no sistema de demonstração energizado. Como modelo, foi usado o alimentador de distribuição radial de 34 barras do IEEE (“IEEE 34-bus radial distribution feeder”) [6]. O modelo do alimentador de 34 barras usado nesta simulação inclui transformadores lineares (a corrente de magnetização não foi modelada) e modelos de carga com impedância constante.

Quatro casos foram testados no EMTP-RV, conforme relacionado na Tabela I.

TABELA I
CASOS SIMULADOS NO EMTP-RV

Número do Caso	Condição	Resultado Desejado
1	Caso do multi-inversor	Detectar e dar trip
2	Caso do multi-inversor com um grupo turbina-gerador	Detectar e dar trip
3	Evento da frequência ao longo do sistema	Sustentar
4	Evento de chaveamento de carga local elevada	Sustentar

O Caso 1 envolveu 18 inversores PV—um em cada barra da carga trifásica do alimentador de 34 barras. O Caso 2 envolveu 12 inversores PV e um grupo turbina-gerador de 1 MVA usando um gerador síncrono. Este é um caso difícil para detecção de ilhamento porque as dinâmicas lentas do grupo turbina-gerador são parecidas com aquelas da rede sob o ponto de vista dos sincrofasores. No Caso 1 e Caso 2, a potência ativa e reativa foram mantidas praticamente equilibradas (dentro de aproximadamente 0,2%), e o fator de qualidade efetivo da carga foi mantido em ou acima de 1,0. Um fator de qualidade mais alto torna mais difícil a detecção de uma condição de ilhamento pelo método de desvio da frequência tradicional, pois exige mais energia para afastar a frequência de ilhamento da frequência ressonante da carga. No Caso 3, a trajetória da frequência observada no *blackout* da Itália de 2003 foi escalonada até 60 Hz e usada para simular um evento de frequência de uma área ampla no qual a sustentação (“ride through”) é desejada [7]. Finalmente, no Caso 4, um motor de grande porte foi instalado longe do alimentador e ligado durante a simulação. O Caso 4 foi outro exemplo no qual era desejado que não houvesse desligamento do sistema local.

A Fig. 3 agrega os resultados, mostrando um gráfico de dispersão (“scatter plot”) dos valores de pico do escorregamento e aceleração obtidos nesses casos. Os quadrados vermelhos da Fig. 3 ilustram os pontos do escorregamento e aceleração que devem estar fora da região conectada e, portanto, resultar em um trip para os Casos 1 e 2. Os asteriscos verdes representam os valores do escorregamento e aceleração do Caso 3 e Caso 4 que têm que estar dentro da região conectada. O gráfico de dispersão fornece diretrizes para seleção das regiões conectada versus ilhada, as quais estão mostradas na Fig. 2.

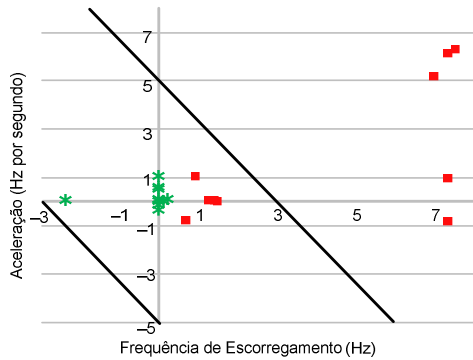


Fig. 3. Gráfico dos resultados da modelagem no EMTP-RV e limites recomendados para escorregamento e aceleração

A maioria dos casos de sustentação (asteriscos verdes) encontra-se próxima à origem; contudo, existe um elemento à parte, um dos casos do chaveamento do motor de grande porte, que mostra um elevado escorregamento negativo. Além disso, um grupo dos casos “detectar-e-desligar” (quadrados vermelhos) está localizado na parte superior, à direita, do gráfico. Portanto, parece razoável que algumas regiões de restrição possam ser delimitadas, separando os casos de sustentação dos casos de detecção-e-desligamento.

Existem também alguns casos de detecção-e-desligamento que estão bem próximos dos casos de sustentação no ponto do eixo horizontal do escorregamento, perto de 1 Hz. Esses pontos, que representam o caso do grupo turbina-gerador, apresentam dificuldades para projetar regiões de restrição apropriadas. Conforme esperado para os inversores eletricamente próximos do gerador síncrono distribuído, as dinâmicas do gerador são parecidas com aquelas da rede de forma suficiente para que a seleção dos limites do ilhamento seja mais desafiadora. Esses resultados indicam que se um grupo turbina-gerador estiver presente, são necessários diferentes limites para permitir o intercâmbio entre confiabilidade e segurança. Adicionalmente, os resultados da simulação no EMTP-RV sugerem que as dinâmicas de tempo do caso do grupo turbina-gerador ilhado são suficientemente diferentes dos casos de sustentação. Este desafio para a detecção pode ser superado pelo processamento adicional de sinais, análise estatística ou reconhecimento de padrões. Baseando-se nos resultados desta seção e considerando que o sistema de demonstração energizado não inclui grupos turbina-gerador, a região de restrição é selecionada com uma aceleração máxima de 5 Hz por segundo e um escorregamento máximo de 3 Hz.

V. MODELAGEM NO RTDS

Para verificar o algoritmo baseado nos sincrofasores, um modelo de GD baseada em inversores foi desenvolvido e testado usando o RTDS. A Fig. 4 mostra o modelo do sistema. A fonte do inversor à esquerda aciona a porção do sistema de distribuição através do ponto de acoplamento comum na Barra B1. O sistema de potência principal está à direita do Disjuntor DJ1 e Barra B2. Durante uma condição de ilhamento, o DJ1 é aberto.

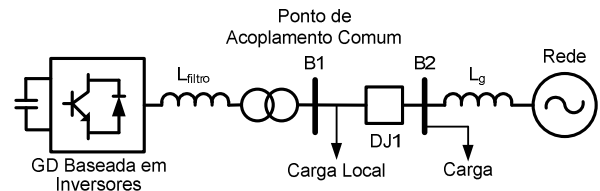


Fig. 4. Modelo do sistema para o RTDS

Na Fig. 4, a saída de potência ativa do inversor e a carga local são modeladas de forma que os respectivos consumo e geração de potência sejam equilibrados. Este caso fornece o maior desafio para o algoritmo. A rede é modelada como uma fonte infinita atrás da impedância pequena. No estado de regime, as correntes fornecidas pela rede são iguais a zero; logo, não há importação de potência da rede.

Quando conectado à rede, a tensão e a frequência no ponto de acoplamento comum são mantidas pela rede. Durante esta condição, a GD é projetada para fornecer corrente constante e injetar a potência máxima. Atualmente, a maioria das fontes de GD injeta a potência ativa máxima, e a potência reativa é conduzida à zero pelo inversor [4] [8]. Quando desconectado da rede, o inversor opera numa condição ilhada. Neste caso, a frequência é determinada pela frequência ressonante da carga. Nas simulações de ilhamento do RTDS apresentadas neste artigo, a relação da potência da geração pela potência da carga está na faixa de 0,95 a 1,05. Tais casos são difíceis de serem detectados em função do pequeno desbalanço da frequência.

A Fig. 5 mostra a montagem do teste. O RTDS habilita o uso do hardware real acoplado a um modelo de software do inversor e sistema elétrico de potência.

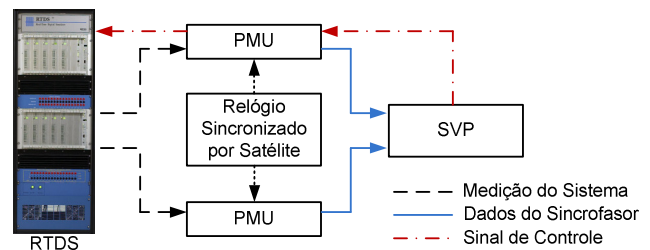


Fig. 5. Montagem da simulação no RTDS

A Fig. 6 mostra o modelo do software do inversor e sistema elétrico de potência. Na Fig. 6, os painéis PV (à esquerda) são modelados com uma fonte de tensão constante. O sinal dc é modulado pelo inversor no modo chaveado (“switch-mode inverter”), consistindo de seis diodos GTO (“gate turn-off thyristor”). Há dois diodos GTO para cada fase. Cada chaveamento do diodo GTO é controlado por um

signal dc para o estado de condução ou não-condução. Para cada um dos componentes do sistema de potência trifásico (A, B ou C), quando a chave superior está conduzindo, a chave inferior está sempre no estado de não-condução. Neste caso, uma tensão positiva é produzida.

Quando a chave superior está no estado de não-condução e a chave inferior está conduzindo, uma tensão negativa é

aplicada à saída. O sinal de onda quadrada resultante é suavizado através do filtro analógico passa-baixas. O sinal resultante consiste em um componente da fundamental. A porção à direita da Fig. 6 mostra a carga da distribuição local e o disjuntor de conexão à rede. O disjuntor da Fig. 6 é o mesmo DJ1 da Fig. 4.

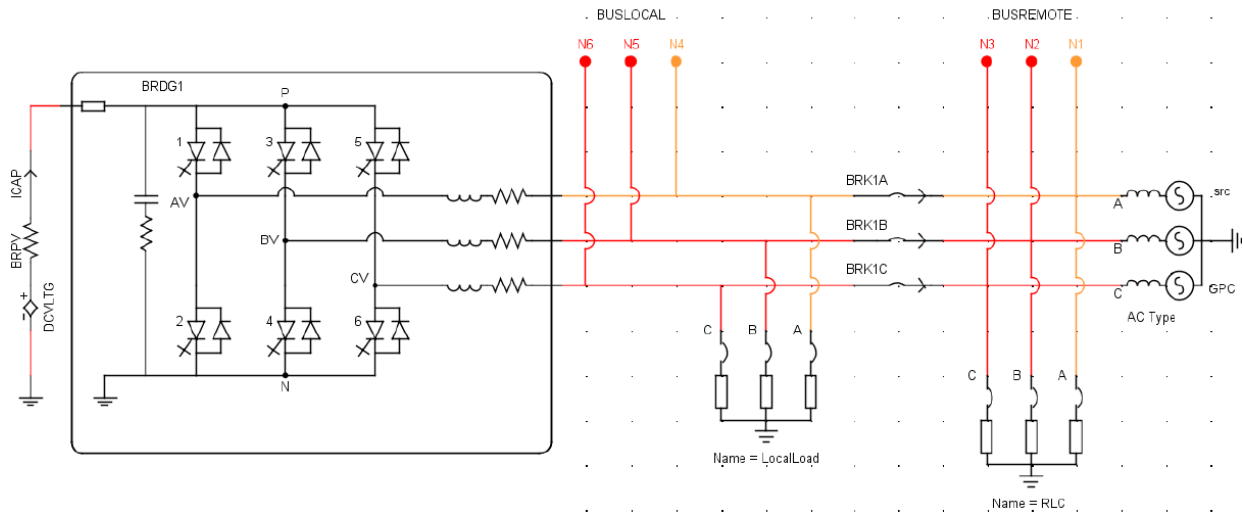


Fig. 6. Diagrama do sistema do RTDS

O controle dos chaveamentos dos diodos GTO é baseado no esquema de Modulação por Largura de Pulso (“pulse-width modulation” – PWM) [9]. A Fig. 7 mostra um diagrama de blocos do algoritmo de controle do PWM. Primeiro, uma onda triangular é gerada com uma frequência fixa de 4 kHz. Um chaveamento mais rápido reduz a distorção harmônica da saída filtrada do conversor no modo chaveado, mas perde eficiência porque os diodos GTO não podem chavear perfeitamente a partir do estado de condução para não-condução e alguma corrente de sobreposição (“overlap”) está sempre presente. Uma frequência fixa de 4 kHz é típica para diversos inversores PV comerciais.

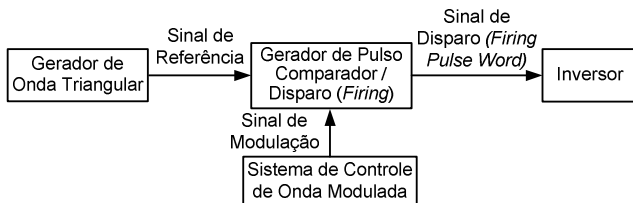


Fig. 7. Diagrama de blocos do algoritmo de controle do PWM

A onda triangular é comparada a um sinal de referência senoidal no bloco do gerador de pulso comparador/disparo mostrado na Fig. 7. Quando o valor da onda triangular ultrapassar o valor do sinal de referência senoidal, o controle do conversor no modo chaveado é ajustado para que a chave inferior conduza e a chave superior permaneça no estado de não-condução. Se a onda triangular for menor do que o valor da referência senoidal, as chaves são ajustadas para o estado oposto.

O método da onda triangular resulta em uma grandeza de controle com um ciclo de operação instantâneo proporcional à magnitude do sinal de referência correspondente [9]. As chaves convertem esta grandeza de controle em um sinal bipolar que é filtrado para recuperar o sinal de referência original.

O sinal de referência para este modelo é derivado diretamente da saída do inversor. Portanto, a saída do inversor PV é controlada pelo sinal de potência externo. Quando ilhado, a frequência do sinal de referência é acionada pela frequência ressonante da carga local.

Devido ao seu controle eletrônico, as fontes de geração baseadas em inversores respondem rapidamente às variações no sistema de potência, quando comparadas com uma máquina síncrona. A frequência de uma máquina síncrona é limitada pela inércia da máquina e dinâmicas dos controles mecânicos do gerador. De forma contrária, o inversor não tem restrições mecânicas. Ele responde às variações do sistema simplesmente através da mudança no sinal de referência em relação a uma onda triangular de alta frequência gerada internamente. Quando ocorre o ilhamento do sistema de distribuição, o inversor PV muda sua frequência em resposta ao algoritmo de controle do sinal de referência. Esses algoritmos de controle não são limitados por restrições mecânicas.

Para este teste, a simulação com *loop* fechado foi executada conectando-se as PMUs à interface analógica do RTDS e gerando as medições necessárias com sincronização de tempo através dos modelos numéricos do sistema de potência e inversor. As medições das PMUs foram enviadas para o dispositivo de controle, onde foi implementado o algoritmo para detecção de ilhamento baseado em sincrofasores. Logo

após o algoritmo ter detectado um ilhamento e emitido um sinal de trip, o sinal foi ligado de volta no RTDS para abrir o disjuntor, isolando dessa forma o inversor da ilha local. Dois casos foram considerados—DJI aberto e fechado.

A. DJI Fechado

A Fig. 8 mostra a diferença angular da tensão de sequência-positiva entre os pontos local e remoto quando DJI está fechado. Os dois sistemas estão intactos e não estão escorregando um em relação ao outro. A tela do display mostra a magnitude da tensão da barra de ambos os pontos local e remoto, juntamente com a frequência de referência da rede.

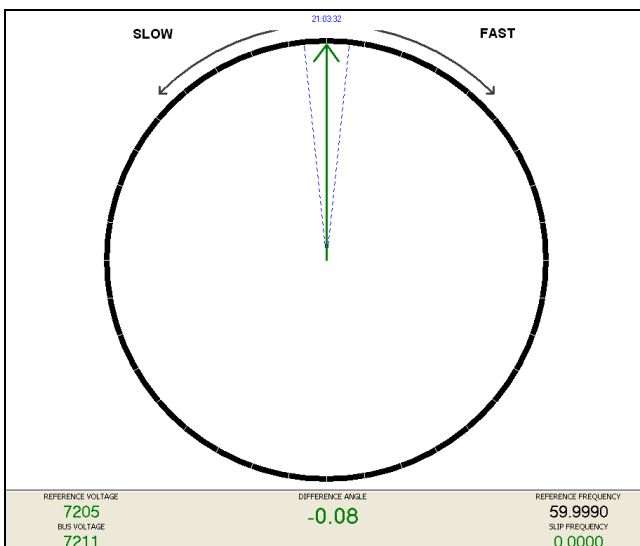


Fig. 8. Display do sincronoscópio baseado em sincrofasores para um sistema conectado

B. DJI Aberto

A Fig. 9 mostra a diferença angular e a frequência de escorregamento entre os pontos local e remoto quando DJI está aberto e a carga local está perfeitamente equilibrada com a saída da GD. Durante o estado desconectado, a diferença angular aumenta continuamente à medida que os dois sistemas escorregam, em frequência, um em relação ao outro. Um valor limite de 10 graus é selecionado para a diferença angular. Para evitar uma falsa declaração de ilhamento, o limite tem que ser ajustado alto o suficiente para evitar a declaração de um ilhamento durante transitórios normais do sistema.

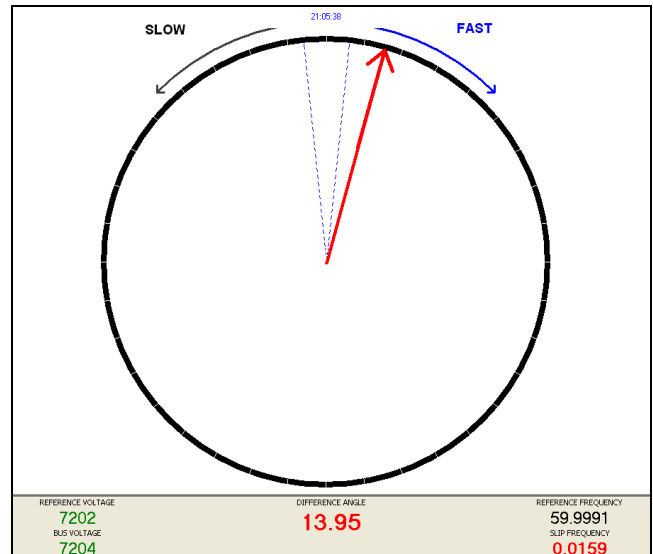


Fig. 9. Snapshot do display do sincronoscópio baseado em sincrofasores durante o estado desconectado

A Fig. 10 mostra o gráfico do escorregamento versus aceleração, o qual é obtido a partir dos dados dos sincrofasores recebidos das PMUs. O limite do escorregamento é ajustado em 3 Hz, e o limite da aceleração é ajustado em 5 Hz por segundo, de acordo com os resultados da simulação no EMTP-RV. O ajuste de limites maiores torna o sistema mais seguro; o sistema tem menor probabilidade de emitir falso trip. O ajuste de limites menores torna o sistema mais confiável, pois ele tem maior probabilidade de dar trip para um caso de ilhamento. Considerando a localização da barra de distribuição de diversos sistemas PV, espera-se que o escorregamento e a aceleração possam ter grandes oscilações. Contudo, a natureza da eletrônica de potência do inversor implica numa duração bem curta dessas oscilações. Na Fig. 10, os Pontos 1, 2, 4, 5 e 6 estão na região ilhada e podem ser usados para gerar um sinal de trip para desconectar o inversor da ilha local para a qual ele está fornecendo potência. O incremento de tempo entre cada ponto é igual ao período das mensagens dos sincrofasores de 16,67 milissegundos (60 mensagens por segundo). Apesar de os sinais oscilarem dentro da característica de ilhamento, isso ocorre por um período de tempo bem pequeno. Por exemplo, mesmo se o Ponto 3 estivesse na região ilhada, o tempo total que permanece fora da região de restrição conectada é de apenas 80 milissegundos. Isso é diferente de um sistema GD com máquina síncrona. Para as máquinas síncronas, o escorregamento e a aceleração são sustentados além dos limites por tempos maiores [4]. Isso se deve às características de rotação e inércia do sistema das máquinas síncronas. Para uma GD baseada em inversores com controle baseado na eletrônica de potência, o escorregamento e a aceleração variam muito mais rápido.

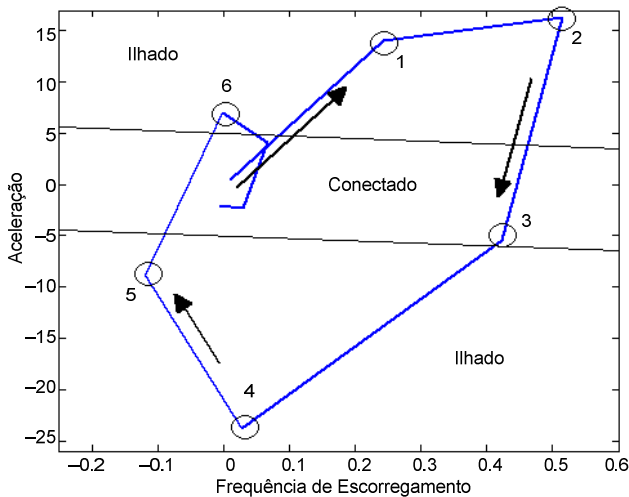


Fig. 10. Gráfico X/Y dos valores de escorregamento e aceleração

Para este caso de simulação, a saída da diferença angular detecta o ilhamento. Logo, a combinação do esquema da diferença angular com o esquema escorregamento-aceleração fornece um método confiável de detecção de ilhamento para detecção de ilhamento baseada em inversores. O caso difícil, quando a potência de geração está próxima da potência da carga, é detectado em algum instante, pois algum escorregamento persiste entre os sistemas.

As características de desempenho e os tempos de resposta da GD baseada em inversores são significativamente diferentes da GD com máquinas síncronas tradicionais devido aos dispositivos de eletrônica de potência envolvidos. A Fig. 11 mostra os resultados da combinação da diferença angular, escorregamento e aceleração obtidos na simulação do RTDS. Observe a natureza rápida dos transitórios de escorregamento e aceleração. Eles estabilizam dentro de 200 milissegundos. Por segurança, um temporizador de pickup na indicação de ilhamento baseada em escorregamento-aceleração é ajustado maior do que 200 milissegundos. Para este caso, a condição escorregamento-aceleração não resulta na declaração de uma condição de ilhamento.

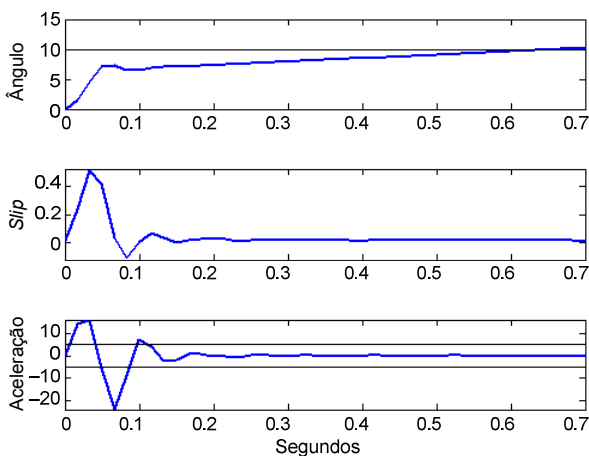


Fig. 11. Resultados da diferença angular, escorregamento e aceleração obtidos no RTDS

O escorregamento se estabiliza em um valor diferente de zero; contudo, o ângulo integra até, finalmente, atingir o limite de 10 graus e declarar uma condição ilhada. A Fig. 11 representa a estabilização para um desbalanço de 0,02 Hz. Neste caso, o ângulo atinge o limite de 10 graus, e um ilhamento é declarado no instante 700 milissegundos. Isso está bem dentro do limite de 2 segundos da Norma IEEE 1547. Portanto, mesmo neste caso da potência perfeitamente equilibrada, o ilhamento é detectado.

VI. SISTEMA DE DEMONSTRAÇÃO ENERGIZADO NA PGE

O algoritmo de controle do ilhamento foi testado em um alimentador energizado da PGE que estava alimentando as cargas de um consumidor. As equipes do programa SEGIS desenvolveram um banco de carga ressonante RLC (“resistive-inductive-capacitive”) móvel com capacidade de ilhar o inversor para uma saída de potência plena sem interromper essas cargas importantes. Os relés que incluem as funções das PMUs foram instalados nos locais envolvidos, assim como na subestação usada para gerenciamento. Isso permitiu que os dados das PMUs fossem transmitidos diretamente da subestação para o inversor de forma a determinar se o sistema PV estava conectado ao alimentador. Um dispositivo de controle de uma área ampla (SVP) foi instalado na extremidade final e executou todos os algoritmos de controle anti-ilhamento. A Fig. 12 mostra o layout do sistema. A subestação possuía uma PMU e um relógio. As medições dos sincrofasores da subestação eram enviadas para o SVP na instalação do inversor. A instalação do inversor também possuía uma PMU e um relógio. Um osciloscópio fornecia as medições para o teste energizado. O banco da carga ressonante móvel era uma carga local que variava de acordo com as condições do teste.

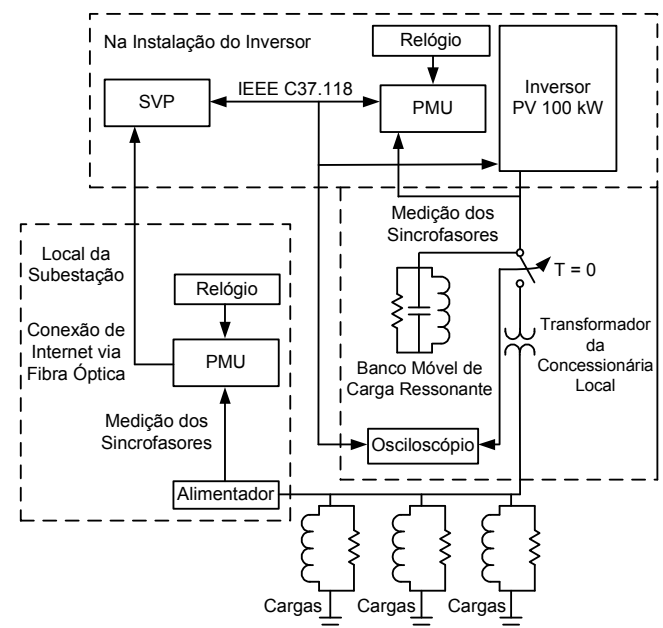


Fig. 12. Layout do sistema de demonstração energizado da PGE

O banco da carga RLC foi sintonizado em 60 Hz no nível da potência de saída disponível representativa do sistema PV.

Durante este tempo, o sistema PV e o banco de carga RLC sintonizado foram conectados diretamente à rede. Para garantir a sintonização correta do sistema, as correntes do lado da rede foram monitoradas e verificadas como sendo iguais a zero (a potência ativa e a reativa da subestação eram zero). A ilha foi iniciada usando-se um contator, o qual separou a rede do sistema GD PV e banco da carga RLC, formando a ilha. O evento do ilhamento foi detectado ajustando-se o relé de saída do dispositivo da PMU local para ativar um nível lógico 1 no osciloscópio quando o SVP determinasse que o escorregamento ou a aceleração ultrapassou os limites criados para o ilhamento. Isso permitiu que as equipes capturassem o evento.

A Fig. 13 mostra o evento do ilhamento. A linha amarela mostra o início do evento do ilhamento. Uma mudança de estado (neste caso, um sinal de 5 V indo para 0 V) ocorreu quando a chave abriu o contator para a rede, formando a ilha. A linha verde é a saída da PMU e é controlada pelo SVP para mudar o estado na detecção do evento do ilhamento. O tempo requerido para reconhecer e responder ao evento do ilhamento para este caso foi 1,12 segundo.



Fig. 13. Resultados do evento do ilhamento no sistema energizado

Múltiplos eventos de ilhamento foram testados no sistema para um fator de qualidade igual a 1,0, conforme especificado na Norma IEEE 1547. Para verificar os limites da técnica, um teste de ilhamento foi também efetuado para um fator de qualidade igual a 3,0. Para cada caso de ilhamento, a técnica baseada nos sincrofasores determinou que o sistema PV distribuído foi ilhado em menos de 2 segundos. O limite de 2 segundos é importante porque ele representa as restrições de tempo atuais definidas nas funções de segurança das diretrizes da Norma IEEE 1547 para sistemas GD.

A sincronização dos parâmetros do sistema produziu uma resposta muito mais rápida nos testes de laboratório; as equipes acreditam que, com um maior refinamento dos ajustes dos valores limites, a detecção de eventos de ilhamento pode ser muito mais rápida do que foi demonstrado na instalação da PGE.

VII. CONCLUSÃO

Os sincrofasores consistem num método viável para ajudar a solucionar o problema do controle e detecção do ilhamento da GD baseada em PV. Um trabalho futuro vai incorporar

mais algoritmos de controle de áreas amplas no controlador. A melhoria na capacidade de o inversor PV suportar baixas tensões consiste num exemplo de futura aplicação para os sincrofasores. De forma similar ao caso do anti-ilhamento, prover o inversor PV com informações de uma área ampla alinhadas no tempo oferece novas oportunidades para utilização dessas informações para algoritmos de controle avançados. Esses algoritmos de controle avançados consistem em uma das principais inovações para aumentar o uso dos sistemas PV no futuro.

VIII. REFERÊNCIAS

- [1] "US Solar Industry: Year in Review 2009," Solar Energy Industries Association, Washington, DC, April 15, 2010. Available: <http://www.seia.org>.
- [2] A. Guzmán, D. Tziouvaras, E. O. Schweitzer, III, and K. E. Martin, "Local and Wide-Area Network Protection Systems Improve Power System Reliability," proceedings of the 31st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2004.
- [3] J. Mulhausen, J. Schaefer, M. Mynam, A. Guzmán, and M. Donolo, "Anti-Islanding Today, Successful Islanding in the Future," proceedings of the 36th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2009.
- [4] E. O. Schweitzer, III, D. E. Whitehead, G. Zweigle, and K. G. Ravikumar, "Synchrophasor-Based Power System Protection and Control Applications," proceedings of the 36th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2009.
- [5] M. Ropp and S. Gonzalez, "Development of a MATLAB/Simulink Model of a Single-Phase Grid-Connected Photovoltaic System," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 24, Issue 1, pp. 195–202, February 2009.
- [6] "Distribution Test Feeders," IEEE Power and Energy Society. Available: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>.
- [7] "Interim Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy," Union for the Coordination of Electricity Transmission, p. 59, October 2003.
- [8] W. Xu, K. Mauch, and S. Martel, "An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Methods and Issues for Canada," technical report CETCVA rennes2004-074 (TR), CANMET Energy Technology Centre-Varenes, Natural Resources Canada, July 2004.
- [9] N. Mohan, T. Undeland, and W. Robbins, *Power Electronics: Converters, Applications, and Design*, New York: Wiley, 2002.

IX. BIOGRAFIAS

Michael Mills-Price recebeu seu MS e BS em Engenharia Elétrica da Oregon State University. Atualmente, ele ocupa a posição de engenheiro elétrico sênior e gerente da área de engenharia na PV Powered, em Bend, Oregon. Ele é um engenheiro profissional registrado e tem focado seus trabalhos nos projetos de sistemas fotovoltaicos (PV) com ênfase nas técnicas de integração e controle de inversores para implementação de instalações de geração distribuída. Ele lidera um grupo de trabalho para desenvolvimento de técnicas de integração e controle da próxima geração, focando na funcionalidade de armazenamento de energia e suporte à rede de energia elétrica. Antes de ingressar na PV Powered em 2005, ele focou seus trabalhos de engenharia nos projetos de sistemas de acionamento de veículos elétricos. É membro ativo do IEEE e dos Engenheiros Profissionais de Oregon.

Mesa Scharf recebeu seu BS em Engenharia Elétrica da Oregon State University em 1998. Mesa tem mais de dez anos de experiência trabalhando na indústria de energia. Ele começou sua carreira na Serveron, onde trabalhou com uma equipe de cientistas no desenvolvimento de produtos para monitoramento de transformadores no nível da concessionária. Depois da Serveron, trabalhou na IdaTech, onde automatizou com sucesso o primeiro sistema de células a combustível da empresa e contribuiu como um especialista em integração de sistemas. Ele contribuiu de forma significativa para o "IP portfolio" da IdaTech; atualmente, tem seis patentes pendentes. Em

2006, ingressou na PV Powered, onde é hoje responsável pela criação de novas idéias na área de P&D e gerenciamento do programa SEGIS (“Solar Energy Grid Integration Systems”). O programa SEGIS é focado na viabilização da alta penetração dos sistemas fotovoltaicos na rede da concessionária, incluindo iniciativas como redes inteligentes, AMI (“Advanced Metering Infrastructure” – Infraestrutura de Medições Avançadas), e integração de sistemas de gerenciamento de energia de edifícios. Mesa é ativo no comitê da Norma IEEE 1547 e é membro do IEEE.

Steve Hummel é o vice-presidente de engenharia da PV Powered, com 29 anos de experiência no desenvolvimento de produtos e inovações tecnológicas avançadas. Antes da PV Powered, ele foi vice-presidente de tecnologia avançada e vice-presidente de marketing da Nanometrics e gerente de tecnologia da Accent Optical Technologies, ambos fornecedores globais de controle de processos e metrologia de semicondutores. Atuou 20 anos como pesquisador científico, incluindo experiências na AT&T Bell Labs, Hewlett-Packard e Agilent Labs, e Nova Crystals. É autor de 85 publicações e 13 patentes. Steve tem um PhD em Engenharia Elétrica da USC, onde foi um “Center for Photonic Technology Fellow”, e um MS em Engenharia Elétrica e BA em Química da Rutgers University.

Michael Ropp recebeu seu BS em Música da University of Nebraska-Lincoln em 1992, e um MS e PhD em Engenharia Elétrica do Georgia Institute of Technology em 1996 e 1998, respectivamente. Atualmente, ele é o presidente e engenheiro principal da Northern Plains Power Technologies em Brookings, South Dakota, e é um engenheiro profissional licenciado em South Dakota. Além da experiência com dispositivos fotovoltaicos (PV), ele trabalhou por mais de 15 anos no projeto e modelagem computacional de sistemas de potência, integração à rede de sistemas PV (incluindo a detecção de ilhamento), desenvolvimento de algoritmos de controle e dispositivos PV baseados na eletrônica de potência. Seu trabalho atual foca na simulação de sistemas em computadores, integração de sistemas, desenvolvimento de controles e projetos de eletrônica de potência; suas áreas de aplicação favoritas são transmissão de potência e recursos de geração distribuída. Ele é ativo nos comitês das Normas IEEE 1547 e IEEE 1809.

Dij Joshi recebeu seu BS em Engenharia Elétrica do Institute of Engineering (IOE), Kathmandu, Nepal, em 2005. Ele ingressou no Departamento de Elétrica/Eletrônica da Kathmandu Engineering College, Kathmandu, Nepal, atuando como professor conferencista por dois anos. Atualmente, ele é candidato ao grau Master em Engenharia Elétrica na South Dakota State University, com o suporte da Power Engineering Fellowship da Northern Plains Power Technologies. Sua experiência inclui modelagem no EMTP de sistemas de distribuição e sistemas de geração/distribuição (baseados em inversores e máquinas rotativas), e modelagem, análise e projeto baseado em modelos de estratégias avançadas de controle e automação para geração distribuída. Suas áreas principais de interesse são sistemas de distribuição de energia elétrica, sistemas fotovoltaicos e detecção de ilhamento.

Greg Zweigle recebeu seu MS em Engenharia Elétrica e MS em Química da Washington State University. Ele recebeu também um BS em Física da Northwest Nazarene University. Atualmente, ele é gerente de pesquisa e engenharia na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL). Antes, ele trabalhou como engenheiro de pesquisas principal do grupo de pesquisas e como desenvolvedor de software sênior na SEL. É responsável pelos algoritmos de processamento de sinais das unidades de medição fasorial, arquiteturas de sistemas incorporados e projetos de sistemas de potência baseados em sincrofasores. Ele detém sete patentes e está atualmente empenhado em obter o PhD focado em sistemas energéticos. É membro do IEEE e da ACS (“American Chemical Society”).

Krishnanjan Gubba Ravikumar recebeu seu MS em Engenharia Elétrica da Mississippi State University em 2009 e seu BS em Engenharia Elétrica e Eletrônica da Anna University, Índia, em 2007. Ele focou seu MS em engenharia de sistemas de potência, trabalhando como assistente de pesquisa no laboratório PERL (Power & Energy Research Lab) da Mississippi State University. Recebeu o prêmio “Mississippi State Research Assistant of the Year” em 2009. Atualmente, está trabalhando como engenheiro de sistemas de potência na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., onde foca no desenvolvimento e operações de sistemas de potência baseadas nos sincrofasores. Suas áreas de pesquisa de interesse incluem simulação e modelagem de sistemas de potência em tempo real, automação de subestações, sincrofasores e suas aplicações, estabilidade de sistemas de

potência e sistemas de supervisão e aquisição de dados (SCADA). Ele é membro do IEEE e da Eta Kappa Nu Honor Society.

Bill Flerchinger é um engenheiro líder de marketing para soluções baseadas nos sincrofasores da Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Previamente, ele trabalhou para a Agilent Technologies (“Mobile Broadband Division”) como gerente de planejamento de produtos. Concluiu recentemente o “Certificate in Transmission and Distribution” da Gonzaga University. Recebeu seu MS em Engenharia de Produção (“Engineering Management”) e um BS em Engenharia Elétrica da Washington State University.