



Grupo de Estudo de Proteção, Medição, Controle e Automação em Sistemas de Potência-GPC

Análise da atuação das proteções anti-ilhamento de recursos energéticos distribuídos considerando eventos de grande porte no Sistema Interligado Nacional

**FABRICIO ANDRADE MOURINHO* (1); DANIEL MOTTER (2); JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR (3);
TATIANA MARIANO LESSA ASSIS (4);**

ONS (1); UNIOESTE (2); USP (3); UFRJ (4);

RESUMO

Recursos energéticos conectados no sistema de distribuição devem ser desligados na ocorrência de ilhamentos, pois problemas associados à segurança de equipes, da população e de equipamentos podem ocorrer. Portanto, a proteção anti-ilhamento usualmente é um requisito para a conexão destes recursos na rede. Se os ajustes das proteções forem muito sensíveis, podem ocorrer atuações incorretas, como, por exemplo, em casos de perdas de grandes blocos de geração no Sistema Interligado Nacional (SIN), o que contribuiria para aumentar o desequilíbrio entre carga e geração do SIN como um todo. Neste contexto, este artigo busca avaliar o desempenho das proteções anti-ilhamento para atuar em eventos de ilhamento e não atuar para eventos sistêmicos. Para tal análise, serão utilizados dados de eventos reais que aconteceram no SIN, simulações de eventos de ilhamento de um gerador distribuído baseado em inversor e a metodologia de mapa de ajustes para comparação dos resultados.

PALAVRAS-CHAVE

Geração distribuída, Recursos Energéticos Distribuídos, Ilhamento de geradores distribuídos, Impacto da geração distribuída no SIN, Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

1.0 - INTRODUÇÃO

O crescimento do consumo mundial de energia elétrica, atrelado ao desenvolvimento de tecnologias para exploração de novas fontes energéticas e a reestruturação do Setor Elétrico contribuíram para a instalação de médios, pequenos e micro geradores na rede de distribuição e subtransmissão de eletricidade, modalidade denominada como geração distribuída (Jenkins, et al., 2010). Diante desta realidade, é imprescindível a realização de estudos para que a conexão de tais geradores seja tal que minimize os eventuais impactos negativos ao sistema e ao próprio gerador.

Dentro do contexto da geração distribuída, a inserção de recursos energéticos distribuídos, ou *Distributed Energy Resources* (DERs), especialmente a geração fotovoltaica, tem crescido rapidamente. Um dos cuidados que se deve ter ao inseri-los no sistema elétrico é relacionado à operação ilhada. A operação ilhada dos DERs, como geradores distribuídos, pode levar a problemas relacionados à segurança do pessoal técnico da concessionária, à qualidade da energia elétrica da ilha formada, à descoordenação da proteção da ilha, ao aterramento inadequado, além de problemas relacionados ao religamento automático do sistema de distribuição/subtransmissão (Walling & Miller, 2002).

Haja vista a quantidade de desafios técnicos que precisam ser superados para a operação ilhada, as concessionárias estabelecem que o sistema de proteção dos DERs deve ser capaz de detectar condições de ilhamentos e desligar automaticamente o dispositivo tão logo seja identificado o evento ou dentro de um prazo pré-definido após a ocorrência.

(*) Rua Júlio do Carmo, n° 251 – CEP 20.211-160 – Rio de Janeiro, RJ – Brasil.
Tel: (21) 3444-9864. e-mail: fabricio.mourinho@ons.org.br

As proteções anti-ilhamento empregadas para geradores síncronos distribuídos são baseadas em proteções passivas, tais como a função de sub/sobrefrequência (81U/O), função de taxa de variação de frequência (81R) e função de salto de vetor (78). Estas técnicas apresentam forte relação com a equação de oscilação da máquina síncrona, e seus desempenhos podem ser avaliados por esta equação quando geradores síncronos são avaliados (Vieira Jr, 2006). Adicionalmente, podem ser utilizadas funções de sub e sobretensão (27/59) para identificação do ilhamento. Para DERs baseados em inversores é comum a utilização de técnicas de detecção de ilhamento ativas, tais como a *Sandia Frequency Shift* e *General Electric Voltage Scheme*, as quais apresentam menores zonas de não detecção de ilhamento, mas podem degradar a qualidade da energia elétrica da onda de tensão entregue pelos inversores (Carvalho, 2017).

De modo geral, os ajustes das proteções anti-ilhamento buscam evitar a operação ilhada, mesmo em condições de baixo desequilíbrio carga-geração na ilha formada, situações em que o ilhamento teria maiores chances de ser bem sucedido. Assim, para garantir a detecção dos ilhamentos nessas condições, é prática comum a utilização de ajustes bastante sensíveis para a função de subfrequência dos DERs. Em contrapartida, perturbações no Sistema Interligado Nacional (SIN) com conseqüente subfrequência podem resultar no desligamento em cascata dos DERs, o que prejudica a capacidade de regulação do sistema (própria e via atuação de esquemas especiais de proteção). Adicionalmente, oscilações de tensão originadas por eventos no sistema de transmissão podem também sensibilizar as proteções anti-ilhamento baseadas em tensão. Ou seja, eventos na rede de transmissão podem provocar excursões significativas na frequência e/ou tensão vista pelos DERs, o que pode implicar na atuação incorreta das proteções anti-ilhamento destes dispositivos, inserindo distúrbios adicionais ao sistema de grande porte (Mourinho & Motter, 2018).

Por outro lado, ocorre que se os limites operacionais dos DERs não forem violados, tais equipamentos deveriam continuar operando, de modo a não causar impactos adicionais ao SIN. Para garantir a permanência dos DERs nestas condições, deve ser exigido o atendimento a requisitos de *ride-through*, ou de suportabilidade, de modo que tais dispositivos não comprometam o desempenho dinâmico do sistema na ocorrência de eventos de grande porte. A título de exemplificação, o relatório técnico (IEEE PES, 2018) ilustra duas faltas no sistema de transmissão da Califórnia que foram corretamente eliminadas, mas levaram à desconexão de 1.200 MW (em 2016) e 900 MW (em 2017) de geração fotovoltaica, sendo que em ambos os casos os inversores detectaram condições de frequência e tensão suficientes para o desligamento. Portanto, estes desligamentos aumentaram a proporção e os impactos do distúrbio original.

Neste contexto, o objetivo geral deste trabalho é analisar o desempenho das proteções anti-ilhamento de DERs baseados em inversores frente às grandes perturbações no SIN. Para tanto, será necessário identificar se há atuação das proteções, e conseqüentemente desconexão de dispositivos, em situações de eventos no sistema de transmissão que não configurem, de fato, a perda da conexão com a rede básica. A metodologia consiste em avaliar se a proteção atua ou não para eventos de ilhamento e para perturbações no SIN. Para isso, serão utilizadas duas bases de dados: uma de ilhamento e outra de eventos no SIN. A base de eventos de ilhamento será gerada por meio de simulações computacionais obtidas pelo no software *Alternative Transients Program* (ATP), considerando o ilhamento de um DER baseado em inversor. A base de dados de perturbações no SIN consiste em eventos ocorridos na rede de transmissão e registrados via Unidades de Medição Fasoriais (PMUs). Na sequência, será utilizada a metodologia de mapa de ajustes para comparar os resultados. Tal metodologia avalia quais são os valores de *pick-ups* e temporizações que sensibilizam, ou não, a função de proteção para os eventos selecionados. Serão gerados os mapas de ajustes para funções baseadas em frequência (81U/O) e tensão (27/59). As conclusões serão obtidas com base na análise da confiança (garantia de que a proteção atuará para os eventos de ilhamento) e segurança (garantia de que a proteção não atuará para eventos originados no SIN) do sistema de proteção.

O artigo está dividido tal como segue: a Seção 2 apresenta uma breve revisão sobre ilhamento de geradores distribuídos, destacando os principais problemas encontrados na operação ilhada não intencional; a Seção 3 apresenta a metodologia utilizada no trabalho para avaliação das funções de proteção, destacando os eventos coletados a partir de Unidades de Medição Fasoriais (PMUs) instaladas no SIN e os eventos de ilhamento de DERs simulados; a Seção 4 apresenta os resultados e discussões; e a Seção 5 as conclusões e contribuições do trabalho.

2.0 - ILHAMENTO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Segundo o primeiro módulo dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), a operação ilhada, ou ilhamento, é definida como a “operação em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição da acessada” (ANEEL, 2016). Isto é, é um modo de operação em que uma porção do sistema de distribuição, eletricamente separada do resto do sistema, é energizada por geradores distribuídos (GDs), muitas vezes sem o conhecimento prévio e/ou respaldo técnico da concessionária. Desta forma, a prática comum atualmente é exigir que os GDs sejam desconectados em até dois segundos depois da formação da ilha (havendo acordo entre o proprietário do GD e a concessionária, esse tempo pode chegar a cinco segundos), ou antes do primeiro religamento do sistema, (IEEE, 2003), (IEEE PES, 2018), cuja temporização varia de acordo com a filosofia de proteção de cada empresa concessionária de serviços de

distribuição.

De acordo com uma pesquisa de 2015, metade das empresas entrevistadas respondeu que ilhamento não intencional é a maior preocupação das distribuidoras em relação à proteção de sistemas com geração distribuída (Arritt & Dugan, 2015). A seguir são citados possíveis problemas causados pela operação ilhada (Walling & Miller, 2002):

- Comprometimento da Segurança: as equipes de manutenção e/ou a população podem esperar que o sistema esteja desenergizado (por exemplo, um curto-circuito à terra em que a conexão com a subestação foi desfeita, mas com o GD não), inserindo riscos à segurança dos mesmos;
- Violação dos limites de qualidade de energia elétrica: como o DER deve ser desconectado, normalmente não são empregados mecanismos de regulação de frequência e tensão, e assim, o DER não garante o atendimento aos requisitos mínimos de tensão, frequência, distorções harmônicas, etc.;
- O aterramento da ilha pode ser comprometido: a depender da forma de conexão, a ilha pode ficar sem referência de terra, e a corrente de curto-circuito fase-terra pode apresentar valores não detectáveis pelo sistema de proteção;
- Religamentos inadequado: o religamento de um sistema ilhado com o sistema principal deve atender aos critérios de proximidade entre magnitude, frequência e fase da tensão. Se o ilhamento é causado pela abertura de um religador que não possui *check* de tensão ou função de sincronismo, o religamento poderá gerar transitórios indesejados à rede e ao DER. Além disso, se o GD permanece conectado alimentado o defeito, mesmo uma corrente de falta baixa pode ser suficiente para impedir a extinção do arco, levando a um religamento malsucedido;
- Perda de coordenação de fusíveis e religadores: na operação ilhada a topologia da rede muda, o que altera as direções de corrente, e assim, a relação de elementos de proteção a montante e jusante.

Vista a quantidade de desafios técnicos para a operação ilhada de recursos energéticos distribuídos, um dos requisitos necessários à conexão dos DERs corresponde à proteção anti-ilhamento, que deve desconectar os dispositivos na ocorrência de ilhamentos. Estas proteções usualmente são baseadas em medidas de tensão e frequência, e, dependendo dos seus ajustes, podem atuar para condições que não caracterizem de fato o ilhamento dos DERs com as cargas da concessionária.

Os ajustes utilizados buscam evitar a operação ilhada, mesmo em condições de baixo desequilíbrio carga-geração na ilha formada, situações em que o ilhamento poderia ser bem sucedido. Por exemplo, a título de comparação, os seguintes ajustes são usados em (Motter & Vieira, 2018): função 81U: 57 Hz e 160 ms de temporização; função 81O: 60,5 Hz e 160 ms; função 81R: 1 Hz/s e 160 ms; função 78: 10° e 160 ms. Adicionalmente, podem ser encontrados, na prática, ajustes de 1Hz/s instantâneo para a função 81R e ajustes entre 3° a 10° instantâneo para a função 78. Conforme ilustrado em (Mourinho & Motter, 2018), ajustes sensíveis podem levar ao desligamento de geradores síncronos distribuídos durante perdas de grandes blocos de geração no SIN, o que aumenta o impacto do distúrbio original e pode fazer com que seja necessário um maior corte de carga por subfrequência para que o sistema recupere o equilíbrio carga – geração. No extremo, isto poderia levar à necessidade da atuação de um estágio adicional do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) ou até ao colapso do sistema.

De modo geral, os estudos exigidos pelas concessionárias para ajustes das proteções anti-ilhamento contemplam apenas simulações em nível de distribuição, com foco para o comportamento de geradores distribuídos diante de eventos na própria rede de distribuição, não exigindo estudos de estabilidade eletromecânica no âmbito do sistema interligado. Desta forma, não se tem garantia de que os ajustes praticados para as funções de proteção anti-ilhamento levam ou não à desconexão dos GDs para distúrbios de grande porte no sistema de transmissão.

Para agravar ainda mais o cenário, considerando a conexão de painéis fotovoltaicos à rede de baixa tensão das redes de distribuição, muitas vezes nem a própria distribuidora tem conhecimento sobre os ajustes das proteções anti-ilhamento que são empregados. A rápida e crescente proliferação destes painéis trará certamente uma mudança significativa na curva de carga vista pelas distribuidoras e pelo próprio operador do sistema, e, se a sua previsibilidade de geração já é um desafio, a previsão do seu comportamento dinâmico durante um evento de grande porte do sistema é ainda maior.

3.0 - METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DAS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO

Para a realização deste trabalho, inicialmente é apresentada a base de dados de eventos de ilhamento do DER simulados a partir do software ATP, e em seguida é apresentada a base de dados dos eventos no SIN, obtida através de registros de PMUs conectadas na rede de baixa tensão. Na sequência são comparados os eventos a partir da metodologia de mapa de ajustes para as funções de proteção 81O/U (sobre/subfrequência) e 27/59 sobre/subtensão. Por fim, são avaliados os resultados do mapa de ajuste para cada função de proteção em análise.

3.1 Levantamento das bases de dados

A base de dados dos eventos do SIN é específica para eventos que resultam em subfrequência e/ou variações

significativas de tensão, pois o objetivo deste trabalho é avaliar se os GDs são desconectados para eventos de ilhamento e são mantidos conectados na ocorrência de grandes perturbações no SIN. Neste caso, o sistema de proteção é caracterizado como confiável por garantir que a proteção atua corretamente quando deve, e seguro por não atuar quando não deve (Blackburn & Domin, 2006). A próxima subseção apresenta os eventos de ilhamento simulados e na sequência são descritos os eventos que ocorreram no SIN utilizados neste trabalho.

3.1.1 Avaliação da confiança da atuação

Os eventos de ilhamento considerados neste trabalho foram obtidos através de simulações a partir do software ATP. A Figura 1 ilustra o diagrama do sistema teste utilizado, sendo que o evento de ilhamento é simulado pela abertura da chave DJ. A potência ativa do DER foi variada 0 a 0,8 pu (na base de 100 kVA do inversor), em passos de 0,1 pu. Para cada valor de potência ativa, variou-se a potência reativa de -0,3 a 0,5 pu em passos de 0,1 pu. Dessa forma, foram realizadas 81 simulações de ilhamento considerando diferentes condições operativas do inversor. As simulações tiveram duração de 5,5 segundos, sendo que os eventos de ilhamento são realizados em 5 segundos. O inversor foi implementado utilizando controle vetorial, no modo de controle PQ, tal como apresentado em (Motter, 2017).

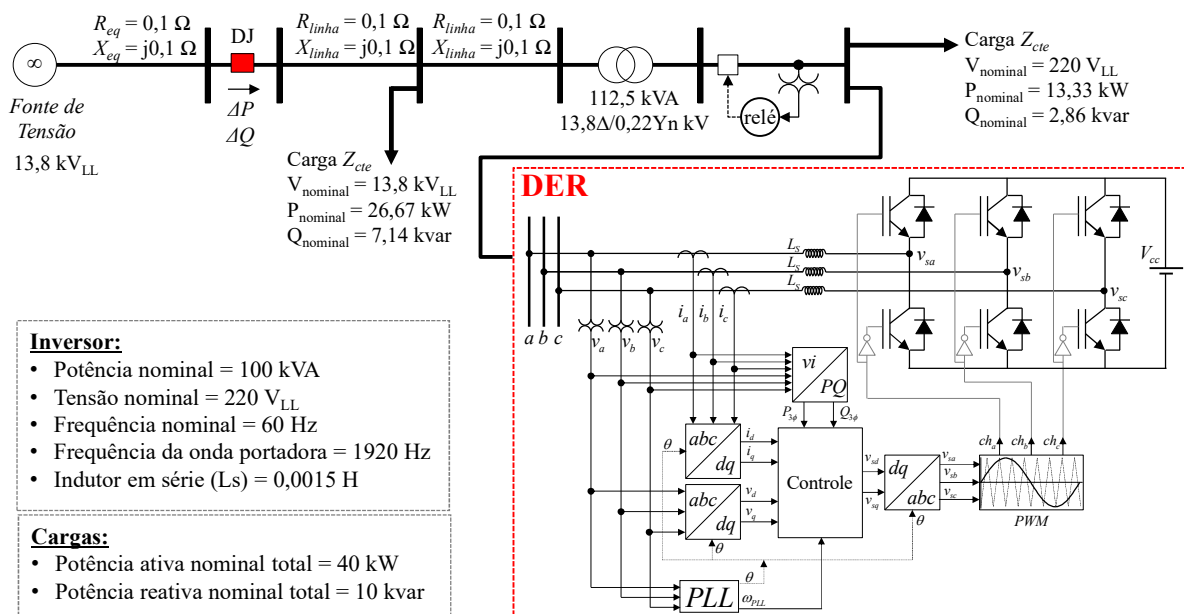


FIGURA 1 - Diagrama unifilar do sistema teste.

3.1.2 Avaliação da segurança da atuação

Os eventos utilizados neste trabalho são registros de ocorrências reais que aconteceram no SIN a partir de 2015. Os registros foram obtidos por meio do aplicativo *MedPlot* Histórico – software de análise off-line de sincrofasores (Projeto MedFasee, 2017). Foram utilizados os dados das PMUs conectadas na rede de baixa tensão de diferentes universidades, as quais representam de maneira aproximada o comportamento das barras que contêm DERs na ocorrência de perturbações na rede básica. Procurou-se obter os dados das PMUs mais próximas geograficamente da origem do evento. De modo geral, foram obtidos os dados das maiores perturbações dos últimos anos que não resultaram em blecaute, assim como apresentado na sequência.

- **Evento do dia 22/09/2015:** o evento teve origem na UHE Itaipu 60 Hz, iniciada por uma descarga disruptiva na fase *a* entre uma chave seccionadora e um disjuntor, com desligamento automático de uma barra e de unidades geradoras desta usina. Em função do desligamento de quatro unidades geradoras da UHE Itaipu, totalizando a perda de 2.556 MW de geração, foi observada subfrequência no SIN de 58,6 Hz. Adicionalmente, foi observado o desligamento da usina nuclear de Angra I, além do desligamento de usinas térmicas e eólicas na região Nordeste e PCHs na região Sul. Para este evento foram obtidos os dados das PMUs instaladas na UFSC, UTFPR e USP-São Carlos.
- **Evento do dia 16/10/2016:** o evento iniciou na SE Ibiúna, levando ao desligamento automático dos bipolos 1 e 2 do elo HVDC associado à UHE Itaipu 50 Hz. Antes da perturbação, este elo HVDC estava transmitindo cerca de 5.250 MW. O bloqueio dos dois bipolos levou a um déficit de geração no SIN, fazendo com que a frequência atingisse cerca de 58,36 Hz no subsistema Sul-Sudeste-Centro-Oeste, provocando a atuação do 1º estágio do ERAC para reequilíbrio entre carga e geração. Para este evento foram obtidos os dados das PMUs instaladas na UTFPR e USP-São Carlos.

- Evento do dia 21/03/2018: O evento iniciou com a abertura do disjuntor de interligação de barras da SE Xingu 500 kV, bloqueando o elo HVDC Xingu – Estreito, que na ocasião estava transmitindo cerca de 3.700 MW. A potência transmitida por este bipolo passou a escoar pela interligação Norte-Sudeste, e como não houve a atuação do Sistema Especial de Proteção de corte de máquinas na UHE Belo Monte em tempo hábil, houve a separação dos subsistemas Norte, Nordeste e Sul-Sudeste-Centro-Oeste. No subsistema Sul-Sudeste-Centro-Oeste houve a atuação de apenas um estágio do ERAC. Para este evento foram obtidos os dados das PMUs instaladas na UTFPR e UnB.
- Evento do dia 23/01/2019: neste evento ocorreu o desligamento automático da unidade geradora da usina nuclear Angra II, rejeitando aproximadamente 1.344 MW de geração do SIN. A frequência do SIN atingiu valores de cerca de 59,7 Hz durante este evento. Para este evento foram obtidos os dados da PMU instalada na UFRJ.
- Evento do dia 31/01/2019: neste evento ocorreu o desligamento automático do Polo 3 do Elo HVDC do sistema de transmissão das usinas do rio Madeira, que transmitia cerca de 1.430 MW para o Sudeste. Neste evento, os Polos 2 e 4 deste mesmo Elo assumiram conjuntamente 600 MW, reduzindo o déficit visto pelo Sudeste para aproximadamente 830 MW. Entretanto, foi verificada ainda durante este evento a rejeição de 500 MW de importação da Argentina pela estação conversora de Garabi, o que aumentou o déficit de geração no SIN para aproximadamente 1.300 MW e fez com que a frequência atingisse 59,77 Hz. Para este evento foram obtidos os dados da PMU instalada na Unicamp.
- Evento do dia 07/02/2019: neste evento ocorreu o desligamento automático de 4 UGs da UHE Belo Monte, com rejeição de 2.400 MW de geração (4x600 MW) e mais redução de 1.700 MW de geração nas UGs remanescentes por atuação de *runback* no Elo HVDC Xingu - Estreito. Os desligamentos ocorreram devido ao desligamento automático das LTs 500 kV Xingu - Tucuruí C1 e C2, interrompendo um fluxo de 2.500 MW para o SIN. Desta forma, o déficit total de geração observado no SIN foi de aproximadamente 4.100 MW, o que fez com que a frequência atingisse valor mínimo de 59,39 Hz. Para este evento foram obtidos os dados das PMUs instaladas na Unicamp e UFJF.

Todos os registros coletados correspondem a dados das PMUs das regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul (denominado subsistema SE/CO/Sul), uma vez que para todos estes eventos tais subsistemas permaneceram em sincronismo. Vale ressaltar que a significativa malha de transmissão que interliga estes subsistemas torna difícil e menos provável a separação dos mesmos em subsistemas menores. Neste contexto, as análises não são válidas para DERs conectados no subsistema Nordeste, na região do Acre/Rondônia e Manaus/Macapá, por exemplo, uma vez que o ilhamento destes subsistemas, na ocorrência de perturbações, provoca distúrbios significativamente maiores na frequência e tensão, tornando ainda mais difícil a escolha de ajustes seguros e confiáveis para as proteções anti-ilhamento de geradores distribuídos.

Pode ser observado a partir da Figura 2a que a frequência não atingiu valores inferiores a 58 Hz para nenhum dos eventos considerados neste trabalho. Adicionalmente, vale ressaltar que as condições de subfrequência são observadas de maneira similar para qualquer que seja o ponto de medição utilizado, haja vista que os pontos permaneceram em sincronismo durante tais eventos.

Do ponto de vista de tensão, fica evidenciado na Figura 2b que mesmo para estes significativos eventos que ocorreram no SIN, a tensão registrada pelas PMUs selecionadas não foi inferior a 0,9 pu para nenhum evento. É importante mencionar que, de fato, uma variação na tensão tem efeito predominantemente local, não sendo observada por todo o sistema, uma vez que vários equipamentos atuam no sentido de manter a tensão dentro de valores nominais. Os eventos considerados podem até ter provocados subtensões mais significativas em outros pontos do sistema, porém, para os pontos onde foram obtidos os registros (PMUs conectadas na rede de baixa tensão em diferentes universidades) a tensão não apresentou a excursão proporcional à relevância do evento.

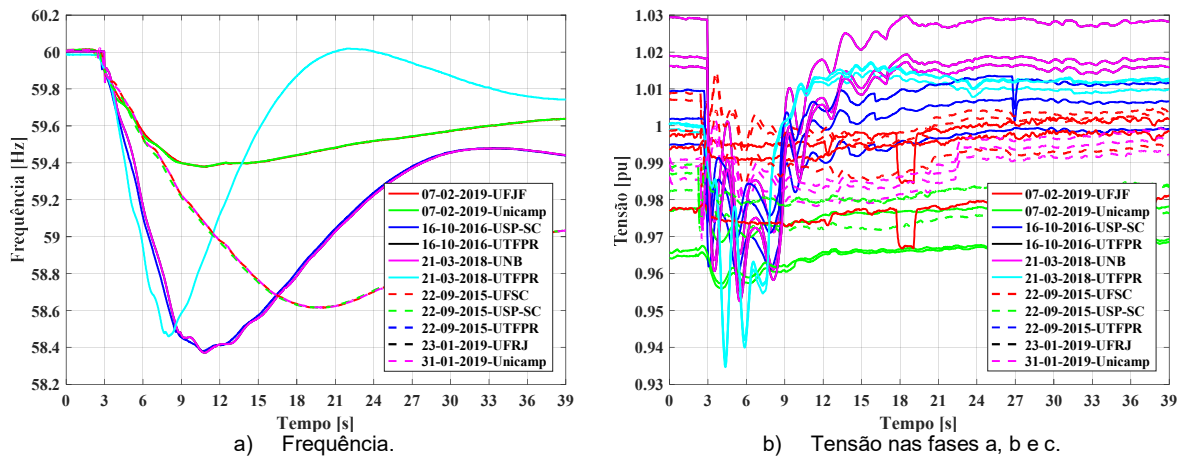
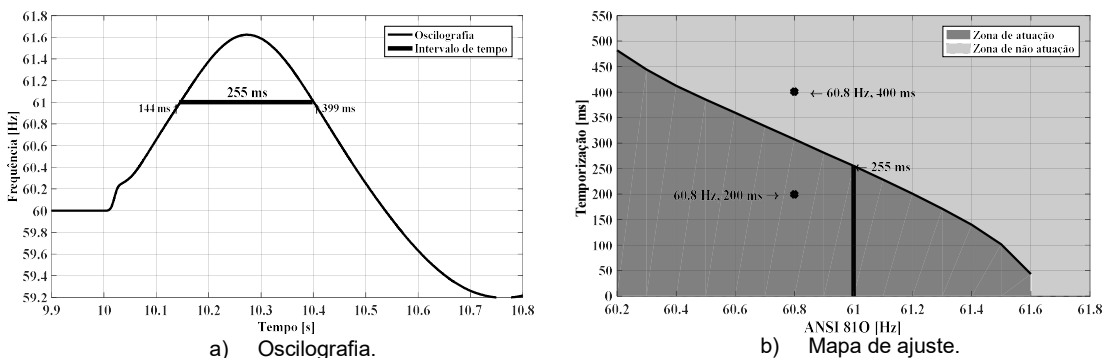


FIGURA 2 – Oscilografias de eventos no SIN.

3.2 Metodologia de mapa de ajustes

Para avaliar a atuação das proteções é utilizada neste trabalho a metodologia de mapa de ajustes, que já foi utilizada para analisar as funções de proteção anti-ilhamento de GDs síncronos para eventos no SIN e ilhamentos (Mourinho & Motter, 2018). Na Figura 3 é apresentado um exemplo didático da utilização do mapa de ajustes. A partir da oscilografia da Figura 3a foi elaborado o mapa de ajustes da Figura 3b, sendo observado que, se a função de sobrefrequência estiver ajustada em 61 Hz, temporizações menores que 255 ms levam à atuação desta função de proteção. Isto é, a função é sensibilizada pelo evento que originou a Figura 3a se, por exemplo, estiver ajustada em 60,8 Hz e 200 ms, mas não seria sensibilizada se ajustada em 60,8 Hz e 400 ms (Motter & Vieira, 2018). Portanto, qualquer ajuste abaixo da curva da Figura 3b provoca o desligamento do gerador por sobrefrequência para o evento que originou a oscilografia da Figura 3a, e o uso de qualquer ajuste na parte superior da curva não provoca o desligamento (Motter & Vieira, 2018).

FIGURA 3 – Oscilografias de eventos de ilhamento: df/dt e desvio angular.

Fonte: (Motter & Vieira, 2018).

Uma das vantagens desta metodologia é relacionada à avaliação dos ajustes das proteções anti-ilhamento. Ou seja, o reajuste pode ser analisado de forma gráfica e direta, sem a necessidade de realizar outras simulações. Além do reajuste, várias proteções podem ser analisadas simultaneamente para melhorar a detecção. Neste trabalho, o mapa de ajustes será empregado para comparar os eventos de ilhamento obtidos através de simulações no ATP com as oscilografias de eventos reais obtidas a partir das PMUs conectadas na rede de baixa tensão do SIN. A partir da visualização direta no mapa de ajustes é possível avaliar se determinado ajuste atua ou não para os eventos considerados.

4.0 - RESULTADOS E DISCUSSÕES

As figuras apresentadas nesta seção consideram os ajustes coordenados com a Categoria de Suportabilidade 3 da norma IEEE 1547-2018 (IEEE, 2018), que apresentam maiores faixas de *ride-through*. Para as funções de proteção de tensão, a Categoria 3 apresenta maiores faixas quando comparada com as demais categorias. As faixas de frequência são as mesmas para as Categorias 1, 2 e 3. Desta forma, para cada uma das funções de proteção

foram utilizados os ajustes mais sensíveis possíveis para a Categoria 3 de forma a atender aos requisitos de *ride-through*, isto é: subfrequência ajustada em 57 Hz e 0 s (atuação instantânea); sobrefrequência ajustada em 61,8 Hz e 0,16 s; subtensão ajustada em 0,5 pu e 1 s; e sobretensão ajustada em 1,20 pu e 0,16 s.

4.1 Eventos no SIN

A Figura 4 ilustra o mapa de ajuste para os eventos do SIN considerando a função de proteção de subfrequência (Figura 4a) e subtensão (Figura 4b). Como não foram registradas sobrefrequências e sobretensões na base de dados dos eventos do SIN (conforme observado na Figura 2), os mapas de ajuste referentes a estas funções de proteção não foram apresentados.

É verificado na Figura 4a que ajustes com valores de *pick-up* superiores a 58,5 Hz provocariam a atuação incorreta da proteção para os eventos do SIN. No extremo, isto poderia levar ao desligamento em cascata de vários DERs, mesmo localizados geograficamente em pontos distantes. Entretanto, ao adotar o ajuste de 57 Hz, que atende ao requisito de *ride-through*, a proteção de subfrequência, empregada como proteção anti-ilhamento de DERs, não atuaria para nenhum dos eventos do SIN avaliados, não comprometendo o desempenho dinâmico do sistema durante eventos de larga escala no sistema de transmissão.

A Figura 4b ilustra que também não houve atuação pela função de subtensão para nenhum dos eventos no SIN considerados. De fato, o ajuste adotado se encontra distante das subtensões observadas nos eventos. Neste sentido, pode ser verificado que ao utilizar ajustes que atendem aos requisitos de suportabilidade, os eventos do SIN não seriam confundidos com ilhamentos, logo, DERs conectados próximos aos pontos de medição utilizados não seriam desconectados em nenhum dos eventos na transmissão considerados.

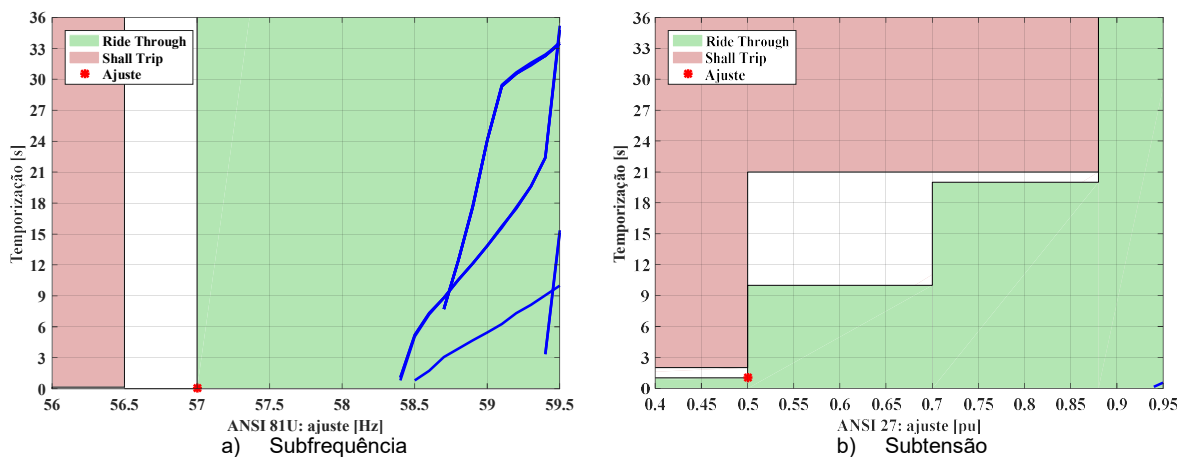


FIGURA 4 – Mapa de ajustes das funções de proteção de frequência para eventos no SIN.

4.2 Eventos de ilhamento

Os mapas de ajuste foram obtidos de 81 simulações no ATP. Cada simulação contém duração de 5,5 segundos, sendo que o ilhamento ocorreu em 5 segundos. Isto significa que todos os mapas das próximas figuras apresentam ajustes que levam à atuação em tempo menor ou igual a 500 ms. Este tempo foi utilizado por ser uma prática adotada por várias empresas distribuidoras, de forma a evitar que DERs estejam conectados ao sistema após o primeiro fechamento dos religadores.

Neste contexto, as Figuras 5a e 5b apresentam o mapa de ajuste para a função de subfrequência e sobrefrequência, respectivamente. As linhas contínuas representam mapas/eventos que não foram sensibilizados pelo sistema de proteção (isto é, por ao menos uma das quatro funções de proteção), enquanto as linhas tracejadas indicam mapas/eventos que foram sensibilizados pelo sistema de proteção. Ao adotar os ajustes de frequência coordenados com as curvas de suportabilidade, não foram verificadas atuações pela função 81U, apenas pela função 81O. Cabe ressaltar que a dinâmica da frequência após um ilhamento de DERs baseados em inversores com cargas da concessionária depende, além do desbalanço de potência ativa e reativa, do comportamento da carga com a tensão e do controle do inversor. Quando o desequilíbrio de potência ativa e reativa é praticamente nulo (o que foi simulado em alguns dos casos de ilhamento), dificilmente proteções passivas irão identificar ilhamentos em tempos inferiores a 500 ms.

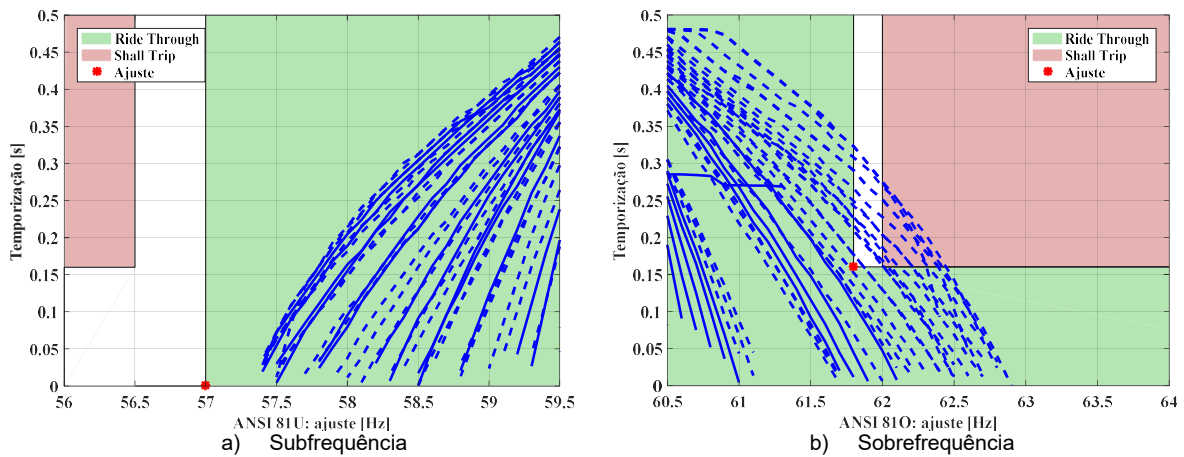


FIGURA 5 – Mapa de ajustes das funções de proteção de frequência para eventos de ilhação.

As Figuras 6a e 6b apresentam o mapa de ajuste para a função de subtensão e sobretensão, respectivamente. O ajuste da Figura 6a não aparece no mapa de ajuste por causa da temporização adotada de 1 segundo. Para as funções de tensão observou-se uma ampla faixa de ajustes que sensibilizam estas funções de proteção. Por exemplo, adotar os ajustes instantâneos de 0,5/1,2 pu faria com que vários dos gráficos contínuos estivessem acima do ponto de ajuste, e assim, haveria melhora significativa no desempenho da proteção anti-ilhamento. Um estudo qualitativo sobre a melhoria dos resultados é apresentado na próxima seção.

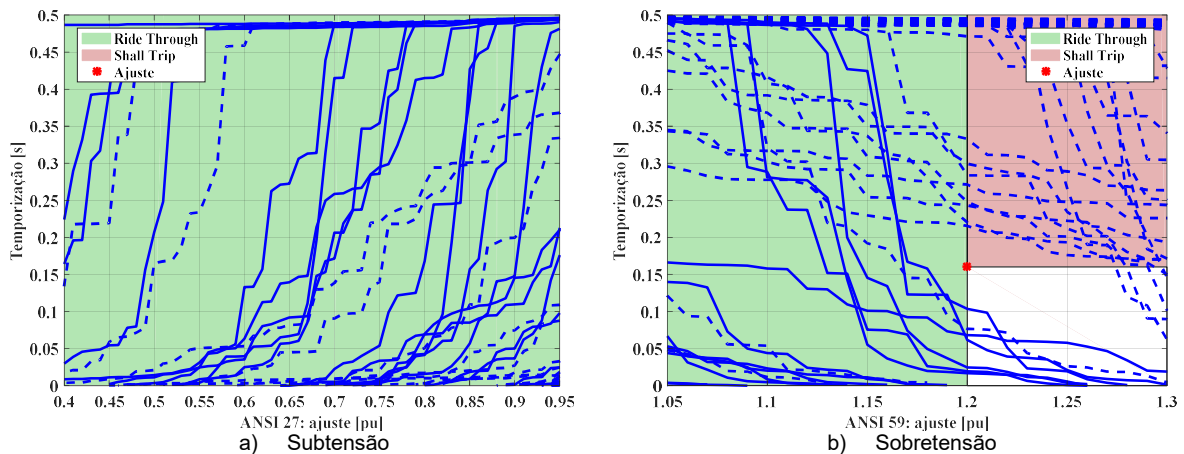


FIGURA 6 – Mapa de ajustes das funções de proteção de tensão para eventos de ilhação.

4.3 Discussão dos resultados

Os resultados gráficos apresentados nas Seções 4.1 e 4.2 se referem ao conjunto de ajuste 1 da Tabela 1, abaixo, que está coordenado com a Categoria 3 da norma IEEE 1547-2018 (IEEE, 2018). Entretanto, ajustes distintos das funções de tensão podem ser observados quando a categoria é diferente. Portanto, dois novos conjuntos de ajustes (conjuntos 2 e 3 da Tabela 1) foram considerados, sendo adotados os valores diferentes de ajuste para as funções 27 e 59, e que respeitam os requisitos de suportabilidade definidos pela Categoria 1 da IEEE 1547-2018 (IEEE, 2018). Adicionalmente, são avaliados ainda outros dois novos conjuntos de ajuste com objetivo de aumentar o percentual de atuações corretas, a saber: conjunto 4 e conjunto 5. Na Tabela 1, as “atuações corretas” referem-se aos casos de ilhação em que a proteção detectou a abertura da chave DJ da Figura 1. Por outro lado, as “atuações incorretas” dizem respeito aos eventos de grande porte no SIN que levariam à atuação das proteções anti-ilhamento.

Tabela 1 – Resumo dos resultados.

Conjunto de ajuste	Ajustes (<i>pick-up</i> ; temporização)				Atuações corretas	Atuações incorretas
	Função 81U	Função 81O	Função 27	Função 59		
1	57 Hz; 0 s	61,8 Hz; 0,16 s	0,50 pu; 1 s	1,20 pu; 0,16 s	66,67 %	0 %
2			0,70 pu; 0,16 s	1,20 pu; 0,16 s		

3				1,175 pu; 0,2 s	77,78 %	0 %
4			0,9 pu; 0 s	1,05 pu; 0 s	100 %	0 %
5			0,88 pu; 0,1 s	1,12 pu; 0,1 s	91,36 %	0 %

Conforme observado na Tabela 1, em nenhum dos casos analisados houve a atuação para eventos no SIN, resultando em 0 % de atuações incorretas. Observa-se que a alteração do ajuste da função de subtensão (conjunto de ajuste 2) melhora o resultado de atuação para ilhamento em 11,11 %. Além disso, alterar o ajuste de sobretensão de 1,20 pu/0,16 s para 1,175 pu/0,2 s não altera o resultado de detecções em relação ao obtido com o conjunto de ajuste 2. Entretanto, ao adotar os ajustes de maneira coordenada com as curvas de suportabilidade, não foi possível identificar todos os eventos de ilhamento simulados dentro de 500 ms. Na prática, se fosse necessário um ajuste confiável o suficiente para identificar todos os ilhamentos simulados apenas com proteções passivas, não seria possível atender simultaneamente aos requisitos de *ride-through*, pois o ajuste deveria ser mais sensível do que o estipulado pela norma.

Um conjunto de ajuste que identifica todos os eventos de ilhamentos para o sistema teste apresentado na Figura 1, por exemplo, é ilustrado no conjunto de ajuste 4, da Tabela 1. O ajuste das funções de tensão deste conjunto de ajuste precisou ser reduzido para 0,9 pu e 1,05 pu, com atuação instantânea, para identificação de todos os ilhamentos, o que reduz a segurança deste ajuste para eventos externos. Apesar de não atuar para os eventos do SIN considerados, este conjunto de ajuste poderia atuar para uma gama extensa de eventos, caracterizando o conjunto como pouco seguro.

Neste contexto, o conjunto de ajuste 5, ilustrado na Tabela 1, apresentou mais de 90% de atuação correta para os eventos de ilhamento, em tempo menor ou igual a 500 ms, e não atuou para nenhum evento do SIN, sendo um ajuste mais robusto para eventos externos, haja vista as temporizações adotadas. Os ilhamentos que o conjunto de ajuste 5 não identificou apresentam baixo desequilíbrio de potência ativa e reativa na ilha formada. Para estes casos, poderiam ser utilizadas funções de proteção anti-ilhamento ativas, ao invés de adotar ajustes mais sensíveis para as funções passivas. Além disso, ao atender aos requisitos de suportabilidade de frequência, seria pouco provável a desconexão em cascata de DERs utilizando o conjunto de ajuste 5.

5.0 - CONCLUSÃO

Neste artigo foi identificado, através de um estudo de caso, o desempenho dos ajustes das proteções anti-ilhamento de DERs para situações de perturbação de grande porte no SIN e situações de ilhamento. Ao ajustar as proteções 81U/O e 27/59 de acordo com as curvas de suportabilidade não foi identificada nenhuma atuação incorreta para os eventos no SIN. Entretanto, não foi possível identificar todos os ilhamentos simulados ao respeitar os requisitos de suportabilidade, sendo necessário utilizar ajustes mais sensíveis para identificar mais casos de ilhamento.

Além disso, foi ilustrado neste trabalho que o comportamento da tensão tem efeito predominantemente local, não sendo observadas subtensões em pontos geograficamente distantes ao considerar a base de dados de eventos no SIN. Isto implica que um ajuste sensível de tensão melhora a detecção de ilhamento e não compromete de maneira significativa as margens de estabilidade do SIN como um todo, uma vez que não são esperados desligamentos em cascata devido a atuações das proteções de sub/sobretensão de DERs. Entretanto, em relação à função 81U, perdas de grandes blocos de geração que resultam em subfrequência são observadas em praticamente todo o SIN, e podem levar ao desligamento em cascata dos DERs, se os ajustes de subfrequência forem sensíveis. Dessa forma, o desligamento em cascata aumenta ainda mais o desequilíbrio entre carga e geração do SIN. Portanto, para evitar desligamentos de DERs em cascata em situações de déficit de geração, é recomendado que pelo menos o ajuste de subfrequência esteja coordenado com as curvas de suportabilidade.

6.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à UFSC e ao projeto MedFasee pela disponibilização dos dados das PMUs e pelo suporte financeiro do Operador Nacional do Sistema Elétrico. O presente trabalho foi realizado também com apoio da Copel-DIS através do projeto de P&D ANEEL de código PD 2866-0452/2016.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL, 2016. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 1 - Introdução (revisão 9)*, s.l.: s.n.
- Artritt, R. F. & Dugan, R. C., 2015. Review of the Impacts of Distributed Generation on Distribution Protection. *2015 IEEE Rural Electric Power Conference*, pp. 69-74.
- Blackburn, J. L. & Domin, T. J., 2006. *Protective Relaying: Principles and Applications*. 3 ed. Boca Raton: CRC Press.
- Carvalho, Marina S. C., 2017. *Análise de Técnicas de Detecção de Ilhamento Ativas em Sistemas de Geração Distribuída Baseados em Inversores Fonte de Tensão*, Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.
- IEEE PES, 2018. *Impact of IEEE 1547 Standard on Smart Inverters (TECHNICAL REPORT PES-TR67)*, Washington, DC: s.n.
- IEEE, 2003. *IEEE Standard 1547TM-2003 (R2008): IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, IEEE. New York: IEEE inc..
- IEEE, 2018. *IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. IEEE Std 1547™-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, s.l.: s.n.
- Jenkins, N., Ekanayake, J. B. & Strbac, G., 2010. *Distributed Generation*. London: The Institution of Engineering and Technology.
- Motter, D., 2017. *Metodologias de ajuste das proteções anti-ilhamento de geradores distribuídos considerando múltiplos eventos*, São Carlos,: s.n.
- Motter, D. & Vieira, J. C. M., 2018. The Setting Map Methodology for Adjusting the DG Anti-Islanding Protection Considering Multiple Events. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Dec.pp. 2755 - 2764.
- Mourinho, F. A. & Motter, D., 2018. Avaliação do desempenho das proteções anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos durante perdas de grandes blocos de geração no Sistema Interligado Nacional. *XIV Seminário Técnico de Proteção e Controle*.
- Projeto MedFasee, 2017. *Aplicativo MedPlot Histórico: Manual de Utilização (Versão 8.0)*, Florianópolis: s.n.



- Vieira Jr, J. C. M., 2006. *Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos*, Campinas: s.n.
- Walling, R. A. & Miller, N. W., 2002. Distributed Generation Islanding – Implications on Power System Dynamic Performance. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, July, Volume 1, pp. 92-96.

DADOS BIOGRÁFICOS



Fabricio Andrade Mourinho – Nascido em 10/12/1991 em Jesuítas-PR, possui graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência (2013) pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná e mestrado em Sistemas Elétricos de Potência (2016) pela Universidade de São Paulo (EESC/USP). Atualmente é engenheiro de sistemas de potência no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) junto à Gerência de Planejamento da Operação Elétrica de Curto Prazo e aluno de doutorado do Programa de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ). Tem experiência em estudos de planejamento da operação de sistemas interligados, transmissão em corrente contínua, integração de fontes renováveis de energia em redes elétricas e geração distribuída.

Daniel Motter possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual do Oeste do Paraná (2011), e mestrado (2014) e doutorado (2017) em ciências pelo programa de engenharia elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo (EESC/USP). Atualmente é professor adjunto no Centro de Engenharias e Ciências Exatas da Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Campus de Foz do Iguaçu, estando credenciado no programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação (PGEEC). Atua principalmente na área de proteção anti-ilhamento de geradores distribuídos.

José Carlos de Melo Vieira Júnior - Obteve o título de bacharel em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU) em 1997 e os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas em 1999 e 2006, respectivamente. Entre 1999 e 2003 atuou como engenheiro eletricista especializado em estudos elétricos na empresa de consultoria FIGENER S.A. Engenheiros Associados (São Paulo, SP). É Professor Associado do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo (EESC/USP) e também é bolsista de Produtividade em Pesquisa do CNPq, nível 1D. Em 2011 foi Professor Visitante durante 6 meses na University of Alberta (Canadá). É autor de 33 artigos técnicos

publicados em revistas nacionais e internacionais, sendo a maioria deles em revistas do IEEE. A principal linha de pesquisa do Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior é sistemas de energia elétrica, envolvendo, sobretudo, proteção, controle, automação e computação relacionada a sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de recursos energéticos distribuídos, incluindo geração distribuída, armazenamento de energia e veículos elétricos.



Tatiana Mariano Lessa Assis possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal Fluminense (1998), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2000) e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2007). Realizou pós-doutorado no Imperial College London em 2015, junto ao Control & Power Research Group. Já trabalhou no CEPEL (1998-2001), no ONS (2001-2003) e foi professora da UFF entre 2006 e 2011. Atualmente é Professora Associada da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Tem experiência na área de planejamento da operação de sistemas interligados, dinâmica, proteção e controle de sistemas de potência. Atua como voluntária do IEEE desde 2010, sendo, desde 2015, editora da revista IEEE Transactions on Sustainable Energy. É membro do CIGRÉ e Senior Member do IEEE.