

Influências de Gerações Eólicas Interfaceadas por Inversores na Operação das Funções de Proteção Direcionais e de Seleção de Fase

Moisés J. B. B. Davi* Mário Oleskovicz* Felipe V. Lopes**
Denis V. Coury* José C. M. V. Júnior* Ricardo Q. Machado*
David C. Jorge***

* *Universidade de São Paulo (USP), São Carlos - SP, (e-mail: moisesdavi@usp.br, olesk@sc.usp.br, coury@sc.usp.br, jcarlos@sc.usp.br, rquadros@sc.usp.br).*

** *Universidade Federal da Paraíba (UFPB), João Pessoa - PB, (e-mail: felipelopes@cear.ufpb.br).*

*** *Universidade Federal do Triângulo Mineiro (UFTM), Uberaba-MG, (e-mail: david.jorge@uftm.edu.br).*

Abstract: This paper analyzes the impacts of Inverter-Interfaced Wind Power Plants (IIWPP), namely Full-Converter Generators and Doubly-Fed Induction Generators, on directional and phase-selection protection functions employed in commercial relays. For the studies, a system with a typical topology used to connect IIWPP to the grid was modeled in MATLAB-Simulink software, and contingency scenarios varying the fault type, resistance, and location were simulated. The obtained results reveal several IIWPP operational particularities which impact the directional and phase-selection protection functions.

Resumo: Este artigo analisa os impactos de Fontes Eólicas Interfaceadas por Inversores (FEII), como os Geradores Full-Converter e Geradores de Indução Duplamente Alimentados, em funções de proteção direcionais e de seleção de fase empregadas em relés comerciais. Para os estudos, um sistema com topologia típica para conexão de FEII à rede foi modelado no software MATLAB-Simulink, e cenários de faltas com variação do tipo, resistência e localização das mesmas foram simulados. Os resultados obtidos revelam diversas particularidades operacionais das FEII que impactam as funções de proteção direcionais e de seleção de fase.

Keywords: Wind Generation; Full-Converter; DFIG; Directional Protection; Phase-Selection.

Palavras-chaves: Geração Eólica; Full-Converter; GIDA; Proteção Direcional; Seleção de Fase.

1. INTRODUÇÃO

Por muito tempo, as Fontes Eólicas Interfaceadas por Inversores (FEII), como os Geradores Full-Converter (GFC) e Geradores de Indução Duplamente Alimentados (GIDA), compuseram uma porcentagem relativamente baixa da capacidade de geração total do sistema de energia e, portanto, eram rapidamente desconectadas da rede elétrica em condições de distúrbios (Piya et al. (2018)). Todavia, com a crescente penetração dessas fontes nos sistemas elétricos atuais, a perda dessa grande parcela de geração durante distúrbios tornou-se uma condição crítica para a estabilidade do sistema. Assim, diversos países têm adotado requisitos para que essas gerações tenham a capacidade de permanecerem conectadas, por determinados tempos e a depender de sua tensão terminal, mesmo em situações de distúrbios na rede (Piya et al. (2018)). Tal capacidade operacional é conhecida na literatura como Fault Ride-Through (FRT).

Com o surgimento dos requisitos FRT, a análise das contribuições de FEII para faltas tem sido foco de diversos pesquisadores, principalmente após serem evidenciados

os impactos dessas contribuições em algumas funções de proteção convencionais. Considerando que a maior parte das grandes usinas de energia eólica estão conectadas em sistemas de transmissão e subtransmissão, vários estudos sobre os impactos de FEII em proteções de distância foram conduzidos (Hooshyar et al. (2014a, 2015)). Contudo, poucos trabalhos avaliam em detalhes os impactos nas funções direcionais e de seleção de fase, as quais são essenciais para o correto funcionamento da proteção de distância e também para várias outras lógicas de supervisão amplamente utilizadas (Kasztenny et al. (2000)).

Dentre as publicações que avaliam os impactos das FEII em funções direcionais e de seleção de fase, grande parte se restringe às análises dos GFC, avaliando funções direcionais (Jia et al. (2019); Chen et al. (2015)) ou funções de seleção de fase (Hooshyar et al. (2016); Azzouz et al. (2018)). O impacto dos GIDA em funções direcionais é avaliado em Hooshyar et al. (2014b), porém, considerando apenas faltas trifásicas. Haddadi et al. (2019), Erlich et al. (2013) e Hooshyar and Iravani (2018) analisam os GFC e os GIDA, no entanto, focam apenas em funções direcionais. Martínez et al. (2018), testam dispositivos comerciais, buscando evi-

denciar casos em que a proteção de distância é comprometida por erros nas funções direcionais e de seleção de fase. Embora tais casos tenham sido identificados, explicações detalhadas sobre o motivo dessas ocorrências não foram disponibilizadas. Nota-se então que, apesar das pesquisas já existentes na área, a literatura carece de trabalhos que apresentem uma análise simultânea dos impactos dos GFC e GIDA em algoritmos direcionais e de seleção de fase, provendo explicações concisas sobre as características das FEII que resultam em tais impactos.

Compreendendo a necessidade de uma pesquisa que englobe as análises supracitadas, avalia-se neste trabalho o impacto dos GFC e GIDA em três algoritmos tipicamente empregados em relés comerciais, sendo dois algoritmos direcionais baseados em impedâncias de sequência negativa e zero, e um algoritmo com dupla função, direcional e de seleção de fase, baseado em fasores incrementais. Foram simulados diversos cenários de contingências, variando-se o tipo, resistência e localização das faltas, em um sistema com topologia típica para conexão de FEII à rede. As análises consideraram também diferentes requisitos de códigos de rede, no que tange à regulação de potência reativa gerada pelas FEII, em condições de distúrbios. Com isso, foi possível relatar em detalhes as diversas particularidades operacionais das FEII que impactam na operação das funções de proteção estudadas.

2. CARACTERÍSTICAS DAS CONTRIBUIÇÕES DE FEII PARA AS FALTAS

Ao analisar as contribuições para as faltas em sistemas com gerações convencionais, as unidades geradoras podem ser representadas por fontes de tensão em série com impedâncias, observando-se a escolha correta da impedância subtransitória, transitória ou de regime permanente, a depender do estudo realizado. No que tange às FEII, suas contribuições para as faltas têm características regidas pelas metodologias de controle dos inversores que, por serem bastante diversificadas, a depender do fabricante, tornam a análise complexa (Maqbool and Khan (2017)).

Para os GFC, as contribuições para faltas são limitadas a níveis reduzidos (normalmente de até 1,2 p.u. (IEEE and NERC (2018))), devido aos limites térmicos dos dispositivos que os compõem. Ademais, apresentam comportamento variável, a depender do método de controle empregado para os inversores. Dentre tais métodos, o Controle de Sequência Acoplada (CSA) é tipicamente utilizado nessa topologia (Kauffmann et al. (2019)) e, neste método, as contribuições para as faltas contemplam apenas a componente de sequência positiva, mesmo para faltas assimétricas. Outro esquema de controle também utilizado é o Controle de Sequência Desacoplada (CSD) (Kauffmann et al. (2019); Erlich et al. (2013)). Neste esquema, mediante faltas assimétricas, os inversores são controlados para emular características de gerações síncronas convencionais, no que tange às contribuições de sequência negativa.

Os GIDA, por sua vez, operam com os mesmos princípios de geradores de indução convencionais, com a particularidade de possibilitarem a operação com escorregamentos elevados, normalmente limitados a $\pm 30\%$ (Hooshyar et al. (2014a)). Nessa topologia, os enrolamentos do estator da máquina são diretamente conectados à rede, resultando em

contribuições para as faltas com níveis mais pronunciados (normalmente de até 2 p.u. (IEEE and NERC (2018))) quando comparados aos níveis obtidos para os GFC. Em se tratando das componentes de sequência presentes nas correntes de falta, considerando a aplicação do CSA nos inversores, a supressão da componente de sequência negativa para os GIDA não é esperada. Cabe ressaltar que existem metodologias de controle que permitem, para os GIDA sob condições de faltas desequilibradas, a supressão da corrente de sequência negativa, conforme ocorre para os GFC com utilização do CSA (Erlich et al. (2013)).

Destaca-se que, nos últimos anos, diversos países definiram requisitos de códigos de rede que exigem, além da capacidade FRT, que as FEII forneçam certos níveis de potência reativa durante distúrbios na rede, visando auxiliar no controle de tensão e frequência do sistema. Tais códigos de rede podem ser divididos em dois grupos principais. O primeiro grupo, referenciado neste artigo como Códigos de Rede Americanos (CRA), concentra-se apenas na capacidade FRT das FEII, exigindo que estas operem com elevados fatores de potência, normalmente 0,95 atrasado ou adiantado, não havendo imposição de geração de corrente reativa mediante distúrbios no sistema (FERC (2005)). Já o segundo grupo, referenciado neste trabalho como Códigos de Rede Europeus (CRE), impõe a geração de um determinado nível de corrente reativa pelas FEII durante distúrbios na rede, de forma similar ao que ocorre para geradores síncronos convencionais por meio do controle de sua excitação. Para representar este segundo grupo, considerou-se o código de rede alemão (SDLWindV (2010)), cuja característica é ilustrada na Figura 1.

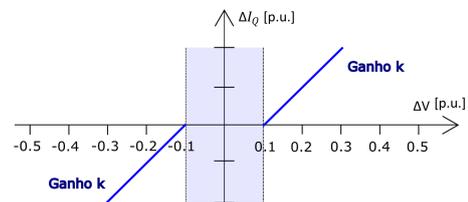


Figura 1. Característica de regulação da corrente reativa, de acordo com SDLWindV (2010).

3. FUNÇÕES DE PROTEÇÃO AVALIADAS

A seguir, serão apresentados os equacionamentos e as principais características de operação das funções de proteção avaliadas neste trabalho.

3.1 Função Direcional de Impedância de Sequência Negativa

As funções direcionais baseadas nas impedâncias de sequência negativa foram concebidas para operar devidamente mediante quaisquer tipos de faltas assimétricas, com a grande vantagem de não serem influenciadas pelo acoplamento mútuo de sequência zero entre linhas de transmissão (LT) paralelas (Schweitzer and Roberts (1992)). Nesse algoritmo, um valor escalar Z_2 é calculado (Schweitzer and Roberts (1992)), conforme mostra (1).

$$Z_2 = \frac{Re[\vec{V}_2 \cdot (1 \angle \theta_{L1} \cdot \vec{I}_2)^*]}{|\vec{I}_2|^2} \quad (1)$$

Em (1), \vec{V}_2 é o fasor de tensão de sequência negativa, \vec{I}_2 é o fasor de corrente de sequência negativa e θ_{L1} é o ângulo da impedância de sequência positiva da LT.

Esse elemento direcional declara uma condição de falta na região direta, quando o valor de Z_2 for menor que um limiar direto (Z2F), que tipicamente é parametrizado com um valor que corresponde à metade da impedância de sequência positiva da linha de transmissão protegida. Já a declaração de uma falta na região reversa, é feita quando Z_2 atinge nível superior a um limiar reverso (Z2R), que tipicamente é parametrizado com o valor de Z2F somado à uma impedância de $0,2 \Omega$ (Schweitzer and Roberts (1992)).

Existem também algumas restrições para atuação desse elemento direcional, baseadas nos níveis aferidos para a corrente de sequência negativa (Guzmán et al. (1997)).

3.2 Função Direcional de Impedância de Sequência Zero

Os elementos direcionais de impedância de sequência zero operam mediante faltas à terra, complementando os elementos direcionais de sequência negativa em condições onde não são mensurados níveis significativos para as correntes dessa componente (Guzmán et al. (1997)). Nessa metodologia de proteção, um valor escalar Z_0 é calculado (Guzmán et al. (1997)), utilizando (2).

$$Z_0 = \frac{Re[3\vec{V}_0 \cdot (1\angle\theta_{L0} \cdot 3\vec{I}_0)^*]}{|\vec{3I}_0|^2} \quad (2)$$

Em (2), \vec{V}_0 e \vec{I}_0 são os fasores de tensão e corrente de sequência zero, e θ_{L0} é o ângulo da impedância de sequência zero da LT.

Esse elemento direcional tem operação análoga ao elemento de sequência negativa apresentado, declarando uma condição de falta na região direta, quando o valor de Z_0 for menor que um limiar direto (Z0F), que tipicamente é parametrizado com um valor que corresponde à metade da impedância de sequência zero da linha de transmissão protegida. Já a declaração de uma falta na região reversa é realizada quando Z_0 atinge nível superior a um limiar reverso (Z0R), que tipicamente é parametrizado com o valor de Z2F somado à uma impedância de $0,2 \Omega$ (Guzmán et al. (1997)).

Além disso, existem também algumas restrições para atuação desse elemento direcional, baseadas nos níveis aferidos para a corrente de sequência zero (Guzmán et al. (1997)).

3.3 Função Direcional e de Seleção de Fases Baseada em Fasores Incrementais

As funções baseadas em fasores incrementais são capazes de definir tanto a direcionalidade das faltas, quanto as fases envolvidas na mesma. Tais funções foram concebidas para atuar seguramente e com alta velocidade para quaisquer tipos de faltas (Benmouyal and Mahseredjian (2001)). O algoritmo se baseia no cálculo de três torques incrementais (Benmouyal and Mahseredjian (2001)), conforme apresentado em (3), (4) e (5), e na análise dos sinais e relação entre magnitudes desses torques, conforme mostra a Tabela 1.

$$\Delta T_{ab} = Re[\Delta \vec{V}_{ab} \cdot (1\angle\theta_{L1} \cdot \Delta \vec{I}_{ab})^*] \quad (3)$$

$$\Delta T_{bc} = Re[\Delta \vec{V}_{bc} \cdot (1\angle\theta_{L1} \cdot \Delta \vec{I}_{bc})^*] \quad (4)$$

$$\Delta T_{ca} = Re[\Delta \vec{V}_{ca} \cdot (1\angle\theta_{L1} \cdot \Delta \vec{I}_{ca})^*] \quad (5)$$

Tabela 1. Metodologia para seleção de fases.

Tipo de Falta	ΔT_{ab}	ΔT_{bc}	ΔT_{ca}
AT	ΔT_{ab}	0	ΔT_{ab}
AB / ABT	ΔT_{ab}	0,15 a 0,35 ΔT_{ab}	0,15 a 0,35 ΔT_{ab}
ABC	ΔT_{ab}	ΔT_{ab}	ΔT_{ab}

Em (3), (4) e (5), $\Delta \vec{V}_{ab}$, $\Delta \vec{V}_{bc}$ e $\Delta \vec{V}_{ca}$ são os fasores incrementais das tensões fase-fase, $\Delta \vec{I}_{ab}$, $\Delta \vec{I}_{bc}$ e $\Delta \vec{I}_{ca}$ são os fasores incrementais das correntes e θ_{L1} é o ângulo da impedância de sequência positiva da LT. Os fasores de tensões e correntes incrementais são usualmente obtidos pela subtração dos fasores atuais por fasores de dois ciclos anteriores (Guzmán et al. (2017)).

A direcionalidade é indicada pelos sinais dos torques resultantes, sendo que valores negativos indicam faltas na região direta, e valores positivos indicam faltas na região reversa. Para a seleção das fases envolvidas na falta, o algoritmo utiliza a relação entre os torques calculados, conforme ilustrado na Tabela 1. Nessa tabela são mostrados os valores esperados para ΔT_{ab} , ΔT_{bc} e ΔT_{ca} , para cada tipo de falta, sendo tais valores normalizados por ΔT_{ab} .

4. SISTEMA PROPOSTO PARA OS ESTUDOS

O diagrama unifilar e parâmetros do sistema teste utilizado nos estudos são ilustrados na Figura 2 e Tabela 2, respectivamente. Esse sistema inclui quatro barras principais em 69 kV, sendo a Barra 1 o ponto de acoplamento comum entre a usina eólica e a rede. A usina eólica é composta por oito turbinas de 1,5 MW cada, conectadas ao sistema de 34,5 kV por transformadores Dyn11 com tensões de 34,5-0,575 kV, potências de 1,75 MVA e impedâncias de 6%. Linhas de transmissão de 50, 80 e 40 km conectam as barras 1-2, 2-3 e 2-4, respectivamente. Nas barras 3 e 4 foram inseridas fontes em série com impedâncias para a representação terminal equivalente da rede elétrica.

No que tange às topologias das FEII, alguns cenários consideraram os GFC conectados à usina e outros os GIDA, sendo para ambos os casos, mantidas em 12 MW e 0 VAR as potências ativa e reativa fornecidas em regime permanente, respectivamente. O CSA foi considerado para ambas as topologias, e para os GFC foram avaliados tanto os CRA quanto os CRE. Para fins de comparação, foram simulados cenários onde os geradores eólicos foram substituídos por geradores síncronos convencionais, mantendo-se o fornecimento em níveis similares de potência à rede

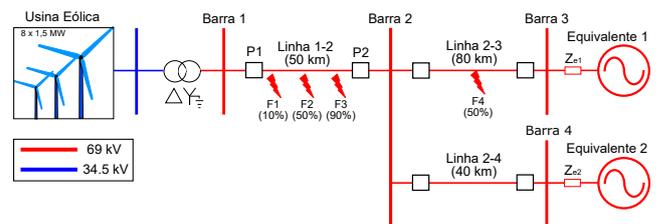


Figura 2. Diagrama unifilar do sistema proposto.

Tabela 2. Parâmetros do sistema proposto.

Parâmetros	Valores
Equivalente 1	$V_{s1} = 71,76 \angle 0^\circ$ kV $R_{+}/0 = 0,112 / 0,435 \Omega$ $L_{+}/0 = 16,976 / 48,805$ mH
Equivalente 2	$V_{s2} = 70,38 \angle -25^\circ$ kV $R_{+}/0 = 0,431 / 1,678 \Omega$ $L_{+}/0 = 65,507 / 188,330$ mH
Transformador YNd1 69 - 34,5 kV	14 MVA - Z = 10%
Linhas de Transmissão	$R_{+}/0 = 0,159 / 0,516 \Omega/\text{km}$ $L_{+}/0 = 1,327 / 3,929$ mH/km $C_{+}/0 = 0,00877 / 0,00596 \mu\text{F}/\text{km}$

em regime permanente. Os geradores convencionais foram representados por uma fonte equivalente em série com uma impedância, conectada no lado de 34,5 kV do transformador YNd1, e considerando os seguintes valores para sua parametrização: $V_f = 35,335 \angle -23,595^\circ$ kV; $R_{+}/0 = 0,237 / 0,924 \Omega$; $L_{+}/0 = 36,068 / 103,695$ mH.

Para a modelagem dos GFC, foram utilizados geradores síncronos e todos os controles foram ajustados conforme descrito em (Tremblay et al. (2013); Miller et al. (2003)). O link CC consiste de um capacitor de 0,09 F com tensão nominal de 1250 V. O circuito *Choke* de acoplamento tem resistência de 0,003 p.u. e indutância de 0,15 p.u. na base da máquina. O filtro de saída RC tem potência de 120 kVAr, e o circuito *Chopper* opera quando a tensão no link CC ultrapassar 1,1 p.u., sendo desabilitado quando a mesma tensão atingir valores inferiores a 1,08 p.u..

Já para a modelagem dos GIDA, todos os controles foram ajustados conforme descrito em (Gagnon et al. (2010); Miller et al. (2003)). O link CC consiste de um capacitor de 0,01 F com tensão nominal de 1150 V. O circuito *Choke* de acoplamento tem resistência de 0,003 p.u. e indutância de 0,3 p.u. na base da máquina, e o filtro de saída RC tem potência de 120 kVAr. O circuito *Crowbar* foi projetado para operar quando a corrente medida no rotor ultrapassar o valor de 2,8 p.u. ou quando a tensão no link CC ultrapassar o valor de 1,2 p.u., sendo mantido ativo por um tempo total de 60 milissegundos após sua atuação (Salles et al. (2010)).

Foram simulados curtos-circuitos nas linhas 1-2 e 2-3, iniciados a partir do instante $t = 1$ s com ângulo de incidência de 90° (considerando referência senoidal), variando-se o tipo (faltas monofásicas - AT, bifásicas - AB, bifásicas-terra - ABT e trifásicas ABC), resistência (0 Ω , 2 Ω , 5 Ω , 10 Ω , 25 Ω , 50 Ω e 100 Ω) e localização do defeito. Em se tratando da localização das faltas, quatro possibilidades foram avaliadas: faltas F1, F2 e F3 a 10%, 50% e 90% da Linha 1-2, respectivamente, partindo-se da Barra 1; e falta F4 a 50% da Linha 2-3. Assim sendo, considerando todas as variações de topologia de geração, códigos de rede e características das faltas, foram simulados e avaliados um total de 448 cenários.

Em todos os cenários, os sinais de correntes e tensões foram obtidos dos enrolamentos secundários de Transformadores de Corrente (TC) e de Potencial (TP) ideais, cujas relações de transformação são de 20 e 600, respectivamente. Esses transformadores de instrumentação foram instalados nos

pontos P1 e P2 ilustrados na Figura 2 e, por isso, tais pontos serão utilizados como referências na indicação dos locais de medição para as análises realizadas.

5. IMPACTOS DAS FEII NAS FUNÇÕES DIRECIONAIS E DE SELEÇÃO DE FASE

A seguir, serão avaliados os impactos das FEII nas funções direcionais e de seleção de fase, utilizando as formas de onda obtidas de alguns dos cenários simulados.

5.1 Análises dos Impactos na Função Direcional Baseada na Impedância de Sequência Negativa

As análises para essa função foram pautadas na equação descrita em (1), sendo considerados os limiares Z2F (0,4375 Ω) e Z2R (0,6375 Ω), ou seja, as faltas na região direta são declaradas com a aferição de valores inferiores à Z2F para Z_2 , e as faltas na região reversa com valores de Z_2 superiores à Z2R. A Figura 3 ilustra os valores de Z_2 calculados para as faltas bifásicas (AB), com resistência de 5 Ω , aplicadas em F2 e F4, considerando cenários com geradores convencionais, GIDA e GFC conectados na Barra 1 do sistema. Foram monitoradas as tensões e correntes secundárias em P1 e P2 para obtenção dos valores de Z_2 .

Com relação aos valores de Z_2 obtidos para os cenários com a geração convencional, observa-se que para as medições em P1, todas as faltas foram declaradas na região direta, enquanto que para as medições em P2, a falta F2 foi declarada na região direta e F4 na região reversa. Sendo assim, a função retornou indicações corretas quanto a direcionalidade das faltas simuladas.

Para os cenários com GIDA, foram observados comportamentos similares, ou seja, tal função de proteção não foi impactada por esses geradores que, nas simulações deste trabalho, empregaram o CSA para os inversores. É válido salientar que existem metodologias de controle caracterizadas pela supressão da corrente de sequência negativa para GIDA, o que impactaria diretamente os valores de Z_2

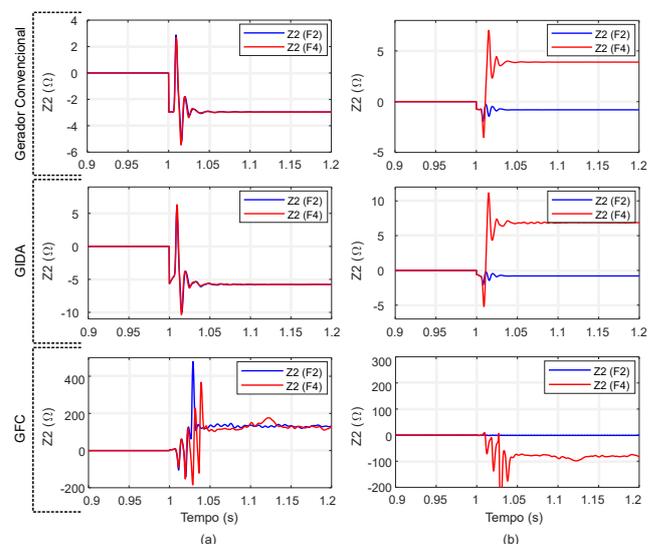


Figura 3. Z_2 aferidos em (a) P1 e (b) P2 para uma falta AB (resistência de 5 Ω) em F2 e F4.

e, conseqüentemente, a atuação dessa função de proteção (Erlich et al. (2013)).

Avaliando os resultados para GFC (assumindo-se CRE ou CRA), observa-se que a supressão da corrente de seqüência negativa, característica do CSA para essa topologia, afetou de maneira significativa os valores de Z_2 , resultando em indicações de faltas nas regiões reversas para medições em P1, assim como na indicação de região direta para a falta F4 pelas medições em P2. É válido ressaltar que as aferições em P2 para a falta F2 resultaram em valores inferiores à Z2F para Z_2 , indicando corretamente uma falta na região direta, visto que as contribuições de corrente mensuradas por esse terminal para a falta em F2, são originadas de gerações convencionais.

As indicações impróprias de direcionalidade ocorrem pois, enquanto os geradores síncronos são representados por uma impedância fixa no circuito de seqüência negativa, as impedâncias de seqüência negativa dos GFC são reguladas pelos métodos de controle dos inversores, podendo assumir valores muito elevados no caso do CSA, devido à sua característica de supressão da corrente de seqüência negativa (Kauffmann et al. (2019)). Salienta-se que, apesar das indicações incorretas de direcionalidade das faltas, esta função direcional tenderá a ter sua operação bloqueada devido às restrições de atuação baseadas na aferição da corrente de seqüência negativa que, para tais casos, será praticamente nula.

Destaca-se ainda que existem metodologias de controle que possibilitam aos GFC a geração da corrente de seqüência negativa, mediante faltas assimétricas, o que poderia resultar em indicações corretas quanto à direcionalidade das faltas (Haddadi et al. (2019)). É válido ressaltar que para os outros tipos de faltas assimétricas (AT e ABT), variando-se tanto a localização, quanto a resistência das mesmas, os resultados foram similares. Com isso, é possível concluir que, dentre as topologias de geração avaliadas, apenas os GFC impactaram a operação da função direcional baseada na impedância de seqüência negativa.

5.2 Análises dos Impactos na Função Direcional Baseada na Impedância de Seqüência Zero

As análises dos impactos das FEII nessa função basearam-se na equação descrita em (2), sendo considerados os limiares Z0F (1,307 Ω) e Z0R (1,507 Ω), ou seja, as faltas na região direta são declaradas com a aferição de valores inferiores à Z0F para Z_0 , e as faltas na região reversa com valores de Z_0 superiores à Z0R. A Figura 4 ilustra os valores de Z_0 calculados para as faltas monofásicas (AT), com resistência de 5 Ω , aplicadas em F2 e F4, considerando geradores convencionais, GIDA e GFC conectados na Barra 1 do sistema. Foram monitoradas as tensões e as correntes secundárias em P1 e P2.

Como se pode perceber, os níveis de Z_0 obtidos são muito similares para todas as topologias de geração consideradas, e indicam corretamente a direcionalidade das faltas. Tal fato ocorre, pois as contribuições de seqüência zero aferidas, tanto em P1 quanto em P2, independem das características das gerações que compõem a usina eólica, visto que nesse caso a fonte de seqüência zero em P1 se dá pelo ponto de neutro aterrado do transformador

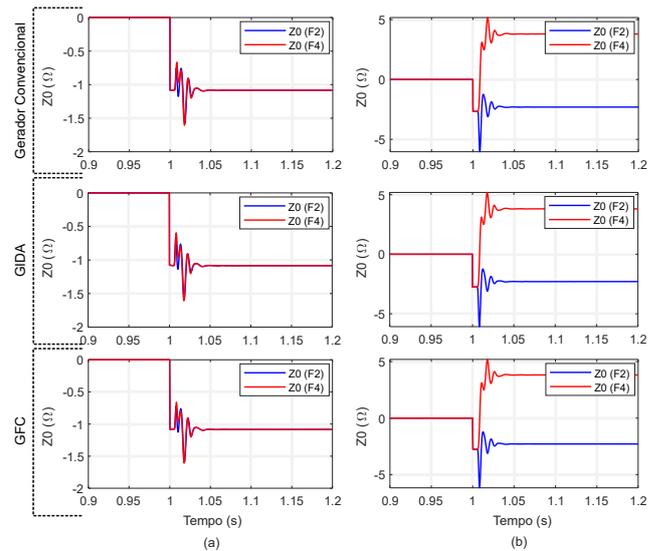


Figura 4. Z_0 aferidos em (a) P1 e (b) P2 para uma falta AT (resistência de 5 Ω) em F2 e F4.

YNd1. Assim sendo, observa-se que para essa topologia de conexão com a rede, tipicamente empregada em parques eólicos, as funções direcionais baseadas nas componentes de seqüência zero têm atuação satisfatória. Salienta-se ainda que para os demais tipos de faltas à terra, variando-se tanto os locais, quanto as suas resistências, os resultados também foram satisfatórios.

5.3 Análises dos Impactos na Função Direcional e de Seleção de Fase Baseada em Fasores Incrementais

As avaliações deste elemento com dupla função basearam-se tanto nas equações descritas em (3), (4) e (5), quanto nas relações entre os torques obtidos, mostradas na Tabela 1. Para essa função, valores negativos para os torques incrementais indicam faltas na região direta e valores positivos indicam faltas na região reversa.

A Figura 5 ilustra os torques obtidos para as faltas trifásicas (ABC), sem resistência, localizadas em F3 e considerando cenários com geradores convencionais, GIDA e GFC conectados na Barra 1 do sistema. Foram monitoradas as tensões e correntes secundárias em P1 e P2, e os torques incrementais foram normalizados com base no máximo valor obtido para o torque ΔT_{ab} .

No que tange aos torques obtidos com medições em P2, todos apresentaram sinais negativos e níveis similares, indicando faltas trifásicas na região direta. O mesmo comportamento foi também notado para medições em P1 quando considerados geradores convencionais conectados à Barra 1. Destaca-se que nos demais cenários simulados com gerações convencionais, variando-se local, tipo e resistência das faltas, as indicações foram satisfatórias quanto à direcionalidade e fases envolvidas.

Para as aferições em P1, considerando os GIDA conectados à Barra 1, nota-se pela Figura 5 que há uma tendência de inversão na direcionalidade indicada para a falta após pouco mais de um ciclo do início da mesma. Essa tendência ocorre devido à atuação do circuito *crowbar* (El-naggar et al. (2013)), esperada principalmente para faltas trifásicas com baixas resistências, e que, a depender do

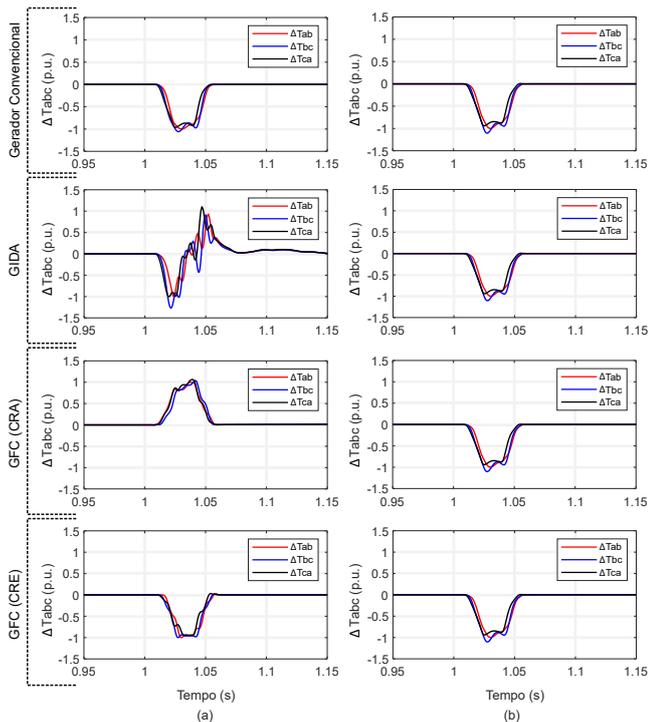


Figura 5. ΔT_{ab} , ΔT_{bc} e ΔT_{ca} aferidos em (a) P1 e (b) P2 para uma falta ABC em F3 sem resistência.

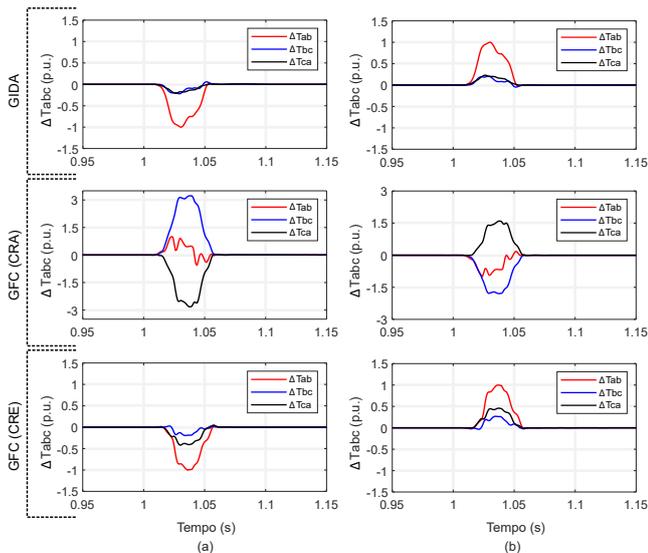


Figura 6. ΔT_{ab} , ΔT_{bc} e ΔT_{ca} aferidos em (a) P1 e (b) P2 para uma falta ABT (resistência de 2 Ω) em F4.

escorregamento da máquina antes da incidência da falta (que nos cenários simulados é de -20%), pode resultar em contribuições de corrente para as faltas com frequências entre 42 e 78 Hz, impactando as aferições dos torques incrementais (Hooshyar et al. (2014a)). No entanto, observa-se que logo após a incidência da falta, os torques possuem níveis similares e sinais negativos, indicando corretamente a ocorrência de uma falta trifásica na região direta, por tempo suficiente para atuação satisfatória dessa função (Guzmán et al. (2017)). Destaca-se que para os demais cenários simulados com os GIDA, o algoritmo resultou na indicação correta da direção e tipo das faltas, conforme ilustram as Figuras 6 e 7.

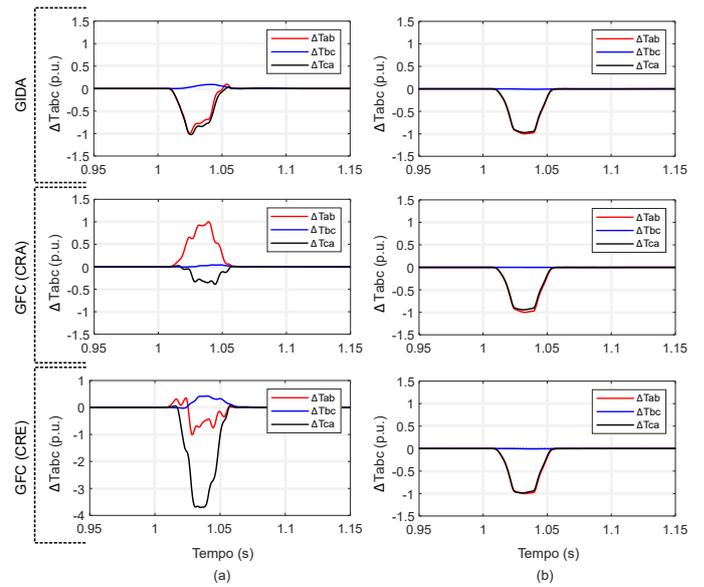


Figura 7. ΔT_{ab} , ΔT_{bc} e ΔT_{ca} aferidos em (a) P1 e (b) P2 para uma falta AT (sem resistência) em F2.

Por fim, para as medições em P1, considerando os GFC conectados à Barra 1, evidencia-se pela Figura 5 que a característica dos códigos de rede influencia significativamente na indicação da direcionalidade da falta, sendo que os CRA tendem a indicar indevidamente faltas na região reversa, enquanto que os CRE, por sua característica de geração de corrente reativa mediante faltas, indicam de maneira correta uma falta na região direta. Isso ocorre, pois o ângulo da corrente de sequência positiva depende da corrente reativa gerada, que é ditada pelas definições dos códigos de rede. No que tange à seleção de fases, constata-se que, independentemente do código de rede considerado, as faltas trifásicas foram indicadas corretamente por essa função de proteção.

Para os demais cenários simulados com os GFC compondo a usina eólica, foi verificado um percentual maior de atuações corretas dessa função com o emprego dos CRE. No que tange à seleção de fases envolvidas nas faltas assimétricas, para ambos os códigos de rede considerados, observou-se uma tendência de indicações incorretas pela função avaliada. Essa condição é justificada pois para os GFC que empregam o CSA nos conversores, as contribuições de corrente para as faltas tendem a ser trifásicas e equilibradas, mesmo sob condições de faltas assimétricas no sistema, o que impacta diretamente as relações obtidas para os torques incrementais. Tais conclusões podem ser comprovadas pelas Figuras 6 e 7.

6. ANÁLISE QUANTITATIVA DOS RESULTADOS

Concluídas as análises das formas de onda obtidas com a simulação de alguns dos cenários de falta propostos, as Figuras 8, 9, 10 e 11 ilustram o percentual de atuações corretas pelas funções de proteção avaliadas, para faltas monofásicas (AT), bifásicas (AB), bifásicas-terra (ABT) e trifásicas (ABC), respectivamente, dos 448 cenários simulados. Para as faltas AT e ABT foram avaliadas as funções direcionais baseadas em impedâncias de sequência negativa (Z2) e sequência zero (Z0), além da função direcional (ΔT (Dir)) e de seleção de fase (ΔT

(SF)) baseada em fasores incrementais. Para as faltas AB foram avaliadas apenas as funções Z2, ΔT (Dir) e ΔT (SF) e, por fim, para as faltas ABC apenas as funções ΔT (Dir) e ΔT (SF) foram avaliadas.

Avaliando os testes que consideram gerações convencionais conectadas à Barra 1 do sistema, observa-se que para todos os cenários simulados as funções de proteção avaliadas operaram satisfatoriamente. Tal fato pode ser justificado, pois tais funções de proteção foram concebidas baseando-se nas características das contribuições para faltas de gerações síncronas convencionais.

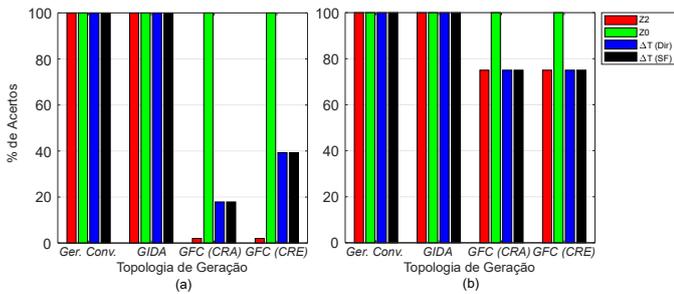


Figura 8. Percentual de acertos em (a) P1 e (b) P2 das funções de proteção avaliadas para faltas AT.

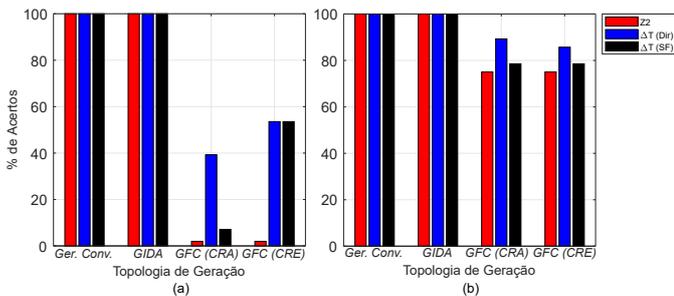


Figura 9. Percentual de acertos em (a) P1 e (b) P2 das funções de proteção avaliadas para faltas AB.

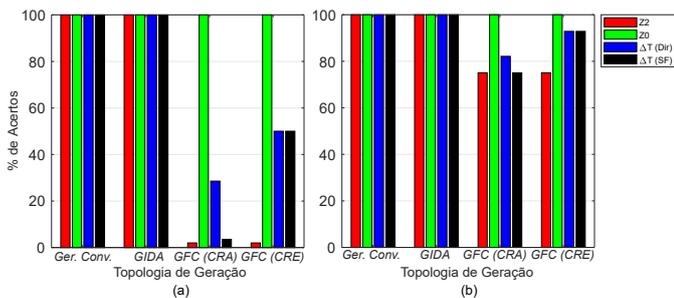


Figura 10. Percentual de acertos em (a) P1 e (b) P2 das funções de proteção avaliadas para faltas ABT.

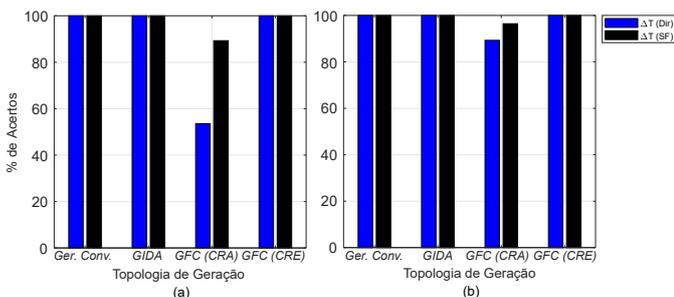


Figura 11. Percentual de acertos em (a) P1 e (b) P2 das funções de proteção avaliadas para faltas ABC.

Para os cenários considerando GIDA conectadas à barra 1, observa-se que as funções avaliadas também não retornaram erros de atuação, sendo válido destacar que as análises das atuações foram realizadas já nos primeiros instantes após a ocorrência da falta. As operações satisfatórias observadas em todos os cenários pode ser justificada também pelo fato de que, apesar de se tratar de uma topologia que utiliza conversores para sua operação, os GIDA têm os estatores das máquinas de indução conectados diretamente à rede, fazendo com que tal topologia tenha características, mediante distúrbios, mais próximas às de gerações convencionais. No entanto, ressalta-se que, conforme ilustrado na Figura 5, quando da atuação do circuito *Crowbar*, há uma tendência de inversão na indicação de direcionalidade pelas funções baseadas em fasores incrementais.

Destaca-se também que, dentre todas as funções de proteção testadas, a única com atuação 100% satisfatória foi a função Z0, sendo essa uma excelente escolha para a proteção de linhas de conexão de parques eólicos à rede, a depender da configuração dos enrolamentos dos transformadores do sistema. Conforme já mencionado, a operação desse tipo de função está mais relacionada com a topologia do circuito e ligação dos enrolamentos dos transformadores do que, de fato, com os tipos de geração do sistema.

Em se tratando das GFC, destaca-se primeiramente que todos os erros observados para as medições em P2 foram para cenários de faltas na Linha 2-3, quando as contribuições aferidas nesse ponto são oriundas da usina eólica e não da rede. Ressalta-se também a influência significativa do CSA, responsável pela supressão da corrente de sequência negativa das contribuições para faltas das GFC, o que resultou no bloqueio da função Z2 em todos os cenários de faltas assimétricas simulados. Por fim, destaca-se o maior percentual de atuações satisfatórias quando adotados os CRE para GFC, sendo tal fato ainda mais evidenciado para as faltas trifásicas, onde todas as atuações das funções baseadas em fasores incrementais foram satisfatórias, enquanto que com a adoção de CRA foram observadas atuações indevidas por essas funções. A tendência de melhoria na operação das funções, com a adoção dos CRE, pode ser justificada pela característica de geração de reativo imposta por esse tipo de código de rede, que aproxima o comportamento das GFC, mediante distúrbios, do comportamento das gerações síncronas convencionais. Além disso, salienta-se que as atuações indevidas da metodologia de seleção de fase para faltas assimétricas é esperada, já que com a adoção do CSA, as contribuições de corrente das GFC tendem a ser trifásicas e equilibradas.

Por fim, a análise numérica realizada possibilita a tomada de três principais recomendações: 1) Para a proteção de linhas de interconexão das FEII à rede, recomenda-se a utilização das funções direcionais baseadas nas componentes de sequência zero, exceto em sistemas onde não haja retorno pelo neutro dos transformadores das contribuições de corrente de sequência zero do lado da linha protegida; 2) Para a proteção de GIDA, caso sejam escolhidas funções com operação baseada em grandezas de fase ou sequência positiva, recomenda-se a priorização de funções capazes de operar já nos primeiros milissegundos após a falta, visto que a atuação do circuito *Crowbar* poderá influenciar a operação dessas funções; 3) Para a proteção de GFC que utilizem o CSA, recomenda-se evitar a utilização de

quaisquer funções de proteção que tenham sua operação baseada nas correntes de sequência negativa, visto que é uma característica deste tipo de controle a supressão dessa componente da corrente. Observa-se também que o CSA pode comprometer significativamente as metodologias de seleção de fase baseadas em fasores incrementais.

7. CONCLUSÕES

Este artigo evidenciou o impacto das FEII (GFC e GIDA) em funções de proteção direcionais e de seleção de fase, comumente utilizadas em relés comerciais. Um sistema com a presença de FEII de diferentes topologias foi modelado, e 448 cenários de faltas foram simulados. Além de apresentar as formas de onda que possibilitaram uma análise precisa de tais impactos, explicações teóricas foram fornecidas com base na atuação de metodologias de controle para conversores de FEII e requerimentos de códigos de rede. Por fim, uma análise quantitativa dos resultados foi realizada, possibilitando a tomada de algumas recomendações para a proteção de sistemas com a presença de FEII.

AGRADECIMENTOS

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo suporte financeiro em partes distintas na execução desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

- Azzouz, M.A., Hooshyar, A., and El-Saadany, E.F. (2018). Resilience enhancement of microgrids with inverter-interfaced dgs by enabling faulty phase selection. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9, 6578–6589.
- Benmouyal, G. and Mahseredjian, J. (2001). A combined directional and faulted phase selector element based on incremental quantities. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 16, 478–484.
- Chen, B., Shrestha, A., Ituzaro, F.A., and Fischer, N. (2015). Addressing protection challenges associated with type 3 and type 4 wind turbine generators. *68th Annual Conf. for Protective Relay Engineers*, 335–344.
- Elnaggar, A.K., Rueda, J.L., and Erlich, I. (2013). Comparison of short-circuit current contribution of doubly-fed induction generator based wind turbines and synchronous generator. *IEEE Grenoble Conference*, 1–6.
- Erlich, I., Neumann, T., Shewarega, F., Schegner, P., and Meyer, J. (2013). Wind turbine negative sequence current control and its effect on power system protection. *IEEE Power & Energy Society General Meeting*.
- FERC (2005). Interconnection for wind energy. *USA FERC*.
- Gagnon, R. et al. (2010). Large-scale real-time simulation of wind power plants into hydro-quebec power system. *9th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems and Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*.
- Guzmán, A., Mynam, M.V., Skendzic, V., and Eternod, J.L. (2017). Directional elements - how fast can they be? *44th Annual Western Protective Relay Conference*.
- Guzmán, A., Roberts, J., and Hou, D. (1997). New ground directional elements operate reliably for changing system conditions. *50th Annual Conf. for Prot. Relay Eng.*
- Haddadi, A., Kocar, I., and Farantatos, E. (2019). Impact of inverter-based resources on protection schemes based on negative-sequence components. *Technical Brief – Bulk Power System Integration of Variable Generation*.
- Hooshyar, A., Azzouz, M.A., and El-Saadany, E.F. (2014a). Distance protection of lines connected to induction generator-based wind farms during balanced faults. *IEEE Trans. on Sustain. Energy*, 5, 1193–1203.
- Hooshyar, A., Azzouz, M.A., and El-Saadany, E.F. (2014b). Three-phase fault direction identification for distribution systems with dfig-based wind dg. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5, 747–756.
- Hooshyar, A., Azzouz, M.A., and El-Saadany, E.F. (2015). Distance protection of lines emanating from full-scale converter-interfaced renewable energy power plants—part i: Problem statement. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30, 1770–1780.
- Hooshyar, A., El-Saadany, E.F., and Sanaye-Pasand, M. (2016). Fault type classification in microgrids including photovoltaic dgs. *IEEE Tr. on Smart Grid*, 2218–2229.
- Hooshyar, A. and Iravani, R. (2018). A new directional element for microgrid protection. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9, 6862–6876.
- IEEE and NERC (2018). Impact of inverter based generation on bulk power system dynamics and short-circuit performance. *Technical Report PES – TR68*.
- Jia, K., Yang, Z., Fang, Y., Bi, T., and Sumner, M. (2019). Influence of inverter-interfaced renewable energy generators on directional relay and an improved scheme. *IEEE Trans. on Power Electronics*, 34, 11843–11855.
- Kasztenny, B., Campbell, B., and Mazereeuw, J. (2000). Phase selection for single-pole tripping – weak infeed conditions and cross-country faults. *27th Annual Western Protective Relay Conference*.
- Kauffmann, T. et al. (2019). Short-circuit model for type-iv wind turbine generators with decoupled sequence control. *IEEE Tr. on Power Delivery*, 34, 1998–2007.
- Maqbool, U. and Khan, U.A. (2017). Fault current analysis for grid-connected and islanded microgrid modes. *13th Intern. Conf. on Emerging Technologies*, 1–5.
- Martínez, E. et al. (2018). Effects of type-4 wind turbine on present protection relaying algorithms. *Protection, Automation and Control World Conference*.
- Miller, N.W., Sanchez-Gasca, J.J., Price, W.W., and Delmerico, R.W. (2003). Dynamic modeling of ge 1.5 and 3.6 mw wind turbine-generators for stability simulations. *IEEE PES General Meeting*, 3, 1977–1983.
- Piya, P., Ebrahimi, M., Karimi-Ghartemani, M., and Khajehoddin, S.A. (2018). Fault ride-through capability of voltage-controlled inverters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 65, 7933–7943.
- Salles, M.B.C. et al. (2010). Crowbar system in doubly fed induction wind generators. *Energies*, 3.
- Schweitzer, E.O. and Roberts, J. (1992). Distance relay element design. *19th Annual West. Prot. Relay Conf.*
- SDLWindV (2010). Ordinance on system services by wind energy plants. Available: http://www.ichgmbh.com/wp-content/uploads/2016/06/doc_Deutsch_ordinance-on-system-services-by-wind-energy-plants.pdf.
- Tremblay, O., Gagnon, R., and Fecteau, M. (2013). Real-time simulation of a fully detailed type-iv wind turbine. *International Conference on Power Systems Transients*.