



GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GPC

AValiação DO DESEMPENHO DA PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO FRENTE AOS ERROS NA ESTIMAÇÃO DE FASORES OCASIONADOS PELA RESPOSTA TRANSITÓRIA DE EQUIPAMENTOS CONECTADOS À REDE VIA CONVERSORES

KLEBER M. SILVA⁽¹⁾
ANTÔNIO SAMUEL NETO⁽⁴⁾

NILO S. S. RIBEIRO⁽²⁾
FELIPE V. LOPES⁽⁵⁾

ROBERTO F. DIAS FILHO⁽³⁾
JOSÉ J. C. TAVARES⁽²⁾

FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA⁽¹⁾
ELETROBRAS ELETRONORTE⁽²⁾
ESC - ENGENHARIA DE SISTEMAS DE CONTROLE⁽³⁾
OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO ONS⁽⁴⁾
UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA⁽⁵⁾

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise do desempenho da proteção de linhas de transmissão frente aos erros na estimação de fasores ocasionados pela resposta transitória de equipamentos conectados à rede via conversores. Para tanto, são analisados casos de interligação à rede de transmissão de elos HVDC e parques eólicos com turbinas do tipo IV. Os sistemas são modelados no ATP/ATPDraw, considerando as lógicas de controle empregadas. Os resultados revelam que os erros na estimação de fasores podem levar a operações incorretas nas funções de proteção, sobretudo para o caso da função de distância, que pode apresentar sobrealcance de primeira zona para curtos-circuitos externos em linhas adjacentes.

PALAVRAS-CHAVE

Proteção de linhas de transmissão, estimação de fasores, resposta transitória de conversores, HVDC, fontes eólicas.

1.0 INTRODUÇÃO

Ao longo das últimas décadas, muitos países, assim como o Brasil, têm vivenciado uma grande expansão do seu sistema elétrico, bem como uma diversificação na sua matriz energética. Notadamente, preocupações quanto à necessidade de crescimento sustentável e de redução de impactos ao meio ambiente têm levado a um aumento crescente do uso de fontes renováveis, como é o caso da geração eólica, que no Brasil já corresponde a 10% da capacidade total instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN) [1]. Ao mesmo tempo, como consequência da desigualdade entre o desenvolvimento econômico de diferentes regiões do país, a demanda por energia elétrica não tem sido equânime. Assim, formam-se grandes centros de carga, que na maioria das vezes ficam distantes dos centros de geração, requerendo a transmissão de grandes blocos de potência por longas distâncias. Dentre as alternativas disponíveis para tal, a transmissão em corrente contínua de alta tensão (do inglês *High Voltage Direct Current* – HVDC) é aquela que tem se mostrado mais viável do ponto de vista técnico e econômico [2].

O que há de comum entre a geração eólica, por meio de geradores tipo III (DFIG) e tipo IV (full converter), e os sistemas HVDC é que ambos são interligados à rede via conversores. No caso da geração eólica, empregam-se conversores do tipo VSC (*Voltage Source Converter*), ao passo que para sistemas HVDC, podem ser utilizadas as tecnologias VSC ou CSC (*Current Source Converter*), que se divide entre os tipos CCC (*Capacitor Commutated Converter*) e LCC (*Line-Commutated Converter*), sendo a CCC e a LCC normalmente usadas em elos de maior nível de tensão e com maior capacidade de transmissão de potência. De fato, a interligação de fontes eólicas via conversores e o uso de elos HVDC aumentam a complexidade operacional do sistema e trazem desafios para a proteção de seus equipamentos [3], [4].

No que diz respeito às funções de proteção, diversos estudos têm sido reportados na literatura, tanto por fabricantes, como por concessionárias e centros de pesquisa, a fim de avaliar os impactos da interligação de equipamentos à rede via conversores. Diferentes forças tarefas do IEEE e do Cigré também têm dado contribuições relevantes nesse

sentido [3], [4]. Entretanto, poucos são os trabalhos que abordam os impactos no desempenho das diferentes funções de proteção do ponto de vista de processamento de sinais [5]. De fato, a resposta transitória dos conversores pode resultar em sinais de tensão e corrente muito distorcidos nos pontos de acoplamento, sobretudo para o caso da topologia CSC-LCC, na qual falhas de comutação podem ocorrer em diferentes situações. Como resultado, essas distorções nos sinais levam a erros na estimação de fasores que não são eliminados facilmente por processos de filtragem, podendo prejudicar o desempenho dos relés, independentemente do seu fabricante.

O presente trabalho tem como objetivo apresentar uma análise do desempenho das principais funções de proteção de linhas de transmissão frente aos erros na estimação de fasores ocasionados pela resposta transitória de equipamentos conectados à rede via conversores. Para tanto, analisa-se a proteção de linhas no entorno de elos HVDC e linhas de interligação de parques eólicos. Os sistemas são modelados no software ATP/ATPDraw, de modo a incluir não só suas características elétricas, mas também as lógicas de controle empregadas. Foram avaliadas as funções de distância, diferencial e direcional fasoriais. Os resultados evidenciam que os erros na estimação de fasores devido à resposta transitória dos conversores podem levar a atuações incorretas das funções de proteção, sobretudo para o caso da função de distância, que pode apresentar, em alguns casos, sobrealcance de primeira zona para faltas externas em linhas adjacentes.

2.0 FUNDAMENTOS DA ESTIMAÇÃO DE FASORES

A fim de apresentar de forma simples e direta os erros na estimação de fasores que são eventualmente ocasionados pela resposta transitória de equipamentos conectados à rede via conversores, considere os exemplos de fasores estimados com algoritmos que usam janelas de um e de meio ciclo ilustrados nas Figuras 1 [6]. Nessas figuras, representam-se sinais de tensão e corrente em um sistema hipotético, considerando uma falta no instante 50 ms.

Nas Figuras 1(a) e 1(b) são apresentados, respectivamente, os resultados da estimação para os sinais de tensão e corrente constituídos da componente de frequência fundamental do sistema acrescida, no caso do sinal de corrente, de uma componente CC de decaimento exponencial. Percebe-se que a estimação aplicada a esses sinais é muito precisa e que quanto menor o tamanho da janela de dados, mais rapidamente a estimação converge para o valor final da magnitude do fasor.

Nas Figuras 1(c) e 1(d), por sua vez, apresentam-se os resultados para os mesmos sinais de tensão e corrente ilustrados nas Figuras 1(a) e 1(b), porém agora acrescidos de componentes harmônicas pares e ímpares a partir da incidência da falta no instante 50 ms. Percebe-se que as componentes harmônicas provocam grandes distorções nos sinais de tensão e corrente, mas que apesar disso o algoritmo que emprega janela de dados de um ciclo continua apresentando a estimação correta da magnitude do fasor da componente de frequência fundamental. Por outro lado, o algoritmo que usa janela de dados de meio ciclo apresenta erros significativos nesta estimação.

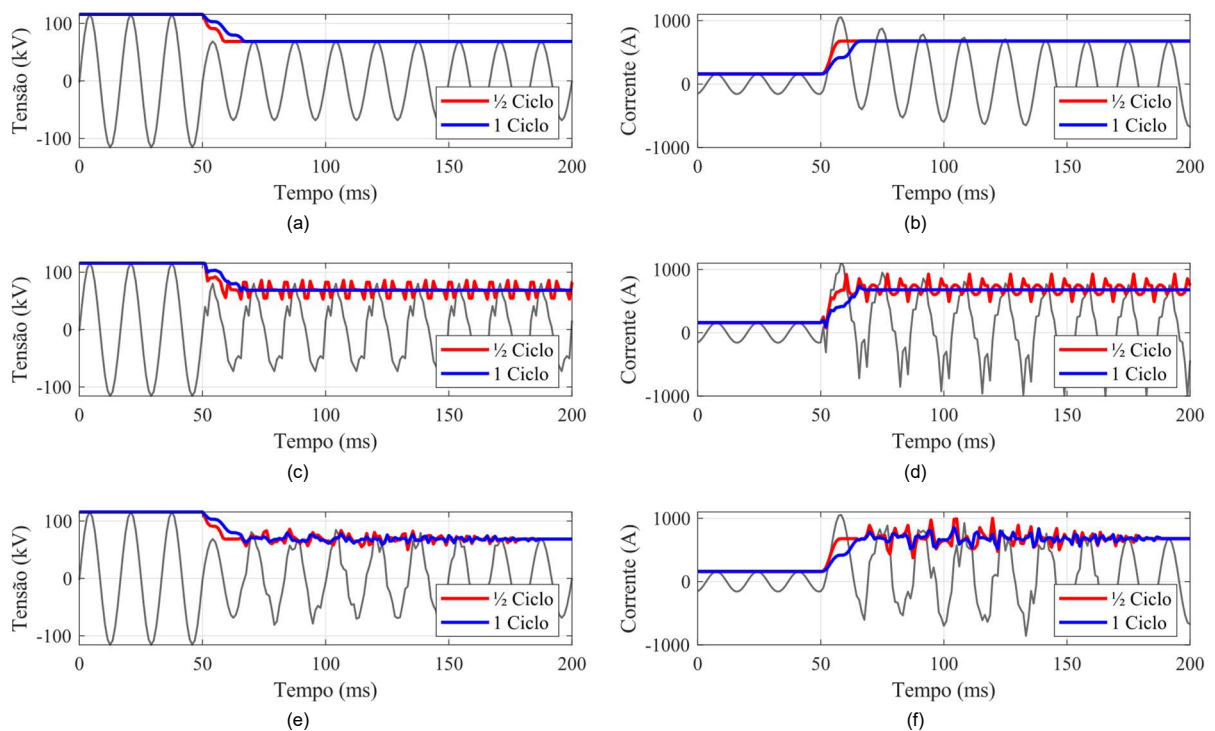


Figura 1 – Exemplo de magnitude de fasores estimados com os algoritmos de janela de um e de meio ciclo: (a) sinal de tensão; (b) sinal de corrente; (c) sinal de tensão com harmônicas; (d) sinal de corrente com harmônicas; (e) sinal de tensão com interharmônicas; (f) sinal de corrente com interharmônicas.

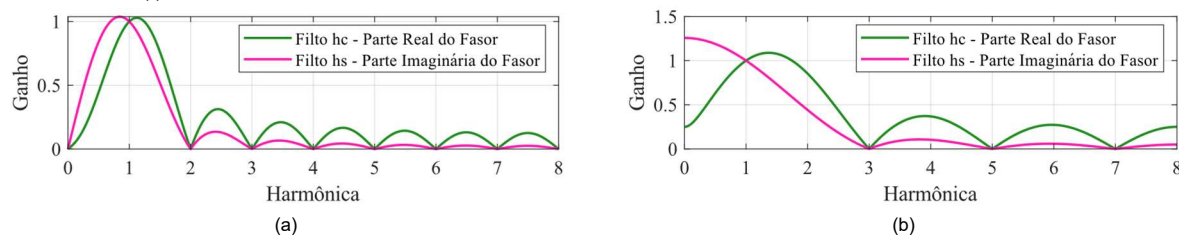


Figura 2 – Magnitude da resposta em frequência dos filtros de Fourier: (a) um ciclo; (b) meio ciclo.

Já no caso das Figuras 1(e) e 1(f), são apresentados os resultados para os mesmos sinais de tensão e corrente ilustrados nas Figuras 1(a) e 1(b), só que agora acrescidos de componentes interharmônicas amortecidas que surgem a partir da incidência da falta no instante 50 ms. Observa-se que, nesse caso, tanto o algoritmo que usa janelas de dados de um ciclo quanto aquele que emprega janelas de meio ciclo são bastante afetados pela presença das componentes interharmônicas nos sinais. Ainda assim, percebe-se que os erros para a estimação usando o algoritmo de meio ciclo são bem maiores do que os obtidos empregando-se o algoritmo de um ciclo.

Para melhor entender esses resultados, recorre-se à análise da resposta em frequência dos filtros empregados nos algoritmos de estimação de fasores de um e meio ciclo ilustradas nas Figuras 2(a) e 2(b), respectivamente [6]. Para tanto, considerou-se a taxa de amostragem de 16 amostras/ciclo, o que leva à representação de até a 8ª componente harmônica. Observa-se na Figura 2(a) que os filtros do algoritmo de um ciclo apresentam ganhos nulos para todas as harmônicas, o que explica o fato de suas saídas não serem afetadas. Por outro lado, observa-se na Figura 2(b) que o algoritmo de meio ciclo não possui ganho zero para as harmônicas pares, demonstrando a causa dos erros observados nas Figuras 1(c) e 1(d). Todavia, verifica-se que ambos os algoritmos não apresentam ganho nulo nas frequências interharmônicas, o que evidencia que ambos são afetados por essas componentes.

Muito embora esses sejam sinais hipotéticos, os resultados discutidos podem esclarecer os erros na estimação de fasores observados durante a resposta transitória de equipamentos conectados à rede via conversores. De fato, os sistemas de controle desses equipamentos podem introduzir de forma imprevisível componentes de frequência das mais diversas durante perturbações, uma vez que eles são projetados considerando primordialmente o regime permanente de operação da rede. Surge então a questão cerne deste trabalho: *os erros na estimação de fasores em decorrência da resposta transitória de conversores durante perturbações poderão impactar o desempenho das funções de proteção de linhas de transmissão?* A resposta para essa questão é apresentada nas próximas seções.

3.0 CONSIDERAÇÕES PARA AS ANÁLISES

Foram considerados neste artigo quatro diferentes algoritmos de estimação de fasores, que são variações dos tradicionais filtros de Fourier [7]-[9], a saber: dois que empregam janelas de meio ciclo (aqui denominados de H1 e H2); dois que utilizam janelas de um ciclo (aqui denominados de F1 e F2). Entretanto, vale salientar que os resultados obtidos não se restringem unicamente a esses algoritmos, podendo ocorrer para qualquer outra variação dos filtros de Fourier, seja publicada na literatura, seja empregada por fabricantes em dispositivos reais de proteção.

As simulações foram realizadas no software ATP/ATPDraw para dois diferentes cenários: proteção de linhas de transmissão no entorno de elos HVDC; e proteção de linhas de interconexão de parques eólicos. Para tanto, foi utilizado o passo de cálculo de 1 μ s. Em seguida, um filtro *anti-aliasing* do tipo Butterworth passa-baixas de segunda ordem e com frequência de corte em 240 Hz foi aplicado na tensão no secundário de modelos de transformadores de potencial capacitivo (TPCs) e na corrente no secundário de modelos de transformadores de correntes (TCs) incluídos na simulação [10], [11]. Os sinais filtrados foram então reamostrados em uma taxa de 16 amostras por ciclo de 60 Hz e, em seguida, os fasores foram estimados usando os algoritmos H1, H2, F1 e F2 aqui analisados.

Para avaliar o desempenho da função de distância (código ANSI 21), considerou-se para ambos os sistemas analisados a característica quadrilateral para as unidades de fase e de terra (21P e 21G). Por simplicidade, a reatância da 1ª e 2ª zonas foram definidas, respectivamente, como 85% e 125% da reatância de sequência positiva da linha, enquanto a cobertura da resistência de falta de ambas as zonas foi ajustada para 80 Ω [12].

A fim de avaliar o desempenho da função diferencial de linhas (código ANSI 87L), tanto os elementos diferenciais de fase como os de sequência foram implementados por meio do plano $I_{op} \times I_{res}$, no qual I_{op} representa a corrente de operação e I_{res} é a corrente de restrição calculadas usando fasores estimados pelos algoritmos H1, H2, F1 e F2. Foi usada também a restrição por harmônicas, considerando o conteúdo da 2ª e 3ª harmônicas estimadas usando esses mesmos algoritmos. Além disso, foi considerada uma estratégia de remoção da corrente capacitiva da linha, assim como a compensação da corrente por reatores em derivação eventualmente instalados na linha. O *pick-up* de

corrente dos elementos diferenciais foi escolhido como 0,1 pu da corrente nominal primária dos TCs, enquanto o *slope* da curva desses elementos foi definido como 0,3, levando em consideração os erros dos TCs [13].

Para a avaliação da função de sobrecorrente direcional de sequência zero (código ANSI 67G) e da função de sobrecorrente direcional de sequência negativa (código ANSI 67Q), para ambos os sistemas analisados, o *pick-up* de magnitude e ângulo mínimo foram definidos para 0,1 pu e 10° , respectivamente [14].

4.0 AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NO ENTORNO DE ELOS HVDC

Na Figura 3, ilustra-se um dos sistemas de potência avaliados neste artigo, que corresponde ao Elo LCC-HVDC do Madeira, que é composto por dois bipolos de 2.450 km de extensão, com potência de 3150 MW, ± 600 kV, e que interligam as subestações Coletora Porto Velho (CPV) e Araraquara II (AQD) 500 kV. Cada bipolo foi modelado usando um Modelo de Benchmark do Cigré desenvolvido para o software ATP/ATPDraw [15]. Este modelo implementa a estratégia *Voltage Dependent Current Order Limiters* (VDCOL), a fim de evitar instabilidade na tensão CA e para mitigar sucessivas falhas de comutação, empregando para isso ordens de redução da corrente CC comutada. Neste artigo, ao contrário do sistema de Benchmark do Cigré original que tem equivalentes de Thevenin em ambas as estações retificadoras e inversoras, aqui foram modeladas as redes CA circunvizinhas ao elo HVDC em ambos os seus terminais. Para tanto, foram usados dados reais das linhas e demais equipamentos do SIN. Os transformadores de potência foram representados usando o modelo *Saturable Transformer* do ATP/ATPDraw, incluindo suas curvas de magnetização [16]. As linhas de transmissão foram modeladas como perfeitamente transpostas usando o modelo de Bergeron, com exceção da linha de 500 kV e 334 km entre as subestações AQD e Taubaté (TBT), que foi modelada usando o modelo com parâmetros distribuídos e dependentes da frequência de JMarti, considerando-a como uma linha transposta com o esquema 1/6 - 1/3 - 1/3 - 1/6 [16]. As cargas e os reatores em derivação foram modelados como componentes a parâmetros concentrados. Foram considerados equivalentes de Thévenin próprios e mútuos nas barras CA de fronteira. Os modelos de TCs e TPCs foram também incluídos nas simulações do ATP/ATPDraw, especificamente nos pontos de localização dos relés ilustrados na Figura 3, a saber: relé local em AQD e o relé remoto em TBT.

Para avaliar o impacto da resposta transitória do elo LCC-HVDC no desempenho da proteção de distância da linha AQD-TBT, avaliou-se o requisito de segurança da proteção. Para tanto, faltas externas perto de TBT foram simuladas considerando ambos os bipolos do elo LCC-HVDC do Madeira em operação. As Figuras 4(a), 4(b), 4(c) e 4(d) representam, respectivamente, o diagrama RX com a impedância aparente vista pelo relé em AQD para faltas externas AT, BC, BCT e ABC próximas à TBT. Nesses casos, as formas de onda de tensão em AQD são bastante distorcidas, assim como as correntes vindas dos bipolos, o que pode ser ainda mais agravado no caso de falhas de comutação nos conversores. Uma vez que essas correntes são adicionadas às demais contribuições vindas das linhas CA e transformadores conectados em AQD, erros na estimação dos fasores surgem, fazendo com que a impedância aparente vista pelo relé em AQD apresente um comportamento muito instável no diagrama RX, ao invés de convergir para um ponto específico fora da característica da 1ª zona. Entretanto, observa-se que esse comportamento instável levou a 1ª zona a sobrealcance todas as faltas externas simuladas próximas à TBT. Além disso, percebe-se que os algoritmos que empregam janelas de meio ciclo podem levar a um sobrealcance ainda maior, uma vez que eles apresentam maior erro na estimação durante a resposta transitória dos conversores. Consequentemente, um falso comando de *trip* poderia ser emitido, resultando na perda de seletividade da proteção.

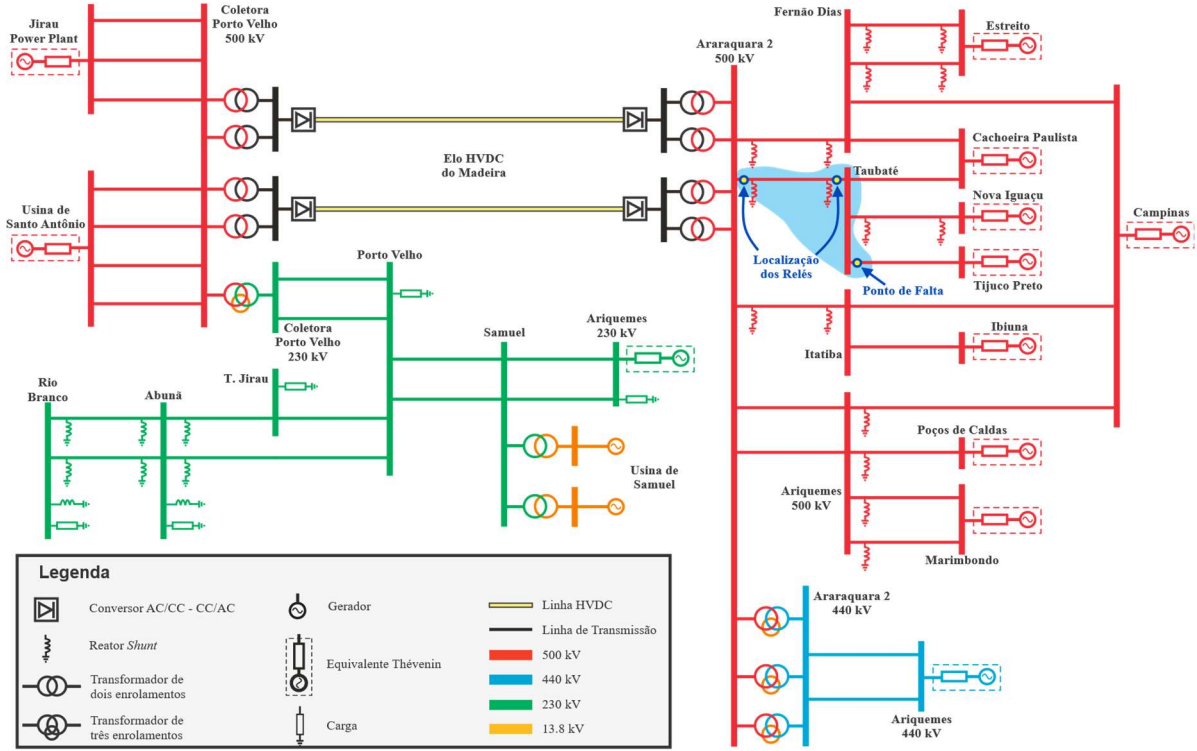


Figura 3 – Sistema simulado para avaliação da proteção de linhas de transmissão no entorno de elos HVDC.

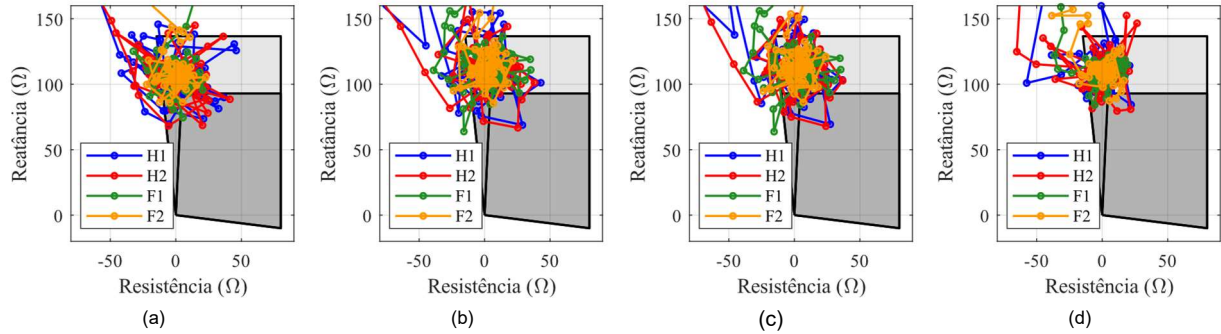


Figura 4 – Diagrama RX para as diferentes unidades da função 21 do relé em AQD para faltas externas próximas à TBT: (a) AT; (b) BC; (c) BCT; (d) ABC.

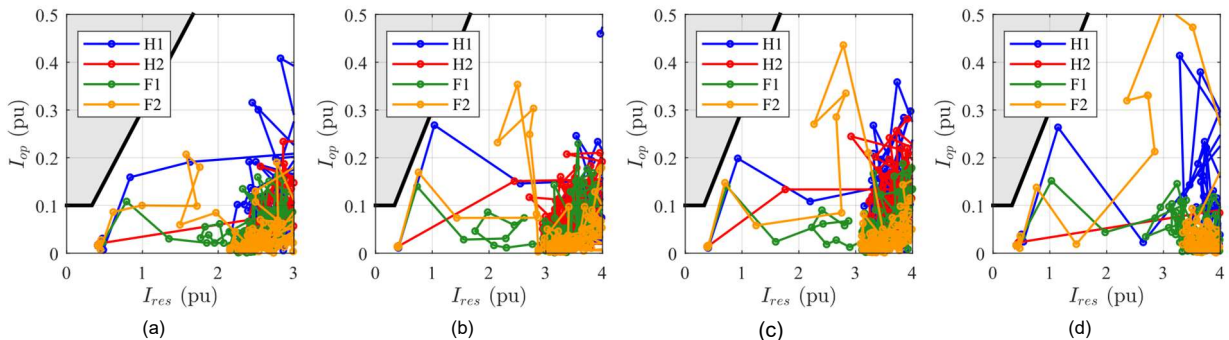


Figura 5 – Plano $I_{op} \times I_{res}$ para os diferentes elementos de fase da função 87L para faltas externas próximas à TBT: (a) AT; (b) BC; (c) BCT; (d) ABC.

Para avaliar o desempenho da função de proteção diferencial aplicada à linhas de transmissão nas proximidades do elo LCC-HVDC do Madeira, relés em ambos os terminais da linha AQD-TBT foram considerados. As Figuras 5(a), 5(b), 5(c) e 5(d) representam, respectivamente, o plano $I_{op} \times I_{res}$ para faltas externas do tipo AT, BC, BCT e ABC próximas à TBT. Verificou-se que, mesmo com erros na estimação dos fasores devido às distorções presentes nos

sinais de corrente medidos, tanto para o caso dos elementos de fase como para os elementos de sequência (cujos resultados não estão ilustrados no artigo), a segurança da função 87L teria sido mantida, de modo que não ocorreria atuações incorretas para faltas externas próximas à TBT. Entretanto, chama-se atenção para a importância da estratégia de restrição por harmônicas nesse resultado, que fortalece I_{res} evitando que pontos caiam dentro da região de operação da função.

As Figuras 6(a), 6(b), 6(c) e 6(d) representam o desempenho da função 67G do relé em TBT para faltas externas AT, BC, BCT e ABC, respectivamente. Observa-se que a função operaria corretamente identificando as faltas externas AT e BCT como reversas, mas poderia detectar incorretamente as faltas externas BC e ABC como diretas, mostrando que os erros na estimação de fasores poderiam levar a erros na atuação da função 67G para faltas que não envolvem a terra. Já as Figuras 7(a), 7(b), 7(c) e 7(d) representam o desempenho da função 67Q do relé na subestação TBT para as mesmas faltas externas. Verifica-se que a função 67Q operaria corretamente identificando as faltas externas AT, BC e BCT como reversas, mas poderia detectar incorretamente a falta externa ABC como direta, revelando que os erros na estimação de fasores poderiam ter maior impacto no desempenho da função 67Q para faltas simétricas.

Oportuno se faz mencionar que as funções 67G e 67Q atuam como elementos sensoriais nos esquemas de teleproteção, como é o caso do esquema de transferência de disparo permissivo por sobrealcance (do inglês *Permissive Overreach Transfer Trip* - POTT), a fim de promover a proteção unitária das linhas de transmissão [14]. Nesse sentido, considerando-se o esquema POTT aplicado na proteção da linha AQD-TBT, para faltas externas próximas à TBT, o elemento direcional na subestação AQD detectaria uma falta direta e enviaria um comando de disparo permissivo para o relé na subestação TBT. Assim, se o elemento 67 em TBT identificar de forma errada a falta como direta, o esquema POTT poderia operar incorretamente enviando *trip* para os disjuntores da linha.

5.0 AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE INTERLIGAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

Na Figura 8, ilustra-se o sistema modelado no ATP/ATPDraw para representar um parque eólico com turbinas do tipo IV conectado à rede de transmissão. O parque simulado utiliza a máquina síncrona a ímã permanente, cuja modelagem foi realizada via a teoria de vetores espaciais com sistema de eixos de referência fixo no rotor [17]. A máquina é conectada ao sistema através de um conversor VSC, o qual possui a mesma potência da turbina. Utiliza-se um conjunto máquina – conversor com dinâmica equivalente a 35 turbinas de 1 MW. Na Figura 8 também pode ser observado o transformador YNd 34,5/0,69 kV elevador da turbina. A rede de média tensão em 34,5 kV também

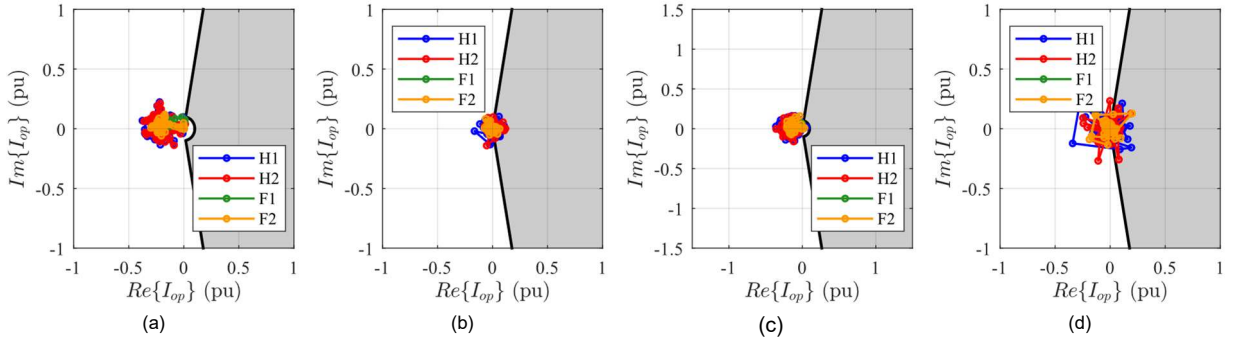


Figura 6 – Diagrama de operação para a função 67G do relé em TBT para faltas externas *close-in* na linha entre TBT e TJP: (a) AT; (b) BC; (c) BCT; (d) ABC.

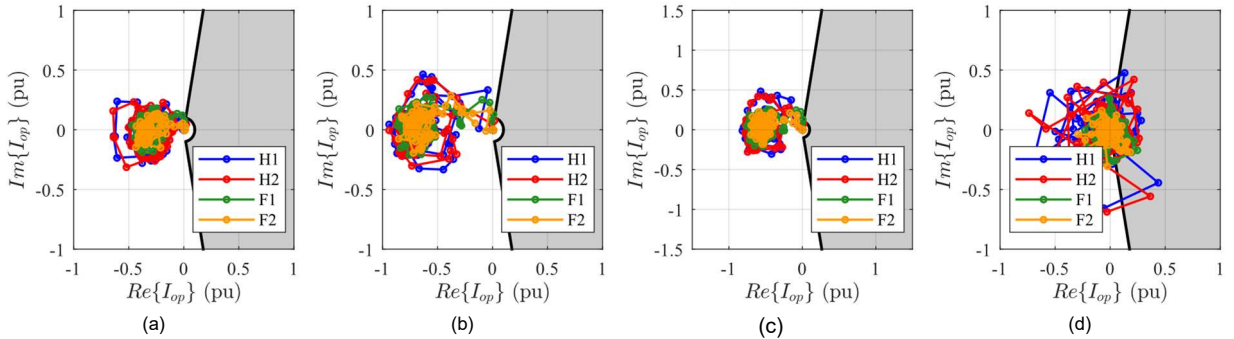


Figura 7 – Diagrama de operação para a função 67Q do relé em TBT para faltas externas *close-in* na linha entre TBT e TJP: (a) AT; (b) BC; (c) BCT; (d) ABC.

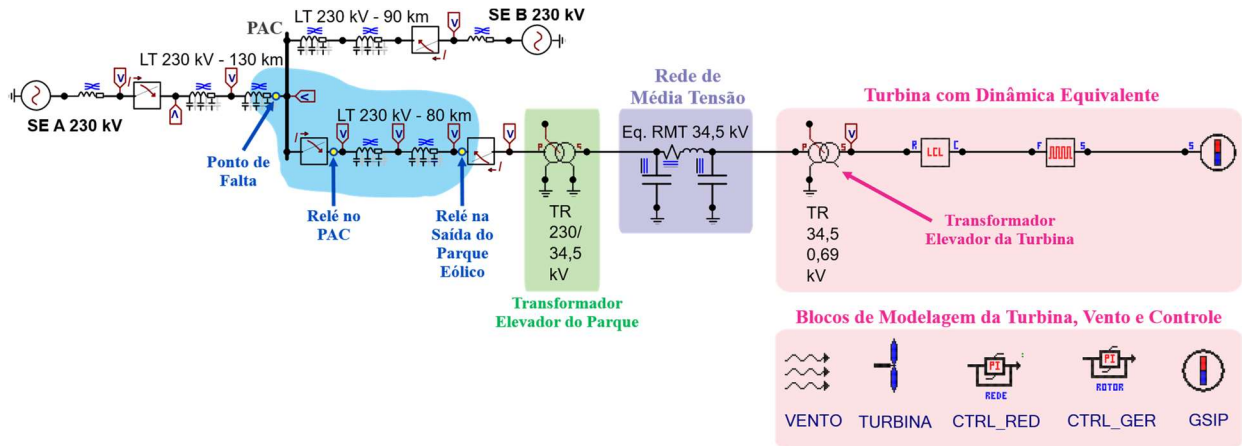


Figura 8 – Sistema simulado para avaliação da proteção de linhas de transmissão de interligação de parques eólicos.

foi modelada, considerando-se uma resposta em frequência predominantemente capacitiva [18]. O transformador elevador YNyn 230/34,5 kV que conecta o parque eólico ao sistema de 230 kV também foi representado. Assim, a geração do parque eólico flui por uma linha de transmissão de 80 km até chegar ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC). No PAC existe a representação de duas outras linhas de transmissão, as quais são conectadas em subestações remotas onde são considerados equivalentes de Thévenin que representam o restante da rede de transmissão. Os parâmetros de todos os modelos consistem em dados reais do SIN.

Assim como no caso de linhas no entorno de elos HVDC, a proteção de linhas de interligação de parques eólicos foi avaliada no que diz respeito à segurança para faltas externas. Entretanto, nesse caso, deu-se um foco maior ao impacto das estratégias de controle nos erros de estimação de fasores. Em especial, foram avaliados dois tipos de *phase locked loop* (PLL): *Synchronous Reference Frame* (SRF-PLL) [19] e o *Dual Second Order Generalized Integrator* (DSOGI-PLL) [20]. Os resultados obtidos são apresentados a seguir.

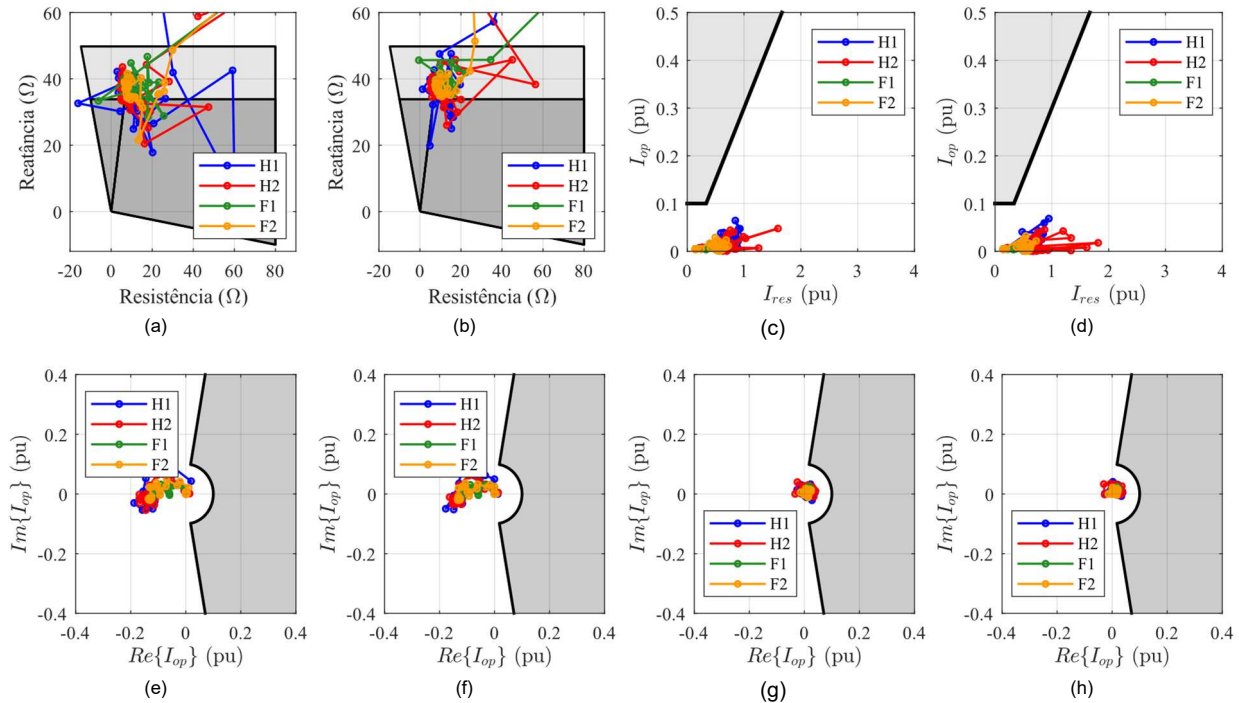


Figura 9 – Desempenho da função de proteção para uma falta externa BCT próxima ao PAC:

- (a) função 21, para o controle do conversor com o SRF-PLL; (b) função 21, para o controle do conversor com o DSOGI-PLL;
- (c) função 87L, para o controle do conversor com o SRF-PLL; (d) função 87L, para o controle do conversor com o DSOGI-PLL;
- (e) função 67G, para o controle do conversor usando o SRF-PLL; (f) função 67G, para o controle do conversor com o DSOGI-PLL;
- (g) função 67Q, para o controle do conversor usando o SRF-PLL; (h) função 67Q, para o controle do conversor com o DSOGI-PLL.

A fim de avaliar o desempenho da função 21 aplicada à linha de interligação do parque eólico, no que diz respeito à sua segurança, foram simuladas várias faltas externas nas linhas adjacentes nas proximidades do PAC. Os resultados para uma falta externa BCT são apresentados nas Figuras 9(a) e 9(b), que representam o desempenho da função 21 do relé na saída do parque quando o sistema de controle do conversor utiliza o SRF-PLL e o DSOGI-PLL, respectivamente. Observa-se que a impedância aparente vista pelo relé apresenta menos oscilações do que no caso da linha no entorno do HVDC, mas ainda poderia levar a um sobrealcançe da 1ª zona para essa falta externa e, consequentemente, à perda de seletividade do sistema de proteção. Isso fica ainda mais evidente para o caso em que o controle do conversor emprega o SRF-PLL, que é mais simplificado em relação ao DSOGI-PLL, sugerindo que o tipo do PLL pode influenciar sobremaneira na resposta transitória do conversor durante perturbações na rede e, por consequência, no desempenho das funções de proteção. Ademais, constata-se novamente que os algoritmos de meio ciclo são muito mais afetados durante a resposta transitória dos conversores do que os algoritmos de um ciclo.

Os resultados da função 87L para o mesmo caso da falta externa BCT são apresentados nas Figuras 9(c) e 9(d), que representam o desempenho da função quando o sistema de controle do conversor utiliza o SRF-PLL e o DSOGI-PLL, respectivamente. Percebe-se que, nesse caso, o comportamento da função 87L é bem mais estável do que no caso da linha no entorno do HVDC, garantindo também a segurança de não atuação para faltas externas. Isso também é observado para a função 67G [Figuras 9(e) e 9(f)] e para a função 67Q [Figuras 9(g) e 9(h)] do relé no PAC, evidenciando que elas também se mantêm estáveis e apresentam o comportamento esperado, indicando as faltas como reversas, mesmo com os erros na estimação de fasores em decorrência da resposta transitória do conversor de conexão do parque eólico à rede.

6.0 CONCLUSÕES

Com base em todas as análises realizadas nesta pesquisa e no extrato dos seus resultados apresentados nesse artigo, as seguintes conclusões podem ser destacadas:

- A resposta transitória dos conversores empregados na interconexão de equipamentos como elos HVDC e fontes renováveis pode introduzir de forma imprevisível componentes de frequência das mais diversas nos sinais de tensão e corrente da rede CA circunvizinha.
- No caso de conversores CSC-LCC empregados em elos HVDC, as distorções nos sinais de tensão e corrente da rede CA circunvizinha podem ser ainda mais severas no caso de falhas de comutação.
- No caso de linhas no entorno de elos HVDC, os resultados obtidos evidenciam um possível sobrealcançe da 1ª zona da função 21 para faltas externas em linhas adjacentes, em virtude dos erros na estimação de fasores ocasionados pelas distorções nas tensões e correntes durante perturbações. Dentre as possíveis soluções estão a redução do alcance da 1ª zona ou até a sua eventual desabilitação.
- Ainda com relação às linhas no entorno de elos HVDC, devido aos erros na estimação de fasores decorrentes da resposta transitória dos conversores, observou-se que os elementos direcionais podem apresentar atuação incorreta, sobretudo para faltas que não envolvam a terra, no caso da função 67G, e para faltas simétricas, no caso da função 67Q. Dentre as possíveis soluções está o aumento do *pick-up* de corrente desses elementos, a despeito da diminuição da sensibilidade da função.
- No caso de linhas de interconexão de parques eólicos, os erros na estimação de fasores decorrentes da resposta transitória dos conversores são menos severos do que no caso de elos HVDC. Entretanto, uma atenção especial deve ser dada ao tipo de PLL empregado no sistema de controle do conversor VSC.
- Da mesma forma que para o caso de linhas no entorno de elos HVDC, os resultados obtidos evidenciam que poderá ocorrer o sobrealcançe da 1ª zona da função 21 para faltas externas devido aos erros na estimação de fasores durante a resposta transitória dos conversores. Novamente, a redução do alcance da 1ª zona ou até a sua eventual desabilitação podem ser soluções para essa situação.
- No caso da proteção de linhas de interconexão de parques eólicos, não foi evidenciada nenhuma atuação incorreta das funções direcionais nos resultados apresentados neste artigo, que visaram a avaliação da segurança da proteção para faltas externas. Todavia, reconhecidamente, o elemento 67Q deve ser melhor analisado quanto à sua confiabilidade, pois a depender do sistema de controle empregado, não há contribuição de sequência negativa significativa vinda do parque ou até mesmo pode ocorrer uma inversão da sua direcionalidade, de modo que isso deve ser levado em consideração na decisão de habilitação da função 67Q para compor o esquema de proteção unitária de linhas de interconexão de parques eólicos.
- A função 87L mostrou-se segura para todos os casos de faltas externas analisados nessa pesquisa, tanto para linhas no entorno de elos HVDC, como para linhas de interconexão de parques eólicos, evidenciando as vantagens da sua utilização nessas aplicações. Todavia, ressalta-se a importância do uso da restrição por harmônicas, que pode evitar que pontos caiam dentro da região de operação da função.
- Os algoritmos de estimação de fasores que usam janelas de dados de meio ciclo são mais afetados pela resposta transitória dos conversores do que aqueles que usam janelas de um ciclo. De fato, quanto menor a

janela de dados empregada na estimação, maiores podem ser os erros. Nesse sentido, recomenda-se uma avaliação criteriosa do uso de relés que empreguem algoritmos de estimação de fasores de janelas curtas com o objetivo de aumentar a velocidade de atuação da proteção, tanto para linhas no entorno de elos HVDC, como em linhas de interligação de parques eólicos.

Os autores consideram que resultados apresentados neste artigo são preliminares, uma vez que a pesquisa ainda está em andamento. Todavia, eles evidenciam a atenção especial que deve ser tomada nos ajustes das funções de proteção das linhas de transmissão de interconexão de parques eólicos e, principalmente, nas linhas no entorno de elos HVDC. Para tanto, recomenda-se que os dispositivos de proteção a serem instalados nessas linhas sejam avaliados a partir de simulações de transitórios eletromagnéticos que considerem modelos detalhados e fidedignos dos conversores e seus sistemas de controle, seja em softwares do tipo EMTP, seja em simuladores em tempo real.

7.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] EPE, "Plano Decenal de Expansão de Energia 2030," MME/EPE, 2021.
- [2] M. A. Siyal, V. Kella Maheshwari, A. M. Memon, L. Rukh Memon, A. Hussain and N. H. Mirjat, "Techno-Economic Analysis of HVDC Transmission Line Project of China-Pakistan Economic Corridor (CPEC)," *International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies (PGSRET)*, 2018.
- [3] Impact of HVDC stations on protection of AC systems, CIGRE, WG B5/B4.25, 2011.
- [4] IEEE PSRC WG C32, Protection Challenges and Practices for Interconnecting Inverter Based Resources to Utility Transmission Systems, 2020.
- [5] K. M. Silva, J. J. C. Tavares, N. S. S. Ribeiro, F. V. Lopes, "Impact of DFT-Based Phasor Estimation Errors Due to Commutation Failures of LCC-HVDC Links on the Protection of AC Lines in the Near Vicinity". *International Conference on Power Systems Transients (IPST)*, Brazil, 2021.
- [6] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Computer Relaying for Power Systems*, 2nd ed. USA: John Wiley & Sons Inc, 2009.
- [7] D. G. Hart, D. Novosel, and R. A. Smith, "Modified cosine filters," U.S. Patent 6,154,687, Nov. 2000.
- [8] C.-S. Chen, C.-W. Liu, and J.-A. Jiang, "Application of combined adaptive fourier filtering technique and fault detector to fast distance protection," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 2, pp. 619–626, Apr. 2006.
- [9] K. M. Silva and F. A. O. Nascimento, "Modified dft-based phasor estimation algorithms for numerical relaying applications," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 3, pp. 1165–1173, Jun. 2018.
- [10] EMTP Reference Models for Transmission Line Relay Testing, *IEEE Power System Relaying Committee*, 2004.
- [11] E. Pajuelo, G. Ramakrishna, and M. S. Sachdev, "Phasor estimation technique to reduce the impact of coupling capacitor voltage transformer transients," *IET Gen., Trans. & Distribution*, vol. 2, no. July 2007, pp. 588–599, 2008.
- [12] G. Ziegler, *Numerical Distance Protection: Principles and Applications*, 2nd ed. Berlin, Germany: Siemens, 2006.
- [13] G. Ziegler, *Numerical Differential Protection: Principles and Applications*, 2nd ed. Berlin, Germany: Siemens, 2012.
- [14] S. H. Horowitz and A. G. Phadke, *Power System Relaying*, 3rd ed. England: John Wiley & Sons Inc, 2008.
- [15] G. Luz, D. S. Jr, and S. G. Jr, "HVDC transmission line modeling analysis in PSCAD and ATP programs," XIII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, pp. 1–6, 2014.
- [16] "ATPDraw," <https://www.atpdraw.net/>, accessed: 2021-02-28.
- [17] E. L. R. Pinheiro, *Análise do Comportamento Dinâmico de Usinas Eólicas a Velocidade Variável Utilizando ATPDraw*, Belo Horizonte, 2004.
- [18] E. Muljadi, S. Pasupulati, A. Ellis e D. Kostrov, "Method of equivalencing for a large wind power plant with multiple turbine representation," *IEEE Power and Energy Society General Meeting Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008.
- [19] M. S. Silva, S. R. Silva, L. N. Arruda, B. J. C. Filho, "Single and Three-Phase PLL Structures for Utility Connected Systems," *5º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência*, Setembro 1999.
- [20] P. Rodríguez, R. T. I. Candela e M. L. a. F. B. A.V. Timbus, "New Positive-sequence Voltage Detector for Grid Synchronization of Power Converters under Faulty Grid Conditions," *Power Electronics Specialists Conference - PESC*, 2006.

DADOS BIOGRÁFICOS



Recebeu os títulos de B.Sc., M.Sc. e D.Sc. em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) em 2004, 2005 e 2009, respectivamente. Atualmente é Professor no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília (UnB), editor associado da *IEEE Transactions on Power Delivery*, membro do Comitê de Estudos B5 (Proteção e Automação) do Cigré e membro sênior do IEEE. De 2019 a 2020 foi professor visitante na Texas A&M University, Texas/US. Tem focado suas pesquisas principalmente nas áreas de proteção de sistemas elétricos de potência, localização de faltas e Transitórios Eletromagnéticos.

(2) NILO SÉRGIO SOARES RIBEIRO

É engenheiro eletricista, mestre em Qualidade da Energia Elétrica e doutorando em Proteção de Sistemas Elétricos. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em simulações digitais de sistemas de transmissão, especialista em transitórios eletromagnéticos e fluxo de carga, modelagem computacional, planejamento energético, qualidade da energia e eficiência energética. Atualmente é engenheiro da ELETROBRAS-ELETRONORTE, em Brasília, atuando na área de estudos elétricos da operação, e docente no Centro Universitário de Brasília - UniCeub, ministrando as disciplinas de Análise de Sistemas de Potência, Circuitos Polifásicos e Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica.

(3) ROBERTO FELICIANO DIAS FILHO

Roberto Feliciano Dias Filho é engenheiro eletricista (UPE, 2003), mestre (UFPE, 2011) e doutor (UFPE, 2015) em engenharia elétrica. Como engenheiro na ESC Engenharia, é responsável pela promoção e acompanhamento da inovação nos setores de projetos, estudos e testes da empresa. Na Universidade de Pernambuco, como professor adjunto do curso de engenharia elétrica, leciona e pesquisa, nas áreas de proteção e automação de sistemas elétricos e aplicações de sistemas de controle em acionamento de máquinas elétricas e fontes alternativas (eólica e solar). Roberto Dias trabalhou por 13 anos da CHESF (2006-2018) e na ANDESA (2003-2006), na área de estudos elétricos.

(4) ANTONIO SAMUEL NETO

Antonio Samuel Neto, engenheira eletricista pela UFPE, em 2003, com Mestrado pela UFPE, em 2005. Trabalha no ONS desde outubro de 2005. Atualmente realiza estudos pré-operacionais de regime permanente e transitórios e eletromagnéticos na equipe Engenharia do Norte Nordeste do ONS. Adicionalmente, realiza análises de Projetos Básicos de empreendimentos de Transmissão e análises de estudos de Qualidade de Energia na integração de geração eólica e solar conectados ao Sistema Interligado Nacional.

(5) FELIPE VIGOLVINO LOPES

Possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), concluídos em 2009, 2011 e 2014, respectivamente, e pós-doutorado pela UFCG em 2018. É Senior Member do IEEE e membro do Comitê de Estudos B5 do Cigré. Trabalhou como professor da Universidade de Brasília (UnB) de 2014 a 2021 em níveis de graduação e pós-graduação e, em 2021, assumiu o cargo de professor do quadro permanente do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba (UFPB). Tem experiência nas áreas de Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, Localização de Falhas, e Transitórios Eletromagnéticos.

(6) JOSE JORGE CORREA TAVARES

Formado como Técnico em eletrotécnica pela Escola Técnica Federal de Pernambuco em 1997. Ingressou na Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf) em 2002 como Operador de Sistemas. Engenheiro eletricista pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) em 2004. Ingressou na Eletronorte em 2007 e atualmente trabalha na Superintendência de Engenharia de Manutenção de Sistemas HVDC. Concluiu o Mestrado em Eng. Elétrica na área de Proteção de Sistemas Elétricos pela Universidade de Brasília em 2020.