

Análise de Geradores Síncronos Distribuídos Conectados a Sistemas com Distorções Harmônicas de Sequência Negativa considerando a Operação Ilhada Intencional

Rodrigo P. Bataglioli*, Fabricio A. Mourinho[†], Renato M. Monaro[‡] e Denis V. Coury*

*Escola de Engenharia de São Carlos - USP, [†]Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e [‡]Escola Politécnica - USP
e-mails: rodrigo.bataglioli@usp.br, fabricio.mourinho@ons.org.br, monaro@usp.br e coury@sc.usp.br

Resumo—A expansão da Geração Distribuída (GD) faz com que sejam necessários estudos com relação ao impacto de componentes harmônicas de sequência negativa na máquina síncrona. Considerando os avanços nas pesquisas relacionadas à operação ilhada intencional, os níveis de distorção harmônica que os geradores distribuídos estarão submetidos após o ilhamento se elevam, agravando ainda mais este problema. Neste sentido, este trabalho analisa os impactos das correntes harmônicas de sequência negativa em Geradores Síncronos Distribuídos (GSDs) e na proteção, quando em operação ilhada intencional. Como solução é proposto um esquema de filtros passivos ressonantes que minimiza o nível de distorção, tanto no modo conectado, como ilhado. Esta abordagem apresentou resultados satisfatórios quando considerado um perfil de carga não-linear bem comportado.

Palavras-chave—Geração Distribuída, Componentes de Sequência Negativa, Distorção Harmônica, Proteção de Geradores, Operação Ilhada.

I. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento econômico atrelado à melhoria da qualidade de vida das pessoas impacta em uma maior demanda de energia. Este aumento reflete na necessidade de uma readequação do sistema elétrico, principalmente na entrada de novas unidades geradoras e no reforço da rede. Neste cenário, a Geração Distribuída (GD) tem surgido como uma das soluções para o atendimento do aumento no consumo de energia elétrica, a qual consiste na conexão direta de geradores nas redes de distribuição e sub-transmissão, com potência máxima do gerador dependente do nível de tensão do ponto de conexão [1].

A aplicação desta modalidade de geração proporciona a melhoria do perfil de tensão e a redução no carregamento da rede, devido a proximidade da geração com a carga [2]. Esta redução no carregamento das linhas de transmissão resulta em uma redução nas perdas de transmissão e permite um adiamento de investimentos em expansão da rede, assim como na construção de unidades geradoras de grande porte [3].

Os autores gostariam de agradecer ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC- USP) pela infraestrutura proporcionada, assim como à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), processo nº 2015/24028-7, pelo suporte financeiro disponibilizado para a realização desta pesquisa.

Com base nos benefícios da GD ao sistema elétrico, está se verificando a expansão desta modalidade de geração em redes de distribuição de energia elétrica de todo o mundo [4]. Entretanto, a conexão destes geradores diretamente nos sistemas de distribuição e sub-transmissão leva a uma preocupação com o impacto tanto na rede, como no próprio gerador.

Neste sentido, condições de desequilíbrio na tensão estão presentes nos sistemas de distribuição, pois as cargas residenciais são em sua maioria monofásicas. Como agravante, nas últimas décadas, é notável o aumento no número de cargas não-lineares conectadas nas redes de distribuição [5]–[7]. Seguindo esta conjuntura, evidencia-se o elemento responsável por garantir a operação segura do Gerador Síncrono (GS), denominado relé de proteção.

Tradicionalmente, os relés digitais empregados na proteção de geradores calculam a corrente de sequência negativa apenas com base nos fasores relativos à frequência fundamental [8]. Considerando o panorama da geração centralizada, tal aproximação é válida. Entretanto, no caso da GD, a presença de harmônicas de sequência negativa não pode ser negligenciada.

Os estudos de conexão e operação de geradores distribuídos que prevê a presença de distorção harmônica é um ponto crucial. Em [9] é apresentada uma análise do comportamento de Geradores Síncronos Distribuídos (GSDs) quando conectados a sistemas com componentes harmônicas de sequência negativa, realizado por meio de simulações no *software* ATP (*Alternative Transients Program*). Verifica-se que mesmo para níveis de distorção dentro dos limites estabelecidos pela agência reguladora brasileira no documento denominado PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) [10], o impacto da distorção harmônica em GSDs é significativo.

Neste contexto, outro ponto que merece atenção é a condição de operação ilhada intencional com geradores distribuídos. Dado os recentes avanços de pesquisas nesta área e a publicação do Guia IEEE Std 1547.4 [11], que estabelece boas práticas com relação a este novo panorama de operação, observa-se que a análise do impacto causado pela presença de cargas não-lineares nesta situação é um ponto ainda em aberto nas pesquisas, o que constitui um desafio do ponto de

vista técnico para a certificação da operação adequada desta nova realidade das redes de distribuição.

Portanto, o principal produto desta análise foi verificar, na condição de operação ilhada intencional, o efeito das correntes harmônicas de sequência negativa sobre o comportamento dos GSDs, bem como sobre a operação da função de proteção contra correntes de sequência negativa. Com base nesta análise, foi estudada a aplicação de um esquema de filtros passivos para a mitigação do impacto da distorção harmônica no GSD.

Este trabalho foi organizado de forma que a Seção II apresenta a proteção contra correntes de sequência negativa usualmente empregada em relés comerciais. A Seção III, refere-se a parte prática do trabalho, na qual é apresentada a metodologia aplicada, especificando o sistema modelado, o simulador utilizado e os casos analisados. Na sequência, a Seção IV se destina a retratar os resultados das simulações e as análises pertinentes. Por fim, a Seção V contempla as conclusões acerca dos impactos de cargas não-lineares no gerador distribuído ilhado e no comportamento da proteção de sequência negativa, comentando as possíveis soluções para mitigar os efeitos indesejados e possibilitar a operação ilhada intencional.

II. ANÁLISE DA PROTEÇÃO CONTRA CORRENTES DE SEQUÊNCIA NEGATIVA

A presença de correntes com componentes de sequência negativa no sistema elétrico representa um grande problema do ponto de vista das máquinas elétricas. A interação de tais correntes com o circuito do estator faz surgir um campo magnético girante com sentido contrário ao de rotação do rotor. Desta forma, o circuito de campo enxergará uma variação no fluxo magnético que induzirá correntes com frequência igual a soma da frequência síncrona do rotor com a frequência desse campo girante em sentido oposto. Como resultado, a magnitude do campo girante resultante variará com o tempo, tendo como consequência um torque oscilante no eixo da máquina. Essa oscilação é responsável por vibrações e sobreaquecimento, que com o tempo geram desgastes mecânicos e comprometem a integridade física da máquina, refletindo em uma redução na vida útil do gerador.

Existem diversas situações de operação do sistema elétrico responsáveis por causarem o surgimento de correntes trifásicas desbalanceadas no gerador. Dentre as principais estão: linhas de transmissão não transpostas, cargas desbalanceadas, faltas assimétricas e fase aberta [12]. Tais condições resultam em tensões de fase desequilibradas no terminal do gerador e produzem correntes de sequência negativa na frequência fundamental, as quais induzem correntes com o dobro desta frequência no enrolamento do rotor do gerador [13].

A proteção adotada para este tipo de contingência é denominada de proteção contra correntes desbalanceadas, conhecida como função 46 segundo a tabela ANSI. O Guia IEEE Std C37.102 [14] especifica a curva de suportabilidade de um gerador em função da corrente de sequência negativa (I_2), conforme (1).

$$I_2^2 \cdot t < K \quad (1)$$

onde t é o tempo em segundos que a máquina fica exposta a tal magnitude de I_2 , dada em pu com base na corrente de operação nominal do gerador, e K é uma constante que depende do porte e da estrutura do GS, tipicamente informada pelo fabricante.

Para evitar que o limite do gerador para I_2 seja violado, a curva de atuação é deslocada para baixo da curva de suportabilidade da máquina, sendo 20% um valor típico adotado [15]. Desta forma, caso o limite em Regime Permanente (RP) do gerador contra corrente de sequência negativa seja excedido, um temporizador é inicializado, e se (2) for satisfeita, o relé atuará. Cabe mencionar que este limite varia de 5% a 10% da corrente de operação nominal da máquina de acordo com as características do gerador [14].

$$I_2^2 \cdot t > 0,8 \cdot K \quad (2)$$

O cálculo de I_2 realizado por relés digitais segue a aplicação do Teorema de Fortescue [15]. Detalhadamente, os sinais das correntes de fase medidas no terminal do gerador passam por um filtro passa-baixa para evitar o problema de sobreposição de espectros, em seguida é aplicada a Transformada Discreta de Fourier (TDF) para obtenção dos fasores referentes a frequência fundamental e, então, somente depois é utilizado o Teorema de Fortescue para o cálculo da corrente de sequência negativa [8]. Com isso, a magnitude de I_2 calculada pela função 46 considera apenas a componente relativa a frequência fundamental, que é proveniente do desequilíbrio dos parâmetros trifásicos do sistema.

Para o panorama da geração centralizada, tal simplificação é válida, pois a grande distância destas máquinas em relação aos pontos consumidores de potência reativa harmônica faz com que as reatâncias indutiva e capacitiva das linhas de transmissão operem como filtros, reduzindo a distorção harmônica na barra terminal de tais geradores a níveis desprezíveis. Em função disto, existem poucas pesquisas na literatura correlata que se destinam a quantificar os impactos das correntes harmônicas de sequência negativa em GSs [9].

Diante das limitações da função de proteção 46, a Seção III apresenta a metodologia de simulação abordada para análise dos impactos da distorção harmônica em GSDs na condição ilhada intencional.

III. METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO

O sistema teste utilizado neste trabalho é baseado em [16]. Como o objetivo é verificar os efeitos provenientes das distorções harmônicas na condição ilhada, as análises foram realizadas sobre o sistema reduzido que engloba a microrrede criada após o ilhamento. Para tanto, foi aplicado o Teorema de Thévenin, tal como apresentado em [17], resultando no sistema ilustrado na Fig. 1. Os dados do sistema e do gerador, retirados de [16], são apresentados no Apêndice.

A GD é caracterizada por um GS de 10 MVA acoplado a uma turbina à gás e conectado diretamente na barra 807 do sistema de distribuição com tensão nominal de 13,8 kV.

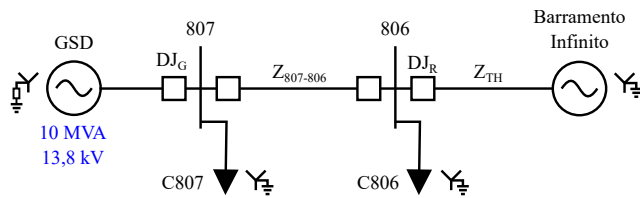


Fig. 1. Diagrama unifilar do sistema equivalente.

O GS possui rotor do tipo polos salientes sem enrolamentos amortecedores, e é equipado com regulador de velocidade e sistema de excitação com regulador de tensão. Os dados adotados para tais reguladores, baseados em [18], são também apresentados no Apêndice.

Quando conectado à rede elétrica, a potência de saída do GSD é igual a 4,6 MW com fator de potência unitário. A carga C807, equilibrada e do tipo potência constante, é de 3,8 MW com fator de potência indutivo de 0,95. Por outro lado, a carga C806 possui característica não-linear e é modelada por meio de blocos trifásicos de fontes de correntes, ajustados para injetarem no sistema a corrente harmônica desejada com a característica de componente de sequência de acordo com a ordem da harmônica. Como o foco é a análise do impacto de harmônicos, a carga C806 foi simulada sem a componente fundamental.

Este sistema foi modelado no *software* RSCAD, que é a interface do simulador digital em tempo real denominado RTDS. As simulações no RTDS foram divididas em três etapas segundo o foco da análise:

- 1) Impacto da distorção harmônica de sequência negativa no GSDilhado;
- 2) Efeito na proteção proveniente do desequilíbrio e da distorção harmônica, no caso do ilhamento intencional;
- 3) Projeto e aplicação de filtros passivos ressonantes para conexão em paralelo no barramento 807.

Na primeira etapa, a metodologia consiste em ajustar individualmente a magnitude das fontes de corrente para cada ordem harmônica de sequência negativa até a 25^a. O ajuste é feito na condição do GSD conectado à rede elétrica, de forma que a Distorção Harmônica Individual de Tensão (DHI_V) observada na barra 807 seja igual ao valor máximo aceitável pelo PRODIST [10] para cada componente, conforme valores listados na Tabela I. Em seguida, o GSD éilhado, simulando uma falha no sistema elétrico que acarreta a abertura do disjuntor DJ_R , com o intuito de analisar a alteração no nível de distorção de cada componente. Após a análise individual de cada componente, é modelada uma carga com a composição harmônica das três componentes que apresentaram o maior impacto no GSD.

Apesar de que a fase de cada componente harmônico injetado poder influenciar na gravidade do impacto no GSD, a influência da magnitude de tais correntes é predominante. Por isso, foi adotado de forma aleatória um defasamento de 115° em relação ao sinal de tensão na barra 806 para todas as componentes.

Em seguida, na segunda etapa, a carga C807 é manualmente desbalanceada mantendo um consumo de 3,8 MW com fator

TABELA I. VALORES DE REFERÊNCIA DE DHI_V PARA COMPONENTES HARMÔNICOS DE SEQUÊNCIA NEGATIVA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE 13,8 kV.

Ordem Harmônica	Limite de DHI_V [%]
2 ^a	2,0
5 ^a	6,0
8 ^a	0,5
11 ^a	3,5
14 ^a	0,5
17 ^a	2,0
20 ^a	0,5
23 ^a	1,5

de potência indutivo de 0,95. O desbalanceamento é feito de forma a respeitar o valor típico de 2,0% para o Fator de Desequilíbrio de Tensão (FD_V) especificado no PRODIST [10]. Após configurar o desbalanceamento da carga, o GSD foiilhado para comparar o efeito observado com o impacto constatado quando na presença de distorção harmônica de sequência negativa no sistema.

Com o intuito de verificar a operação da função 46 parametrizada, as simulações da segunda etapa foram realizadas em malha fechada entre o RTDS e um relé universal. Sabendo que o GSD é do tipo polos salientes sem enrolamentos amortecedores, a função 46 foi ajustada de acordo com os valores típicos informados no Guia IEEE Std C37.102 [14], sendo $I_{2,max}$ igual a 5% da corrente nominal do GSD e K igual a 40, com um deslocamento de 20% da curva de atuação em relação a curva de suportabilidade da máquina [15].

Os sinais de corrente de fase medidos pelos Transformadores de Corrente (TCs) nos terminais do GSD são disponibilizados nas saídas analógicas do RTDS em níveis de tensão e enviados para as entradas do relé universal. Caso a função de proteção 46 seja sensibilizada, o dispositivo envia o sinal de abertura para a entrada digital do RTDS, permitindo que no ambiente de simulação o relé atue no disjuntor DJ_G .

O relé denominado universal, utilizado para embarcar a proteção convencional contra corrente de sequência negativa, é baseado na plataforma PC104. Para mais informações com relação a estrutura e funcionamento do relé universal utilizado, conhecido como Cubo PC104, consulte a referência [19].

A função de proteção contra correntes desbalanceadas 46 utilizada apresenta a mesma lógica retratada na Seção II e está programada em linguagem C++ e disponível na biblioteca *OpenRelay* do Cubo PC104. Como esta biblioteca é de acesso livre e público, maiores detalhes da função implementada são encontrados na referência [20].

Na terceira e última etapa é realizado o projeto de um conjunto de filtros passivos ressonantes para conexão no barramento 807, com o intuito de mitigar os efeitos indesejados de distorção harmônica de sequência negativa. O Guia IEEE Std 1531 [21], indicado para aplicação e especificação de filtros harmônicos, foi utilizado como base para o projeto do banco de filtros. Segundo este guia, para cada componente harmônico é projetado um filtro sintonizado na respectiva frequência, sendo que de acordo com [22], essa abordagem é mais econômica do que prover um filtro de banda ampla com

impedância suficientemente baixa.

Como na frequência fundamental esse tipo de filtro injeta potência reativa, sabendo que normalmente os GSDs possuem uma curva de capacidade que permite a operação com um fator de potência de no mínimo 0,8 indutivo [11], para a condição de operação ilhada intencional, é interessante durante o projeto do filtro ressonante conhecer as cargas presentes na microrrede, de forma que caso necessário seja feita a correção do fator de potência.

Na sequência, com base na metodologia formulada, os resultados obtidos das simulações são relatados e análises são realizadas.

IV. RESULTADOS E ANÁLISES

A apresentação dos resultados e análises está separada em três subseções de acordo com a divisão em etapas da metodologia retratada na Seção III.

A. Impacto das Distorções Harmônicas sobre o GSD Ilhado

Na Tabela II é apresentado o efeito de cada DHI_V no GSD e suas grandezas associadas. Verifica-se que, conforme esperado, os níveis de distorção harmônica se elevam após o ilhamento da microrrede, excedendo os limites do PRODIST [10]. Constata-se também que, conforme relatado em [9], um harmônico de sequência negativa de ordem h irá induzir frequências de $(h+1)$ vezes a fundamental nos circuitos do rotor. Para GSDs com enrolamento amortecedor, esse problema é ainda maior devido a baixa impedância deste circuito.

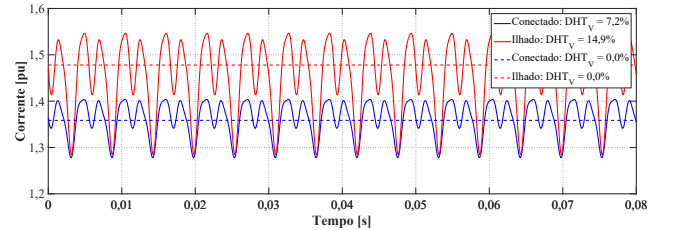
TABELA II. IMPACTO DA DISTRORÇÃO HARMÔNICA NO GSD.

Ordem Harmônica	DHI_V [%]		DHI_I [%]		Frequência induzida no rotor [Hz]
	Normal	Ilhado	Normal	Ilhado	
2 ^a	2,0	4,0	8,3	19,6	180
5 ^a	6,0	13,0	10,6	28,0	360
8 ^a	0,5	1,0	0,5	1,2	540
11 ^a	3,5	6,7	2,8	6,4	720
14 ^a	0,5	0,8	0,3	0,6	900
17 ^a	2,0	3,3	1,0	2,1	1080
20 ^a	0,5	0,8	0,2	0,4	1260
23 ^a	1,5	2,3	0,8	1,1	1440

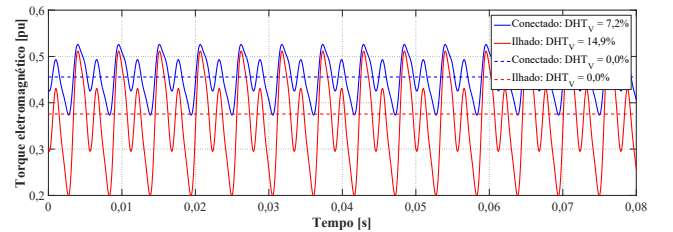
O nível de DHI_V visto na barra 807 é resultado da interação da corrente distorcida drenada pela carga C806 com a impedância do GSD. Com base na Tabela II, observa-se que as componentes com os maiores níveis de Distorção Harmônica Individual de Corrente (DHI_I) necessários para atingir o limite de DHI_V foram as de 2^a, 5^a e 11^a ordens.

Em função disso, a Fig. 2 apresenta a corrente no campo e o torque eletromagnético do GSD para dois cenários, um sem e outro com distorção harmônica. No segundo cenário é considerado a presença das componentes destacadas anteriormente, que resulta em uma Distorção Harmônica Total de Tensão (DHT_V) de 7,2% quando conectado, e de 14,9% após o ilhamento, excedendo o limite de 8% informado no PRODIST para sistemas de distribuição de 13,8 kV [10]. Na operação do GSD conectado, mesmo respeitando os limites de DHI_V e DHT_V , o impacto no GSD já demonstra ser elevado.

Entretanto, verifica-se que, na condição ilhada, a amplitude de variação do torque é ainda maior, da ordem de 30%. Além disso, salienta-se que na condição ilhada o valor médio da corrente no campo aumenta devido ao GSD passar a suprir a potência reativa demandada pela microrrede, enquanto que o valor médio do torque eletromagnético reduz em função da potência ativa da carga conectada na barra 807 ser menor do que a de operação do GSD na condição normal, exportando potência ativa para a rede elétrica.



(a) Corrente no circuito de campo do GSD.



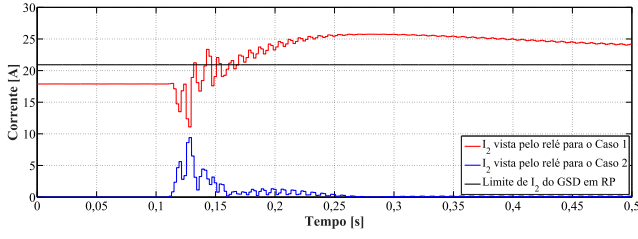
(b) Torque eletromagnético do GSD.

Fig. 2. Efeito das cargas não-lineares no GSD para os cenários considerados.

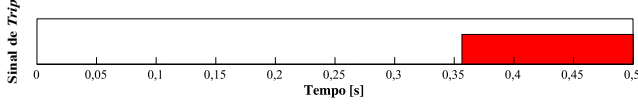
B. Efeito na Proteção após o Ilhamento Intencional

O efeito na função de proteção 46 durante a transição para a operação ilhada foi avaliado para dois cenários pré-ilhamento. O primeiro cenário (Caso 1) consiste em uma condição desbalanceada, em que a carga conectada na barra 807 é desbalanceada e causa um FD_V de 1,0% no terminal do GSD conectado à rede elétrica, menor do que o valor de referência de 2,0% especificado no PRODIST [10]. O segundo cenário (Caso 2) consiste em uma condição com distorção harmônica similar à apresentada na Fig. 2. Em ambos os casos, o GSD fornece a mesma quantidade de potência ativa (4,6 MW) na condição de pré-ilhamento.

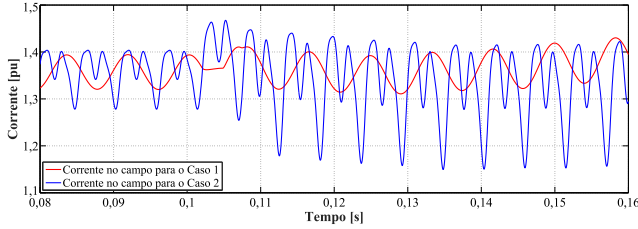
A análise supramencionada é retratada nos gráficos presentes na Fig. 3. O gráfico (a) ilustra a corrente de sequência negativa medida pelo relé universal. Verifica-se que no Caso 1 o relé é sensibilizado após o ilhamento, pois o FD_V aumenta, passando de 1,0 para 1,4%, devido a rede não estar suprindo mais parte da carga desbalanceada. Ainda, observa-se que mesmo para um FD_V dentro do limite de 2,0% informado no PRODIST [10], a proteção foi sensibilizada. Já no Caso 2, o relé não é sensibilizado, e apenas na transição para a condição ilhada é constatada a presença de I_2 pelo relé universal, pois o disjuntor abre cada fase após o cruzamento da respectiva corrente por zero, caracterizando um desbalanço momentâneo na frequência fundamental observado pelo dispositivo de proteção.



(a) Corrente de sequência negativa vista pelo relé.



(b) Sinal de atuação do relé universal para o cenário com $FD_V = 1,1\%$.



(c) Corrente no circuito de campo do GSD.

Fig. 3. Comparação do efeito das cargas não-lineares e desbalanceadas no GSD e na proteção durante o ilhamento.

Já o gráfico (b) ilustra o sinal de atuação enviado pelo relé universal para o RTDS no Caso 1. É importante salientar que a função 46 foi ajustada com um tempo máximo de atuação, igual a 0,2 s, com o intuito de observar a sensibilização da proteção, pois para a magnitude de I_2 verificada no gráfico (a), a função 46 atuaria em aproximadamente 160 minutos.

Enfim, o gráfico (c) retrata o comportamento da corrente de campo em cada cenário. Observa-se que no Caso 2, no qual a proteção não é sensibilizada, ocorre um impacto ainda mais prejudicial ao GSD. Ainda, em termos de frequência, os harmônicos induzem uma corrente com frequência maior nos circuitos do rotor em relação à operação desequilibrada, que induz uma frequência de 120 Hz em tal grandeza. Esta característica faz com que os impactos de correntes harmônicas de sequência negativa tenham um agravante, uma vez que as perdas por correntes de Foucault e por Histerese são proporcionais à frequência [6].

C. Projeto e Análise de Filtros Passivos Ressonantes

Em função da limitação da função de proteção 46 em relação aos componentes harmônicos de sequência negativa, que em conformidade com as subseções anteriores foi constatado o efeito prejudicial ao GSD, é necessária uma solução de forma a proteger ou amenizar tais impactos. Do ponto de vista de operação, não é interessante que na presença de distorção harmônica os geradores distribuídos sejam desconectados devido a atuação da proteção, pois a presença de cargas não-lineares é característica da rede de distribuição. Desta forma, neste trabalho é abordada a conexão em paralelo de filtros passivos ressonantes, do tipo RLC série, como solução

para reduzir o nível de distorção harmônica no terminal da máquina.

Com base nas subseções anteriores, os níveis de distorção harmônica recomendáveis pelo PRODIST [10] não são adequados para o GSD. Desta forma, cabe adotar estratégias de filtragem para minimizar os impactos negativos que podem ser causados à máquina. Para a carga não-linear com a composição das ordens harmônicas de 2ª, 5ª e 11ª, que resulta na DHT_V de 7,2% na condição normal, foi realizado o projeto de um conjunto de filtros para conexão no barramento 807, de forma a mitigar os impactos causados no GSD. Salienta-se que foram projetados três filtros, sintonizados respectivamente nas frequências de 120, 300 e 660 Hz, com potência reativa de 0,4 MVar cada e um fator de qualidade igual a 150, de acordo com a resposta em frequência desejada.

Na Fig. 4 fica evidente a influência dos filtros na operação do GS, onde se observa uma redução na amplitude da oscilação do torque eletromagnético para a frequência de operação do sistema (f_{op}) em 60 Hz. O nível de DHT_V , que antes era de 14,9% na condição ilhada, passou para 1,4%. Porém, agora considere o caso de um desvio na frequência da microrrede, mas dentro dos limites operacionais, não sensibilizando o relé de frequência, conhecido como função 81 segundo a tabela ANSI. Nesta situação, o desempenho do banco de filtros é reduzido de acordo com a resposta na frequência do equipamento, conforme retratado na Fig. 4 para dois cenários, um de sub-frequência (59,5 Hz) e outro de sobre-frequência (60,5 Hz). Como a microrrede dispõe de controle de frequência, essa redução no desempenho do filtro é apenas transitória.

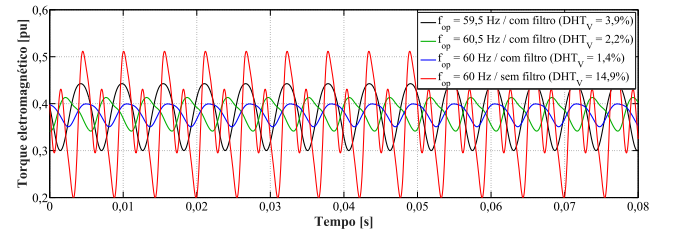


Fig. 4. Comportamento do torque eletromagnético do GSD ilhado com filtro.

Salienta-se também que a aplicação de filtros passivos é indicada para casos que o perfil de carga harmônica é bem comportado. Considerando a especificação de uma microrrede para operação ilhada intencional, pode-se dizer que este perfil será conhecido e possivelmente comportado. Entretanto, na condição de operação conectada, que engloba cargas de áreas adjacentes, essa afirmação não é necessariamente válida, ou seja, o espectro harmônico da carga pode variar, tanto na magnitude como nas componentes presentes.

V. CONCLUSÕES

Do ponto de vista da GD, o impacto de harmônicos de sequência negativa no comportamento do GSD passa a se tornar significativo, uma vez que elevados níveis de distorção são característicos de sistemas de distribuição. Com base nos resultados, no panorama de operação ilhada intencional, tal impacto é ainda maior.

Além disso, na presença de cargas desbalanceadas, durante a transição para a operação ilhada intencional pode ocorrer a sensibilização da função 46, desconectando o GSD após a temporização da curva de atuação. Como mesmo respeitando o valor de referência do PRODIST [10] para o FD_V a proteção foi sensibilizada, constata-se que esse parâmetro não garante a operação segura do GSD. Em função disso, para permitir a operação ilhada intencional é fundamental o conhecimento das cargas da microrrede, de modo a evitar que após o ilhamento ocorra a desconexão da unidade de geração. Por outro lado, na presença de cargas não-lineares é observado que o desempenho e a confiabilidade dessa função de proteção são prejudicados, pois o gerador pode operar sob uma condição mais danosa sem que a proteção atue. Desta forma, os GSDs estão sujeitos a uma redução no tempo de vida útil sem que o empreendimento de geração se dê conta de tal condição de operação.

A utilização de filtros ressonantes em derivação demonstrou ser uma solução satisfatória no caso de uma microrrede com um perfil de carga comportado. Uma solução mais custosa, indicada para microrredes que não atendem tal característica, é a aplicação do filtro ativo, caracterizado por apresentar uma maior eficiência. Os filtros ativos modernos possuem múltiplas funções, podendo também corrigir o fator de potência e o desbalanço da carga [23]. A função de balanceamento da carga seria interessante para evitar casos de desconexão do GSD após o ilhamento, como o observado na Fig. 3.

Em função da limitação da proteção convencional, considerando um defeito no filtro, o GSD estaria sujeito a uma situação danosa que não seria detectada pelo dispositivo de proteção. Com base nisso, é importante o desenvolvimento de uma proteção que seja sensível à presença de harmônicos, de modo a superar esta limitação da função convencional.

Por fim, este trabalho corrobora e sustenta a afirmativa de que, tanto para a conexão de GSD, como para a operação ilhada intencional, é indispensável a realização de estudos que levem em conta a presença de distorções harmônicas e de desequilíbrio de tensão.

VI. APÊNDICE

Os dados do sistema modelado no RSCAD para as simulações no RTDS são apresentados a seguir:

- **Parâmetros da rede:** $V_\infty = 1,0$ pu; $V_{807} = 1,0$ pu; $Z_{TH} = (9,032 + j5,453) \Omega$; Linha 806-807: $(0,0839 + j0,0276)$ pu/km, 3,55 km, na base do gerador;
- **Parâmetros do gerador síncrono:** $H = 1$ s, $D = 0$, $R_a = 0,0017$ pu, $X_d = 2,060$ pu, $X_q = 2,500$ pu, $X'_d = 0,398$ pu, $X'_q = 0,254$ pu, $X''_q = 0,254$ pu, $X_l = 0,1$ pu, $T'_{do} = 7,8$ s, $T''_{do} = 0,066$ s, $T'''_{qo} = 0,075$ s, $S_{(1.0)} = 0,1$, $S_{(1.2)} = 0,4$, $R_N = 0,1 \Omega$;
- **Parâmetros do regulador de tensão:** $K_{PR} = 3,06$, $K_{IR} = 3,06$, $V_{R,max} = 1,00$ pu, $V_{R,min} = -0,87$ pu, $T_a = 0,01$ s, $K_{PM} = 1,0$, $K_{IM} = 0,0$, $K_g = 0,0$, $K_P = 6,54$,

$$K_I = 0,0, K_C = 0,08;$$

- **Parâmetros do regulador de velocidade:** $R = 0,025$ pu, $T_1 = 0,40$ s, $T_2 = 0,10$ s, $T_3 = 3,0$ s, $K_t = 2,0$, $T_{amb} = 0,90$ pu, $P_{max} = 1,4$ pu, $P_{min} = 0,0$ pu.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: a definition," *Electric Power Systems Research*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204.
- [2] R. C. Carvalho, "Conexão da geração distribuída de consumidores industriais em paralelo com o sistema de distribuição e de transmissão de concessionárias de energia elétrica," Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.
- [3] N. Jenkins, J. B. Ekanayake, and G. Strbac, *Distributed Generation*. The Institution of Engineering and Technology, 2010.
- [4] S. O. Pitombo, "Proteção adaptativa anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos," Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2010.
- [5] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso, and H. W. Beaty, *Electrical Power Systems Quality*, 2nd ed. McGraw-Hill, 2004.
- [6] E. F. Fuchs and M. A. S. Masoum, *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines*. Elsevier Inc, 2008.
- [7] B. P. de Campos, L. A. R. de Sousa, and P. F. Ribeiro, "Mitigation of harmonic distortion with passive filters," in *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*. Belo Horizonte, Brasil: IEEE, Oct 2016, pp. 646–651.
- [8] D. Reimert, *Protective Relaying for Power Generation System*, Group Taylor & Francis, Ed. CRC Press, 2006.
- [9] F. A. Mourinho, R. A. S. Fernandes, M. Oleskovicz, and J. C. M. Vieira Junior, "Análise de geradores síncronos distribuídos conectados a sistemas com distorções harmônicas de sequência negativa," in *11th International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*. Juiz de Fora, Brasil: IEEE/IAS, 2014.
- [10] *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica*, ANEEL Std., 2016.
- [11] IEEE, "Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems," *IEEE Std 1547.4-2011*, pp. 1–54, July 2011.
- [12] C. Mardegan, *Proteção e Seletividade em sistemas elétricos industriais*, 1st ed., Atitude Editorial, Ed. Gráfica Ispis, 2012.
- [13] IEEE, "Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems," *IEEE Std 242-2001*, pp. 1–710, Dec 2001.
- [14] —, "Guide for AC Generator Protection - Redline," *IEEE Std C37.102*, pp. 1–190, Feb 2007.
- [15] G. Kindermann, *Proteção de sistemas elétricos de potência*, 2nd ed. UFSC - EEL, 2008, vol. 3.
- [16] L. V. L. de Abreu, "Análise do desempenho dinâmico de geradores síncronos conectados em redes de distribuição de energia elétrica," Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 2005.
- [17] A. B. Piardi, J. R. Pesente, R. A. Ramos, and R. G. Pimenta, "Avaliação da atuação dos limitadores do sistema de excitação da máquina síncrona em condições de desbalanço de carga," in *XV Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ*. Foz do Iguaçu, Brasil: CIGRÉ, 2013.
- [18] R. M. Monaro, "Lógica Fuzzy Aplicada na Melhoria da Proteção Digital de Geradores Síncronos," Tese de Doutorado, Escola de Engenharia de São Carlos - USP, 2013.
- [19] R. M. Monaro, R. P. M. D. Silva, J. C. D. M. Vieira Júnior, and D. V. Coury, "Sistema integrado para desenvolvimento e execução em tempo real de algoritmos de proteção de sistemas elétricos," *SBA: Controle & Automação*, vol. 23, no. 2, pp. 202–215, 2012.
- [20] R. M. Monaro. (2015) Open source protection algorithms for electric power system relays. [Online]. Available: <https://github.com/renato-monaro/OpenRelay>.
- [21] IEEE, "Guide for Application and Specification of Harmonic Filters," *IEEE Std 1531-2003*, pp. 1–60, 2003.
- [22] M. M. D. da Silva, "Análise de filtros passivos de harmônicos de conversor CA/CC de seis pulsos," Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.
- [23] H. Akagi, "Active harmonic filters," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 12, pp. 2128–2141, Dec 2005.