

Detecção de Falhas entre Espiras em Geradores Síncronos de Fase Dividida: Uma Análise Comparativa entre configurações de proteção.

Ângelo Felipe Sartori^{1,2}, Adriano Peres de Moraes¹
Ghedy Cardoso Jr.¹, Luiz Fernando de Freitas Gutierrez¹,
Selso Rabelo^{1,2}, Cezar Augusto da Silva Oliveira¹.

¹Universidade Federal de Santa Maria Tel: ((55)991086306; e-mail: sartori.af@ gmail.com)

²Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Farroupilha.

Abstract: In order to reduce the magnitude of the current per winding, the stator configuration of large synchronous generators normally uses more than one winding per phase. In this type of configuration, known as a split phase, faults between turns are difficult to detect. This work aims to analyze different protection schemes against turn-to-turn faults in synchronous generators based on current measurement. In all, five methods were analyzed in order to present their advantages and disadvantages. The computer simulations of faults between turns were performed in the Hypersim software that belongs to the digital simulator in real time OPAL-RT and the algorithms of the methods were implemented in Matlab.

Resumo: Visando reduzir a magnitude de corrente por enrolamento, a configuração do estator de geradores síncronos de grande porte utiliza normalmente mais de um enrolamento por fase. Nesse tipo de configuração, conhecido como fase dividida, as faltas entre espiras são de difícil detecção. Este trabalho tem por objetivo analisar diferentes esquemas de proteção contra faltas entre espiras em geradores síncronos fundamentados em medição de corrente. No total foram analisados cinco métodos de forma a apresentar as suas vantagens e desvantagens. As simulações computacionais de faltas entre espiras foram realizadas no software Hypersim que pertence ao simulador digital em tempo real OPAL-RT, sendo os algoritmos dos métodos implementados no Matlab.

Keywords: Synchronous generator, protection, turn-to-turn fault detection.

Palavras-chaves: Geradores síncronos, proteção, detecção de faltas entre espiras.

1. INTRODUÇÃO

Como qualquer outro equipamento que compõe o sistema de potência, os Geradores Síncronos (GS) estão sujeitos a diferentes tipos de curtos-circuitos ou condições anormais de operação. Estas situações requerem medidas de proteção visando preservar o gerador e o sistema elétrico. Entre as principais proteções utilizadas, destacam-se a proteção diferencial (função 87), a proteção contra a perda de excitação (função 40), a proteção contra motorização (função 32), a proteção contra terra nos enrolamentos do estator (função 64G), entre outras. A proteção contra defeitos entre espiras dos enrolamentos do estator (função 61) é motivo de estudo e pesquisa pelos autores deste trabalho, sendo os principais resultados aqui apresentados.

As faltas entre espiras, conhecidas por *turn-to-turn*, que ocorrem em máquinas síncronas são de difícil detecção e persistem silenciosamente até a destruição completa do isolamento que, por consequência, produz danos à máquina conforme Barros *et al.*, (2019). São, geralmente, consideradas como transitórios iniciais do curto-circuito e acabam evoluindo para defeitos mais graves, como os curtos-circuitos entre fases ou entre fase e terra (Hang *et al.*, 2016). O

problema encontra-se na dificuldade de detecção inerente as faltas entre espiras que se dão devido ao baixo desequilíbrio entre as correntes linha quando a porcentagem de supressão do enrolamento é pequena. Isto é mostrado na Fig. 1, sendo o início da falta em 0,3 s. Note que a ocorrência dessa falta é imperceptível na Fig. 1. Como agravante, a maioria dos geradores, principalmente os de menor porte, são deixados sem a função 61 (Kasztenny *et al.*, 2016).

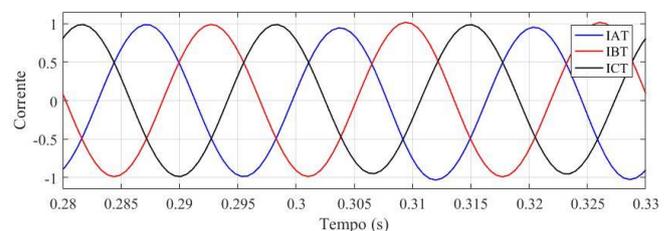


Fig. 1 Correntes nos terminais com 20% de supressão do enrolamento com carga nominal.

De forma a reduzir a corrente que circula em cada enrolamento, normalmente os GS de grande porte são constituídos de dois, quatro, seis ou oito ramos em paralelo. Em regime de operação normal a diferença das correntes entres

os ramos são ínfimas em relação aos valores nominais. Entretanto, a corrente no ramo da falta (IA1) pode ser extremamente elevada, conforme mostrado na Fig. 2.

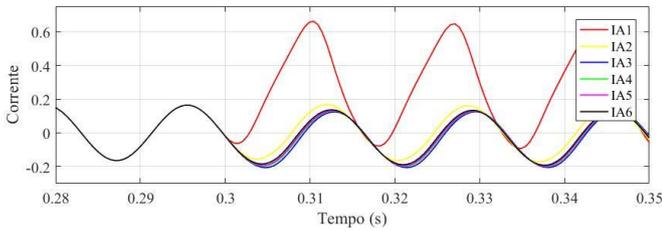


Fig. 2 Correntes dos enrolamentos da fase A com 50% de supressão do enrolamento com carga nominal.

Este tipo de falha não é detectada pela proteção diferencial do estator ou de falta à terra, pois não há diferença entre as correntes medida nos terminais e as correntes medidas próximas ao neutro (Kasztenny *et al.*, 2016). A proteção *turn-to-turn* ainda é pouco explorada em comparação com as demais proteções de GS. No entanto, a literatura apresenta algumas recomendações e métodos para mitigar o problema.

Métodos invasivos são propostos por Finney *et al.*, (2008). Os autores propõem diferentes configurações de utilização de transformadores de corrente (TC) nos ramos. Contudo, isso é previsto para dois enrolamentos por fase. O IEEE Standard C37.102 (2007) recomenda um método menos invasivo utilizando transformadores de potencial nos terminais do gerador e monitorando as componentes de sequência negativa da sobretensão no neutro (função 59N).

Além dos métodos tradicionais, metodologias fundamentadas em inteligência artificial e lógica fuzzy são aplicadas para a proteção de faltas internas em geradores conforme abordado em Yadaiah and Ravi, (2012). Porém, as faltas *turn-to-turn* não são detectadas nessa abordagem. Diferente de Monaro *et al.*, (2015) e Doorwar, Bhalja and Malik, (2018) que conseguiram detectar as faltas *turn-to-turn* aplicando a lógica fuzzy.

Neste sentido e de forma a facilitar o entendimento, este trabalho visa analisar diversos métodos de proteção contra defeitos entre espiras dos enrolamentos do estator em GS. Os testes foram realizados no software HYPERSIM do simulador digital em tempo real OPAL-RT (Opal-RT, 2007), sendo os o algoritmo dos métodos implementados no software MATLAB.

2. FALTAS ENTRE ESPIRAS (*TURN-TO-TURN*) NOS ENROLAMENTOS DO ESTATOR

As falhas *turn-to-turn* são caracterizadas pelo desequilíbrio entre a corrente do ramo onde ocorre a falta e a corrente no terminal da máquina. A Fig. 3 mostra uma simulação de falta com 60% do enrolamento suprimido. Observe que a corrente do enrolamento sob falta, no caso A1 (IA1), é efetivamente afetada pela falta, enquanto as demais correntes permanecem levemente alteradas.

Na Fig. 4 mostra os sinais de corrente medidos no terminal do estator da fase A e a corrente no enrolamento A1 onde ocorreu

a falta. Neste caso a supressão do enrolamento foi de 70%. Observe que na mesma proporção em que ocorre o aumento da corrente no terminal, a corrente no enrolamento também aumenta. Esse é um dos fatores que dificultam distinguir as duas correntes.

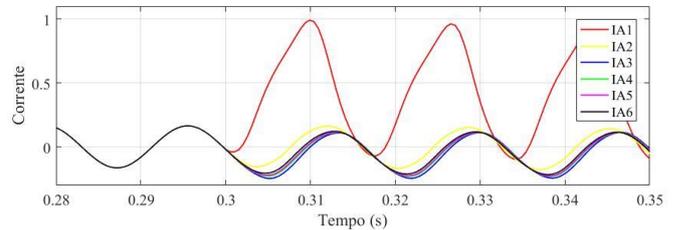


Fig. 3 Correntes dos enrolamentos da fase A com 60% de supressão do enrolamento.

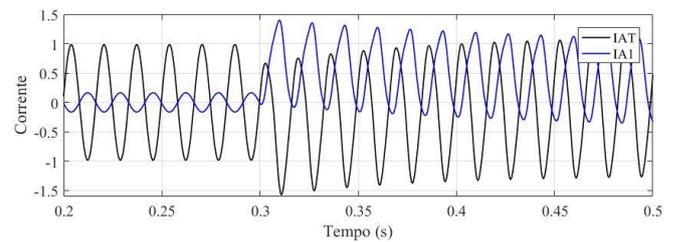


Fig. 4 Correntes no terminal x enrolamento IA1 com 70% de supressão do enrolamento.

Na Fig. 5 são apresentadas as correntes das três fases medidas nos terminais da máquina para o caso da Fig. 4. Há um equilíbrio até 0,3 s (pré-falta), contudo quando ocorre a falta, nesse mesmo tempo, todas as correntes são pouco afetadas, com maior incidência no enrolamento A (IAT).

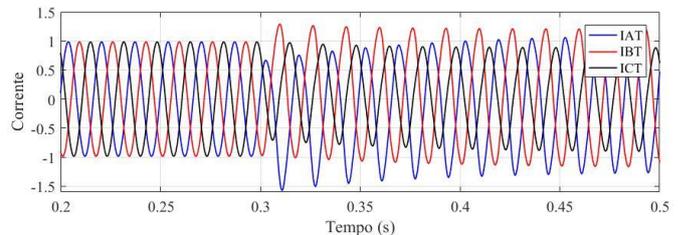


Fig. 5 Correntes nos terminais com 70% de supressão do enrolamento.

3. MÉTODOS DE PROTEÇÃO DE FALTAS ENTRE ESPIRAS (*TURN-TO-TURN*)

Os métodos apresentados em Finney *et al.* (2008) são ilustrados na Fig. 6. O GS é constituído por apenas dois enrolamentos por fase. Nesse esquema (Fig. 6 (a)) a corrente no terminal representa $\frac{1}{2}$ da corrente total e por isso, é denominado de “fase dividida e diferencial combinado” ou “diferencial longitudinal parcial”.

Na metodologia mostrada na Fig. 6 (b) é realizado o monitoramento diferencial entre os enrolamentos. Para tanto, é necessário instalar transformadores de corrente (TC) nos dois enrolamentos. Nesse tipo de situação, a proteção é mais efetiva. Contudo com o aumento do número de ramos, a

detecção já não ocorre da mesma forma. Isso é verificado nos testes realizados neste trabalho, caso não sejam instalados mais TCs nos outros enrolamentos. A metodologia apresentada é realizada com dois enrolamentos por fase, enquanto a metodologia proposta neste trabalho foi adaptada para seis enrolamentos.

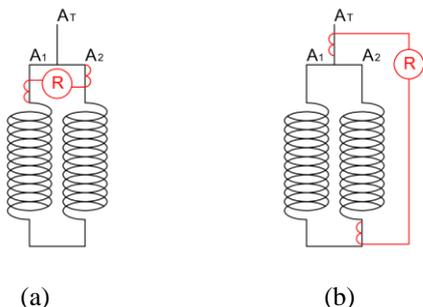


Fig. 6 (b) Monitoramento diferencial - (a) Monitoramento de um enrolamento;

4. METODOLOGIA DE TESTES

O sistema teste implementado é mostrado na Fig. 7. O modelo do GS utilizado foi a *synchronous machine winding fault* de 370MVA/13,8kV/60Hz (Tabela 3). O GS é de polos salientes e é composto por 540 ranhuras. Os testes foram realizados operando em carga nominal e com 30% de carregamento. De forma a ampliar a discussão em torno do desempenho dos dois métodos apresentados na Seção 3, o GS simulado foi implementado também com seis ramos de enrolamentos paralelos por fase, conforme ilustra a Fig. 8. Assim, os métodos, originalmente elaborados para geradores com dois enrolamentos por fase, foram adaptados para a condição de seis ramos por fase.

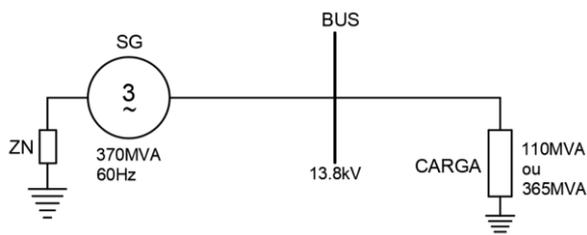


Fig. 7 Sistema elétrico utilizado nas simulações.

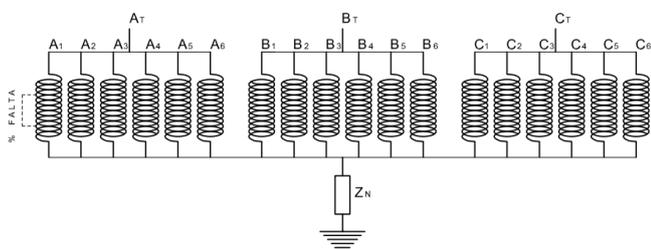


Fig. 8 Enrolamentos da máquina síncrona adaptado para seis ramos de enrolamentos paralelo por fase.

O tempo total de simulação é de 1,0 s e a falta ocorre em 0,3 s sendo mantida até o término da simulação. Nas simulações são consideradas medições de corrente nos seis enrolamentos da fase

A, identificados como A_1, A_2, A_3, A_4, A_5 e A_6 . Porém, dependendo da configuração de proteção analisada em cada esquema, certos sinais podem ser utilizados ou não no esquema de proteção. Em todos os sistemas testados, a falta entre espiras foi realizada no ramo A_1 com diversas percentagens de supressão do enrolamento, isto é, 80%, 70%, 60%, 50%, 40%, 30%, 20%, 10%, 9%, 8%, 7%, 6%, 5%, 4%, 3%, 2% e 1%.

A metodologia de testes empregada no desenvolvimento dos algoritmos é representada pelo fluxograma da Fig. 9. Os sinais foram amostrados em 1920 Hz, isto é, 32 amostras por ciclo em 60 Hz. Todos os métodos foram ajustados com uma corrente de *pickup* (I_{pickup}) de 0,5% da corrente nominal do GS e temporização de 30 ciclos. (Finney et al., 2008).

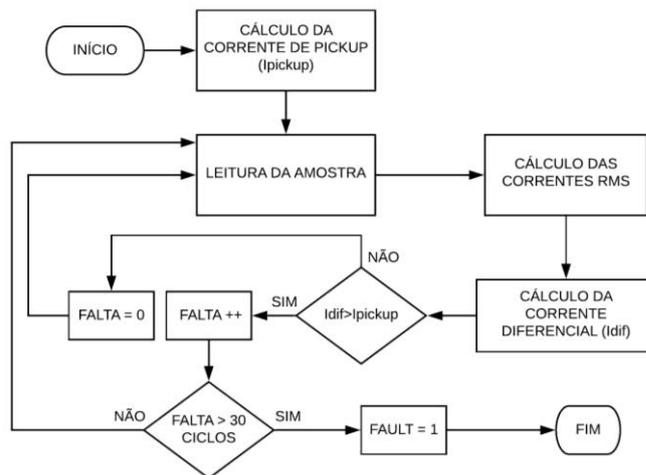


Fig. 9 Fluxograma do algoritmo de testes.

Após a aquisição dos sinais, as correntes eficazes foram calculadas utilizando a transformada de *Fourier* de ciclo completo. Posteriormente, a corrente diferencial (I_{dif}) é obtida para cada ramo como a diferença entre a corrente do(s) ramo(s) pela corrente do terminal. Assim é realizada a comparação entre I_{dif} e I_{pickup} . Se I_{dif} for maior que I_{pickup} o contador de falta é incrementado (FALTA ++). Se a contagem de faltas persistir por mais de 30 ciclos (960 amostras) a variável *fault* assume o valor 1, indicando que a função 61 detectou a falta e o relé de proteção atuou. Caso contrário, retorna para a leitura da próxima amostra.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Esquema 1

Neste esquema utilizou-se dois TCs por fase, um no enrolamento e outro no terminal. Foi realizado o monitoramento da corrente em um ramo do enrolamento por vez e estimadas as demais, ou seja, foi utilizado o TC em A_1 , após em A_2 e substituindo o enrolamento até A_6 , sempre um por vez. A Fig. 10 apresenta o esquema menos invasivo dos propostos, isto é, como o menor número de TCs. O cálculo fundamenta-se no valor absoluto da diferença entre a corrente do ramo ($I_{A(k)}$) pela corrente do terminal (I_{AT}). A divisão por 6 possui a finalidade de trazer o valor da corrente do terminal

aos mesmos valores das correntes dos ramos, como é apresentado em (1).

$$I_{dif} = |I_{A(k)} - (I_{AT}/6)| \quad (1)$$

Onde:

$I_{AT(k)}$ é a corrente do enrolamento k da fase A; k é o número do enrolamento; I_{AT} é a corrente total da fase A medida no terminal.

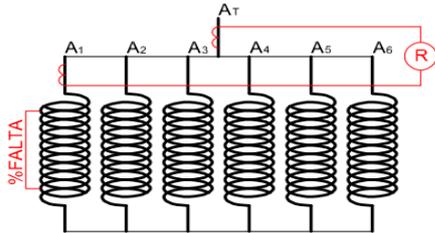


Fig. 10 Esquema 1

A Fig. 11 apresenta os resultados para uma falta de 20% de supressão do enrolamento com o GS operando com carga nominal. Nessa situação, somente o enrolamento alocado em A_1 (enrolamento da falta) foi o mais afetado. Até a pré-falta, as correntes dos enrolamentos permanecem equilibradas e posteriormente a corrente do enrolamento A_1 demonstra alterações enquanto as demais permaneceram próximo aos seus valores nominais.

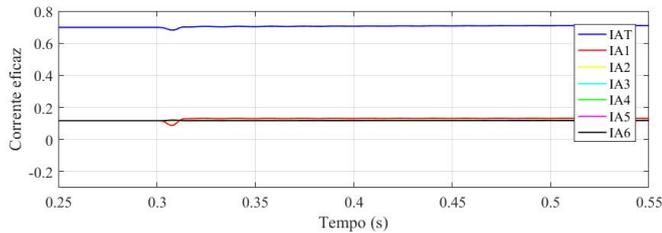


Fig. 1 Corrente terminal x Corrente $I_{A(k)}$ com 20% de supressão do enrolamento.

A corrente da fase no terminal (I_{AT}) sofre também um desequilíbrio no instante da falta, tendo leves alterações enquanto a corrente do enrolamento A foi afetada de forma mais significativa.

A Fig. 12 apresenta o resultado das correntes diferenciais dos enrolamentos para o caso mostrado na Fig. 11. Nessa representação, observa-se que somente quando o TC é alocado no enrolamento A_1 (enrolamento sob falta) ocorre a detecção da falta, pois foi o único que ultrapassou a zona de atuação representada pela linha tracejada, que equivale à corrente de pickup de 0,5%.

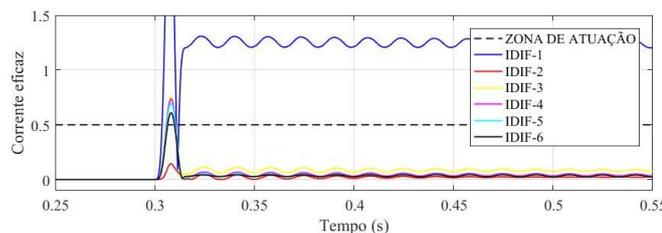


Fig. 12 Corrente diferencial $I_{A(k)}$ com 20% de supressão do enrolamento.

Neste esquema houve 83% de atuações corretas quando a supressão do enrolamento estava em 80 e 70% operando com 30% de carga, enquanto houve 67% e 50% de atuações corretas para as mesmas supressões em carga plena. Os piores casos foram em 2% e 1% de supressão (em carga plena e 30%) que não tiveram atuação. O enrolamento que obteve mais atuações foi o A_1 (82% dos casos), pois foi o enrolamento sob falta.

5.2 Esquema 2

Neste estudo de caso os TCs são instalados em dois enrolamentos e nos terminais das fases, conforme ilustra a Fig. 13. As correntes diferenciais são obtidas através de (2).

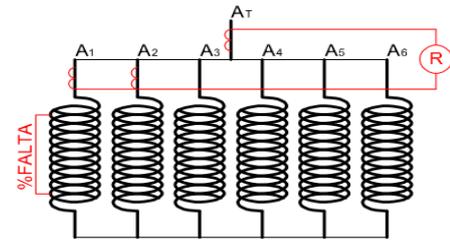


Fig. 13 Esquema 2

$$I_{dif} = |(\sum_{k=1}^2 I_{A(k)}) - (I_{AT}/3)| \quad (2)$$

A Fig. 14 apresenta as correntes de uma falta com 20% de supressão do enrolamento. Observa-se que as correntes dos enrolamentos IA_1+IA_2 sofreram aumento enquanto as demais apresentam um transitório em menor escala.

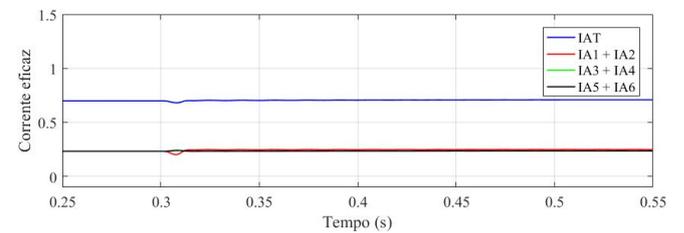


Fig. 14 Corrente terminal x Corrente $I_{A(k)}$ com 20% de supressão do enrolamento.

A Fig. 15 apresenta o resultado das correntes diferenciais dos enrolamentos para o caso ilustrado na Fig. 14. Nessa representação, observa-se que somente quando os TCs foram alocados nos ramos A_1 e A_2 (IDIF-12) foi possível a detecção da falta enquanto IDIF-34 (A_3 e A_4) e IDIF-56 (A_5 e A_6) não ultrapassaram a zona de atuação.

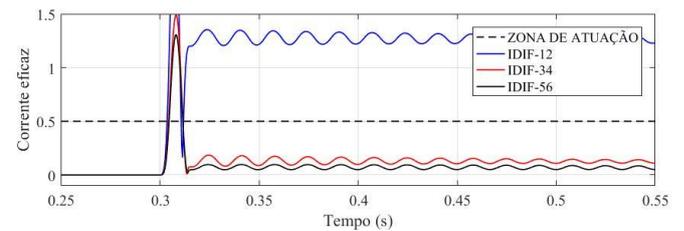


Fig. 15 Corrente diferencial $I_{A(k)}$ com 20% de supressão do enrolamento.

Neste esquema houve 100% de atuação da configuração quando a supressão do enrolamento estava em 80% e operando com 30% de carga e 67% em plena carga. Nenhuma configuração foi capaz de detectar casos com 2% e 1% de supressão. A configuração que obteve mais casos de atuação foi quando os TCs estavam alocados nos enrolamentos A₁ e A₂, com 82% de atuações. Por outro lado, quando os TCs estavam alocados nos enrolamentos A₃ e A₄, ocorreram 24% de acertos.

5.3 Esquema 3

No Esquema 3 os TCs são instalados em três enrolamentos e no terminal da fase, demais correntes dos enrolamentos são estimadas, conforme é apresentado na Fig. 16 e em (3).

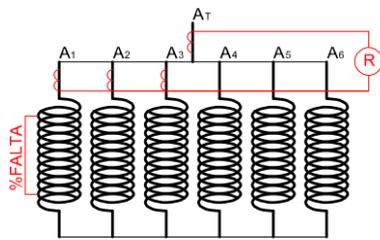


Fig. 2 Esquema 3

$$I_{dif} = \left| \left(\sum_{k=1}^3 IA(k) \right) - (I_{AT}/2) \right| \quad (3)$$

A Fig. 17 mostra a diferença entre as correntes de cada TC. Observa-se que quando A₁ está sendo monitorado, o somatório das correntes é maior, visto que é o enrolamento sob falta.

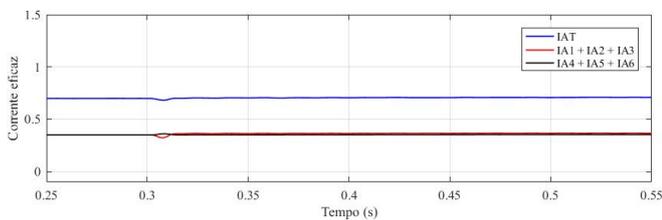


Fig. 17 Corrente terminal x Corrente I_{A(k)} com 20% de supressão do enrolamento.

A Fig. 18 apresenta a corrente diferencial para o caso da Fig. 17, com duas configurações. Em IDIF-123 (A₁, A₂ e A₃) a detecção ocorreu, enquanto em IDIF-456 (A₄, A₅ e A₆) o *pickup* não foi atingido.

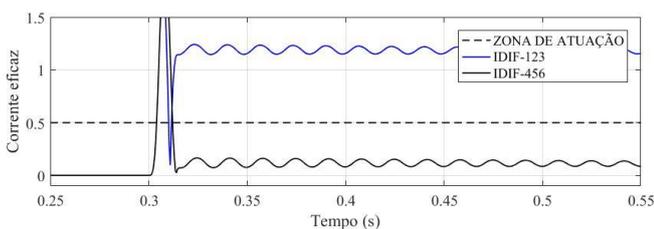


Fig. 3 Corrente diferencial I_{A(k)} com 20% de supressão do enrolamento.

Neste esquema houve 67% de atuações quando a supressão do enrolamento estava em 80% com 30% de carga e 50% em

plena carga. Como nos casos anteriores, pequenas supressões (2% e 1%) não foram detectadas em nenhuma configuração. A combinação que resultou em mais casos de atuação foi em A₁/A₂/A₃ com 82% e 71% de atuações em 30% e carga plena. A combinação em A₃/A₄/A₅ obteve 47% e 29% das atuações em 30% e 100% da carga respectivamente.

5.4 Esquema 4

Neste esquema foi analisado o desempenho do método com TCs instalados em todos os enrolamentos, como mostra a Fig. 19. Vale ressaltar, que este esquema requer um grande número de TCs. No GS em estudo são necessários 7 TCs por fase. O cálculo da corrente diferencial é dado por (4).

$$I_{dif} = \left| \left(\sum_{k=1}^6 IA(k) \right) - (I_{AT}) \right| \quad (4)$$

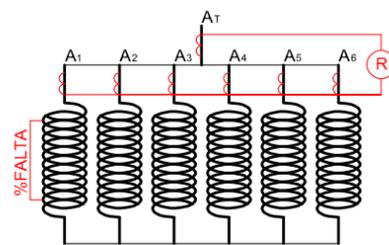


Fig. 19 Esquema 4

A Fig. 20 apresenta a relação entre a corrente terminal e a corrente do somatório dos TCs dos enrolamentos para uma falta com supressão de 20% do enrolamento. Observa-se que há uma diferença entre as correntes, com influência principal nas correntes do somatório dos ramos.

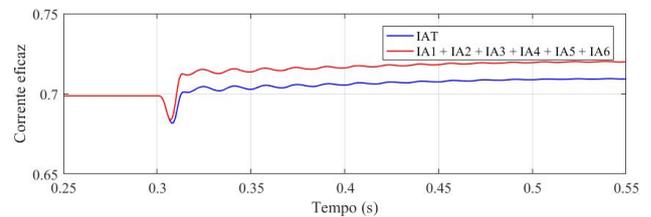


Fig. 20 Corrente terminal x Corrente I_{A(k)} com 20% de supressão do enrolamento.

A Fig. 21 mostra a corrente diferencial (IDIF). Nesse caso ocorreu a atuação quando houve 20% de supressão.

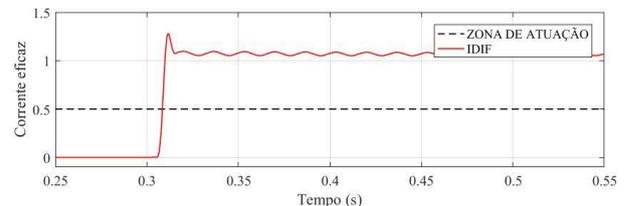


Fig. 21 Corrente diferencial I_{A(k)} com 20% de supressão do enrolamento.

A Fig. 22 apresenta uma falta com 10% de supressão que não foi detectada pelo esquema 4. Verifica-se que a corrente diferencial não ultrapassou a zona de atuação.

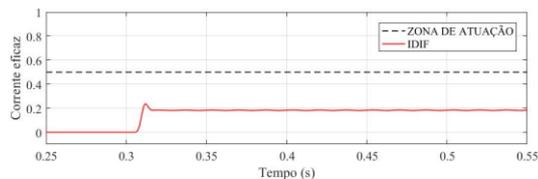


Fig. 22 Corrente diferencial $I_{A(k)}$ com 10% de supressão do enrolamento.

Houve 100% de atuação quando a supressão do enrolamento estava entre 80% e 6% quando operando em 30% da carga e entre 80% e 20% quando a plena carga. Mesmo com medição em todos os enrolamentos não foi possível a detecção de falta para curtos-circuitos com pequena supressão (2% e 1%) nos dois casos de carga.

5.5 Esquema 5

Neste esquema é realizado o cálculo da corrente diferencial entre as medições das correntes nos enrolamentos, conforme ilustra a Fig. 23. São alocados os TCs em dois enrolamentos, sem a instalação de TC no terminal da fase.

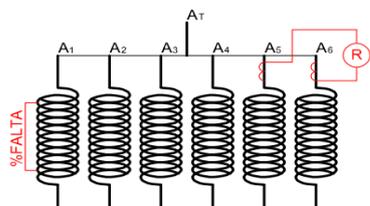


Fig. 23 – Esquema 5

Durante as simulações considerou-se a inserção de TCs nos enrolamentos A_1 e A_2 ; A_4 e A_3 ; e também A_6 e A_5 .

Essa configuração é recomendada quando há somente dois enrolamentos por fase. Para uma maior quantidade de enrolamentos por fase a tendência é redução da efetividade do método.

A Fig. 25 representa as correntes dos ramos. Igualmente aos esquemas anteriores a corrente em A_1 foi mais afetada em relação às demais. Isso ocorre, pois, a falta localiza-se nesse enrolamento.

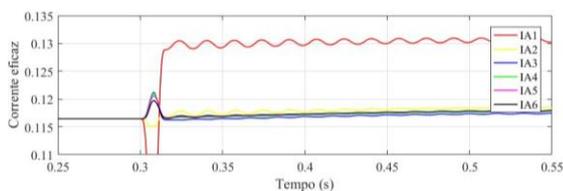


Fig. 24 - Corrente terminal x Corrente $I_{A(k)}$ com 20% de supressão do enrolamento.

A Fig. 25 apresenta as correntes diferenciais para o esquema 5. A corrente diferencial (IDIF-21) foi a única que foi detectada pois os TCs monitorados estava em A_1 e A_2 . IDIF-43 (A_3/A_4) e IDIF-65 (A_5/A_6) quase não tiveram alterações em seus sinais, permanecendo próximos aos valores nominais.

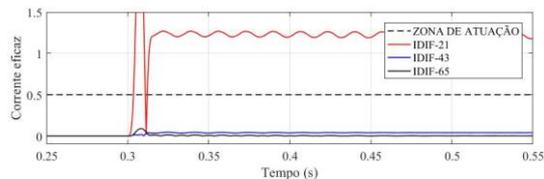


Fig. 25 Corrente terminal x Corrente $I_{A(k)}$ com 20% de supressão do enrolamento.

Houve 100% de atuação quando a supressão do enrolamento estava entre 80% e 60% com 30% de carregamento e 100% de acertos em 80% de supressão do enrolamento quando operando em carga plena. Os piores casos foram com 2% e 1% de supressão nos quais não ocorreram atuações. O enrolamento que obteve maior atuação foi em A_2/A_1 com 59% e 82% em 30% e plena carga de acertos enquanto o pior caso foi em A_6/A_5 com 18% e 6% de acertos.

5.6 Análise Comparativa

De forma a identificar a melhor configuração, nas tabelas 1 e 2 apresentam um comparativo dos esquemas estudados com resultados de 30% e 100% de carga. As médias de atuações e os valores máximos e mínimos evidenciam uma atuação semelhante. O que mais diferencia os esquemas é a efetividade da atuação.

O esquema 1 possui o pior desempenho, apresentando uma efetividade de 28% (30% de carga) e 20% (plena carga) das atuações. Isso se justifica pelo fato de somente um sensor estar monitorando os enrolamentos, enquanto as demais correntes são estimadas. Isso justifica as melhores atuações quando o ramo analisado era o A_1 .

Os esquemas 2 e 3 apresentaram atuações variando de 31 a 65% de acertos. Nesses esquemas, também foram estimadas as correntes, porém eram mais quantidade de sensores monitorando.

O esquema 5 teve resultados baixo e isso pode-se justificar a diferença ser muito baixa quando as correntes monitoradas não sofrem a falta. Ainda, houve melhor efetividade quando a supressão do enrolamento era alta.

O esquema 4 foi o que apresentou a melhor assertividade, detectando 82% e 41% dos esquemas conforme a carga. Neste esquema foram utilizados TCs em todos os enrolamentos, garantindo um número maior de acertos.

Com a variação da carga verifica-se que os acertos prevaleceram quando o gerador estava operando com 30% de carga, enquanto a plena carga os resultados de atuações foram inferiores.

Entre os esquemas de proteção estudados, a forma mais efetiva de detectar a falta entre as espiras é a do esquema 4, com TCs instalados em todos os ramos e na saída do enrolamento. Entretanto, é evidentemente mais custoso do ponto de vista de implementação em virtude da utilização de 21 TCs para atender as três fases. Além disso, é geralmente inviável a colocação e acomodação dos sensores em toda a máquina.

Tabela 1. Comparativo dos esquemas (30% de carga)

	Esquemas				
	1	2	3	4	5
Tempo Médio (ms)	51,8	50,8	52,1	50,5	50,6
Maior tempo (ms)	67,9	55,8	64,1	50,8	51,0
Menor tempo (ms)	50,2	50,2	50,2	50,2	50,3
Atuações (%)	28	47	65	82	31

Tabela 2. Comparativo dos esquemas (plena carga)

	Esquemas				
	1	2	3	4	5
Tempo Médio (ms)	52,2	51,0	51,0	50,6	50,9
Maior tempo (ms)	66,0	51,4	4,0	50,8	51,5
Menor tempo (ms)	50,2	50,2	50,2	50,3	50,2
Atuações (%)	20	31	50	41	35

6 CONCLUSÕES

As faltas *turn-to-turn* são pouco exploradas pela literatura devido a sua complexidade de detecção e até mesmo dificuldade de simulação. A dificuldade de detecção ocorre principalmente quando as porcentagens entre as espiras são baixas. O desempenho dos métodos melhora quando a falta ocorre no enrolamento que possui o TC. As metodologias propostas mesmo monitorando todos os enrolamentos não detectam de forma efetiva as faltas entre espiras.

Por consequência, quanto maior a quantidade de enrolamentos, maior a complexidade de detecção, mesmo aplicando TCs em todos os enrolamentos, pois para porcentagens baixas de supressão do enrolamento há uma variação muito pequena nas correntes a ponto de serem detectadas.

Dessa forma pode-se perceber que os esquemas 3 e 4 apresentaram melhores resultados de detecção em comparação aos demais. Contudo, ainda é muito deficiente na detecção quando aplicado em geradores com seis enrolamentos por fase. Assim, a principal contribuição deste artigo é mostrar que existe uma lacuna quando se trata da proteção contra falta entre espiras de geradores com vários enrolamentos.

AGRADECIMENTOS

Ao Programa Institucional de Incentivo à Qualificação Profissional dos Servidores do Instituto Federal Farroupilha (PIIQP) e a OPAL-RT pelo suporte.

REFERÊNCIAS

Barros, C. M. V. *et al.* (2019) ‘rr-Analysis of Turn-to-Ground and Turn-to-Turn Stator Faults in Permanent Magnet Synchronous Machine’, in *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. Gramado, Brazil, pp. 1–6. doi: 10.1109/isgt-la.2019.8895378.

Doorwar, A., Bhalja, B. and Malik, O. P. (2018) ‘A New Internal Fault Detection and Classification Technique

for Synchronous Generator’, *IEEE Transactions on Power Delivery*, PP(c), p. 1. doi: 10.1109/TPWRD.2018.2879686.

Finney, D. *et al.* (2008) ‘rr-Self-adaptive generator protection methods’, in *2008 IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2008)*. Glasgow, UK, pp. 98–103. doi: 10.1049/cp:20080018.

Hang, J. *et al.* (2016) ‘Detection of interturn short-circuit fault for PMSM with simple fault indicator’, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 31(4), pp. 1697–1699. doi: 10.1109/TEC.2016.2583780.

IEEE Standard C37.102 (2007) *IEEE Guide for AC Generator Protection*.

Kasztenny, B. *et al.* (2016) ‘Um Novo Método para Detecção de Faltas Entre Espiras no Rotor e Estator de Geradores Um Novo Método para Detecção de Faltas Entre Espiras’, in *13th International Conference on Developments in Power System Protection*. Edimburgo, Reino Unido.

Monaro, R. M. *et al.* (2015) ‘A novel method based on fuzzy logic and data mining for synchronous generator digital protection’, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(3), pp. 1487–1495. doi: 10.1109/TPWRD.2014.2372007.

Opal-RT (2007) ‘Hydro-Québec Inc. Power network simulator HYPERSIM reference guide manual’.

Yadaiah, N. and Ravi, N. (2012) ‘Statistical Method for Fault Detection in Synchronous Generators’, pp. 10–13.

APÊNDICE A

Parâmetros do Gerador

A tabela 2 apresenta os parâmetros do gerador utilizado nas simulações do software HYPERSIM da OPAL-RT.

Tabela 3. Parâmetros do Gerador

Type of rotor	salient pole
S (MVA)	370
V (kV)	13.8
f (Hz)	60
Number of poles	48
Number of winding/phase	6
RS (p.u)	0.002636 p.u
Xls	0.015 p.u
Xd	0.985 p.u
Xq	0.609 p.u
Xd'	0.340 p.u
Xq'	0.60 p.u
Xd''	0.249 p.u
Xq''	0.272 p.u
Tdo' (s)	7.348 s
Tdo''	0.075 s
Tqo''	0.14
ZN (p.u)	1000 + j 500 p.u