



REDUÇÃO DO TEMPO DE ELIMINAÇÃO DE FALTAS EM BARRAMENTOS INTERCONECTADOS EM ANÉIS MÚLTIPLOS¹

Tumilla Cançado Duarte²
Manoel Eustáquio dos Santos³
Clever Sebastião Pereira Filho⁴
Paulo Rogério Pinheiro Nazareth⁵

Resumo

Um sistema elétrico industrial é normalmente composto por uma subestação principal que recebe energia da concessionária local e de várias subestações localizadas nas diversas áreas industriais. Estas subestações são interligadas à principal e entre si por linhas de transmissão formando uma topologia de anéis. Essa topologia tem por finalidade permitir maior confiabilidade operacional do sistema elétrico. No presente trabalho é estudado um sistema elétrico industrial projetado e construído na década de 70 com as características semelhantes ao mencionado, com as subestações industriais interligadas entre si e à subestação principal, por linhas de transmissão, na tensão de 69 KV. Neste sistema, a proteção das linhas de transmissão é feita por relés diferenciais de fio piloto e a proteção dos barramentos em 69 KV é feita por relés direcionais de sobrecorrente. A proteção adotada para os barramentos, quando coordenada, acarreta em elevados tempos de eliminação de faltas. São então estudadas alternativas de proteção dos barramentos, que minimizam os tempos de eliminação das faltas nos mesmos. É apresentado um esquema de proteção que garante a redução destes tempos, com o mínimo de modificações, menores custos de instalação e um menor tempo de parada.

Palavras-chave: Proteção; Barramentos; Anéis múltiplos.

IMPROVING THE FAULT CLEARING TIME IN MULTIPLE RING BUS BAR STRUCTURES

Abstract

An industrial electrical system is usually compound of a main substation that receives electrical power from the local electrical utility system and from other substations located in several industrial areas. These substations are connected to the main one and to the others by transmission lines in multiple ring structures. This topology is to enable greater operational reability of the electrical system. In this work is studied an electrical power system that was built in 70's decade with similar characteristics to the system mentioned earlier, with the substations interconnected to main one by transmission lines in 69kV voltage level. In this system the transmission lines protection is made by pilot wire differential relays and the buses protection in 69kV voltage level is made by AC directional overcurrent relays. The type of protection used for the buses, when coordinated, leads to high fault clearing time. Some alternatives were studied for buses protection in order to reduce the fault clearing time. It is shown a protection scheme to reduce the fault clearing time with a few changes, lower setup costs and a short downtime.

Key words: Protection; Bus bar; Multiple rings.

¹ *Contribuição técnica ao 33º Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades e 27º Encontro de Produtores e Consumidores de Gases Industriais, 22 a 24 de agosto de 2012, Belo Horizonte, MG.*

² *Engenheira Eletricista, Gerdau unidade Açominas.*

³ *Dr.Eng.Consultor técnico em engenharia elétrica, Gerdau unidade Açominas.*

⁴ *Dr.Eng, Professor Adjunto, UFMG*

⁵ *Engenheiro Eletricista. Eng. Projetos Elétricos. Ormec.*



1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico estudado é composto por dez subestações e recebe energia da concessionária local no nível de tensão de 138kV que é abaixado para o nível de 69kV em sua subestação principal, a SE1. Esse sistema elétrico é composto pela subestação principal e de várias outras subestações existentes que são interligadas entre si por linhas de transmissão formando anéis múltiplos no nível de tensão de 69kV, como mostrado na Figura 1. Além disso, a indústria em questão possui sistema de geração interna que utiliza como combustível os gases oriundos de seu processo industrial. Essa energia elétrica é gerada no nível de tensão de 13,8 kV e conectada às subestações por cabos onde é abaixada e distribuída para as cargas em nível de tensão de 4,16kV, como mostrado na Figura 2 por linhas em pontilhado conectando a CTE a algumas subestações de área no nível de 13,8 kV. Para a subestação principal a energia elétrica oriunda do processo de geração interna é conectada por cabos no nível de 69kV após ter sua tensão elevada na central termelétrica, mostrado na Figura 2 pela linha em tracejado conectando a CTE à subestação principal.

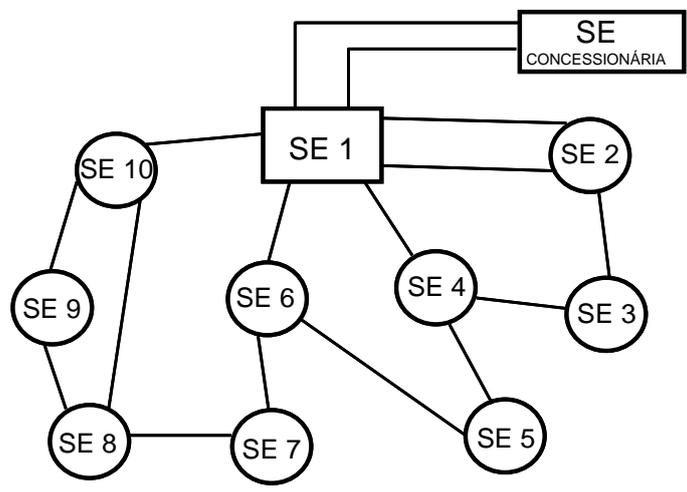


Figura 1- Sistema Elétrico com as linhas de transmissão em 69 Kv.

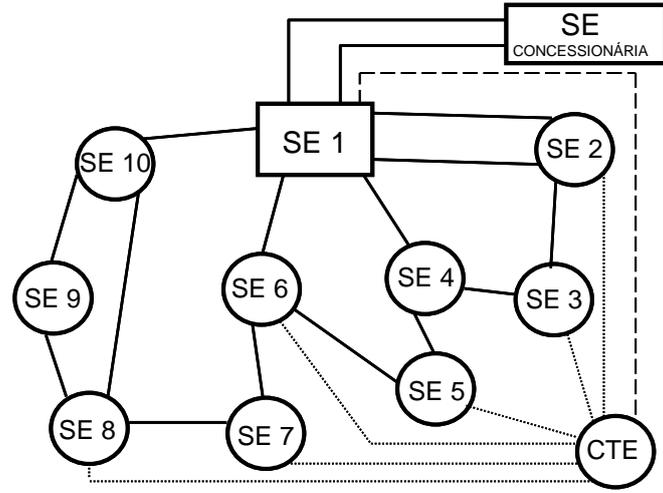


Figura 2- Sistema Elétrico com a CTE.



Na Figura 3 é mostrada em detalhe as proteções 67 e 67N nas subestações. Percebe-se que a proteção do barramento na SE5 é feita por relés de sobrecorrente direcionais que ficam nas SE4 e SE6. O trecho compreendido pelos transformadores de correntes de uso exterior em 69 kV, os barramentos das subestações até os transformadores de corrente de bucha localizados nos primários dos transformadores de potência de 69 kV/13,8 kV e 69 kV/4,16 kV é considerado como área dos barramentos e a proteção é feita por relés de sobrecorrente direcionais 67 e 67N. As linhas de transmissão de 69kV que interligam as subestações possuem a proteção diferencial de linhas, 87L, e os transformadores de potência com capacidade acima de 5,0 MVA possuem a proteção diferencial de transformadores, 87T, como proteções principais.

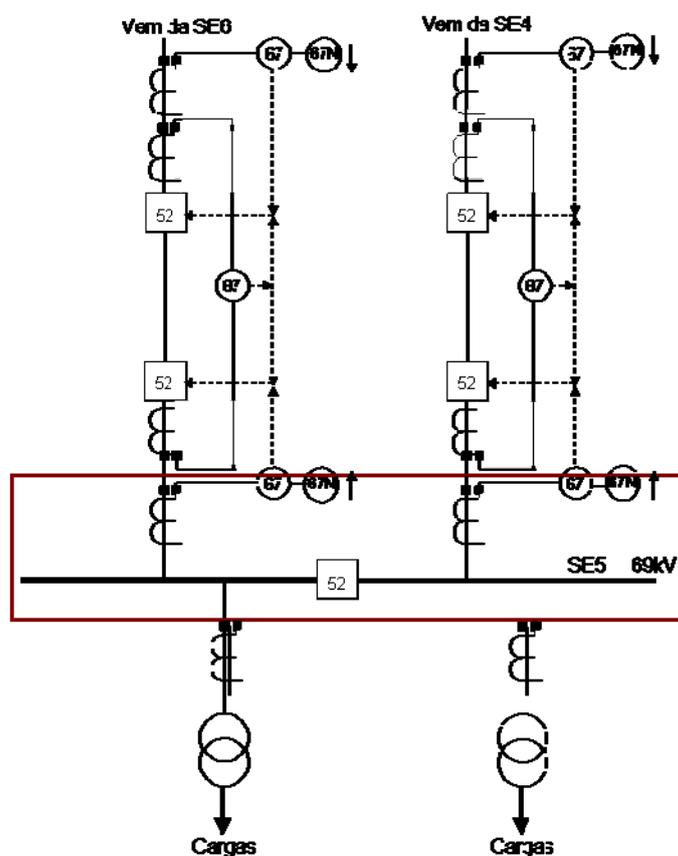


Figura 3- Zona de proteção dos relés de sobrecorrente direcionais.

É importante ressaltar que nesse sistema elétrico há resistores de aterramento de baixa impedância instalados nos secundários em estrela aterrada dos transformadores de potência 138/69 kV, 69/13,8 kV e 69/4,16 kV e conectados à malha de aterramento geral que interliga toda a usina com o intuito de limitar a corrente de falta à terra em 600 A para os níveis de tensão de 69 kV, 13,8 kV e 4,16 kV. Esse resistor suporta 600 A durante 10 segundos e limita a grandeza das correntes de falta fase-terra de modo a reduzir os danos causados aos equipamentos e pessoas; sendo que seu valor é tal que permita a circulação de uma corrente de falta suficiente para sensibilizar os relés de sobrecorrente direcionais e não direcionais de terra responsáveis pela detecção e eliminação do defeito.



Tratando-se de um sistema composto por dez subestações totalmente interligadas, foi feita sua divisão em oito anéis para que se pudesse efetuar as simulações e estudos da proteção. Por ser em anel, o tempo de coordenação de um relé de sobrecorrente direcional interfere no tempo de coordenação do relé de sobrecorrente direcional pertencente a um outro anel, fazendo com que a coordenação da proteção seja complexa, além de acarretar em elevado tempo de eliminação de faltas trifásicas, fase-fase e fase-terra, podendo provocar danos mecânicos em equipamentos nas subestações e instabilidade do sistema na ocorrência de faltas trifásicas ou fase-fase.

Logo, este trabalho tem o intuito de mostrar uma configuração para a proteção de anel de modo que as faltas trifásicas e fase-fase sejam eliminadas no menor tempo, com o mínimo de modificações nas subestações, menor custo e menor tempo de parada.

2 MATERIAL E MÉTODOS

Os estudos de fluxo de potência, curtos-circuitos e coordenação da proteção foram feitos utilizando o software Paladin DesignBase.

Demais materiais utilizados para a elaboração deste estudo encontram-se citados na referência.

3 RESULTADOS

Para se determinar o valor de corrente de pick up de cada relé direcional de sobrecorrente existente no anel de 69kV é necessário um estudo de fluxo de potência para se saber o valor da corrente passante em cada linha de transmissão e sua direcionalidade. Além das simulações de fluxo de potência são feitas simulações de curtos-circuitos, tanto para faltas fase-terra quanto para faltas trifásicas. Os valores de curtos-circuitos são importantes para estudar a coordenação da proteção. As Figuras 4, 5, 6 e 7 ilustram a divisão do sistema em anéis. A partir da análise das figuras percebe-se que uma mesma subestação pode pertencer a outros anéis, indicando que a coordenação da proteção deve respeitar os tempos de atuação e correntes de curtos-circuitos em barramentos de outras subestações.

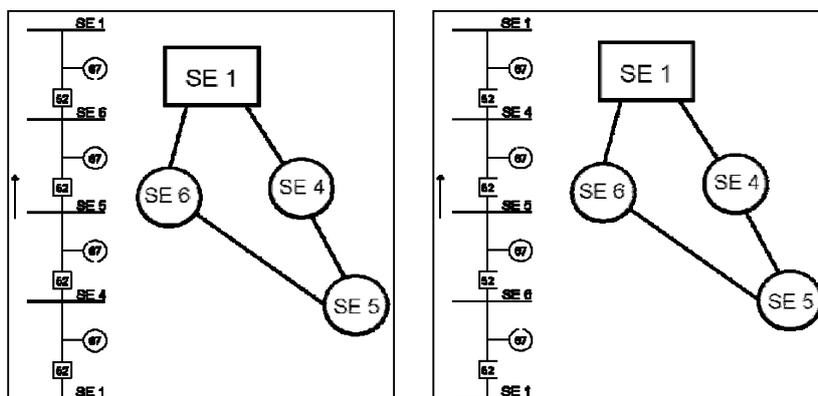


Figura 4- Anéis 1 e 2.

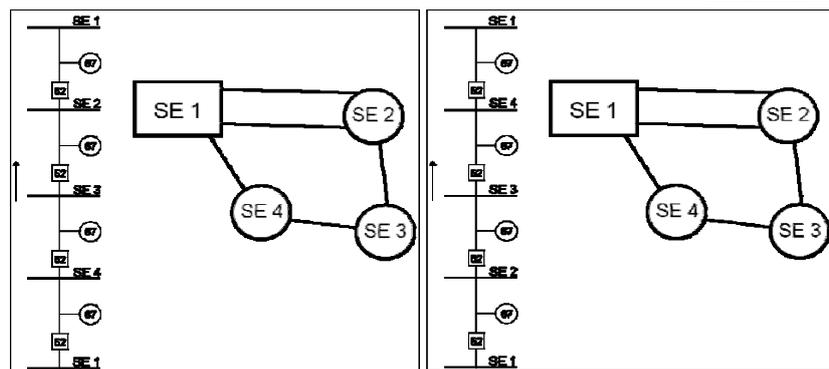


Figura 5- Anéis 3 e 4.

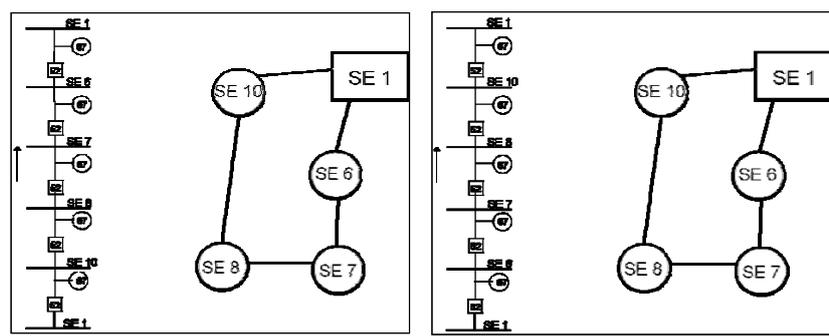


Figura 6- Anéis 5 e 6.

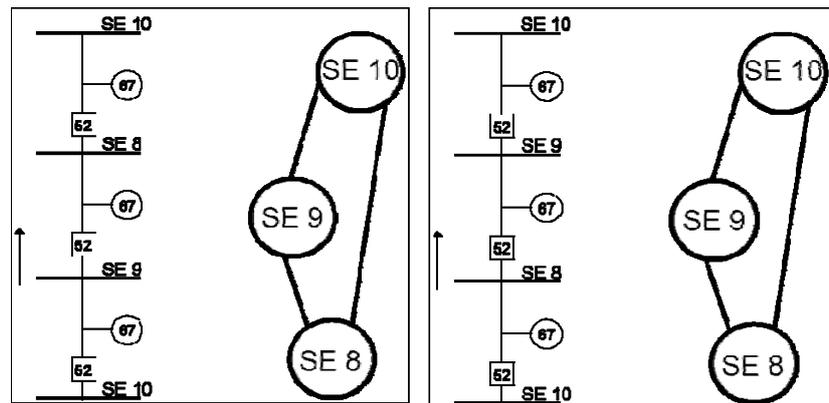


Figura 7- Anéis 7 e 8.

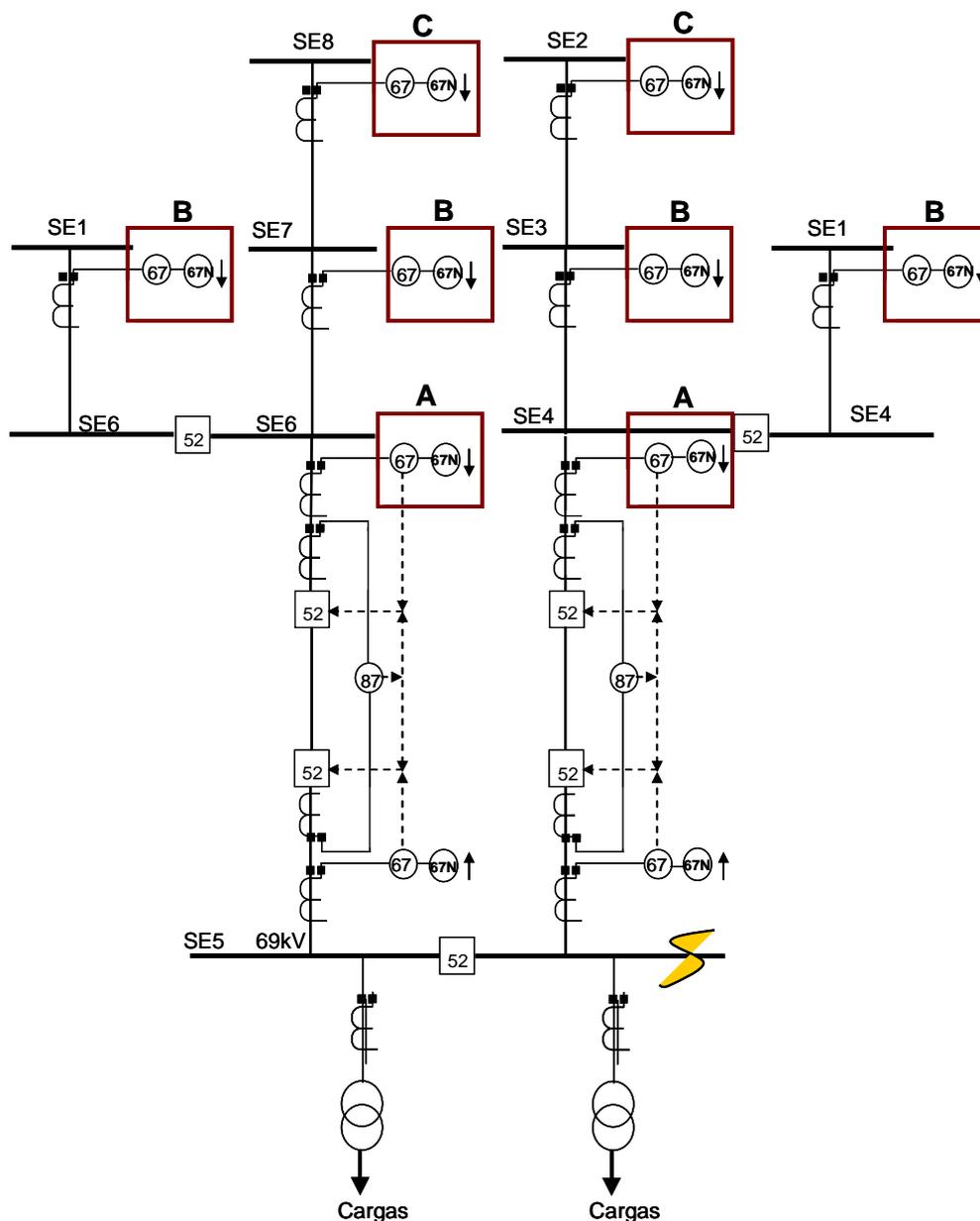


Figura 8- Relés de sobrecorrente direcionais sensibilizados por curto-circuito em barramento de 69kV na SE 5.

Uma melhor exemplificação da complexidade da coordenação da proteção em um sistema em anéis múltiplos protegido por relés de sobrecorrente direcionais é percebida na Figura 8. Para um curto circuito no barramento de 69kV na SE 5, seja ele entre fases ou fase-terra, os relés direcionais localizados nas SE 4 e 6 e representados na Figura 8 pela letra A irão perceber a falta e atuarão permitindo a abertura dos disjuntores. Para que essa operação seja bem sucedida, os relés em A devem estar coordenados com os relés em B e em C, sendo necessário haver um intervalo mínimo entre esses relés de 400 milissegundos por serem relés eletromecânicos, tornando elevados os tempos de eliminação de faltas.

Nas Tabelas 1 e 2 são apresentados os tempos de atuação dos relés de proteção de sobrecorrente direcionais 67 e 67N que atualmente se encontram coordenados e fazendo a proteção dos barramentos em 69 kV. A partir dos dados obtidos na Tabela 1 é possível notar que um curto-circuito trifásico ou fase-fase na SE10 fará com que o relé de sobrecorrente direcional de fase, 67, atue em 1,87s. Os tempos



listados nas Tabelas 1 e 2 levam em consideração os ajustes implantados nos relés, a eles devem ser acrescidos os tempos de abertura de disjuntores e fechamentos ou aberturas de contatos para a eliminação total da falta. Ainda na Tabela 1 percebe-se que das nove subestações de área, cinco se encontram com um tempo de atuação acima de 1,0s, uma com 0,98s, outra com 0,72s e somente duas com um tempo de atuação satisfatório, 0,66s e 0,5s. A Tabela 2 mostra os tempos de atuação dos relés de sobrecorrente direcionais de terra, 67N. Nela os tempos de atuação são tão elevados quanto os apresentados na Tabela 1 e, em alguns casos, bem maiores. Na SE2, por exemplo, que possui o maior tempo de eliminação de falta fase-terra, se comparada às demais subestações, 2,03s. Mas, como dito na introdução deste artigo, os tempos altos para a eliminação de faltas fase-terra não são nossa maior preocupação devido ao sistema ser aterrado por resistor de baixa resistência, limitando o valor das correntes de falta à terra.

Tabela 1- Tempo de eliminação de curto trifásico

Subestação	Tempo - 67 (s)
SE2	1,12
SE3	1,32
SE4	1,08
SE5	0,98
SE6	1,24
SE7	0,66
SE8	0,72
SE9	0,50
SE10	1,87

Tabela 2- Tempo de eliminação de curto fase-terra

Subestação	Tempo - 67N (s)
SE2	2,03
SE3	1,09
SE4	1,97
SE5	1,10
SE6	1,84
SE7	0,95
SE8	1,52
SE9	0,88
SE10	1,73

Tendo como maior propósito a redução dos tempos de eliminação de faltas fase-fase e trifásicas nos barramentos de 69 kV das subestações, foram feitas análises e estudos que permitiram algumas opções, entre elas o uso de relés de sobrecorrente diferenciais parciais. O princípio de funcionamento dessa função de proteção é relatada como função de sobrecorrente diferencial parcial para proteção de barramentos pelo IEEE Std.242-2001 e ilustrada na Figura 9. Um relé de sobrecorrente não direcional, 51, é configurado de modo que receba valores de correntes vindas de dois transformadores de corrente conectados permitindo que haja um somatório das correntes de curto-circuito para uma falta trifásica ou fase-fase na barra. Esse relé atuará enviando sinal aos respectivos disjuntores eliminando a falta. A proteção é localizada e protege a área existente entre os transformadores de corrente. Em operação normal do sistema há corrente circulante



nos transformadores de corrente, mas não há atuação do relé porque se precisa de um determinado valor de corrente, valor este que irá caracterizar a presença de um curto-circuito; e também que a direção da corrente seja tal que permita haver o somatório de correntes que irão para o relé de proteção.

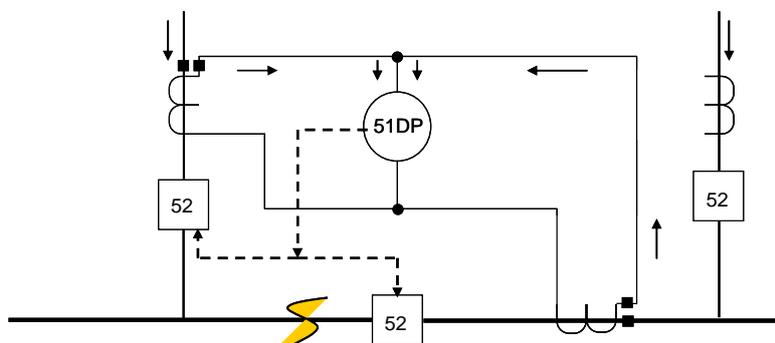


Figura 9- Esquemático de atuação do 51DP padrão. (1)

O esquema da proteção de sobrecorrente diferencial parcial proposto neste artigo a ser implantado nas subestações segue um princípio parecido com o ilustrado na figura 9, a diferença consiste no fato de que o somatório das correntes será feito a partir de transformadores de corrente existentes localizados nas chegadas das linhas de transmissão de 69kV nas subestações utilizando enrolamentos secundários que se encontram curto-circuitados. Esses transformadores de corrente possuem quatro enrolamentos, sendo um para medição de energia, outro para a proteção 87 de linha, o terceiro para as funções 67 e 67N e o quarto que será utilizado para a montagem da proteção de sobrecorrente diferencial parcial sugerida neste artigo. A figura 10 ilustra essa configuração para as duas linhas que alimentam a SE5. Pela análise da figura 10 percebe-se que no relé há a somatória das correntes passantes em casa linha, isso porque a conexão dos transformadores de corrente no relé foi feita seguindo o princípio da polaridade aditiva. Da mesma forma que para a figura 9, haverá sempre corrente passante nos transformadores de corrente, a atuação ou não do relé dependerá do valor ajustado, valor este com o objetivo de caracterizar a presença de uma falta trifásica ou fase-fase nos barramentos. A essa proteção de sobrecorrente diferencial parcial dá-se o nome de 51DP.

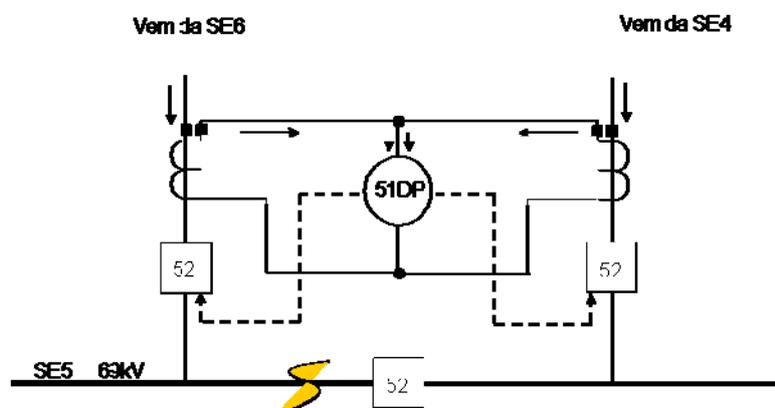


Figura 10- Esquemático de atuação do 51DP para curto na barra.

Para um curto-circuito fora da zona de proteção do relé 51DP as correntes possuem função subtrativa, ou seja, as correntes nos secundários dos transformadores de corrente se subtraem e a corrente resultante será inferior ao valor de pick up

ajustado, impedindo que ocorra a atuação do relé 51DP que fica na SE5, como ilustrado na Figura 11.

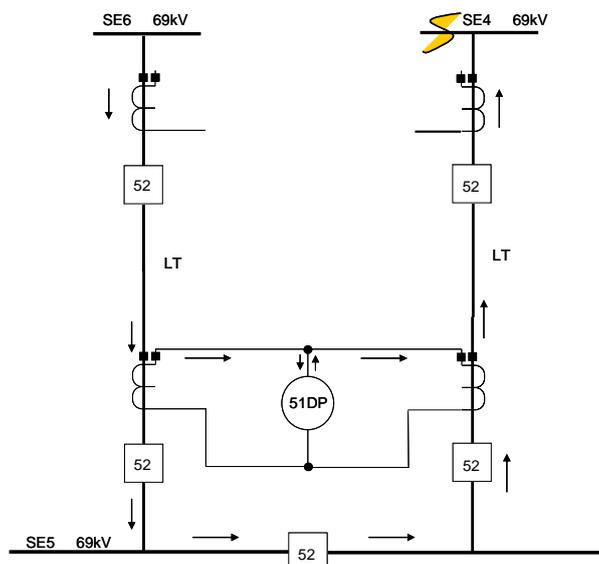


Figura 11- Curto fora da zona de proteção do 51DP.

Com a aplicação da proteção 51DP nas barras de 69kV do sistema, ao invés de se esperar a atuação do relé 67 ocorrerá a atuação do relé diferencial parcial eliminando o curto-circuito de forma mais rápida.

A coordenação do 51DP será feita com as curvas de proteção de sobrecorrente não direcionais dos primários dos transformadores de potência. Os primários desses transformadores possuem uma curva para a função 51 e um valor para a função 50 com atuação instantânea. De acordo com Caminha⁽³⁾ a coordenação entre relés eletromecânicos é feita respeitando um intervalo de 0,3s a 0,5s, sendo o mais recomendado e usual o valor de 0,4s ou 400 milissegundos.

A Tabela 3 traz um comparativo do tempo de redução para a eliminação da falta pelos relés 67 e 67N e pelo 51DP. Nota-se que para a falta trifásica ou fase-fase esse valor chega a 78,61% de redução no tempo de atuação do relé.

Tabela 3- Comparativo entre os tempos de eliminação de falta trifásica

Subestação	Tempo - 67 (s)	Tempo- 51DP (s)	Redução do tempo (%)
SE2	1,12	0,4	64,29
SE3	1,32	0,4	69,70
SE4	1,08	0,4	62,96
SE5	0,98	0,4	59,18
SE6	1,24	0,4	67,74
SE7	0,66	0,4	39,39
SE8	0,72	0,4	44,44
SE9	0,50	0,4	20,00
SE10	1,87	0,4	78,61

4 DISCUSSÃO

No presente trabalho foi apresentada uma nova configuração de proteção com o intuito de se reduzir o tempo de eliminação de faltas trifásicas e fase-fase em barramentos interconectados em anéis múltiplos. No sistema estudado essa



metodologia será aplicada nas subestações em tensão de 69kV com a redução do tempo de falta para 400 milissegundos, uma redução de até 78,61%.

Por se tratar de um sistema já existente, planejado e construído na década de 70, a solução encontrada permitirá que se obtenha um resultado satisfatório sem grandes modificações nas subestações e sem grandes paradas de produção e áreas porque será feita utilizando transformadores de corrente já existentes. Além disso, por se tratar de um sistema em anéis múltiplos, todas as subestações são alimentadas por pelo menos duas linhas de transmissão permitindo que seja feita a abertura de uma linha com a outra em funcionamento. Com isso há como efetuar as montagens com o menor tempo de interrupção de cargas.

Soluções mais modernas como a IEC 61850 que utilizando a seletividade lógica por meio de mensagens Goose permitem que haja uma coordenação da proteção mais eficiente com uma configuração mais enxuta por utilizar menor quantidade de IEDs e de fiação, sendo assim mais otimizada, podem ser adotadas em sistemas elétricos recentes ou em planejamento. Para uso no sistema elétrico estudado será necessário que se tenha um projeto de modernização das subestações com troca dos relés de proteção que hoje são em torno de 90% eletromecânicos por IEDs, além da implantação de um sistema de automação. Devido ao elevado custo e necessidade de reconfiguração de todo o esquema de proteção das subestações para a adoção dessa solução será necessária a redução de produção e parada de áreas, inviabilizando o projeto.

As proteções 67 e 67N hoje existentes continuarão, porém como retaguarda da proteção 51DP e como proteções de carregamento das linhas de transmissão.

Constantes manutenções nas subestações devido ao sistema elétrico pertencer a uma indústria com grande quantidade de partículas sólidas em suspensão faz com que a configuração do sistema seja constantemente alterada comprometendo as atuações das proteções direcionais. Isso porque devido ao elevado número de relés de sobrecorrente direcionais 67 e 67N em série, associado às limitações dos próprios relés existentes, faz-se com que em certos casos seja necessária a troca de ajustes para atender às paradas para a manutenção. Essas trocas são demoradas e demandam muito tempo. Com a instalação da função 51DP essas alterações não serão mais necessárias, pois por ter uma zona de proteção bem definida, ela independe da topologia do sistema. Assim, haverá a redução do tempo de espera para liberação do sistema para a manutenção, retrabalho da equipe de proteção e de possíveis atuações indevidas provocadas por constantes trocas de ajustes.

5 CONCLUSÃO

A atuação mais rápida da proteção com a eliminação da falta permite que os danos mecânicos aos equipamentos sejam reduzidos, além de melhorar a estabilidade transitória do sistema.

Podem-se citar como grandes ganhos da utilização dessa nova configuração da proteção nas subestações a redução considerável no tempo de eliminação de faltas trifásicas e fase-fase, o fato da atuação da proteção ser localizada independente da topologia do sistema, implantação da nova configuração ser feita com o menor custo, com menor tempo de redução de produção nas áreas por requerer menor modificação possível nas subestações.



REFERÊNCIAS

- 1 IEEE Std 242-2001, IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.

BIBLIOGRAFIA

- 1 Anderson, P.M. Power System Protection, A. John Wiley and Sons, Inc., Publication, 1999.
- 2 Caminha ,A.C. Introdução à proteção dos sistemas elétricos, São Paulo: Ed. Edgard Blucher, 1977.
- 3 Clark ,H.K.; Stemer ,F.A; Mariotto, L. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, Brasil: Ed. Santa Maria, UFSM, 1983.
- 4 Engpower, Guia prático de curtos-circuitos e seletividade em sistemas elétricos industriais, Osasco- SP, 2011.
- 5 Horowitz ,S.H.; Phadke,A.G. Power System Relaying, England: Ed. Research Studies Press LTD, 1993.
- 6 IBC/ IBCG Directional and Overcurrent Relay, GE, 2012. Disponível em: <<http://www.electricalmanuals.net/index.php?/Manuals/Protective-Relays/GE/IBC/>>, acessado em 10 de janeiro de 2012.
- 7 IEEE Std 551-2006, IEEE Calculating Short Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems.
- 8 Kindermann ,G. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, 3v, Florianópolis- SC, Ed. do Autor, 1 ed, 2008.
- 9 Kindermann,G. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, 2v, Florianópolis- SC: Ed. do Autor, 1 ed, 2006.
- 10 Manual de relés de proteção- operação de relés e equipamentos de transmissão, General Electric, 1985.
- 11 Mason, C.Russel. The art and Science os protective relaying. General Electric, 2011.Disponível em: < <http://www.gedigitalenergy.com/multilin/notes/artsci/index.htm>>, acessado em 25 de agosto de 2011.
- 12 Paladin Design Basic Software, EDSA Corporation, 2011. <<http://www.poweranalytics.com>>
- 13 Placa de identificação de TC- tipo AKOF, Siemens, 1978.