



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

RENATA JAPIASSÚ

IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DIFERENCIAL EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Campina Grande, Paraíba

Dezembro de 2013

RENATA JAPIASSÚ

IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DIFERENCIAL EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande como
parte dos requisitos necessários para a obtenção do
grau de Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador:

Professora Núbia Silva Dantas Brito, DSc.

Campina Grande, Paraíba
Dezembro de 2013

RENATA JAPIASSÚ

IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DIFERENCIAL EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande como
parte dos requisitos necessários para a obtenção do
grau de Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento da Energia

Aprovado em / /

Professor Avaliador

Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Núbia Silva Dantas Brito, DSc.

Universidade Federal de Campina Grande
Orientadora, UFCG

Dedico este trabalho à Deus primeiramente, à minha querida e amada mãe, Maria do Carmo, sem ela eu nada seria. E ao meu Marido, Rairon Fernandes. Sem a ajuda, a compreensão, a paciência e o amor deles eu não teria conseguido concluir este curso.

AGRADECIMENTOS

Agradeço inicialmente à Deus pela minha vida e por todas as oportunidades oferecidas durante esta longa caminhada. Além de toda força que encontrei Nele nos momentos mais difíceis desta fase da minha vida.

Agradeço aos meus pais, em particular à minha mãe, que se esforçou na criação da nossa família, especialmente na minha. Incentivando nas madrugadas de estudo e proporcionando a minha educação. Muitas vezes estando distante, ensinou-me a superar os desafios que encontramos na vida. Enfim, por tudo que ela faz e representa na minha vida e nessa conquista, sem ela eu nada seria.

Agradeço ao meu marido Rairon, por todo amor, dedicação, companheirismo, conhecimento e principalmente, pela paciência que teve comigo durante esse curso, além de estar presente em todos os momentos de minha vida, me proporcionando sempre muita alegria. Agradeço aos seus pais, Roberto e Margareth, por toda atenção, carinho e por me darem apoio nesta caminhada. Agradeço à minha cunhada Raiane e à dona Zizi.

Agradeço também à toda minha família, em especial aos meus irmãos. Agradeço não apenas pelo apoio diário que me foi oferecido, não apenas por acreditarem no meu potencial, não apenas por ser meu porto seguro, mas sim por ser MINHA FAMÍLIA, a família que Deus escolheu para ser minha.

Agradeço à Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) e à professora Núbia Brito, por me orientarem e me moldarem para servir a sociedade com os conhecimentos adquiridos ao longo do curso e na elaboração deste trabalho. À Jamile Nascimento e à Felipe Lopes, por todo o apoio e orientação.

Agradeço aos queridos Adail, Tchaikowsky e ao professor Damásio, pelo apoio diário e por tornar nosso curso e conseqüentemente, nossa vida mais fácil. Por nos orientar com tanto carinho e atenção nesta longa caminhada.

Por fim, agradeço a todos os meus amigos, principalmente aqueles que, assim como eu, ficaram noites sem dormir, finais de semana sem diversão e muitas outras privações, mas que estavam ao meu lado nestes momentos.

“Sei que sou um espírito imperfeito e muito endividado, com necessidade constante de aprender, trabalhar, dominar-me e burilar-me, perante as Leis de Deus.”

Chico Xavier.

RESUMO

Para garantir que o sistema elétrico de potência funcione com segurança e objetividade se faz presente a proteção dos sistemas elétricos, a qual garante que, em caso de falha de algum equipamento ou parte da rede, a mesma não prejudique todo o sistema elétrico. Os relés de proteção têm funcionalidades distintas como proteção de distância, proteção de sobrecorrente, proteção diferencial, entre outras, no entanto, um mesmo relé pode conter todas estas funções, são os relés digitais, que com o desenvolvimento de novas tecnologias têm dominado o mercado da energia elétrica. A proteção diferencial, foco deste trabalho, uma das funções de um relé digital, garante a proteção de linhas de transmissão curtas. Este trabalho consiste na implementação e avaliação da função da proteção diferencial em linhas de transmissão com a utilização do *software* CAPE (*Computer Aided Protection Engineering*). Por não ser usual a utilização da função diferencial para a proteção de linhas de transmissão, foram realizadas algumas adaptações nos modelos disponíveis e resultados fornecidos pelo *software*. Este trabalho constitui parte de um projeto de pesquisa e desenvolvimento financiado pela Chesf (Companhia Hidroelétrica do São Francisco) cujo objetivo geral é a validação de modelos de proteção de linhas e equipamentos.

Palavras-chave: Energia, proteção, relés digitais, diferencial.

ABSTRACT

To ensure that the system operates safely and objectivity is present to protect the electrical system, which ensures that in case of failure of the system it will not harm the entire electrical system. Protective relays have distinct features as distance protection, overcurrent protection, differential protection, among others, however, the same relay can contain all of these functions are digital relays, that with the development of new technologies have dominated the market of electricity. The differential protection, one of the functions of a digital relay, ensures protection of short transmission lines. This work consists in the implementation and evaluation of the function of the differential protection of transmission lines using the CAPE software. For be unusual the use of differential protection of transmission lines, some adaptations was realized on the models and software results.

Keywords: Energy, protection, digital relays, differential.

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Objetivo	2
2	Fundamentação teórica	3
2.1	Linhas de transmissão	3
2.2	Proteção de sistemas elétricos.....	5
2.3	Relés de proteção	9
2.4	Relés digitais.....	10
2.5	Proteção aplicada às linhas de transmissão.....	12
2.6	Proteção diferencial	12
3	Implementação e avaliação da função de proteção diferencial em linhas de transmissão.	17
3.1	A ferramenta utilizada: o CAPE	17
3.2	Estrutura modular do <i>software</i>	17
3.3	Estudo de caso	23
3.4	Resultados obtidos	30
4	Conclusão.....	38
	Bibliografia.....	39

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Diagrama unifilar simplificado.	3
Figura 2.2. Foto ilustrativa de torres de transmissão.	4
Figura 2.3. Delimitação das zonas de proteção.	6
Figura 2.4. Equipamentos de transformação.	6
Figura 2.5. Equipamentos de manobra.	7
Figura 2.6. Equipamentos para compensação de reativos.	8
Figura 2.7. Equipamentos de proteção.	8
Figura 2.8. Equipamentos de medição.	9
Figura 2.9. Arquitetura simplificada de um relé digital.	11
Figura 2.10. Esquema da proteção diferencial usual.	13
Figura 2.11. Esquema da proteção diferencial percentual.	14
Figura 2.12. Representação das regiões no Plano- α	15
Figura 2.13. Representação da atuação do relé no Plano Operacional e no Plano- α	15
Figura 2.14. Esquema funcional de proteção diferencial de linha.	16
Figura 3.1. <i>Interface</i> gráfica do CAPE.	19
Figura 3.2. Barra de proteção e barra de ferramentas, respectivamente.	19
Figura 3.3. Janela de inserção do relé de proteção.	21
Figura 3.4. Janela de seleção do relé de proteção.	21
Figura 3.5. Sistema-teste original.	23
Figura 3.6. Sistema-teste modificado.	24
Figura 3.7. Diagrama unifilar desenhado no CAPE.	25
Figura 3.8. Janela de opção de aplicação de falta.	26
Figura 3.9. Janela de seleção do tipo de falta.	26
Figura 3.10. Curto-circuito trifásico aplicado no início da linha LT2.	27
Figura 3.11. Janela de inserção e ajustes dos TC.	28
Figura 3.12. Janela para inserir conexão entre os relés e os TC.	29
Figura 3.13. Janela mostrando os TC existentes no sistema.	29
Figura 3.14. Janela apresentando TC escolhidos para conexão com relés da linha LT4.	30
Figura 3.15. Abertura dos disjuntores da linha LT4 em condições de falta.	30
Figura 3.16. Valor da corrente de falta.	31

Figura 3.17. Relatório de atuação do sistema de proteção.	31
Figura 3.18. Corrente de falta gerada em ponto distinto.	32
Figura 3.19. Simulação de falta monofásica na fase A da linha LT4.	32
Figura 3.20. Simulação de falta monofásica na fase A.	33
Figura 3.21. Relatório: falta monofásica na fase A.	33
Figura 3.22. Simulação de falta monofásica na fase B.	33
Figura 3.23. Relatório: falta monofásica na fase B.	34
Figura 3.24. Simulação de falta monofásica na fase C.	34
Figura 3.25. Relatório: falta monofásica na fase C.	34
Figura 3.26. Simulação de falta bifásica-terra nas fases BC.	34
Figura 3.27. Resultado da simulação de falta bifásica-terra nas fases BC.	35
Figura 3.28. Relatório: falta bifásica-terra nas fases BC.	35
Figura 3.29. Simulação de falta trifásica com impedância.	35
Figura 3.30. Resultado da simulação de falta trifásica com impedância.	36
Figura 3.31. Falta monofásica na barra 7 BUS2.	36
Figura 3.32. Resultado da simulação de falta na barra 7 BUS2.	37

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Principais códigos NEMA utilizados neste documento.....	13
Tabela 3.1. Modificações e justificativas.	24
Tabela 3.2. Estrutura das torres de transmissão utilizada.....	25
Tabela 3.3. Parâmetros de sequência das linhas LT1 e LT2.	25
Tabela 3.4. Parâmetros dos equivalentes de Thévenin.....	25
Tabela 3.5. Valores calculados das correntes de curto-circuito trifásicas e relações de transformação dos TC.....	27

1 INTRODUÇÃO

Um sistema de energia elétrica é um conjunto de equipamentos operando em conjunto e de maneira coordenada de forma a gerar, transmitir e fornecer energia elétrica aos consumidores, mantendo o melhor padrão de qualidade possível. Um sistema de energia elétrica típico é dividido em três subsistemas: geração, transmissão e distribuição.

Inicialmente, a energia elétrica é produzida na usina de geração através de um processo de conversão de energia. Para que a energia possa ser transmitida de forma eficiente, é necessário se elevar a tensão, o que é feito na subestação elevadora da própria usina. Em seguida, a energia elétrica é transmitida por linhas de transmissão de alta tensão. Ao longo do percurso, o nível de tensão vai sendo reduzido gradativamente pelas diversas subestações abaixadoras, até chegar às subestações de distribuição, que alimentam os sistemas de distribuição.

Devido às condições adversas às quais estão constantemente submetidos, os sistemas de energia elétrica estão sujeitos a um amplo espectro de distúrbios, os quais podem causar interrupção no suprimento de energia, o que causa redução da eficiência e da qualidade. Para salvaguardar os equipamentos e manter a integridade de fornecimento contínuo e econômico da energia elétrica, os sistemas de energia elétrica dispõem do sistema de proteção, que é definido como o conjunto de equipamentos e acessórios destinados a realizar a proteção para curtos-circuitos e para outras condições de operação anormais em componentes de um sistema de energia elétrica.

O princípio de funcionamento de um sistema de proteção típico pode ser resumido da seguinte forma: os transformadores para instrumentos (transformador de corrente – TC e transformador de potencial – TP) reduzem as magnitudes das grandezas necessárias à função de proteção (tensão e/ou corrente) para níveis aceitáveis de leitura e acesso seguro. Em seguida, essas informações são disponibilizadas ao relé, que se encarrega de processá-las. Caso os valores das grandezas excedam valores pré-definidos, os contatos do relé são fechados e neste instante, a bobina de abertura do disjuntor, alimentada por uma fonte auxiliar, é energizada abrindo os contatos principais do disjuntor.

O relé é o dispositivo mais importante do sistema de proteção, sendo o elemento responsável por detectar condições anormais no sistema e decidir sobre a abertura ou não dos

disjuntores, de modo que o processo de retirada de operação da parte faltosa da linha ocorra, mantendo a continuidade do fornecimento de energia e limitando os danos aos equipamentos. Os relés experimentaram uma notável evolução desde que a tecnologia digital foi adotada em sua fabricação, tendo-se transformado em dispositivos eletrônicos inteligentes ou IED (*Intelligent Electronic Device*). Além de agregarem maiores recursos às tarefas de proteção de equipamentos, barras e linhas de transmissão, os IED são capazes de participar de diversas funções de supervisão, controle e automação.

Dentre as funções que podem ser inseridas em um IED, destaca-se neste trabalho a função de proteção diferencial, considerada uma das formas de proteção que melhor atende a esses critérios de seletividade e segurança. Aplicada à proteção nas linhas de transmissão, a função diferencial requer o uso de um sistema de comunicação de longa distância, o que restringe sua aplicação como proteção primária de linhas longas. Entretanto, a evolução tecnológica dispõe atualmente de canais com elevados níveis de confiabilidade e redundância, que constituem-se em requisitos necessários para a aplicação da proteção diferencial nas linhas de transmissão.

Este trabalho avalia o uso do *software* CAPE no estudo da proteção diferencial de linhas de transmissão de energia elétrica. Para a utilização do equipamento com a função diferencial foi selecionado o relé GRL100 do fabricante ©TOSHIBA.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo geral estudar a função de proteção diferencial quando aplicada às linhas de transmissão e como objetivo específico, avaliar o uso do *software* CAPE.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Apresenta-se a seguir um resumo dos tópicos mais importantes utilizados no desenvolvimento deste trabalho.

2.1 LINHAS DE TRANSMISSÃO

As linhas de transmissão (LT) são circuitos elétricos utilizados para transportar a energia elétrica desde a geração até as subestações elétricas e/ou consumidores. Na prática, o termo linha de transmissão propriamente dito é utilizado para sistemas com tensões superiores a 138 kV. Para tensões entre 34,5 kV e 138 kV as LT são denominadas linhas de subtransmissão e para tensões abaixo de 34,5 kV, as LT são denominada de linhas de distribuição.

As LT podem ser classificadas ainda como: ultra alta tensão (UAT) para tensões acima de 765 kV, extra alta tensão (EAT) para tensões entre 230 kV e 765 kV, alta tensão (AT) para tensões entre 35 kV e 230 kV, média tensão (MT) para tensões entre 1 kV e 35 kV e baixa tensão (BT) para linhas com tensões menores que 1 kV.

Apresenta-se na Figura 2.1.1 um diagrama unifilar simplificado, destacando a conexão de uma LT ao sistema de energia elétrica.

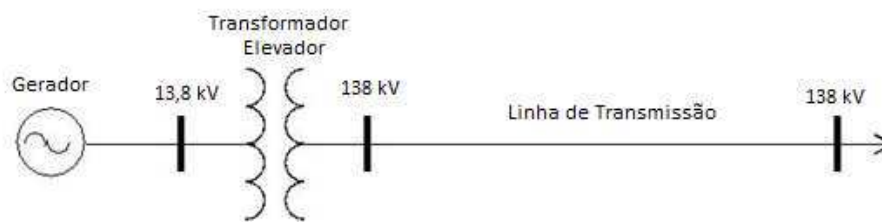


Figura 2.1. Diagrama unifilar simplificado.

Uma LT genérica apresenta uma capacidade máxima de condução de corrente elétrica, denominada de ampacidade. Caso esse parâmetro seja ultrapassado, aquecimento excessivo dos condutores, perdas de potência elevadas e dilatação dos condutores podem ocorrer. Como consequência, a envergadura da linha pode aumentar e portanto, a proximidade do cabo com o solo, tornando o local da instalação perigoso.

A grande extensão das LT requer o uso de torres de transmissão, que são estruturas responsáveis pela sustentação dos condutores e isolamento em relação ao potencial da terra (Figura 2.2). É fato que a disposição de condutores próximos entre si ocasiona a geração de correntes e tensões induzidas devido ao campo eletromagnético gerado pela circulação de corrente num condutor. Na prática, os condutores (um para cada fase) são dispostos de forma linear, portanto, é natural supor que o condutor localizado entre os dois demais apresente índices de tensão e correntes induzidas de maior valor, uma vez que seria influenciado pelos dois condutores em sua vizinhança, enquanto que os demais condutores seriam influenciados apenas pelo condutor na sua vizinhança. Esse fenômeno é comumente denominado de desbalanceamento entre fases. Para solucionar problemas desse tipo, utilizam-se torres de transposição ao longo do percurso, ou seja, inverte-se a posição dos condutores de cada fase, de modo que cada um receba a influência dos demais da forma mais idêntica possível.

Nas simulações realizadas neste trabalho, todas as LT foram consideradas perfeitamente transpostas, ou seja, cada condutor recebe influência idêntica dos demais localizados em sua vizinhança.

No caso de LT de comprimento muito grande, é necessário o uso de equipamentos de compensação e de controle do nível de tensão, como por exemplo, capacitores em série e reatores em derivação.



Figura 2.2. Foto ilustrativa de torres de transmissão.

2.2 PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Um sistema de proteção genérico deve atender aos seguintes requisitos para funcionar com eficiência e segurança:

- **Confiabilidade:** probabilidade do sistema de proteção operar corretamente e com segurança, sob toda e qualquer circunstância.
- **Sensibilidade:** capacidade do sistema de proteção responder às anormalidades, com a menor margem de tolerância entre a operação e não operação dos seus equipamentos.
- **Velocidade:** capacidade do sistema de proteção de responder no menor tempo possível, sob condições de falta, evitando que a mesma se propague para o restante do sistema.
- **Seletividade:** propriedade que garante a desconexão da menor parte possível do sistema em condições de ocorrências de falta, maximizando assim a continuidade de serviço.
- **Coordenação:** disposição de dois ou mais equipamentos de forma que a atuação destes ocorra em uma sequência de operação pré-estabelecida.

Um sistema de proteção típico possui:

- **Proteção primária e secundária:** proteção primária é a proteção que deve operar dentro de sua área de atuação seguindo os princípios da seletividade, velocidade e confiabilidade. Caso esta proteção venha a falhar, existem as denominadas proteções reservas (ou de retaguarda ou secundária), que detectam as anormalidades da primeira proteção. A proteção secundária pode ainda ser classificada como proteção de retaguarda local, quando está instalada no mesmo local da proteção primária ou de retaguarda remota, quando conectada em um componente vizinho ao qual esta instalada a primária.
- **Zonas de proteção:** zonas delimitadas pelos disjuntores, que devem ser protegidas contra as anormalidades que possam vir a ocorrer. Um sistema de proteção possui uma ou mais zonas correspondentes aos equipamentos que devem ser protegidos, conforme ilustrado na Figura 2.3.

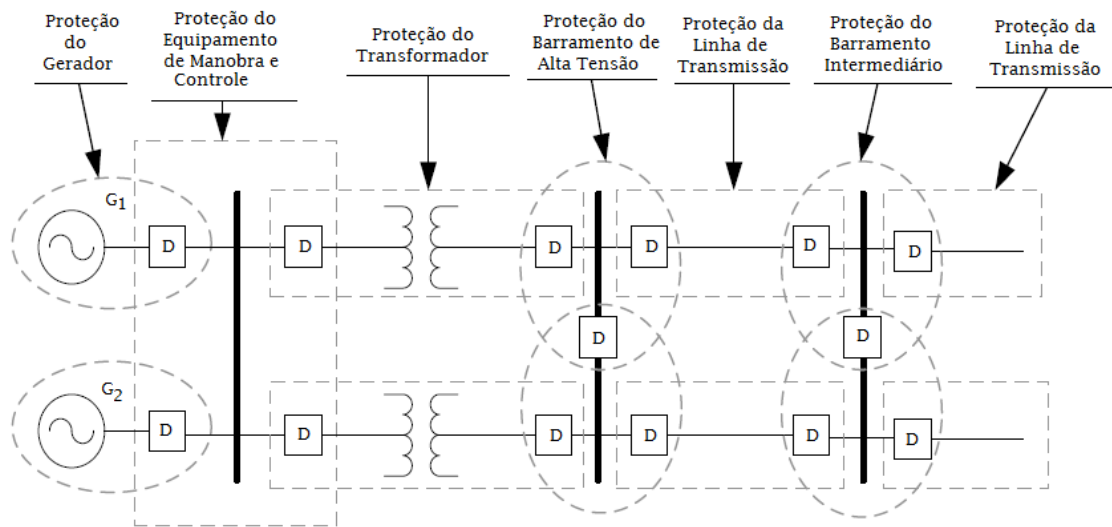


Figura 2.3. Delimitação das zonas de proteção.

O sistema de proteção é formado por diversos equipamentos que realizam funções diversas, cujas características principais são apresentadas seguir.

Equipamentos de transformação (Figura 2.4): são os transformadores de força e para instrumentos. Os transformadores de força são responsáveis pelo aproveitamento econômico da energia elétrica. Os transformadores para instrumento, que são os TC e TP, são responsáveis por reduzir os valores de corrente e tensão respectivamente, a valores compatíveis com o suprimento de relés e medidores, além de realizarem o isolamento elétrico.



Figura 2.4. Equipamentos de transformação.

Equipamentos de manobra (Figura 2.5): são os disjuntores e as chaves seccionadoras, que são responsáveis pelo isolamento dos equipamentos quando da ocorrência de uma falta ou manutenção de um equipamento. O disjuntor é o equipamento de manobra e proteção que permite a abertura ou fechamento de circuitos de potência em quaisquer condições de operação. O disjuntor é o mais eficiente e complexo equipamento destinado à operação em carga, podendo sua operação ser manual ou automática. As chaves não podem ser operadas sob carga e são destinadas apenas a isolar equipamentos ou zonas de barramento.



Figura 2.5. Equipamentos de manobra.

Equipamentos para compensação de reativos (Figura 2.6): são os reatores de derivação ou série, capacitores de derivação ou série, compensadores síncronos e compensadores estáticos. Destinam-se principalmente, à correção do fator de potência do sistema elétrico.



Figura 2.6. Equipamentos para compensação de reativos.

Equipamentos de proteção (Figura 2.7): são os para-raios, fusíveis e relés. Os para-raios protegem o sistema contra descargas atmosféricas e surtos de manobra, limitando os valores dos surtos das tensões transitórias. Os fusíveis são utilizados como dispositivos protetores limitadores de correntes de curto-circuito. Os relés são utilizados para protegerem o sistema contra faltas, operando em conjunto com os disjuntores de modo a isolar o trecho onde ocorreu a falta.



Figura 2.7. Equipamentos de proteção.

Equipamentos de medição (Figura 2.8): são os equipamentos destinados a medir grandezas como corrente, tensão, frequência, potência ativa e reativa, entre outras grandezas.



Figura 2.8. Equipamentos de medição.

2.3 RELÉS DE PROTEÇÃO

Os relés de proteção são dispositivos responsáveis por gerenciarem e monitorarem as grandezas elétricas em um circuito. Os relés são os sensores do sistema elétrico. Em relação à sua natureza construtiva, os relés são classificados em: eletromecânicos, eletrônicos e numéricos.

Em termos históricos, os relés eletromecânicos são os primeiros. Na década de 70, surgiram os relés estáticos e na década de 80, os relés numéricos ou digitais.

Os relés eletromecânicos operam utilizando o princípio da indução magnética, segundo uma composição de relações delicadas entre tempo, corrente, tensão e inércia, que definem sua atuação fechando/abrindo contatos e por consequência, definindo sua atuação. São equipamentos de grande porte e difícil locomoção. Sua sensibilidade e sua rapidez são afetadas por fatores como atrito e inércia das partes móveis. São muito utilizados em locais insalubres.

Com a expansão dos sistemas de potência, surgiu a necessidade de se criar sistemas de proteção mais confiáveis, resistentes e com alto desempenho. Isso foi alcançado com o desenvolvimento de relés utilizando-se dispositivos semicondutores, denominados relés de estado sólido ou estático.

Os relés estáticos operam utilizando o princípio dos dispositivos semicondutores como transistores e tiristores. Suas principais características são: não possuem partes móveis, necessitam de baixa potência para operarem, apresentam processamento rápido, utilizam o princípio da modularidade, o que facilita a manutenção. No entanto, possuem capacidade limitada quando exposto à temperaturas extremas e umidade.

Diante das dificuldades encontradas nos relés estáticos e com o desenvolvimento da tecnologia digital, deu-se início ao processo de criação de relés computadorizados ou digitais. Os relés digitais operam utilizando *softwares* e *hardwares*. São muito confiáveis, pois dispõem de rotinas de auto-verificação. São mais flexíveis, devido à fácil substituição de partes móveis e fácil alteração de ajustes. São interativos devido à possibilidade de comunicação com periféricos e operação em rede, o que os torna sofisticados e evoluídos.

2.4 RELÉS DIGITAIS

Os relés digitais passaram a predominar no sistema com o avanço das tecnologias computacional e digital. Atualmente, os relés digitais possuem várias funções em um único dispositivo. Um relé digital é normalmente estruturado conforme uma arquitetura constituída de subsistemas com funções bem definidas. O diagrama mostrado na Figura 2.9 apresenta os principais subsistemas de um relé digital.

O processo inicia nos transdutores primários (TC e TP), que são os equipamentos são responsáveis pelo envio dos sinais analógicos de corrente e tensão, os quais são condicionados aos valores adequados para conversão analógico-digital (A/D). Esse subsistema filtra os sinais analógicos isolados, para atenuar o efeito de *aliasing* gerado por ruídos e harmônicas, conforme Critério de Nyquist ou Teorema da Amostragem. Os sinais são então, aplicados às entradas dos circuitos *Sample and Hold* que realiza a amostragem e o armazenamento para então, o conversor A/D realizar as conversões referentes à cada instante de amostragem. Em seguida, os sinais são disponibilizados na entrada de um multiplexador que irá selecionar os dados analógicos de entrada permitindo a transmissão de vários sinais simultaneamente e a utilização de apenas um conversor A/D. Realizada a conversão das informações analógicas em informações digitais, o processador do relé é capaz de interpretar esses dados, que são armazenados temporariamente ou permanentemente nas memórias.

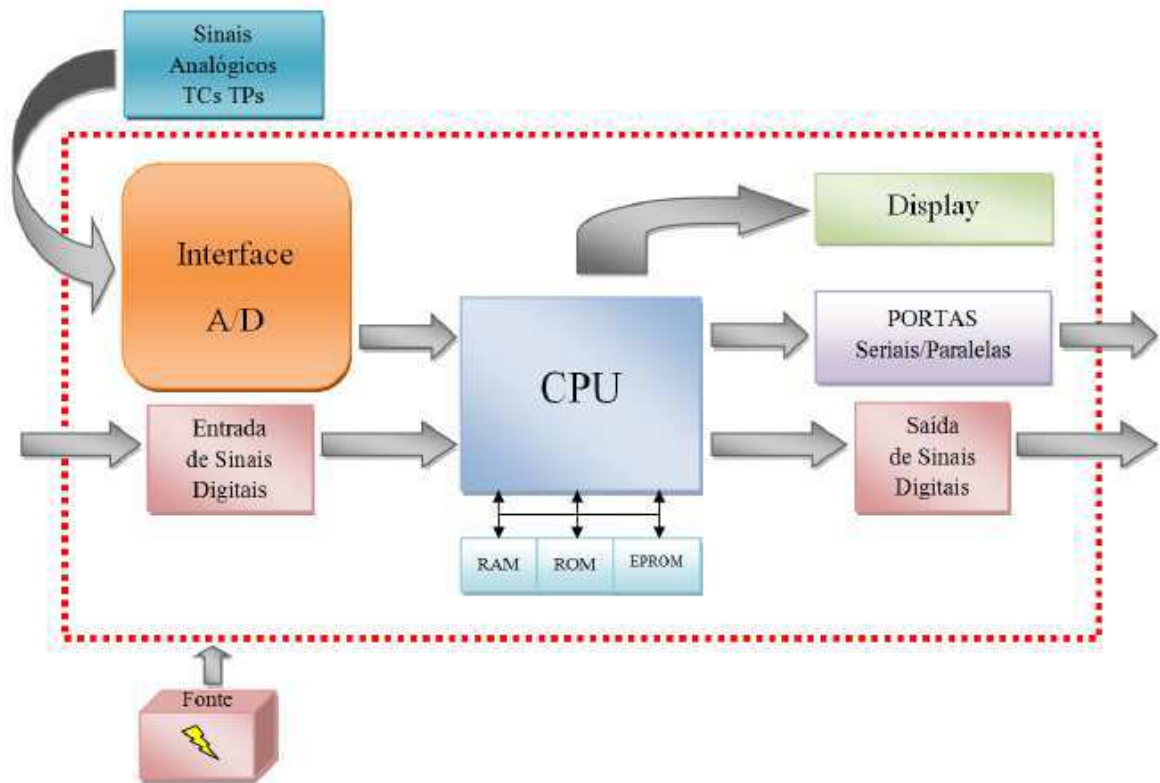


Figura 2.9. Arquitetura simplificada de um relé digital.

Na CPU (*Central Processing Unit*), que constitui o principal elemento do relé (responsável pela execução dos programas de proteção, pelo controle de diversas funções de tempo e das tarefas de autodiagnóstico e de comunicação com os periféricos) encontram-se as entradas digitais, compostas por sinais discretos, que realizam a função de informar ao processador sobre o estado lógico dos disjuntores, das chaves seccionadoras e dos outros relés. Além disso, são verificadas a existência das saídas digitais, que apresentam funções de energização da bobina de abertura dos disjuntores e envio dos sinais para acionamento dos alarmes ou sinalização.

Para finalizar o processo, os relés digitais possuem capacidade de comunicação com outros equipamentos através das portas serial e paralela, através das quais é possível realizar o envio e recebimento de dados. O relé realiza também a função de sinalização de sua operação e de seu estado funcional mediante dispositivos de sinalização (geralmente tipo luminoso) visíveis no exterior, como exemplo o *display*.

2.5 PROTEÇÃO APLICADA ÀS LINHAS DE TRANSMISSÃO

Tendo em vista que o sistema está sujeito à falhas, as quais podem causar danos irreparáveis e levando em consideração a extensão do sistema, é fácil concluir que as LT são os elementos mais vulneráveis à ocorrência de perturbações e distúrbios. As causas desses distúrbios advêm principalmente, da ocorrência de curtos-circuitos, que ocorrem no momento da ruptura da isolação entre as fases ou entre fase (s) e o neutro.

Os curtos-circuitos podem ser causados pelo contato de galhos de árvores com os condutores, batidas de automóveis nas torres, sobretensões de manobra e descargas atmosféricas, falhas de isoladores, etc. Como consequência, correntes elevadas e perdas ôhmicas nos condutores podem ocorrer, podendo levar o sistema à instabilidade elétrica.

É fato que as LT apresentam um alto nível de ocorrência de curtos-circuitos, normalmente em torno de 50% nas linhas aéreas. Portanto, é necessário que haja uma proteção dedicada às LT. Na prática existem várias funções de proteção que resguardam as linhas, conforme apresentado na Tabela 2.1.

Os relés de proteção são especificados tecnicamente por códigos que seguem o padrão NEMA (Núcleo de Educação e Monitoramento Ambiental) de acordo com as funções especificadas. Conforme mostrado, cada código tem sua definição e função dentro do sistema de proteção, geralmente relacionado ao procedimento que deve ser adotado em casos de falhas.

2.6 PROTEÇÃO DIFERENCIAL

O princípio de funcionamento dos relés baseia-se na análise do valor do vetor resultante da diferença entre duas ou mais grandezas elétricas semelhantes. Caso esse valor exceda uma quantidade pré-definida, o relé deve atuar. No esquema de proteção diferencial de LT, os TC são os equipamentos responsáveis por delimitar a região protegida, conforme mostrado na Figura 2.10.

Tabela 2.1. Principais códigos NEMA utilizados neste documento.

Código	Definição
21	Relé de distância de fase: atua quando a admitância, a impedância ou a reatância do circuito aumenta ou diminui em relação a um valor predeterminado.
25	Relé de verificação de sincronismo: é utilizado para realizar o religamento automático do disjuntor.
27	Relé de subtensão: atua quando sua tensão de entrada é menor que um valor predeterminado.
32	Relé de potência reversa: atua com um valor determinado de fluxo de potência ou com a inversão de seu sentido.
50N	Relé de sobrecorrente instantâneo neutro
51N	Relé de sobrecorrente temporizado neutro: atua como um relé de fase, no entanto sua ligação é feita no neutro.
59I, 59T	Relé de sobretensão instantâneo e temporizado, respectivamente.
67	Relé de sobrecorrente direcional de fase: atua por um valor predeterminado de sobrecorrente de CA fluindo em um sentido predeterminado.
67N	Relé de sobrecorrente direcional de neutro
79	Relé de Religamento: controla o religamento e o bloqueio automático de um interruptor de circuitos CA.
86	Relé de Bloqueio de fechamento: é um relé auxiliar, rearmado manualmente ou eletricamente, atuando na ocorrência de condições anormais para manter equipamentos inoperantes até que seja rearmado.
87	Relé diferencial

Em condições normais de operação e para faltas fora dessa região, os fasores das correntes que entram e saem da LT, passando pelo relé, apresentam mesmo módulo e sentidos opostos de forma que a corrente que excita o relé é nula, evitando-se assim, sua atuação. Em contrapartida, quando a falta ocorre dentro da região protegida, uma corrente resultante sobre o relé existirá. Caso o seu valor ultrapasse um limiar pré-definido, o relé irá atuar.

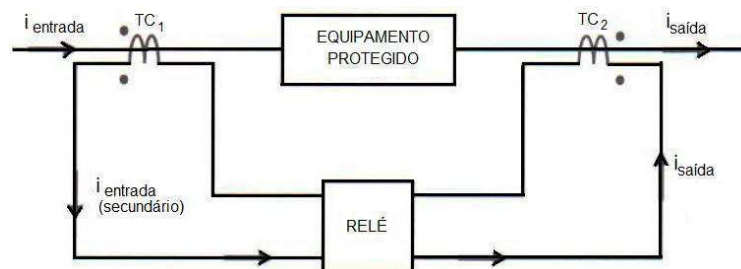


Figura 2.10. Esquema da proteção diferencial usual.

Esse processo entretanto, pode provocar um mau desempenho do relé, devido aos erros intrínsecos no processo de aquisição das correntes. A causa desse problema está ligada ao TC em particular, devido a corrente de magnetização que pode levar o TC à saturação. Para contornar esse problema, usa-se a proteção diferencial percentual, conforme mostrado na Figura 2.11.

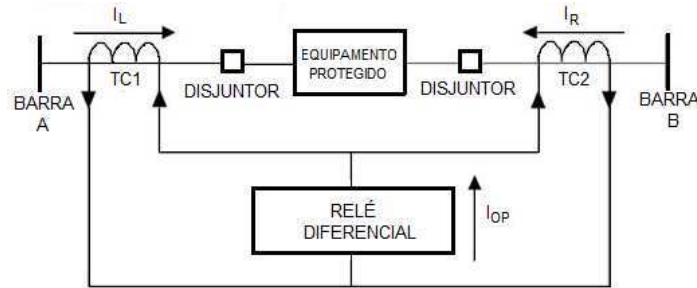


Figura 2.11. Esquema da proteção diferencial percentual.

O relé diferencial percentual apresenta em sua estrutura, além da bobina principal que faz o relé atuar (bobina de operação), a bobina de restrição. A função da bobina de restrição é reforçar a atuação do relé quando um curto ocorre dentro da região protegida e enfraquecer a atuação, para faltas externas à região ou equipamento protegido. Na iminência da operação do relé, o valor definido para a operação se iguala ao valor de restrição de forma que se pode obter:

$$|\bar{I}_1 - \bar{I}_2| = K \frac{|\bar{I}_1 + \bar{I}_2|}{2} + K_0. \quad (2.1)$$

Sendo $K = N_R/N_{OP}$.

K_0 corresponde ao valor de *pick-up* definido para a operação do relé e N_R e N_{OP} , os parâmetros de restrição e operação, respectivamente.

As correntes I_1 e I_2 são medidas nos dois extremos do equipamento protegido, ou seja, a corrente que entra no equipamento (I_1) e a corrente que sai do equipamento (I_2).

A diferença entre as correntes I_1 e I_2 é definida como corrente de operação, I_{OP} . A corrente de restrição, I_{res} , é definida como $(|\bar{I}_1 + \bar{I}_2|)/2$.

Para a atuação do relé devem ser satisfeitas as seguintes condições:

$$|\bar{I}_{OP}| > K \cdot |\bar{I}_{res}| \quad e \quad |\bar{I}_{OP}| > K_0. \quad (2.2)$$

A função de proteção diferencial existente em cada um dos relés localizados nos extremos das linhas deve possuir um processamento independente por fase, de modo a efetuar a comparação vetorial das correntes.

O desempenho da proteção diferencial pode ser avaliado através da visualização dos fenômenos ocorridos durante a atuação do relé diferencial, por meio de duas ferramentas gráficas: o Plano de Operação e o Plano Alfa (Plano- α).

O Plano de Operação é obtido desenhando no plano cartesiano a corrente de operação em função da corrente de restrição, onde a constante K irá definir a região de atuação e não atuação do relé. Esta constante representa o ajuste do relé e quanto menor o seu valor, maior será a sensibilidade do relé.

O Plano- α representa as correntes em um plano complexo. A razão das correntes local e remota (\bar{I}_1/\bar{I}_2) é feita através de suas partes real e imaginária contidas no eixo das coordenadas.

O plano de Operação é restrito em relação às condições do sistema, as quais podem ser definidas pelo Plano- α . Por exemplo, para uma falta fora da zona de proteção $\bar{I}_1 = -\bar{I}_2$, a representação estará no ponto (-1,0) no plano. Quando a falta ocorre dentro da zona de proteção, os fasores das correntes apresentam o mesmo ângulo e sua representação ocorre sobre o eixo real positivo. Existem ainda as regiões de faltas internas resistivas com *outfeed* em cada um dos terminais. As condições citadas e suas regiões delimitadoras são mostradas na Figura 2.12.

A região na qual o relé não atua é denominada de zona de restrição no Plano- α , representada por uma circunferência com as seguintes características:

$$\text{centro: } \left(-\frac{(1+K^2)}{(1-K^2)}, 0 \right); \quad \text{raio: } \frac{2K}{1-K^2}. \quad (2.3)$$

Portanto, cada valor de K aplicado a região de restrição resulta em uma circunferência variando de zero a infinito, cobrindo todo o plano. A Figura 2.13 apresenta no Plano Operacional e no Plano- α , respectivamente, a região de não atuação do relé.

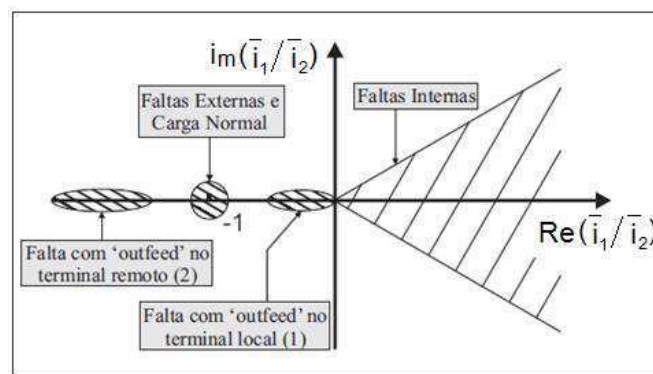


Figura 2.12. Representação das regiões no Plano- α .

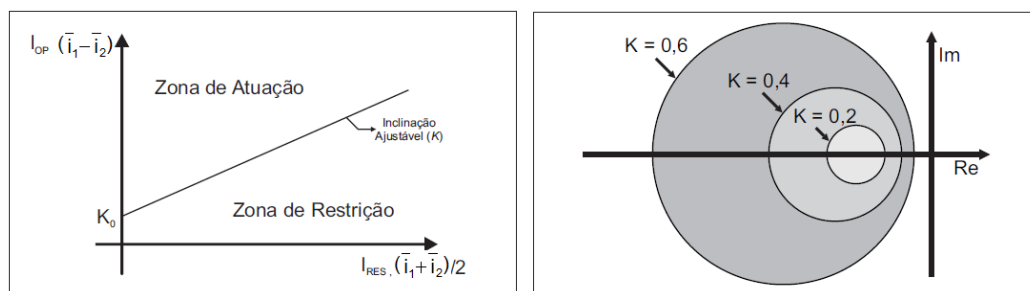


Figura 2.13. Representação da atuação do relé nos Planos Operacional e - α .

Com o advento da tecnologia de comunicação por meio de fibra óptica, geralmente associada a cabo pára-raio (OPGW – Optical ground wire), houve grande impulso na aplicação da função diferencial para linhas. Atualmente, existem países onde a função diferencial é utilizada como a principal proteção da LT, sendo a proteção de distância apenas de retaguarda. Diante disso, vários estudos nesta área vêm sendo desenvolvidos como forma de aprofundar e aperfeiçoar a função de proteção diferencial aplicado às LT. Este trabalho insere-se nesse contexto.

Apresenta-se na Figura 2.14 o esquema básico da função diferencial aplicada em LT.

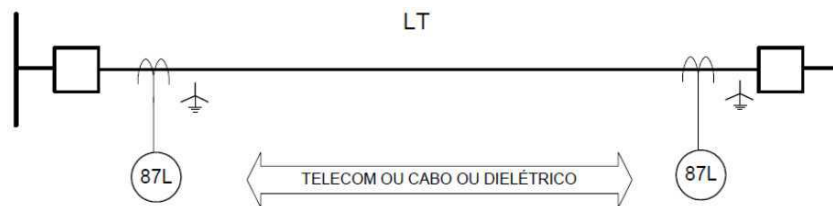


Figura 2.14. Esquema funcional de proteção diferencial de LT.

3 IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DIFERENCIAL EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

3.1 A FERRAMENTA UTILIZADA: O CAPE

O CAPE (*Computer Aided Protection Engineering*) constitui um *software* dedicado aos estudos de Proteção de Sistemas Elétricos, desenvolvido pela *Electrocon International Inc.* em 1990 (CAPE, 2012). O CAPE permite o estudo interativo de curto-circuito, o cálculo de parametrizações de relés, a coordenação de zonas de proteção e até mesmo o cálculo de parâmetros das linhas.

Este *software* é específico para o apoio à coordenação e estudo de proteções, combina interatividade entre diferentes módulos e apresenta um sistema de base de dados bastante útil, com uma excelente *interface* gráfica. O CAPE permite detectar eventuais problemas além de regular automaticamente todas as proteções a serem instaladas em painéis de subestações existentes ou que serão construídas. O *software* apresenta suporte para redes de qualquer tamanho, suporte para funções de coordenação do relé, extensa biblioteca de modelos detalhados de relés, entre outras características.

A utilização do CAPE requer informações como: topologia da rede, estrutura e configuração das linhas de transmissão, parâmetros do sistema, especificações dos equipamentos envolvidos na proteção do sistema, parametrização dos dispositivos e relés de proteção, assim como localização tipo e modelo, além do registro das falhas ocorridas e notificações de manutenção.

3.2 ESTRUTURA MODULAR DO SOFTWARE

O CAPE é um *software* composto por vários módulos, dentre os quais destacam-se:

- *Database Editor*: módulo no qual a base de dados da rede elétrica a ser estudada deve ser inserida;
- *Short Circuit*: módulo no qual se realiza a simulação dos distúrbios;

- *One-Line Diagram*: módulo no qual se constrói o diagrama unifilar do sistema, exibe dados, resultados de curto-circuito e respostas de simulação de proteção;
- *Coordination Graphics*: módulo no qual se constrói as curvas características de operação de dispositivos de proteção;
- *Relay Setting*: módulo no qual se realiza a parametrização automática de proteções de acordo com critérios definidos pelo usuário;
- *Relay Checking*: módulo no qual se avalia o comportamento do sistema de proteção face a um conjunto de defeitos pré-definidos ao longo de toda a rede;
- *System Simulator*: módulo no qual se avalia o comportamento do sistema de proteção diante de um defeito num ponto da rede;

Neste trabalho os principais módulos utilizados foram os: *One-Line Diagram*, *Short Circuit* e o *System Simulator*.

O módulo *One-Line diagram* é utilizado para desenhar o diagrama unifilar da rede elétrica após o processo de carregamento dos dados no *Database Editor*. É possível ainda, realizar a atualização automática dos desenhos à medida que o usuário vai desenhando o diagrama unifilar.

O *Short-Circuit* permite a simulação dos defeitos que podem ocorrer no sistema, assim como incidentes que podem vir a acontecer numa situação real, como, por exemplo, condutores partidos, defeitos simultâneos ou diversos tipos de contingências, os quais podem ocorrer nas linhas como em qualquer outro equipamento da rede.

Por fim, o *System Simulator* que possibilita simulação passo-a-passo dos defeitos na rede elétrica e avaliação da coordenação das proteções, indicando as funções e o tempo de operação para uma determinada falta. A simulação ocorre em etapas, ou seja, a simulação pode ser interrompida sempre que ocorrer atuação de proteção, permitindo variação dos parâmetros das funções de proteção ou mesmo, o tipo de falta, para melhor visualização dos casos de defeito.

Ao ser inicializado, o CAPE apresenta a tela do módulo *One-Line* (Figura 3.1). Nesta figura também se vê a barra de proteção (*Protection Bar*) e ferramentas de rede (*Network Bar*), respectivamente, na qual é possível a adição e edição de componentes no sistema, como mostrado na Figura 3.2.

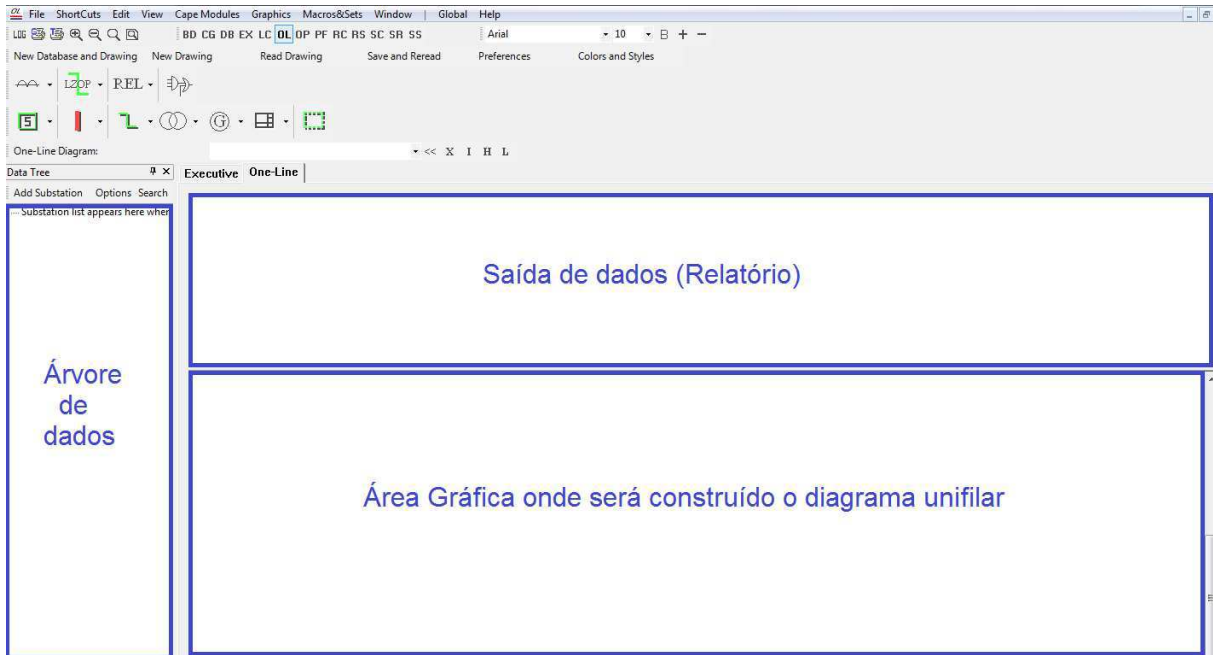






Figura 3.1. Interface gráfica do CAPE.





Figura 3.1. Barra de proteção e barra de ferramentas, respectivamente.

Fazendo uso da barra de proteção e da barra de ferramentas, é possível realizar a montagem do sistema-teste no CAPE, uma vez que todos os componentes necessários para tal implementação encontram-se nestas barras. De forma sucinta, o passo a passo para desenhar o sistema consiste no seguinte:


- no módulo *One-Line Diagram*, desenhar primeiramente a subestação, apenas clicando no botão correspondente  e puxando-o para a área gráfica.
- Em seguida, colocar as barras  do sistema, uma vez que as linhas só podem ser desenhadas quando se têm as barras definidas.
- O mesmo procedimento é adotado às LT , nas quais estão fixados os disjuntores. Nesta seção devem-se inserir os valores das impedâncias de sequência zero e positiva das LT.
- Logo após inserir os geradores e a máquina síncrona . Isso é feito preenchendo os campos nas janelas correspondentes, como por exemplo: a tensão de 230 kV para os geradores, 24 kV de tensão e 830 MVA de potência, para a máquina síncrona.

Concluído o desenho do sistema, o próximo passo consiste em testar o circuito com as faltas trifásicas e monofásicas nas barras, para verificar se os valores simulados coincidem com os analíticos. Isso é feito conforme apresentado a seguir.

- Abrir o módulo *Executive* e clicar em *Build SC Network* para conectar o banco de dados e o desenho da rede.
- Abrir o módulo *Short Circuit* e clicar com o botão direito do *mouse* sobre a barra na qual será simulada a falta.
- Selecionar a opção *Faults* e escolher o tipo de falta.
- Para visualizar os valores das correntes de falta, basta clicar com o botão direito do *mouse* sobre a área gráfica em branco e escolher a opção *Change Displayed Text*, que disponibiliza as opções de visualização das correntes de cada fase, as impedâncias ou os equipamentos de proteção.

Continuando no processo de construção do sistema, o passo seguinte consiste em inserir o sistema de proteção no sistema. Isso é feito retornando ao módulo *One-Line Diagram* e utilizando a *Protection Bar* (esta é a forma mais rápida e simples de inserir os equipamentos de proteção). As zonas de proteção locais foram inseridas com a ajuda da barra de proteção no botão . Inserida a zona de proteção, podem-se inserir os relés diferenciais, através do botão  em cada extremidade.

A escolha do tipo de relé é feita utilizando a opção *select style*, conforme mostrado na Figura 3.3. Em seguida, tem-se a opção de escolher o relé pelo fabricante ou pela aplicação/função desejada, mostrado na Figura 3.4. O relé escolhido, GRL100, do fabricante Toshiba, apresenta funções de proteção diferencial (correntes de fase e neutro), compensação da corrente de carga, amostragem sincronizada nas extremidades da linha considerada perfeita, disparo direto via lógica de contato, entre outras.

Após a inserção dos relés, o TC é adicionado através do ícone . Para realizar as medições através dos dados oferecidos pelos relés, aos quais estão ligados, basta clicar em *Connect CT* e selecionar a opção *Transmission Line CT* e TC 1. Assim, os sinais que os TC enviam são captados pelos relés e comparados para que seja feita análise do circuito.

O CAPE assume que os TC são transformadores ideais, sem limite de saturação. O elemento trifásico compara as correntes fasoriais nas fases A, B e C e o elemento terra, compara as correntes residuais $3I_0$.

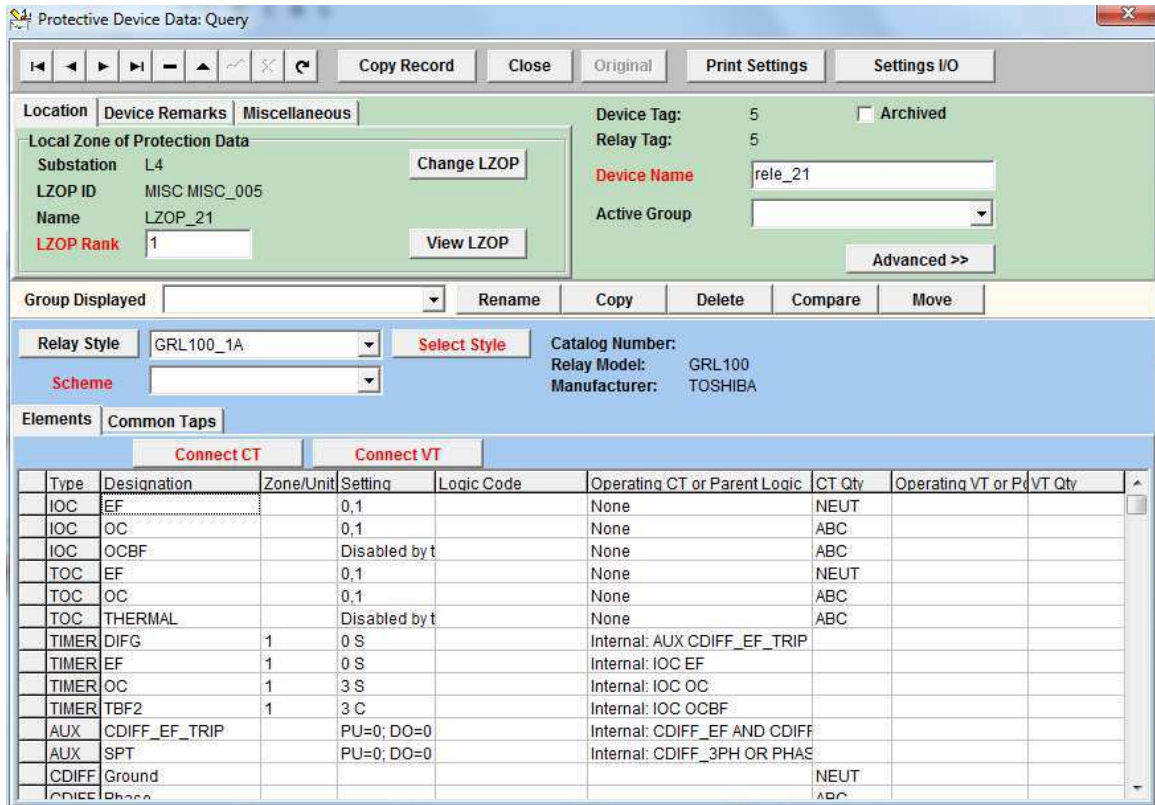


Figura 3.3. Janela de inserção do relé de proteção.

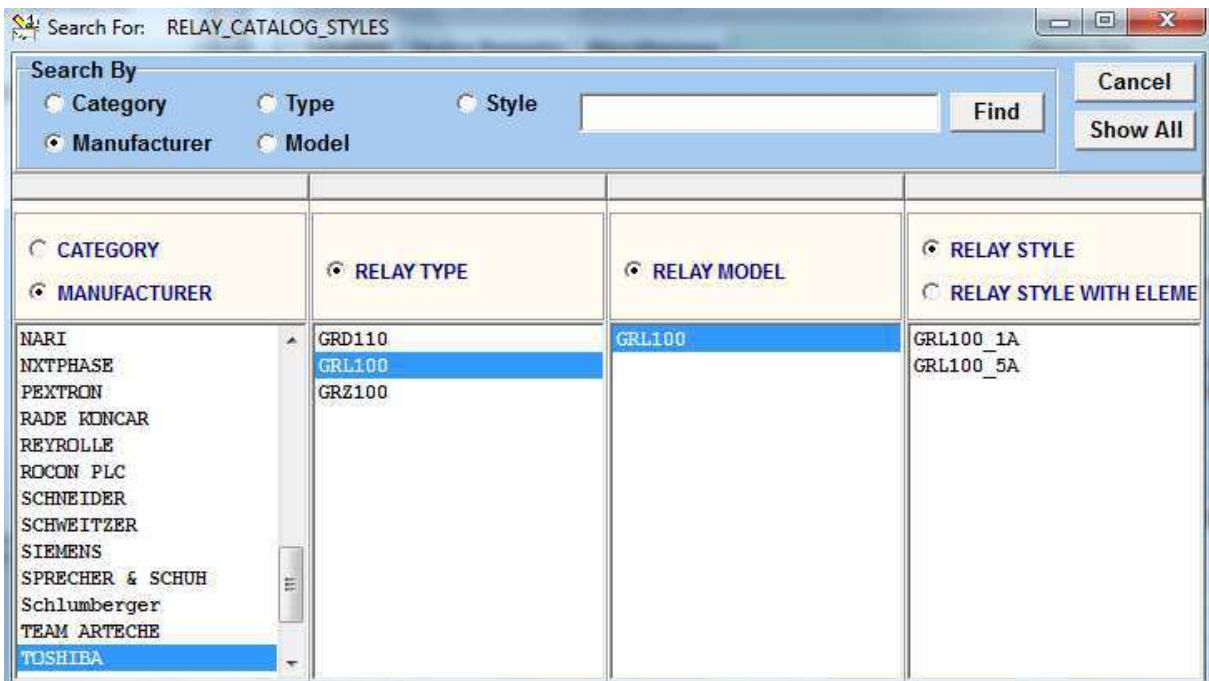


Figura 3.4. Janela de seleção de relé de proteção.

As condições de operação do relé escolhido são como se segue. Seja:

N o número de terminais protegidos.

I_j = fasor da corrente secundária (A) no terminal j .

T_j = fator de tap (sem unidade) no terminal j , definido a seguir.

I_n = corrente nominal do relé (1 A ou 5 A).

S = inclinação característica em porcentagem.

A corrente de funcionamento, ou corrente de operação, é obtida através de:

$$I_{op} = \left| \sum_{j=1}^N \frac{I_j}{T_j} \right|. \quad (3.1)$$

A corrente de restrição é dada por:

$$I_r = \sum_{j=1}^N \left| \frac{I_j}{T_j} \right|. \quad (3.2)$$

O relé mede a diferença entre as correntes de entrada e de saída do equipamento protegido. Esta diferença de corrente, I_{op} , é proporcional à corrente de falha para faltas internas e se aproxima de zero para quaisquer outras condições de funcionamento (ideal).

Relés diferenciais percentuais operam quando a diferença for superior a uma porcentagem da corrente de restrição. A corrente de restrição é uma combinação das correntes de terminais e a sua definição depende do relé.

Os relés numéricos modernos, como o escolhido, fornecem correspondência integrada de relações de transformação do TC e ângulos de fase. O usuário precisa apenas especificar o tipo de conexão. Para estes relés, o modelo CAPE é codificado para coincidir com as conexões de TC no banco de dados diretamente, ou seja, não é necessário fazer ajustes no relé.

O relé escolhido apresenta funções de proteção diferencial (fase e correntes de neutro), compensação da corrente de carga. Por não apresentar amostragem sincronizada o CAPE assume o perfeito sincronismo, disparo direto, entre outras.

O sistema requer um relé diferencial por terminal de linha: um relé (local) *near-end* e um relé *far-end* (remoto), uma vez que o sistema apresenta linhas de dois terminais. O modelo CAPE não inclui os canais de comunicação do relé. Em vez disso, cada relé opera independentemente das configurações de outros relés. Ao colocar um relé é necessário ligar todos os TC nos terminais protegidos, de modo que os TC também sejam conectados aos relés nos outros terminais.

3.3 ESTUDO DE CASO

O estudo de caso teve como objetivo avaliar o uso do CAPE na implementação da proteção diferencial em LT em um sistema-teste. Para isso, selecionou-se o sistema disponibilizado pelo IEEE (Instituto dos Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos) mostrado na Figura 3.5, o qual encontra-se disponível no site: http://www.pes-psrc.org/Reports/archive/Apublications_old_format.html.

O sistema é formado por dois geradores (S_1 e S_3) e uma máquina síncrona (S_2), linhas de transmissão (LT1, LT2, LT3, LT4), transformador, disjuntores, relés diferenciais e transformadores para instrumentos (TC e TP).

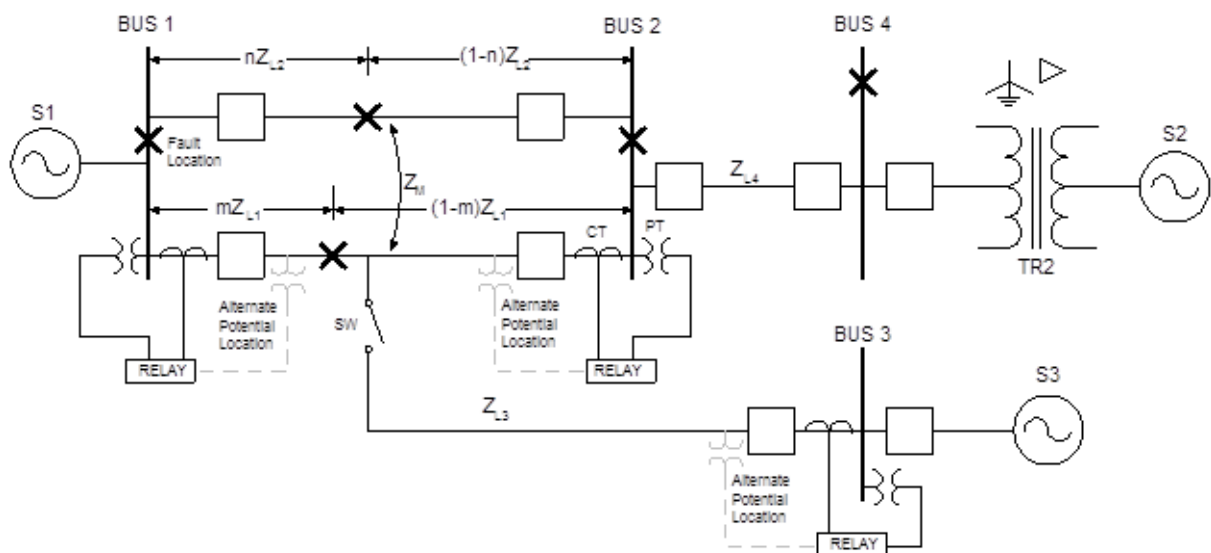


Figura 3.5. Sistema-teste original.

O IEEE disponibiliza todos os dados necessários para sua implementação, além do código no padrão ATP (*Alternative Transient Program*). Durante a fase de implementação do sistema-teste no CAPE, observaram-se discrepâncias entre o modelo fornecido pelo IEEE e os recursos disponíveis na versão do CAPE, cuja licença foi adquirida pela UFCG. As discrepâncias principais encontradas foram:

- Modelo de falta diferente do disponível no CAPE.
- O modelo do transformador no CAPE não permite considerar a não linearidade do núcleo magnético.
- O CAPE não possui modelo de máquina síncrona com pólos salientes.

Desta forma, foi necessário fazer algumas modificações no sistema original visando adequá-lo ao CAPE. As modificações realizadas e suas justificativas em relação ao sistema original estão apresentadas na Tabela 3.1.

O sistema-teste modificado é mostrado na Figura 3.6. Os parâmetros do novo sistema e a estrutura adotada para as torres de transmissão são apresentados nas Tabelas 3.2 e 3.3. Com as alterações, as linhas LT1 e LT2 passaram a ter 150 km.

Conforme apresentado na Tabela 3.1, a troca dos modelos de transformador de potência e máquina síncrona por um novo equivalente de Thévenin foi realizado visando principalmente, viabilizar diferentes ajustes do fluxo de potência no sistema, o qual, em geral, pode influenciar na atuação dos sistemas de proteção.

Tabela 3.1. Modificações e justificativas.

Adaptação	Justificativa
Mudança nas estruturas das torres	Uso de parâmetros mais adequados à realidade brasileira para as torres de transmissão
LT perfeitamente transpostas	Equilibrar o acoplamento magnético entre as fases
Substituição dos modelos de transformador de potência e máquina síncrona por um novo circuito equivalente de Thévenin com parâmetros passíveis de ajustes	Redução de fonte de erros devido a modelos não existentes na versão do CAPE
Aumento da extensão das LT do sistema	Aumentando assim a quantidade de pontos para a aplicação de faltas
Modificação do modelo de falta	Ajuste ao modelo utilizado pelo CAPE

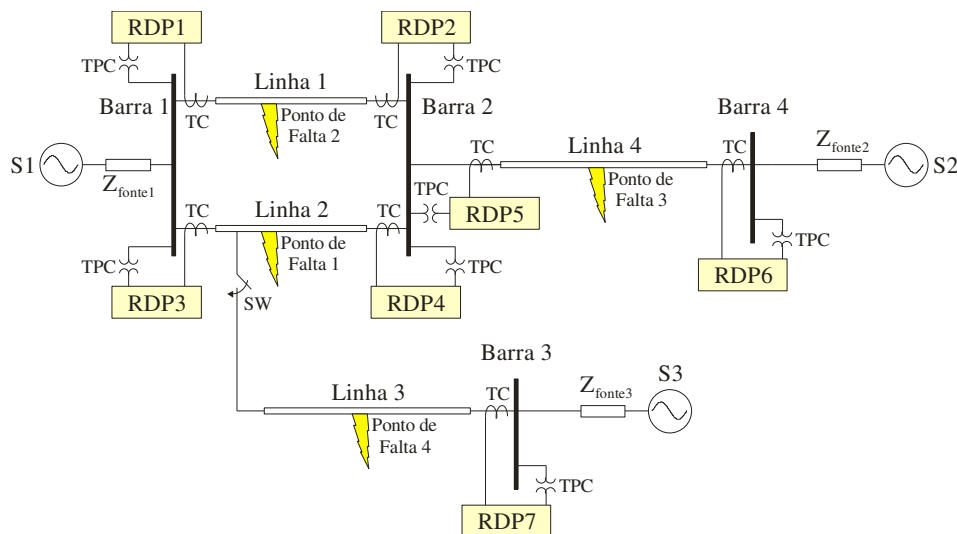


Figura 3.6. Sistema-teste modificado.

Tabela 2.2. Estrutura das torres de transmissão.

Condutor	Distância horizontal a partir da referência (ft)	Altura da torre (ft)	Altura dos condutores no meio da linha (ft)
1	0,0	64,0	38,0
2	30,25	64,0	38,0
3	60,50	64,0	38,0

Tabela 3.3. Parâmetros de sequência das linhas LT1 e LT2.

Sequência	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Susceptância ($\mu\text{mho}/\text{km}$)
Zero	2,46349E-01	1,33113	1,80723
Positiva	9,37011E-02	6,77849E-01	2,42979

Tabela 3.4. Parâmetros dos equivalentes de Thévenin.

Sequência	Equivalente S1	Equivalente S2	Equivalente S3
Tensão (p.u.)	1,00	0,95	0,97
Impedância (Ω)	Seq. Zero	6,10+j16,70	4,10+j14,70
	Seq. Pos.	2,70+j8,37	1,70+j6,37

Visando comparar o sistema original implementado no ATP com o sistema modificado implementado no CAPE, foram simulados alguns curto-circuitos em diversos pontos do sistema, considerando situações nas quais a linha LT3 se encontra conectada ou desconectada da linha LT1.

O diagrama unifilar obtido via CAPE é mostrado na Figura 3.7.

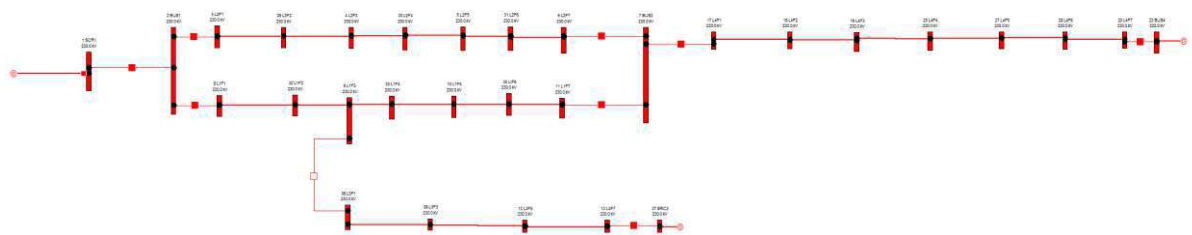


Figura 3.7. Diagrama unifilar desenhado no CAPE .

Antes de iniciar as simulações é preciso calcular a relação de transformação dos TC, o que é feito através da relação entre a corrente de curto-circuito trifásica e a constante F_s (fator de sobrecorrente do TC).

A corrente de curto-circuito trifásica é obtida aplicando uma falta trifásica no local desejado, neste caso nas LT. Para aplicar uma falta trifásica, a fim de calcular a relação de transformação, clica-se no local desejado sobre a LT com o botão direito do *mouse*. Nesse

instante, o CAPE fornece a janela mostrada na Figura 3.8. Em seguida, seleciona-se a opção *close-in fault*. Uma nova janela será aberta, (Figura 3.9), oferecendo opções dos tipos de falta. Neste caso, selecionou-se a opção falta trifásica (*three-phase*).

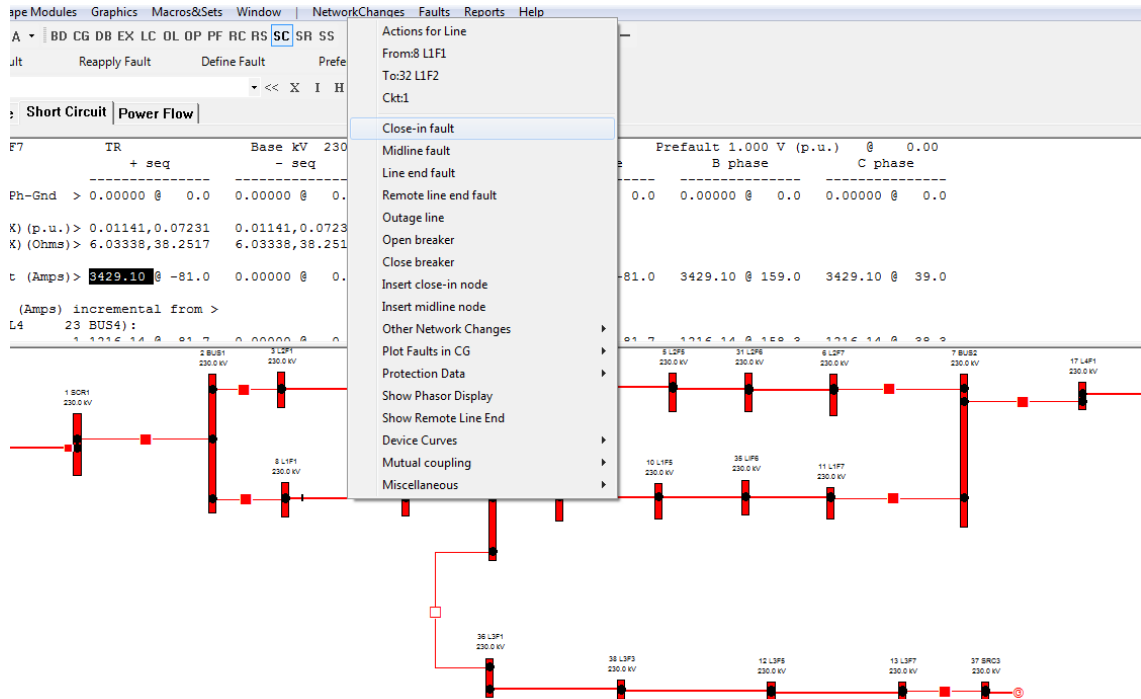


Figura 3.8. Janela de opção de aplicação de falta.

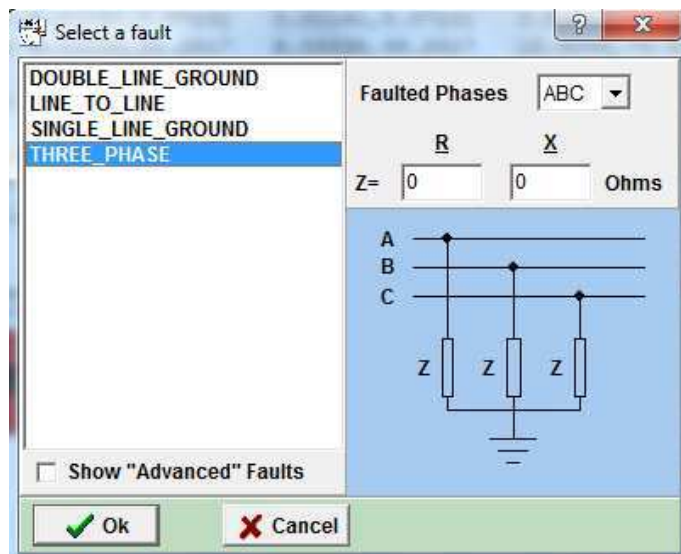


Figura 3.9. Janela de seleção do tipo de falta.

O CAPE então, apresenta na sua área gráfica o diagrama com os valores de corrente inicialmente, para um curto aplicado no início da LT2 (Figura 3.10). Neste instante, é possível realizar os cálculos das relações de transformação dos TC.

A corrente de curto-circuito trifásica para este caso foi de $I_{cc,3\phi} = 15.915 \text{ A}$. Considerando $F_s = 20$, tem-se:

$$RTC = \frac{I_{cc,3\phi}}{F_s} = \frac{15.915}{20} = 795,75 \text{ A}.$$

Como este valor deve ser inteiro, segundo a norma ANSI (*American National Standards Institute*), os valores de relação de transformação do TC devem ser de: 10, 15, 25, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1200, 3000 e 4000 A. Neste caso, a RTC para este TC será de 800 A.

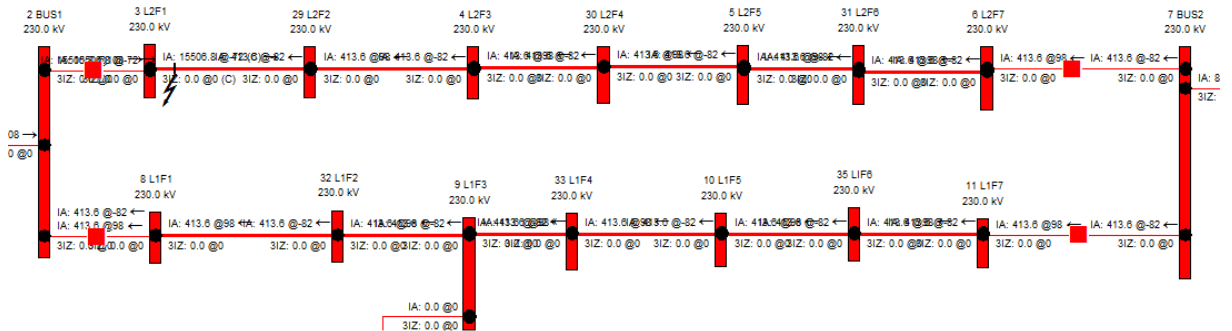


Figura 3.10. Curto-circuito trifásico aplicado no início da linha LT2.

Procedimento semelhante foi aplicado às linhas LT1 e LT4, considerando sempre o início e a extremidade da LT. Ao final, obteve-se a Tabela 3.5.

Tabela 3.5. Valores calculados das correntes de curto-circuito trifásicas e relações de transformação dos TC.

LT	1	2	4
Corrente de Curto Trifásica no início da linha	15.915 A	15.915 A	3429,10 A
Corrente de Curto Trifásica no fim da linha	3092,90 A	3429,10 A	6523,74 A
RTC para Curto Trifásico no início da linha	800 A	800 A	200 A
RTC para Curto Trifásico no fim da linha	200 A	200 A	400 A

Após a inserção dos equipamentos, linhas de transmissão e definição dos parâmetros, os passos seguintes foram: ajuste dos TC e ajuste e parametrização dos relés. No caso da implementação dos relés diferenciais no CAPE não é necessário o ajuste dos relés, pois o mesmo apenas compara as correntes de entrada e saída obtidas pelos TC.

Devido ao fato de cada relé possuir um TC local e estar também conectado com o TC da extremidade (devido à falta de um canal de comunicação), tem-se um total de oito TC no sistema. Ao inserir o TC no relé a tela mostrada na Figura 3.11 irá aparecer, na qual deve-se colocar a relação de transformação do TC correspondente, na opção *CT Ratio*. Para isso, os

valores fornecidos na Tabela 3.5 devem ser divididos por 5. Por exemplo, a RTC para o TC no início da LT4, denominado TC4_L4R1, é 40 A. A sua conexão escolhida em Y.

Figura 3.11. Janela de inserção e ajustes dos TC.

Após inserir os TC nos relés, o próximo passo consiste em conectá-los. Isso é feito clicando sobre o relé e em seguida, no botão *Connect CT*, conforme mostrado a Figura 3.12. A janela com a opção de escolha do TC irá aparecer, de forma que a escolhida, primeiramente, foi a *CT1_Phase*, que corresponde ao TC do terminal utilizado. Em seguida, seleciona-se o *CT2_Phase*, que corresponde ao TC do outro terminal, uma vez que deve ser feita a conexão dos dois TC da linha para cada relé existente na linha.

Apresenta-se na Figura 3.13 a janela para escolha do TC a ser conectado ao relé da LT4 e na Figura 3.14, a janela para conexão entre os TC e os relés da LT4. Conforme se vê, foram conectados dois TC, uma vez que a LT possui dois terminais. Caso a LT apresente três terminais, o *CT3_Phase* também deveria ser conectado.

Como o módulo utilizado foi o *System Simulator*, o campo *Contact Logic Code* deve ser preenchido com uma corrente diferencial que deverá ser calculada, neste caso *CDIFF_9*.

Esse mesmo procedimento foi aplicado para as linhas restantes. Com exceção da LT3, pois esta tem uma chave em um dos seus terminais, o que permite que esta linha seja desligada do restante do sistema, não interferindo na atuação do mesmo. Esse desligamento foi feito porque o CAPE não apresenta os recursos necessários para obtenção do estudo desejado com essa linha inserida.

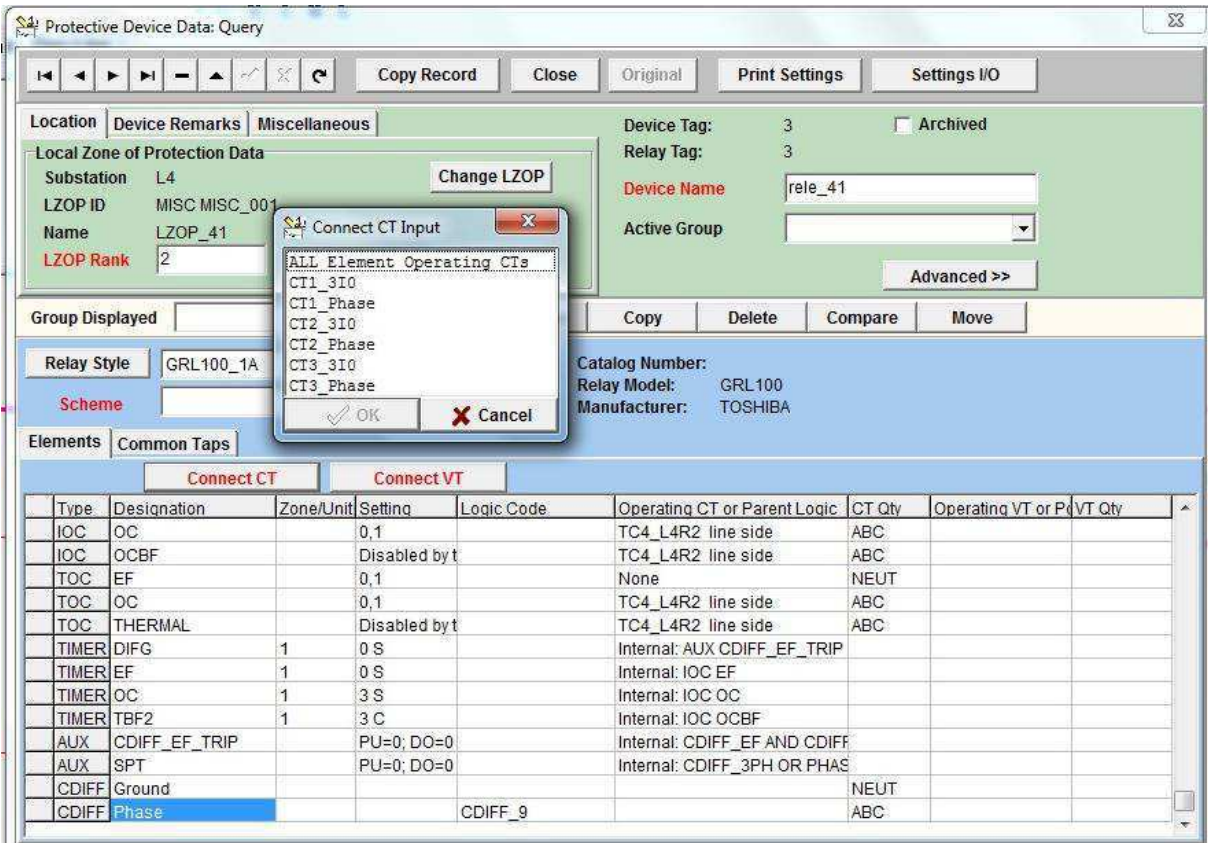


Figura 3.12. Janela para inserir a conexão entre os relés e os TC.

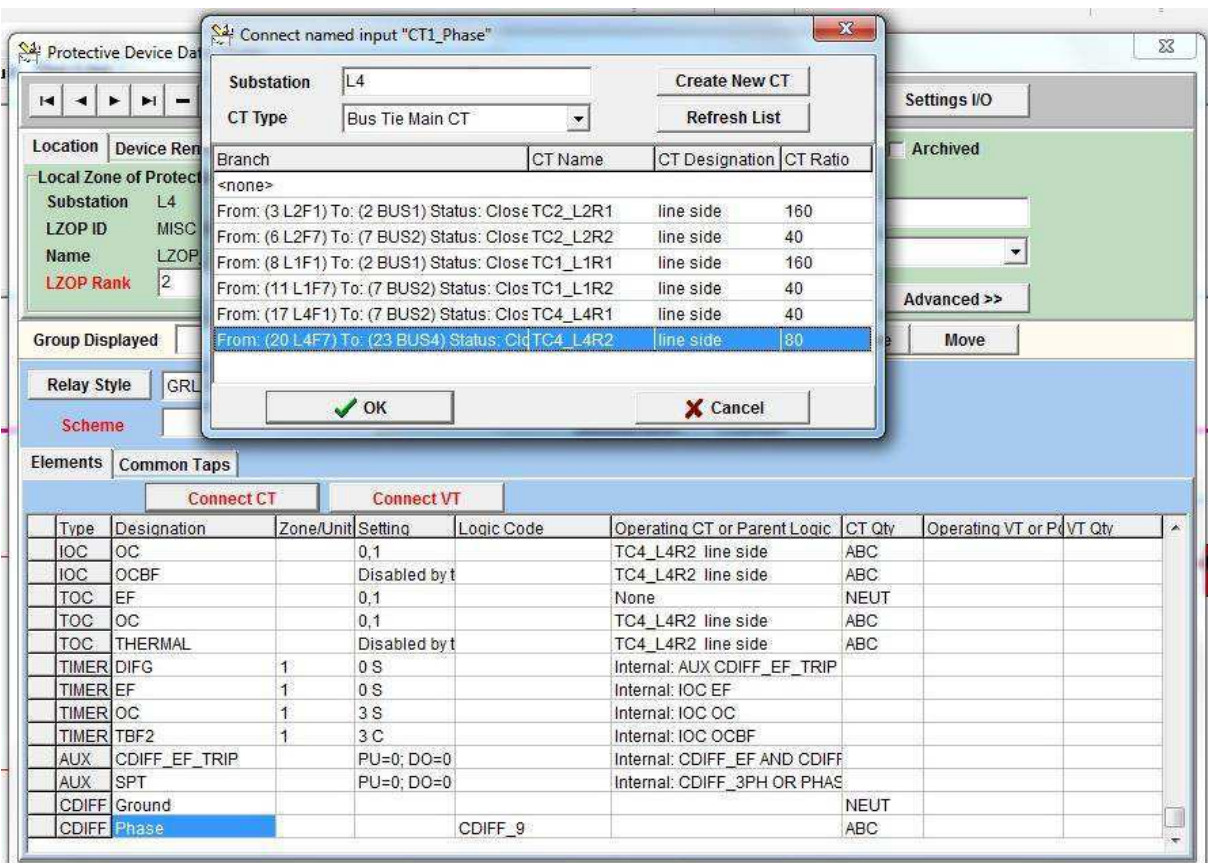


Figura 3.13. Janela mostrando os TC existentes no sistema.

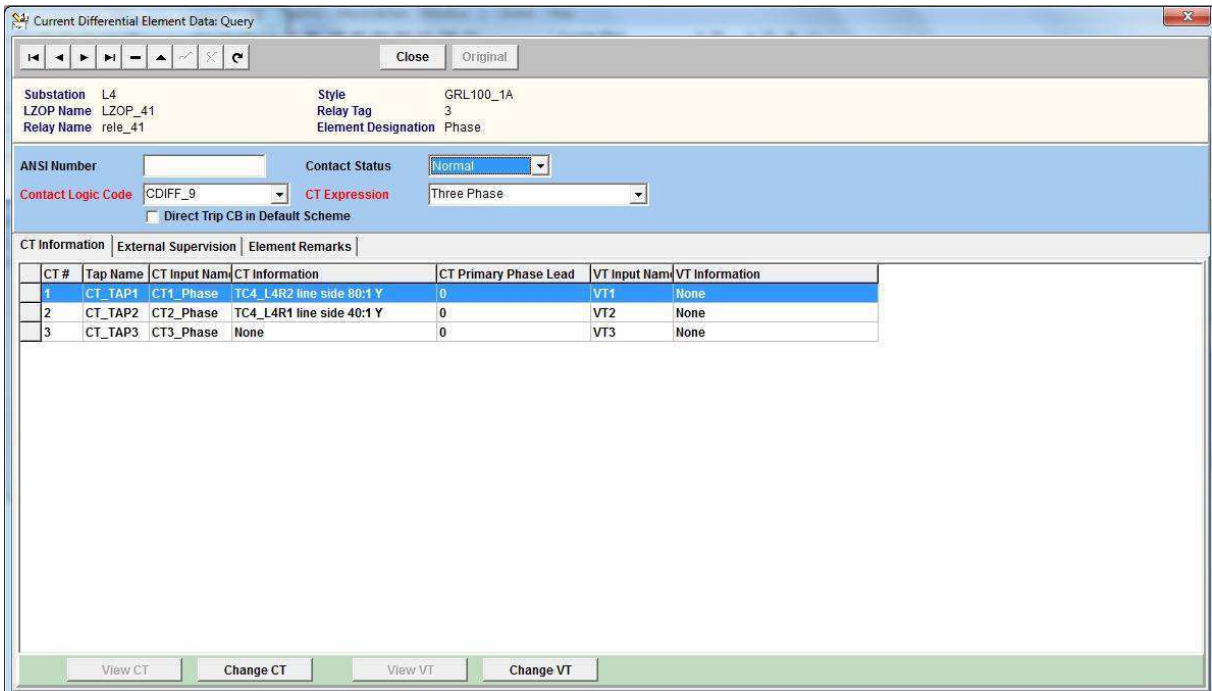


Figura 3.14. Janela apresentando os TC escolhidos para conexão com os relés da linha LT4.

3.4 RESULTADOS OBTIDOS

O estudo foi feito aplicando um curto trifásico na LT4. Conforme mostrado na Figura 3.15, conforme se vê, a atuação dos relés foi bem sucedida, visto que ocorreu a abertura dos dois disjuntores situados em cada extremidade da LT, confirmando assim, a atuação correta dos relés.



Figura 3.14. Abertura dos disjuntores da linha LT4 em condições de falta.

Em seguida, no módulo *System Simulator* verificou-se o valor da corrente de falta (Figura 3.16).

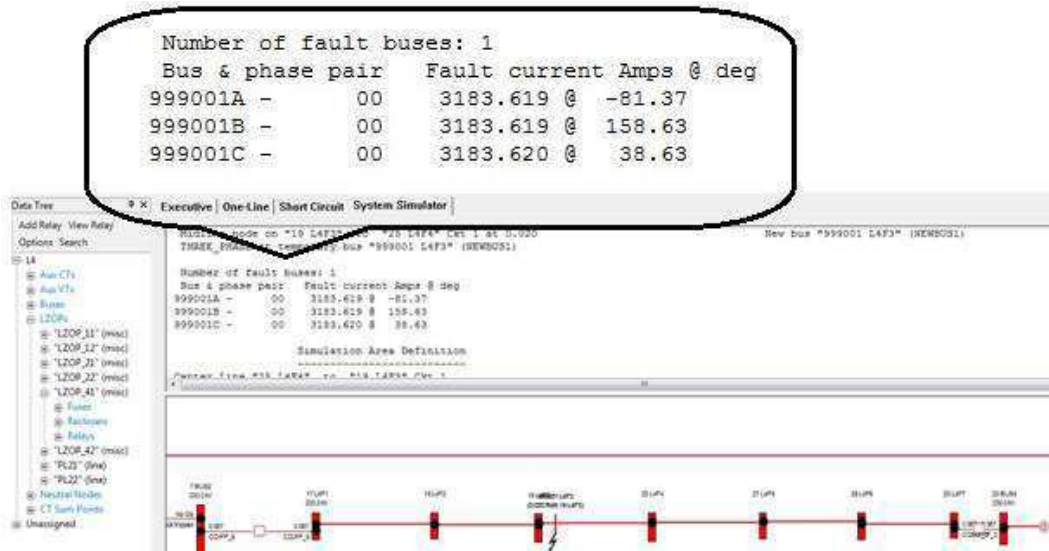


Figura 3.16. Valor da corrente de falta.

O relatório disponibiliza outras informações tais como: a LT na qual foi aplicada a falta, a zona de proteção que atuou ou não atuou, o tipo de zona de proteção, a corrente diferencial que foi calculada, especificada na hora de inserir o código, o tempo de atuação da zona de proteção o tempo de atuação do disjuntor, o tempo total e a corrente de falta após a abertura dos disjuntores, que neste caso está foi igual a zero, confirmando que os relés atuaram corretamente (Figura 3.17). Como pode ser visto, o tempo total para a abertura dos disjuntores foi de 0.050 segundos.

```
Backup LZOP at L4: MISC 10 LZOP_42: 3-pole
LZOP 0.017; Breaker 0.050; LZOP+Bkr 0.067 sec
Trip path CDIFF_2 rele_42 4 CDIFF Phase

Simultaneous trip at L4: Backup LZOP MISC 2 LZOP_41: 3-pole
LZOP 0.017; Fastest breaker 0.050; LZOP+Bkr 0.067
Slowest breaker 0.050; LZOP+Bkr 0.067 sec
Trip path CDIFF_9 rele_41 3 CDIFF Phase

Desired CTI: 0.300 seconds Available CTI: negative and infinite (no primary) CTI Defn: TB_LZOP - TP_LZOP

LZOP Summary Report
-----
LZOP Operating Times (s) predicted at 0.067 seconds from start:
Substation ID LZOP Name Type BkFlr InhBkr P/B Trip Path LZOP Breaker Total
-----
L4 2 LZOP_41 MISC F N Bkp CDIFF_9 0.017 0.050 0.067 Op in event 1 3-ph
L4 10 LZOP_42 MISC F N Bkp CDIFF_2 0.017 0.050 0.067 Op in event 1 3-ph

Logical breakers for all LZOPS asserted in this step:

LZOP Breaker type & location Bkr opening cyc Tripped by
-----
2 MISC BACKUP TIE Bus Tie "7 BUS2" to "17 L4F1" 3.0 Opened 3-pole DEFAULT_TRIP_CB_LOGIC
10 MISC BACKUP TIE Bus Tie "20 L4F7" to "23 BUS4" 3.0 Opened 3-pole DEFAULT_TRIP_CB_LOGIC

Network changes now in effect:
Close-in fault point on line "19 L4F3" to "25 L4F4" Ckt 1 at L4
Tie opened between "17 L4F1" and "7 BUS2" at L4
Tie opened between "23 BUS4" and "20 L4F7" at L4
Close-in THREE_PHASE at bus "19 L4F3"

Fault is cleared after 4.0 cycles 0.067 seconds Fault current 0.0E+00 A; bound= 1.0E-04
```

Figura 3.17. Relatório de atuação do sistema de proteção.

Os valores da corrente de falta para uma aplicação de um curto trifásico em outro ponto da LT são mostrados na Figura 3.18.

```

System Simulator - CLOSE-IN FAULT SIMULATION
-----
No network changes applied

No network changes previously stored
Fault at bus 19
Center bus 19 L4F3 Substation L4
SS_FAULT_COMMAND: APPLY_SILENT_FAULT THREE_PHASE CLOSE_IN_BUS

----- SYSTEM SIMULATOR -----

Fault 1 of 1:
Close-in fault point on line "19 L4F3" to "25 L4F4" Ckt 1 at L4
Close-in THREE_PHASE at bus "19 L4F3"

Number of fault buses: 1
Bus & phase pair Fault current Amps @ deg
19A - 00 3180.600 @ -81.37
19B - 00 3180.600 @ 158.63
19C - 00 3180.600 @ 38.63

```

Figura 3.18. Corrente de falta gerada em ponto distinto.

Após a realização das simulações, foi possível verificar a operação correta dos relés diferenciais, os quais extinguiram as correntes de falta quando detectadas pelos equipamentos de medição e fornecidas aos relés. Além do curto-circuito trifásico, foram simuladas faltas monofásicas e bifásicas.

Apresenta-se a seguir a simulação de uma falta monofásica na fase A na LT4 (Figura 3.19). Conforme mostrado (Figura 3.20), os relés atuaram corretamente. O valor da corrente de falta no instante da falta é mostrado na Figura 3.21.

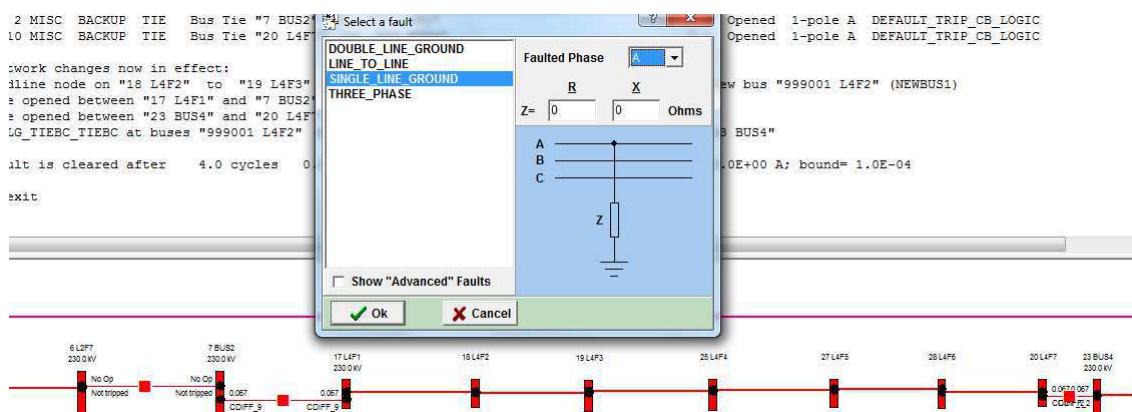


Figura 3.19. Simulação de falta monofásica na fase A da linha LT4.

```

2 MISC BACKUP TIE Bus Tie "7 BUS2" to "17 L4F1"
10 MISC BACKUP TIE Bus Tie "20 L4F7" to "23 BUS4"

Network changes now in effect:
Midline node on "18 L4F2" to "19 L4F3" Ckt 1 at 0.500
Tie opened between "17 L4F1" and "7 BUS2" at L4
Tie opened between "23 BUS4" and "20 L4F7" at L4
_SLG_TIEBC_TIEBC at buses "999001 L4F2" (NEWBUS1) "7 BUS2" "17 L4F1" "20 L4F7" "23 BUS4"

Fault is cleared after 4.0 cycles 0.067 seconds
Fault current 0.0E+00 A; bound= 1.0E-04
    
```

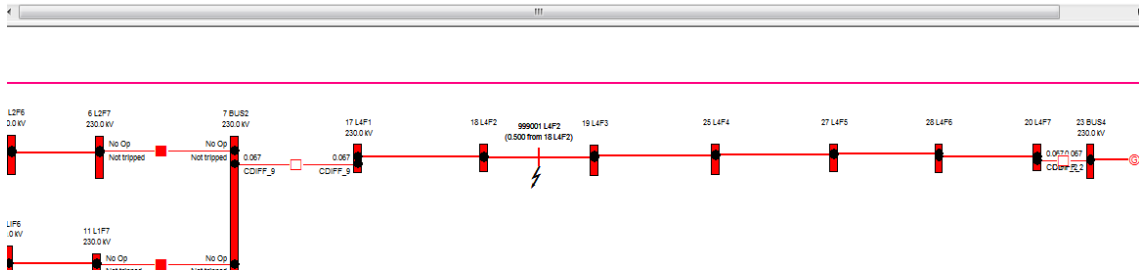


Figura 3.20. Simulação de falta monofásica na fase A.

```

----- SYSTEM SIMULATOR -----

Fault 1 of 1:
Midline node on "18 L4F2" to "19 L4F3" Ckt 1 at 0.500
SINGLE_LINE_GROUND at temporary bus "999001 L4F2" (NEWBUS1)

Number of fault buses: 1
Bus & phase pair   Fault current Amps @ deg
999001A -          00  2358.986 @ -80.07
    
```

Figura 3.21. Relatório: falta monofásica na fase A.

Procedimento semelhante foi aplicado às fases B e C da LT4 conforme mostrado nas Figuras 3.22, 3.23, 3.24 e 3.25.

```

2 MISC BACKUP TIE Bus Tie "7 BUS2" to "17 L4F1"
10 MISC BACKUP TIE Bus Tie "20 L4F7" to "23 BUS4"

Network changes now in effect:
Midline node on "19 L4F3" to "18 L4F2" Ckt 1 at 0.500
Tie opened between "17 L4F1" and "7 BUS2" at L4
Tie opened between "23 BUS4" and "20 L4F7" at L4
_SLG_B_TIECA_TIECA at buses "999001 L4F3" (NEWBUS1) "7 BUS2" "17 L4F1" "20 L4F7" "23 BUS4"

Fault is cleared after 4.0 cycles 0.067 seconds
Fault current 0.0E+00 A; bound= 1.0E-04
    
```

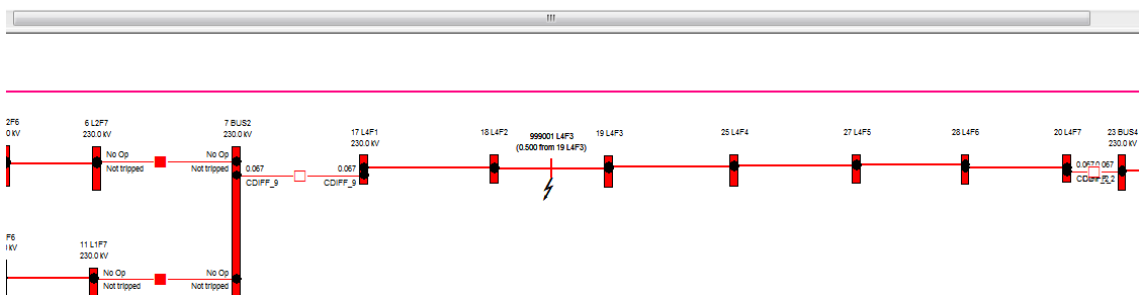


Figura 3.22. Simulação de falta monofásica na fase B.

```

----- SYSTEM SIMULATOR -----

Fault 1 of 1:
Midline node on "19 L4F3" to "18 L4F2" Ckt 1 at 0.500
SLG_B at temporary bus "999001 L4F3" (NEWBUS1)

Number of fault buses: 1
Bus & phase pair   Fault current Amps @ deg
999001B -         00   2358.986 @ 159.93
    
```

Figura 3.23. Relatório: falta monofásica na fase B.

```

Network changes now in effect:
Midline node on "18 L4F2" to "17 L4F1" Ckt 1 at 0.500           New bus "999001 L4F2" (NEWBUS1)
Tie opened between "17 L4F1" and "7 BUS2" at L4
Tie opened between "23 BUS4" and "20 L4F7" at L4
_SLG_C_TIEAB_TIEAB at buses "999001 L4F2" (NEWBUS1) "7 BUS2" "17 L4F1" "20 L4F7" "23 BUS4"

Fault is cleared after 4.0 cycles 0.067 seconds           Fault current 0.0E+00 A; bound= 1.0E-04
    
```

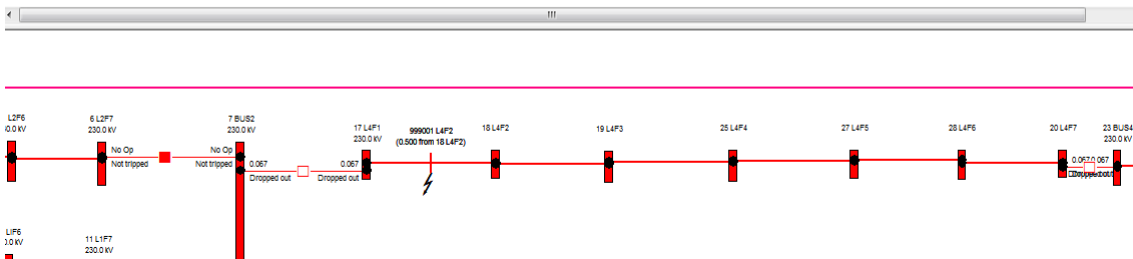


Figura 3.24. Simulação de falta monofásica na fase C.

```

----- SYSTEM SIMULATOR -----

Fault 1 of 1:
Midline node on "18 L4F2" to "17 L4F1" Ckt 1 at 0.500
SLG_C at temporary bus "999001 L4F2" (NEWBUS1)

Number of fault buses: 1
Bus & phase pair   Fault current Amps @ deg
999001C -         00   2448.601 @ 40.10
    
```

Figura 3.25. Relatório: falta monofásica na fase C.

Em seguida aplicou-se uma falta bifásica-terra entre as fases B e C da LT4 conforme mostrado nas Figuras 3.26, 3.27 e 3.28.

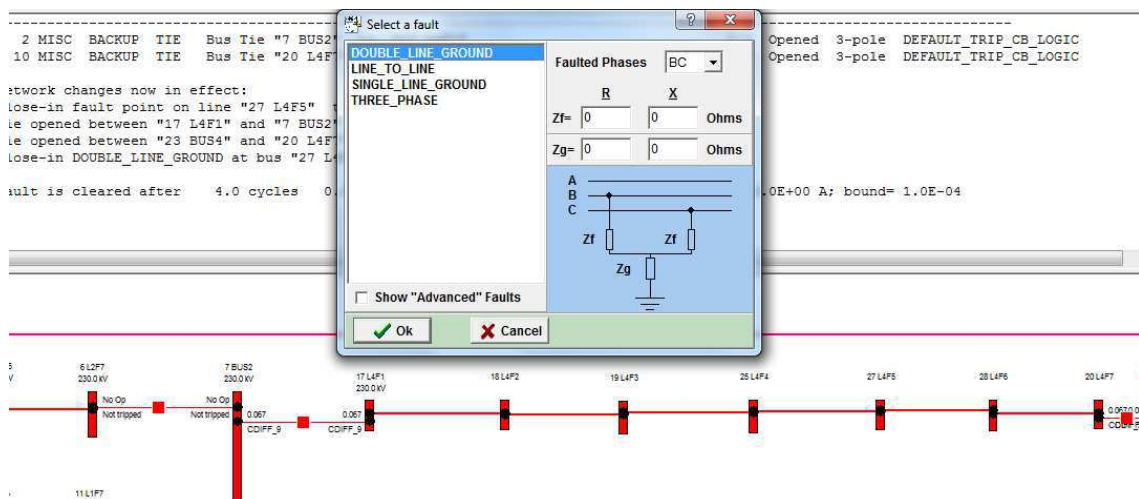


Figura 3.26. Simulação de falta bifásica-terra nas fases BC.

```

2 MISC BACKUP TIE Bus Tie "7 BUS2" to "17 L4F1"
10 MISC BACKUP TIE Bus Tie "20 L4F7" to "23 BUS4"
3.0 Opened 3-pole DEFAULT_TRIP_CB_LOGIC
3.0 Opened 3-pole DEFAULT_TRIP_CB_LOGIC

Network changes now in effect:
Close-in fault point on line "28 L4F6" to "27 L4F5" Ckt 1 at L4
Tie opened between "17 L4F1" and "7 BUS2" at L4
Tie opened between "23 BUS4" and "20 L4F7" at L4
Close-in DOUBLE_LINE_GROUND at bus "28 L4F6"

Fault is cleared after 4.0 cycles 0.067 seconds Fault current 0.0E+00 A; bound= 1.0E-04
    
```

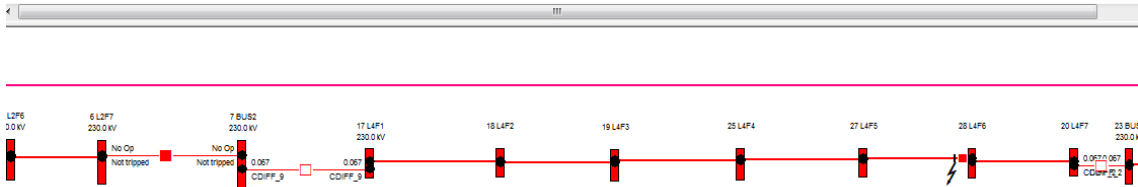


Figura 3.27. Resultado da simulação de falta bifásica-terra nas fases BC.

```

*** Event 1 starts at 0.0 c 0.000 s
Fault 1 of 1:
Close-in fault point on line "28 L4F6" to "27 L4F5" Ckt 1 at L4
Close-in DOUBLE_LINE_GROUND at bus "28 L4F6"

Number of fault buses: 1
Bus & phase pair Fault current Amps @ deg
28B - 00 6022.037 @ 171.15
28C - 00 5906.130 @ 28.52
Predicting LZOPs without breaker operations
    
```

Figura 3.28. Relatório: falta bifásica-terra nas fases BC.

Em seguida aplicou-se uma falta trifásica com impedância, $Z = 0,5 + j10$, na LT4, conforme mostrado nas Figuras 3.29 e 3.30.

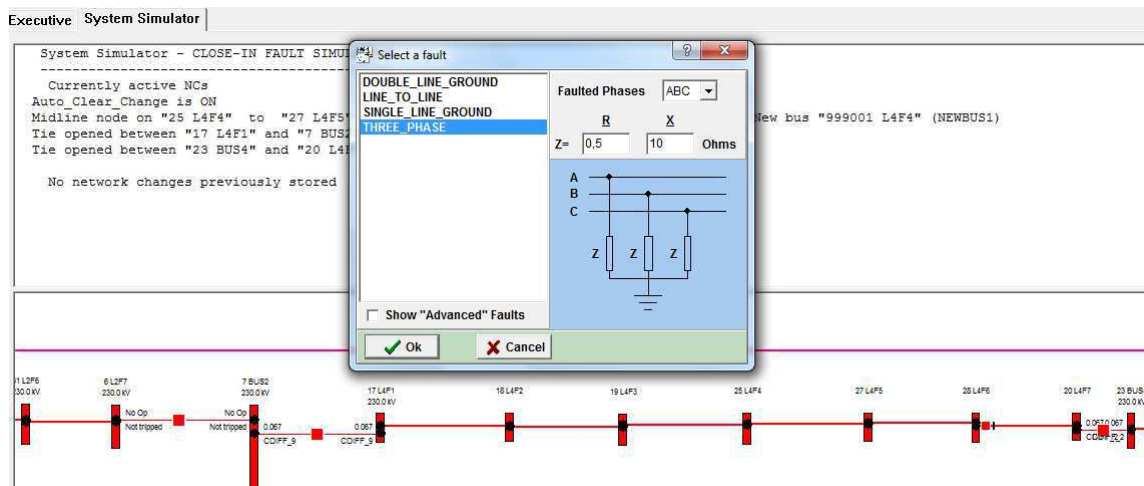


Figura 3.29. Simulação de falta trifásica com impedância.

```

*** Event 1 starts at 0.0 c 0.000 s
Fault 1 of 1:
Close-in fault point on line "28 L4F6" to "20 L4F7" Ckt 1 at L4
Close-in TPH_R0.5_X10 at bus "28 L4F6"

Number of fault buses: 1
Bus & phase pair Fault current Amps @ deg
28A - 00 4379.572 @ -82.59
28B - 00 4379.572 @ 157.41
28C - 00 4379.572 @ 37.41
Predicting LZOPs without breaker operations
    
```

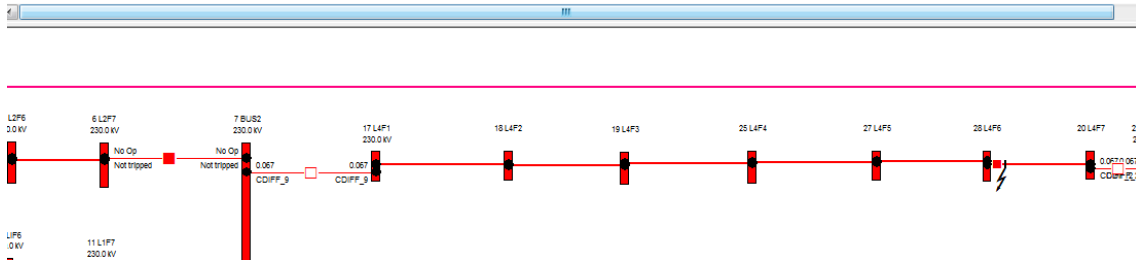


Figura 3.30. Resultado da simulação de falta trifásica com impedância.

Em seguida aplicou-se uma falta na barra 7 BUS2, com o intuito de confirmar a atuação correta dos relés (Figura 3.31). Conforme esperado, os disjuntores não abriram, mostrando a operação correta dos relés (Figura 3.32). O valor da corrente de falta foi de 2.579,013 A e a falta não foi extinta.

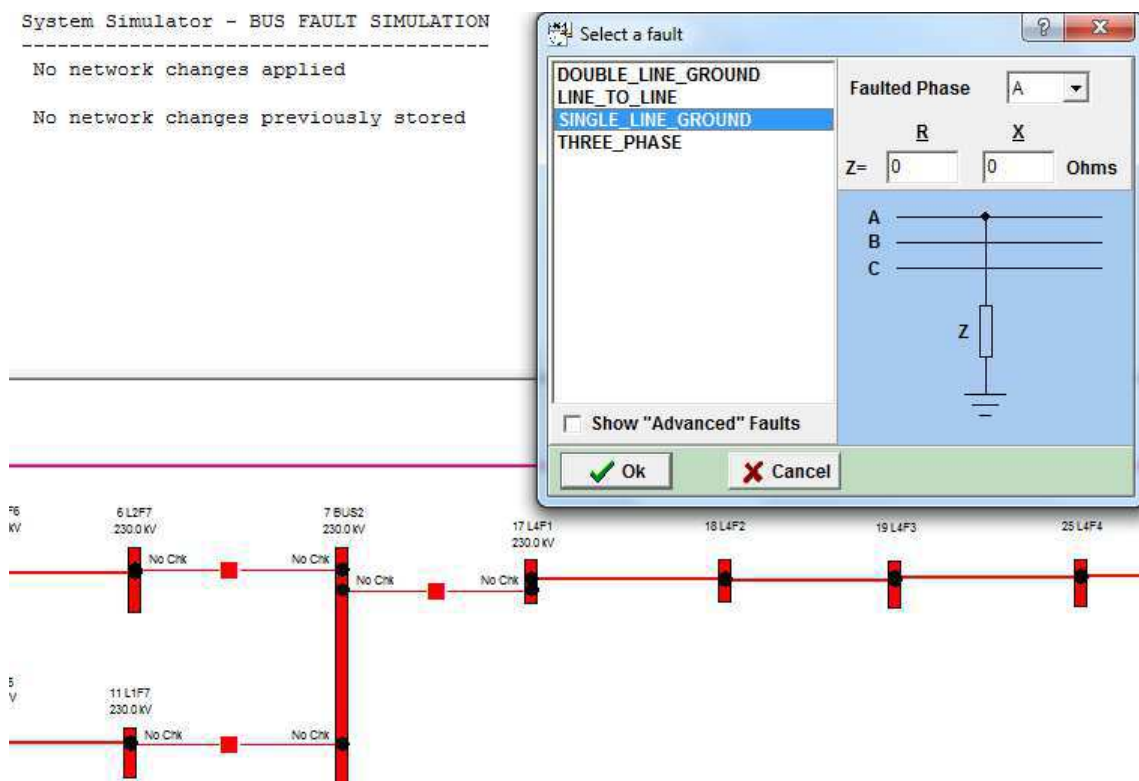


Figura 3.31. Falta monofásica na barra 7 BUS2.


```

Number of fault buses: 1
Bus & phase pair   Fault current Amps @ deg
7A - 00           2579.013 @ -79.76
Predicting LZOPs without breaker operations
-----

```

```

*****
*** No LZOP logic asserted in event 1 to 6.8 c 0.113 s; fault is not cleared ***
*****

```

```

Fault is not cleared after 6.8 cycles 0.113 seconds          Fault current 859.67 A; bound= 1.0E-04

```

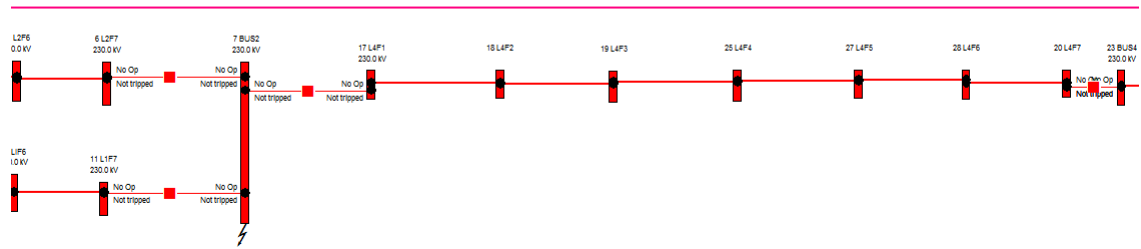


Figura 3.32. Resultado da simulação de falta na barra 7 BUS2.

4 CONCLUSÕES

Ao final do estudo realizado, pode-se afirmar que os ganhos obtidos foram relevantes. O aprofundamento obtido no tema proteção de sistemas elétricos e em particular, na função de proteção diferencial, resultou em um aprendizado importante na formação acadêmica.

Em relação ao estudo propriamente dito, observou-se que a implementação da função de proteção diferencial no *software* CAPE é limitada, visto que o *software* não possui modelos de canais de comunicação, o que requer a operação individual, ou seja, os relés operam independentemente das configurações de outros relés. Para compensar esta restrição, todos os TC nos terminais protegidos devem ser conectados. Entretanto, isso pode gerar resultados insatisfatórios ou limitar as análises a serem realizadas.

Outra desvantagem observada foi a indisponibilidade de gráficos para avaliar o funcionamento dos relés, ou seja, gráficos representando o Plano Operacional ou o Plano- α . Observou-se ainda, a indisponibilidade de regiões de operação marginal sob saturação do TC. Diante da falta destes recursos, não foi possível fazer uma análise detalhada do funcionamento dos relés, limitando-se apenas em mostrar a atuação dos relés operando corretamente sob condições de falta.

BIBLIOGRAFIA

ANDERSON, P. M., Power System Protection. IEEE Press Series on Power Engineering, Ed. McGraw-Hill, 1ª Ed., New York, 1999.

BARBOSA, D., Estimação de Frequência em Sistemas Elétricos de Potência através de Filtragem Adaptativa. Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo, 2007

BLACKBURN, J. Lewis and Domin, Thomas J. – Protective Relaying – Principles and Applications – 3ª Ed., New York, 2007 by Taylor & Francis Group, LLC.

CAMINHA, A. C., Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos, Ed. Edgard Blücher Ltda. São Paulo, 1977.

COTOSCK, K. R., Proteção de sistemas elétricos: uma abordagem técnico-pedagógica. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2007.

Differential Relay Models in the Computer-Aided Protection Engineering System (CAPE),” Prepared for CAPE Users’ Group by Electrocon International, Inc.;October 22, 2003.

Instruction manual line differential relay GRL - 100 ***B. Toshiba Corporation 2005.

KINDERMANN, G. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, Edição do autor, Vol. 1, 2ª Ed., Florianópolis, 2005.

KINDERMANN, G. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, Edição do autor, Vol. 2, Florianópolis, 2006.

MAEZONO, P.K., Curso de Proteção, Apostila da Virtus Consultoria e Serviços, 2004.

MOLAS, E.C., SILVA, K.M., Modelagem e Simulação da Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão no ATP.

REDE INTELIGENTE. Rede inteligente: por que, como, quem, quando, onde?. Rede Inteligente, 2009. Disponível em: < <http://www.redeinteligente.com/2009/08/11/rede-inteligente-por-que-como-quem-quando-onde/>>. Acesso em: 19 de Setembro de 2013.

TREETECH. Furnas moderniza sistema de paralelismo. Fonte: Revista Furnas, Novembro de 2005. Disponível em: <<http://www.treetech.com.br/pt/viewCase.php?id=1268660174>>. Acesso em: 25 de Setembro 2013.

TZIOUVARAS, D.A., ALTUVE, H., BENMOUYAL, G, ROBERTS, J., Line Differential Protection with an enhanced characteristic, SEL:Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.