



COPPE/UFRJ

DESEMPENHO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL
DE TRANSFORMADORES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Elton Flach

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Rio de Janeiro
Setembro de 2008

DESEMPENHO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL
DE TRANSFORMADORES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Elton Flach

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.

Prof. Antonio Carlos Ferreira, Ph.D.

Prof. Fujio Sato, D. Sc,

Prof. Marco Antonio Macciola Rodrigues, D. Sc,

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO DE 2008

Flach, Elton

Desempenho da Proteção Diferencial de Transformadores em Sistemas de Potência/ Elton Flach.

– Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2008.

XI, 109 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2008.

Referencias Bibliográficas: p. 106-107.

1. Proteção Diferencial. 2. Transmissão em Corrente Alternada. 3. Saturação de Transformadores. I. Oliveira, Sebastião E.M. de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

DEDICATÓRIA

*OFEREÇO ESTE TRABALHO
A MINHA MÃE HELOISA,
A MEU PAI ALFREDO,
A MINHA ESPOSA ROBERTA,
A MINHA IRMÃ DENISE E
A MINHA AFILHADA E SOBRINHA MARTA MARIA*

*OBRIGADO,
ELTON*

AGRADECIMENTOS

A Deus!

Ao Professor Sebastião, pela orientação oferecida durante o período da realização deste trabalho e, por suas palavras de encorajamento e incentivo.

Ao mestre e amigo, Juarez de Jesus Oliveira, por disponibilizar seu tempo e por seu auxílio neste trabalho.

Aos meus pais, Alfredo Jacinto e Heloisa Maria, a minha irmã Denise Maria, à minha esposa Roberta e, em fim, a toda minha família, pela compreensão dos tantos momentos em que estive ausente em virtude dos trabalhos do curso de mestrado.

São inúmeras as pessoas a quem deveria agradecer diariamente por contribuir com o meu crescimento e por me apoiar na realização dos meus sonhos. A todos, o meu muito obrigado.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

DESEMPENHO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL
DE TRANSFORMADORES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Elton Flach

Setembro/2008

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Programa: Engenharia Elétrica

Neste trabalho são avaliadas algumas das dificuldades para ação correta de relés diferenciais digitais aplicados a proteção de transformadores quando alimentando sistema de transmissão compensado por capacitores série frente aos impactos provocados por curto-circuitos.

A partir dos sinais trifásicos da resposta frente a curto-circuitos internos e externos a transformador delta – estrela ligado a linha de transmissão em circuito simples, são feitas simulações do desempenho da proteção e analisadas as respostas produzidas após pré-filtragem analógica e filtragem digital dos sinais obtidos. O objetivo é entender e reduzir possíveis efeitos que poderiam resultar em um desempenho inadequado do sistema de proteção.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

PERFORMANCE OF DIFFERENTIAL TRANSFORMER
PROTECTION IN POWER SYSTEMS

Elton Flach

September/2008

Advisor: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Department: Electrical Engineering

At this work, the correct action of digital differential relays applied to power transformer protection when feeding series compensated transmission systems are evaluated against short-circuits.

Starting from three-phase signal response produced by short-circuits in a delta – wye three-phase transformer connected to a single-circuit transmission system, simulations of the protection behavior are carried out and the response produced after analog and digital filtering are investigated. The objective is to understand and to reduce possible effects that might turn in an unsuitable protection system performance.

ÍNDICE

1	Introdução	01
1.1	Objetivo	05
1.2	Revisão Bibliográfica.....	06
1.2	Estrutura da Dissertação	12
2	Transformador	14
2.1	Introdução	14
2.2	Características Gerais	14
2.3	Uso de Relés Digitais para Proteção de Transformadores	19
2.4	Principais Funções de Proteção de Transformadores	19
3	Proteção Diferencial	21
3.1	Relé Diferencial	21
3.2	Proteção Diferencial Não Percentual	22
3.3	Proteção Diferencial Percentual	23
3.4	Característica de Operação do Relé Percentual	24
3.5	Proteção Diferencial em Transformadores de Potência	25
3.6	Esquemas de Proteção Diferencial de Transformadores	26
3.7	Problemas Associados à Proteção Diferencial de Transformadores	27
3.8	Principais Cuidados na Aplicação	28
4	O Sistema de Potência e o Sistema de Proteção	31
4.1	Introdução	31
4.2	O Sistema de Transmissão.....	31
4.3	Transformador de Corrente	32
4.4	O Sistema de Proteção	38
4.5	Filtro de Butterworth e Filtragem anti-aliasing.....	39
4.6	Algoritmos de Filtragem Digital	40
5	Resultados de Simulação do Desempenho da Proteção Diferencial ...	43
5.1	Curto-Circuito Trifásico	48
5.2	Curto-Circuito Fase-Fase	77
5.3	Curto-Circuito Fase-Terra	86
5.4	Curto-Circuito Fase-Fase-Terra	95
6	Conclusões e Sugestões	104
	Referências Bibliográficas	106
	Apêndice A	108

PRINCIPAIS SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

A / D	=	Analógico / Digital
ATP	=	Alternative Transients Program
CA	=	Corrente Alternada
CC	=	Corrente Contínua
CPU	=	Central Processing Unit
EAT	=	Extra Alta Tensão
EMTP	=	Eletromagnetic Transient Program
EPRI	=	Edson Politechnic Research Institute
EPRI/DCG	=	EPRI Development Coordinating Group
FIR	=	Filtro de resposta de impulso finito
IEEE	=	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IIR	=	Filtro de resposta de impulso finito
MATLAB	=	Matrix Laboratory
RTDS	=	Real Time Digital Simulator
S/H	=	Sample and Hold
TACS	=	Transient Analysis of Control System
TC	=	Transformador de corrente
TNA	=	Transient Network Analyser
C_F	=	Capacitância do filtro analógico
F_1, F_2	=	Fontes equivalentes para o Sistema de Transmissão CA

f_P	=	freqüência de corte do filtro de Butterworth (Hz)
f_S	=	freqüência síncrona (Hz)
h_1	=	Grau de compensação série do circuito BC de transmissão
h_2	=	Grau de compensação série do circuito CD de transmissão
i_m	=	Corrente de magnetização do TC referida ao secundário
i_P	=	Corrente no enrolamento primário do TC
i'_P	=	Corrente no primário do TC referida ao secundário
i_R	=	Corrente de perdas magnéticas do TC referida ao secundário
i_S	=	Corrente no enrolamento secundário do TC
L_F	=	Indutância do filtro analógico
L_m	=	Indutância de magnetização do transformador de corrente
L_P	=	Indutância do primário do TC referida ao secundário
L_S	=	Indutância do enrolamento secundário do TC
$mod ()$	=	Módulo da grandeza indicada
n	=	relação de transformação do transformador principal
N_1, N_2, N_3	=	Potência reativa da compensação em derivação do sistema CA
R	=	Parte resistiva da impedância vista pelo relé de distância
R_{ad}	=	Resistência (adicional) de carga do TC
R_B	=	Resistência do sinal de tensão de saída do TC
R_F	=	Resistência do filtro analógico

- R_m = Resistência de perdas magnéticas do transformador de corrente
- R_p = Resistência do enrolamento primário do TC
- R_s = Resistência do enrolamento secundário do TC
- RTC_1 = Relação de transformação dos transformadores de corrente ligados ao lado de 138 kV do transformador de potência
- RTC_2 = Relação de transformação dos transformadores de corrente ligados ao lado de 500 kV do transformador de potência
- $v_{\phi m}$ = Tensão induzida pelo fluxo mútuo do TC
- v_{in} = Tensão de entrada do filtro analógico no canal de corrente
- v_{out} = Tensão de saída do filtro analógico no canal de corrente
- ω_p = frequência de corte do filtro de Butterworth (rd/s)
- ω_s = frequência síncrona (rd/s)

1

INTRODUÇÃO

Os estudos de desempenho e a aplicação dos sistemas de proteção para transformadores e outros equipamentos são de vital importância para o aumento dos índices de disponibilidade de energia aos consumidores, para redução drástica das taxas de incidência de falha e para promover aumento da segurança do pessoal encarregado pela operação dos sistemas elétricos de potência.

O sistema elétrico de potência, composto por usinas geradoras de energia, subestações, transformadores elevadores/abaixadores e linhas de transmissão e distribuição, é o responsável pelo fornecimento da energia elétrica para os centros consumidores. Cada elemento do sistema possui funções distintas e características particulares. A principal função atribuída a este sistema é o fornecimento de energia dentro de um padrão de qualidade.

Garantir plenamente esta qualidade não é possível devido às faltas causadas por agentes externos e internos durante a operação do sistema de potência. As faltas podem ser do tipo permanente, irreversíveis, ou seja, após a abertura do disjuntor, a continuidade no fornecimento de energia não poderá ser restabelecida, ou podem ser do tipo transitórias ou temporárias e que ocorrem sem provocar danos físicos ao sistema, ou seja, após a atuação da proteção são removidas, com a operação do sistema podendo ser restabelecida sem maiores conseqüências.

Seria excelente projetar uma proteção que antecipasse os efeitos de todos os tipos de falta, mas se este sistema fosse tecnicamente viável, não seria econômico. Podemos simplesmente mitigar os efeitos dos curto-circuitos e de outros tipos de falta isolando o equipamento defeituoso o mais rápido possível, para reduzir ou eliminar os efeitos destrutivos da falta.

Logo, os sistemas de proteção existem para oferecer meios econômicos para a manutenção da continuidade dos sistemas elétricos de potência. A proteção atua

isolando a parte do sistema sob falta, minimizando os efeitos, tais como os citados anteriormente, e buscando garantir a continuidade do fornecimento de energia.

Apesar da crescente complexidade do sistema elétrico de potência, com a ampliação do número de interligações entre as malhas de transmissão de energia, em virtude do aumento da demanda, a evolução da tecnologia e a utilização de computadores nas aplicações de engenharia permitiram um avanço espetacular na área de processamento de sinais e proteção digital.

Os progressos alcançados pelos estudos e pesquisas na área de sistemas de potência desde os primeiros sistemas de transmissão de energia elaborados ao final do século 19 até os sistemas de transmissão de extra-alta tensão e submarinos, foram ladeados por avanços no campo de proteção dos sistemas elétricos.

Para efeitos deste estudo, o sistema de proteção é composto por um conjunto de relés de diferentes tipos, ou dependendo do caso, do mesmo tipo, e por disjuntores e transdutores.

A tarefa dos relés de proteção e dos esquemas de proteção é operar corretamente as chaves de interrupção (disjuntores) para isolar somente o equipamento com falha do sistema o mais rápido possível, assim minimizando os problemas e danos causados pelas faltas quando ocorrem.

Os possíveis danos causados por uma falta permanente são: danos no equipamento causando destruição e fogo; explosões em equipamento contendo isolamento à óleo; sobreaquecimento dos equipamentos; subtensões e sobretensões na vizinhança da falta; interrupção do fluxo de potência; redução das margens de estabilidade; operações incorretas devido ao desbalanço do sistema; e queda do sistema por perda do sincronismo.

As principais considerações necessárias para que um sistema elétrico de potência seja provido de proteção adequada são:

Confiabilidade - Alta confiabilidade não deve ser perseguida por si só, mais deve ser equilibrada economicamente, levando todos os fatores em conta. As operações incorretas podem ser atribuídas a uma das classificações seguintes: Projeto incorreto; instalação incorreta; configuração/ajuste incorreto; deterioração.

Seletividade - A proteção é organizada em zonas, que devem cobrir o sistema de potência completamente, não deixando nenhuma parte desprotegida. Quando uma falta ocorre, a proteção deve selecionar e disparar os disjuntores mais próximos.

Estabilidade - Este termo, aplicado à proteção em oposição a redes de potência, refere-se à capacidade do sistema permanecer inerte a todas as condições de carga e faltas externas à zona relevante.

Velocidade - A função de proteção automática deve isolar as faltas do sistema de potência no menor tempo possível. Os objetivos são salvaguardar o equipamento protegido e a continuidade da alimentação retirando cada perturbação antes que ela leve à perda de sincronismo, que causaria o desligamento de todo o sistema.

O carregamento do sistema produz deslocamentos de fase entre as tensões em pontos diferentes e, por isso, aumenta a probabilidade que o sincronismo seja perdido quando o sistema é perturbado por uma falta. Menor o tempo que se permite que uma falta permaneça no sistema, maior pode ser o carregamento do sistema.

O poder destrutivo de uma falta com alta corrente de curto é muito grande; ele pode desde queimar os condutores de cobre até soldar as laminações do núcleo em um tempo muito curto. A proteção deve funcionar o mais rápido possível; a velocidade, contudo, deve ser ponderada de forma econômica. Por esta razão, circuitos de distribuição para os quais as exigências da operação rápida não são muito severas são normalmente protegidos por sistemas classificados por tempo, mas parques geradores e sistemas EAT necessitam que a velocidade alcançada pela proteção seja mais alta; o único fator restritivo será a necessidade de operação correta.

Sensibilidade - Sensibilidade é um termo freqüentemente usado quando referimos a corrente mínima de operação de um esquema de proteção completo. Diz-se

que um esquema de proteção é sensível se a corrente primária de operação é baixa.

Relativamente à proteção diferencial, assunto da pesquisa reportada na presente dissertação, para contemplar os efeitos de saturação e outros, alterações da corrente mínima de operação são previstas a partir da adoção de taxas de inclinação (slopes) atribuídas à sua característica de operação. Outras características importantes associadas ao desempenho da proteção diferencial serão apresentadas no capítulo 3.

Quando o termo sensibilidade é aplicado a um relé individualmente, ele não se refere a um ajuste de corrente ou de tensão, mas ao consumo de volt-ampère na corrente mínima de operação. Para relés de C.C., a entrada de VA também representa o consumo de potência. A carga é, por isso, freqüentemente especificada em watts. Portanto, a utilização de especificações adequadas para sistema de proteção deve resultar em esquemas de proteção eficientes, confiáveis e rápidos.

1.1 – OBJETIVO:

O objetivo deste trabalho é discutir o desempenho do sistema de proteção diferencial de transformadores de potência quando alimentando linhas de transmissão de alta e extra-alta-tensão, frente aos efeitos de saturação gerados por problemas associados a este tipo de esquema de proteção. A partir dos resultados obtidos através de simulação computacional, analisar as dificuldades de ordem geral para atuação correta destes esquemas de proteção, e em particular quando aplicados a sistemas compensados por capacitores série.

Algumas destas dificuldades são relativas à própria resposta dos transformadores de corrente que, frente a componentes naturais em suas respostas (especialmente componentes unidirecionais), prejudicam a ação dos relés no que diz respeito à emissão ou não de ordem de comando de abertura do disjuntor associado.

No presente trabalho de dissertação, os desempenhos de dois algoritmos de proteção diferencial (Fourier e coseno) são analisados, levando-se em conta à necessidade de ação rápida inerente à proteção diferencial, para um sistema elétrico consistindo de uma linha de transmissão a circuito simples em 500kV conectada a um transformador elevador e duas fontes de tensão equivalentes em seus terminais e para os diferentes tipos de curto-circuito (fase-fase, fase-terra, fase-fase-terra e trifásico).

Este sistema foi representado no programa SIMULINK/MATLAB a partir do qual os sinais de corrente do primário dos transformadores de correntes são obtidos. Para simulação de desempenho do sistema de proteção diferencial foi utilizado um programa computacional escrito em linguagem FORTRAN, no qual são representados os modelos dos transformadores de corrente, dos filtros de Butterworth dos canais de corrente e a filtragem digital dos sinais discretizados. Os sinais de corrente do primário dos transformadores de corrente acima referidos são aplicados como sinais de entrada ao programa em linguagem FORTRAN de simulação do sistema de proteção diferencial.

1.2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA:

Dentre as inúmeras publicações disponíveis na área de proteção de sistemas elétricos de potência, a publicação [1] faz referência aos diferentes esquemas de proteção utilizados para os principais equipamentos e, em particular, aos esquemas de proteção diferencial convencional e de proteção diferencial percentual. Princípios e aplicações da proteção diferencial numérica são apresentados em [2], enquanto a seleção de transformadores de corrente foi baseada nas orientações da referência [3].

Além das publicações mencionadas acima, foram analisados diversos trabalhos, dentre os quais alguns são apresentados a seguir:

Na referência [4], Habib e Marin apresentam uma análise comparativa dos vários algoritmos existentes para a proteção diferencial de transformadores trifásicos. Após uma breve revisão do conceito, dos problemas associados com a proteção diferencial de transformadores, e das soluções existentes implementadas com relés convencionais eletromagnéticos, os algoritmos para proteção digital são mencionados. Alguns destes algoritmos são baseados em métodos convencionais para a proteção antiga, eminentemente analógica, enquanto outros se adaptam perfeitamente à tecnologia numérica digital. O estudo leva à definição de diferentes algoritmos para proteção diferencial percentual e do algoritmo de restrição harmônica DFT na implementação da proteção digital do tipo diferencial para transformadores trifásicos. Estes algoritmos são classificados em relação a dois diferentes índices de desempenho definidos em função de seus tempos de execução e de suas respostas em frequência. Atenção especial é conferida pelos autores à questão da filtragem da corrente transitória de energização a circuito aberto.

Na referência [5] o autor apresenta um exame dos efeitos de falhas primárias e residuais, assim como dos acoplamentos das fases e de linhas vizinhas, na sensibilidade dos ajustes de operação de um sistema de proteção diferencial para linhas de EAT, quando aplicado na proteção de linhas dotadas de abertura e religamento monopolares. Ele informa que os ajustes da proteção diferencial apresentam complexidade elevada quando está é aplicada a linhas não compensadas. A análise de desempenho e a simulação digital das linhas de EAT na faixa de 345 kV a 1500 kV revelaram que as

falhas residuais, as tensões de recuperação, e o acoplamento de linhas vizinhas são suficientemente altos e geram efeitos adversos no desempenho, na sensibilidade de operação da proteção diferencial e dos outros algoritmos da proteção.

Os efeitos da saturação devido à energização sob carga de transformadores de potência são discutidos na referência [6]. Um modelo de circuito de segunda ordem é utilizado para investigar o fenômeno cujos efeitos diferem dos conhecidos associados à energização em vazio. Com premissas e simplificações racionais, uma solução analítica para a evolução do fluxo principal do transformador ao longo do tempo é obtida. Um fenômeno transitório decorrente da energização do transformador, e especificado como "ultra-saturação", é apresentado como condição mais severa para teste da operação segura da proteção diferencial do transformador. É demonstrado que os fenômenos indicados ocorrem se determinadas condições forem satisfeitas. Este trabalho revela a importância da análise transitória de desempenho dos transformadores de potência.

Hosemann e Steigerwald apresentam na referência [7] um novo método digital para detecção rápida e confiável da saturação do transformador de corrente para curtos circuitos simples e múltiplos. A função de proteção é independente do número das fases envolvidas no curto-circuito e também independente das propriedades magnéticas dos transformadores de corrente, incluindo o efeito de fluxo residual. A fim de conseguir isto, as correntes secundárias das três fases são transformadas em fasores. No estado não saturado suas trajetórias são círculos. Um resultado da detecção rápida é que a proteção diferencial pode ser ajustada a uma sensibilidade mais elevada do que em dispositivos conhecidos de proteção. Isto garante a operação confiável mesmo no caso de faltas com correntes fracas de curto-circuito. Os autores ressaltam, ainda, a aplicabilidade da metodologia de detecção para as diferentes áreas de utilização da proteção diferencial (barramentos, transformadores, geradores, linhas de transmissão, etc.).

Na referência [8] Stringer e Dalke advogam o uso da proteção diferencial de terra para proteção de transformadores e geradores aterrados através de impedância. Por causa de sua seletividade inerente e velocidade de operação, a proteção diferencial de terra fornece uma proteção excelente contra faltas de terra. Contudo, vários fatores devem ser considerados quando a proteção diferencial de terra é aplicada a

equipamentos de um sistema de potência. Esses fatores incluem o tipo e características do equipamento a ser protegido.

Na referência [9], os autores apresentam um modelo de transformador de potência para avaliar o desempenho do elemento diferencial de proteção em condições de faltas internas e externas à zona de proteção do mesmo, com atenção adicional para os fenômenos resultantes da energização e da sobreexcitação do transformador. O modelo elaborado é validado com testes em um transformador real. O trabalho ainda inclui um guia com recomendações para seleção adequada de transformadores de corrente destinados à aplicação da proteção diferencial. A modelagem de transformadores de potência é um meio econômico para análise de transformadores sob diferentes condições de operação. Os relés digitais diferenciais de corrente propiciam uma proteção rápida e confiável. Como mencionado pelos autores, esse relés fornecem subsídios para verificação dos efeitos associados a condições diferentes de operação dos transformadores. Da mesma forma como na presente dissertação, o trabalho confere a atenção devida à questão da compensação da relação de transformação do transformador principal e dos transformadores de corrente alimentadores da proteção diferencial.

Após um breve comentário sobre os problemas associados à proteção diferencial de transformadores ASEA, principalmente sobre a saturação dos transformadores de corrente, Einvall e Linders, na referência [10], apresentam uma proposta para um relé trifásico diferencial estático para proteção de transformadores. Os autores ressaltam que o relé apresenta grande sensibilidade à faltas, atuando para faltas internas aos enrolamentos dos transformadores em menos de 2 ciclos e para faltas mais severas em menos de 1 ciclo. Como demonstrado no trabalho, a solução possui bloqueio de operação para correntes de “inrush” e de sobreexcitação, implementado a partir da análise das frequências harmônicas presentes nos sinais de corrente. Ao final, os autores informam que o princípio descrito no artigo é validado por mais de 3.000 instalações bem sucedidas do relé ao redor do mundo.

Na referência [11] Zocholl e Benmouyal informam que os relés digitais ao executarem os algoritmos de proteção aplicam procedimentos matemáticos que produzem características analíticas que podem ser descritas precisamente através de

equações algébricas e diferenciais, criando a oportunidade de calcular a resposta a formas de onda específicas. Os autores apresentam a resposta dos relés para formas de onda tais como corrente de energização do transformador e falsa corrente diferencial em TC's de barramento em anel.

Como as aplicações ao longo do sistema têm diferentes requisitos de amostragem e processamento de sinais quando comparadas às aplicações tradicionais de proteção, os autores na referência [12] ressaltam que a atual facilidade de acesso aos sistemas de sincronização de tempo baseados nos satélites e os avanços na tecnologia dos computadores tornaram possível a sincronização de amostras dos relés de proteção dentro da faixa de 1 μ s. Dessa forma, esses relés podem fornecer medições fasoriais sincronizadas, o que elimina a necessidade de ter diferentes dispositivos para proteção, controle e análise do sistema elétrico de potência nas aplicações ao longo do sistema e nas aplicações tradicionais de proteção. O resultado é o aumento da confiabilidade do sistema de potência, com acesso a recursos mais simples para proteção, controle e análise de perturbações do que os fornecidos pelos métodos que usam diferentes fontes de informação.

Os autores na referência [13] descrevem que “Sympathetic Trips” são operações indesejadas do relé para condições de desequilíbrio carga, ou sobrecarga, que ocorrem durante ou imediatamente após faltas fora da seção protegida. As causas básicas do problema do “sympathetic trip” são o tipo e a conexão de cargas atendidas pelos alimentadores da distribuição. Existem duas classificações para “sympathetic trip”: aquelas referentes aos trips que ocorrem devido às condições de recuperação demorada da tensão, e aquelas onde eles ocorrem devido ao desequilíbrio carga durante uma falta fora da seção protegida. E apresentam duas soluções simples com relés, as quais dão a segurança necessária ao “sympathetic trip”, e mantêm a sensibilidade de detecção de faltas desejada.

Os autores da referência [14] indicam a necessidade de critérios de filtragem para diferentes relés e limitam a discussão aos relés que necessitem de medições precisas dos componentes dos sinais na frequência fundamental, tais como os relés de distância. Em seguida procedem à análise do problema de filtragem e apontam diferentes métodos de filtragem que possam atender aos requisitos estabelecidos. São

comparados o desempenho dos filtros CAL, coseno, de Fourier, de correlação, dos mínimos quadrados e Kalman. Dentro dos aspectos analisados, os autores verificam que para os relés de proteção que dependem de grandezas fundamentais precisas, o filtro ideal é um filtro de passa-banda estreito, com os filtros FIR apresentando vantagens sobre os filtros IIR. Os filtros FIR possuem zeros naturalmente em sua resposta de frequência. Esses zeros podem ser ajustados para rejeitar harmônicos exatamente. O filtro coseno de um ciclo é o que apresenta melhor desempenho. Ele rejeita os offsets de CC exponencialmente declinantes, rejeita todos os harmônicos, chega próximo da filtragem de passa-banda desejada e apresenta boa resposta a transientes. O desempenho do filtro coseno supera o do filtro de Fourier quando os offsets de CC estão presentes.

Na referência [15], Amin e Al-Abbas ressaltam que a seleção imprópria de transformadores de corrente pode resultar na saturação dos mesmos durante condições de falta que possam afetar a operação dos relés de proteção. Eles sugerem a utilização de um critério para seleção de TC's para relés de sobrecorrente digitais e ressaltam que mesmo TC's de pequena capacidade podem alimentar relés digitais instantâneos com bom desempenho destes. Este bom desempenho deve incluir, portanto, a função de sobrecorrente relativa tanto à proteção de distância quanto a relativa à proteção diferencial do presente trabalho de pesquisa.

Na dissertação de mestrado [16], Bernardes apresenta um procedimento completo para simulação da proteção digital diferencial aplicada a transformadores de potência com objetivo de emprego deste procedimento na avaliação do comportamento de relés comercialmente disponíveis. Diversas situações de faltas são simuladas no software ATP em um sistema diferencial de proteção aplicado a um transformador de 25 MVA. Além das situações típicas para o desempenho da proteção de distância sob faltas internas e externas, outras condições de interesse como sobreexcitação e energização do transformador principal são analisadas e efetivamente simuladas.

Na referência [17] os autores ressaltam que a função dos TC's como alimentação dos sistemas de proteção é transformar as correntes oriundas do sistema de potência para valores de baixa amplitude e fornecer isolamento galvânico entre a rede elétrica e os relés de proteção e outros instrumentos ligados ao seu secundário. Eles procuram resolver a questão de tratamento matemático das ondas de corrente de saída dos trans-

formadores de corrente distorcidas pelos efeitos de saturação magnética a partir da aplicação das redes neurais artificiais. O programa EMTP foi utilizado como ferramenta computacional para a simulação de desempenho do sistema elétrico utilizado para a produção dos dados de treinamento e de testes das redes neurais. Diversas redes neurais foram testadas, sendo que as arquiteturas recorrentes de Elman/Jordan apresentam os melhores índices de desempenho.

No presente trabalho, situações de falta interna e externa aplicadas a um transformador de potência inserido em um sistema de transmissão radial típico produziram dados de defeito, dos tipos simétrico e assimétrico, que foram simulados e disponibilizados pelo programa MATLAB. Destas simulações de defeito para os curtos fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra e trifásico resultaram arquivos contendo a resposta de corrente aplicadas aos transformadores de corrente componentes da proteção diferencial do transformador referido. Então, a partir da modelagem dos elementos dos canais de corrente típicos para as proteções diferenciais e implantação dos modelos associados em um programa escrito em linguagem FORTRAN, os sinais de saída de corrente secundária dos TC's foram obtidos, processados com o filtro Butterworth de segunda ordem, convertidos para a forma digital típica com 16 pontos por ciclo e, em uma última fase, processados pelos filtros digitais de Fourier dos tipos tradicional e coseno. Finalmente, a combinação deste sinais com a devida redução e de forma a compensar para a defasagem inerente à ligação delta - estrela, permitiu implementar o efeito da proteção diferencial associada ao transformador em questão. As faltas foram aplicadas antes e após o transformador e dos lados interno e externo limitados pelo posicionamento dos TC's de proteção. Condições pré-falta de transferência nula de potência e transferência elevada foram estabelecidas.

1.3 – ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO:

Este relatório de dissertação foi organizado em seis capítulos da seguinte maneira:

O capítulo 1 apresenta aspectos gerais, relativos ao tema deste trabalho. Inicialmente, procurou-se apresentar uma breve consideração sobre proteção de sistemas elétricos. Posteriormente, apresenta-se o objetivo do trabalho, a revisão bibliográfica e este descritivo da estrutura da dissertação.

No capítulo 2 são apresentadas informações sobre transformadores de potência, sua função nos sistemas de potência e sistemas para proteção destes equipamentos.

No capítulo 3 são apresentadas informações sobre os componentes básicos de um sistema de proteção de diferencial e sobre o modelo de proteção diferencial percentual que foi utilizado nos estudos computacionais realizados no trabalho para caracterização de seu desempenho quando de sua aplicação a um sistema de transmissão compensado por capacitores série.

No capítulo 4 são apresentados os sistemas de potência e o sistema de proteção utilizados neste trabalho, são discutidos aspectos relativos à seleção dos transformadores de corrente e apresentadas informações de interesse sobre a questão da filtragem digital. Os algoritmos referidos apresentam a função específica de extração da componente fundamental das correntes a 60 Hz, em escala reduzida pela ação dos transformadores de corrente.

No capítulo 5 são descritos os casos de simulação de curto-circuito executados, são apresentados os resultados obtidos e, em função destes, são discutidas algumas das dificuldades encontradas para a proteção diferencial de transformadores em um sistema de transmissão compensado por capacitores série no sentido de apresentar desempenho satisfatório.

INTRODUÇÃO

O capítulo 6 apresenta as conclusões finais e enumera sugestões de pesquisa, para investigação futura, sobre questões de interesse para a proteção diferencial não consideradas no presente trabalho de dissertação.

Finalmente, as referências bibliográficas utilizadas no trabalho são apresentadas em anexo.

2

TRANSFORMADORES

2.1 – INTRODUÇÃO

Os transformadores de potência são equipamentos de extrema importância e de alto custo nos sistemas elétricos de potência. Os transformadores se utilizam dos princípios da conversão eletromecânica de energia, mesmo sendo uma máquina estática (não tem partes mecânicas móveis). Funcionam transferindo energia elétrica de um circuito a outro, mantendo a mesma frequência e, geralmente, modificando os valores de corrente e tensão. Basicamente a função de um transformador é diminuir as perdas nos sistemas de transmissão com a redução da corrente requerida para transmitir a potência desejada.

2.2 – CARACTERÍSTICAS GERAIS

Um transformador é constituído de três elementos básicos: 1- Um enrolamento de entrada chamada de primário, que recebe a energia elétrica do sistema e que pode ser tanto de alta como de baixa tensão; 2- Um enrolamento de saída, chamado secundário, que entrega a energia à carga conectada aos seus terminais e que também pode ser tanto de alta quanto de baixa tensão. Pode ainda haver mais um enrolamento secundário, chamado de enrolamento terciário, para cumprir diferentes objetivos: alimentação de um sistema de cargas em baixa tensão, conexão de compensadores síncronos ou estáticos, conexão em delta para circulação de correntes de terceiro harmônico, alimentação de serviços auxiliares, etc; 3- Um núcleo magnético de material ferromagnético constitui, normalmente, o circuito magnético do mesmo, sendo responsável pelo acoplamento magnético entre os enrolamentos citados.

As bobinas (enrolamentos) de um transformador são isoladas eletricamente do núcleo e entre si também através de materiais isolantes especiais. O núcleo deve ser de um material de alta permeabilidade magnética e de baixa perda ôhmica. Seu formato varia de projeto para projeto, conforme sua aplicação e necessidade de isolamento.

O importante na fase de enrolamento de uma bobina é o número de espiras e seus elementos de isolamento, sendo também de interesse a forma das espiras e a disposição dos enrolamentos. Em geral, usam-se duas disposições construtivas:

- a) Enrolamentos concêntricos, separados por um cilindro de material isolante.
- b) Enrolamentos alternados, constituídos por discos ou bobinas.

Na disposição concêntrica, o enrolamento de baixa tensão deve ser montado na parte interior da bobina. Na disposição alternada, o enrolamento de baixa tensão deve ser montado na parte mais externa. As espiras devem ser as mais circulares possíveis. No caso de uma corrente elevada percorrer os enrolamentos, surgirá esforços mecânicos consideráveis que tendem a dar à bobina a forma circular se ela não a possuir, com eventuais danos para o enrolamento.

Um tipo relativamente recente de execução dos enrolamentos consiste em montá-los com folhas ou fitas de alumínio e cobre. Este tipo de enrolamento é utilizado normalmente para o lado de baixa tensão de transformadores de distribuição devido a suas correntes elevadas. São normalmente isolados com óleo ou a seco. Neste último caso, são isolados e impermeabilizados à base de resinas, sendo assim completamente protegidos para resistência frente à umidade agressiva. Este tipo de isolamento é um pouco mais cara.

O núcleo de transformadores de potência consiste basicamente de uma grande quantidade de chapas de Fe-Si de grãos orientados, montadas em superposição. As chapas possuem uma espessura variada e são fabricadas de acordo com padrões internacionais. As chapas de ferro-silício são laminadas a frio e em seguida submetidas a um tratamento térmico adequado que permite que os grãos magnéticos sejam orientados no sentido da laminação. São cobertas por uma fina camada de material isolante (elétrico) e fabricadas dentro de limites máximos de perdas eletromagnéticas. O dimensionamento do núcleo magnético deve ser feito equilibrando-se o número de espiras das bobinas com as dimensões do núcleo. Utilizando-se bobinas com poucas espiras, é necessário empregar um núcleo de ferro de grandes dimensões. No caso contrário (bobina com muitas espiras), o núcleo de ferro pode apresentar dimensões menores.

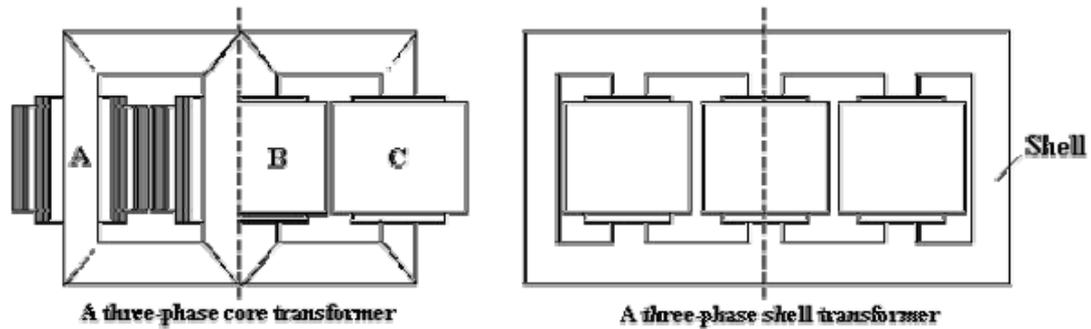


Figura 2.1 - Desenhos esquemáticos dos tipos de núcleo de transformador trifásico

O exemplo indicado do lado esquerdo na Figura 2.1 refere-se a um transformador de núcleo envolvido, de três pernas, no qual as bobinas envolvem o núcleo. No exemplo da direita, tem-se o exemplo de um transformador de núcleo envolvente, de quatro pernas, no qual vê-se que as bobinas são envolvidas pelo núcleo de ferro.

Também é relevante para a análise de desempenho dos transformadores de potência, observar a composição das perdas. Além das perdas no cobre dos enrolamentos (devidas à sua resistência), os transformadores e bobinas apresentam perdas magnéticas no núcleo.

Os materiais ferromagnéticos são passíveis de magnetização, através do realinhamento dos domínios, o que ocorre ao se aplicar um campo (como o gerado por um indutor ou pelo primário do transformador). Este processo consome energia e, ao se aplicar um campo magnético variável alternativo, o material tenta acompanhar este, sofrendo sucessivas imantações num sentido e noutro, e se aquece. Ao se interromper o campo, o material geralmente mantém uma magnetização, chamada magnetização remanente. Este comportamento é definido como histerese.

As perdas por correntes parasitas ou de Foucault são devidas à condutividade do núcleo e que forma, no caminho fechado do núcleo, uma espira em curto que consome energia do campo. Para minimizá-las, usam-se materiais de baixa condutividade, como a ferrite e chapas de aço-silício, isoladas uma das outras por verniz. Em vários casos, onde não se requer grandes indutâncias, o núcleo pode conter um entreferro, definido como uma separação ou abertura no caminho do núcleo.

Corrente de Magnetização (I_m) e de Perdas no Ferro (I_c)

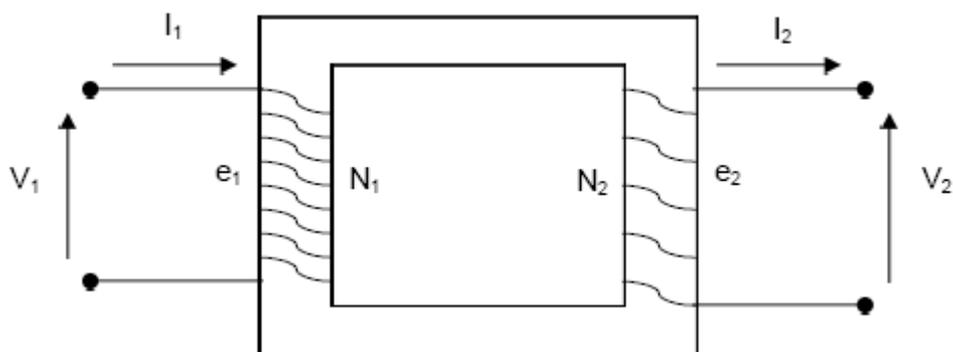


Figura 2.2 – Transformador de dois enrolamentos e grandezas elétricas.

Quando aplicamos uma tensão senoidal nos terminais da bobina do primário (figura 2.2), uma corrente passa a fluir por essa bobina, mesmo que os terminais do secundário estejam abertos (em vazio). Esta corrente é a corrente que vai gerar o fluxo magnético no núcleo de ferro e pode ser subdividida em duas componentes principais: A corrente de magnetização (i_m), requerida para produzir fluxo magnético no núcleo do sistema, e a componente de perdas no ferro (i_c), requerida para caracterizar as perdas por histerese e correntes parasitas no núcleo. A corrente de magnetização é a corrente que efetivamente vai produzir acoplamento magnético entre os sistemas elétricos adjacentes. É a que permite transferência de energia. A componente de perdas do ferro, como o próprio nome sugere, é a corrente responsável pelas perdas no núcleo por histerese e correntes de Foucault e que não se envolve com a transferência efetiva de energia entre seus enrolamentos.

Desta forma, podemos dizer que em num transformador onde o secundário se encontra a circuito aberto, a corrente que circulará na bobina do primário (I_1) é a chamada corrente de excitação (i_{ex}) e, portanto: $I_1 = i_{ex} = i_m + i_c$.

Se compararmos os valores de corrente primária do transformador requeridos para produzir determinado fluxo de núcleo de forma senoidal com aqueles indicados em curva de excitação em vazio, é possível construir a forma de onda de sua corrente transitória de energização i_m , como mostra a figura 2.3.

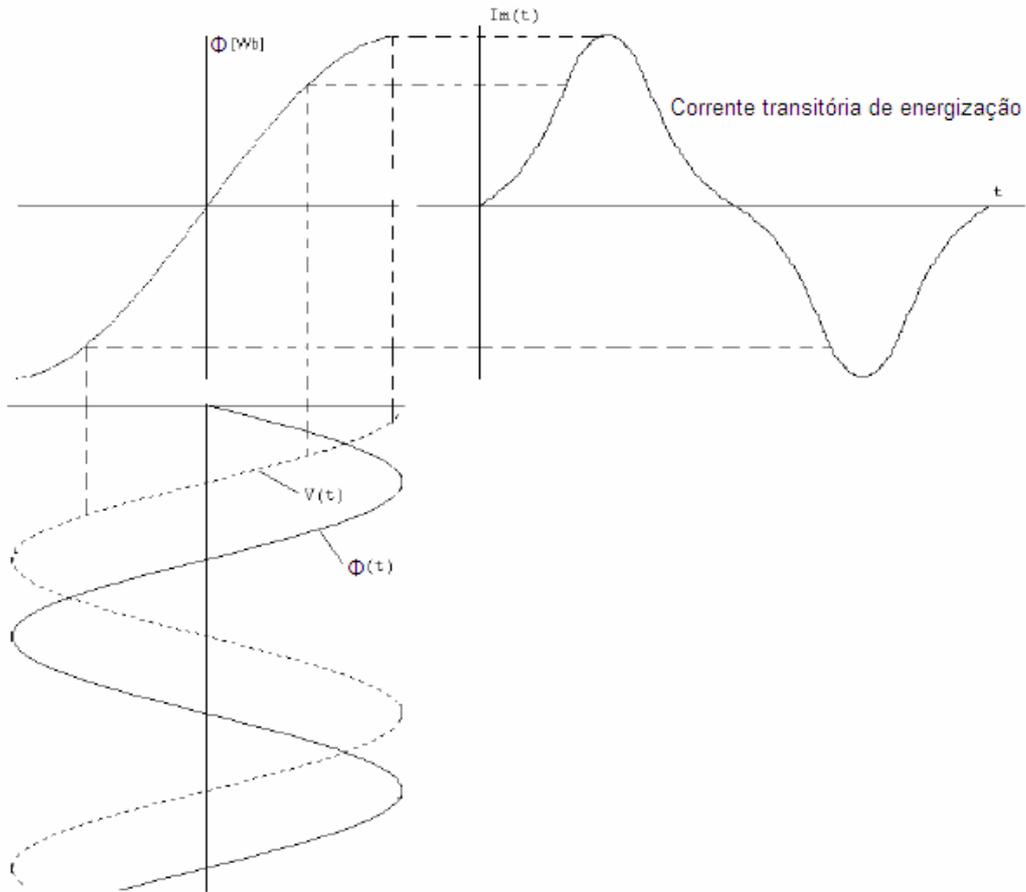


Figura 2.3 - Forma de onda da corrente transitória de energização causada pelo fluxo magnético saturado no núcleo do transformador.

Lembrando que $i_1 = i_{ex} = i_m + i_c$, a forma de onda da corrente de excitação em um transformador de potência apresentará o formato típico da figura 2.4 quando for submetido à aplicação de tensão senoidal a seu enrolamento primário.

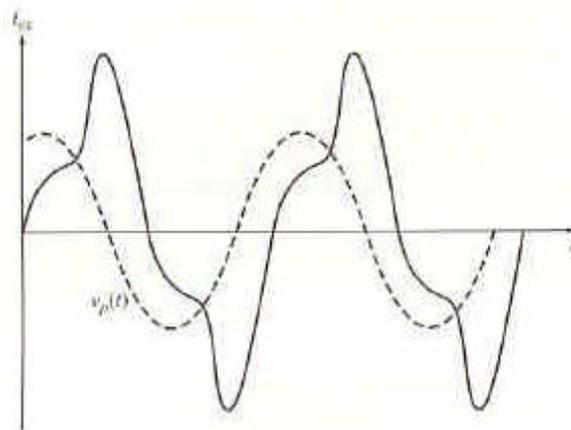


Figura 2.4 - Forma de onda da corrente de excitação total em um transformador típico sem carga no secundário.

Os aspectos abordados neste item são importantes para a compreensão da resposta dos equipamentos do sistema elétrico em estudo, quando de sua operação fora das condições normais.

Vale lembrar que a principal proteção utilizada em transformadores e autotransformadores com potência igual ou superior a 5 MVA é constituída por relés que operam segundo o princípio diferencial. Esta proteção deve ser complementada pelos dispositivos internos ao transformador e por relés de sobrecorrente de fase e de terra. Já nos transformadores com potência nominal de 100 MVA e acima, é recomendável o emprego de duas proteções diferenciais: uma ligada aos transformadores de corrente das buchas do transformador e outra cobrindo todo o vão de barramentos, em que estiver ligado o transformador.

2.3 - USO DE RELÉS DIGITAIS PARA PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES

Os relés digitais para proteção de transformadores operam com valores discretos das ondas de corrente de cada um dos enrolamentos e do neutro do transformador, após as mesmas terem sido filtradas analogicamente, amostradas a intervalos regulares e submetidas a algum algoritmo de filtragem digital.

A principal dificuldade que deve ser vencida na proteção de transformadores é garantir que ela não irá operar pela ação da corrente de magnetização que ocorre durante a energização deste equipamento ou durante ocorrências de sobreexcitação, nem durante faltas externas que provoquem saturação dos transformadores de corrente. Ao mesmo tempo, a proteção deve apresentar sensibilidade para operar em faltas internas de pequena magnitude.

2.4 – PRINCIPAIS FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES

As principais funções oferecidas por relés digitais de proteção de transformadores disponíveis no mercado são indicadas abaixo. Muitas destas funções estão agrupadas em um único relé de proteção

TRANSFORMADORES

Nº de Função	Descrição da Função
87T	Proteção diferencial percentual com restrição por harmônicos
87/50	Proteção de sobrecorrente diferencial instantânea (sem restrição)
50/51	Proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada – fase
50/51N	Proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada – residual
50/51G	Proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada – neutro
46/50	Proteção de sobrecorrente de seqüência negativa - instantânea
46/51	Proteção de sobrecorrente de seqüência negativa – temporizada
27	Proteção de subtensão
59	Proteção de sobretensão
59/81	Proteção de sobreexcitação
81U	Proteção de subfrequência
49	Proteção de sobrecarga
87G	Proteção diferencial restrito à terra

Tabela 2.1 – Principais funções de proteção digital para transformadores.

3

PROTEÇÃO DIFERENCIAL

A proteção diferencial foi um dos primeiros esquemas de proteção aplicados na proteção de equipamentos.

As faltas são detectadas pela comparação do sinal (corrente) que entra e sai da zona protegida. Devido à atuação rápida e seletiva deste esquema de proteção, ele é utilizado como proteção principal de equipamentos importantes do sistema de potência (geradores e transformadores, por exemplo). A zona de proteção é claramente definida pelo posicionamento dos transformadores de corrente.

3.1 – RELÉ DIFERENCIAL

O relé diferencial é um relé de uma única grandeza ligado em um arranjo diferencial a dois transformadores de corrente. A implementação do esquema de proteção diferencial é simples quando temos um único ponto de captação, isto é, os extremos da zona de proteção pertencem a um mesmo ponto geográfico. Neste caso os transformadores de corrente são diretamente conectados, através de cabos, aos dispositivos de proteção.

No caso onde temos dois pontos de captação, tais como cabos e linhas aéreas, os extremos da zona de proteção são distintos geograficamente e as correntes medidas devem ser transmitidas por longas distâncias para a comparação do sinal. A utilização de cabos piloto em linhas curtas e comunicação digital (via fibra ótica) em linhas longas são soluções para conexão dos transformadores de corrente aos dispositivos de proteção.

Os princípios básicos, como conhecidos há décadas, ainda são aplicados e são independentes da evolução tecnológica dos dispositivos de proteção. A proteção diferencial compara os valores medidos considerando a amplitude e fase do sinal. Isto é possível por uma comparação direta dos valores instantâneos ou por um vetor (fasor). Em cada caso a medição é baseada na Lei de Kirchhoff que define que a soma fasorial das correntes que entram ou deixam um nó devem ser nulas a qualquer instante de

tempo. A convenção adotada é: as correntes que entram na zona de proteção são positivas, enquanto as correntes que deixam a zona de proteção são negativas.

3.2 – PROTEÇÃO DIFERENCIAL NÃO PERCENTUAL

É a forma de proteção diferencial mais simples. O princípio de medição é mostrado na figura. Durante a operação normal ou uma falta externa as correntes secundárias circulam em sentidos opostos e nenhuma corrente atravessa o trecho do circuito onde o relé diferencial está situado. Durante uma falta interna o fluxo das correntes de falta é em direção ao local da falta, assim as correntes secundárias circulam no mesmo sentido e atravessam o trecho do circuito onde o relé diferencial está situado. A proteção diferencial só deverá atuar para faltas internas dentro da zona delimitada pelos transformadores de corrente. A operação do relé depende exclusivamente da diferença vetorial entre as correntes circulantes I_1 e I_2 . A única condição para a sua atuação é se a corrente diferencial (i_1-i_2) for superior a um valor previamente estabelecido.

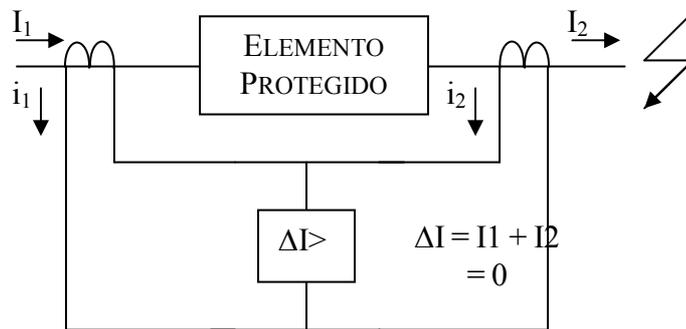


Figura 3.1. - Operação normal ou falta externa

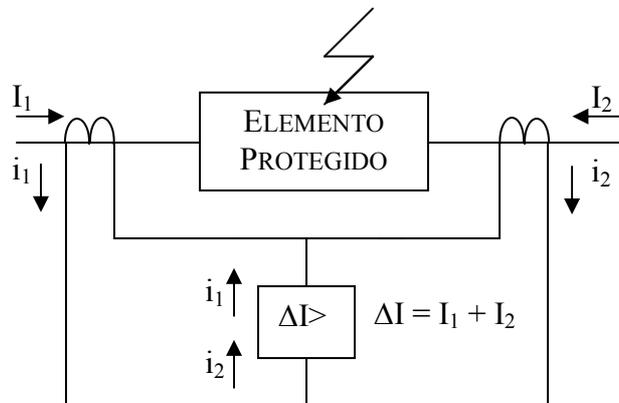


Figura 3.2 - Falta interna

3.3 – PROTEÇÃO DIFERENCIAL PERCENTUAL

O esquema de proteção diferencial percentual é uma versão modificada da proteção diferencial apresentada. A modificação consiste na inclusão de uma bobina de retenção como mostrada nas figuras 3.3 e 3.4.

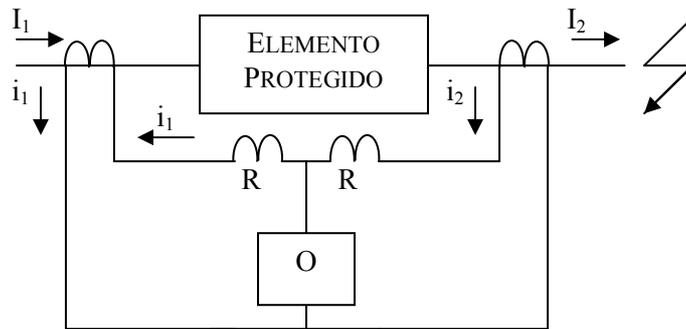


Figura 3.3 - Operação normal ou falta externa

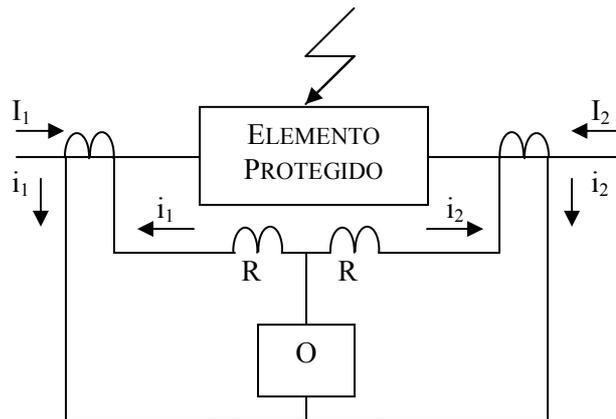


Figura 3.4 - Falta interna

Para as direções das correntes mostradas nas figuras 3.3 e 3.4, a corrente efetiva na bobina de retenção será $(i_1+i_2)/2$ e a corrente na bobina de operação será (i_1-i_2) . O torque produzido pela bobina de retenção é proporcional à $(i_1+i_2)/2$, pois i_1 circula numa metade da bobina produzindo torque negativo proporcional a $i_1/2$, e de forma análoga i_2 circula na outra metade produzindo torque negativo proporcional a $i_2/2$. Assim podemos observar que a bobina de retenção produz torque negativo não importando a direção da corrente.

Para uma falta externa, ou sob condição normal de operação, a corrente ($i_1 - i_2$) será nula e o torque produzido pela bobina de retenção será máximo, $(i_1 + i_2)/2 = i_1 = i_2$. Quando ocorre uma falta interna, i_2 torna-se negativo, a corrente na bobina de operação será $(i_1 + i_2)$ e a retenção depende da razão entre i_1 e i_2 . Com $i_1 = i_2$, a retenção será desprezível ou zero.

3.4 – CARACTERÍSTICA DE OPERAÇÃO DO RELÉ PERCENTUAL

A característica de operação pode ser representada por uma reta que separa o plano em duas regiões: operação e não operação.

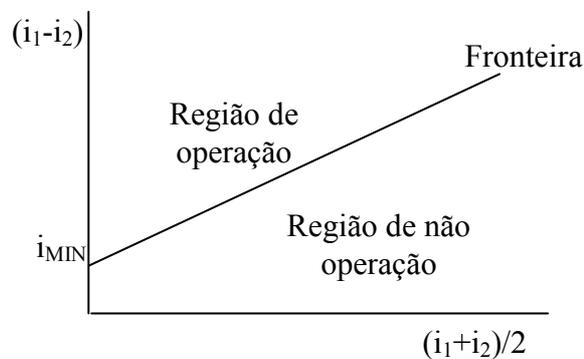


Figura 3.5 - Característica de operação de relé diferencial percentual

Em função da posição da falta temos as seguintes relações:

Para operação normal ou faltas externas:

$$I_{\text{OPERAÇÃO}} = i_1 - i_2 \approx 0 \quad I_{\text{RETENÇÃO}} = \frac{1}{2}(i_1 + i_2) \neq 0$$

$$\frac{|I_{\text{OPERAÇÃO}}|}{|I_{\text{RETENÇÃO}}|} \approx 0 \Rightarrow \text{Não opera}$$

Para faltas internas:

$$I_{\text{OPERAÇÃO}} = i_1 + i_2 \neq 0 \quad I_{\text{RETENÇÃO}} = \frac{1}{2}(i_1 - i_2) \approx 0$$

$$\frac{|I_{\text{OPERAÇÃO}}|}{|I_{\text{RETENÇÃO}}|} \approx \infty \Rightarrow \text{Opera}$$

O ajuste percentual ou de polarização será:

$$K_1 = \frac{|I_{\text{OPERAÇÃO}}|}{|I_{\text{RETENÇÃO}}|} = \frac{|(i_1 - i_2)|}{\frac{1}{2}|(i_1 + i_2)|}$$

Condições de operação: Se o K_1 resultante for maior do que o K_1 ajustado, o relé atuará; caso contrário não atuará. Além disso, é necessário que a corrente resultante, que circula no circuito de operação, seja superior a um valor mínimo (i_{MIN}), previamente ajustado.

3.5 – PROTEÇÃO DIFERENCIAL EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Os principais tipos de falta que afetam transformadores e autotransformadores podem ser classificados, quanto à natureza elétrica, conforme os seguintes grupos:

- Curtos-circuitos de fase (internos e nos terminais externos);
- Curtos-circuitos entre espiras;
- Defeitos a terra envolvendo os enrolamentos ou os terminais externos.

Os defeitos envolvendo os terminais e as espiras são mais comuns do que os interfásicos internos. Quanto às características dos defeitos, podem ser divididos entre de ocorrência inesperada e de ocorrência lenta.

Os primeiros, de ocorrência inesperada precisam ser detectados no menor tempo possível, minimizando as conseqüências sobre o equipamento, bem como o tempo de recuperação/reparo do mesmo. Quanto aos lentos, podem ser diagnosticados através de procedimentos e ações programadas tais como análise do gás ou do óleo.

As particularidades de cada falta determinam os requisitos necessários para o dimensionamento e definição do tipo de proteção e, portanto dos sensores responsáveis pela sua detecção. A intensidade das grandezas elétricas (tensão e corrente terminais) reflete condições anormais de operação, tais como:

- Correntes elevadas (superiores à nominal): defeitos terminais ou externos ao transformador;
- Correntes de baixa intensidade (da ordem de até 10% da corrente nominal): defeitos entre espiras;

- Presença de correntes de seqüência zero: defeitos envolvendo a terra.

3.6 – ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES

O desempenho da proteção é influenciado pelos seguintes fatores:

- A localização dos transformadores de corrente define a zona protegida. Podem ser utilizados transformadores de corrente de bucha do próprio transformador ou de disjuntor associado.
- Conexão/tipo de ligação do transformador, estabelece o tipo de conexão dos transformadores de corrente, objetivando o balanço das correntes passantes em função da defasagem angular e a relação de transformação do transformador.
- Desequilíbrios provocados pelas relações de transformação dos transformadores de corrente e do transformador, gerando corrente diferencial.
- A existência de corrente transitória de energização durante a energização do transformador.
- Fenômenos de saturação e erro de relação dos transformadores de corrente (inexatidão), provocam correntes diferenciais elevadas para as condições de carga ou de defeitos externos.

Esquemas com relés diferenciais percentuais para proteção

Estes relés são particularmente aplicáveis à transformadores de médio porte e aos mais afastados das fontes de geração.

A incorporação de restrição para faltas externas permite um ajuste mais sensível e maior rapidez de operação para baixas correntes.

Para faltas internas, a força de restrição desaparece ou se reduz muito em relação à de operação. A restrição é estabelecida por uma percentagem da corrente requerida pela bobina de operação do relé (podendo variar de 15% a 50%).

Relés diferenciais percentuais podem ser usados para proteção de transformadores, pois são sensíveis a correntes transitórias de energização, que ocorrem

na energização normal do transformador e também na remoção da falta, o que causa um aumento repentino na tensão nos terminais do transformador.

3.7 – PROBLEMAS ASSOCIADOS À PROTEÇÃO DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES

Algumas operações realizadas em transformadores podem causar o surgimento de correntes diferenciais indesejadas, que não representam defeito, mas que podem sensibilizar a proteção diferencial. Entretanto, em algumas dessas situações, não é esperada a operação do sistema, pois as mesmas não representam faltas internas ao transformador. Algumas dessas situações são apresentadas a seguir:

- Corrente Transitória de Energização: Devido à magnetização e a saturação do núcleo do transformador, durante a sua energização aparece um efeito transitório denominado corrente de “inrush” e sua magnitude é definida pela inclinação da característica de magnetização na região de saturação.

- Sobreexcitação do Transformador: A condição de sobreexcitação ocorre quando o transformador está submetido a um valor de tensão muito superior ao valor de tensão nominal. Nesta condição, o comportamento das correntes ante a variação de fluxo é não linear. Distorções nas correntes surgem como consequência dos harmônicos gerados, provocando um aumento nos valores de magnetização e também resulta em aumento na corrente diferencial que percorre o relé.

- Saturação dos TC's: A combinação dos níveis elevados de corrente, com substanciais conteúdos de componente C. C., e a existência de fluxo residual no núcleo do transformador de corrente, durante o instante da falta, produzem distorção na forma de onda da corrente secundária do dispositivo. Assim, a corrente secundária do TC não representa com fidelidade a corrente primária se o dispositivo saturar, comprometendo a operação correta do sistema de proteção.

3.8 – PRINCIPAIS CUIDADOS NA APLICAÇÃO

Dentro do princípio básico de funcionamento de um transformador de potência as correntes primárias e secundárias guardam entre si uma relação conhecida em condições operação normal ou faltas externas. Pode haver uma defasagem entre as correntes primárias secundárias conforme o tipo de ligação do transformador ou mudança de tap (manual ou automática).

As conexões dos transformadores de corrente para proteção diferencial de um transformador de potência delta-estrela são relevantes. Devemos conectar os transformadores de corrente em delta no lado do enrolamento em estrela do transformador de potência e em estrela no lado do enrolamento em delta do transformador de potência assim podemos compensar a diferença de fase entre as correntes primárias e secundárias do transformador de potência. É importante salientar que os relés diferenciais atuais, microprocessados, fazem a compensação automática da diferença angular que possa existir entre os lados de um transformador. Além disso, são programados para diferenciar os fenômenos resultantes da energização dos originados por faltas.

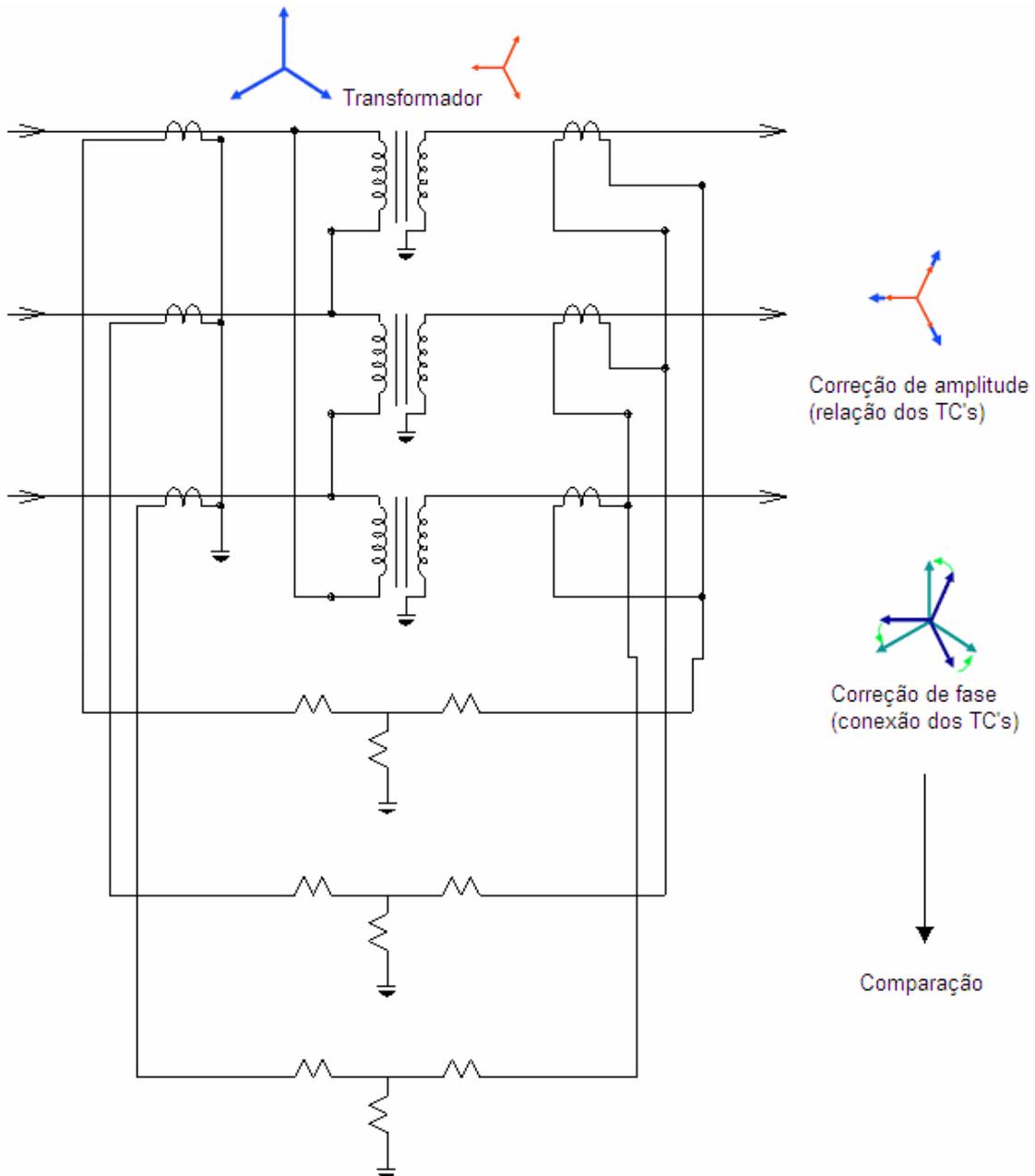


Figura 3.6 - Princípio da correção para comparação no relé diferencial

Influência de Correntes Harmônicas na Proteção de Transformador

Vários esquemas têm sido utilizados para a diferenciação entre as faltas internas e a corrente de magnetização, que são compostas de muitas harmônicas, especialmente para transformadores de grande porte e localizados próximos às fontes de geração.

O esquema que utiliza a restrição por harmônicos é atualmente o mais usado. Tem como princípio de funcionamento a retenção do relé mediante a utilização dos harmônicos presentes na corrente transitória de energização do transformador, principalmente os de segunda ordem. Permite-se assim, a adoção de correntes de atuação mais baixas sem riscos de atuação do relé no instante de energização do transformador.

4

O SISTEMA DE POTÊNCIA E O SISTEMA DE PROTEÇÃO

4.1 – INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentadas informações sobre o sistema de transmissão e fontes equivalentes escolhidos para definição do sistema elétrico de potência e o transformador a ser protegido pela proteção diferencial. Também são apresentados os modelos utilizados para representação dos elementos de transdução dos sinais trifásicos de corrente desenvolvidos pela rede de transmissão trifásica no ponto de localização da proteção diferencial.

A transdução analógica do sinal de corrente foi feita para cada fase do sistema trifásico na presente dissertação utilizando-se um transformador de corrente (TC) monofásico típico, selecionado para fazer frente às correntes esperadas de curto-circuito, seguido por um filtro de Butterworth de segunda ordem escolhido para eliminação das componentes de alta frequência.

O sinal de saída dos filtros tem o ganho do filtro de Butterworth corrigido, e este sinal é combinado numericamente no sistema de proteção para compensar as relações de transformação e diferença de fase dos sinais do primário e secundário do transformador de potência referidos aos secundários dos respectivos transformadores de corrente.

4.2 – O SISTEMA DE TRANSMISSÃO

A figura 4.1 mostra o sistema de transmissão utilizado para a geração dos sinais de corrente nos pontos de localização (barramentos A e B) da proteção diferencial dos transformadores de 138 / 500 kV, 1 x 1200 MVA, reatância 8%, ligação delta – estrela aterrado, que aparecem entre a fonte F_1 e o sistema de transmissão a circuito simples. São indicadas as duas fontes de tensão, F_1 , de 138kV, relação $X / R = 15$, 3500 MVA e F_2 , de 500kV, relação $X / R = 15$, 8000 MVA.

O sistema de transmissão é representado por dois circuitos simples em 500 kV, compensados por capacitores série. Seus parâmetros de seqüências positiva e zero são indicados no apêndice A, bem como a potência dos reatores utilizados na compensação em derivação dos dois trechos BC e CD do sistema de transmissão.

As compensações capacitivas série de ambos os trechos de linha, BC e CD, são localizadas ao lado do barramento C. Os casos apresentados no trabalho se referem ao grau de compensação de 40%, para cada trecho.

As simulações para definição das correntes nos barramentos A e B foram feitas utilizando o programa SIMULINK/MATLAB. As correntes obtidas foram então transformadas em arquivos de dados utilizados como sinais de entrada para aplicação aos enrolamentos primários dos transformadores de corrente nos canais de transdução de corrente. Estes arquivos serviram como dados de entrada aos programas escritos em FORTRAN, com algumas rotinas desenvolvidas durante o trabalho de dissertação, para simulação dos canais analógicos de transdução de corrente e para simulação do desempenho da proteção digital através de alguns algoritmos de proteção.

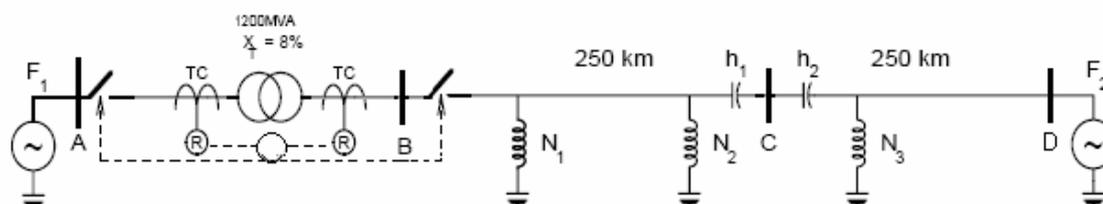


Figura 4.1 – Transformador 138 / 500kV, 1 x 1200 MVA e Sistema de Transmissão em Circuito Simples, 500kV, 500 km, interligando as fontes F_1 e F_2 .

4.3 – TRANSFORMADOR DE CORRENTE

Para transdução analógica do sinal de corrente considerou-se um transformador de corrente (TC) típico. O transformador de corrente destina-se a transmitir o sinal de corrente à instrumentação de medição, controle ou proteção e deve reproduzir em seu secundário uma corrente proporcional em escala reduzida da corrente de linha do sistema elétrico.

A figura 4.2 apresenta os elementos considerados na representação computacional dos transformadores de corrente, um para cada fase, para cada canal analógico dos sinais de corrente obtidos.

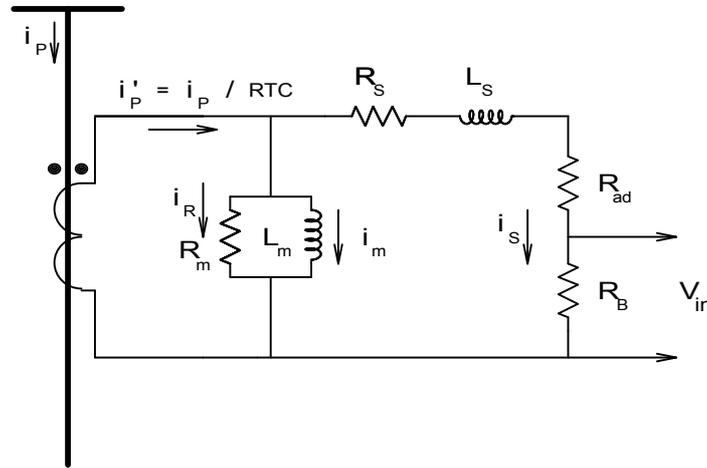


Figura 4.2 – Representação do transformador de corrente (TC)

Para determinação da relação de transformação do TC, devem ser considerados os critérios da corrente nominal e da corrente máxima de curto-circuito. Considerando que as correntes de curto bem menores que o limite de 20 vezes a corrente nominal, o critério da corrente nominal prevalece, como calculado a seguir.

Considerando os parâmetros do sistema elétrico indicado no apêndice A e que a corrente nominal fica limitada pelos parâmetros do transformador elevador de 1200 MVA, 138/500kV, impedância 8%, equipamento a ser protegido pelo sistema de proteção indicado na figura 4.1 temos:

$$I_{nom} = S_{nom} / (\sqrt{3} V_{nom})$$

Para o barramento do lado de 138kV:

$$I_{nom} = 1200 / (\sqrt{3} \cdot 138) = 5,020 \text{ kA}$$

Para o barramento do lado de 500kV:

$$I_{nom} = 1200 / (\sqrt{3} \cdot 500) = 1,386 \text{ kA}$$

As relações de transformação pelo critério da corrente nominal são definidas, portanto, para o lado de 138kV por $RTC1 \cong I_{pnom} / 5 = 5,020 \text{ kA} / 5A \cong 5000 / 5$ e para o lado de 500kV por $RTC2 = (1500 / 5) > \cong I_{snom} / 5 = 1,386 \text{ kA} / 5$

Cálculo das relações de transformação dos TC's pelo critério de curto-circuito:

Transformador de corrente TC1

Corrente máxima de curto circuito 3500 MVA

$$3500 / (\sqrt{3}.138) = 14642,941610A \Rightarrow I_{cc} = 14642,941610A$$

$$I_{nom} = 14642,941610 / 5 = 2928,588322 A \Rightarrow RTC1 = 3000 / 5$$

Transformador de corrente TC2

Corrente máxima de curto circuito = 1,827 pu em base 1000 MVA

$$I_{base} = 1000 / (\sqrt{3}.500) = 1154,7005A \Rightarrow I_{cc} = 1154,7005 * 1,827 = 2109,6378A$$

$$I_{nom} = 2109,6378 / 5 = 421,927563A \Rightarrow RTC2 = 600 / 5$$

Portanto, entre as relações 5000/5 e 3000/5 dos critérios de corrente nominal e de corrente de curto, respectivamente, selecionamos a relação 5000/5 para os transformadores de corrente do lado de 138 kV (TC1).

Portanto, entre as relações 1500/5 e 600/5 dos critérios de corrente nominal e de corrente de curto, respectivamente, selecionamos a relação 1500/5 para os transformadores de corrente do lado de 500 kV (TC2).

Assim, fixamos, a partir das diferentes relações disponibilizadas pela Norma Brasileira P-EB-251:

$$\text{Para os TC's do lado de 138 kV : } \quad RTC1 = 5000 / 5 = 1000$$

$$\text{Para os TC's do lado de 500 kV : } \quad RTC2 = 1500 / 5 = 300$$

O diagrama de ligações entre enrolamentos do transformador principal e entre os transformadores de corrente em cada fase é apresentado na figura a seguir:

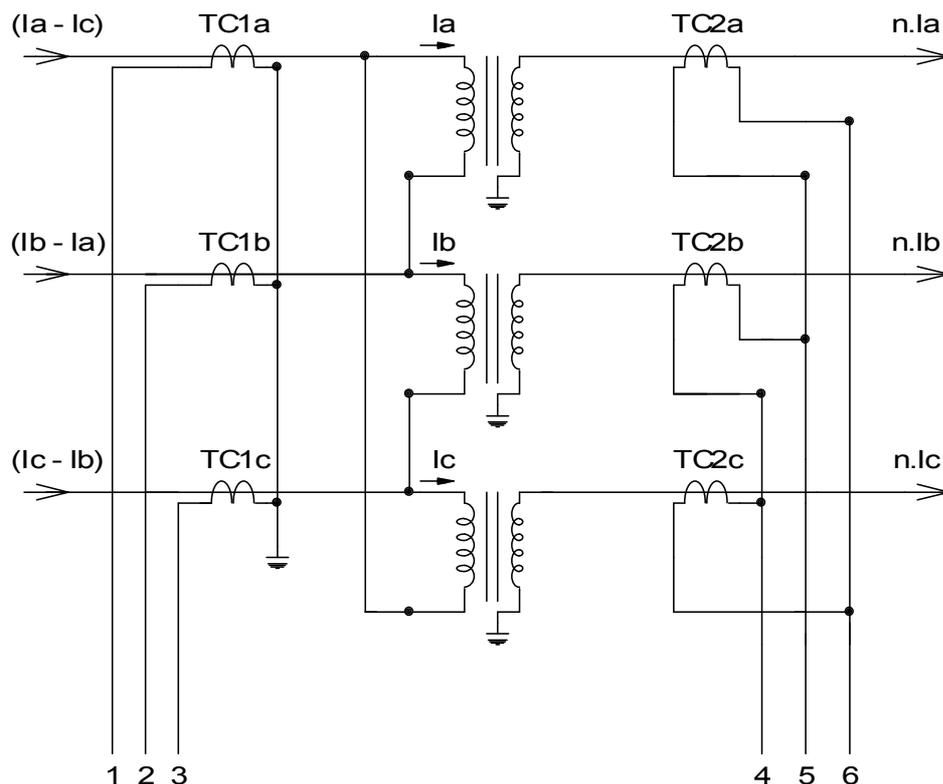


Figura 4.3 – Diagrama de ligações do transformador 1200 MVA, 138kV/230kV com ligação triângulo – estrela. Transformadores de corrente ligados em estrela triângulo. Terminais de saída dos TC's 1, 2, 3 e 4, 5, 6 para os relés diferenciais.

Nesta figura, n representa a relação de espiras secundário / primário, dada por

$$n = 500 / (\sqrt{3} \cdot 138) = 2,09185$$

FATOR DE SOBRECORRENTE

Um fator de sobrecorrente igual a 5 é suficiente neste caso para enfrentar as condições de corrente máxima de curto-circuito. Dois TC's de precisão 10%, baixa reatância e potência de carga 50 VA podem ser selecionados. As seguintes especificações finais para os transformadores de corrente foram definidas:

- no lado de 138kV => B10F5C50, relação de transformação $RTC = 5000/5$
- no lado de 500kV => B10F5C50, relação de transformação $RTC = 1500/5$

A saturação para cada transformador de corrente foi representada através das variações da reatância de magnetização L_m . As tabelas representativas, para cada

transformador de corrente, da relação ϕ_m / i_m são apresentadas no apêndice A, i_m representa a componente de magnetização da corrente de excitação e ϕ_m o fluxo magnético instantâneo associado à curva média do laço de histerese.

EFEITO DO ERRO DE RELAÇÃO SOBRE A CORRENTE SECUNDÁRIA

Compensar exatamente a relação de transformação do transformador principal (n na Figura 4.3) através da escolha exata das relações de espiras dos TC's em seu enrolamento primário (indicados por TC1) e dos TC's ligados a seu secundário levaria a anulação da corrente diferencial, reduzindo a corrente de pick-up. É evidente que isto não é perfeitamente possível quando considerando a proteção diferencial convencional, para a qual a compensação do fator $\sqrt{3}$ e do deslocamento de fase de 30° é feita automaticamente e simplesmente trocando as ligações dos TC's em relação a dos enrolamentos de fase do transformador principal, como indicado na Figura 4.3. Assim, do lado delta do transformador principal, os TC's aparecem ligados em estrela, enquanto do lado ligado em estrela, os TC's são ligados em delta.

O erro de relação pode ser calculado, neste caso em que os transformadores de corrente aparecem recebendo em seus primários as correntes da entrada em 138 kV e da saída em 500 kV do transformador principal, através da divisão da relação de correntes secundárias dos TC's colocados no primário (RTC1) e no secundário (RTC2) pela relação de correntes primário / secundário do transformador principal. Esta última relação igual a relação entre tensões nominais fase-fase secundário – primário. Portanto, o erro de relação será dado por:

$$\begin{aligned}\text{Erro} &= 1 - (\text{RTC1} / \text{RTC2}) / (500 / 138) = \\ &= 1 - (1000 / 300) * 138 / 500 = 1 - 0,92 = 0,08 \\ \text{Erro percentual} &= \text{Erro} * 100 = 0,08 * 100 = 8\%.\end{aligned}$$

Dependendo das relações de transformações disponíveis para obtenção de 5A no secundário dos TC's em condições nominais, este erro pode ser ainda maior do que o aqui indicado.

A Figura 4.4 detalha as ligações entre os TC's para a formação da corrente diferencial em um esquema diferencial convencional, para o qual, sob condições nominais perfeitas, se teria exatamente os mesmos cinco 5A nas duas malhas de corrente, zerando a corrente diferencial. Notar que os terminais de saída 1 a 6 indicados na Figura 4.3 são os mesmos terminais de entrada desta Figura 4.4. Vemos nesta Figura 4.4 que as bobinas de operação dos relés (bo1, bo2, bo3) recebem as correntes diferenciais, enquanto que as 6(seis) bobinas indicadas por br1, br2 e br3 recebem as correntes de restrição associadas à operação do esquema diferencial percentual.

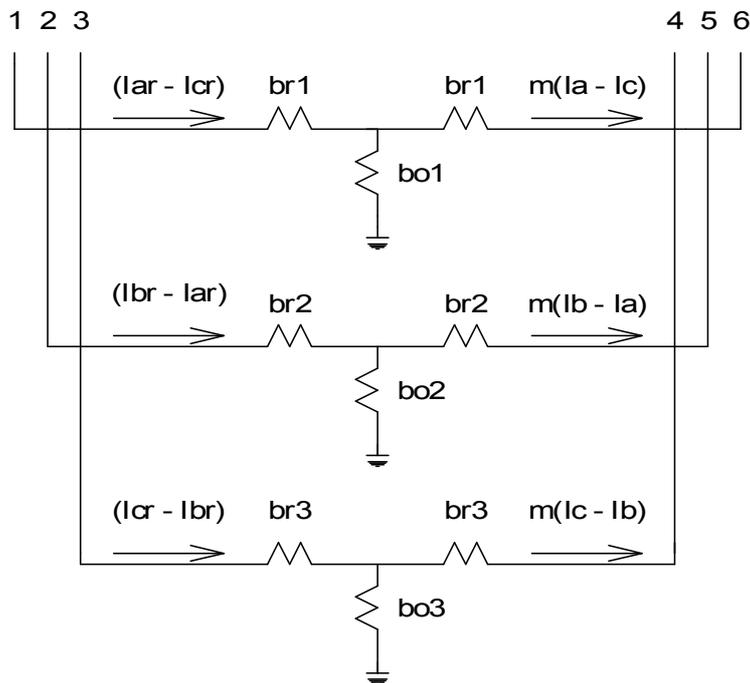


Figura 4.4 – Diagrama de ligações dos relés diferenciais do tipo analógico. Acesso aos terminais de secundário dos TC's a partir dos pontos 1, 2, 3 e 4, 5, 6.

Notar ainda que, quando se deseja 5A, por exemplo, no par de bobinas br1 da fase a na figura 4.4 para anular a corrente na bobina de operação, então:

$I_{ar} - I_{cr} = (I_a - I_c) / RTC1 = 5 \text{ A}$ representa a corrente nos secundários do TC TC1a e $m(I_a - I_c) = 5\text{A}$ representará $\sqrt{3}$ vezes a corrente $n.I_a$ no TC TC2A. Logo, enquanto no TC1a circulará 5A, no TC TC2a a corrente ficará limitada a $(5 / \sqrt{3}) \text{ A}$.

4.4 – O SISTEMA DE PROTEÇÃO

O sistema de proteção selecionado foi o sistema de proteção diferencial percentual. A opção de conexão dos transformadores de corrente no lado do enrolamento em estrela do transformador de potência foi em delta e a conexão no lado do enrolamento em delta do transformador de potência foi em estrela, para compensar a diferença de fase entre as correntes primárias e secundárias do transformador de potência, como mencionado no capítulo anterior.

A conexão delta do TC's no secundário do transformador principal compensa a defasagem no transformador de potência e elimina a componente de corrente de seqüência-zero. A corrente de uma fase menos a corrente da fase adjacente elimina as correntes de seqüência-zero.

Esta solução foi implementada no algoritmo de proteção em conjunto com os filtros digitais conectados após o filtro de Butterworth.

A característica de operação (e suas respectivas equações) utilizada para o sistema de proteção diferencial deste trabalho é apresentada, em pu, na Figuras 4.5.

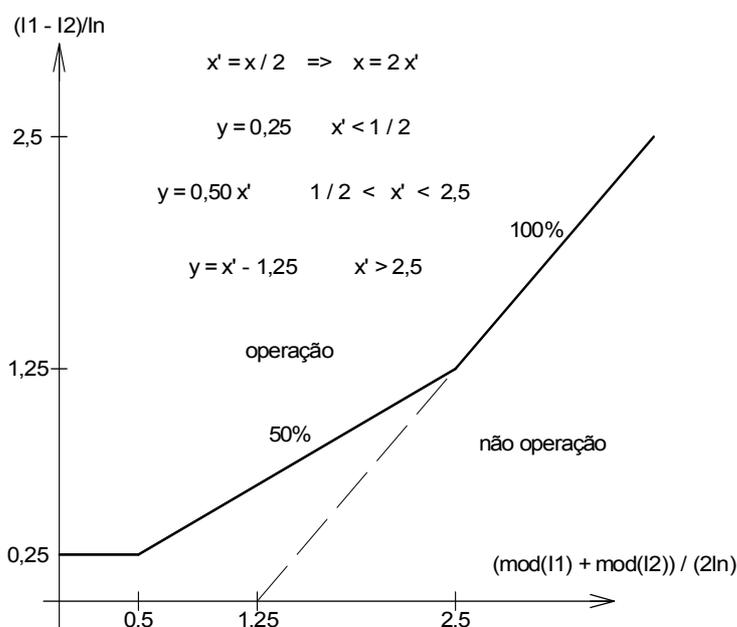


Figura 4.5 – Característica de operação $\text{mod}(I_1 - I_2) / ((\text{mod}(I_1) + \text{mod}(I_2)) / 2)$

4.5 – FILTRO DE BUTTERWORTH E FILTRAGEM ANTI-ALIASING

Os filtros anti-aliasing limitam o espectro de frequência dos sinais de entrada, eliminando as altas frequências. O filtro deve possuir frequência de corte adequada para permitir a passagem da frequência fundamental e dos harmônicos menores, de modo a não provocar atraso excessivo. De um modo geral, quanto maior for a frequência de corte, menor será o atraso gerado pelo filtro. Antes do processamento digital, que se inicia na entrada do conversor A/D, para evitar a sobreposição de espectros (efeito aliasing), faz-se necessário a implementação de um filtro analógico passa-baixa Butterworth.

Para que os erros de aliasing possam ser eliminados do processamento digital que se segue, o processo de conversão digital deve ser implementado, de acordo com o critério de Nyquist, em uma taxa de amostragem superior ao dobro da frequência máxima contida nos sinais contínuos no tempo, conforme a expressão:

$$f_A = 1 / T_A > 2f_{MAX}$$

Considerando que a frequência de corte limita o espectro de frequências contido após a passagem dos sinais pelo filtro analógico, teremos então:

$$f_C = f_A / 2$$

A frequência de corte f_C definida no presente trabalho foi fixada em $15 \times 60 = 900$ Hz. Portanto, na definição dos parâmetros do filtro de Butterworth de segunda ordem, fixamos $\omega_p = \omega_s$ e atenuação de 40 dB nesta frequência.

A estrutura do filtro de Butterworth de segunda ordem é indicada na figura 4.4 indicada a seguir. Os parâmetros utilizados estão indicados no Apêndice A

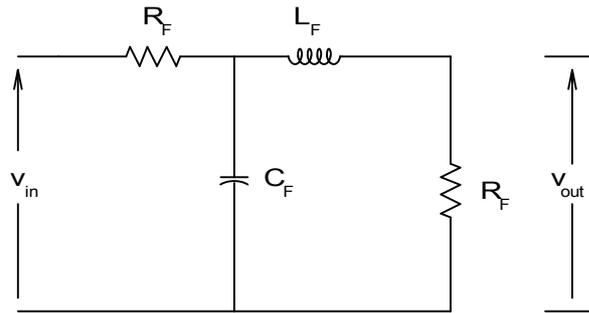


Figura 4.7 – Filtro analógico de segunda ordem

A curva de resposta em frequência do filtro de Butterworth é tal que a atenuação de 3 dB é observada na frequência natural 90 Hz do filtro e a atenuação de 40 dB na frequência de corte 900 Hz associada ao décimo quinto harmônico. O atraso de fase e a atenuação do filtro a 60 Hz valem, respectivamente, $59,49^\circ$ e 0,4569. O filtro anti-aliasing não tem a capacidade de filtrar componentes unidirecionais e de baixa frequência.

4.6 – ALGORITMOS DE FILTRAGEM DIGITAL

Os algoritmos de filtragem digital destinam-se, normalmente, a determinar os parâmetros das ondas de corrente e tensão de frequência fundamental (magnitude, fase e frequência), eliminando, tanto quanto possível, os harmônicos e demais ruídos presentes durante as faltas ou outras condições anormais no sistema protegido.

Este tipo de filtragem tem seu desenvolvimento baseado numa função chamada de convolução, segundo a qual é possível expressar o sinal de saída $y(t)$ de um sistema linear, a partir do sinal de entrada $x(t)$ e de uma função $h(\delta)$, pela expressão:

$$y(t) = \int_0^t h(\delta) \cdot x(t - \delta) \cdot d\delta$$

Sendo $h(\delta)$ a resposta ao impulso do sistema linear, isto é, corresponde ao sinal de saída para uma entrada tipo impulso unitário.

Na filtragem digital, é utilizada uma aproximação discreta da integral de convolução:

$$y_n = \sum_{k=1}^k a_k \cdot x_{n-k}$$

onde:

k = número total de amostras

a_k = coeficientes do filtro (resposta ao impulso para cada amostra)

x_{n-k} = valor do sinal de entrada para a amostra $n - k$

Diversos algoritmos para extração da componente fundamental dos sinais de corrente provenientes do processamento analógico e convertidos para sinais discretos após as operações dos circuitos de conversão A/D são disponíveis na literatura. Dois destes algoritmos, o algoritmo de Fourier de janela de ciclo completo, e o algoritmo Coseno, todos definidos para 16 pontos por ciclo, foram utilizados nesta dissertação.

O algoritmo de Fourier representa, simplesmente, a versão discreta da formulação matemática para extração da componente fundamental associada à série de Fourier, utilizada amplamente para sinais periódicos no tempo.

Na avaliação através da série de Fourier, duas componentes V_X e V_Y associadas às partes real e imaginária do fasor representativo da componente fundamental da forma de onda suposta contínua, são determinadas utilizando-se as seguintes expressões:

$$V_X = \frac{2}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} v(t) \cos \omega_0 t dt \quad V_Y = \frac{2}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} v(t) \sin \omega_0 t dt \quad (4.1)$$

Avaliando estas duas integrais pelo método trapezoidal a partir da discretização do sinal $v(t)$ em amostras v_j igualmente espaçadas no tempo pelo passo de tempo Δt , obtemos:

$$V_X = \frac{2}{N} \sum_{j=0}^N W_{X,j} v_j, \text{ onde } W_{X,j} = \cos(2\pi j / N) \quad (4.2)$$

$$V_Y = \frac{2}{N} \sum_{j=0}^N W_{Y,j} v_j, \text{ onde } W_{Y,j} = \sin(2\pi j / N) \quad (4.3)$$

Nas expressões acima, v_j representa a j -ésima amostra dentro da janela de observação, $j = 0, 1, \dots, N$ e $T = N \cdot \Delta t$. Nos cálculos realizados fixamos $N = 16$.

A amplitude e fase da componente fundamental contida na forma de onda de $v(t)$ podem ser estimadas, então, usando as seguintes expressões:

$$V_1 = ((V_X)^2 + (V_Y)^2)^{1/2}, \quad \theta_1 = -a \tan(V_Y / V_X) \quad (4.4)$$

O algoritmo Coseno é mais eficiente na redução do nível CC nos sinais de corrente. Ele representa uma variação do algoritmo de Fourier acima apresentado, no qual os cálculos de V_Y indicados acima na expressão (4.3), as amostras v_{j-4} (e não as amostras v_j) são multiplicadas pelos termos $W_{Y,j}$ definidos não por $W_{Y,j} = \sin(2\pi j / N)$, mas por $W_{Y,j} = \cos(2\pi(j-4) / N)$. Neste algoritmo Coseno, θ_1 é definido por $\theta_1 = a \tan(V_Y / V_X)$. Os cálculos para V_X são os mesmos realizados para o algoritmo de Fourier.

A maior vantagem do filtro Coseno é o pequeno ganho observado nas frequências muito reduzidas, próximas à frequência zero (CC). Com o algoritmo Coseno é possível, portanto, uma relativa exclusão do efeito da componente unidirecional exponencial das correntes de falta. As técnicas de proteção digital apresentam inúmeras alternativas para proteção diferencial do transformador, visto que permitem calcular, além da parcela fundamental, as parcelas de harmônicos, que são úteis na diferenciação da situação de curto ou de energização do transformador.

5

RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DA PROTEÇÃO DIFERENCIAL

O desempenho de um sistema de proteção diferencial depende das informações disponibilizadas pelos canais de transdução analógica de corrente e das próprias características dos componentes destes canais.

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações de corrente no primário e no secundário dos TC's frente aos distúrbios provocados pelos curto-circuitos considerados na avaliação do desempenho de sistemas de proteção: curtos trifásicos, fase-terra, fase-fase e fase-fase-terra. Ressaltamos que apenas curtos sólidos foram considerados neste trabalho. São apresentados, também, os resultados das simulações do desempenho da proteção digital na forma da curva da diferença x soma das correntes vista pelos relés de proteção localizados nos barramentos próximos ao transformador protegido. O foco desta análise é observar a trajetória seguida por esta curva como referência para operação ou não operação do esquema de proteção.

Foram realizadas simulações para os 4 tipos de curto-circuitos, já enumerados, em 4 posições distintas no sistema de potência (faltas internas e externas, no lado de 138kV e 500kV) e em 3 diferentes níveis de transferência de potência entre fontes (0MW, 400MW e 900MW).

Para ilustrar os resultados e orientar a análise, foram selecionados os casos de transferência de potência elevada (900MW) e transferência de potência nula (0MW).

As Figuras 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4 indicam as posições onde foram aplicados os curto-circuitos no sistema de potência.

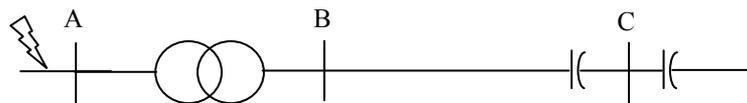


Figura 5.1 – Falta externa no lado de 138kV

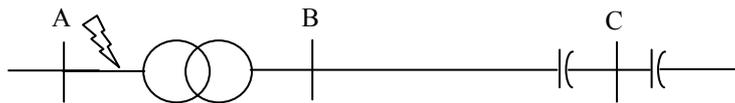


Figura 5.2 – Falta interna no lado de 138kV



Figura 5.3 – Falta interna no lado de 500kV



Figura 5.4 – Falta externa no lado de 500kV

As Tabelas 5.1, 5.2 e 5.3 apresentam os valores de curto-circuito extraídos das curvas de corrente das simulações.

POTÊNCIA (MW)	FALTA	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A		FASE B		FASE C	
		lcca	lccb	lccc	lccaA	lccaB	lccbA	lccbB	lcccA	lcccB
900	A-T	3341	0	0	1364	2727				
900	BC	0	5953	5953			2097	4454	1154	5450
900	BC-T	0	6250	5973			1998	4768	1409	5259
900	ABC	6896	7041	7033	1678	5624	1794	5822	1759	5775
400	A-T	3534	0	0	1126	2526				
400	BC	0	6293	6293			1789	4680	1395	5127
400	BC-T	0	6660	6214			1818	4932	1541	5011
400	ABC	7243	7479	7476	1671	5624	1866	5852	1824	5817
0	A-T	3565	0	0	1031	2534				
0	BC	0	6533	6533			1619	4914	1619	4914
0	BC-T	0	6880	6460			1763	5117	1586	4874
0	ABC	7295	7667	7658	1676	5619	1818	5849	1825	5833

FALTA APLICADA APÓS 20 CICLOS POR 10 CICLOS Valores em ampères

Tabela 5.1 - Falta externa após o transformador (lado 500kV) antes da compensação série

POTÊNCIA (MW)	FALTA	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A		FASE B		FASE C	
		lcca	lccb	lccc	lccaA	lccaB	lccbA	lccbB	lcccA	lcccB
900	A-T	6294	0	0	4887	1812				
900	BC	0	3980	3980			3355	1709	2321	2560
900	BC-T	0	6639	6207			5320	2127	4604	2232
900	ABC	4650	4907	4583	3278	1969	3270	2400	3273	2235
400	A-T	6877	0	0	5077	1835				
400	BC	0	4553	4553			3064	1821	2597	2210
400	BC-T	0	7167	6647			5121	2239	5208	1906
400	ABC	5010	5278	5048	3280	1814	3274	2257	3264	2158
0	A-T	6987	0	0	5101	1886				
0	BC	0	4761	4761			2834	1927	2834	1927
0	BC-T	0	7589	6736			5364	2225	4919	1817
0	ABC	5096	5406	5345	3280	1816	3276	2130	3266	2079

FALTA APLICADA APÓS 20 CICLOS POR 10 CICLOS Valores em ampères

Tabela 5.2 - Falta interna após o transformador (lado 500kV)

POTÊNCIA (MW)	FALTA	FASE A	FASE B	FASE C	FASE A		FASE B		FASE C	
		lcca	lccb	lccc	lccaA	lccaB	lccbA	lccbB	lcccA	lcccB
900	A-T	16564	0	0	14932	4384				
900	BC	0	16891	16891			14549	4205	10809	7822
900	BC-T	0	20332	15918			16646	4859	12280	7306
900	ABC	20455	20161	18973	14635	7219	14620	7119	14593	6522
400	A-T	17919	0	0	14445	3910				
400	BC	0	18684	18684			13507	5731	11810	7340
400	BC-T	0	22410	17588			16556	6108	11950	6990
400	ABC	21872	21919	20931	14600	7519	14628	7568	14601	6812
0	A-T	18043	0	0	13938	4105				
0	BC	0	19503	19503			12674	6829	12674	6829
0	BC-T	0	23423	18529			16367	7056	11862	6667
0	ABC	22262	22466	21825	14582	7680	14632	7834	14608	7217

FALTA APLICADA APÓS 20 CICLOS POR 10 CICLOS Valores em ampères

Tabela 5.3 - Falta interna antes do transformador (lado 138kV)

Os valores da Tabela 5.3 se repetem para falta externa antes do transformador (lado de 138kV). Os termos da tabela indicados como I_{ccaA} , I_{ccbA} e I_{cccA} representam a contribuição da fonte 1 para os valores de corrente de curto-circuito das fases A, B e C, respectivamente. De forma análoga, temos I_{ccaB} , I_{ccbB} e I_{cccB} representando a contribuição da fonte 2 para os valores de corrente de curto-circuito das fases A, B e C, respectivamente.

É importante notar que os gráficos apresentados a seguir indicam as correntes secundárias dos TC's obtidas logo após o processamento pelo filtro analógico de Butterworth, já discretizadas para a taxa de 16 pontos por ciclo exigida pelo sistema digital de proteção.

5.1 – CURTO- CIRCUITO TRIFÁSICO

Caso potência 900MW (potência pré-falta pelo transformador e sistema elétrico)

Curto-circuito trifásico interno no lado de 500kV no instante de tensão nula na fase A

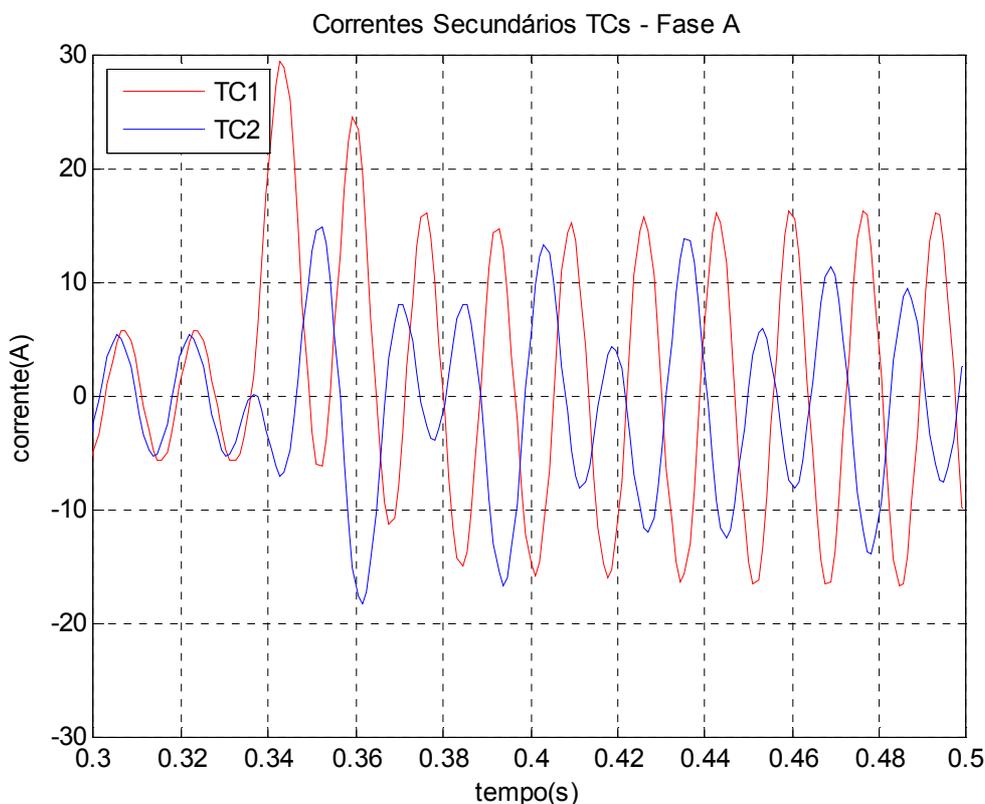


Figura 5.5 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase A

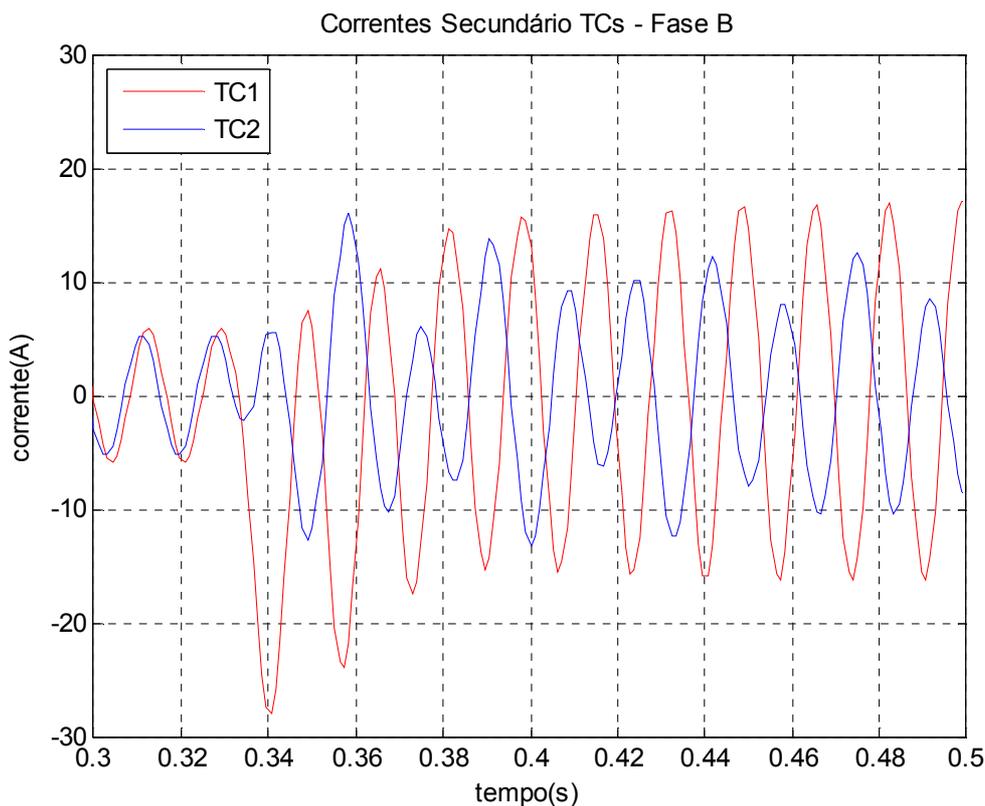


Figura 5.6 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase B

Nas Figuras 5.5 e 5.6 podemos observar a influência da compensação série da rede no sentido de eliminação da componente unidirecional de corrente (componente C.C.) nas correntes secundárias dos TC's conectados no lado de 500 kV. Observamos, ainda, a influência das componentes subsíncronas nas correntes de curto-circuito geradas pela fonte 2 que atravessa a compensação série capacitiva, mesmo sendo valores após a aplicação do filtros analógico de Butterworth. A presença desta componente subsíncrona significa que este filtro não tem a habilidade necessária para eliminar sinais nesta faixa subsíncrona.

A Figura 5.7 apresenta as correntes diferenciais que circulam nos circuitos de operação dos relés, isto já na fase digitalizada para a proteção e, também, já processadas pelo filtro digital de Fourier ou digital coseno. Observamos que, antes da falta, a corrente diferencial é muito reduzida, enquanto que, durante a falta interna, como a mesma se situa dentro da zona de proteção, tem-se essencialmente a corrente diferencial como a soma das contribuições da corrente de curto presentes nos secundários dos TC's. A amplitude reduzida, mas não nula, da corrente diferencial pré-falta se deve à compensação imperfeita da relação de espiras do transformador principal pelas relações inteiras

de espiras dos transformadores de corrente, gerando erro da ordem de 8% da corrente dos transformadores de corrente do lado primário do transformador principal, como discutido no capítulo 4. A amplitude elevada das correntes diferenciais nas três fases durante a falta significa a operação da proteção diferencial. A oscilação observada nestas correntes apresenta característica sub-síncrona de frequência próxima a 35 Hz e está associada a passagem pela compensação série da contribuição de corrente associada às correntes dos TC's no lado secundário do transformador principal.

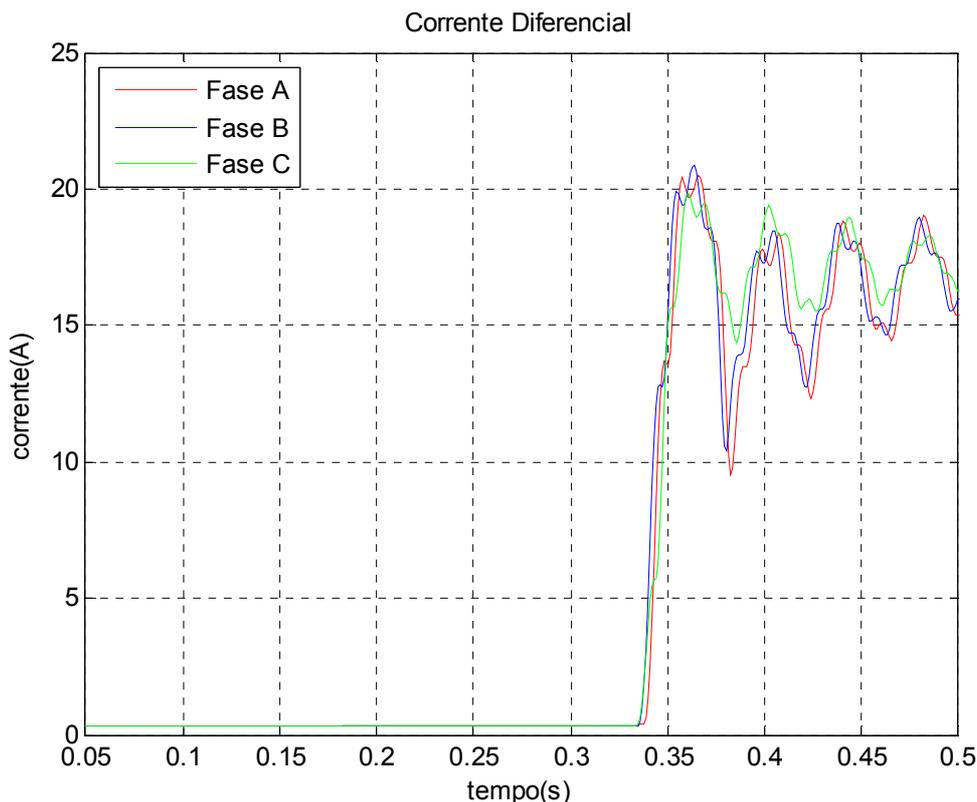


Figura 5.7 – Correntes diferenciais nas fases A, B e C.

As figuras 5.8 e 5.9 mostram as correntes de linha nas fases A e B que circulam nos lados primário e secundário do transformador principal sob proteção diferencial para este mesmo caso. A defasagem que se apresenta entre estas correntes se deve ao efeito da conexão delta – estrela para os enrolamentos deste transformador. É possível observar a componente unidirecional presente em ambas as correntes de maior amplitude nos dois gráficos, relativas ao lado de 138 kV. As correntes de menor amplitude se referem ao lado de 500kV e, em virtude da compensação série, não apresentam a componente unidirecional.

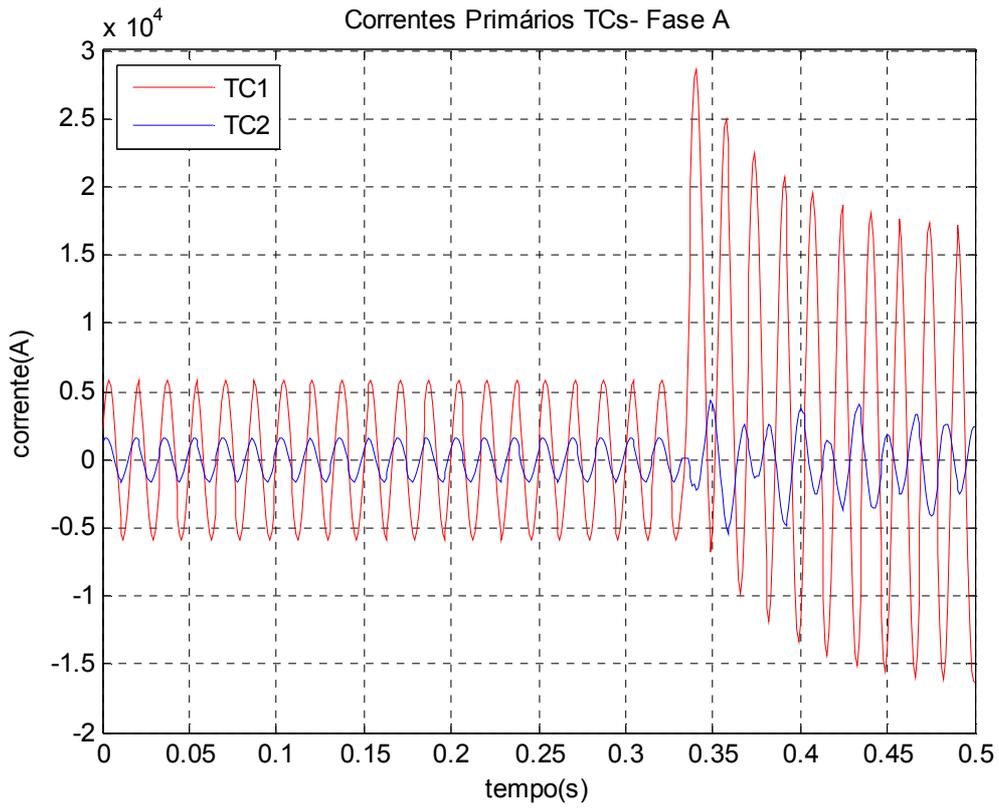


Figura 5.8 – Correntes nos primários dos TC's conectados na fase A

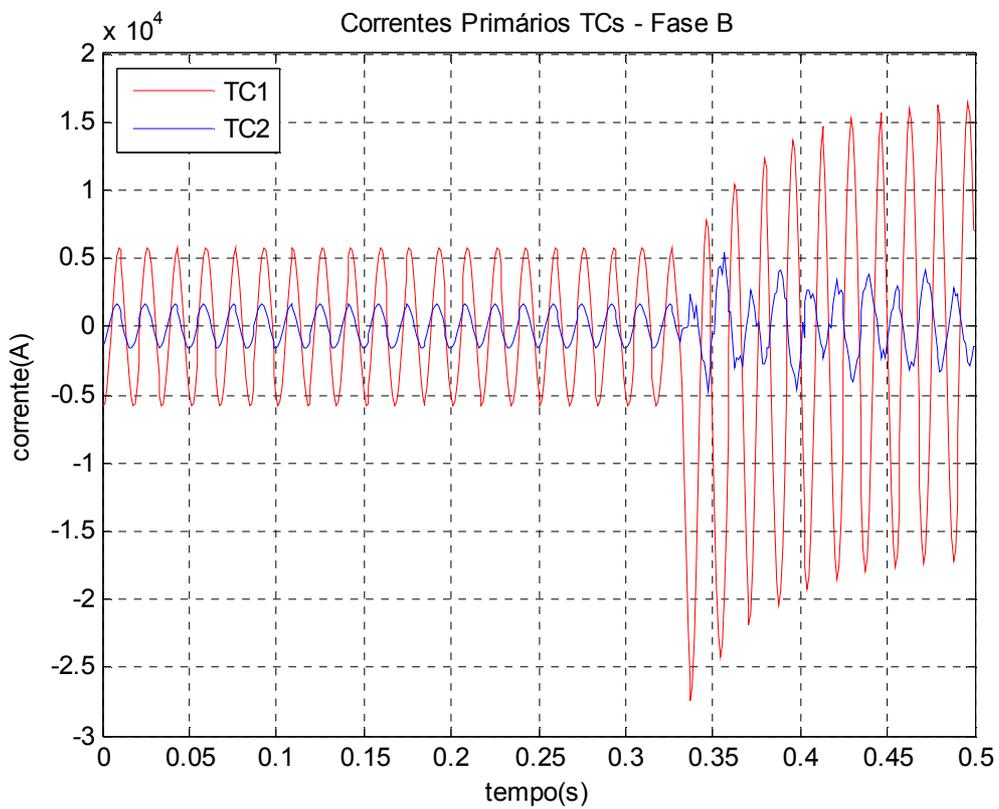


Figura 5.9 – Correntes nos primários dos TC's conectados na fase B

A inspeção das Figuras 5.10, 5.11 e 5.12 nos mostra o efeito dos algoritmos de simulação dos relés de fase A, B e C, respectivamente, aplicados sobre os sinais de corrente indicados nas figuras 5.8 e 5.9, porém já processados pelo filtro de Butterworth e pelo filtro digital do tipo fourier ou coseno. No eixo vertical destas figuras temos o módulo da corrente diferencial $Y = \text{mod}(\dot{I}_1 - \dot{I}_2)$ para cada uma das fases e, no eixo horizontal, a média da soma dos módulos das correntes acima indicadas $X = ((\text{mod}(\dot{I}_1) + \text{mod}(\dot{I}_2))/2)$. \dot{I}_1 e \dot{I}_2 representam, respectivamente, as correntes nos secundários dos TC's do lado do primário (TC1) e do lado secundário (TC2) do transformador principal sob proteção diferencial.

A característica de operação de cada um dos relés diferenciais é indicada no capítulo 4 por 3 segmentos de reta, dois dos quais aparecem nas Figuras 5.10, 5.11 e 5.12 para cada uma das fases A, B e C. O terceiro segmento se refere a correntes no eixo real $((\text{mod}(\dot{I}_1) + \text{mod}(\dot{I}_2))/2)$ acima de 12 ampères.

Observamos a operação das proteções diferenciais nas três fases, já que a característica de operação sai de um ponto próximo a origem do plano X – Y relativo a operação pré-falta com corrente diferencial muito pequena, cruza a característica de operação de baixo para cima e finalmente opera logo após a ocorrência do defeito. Os valores finais de convergência deveriam ser em torno de $X = 9A$, $Y = 18 A$, o que representa uma taxa de inclinação de $Y / X = 200\%$, de visualização um pouco dificultada pelas oscilações subsíncronas presentes em \dot{I}_2

A inclinação menor da curva característica de operação em todas as suas três regiões (ver no capítulo 4) garante, neste caso, a operação para o curto interno referido.

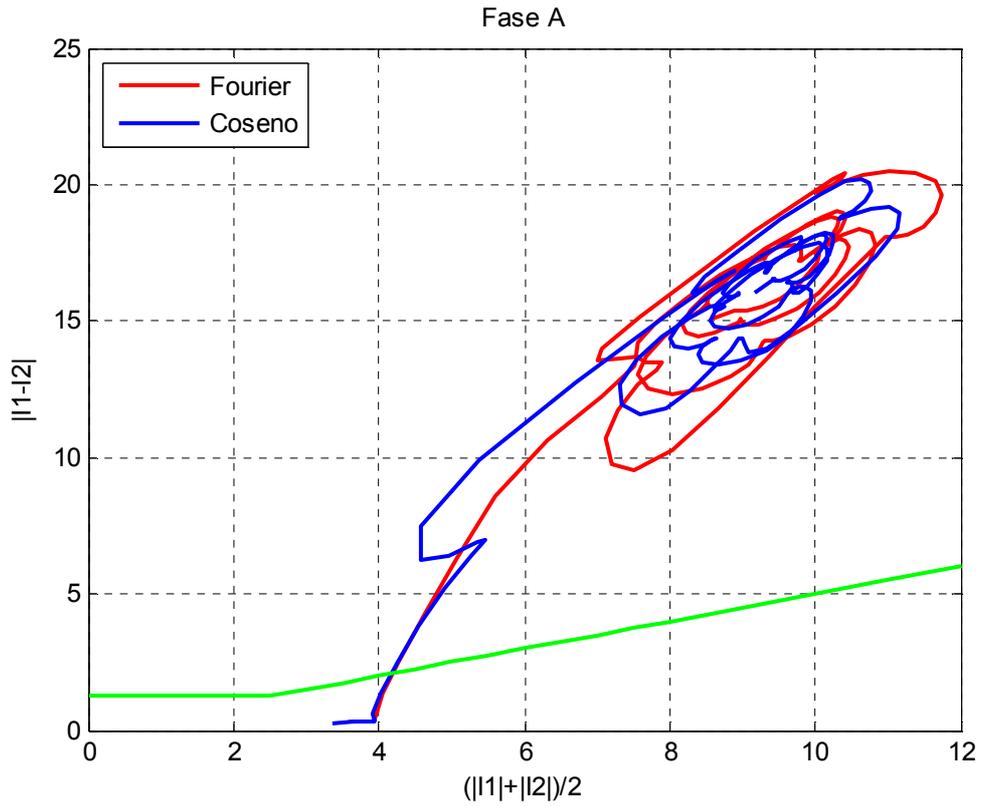


Figura 5.10 – Curva diferença x soma das correntes da fase A.

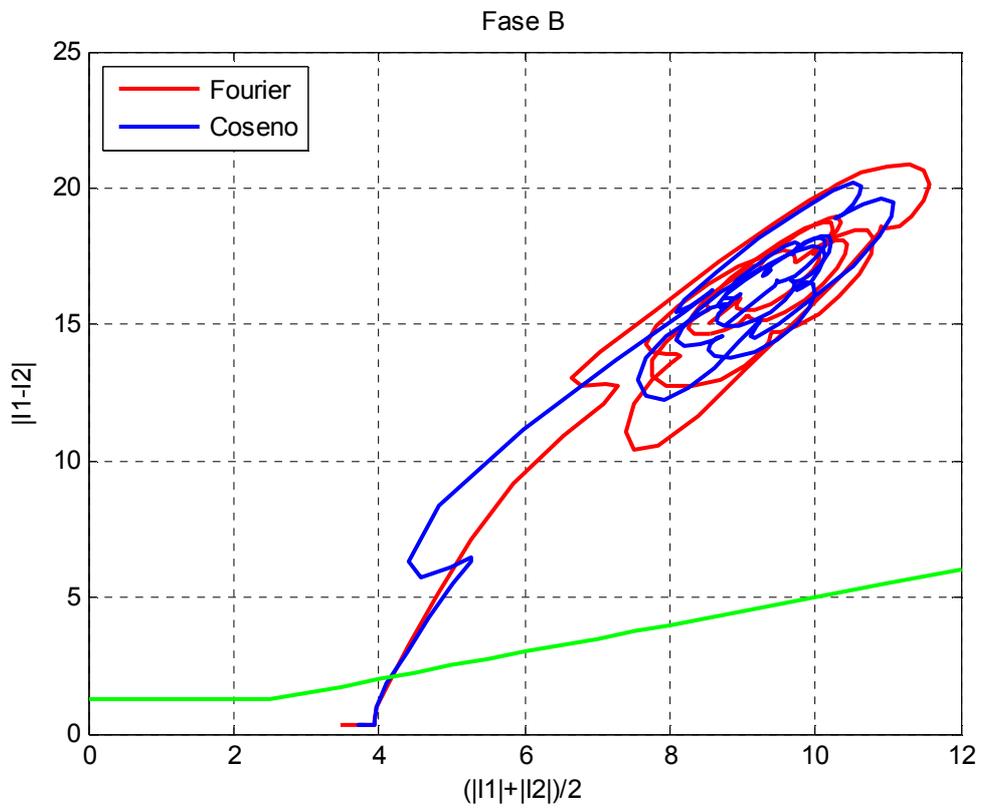


Figura 5.11 – Curva diferença x soma das correntes da fase B.

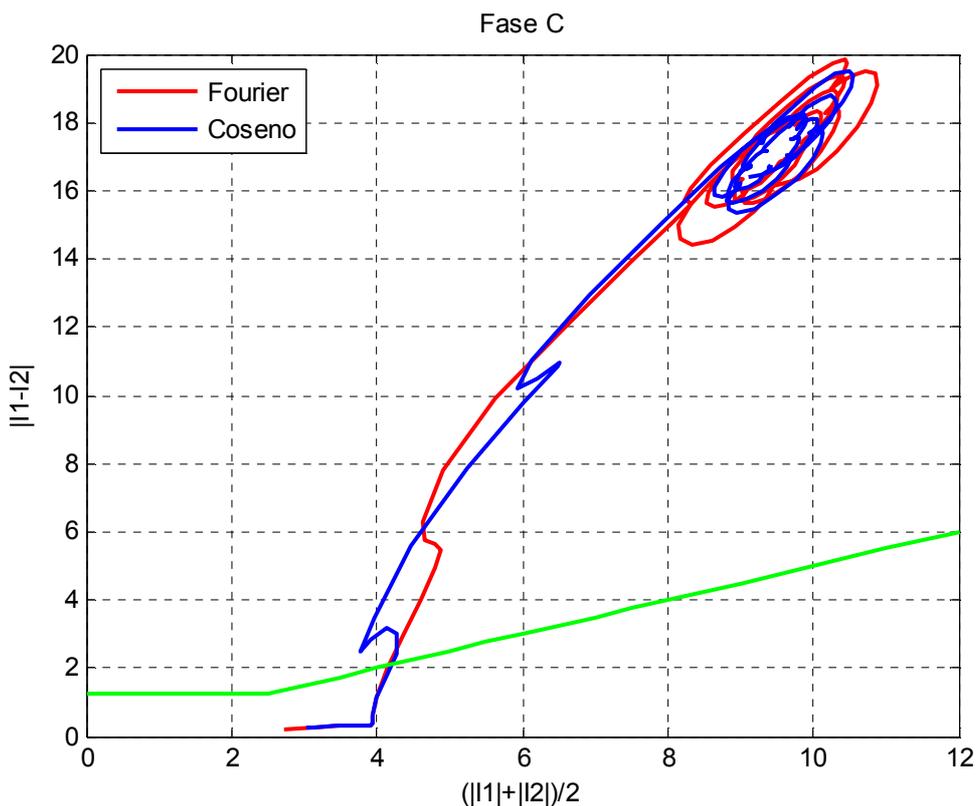


Figura 5.12 – Curva diferença x soma das correntes da fase C.

Caso potência 0MW

Curto-circuito trifásico interno no lado de 500kV no instante de tensão nula na fase A

A única diferença entre este caso e o anterior é que a condição de operação pré-falta se refere a transferência de potência nula entre as fontes equivalentes F1, do lado do transformador, e F2, após o sistema de transmissão dotado de compensação série e em derivação, em 500 kV. Podemos verificar nas Figuras 5.13 e 5.14 comportamento das correntes semelhante ao obtido para as correntes indicadas nas Figuras 5.5 e 5.6. a partir do instante da falta. Antes da falta, todas as correntes de fase, e portanto também as correntes diferenciais, são praticamente nulas. As correntes diferenciais representadas na Figura 5.15 após o defeito, neste caso de transferência 0 MW, quando comparadas com a Figura 5.7 relativa à condição de transferência pré-falta de 900 MW sofrem uma ligeira elevação em função do maior alinhamento das componentes I_1 e I_2 da corrente diferencial, para cada fase.

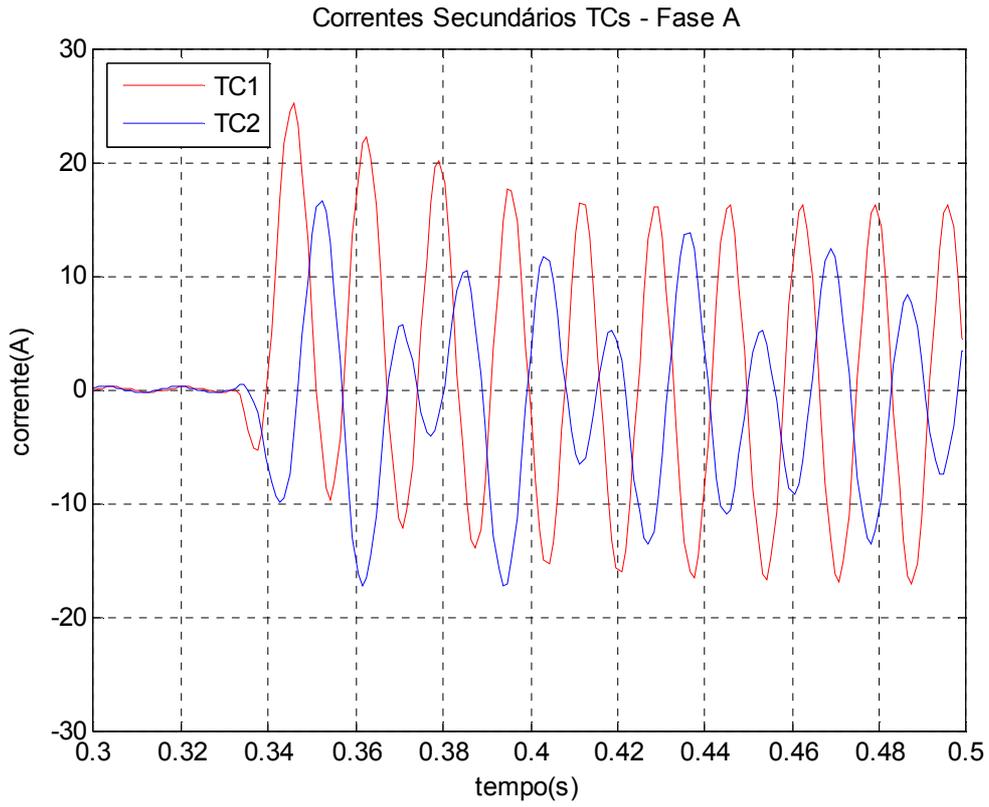


Figura 5.13 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase A

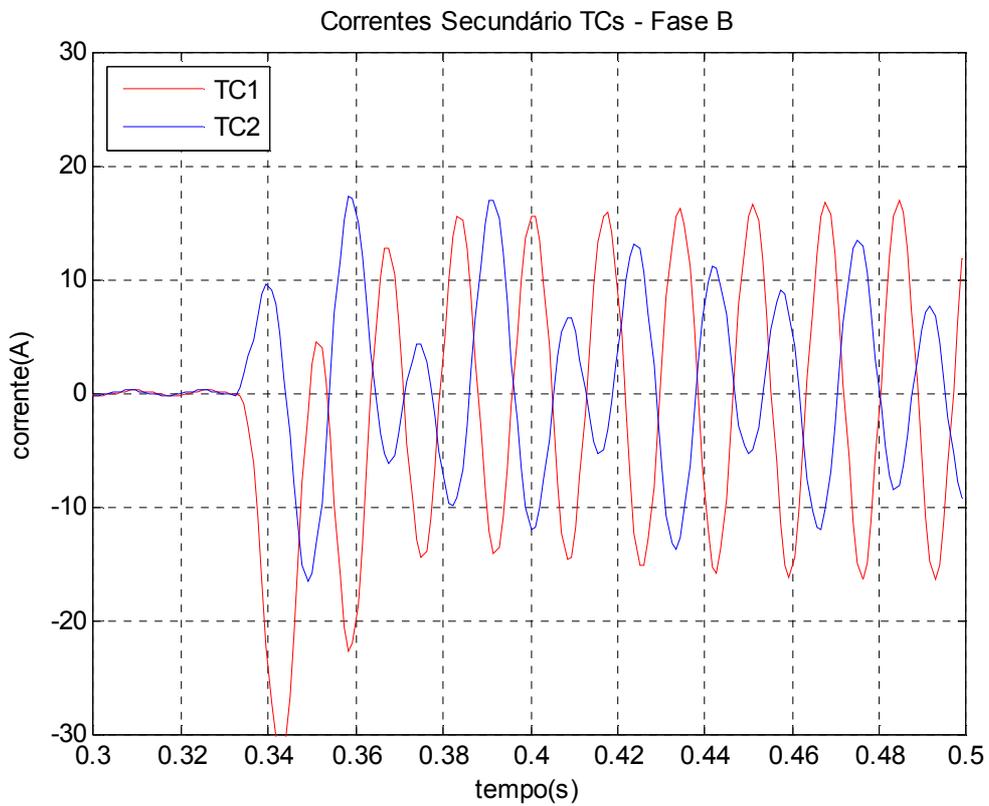


Figura 5.14 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase B

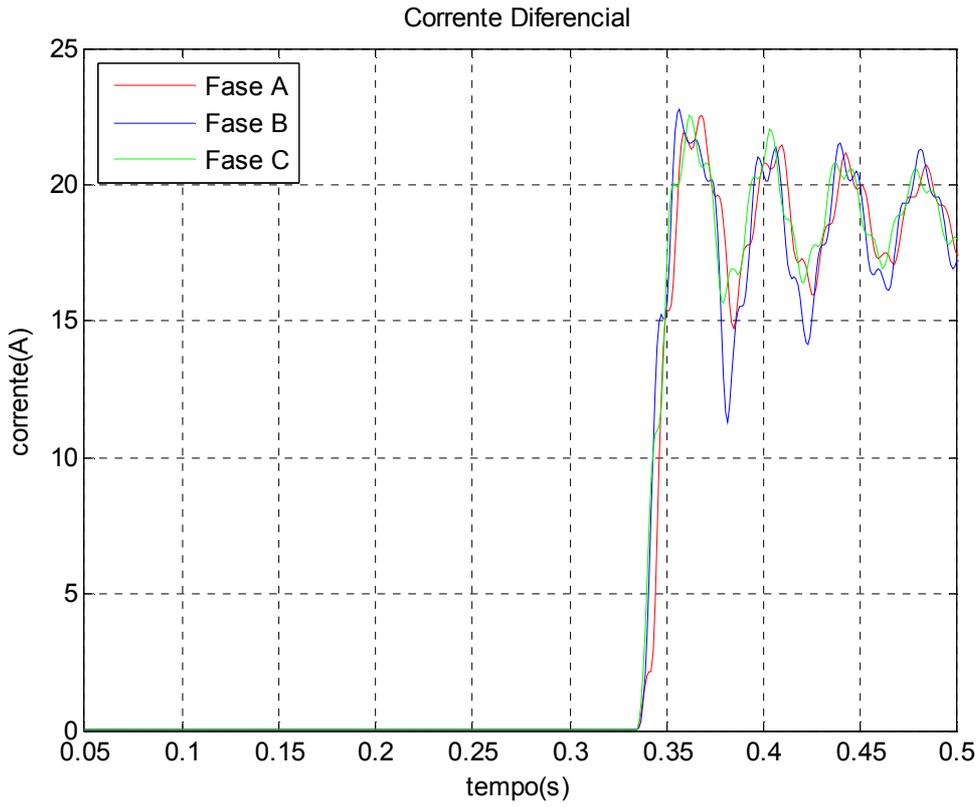


Figura 5.15 – Correntes diferenciais nas fases A, B e C.

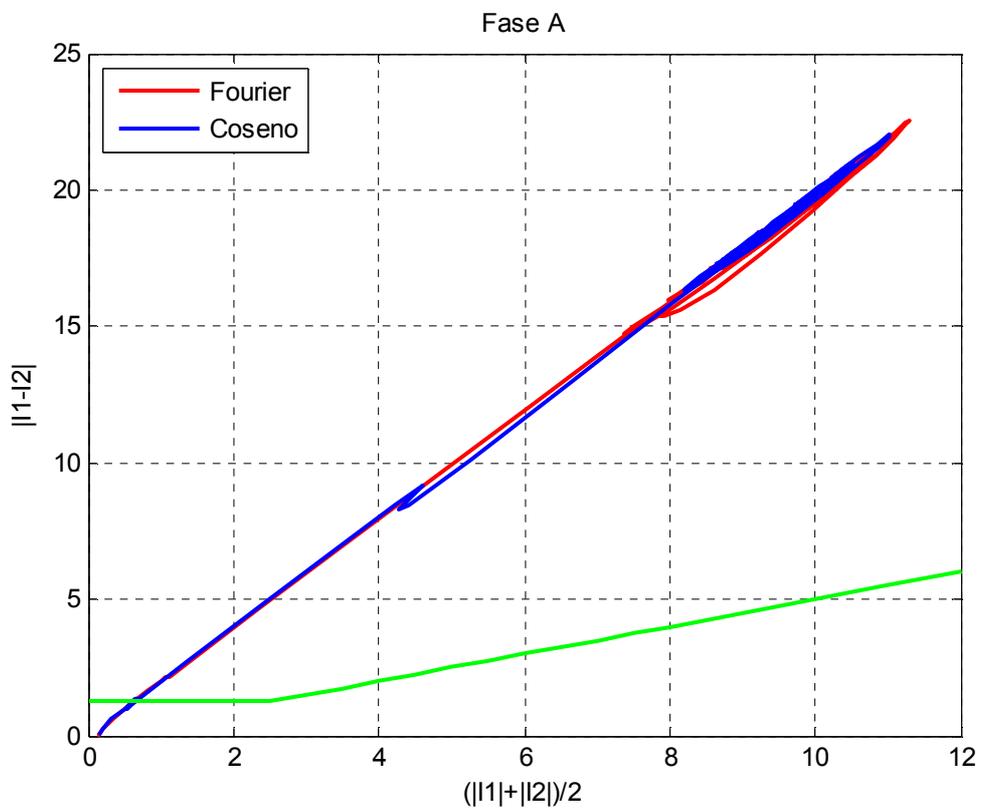


Figura 5.16 – Curva diferença x soma das correntes da fase A.

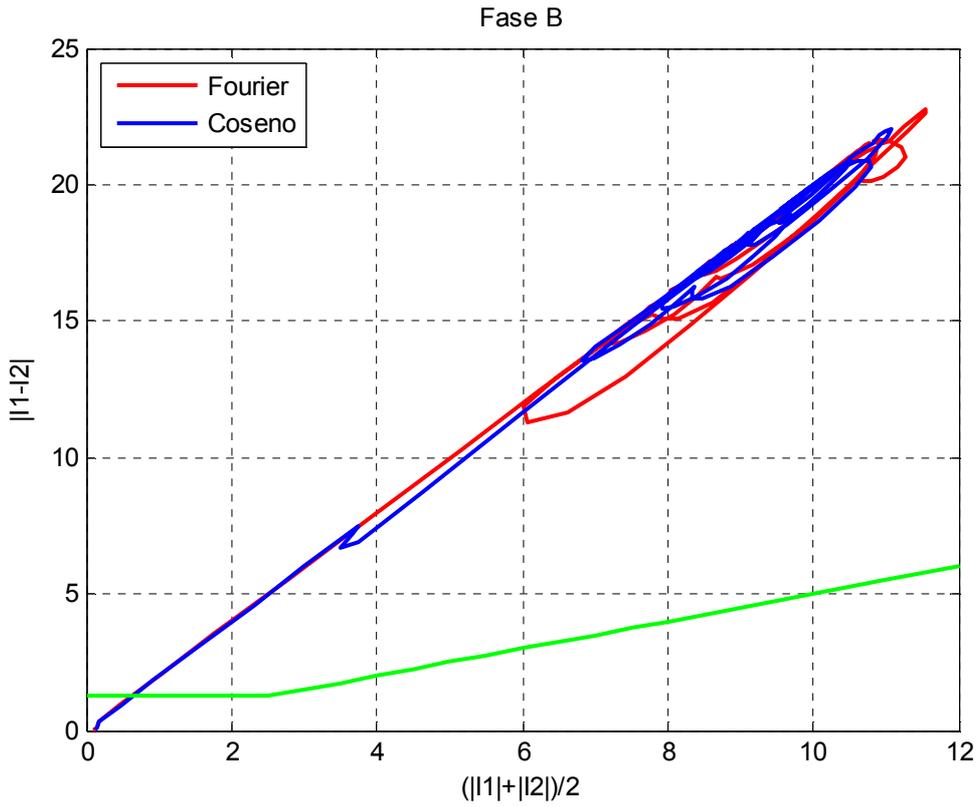


Figura 5.17 – Curva diferença x soma das correntes da fase B.

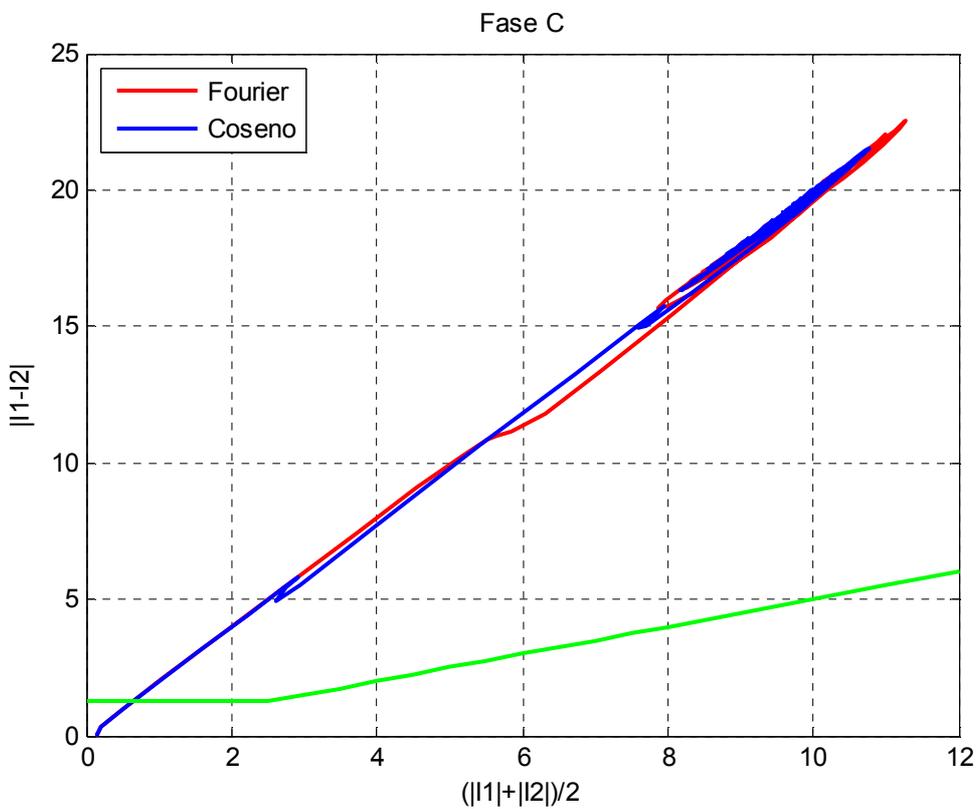


Figura 5.18 – Curva diferença x soma das correntes da fase C.

A inspeção das Figuras 5.16, 5.17 e 5.18 nos permite concluir que os algoritmos utilizados apresentam comportamentos equivalentes durante a falta trifásica. Vale ressaltar que o comportamento oscilatório da trajetória durante a fase de defeito apresentado no caso com potência de 900MW não é observado neste caso, já que a corrente diferencial tende a aumentar seu valor quando considerando situações de operação com transferência de potência nula, como já mencionado na referência feita anteriormente à Figura 5.1.5. O tipo de algoritmo definido no presente caso é típico de aplicações práticas tanto no que diz respeito a relés eletromecânicos quanto digitais e, pode ser mostrada a impossibilidade de taxas de inclinação superiores a 200% para o tipo de algoritmo utilizado na presente dissertação.

Observamos, novamente, a operação das proteções diferenciais nas três fases, com comportamento semelhante ao observado no caso anterior de transferência 900 MW. Os valores finais de corrente X e Y, continuam oscilatórios em razão da ação da componente subsíncrona em \dot{I}_2 , mas mantendo relação muito próxima da taxa de inclinação $Y / X = 200\%$.

Novamente, a inclinação menor da curva característica de operação em todas os seus três segmentos de reta garante a operação para o curto interno referido.

Caso potência 900MW

Curto-circuito trifásico externo no lado de 500kV no instante de tensão nula na fase A

Nas Figuras 5.19, 5.20 e 5.21 podemos observar que as correntes de secundário dos TC's, como esperado, apresentam apenas a defasagem relativa ao efeito da ligação delta – estrela do transformador principal e o erro referente à diferença na coincidência entre as relações de transformação dos TC's e do transformador principal, como comentado no capítulo anterior. Em função de que as correntes que excitam a proteção neste caso não circulam pela compensação série, não se observa, neste caso, qualquer forma de oscilação subsíncrona. Por outro lado, pelo fato de não circularem pela compensação série, as correntes referidas não têm suas componentes unidirecionais eliminadas e, permanecem dependentes da fase da tensão aplicada à malha de tensão no instante da falta. Assim, verificamos o aparecimento da componente unidirecional da corrente nas três fases, com maiores amplitudes para as fases A e B. Para a fase C, a componente unidirecional apresenta pequena amplitude.

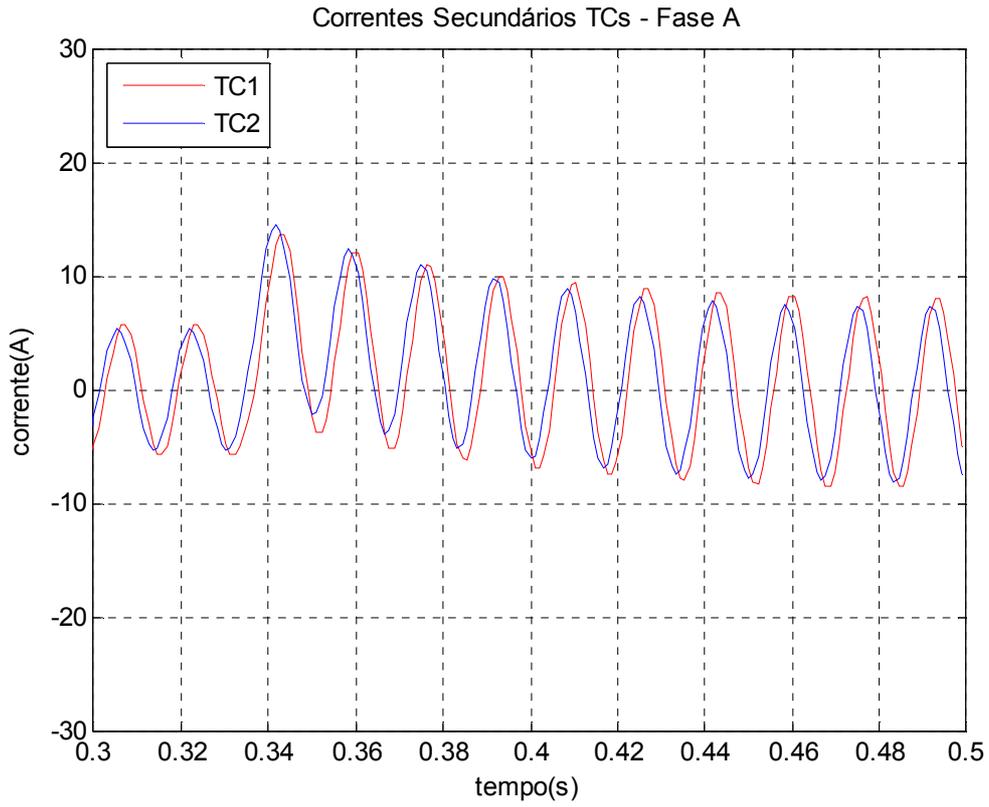


Figura 5.19 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase A

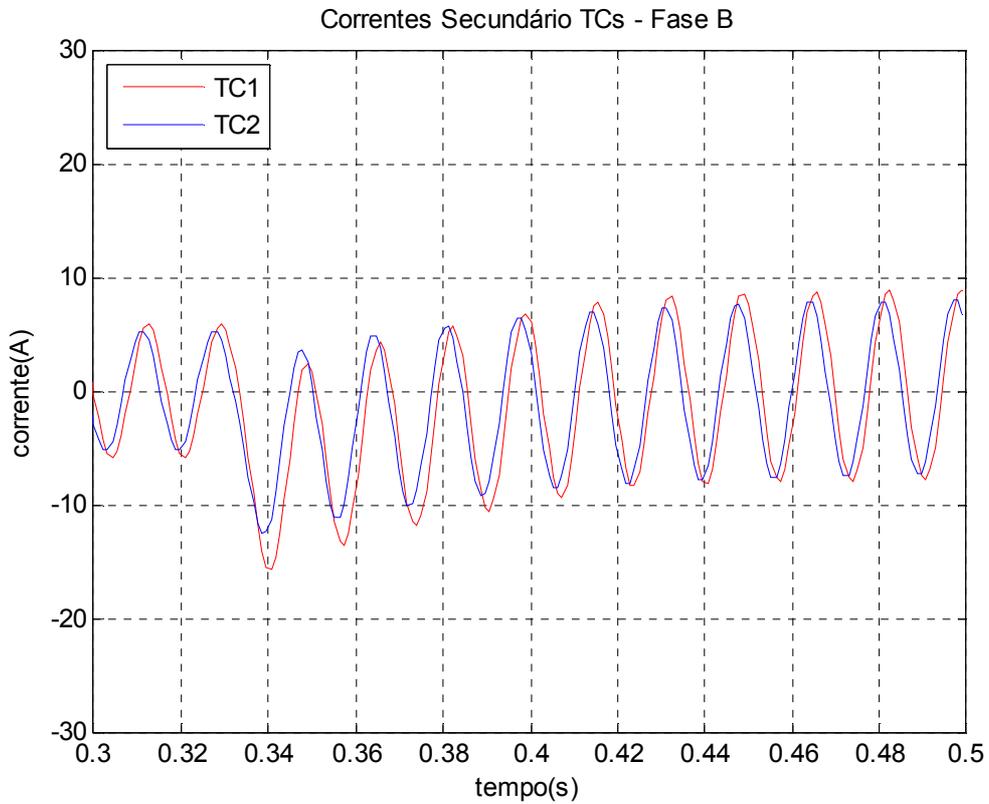


Figura 5.20 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase B

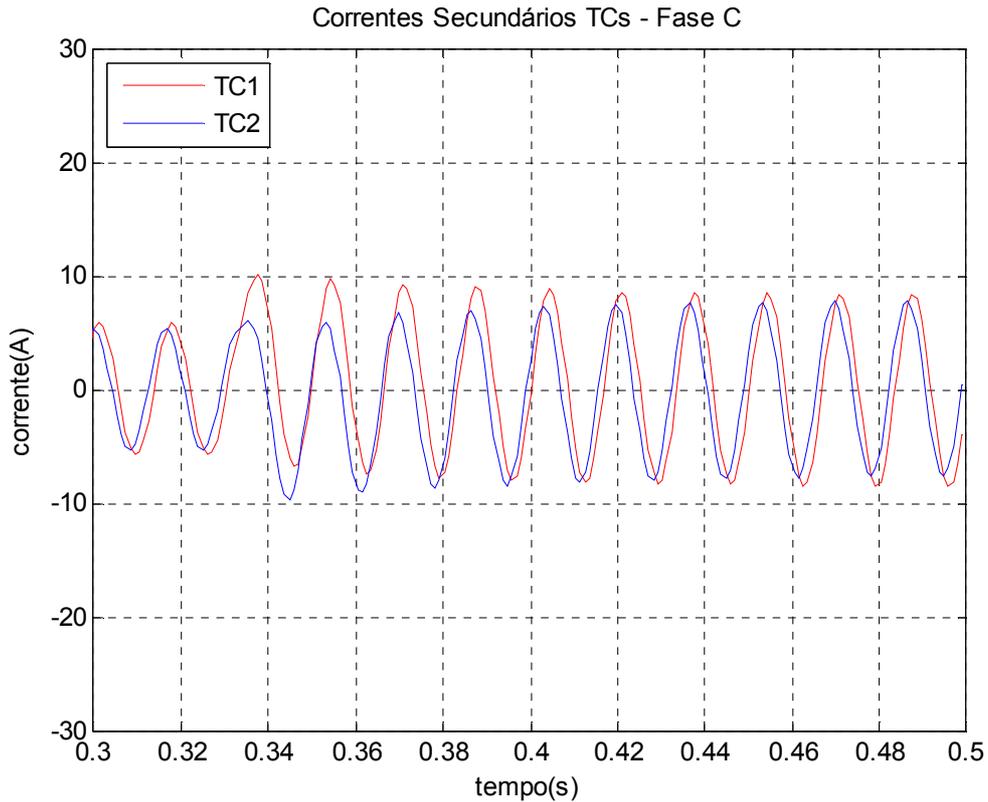


Figura 5.21 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase C.

A Figura 5.22 apresenta as três correntes diferenciais associadas às três fases, para esta falta externa do lado de 500 kV, com a escala anterior modificada para o caso de curto interno. Na situação pré-falta, a corrente diferencial, da ordem de 8% da corrente I_1 significa 0,4 para cada 5A nominais de corrente no secundário do TC do lado do primário do transformador protegido. Na situação pós- falta, por se tratar de curto externo, a corrente diferencial continua relativamente pequena, apenas um pouco maior para sistemas elétricos com baixo nível de corrente de curto, na mesma proporção da relação entre as correntes de falta dos dois lados e a correntes de operação no primário dos TC's que conduzem a 5A em seus secundários. O nível de corrente diferencial neste caso continua bem inferior ao relativo ao início horizontal de sua característica de operação, no valor de pick-up de 0,25pu da corrente nominal dos secundários dos TC's, ou seja, aproximadamente $0,25 * 5A = 1,25 A$. O valor máximo alcançado pela corrente diferencial neste caso não ultrapassa a 0,62 A, para o desequilíbrio declarado de 8%, referido no capítulo 4 e acima, neste parágrafo. O comportamento acidentado da corrente diferencial na Figura 5.22 pode ser atribuído ao efeito da presença maior das componentes unidirecionais nas correntes de falta como

vistas dos secundários dos TC's, como pode ser visto para as correntes diferenciais das fases A e B. A corrente diferencial da fase C parece livre do mesmo tipo de oscilação, já que a componente CC é muito reduzido.

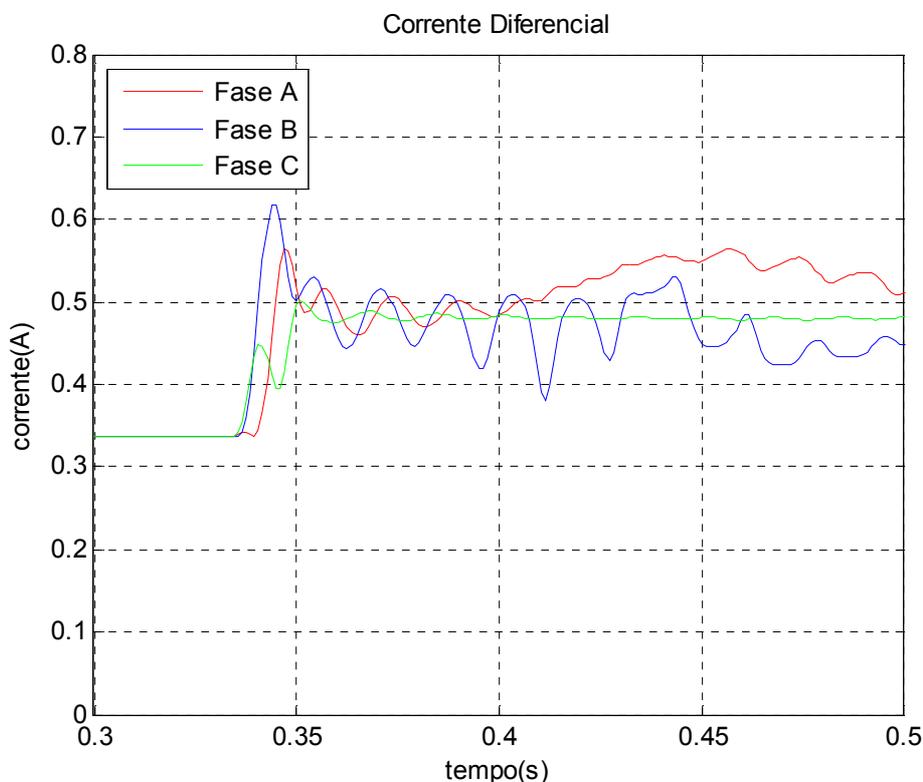


Figura 5.22 – Correntes diferenciais nas fases A, B e C.

As Figuras 5.23 a 5.25 mostram, no plano X – Y, as correntes de operação e de restrição da proteção diferencial, para os três elementos de proteção. Verifica-se a não operação dada a ocorrência da falta, com corrente diferencial insuficiente para atuação da proteção, nesta situação de defeito externo ao transformador sob proteção. Portanto, a registrar-se o correto comportamento dos relés diferenciais de todas as três fases, nesta situação de curto externo ao transformador, do lado de 500kV. A tabela 5.1, indicativa dos níveis de curto-circuito na alta tensão, registra contribuições para a corrente total de curto circuito igual a 1452 MVA advindos da fonte F1.

A severidade da falta, no diagrama X – Y, corrente diferencial de operação x corrente de restrição, pode ser inferida facilmente para faltas externas pelo próprio valor final de X, dado que $X = ((\text{mod}(I_1) + \text{mod}(I_2))/2) = \text{mod}(I_1) = \text{mod}(I_2)$. O valor inicial representa a corrente de carga.

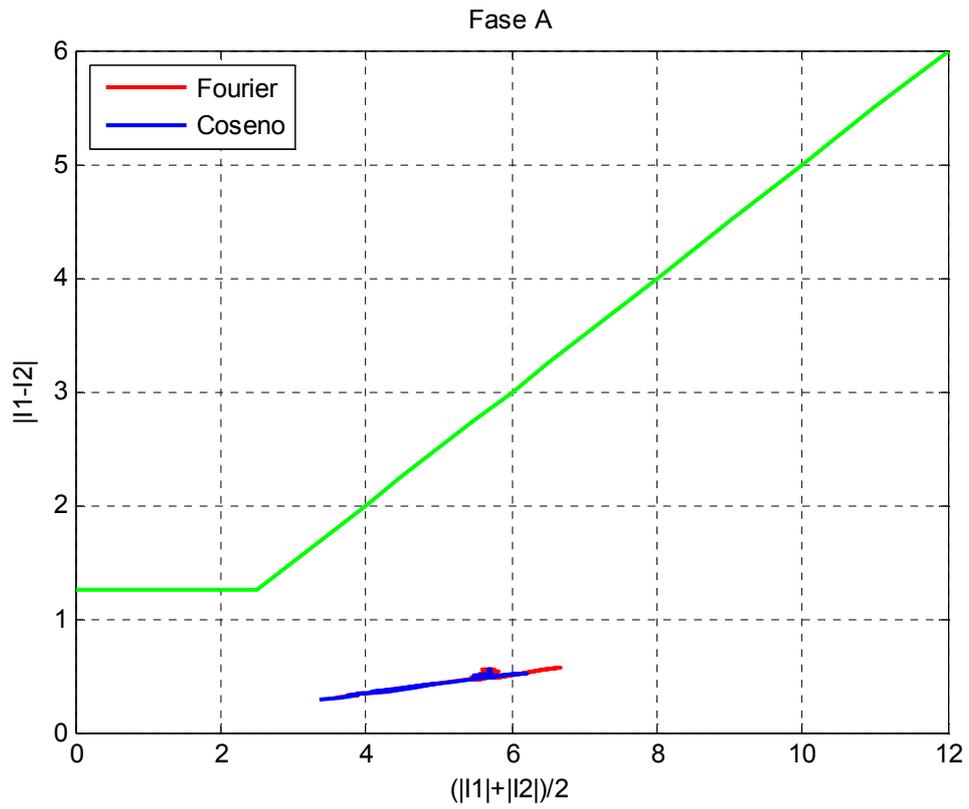


Figura 5.23 – Curva diferença x soma das correntes da fase A.

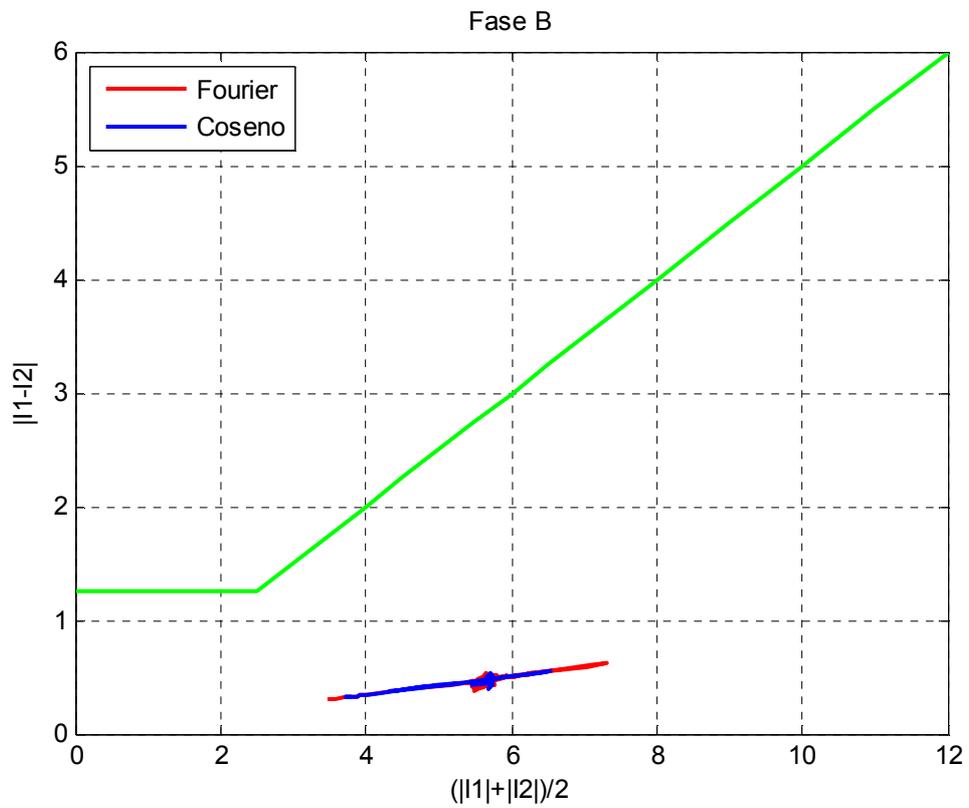


Figura 5.24 – Curva diferença x soma das correntes da fase B.

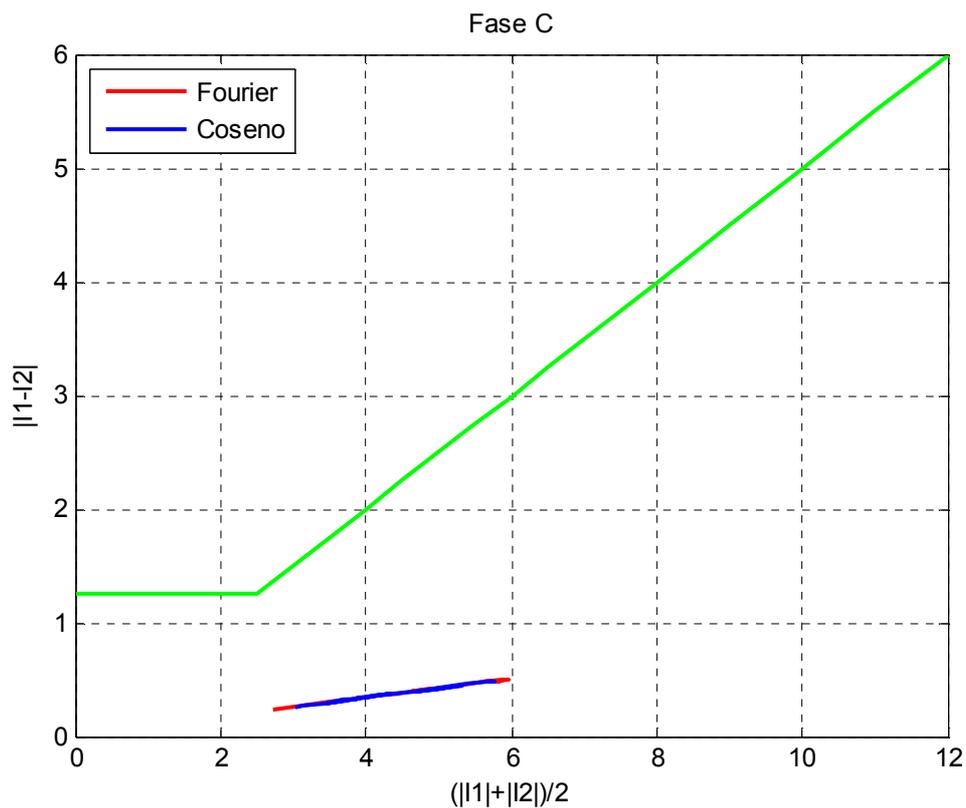


Figura 5.25 – Curva diferença x soma das correntes da fase C.

Caso potência 0MW

Curto-circuito trifásico externo no lado de 500kV no instante de tensão nula na fase A

Podemos verificar, nas Figuras 5.26, 5.27 e 5.28, o comportamento das correntes muito semelhante ao das correntes do caso anterior (Figuras 5.19, 5.20 e 5.21), a partir do instante da falta.

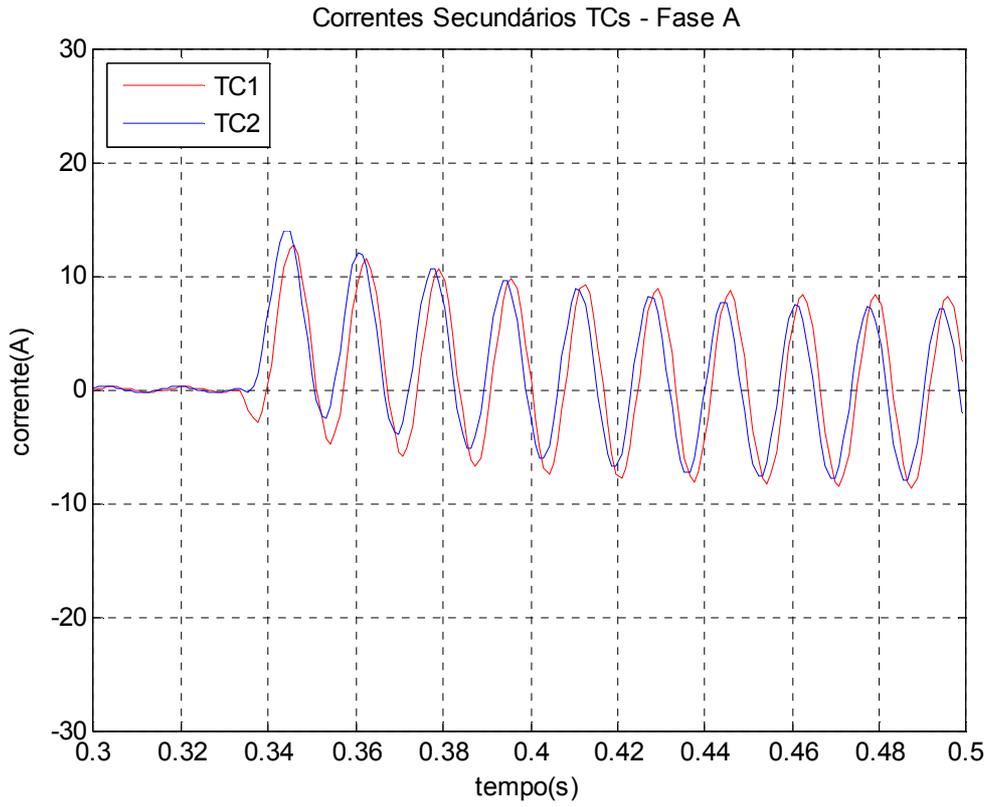


Figura 5.26 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase A.

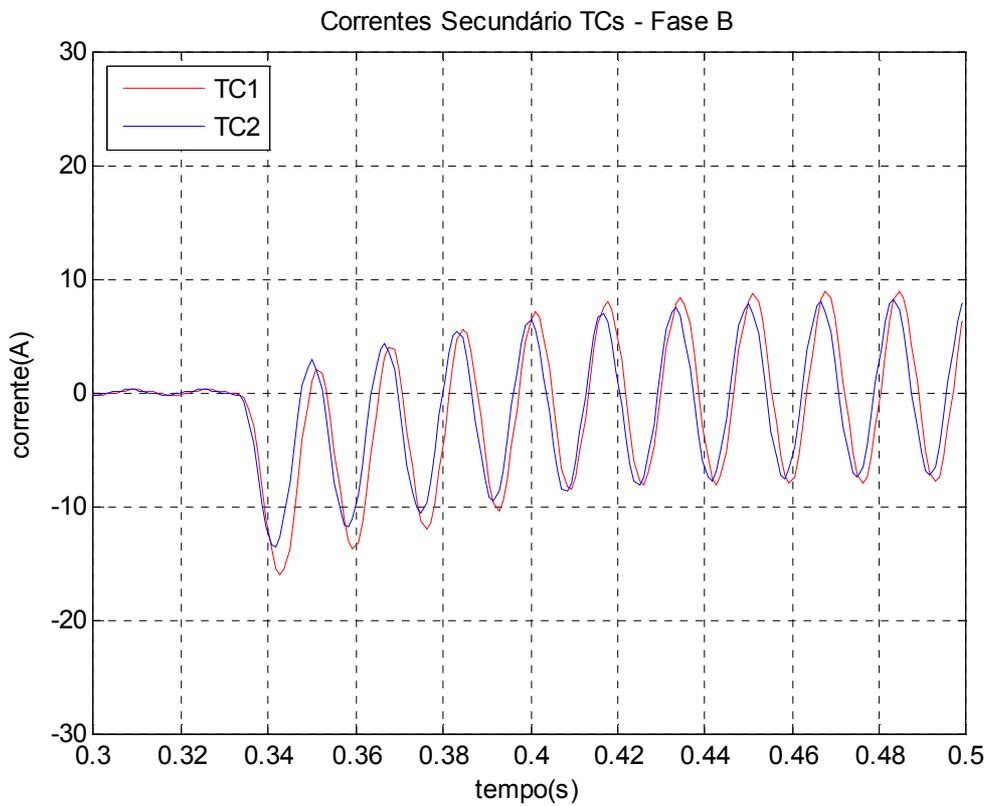


Figura 5.27 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase B.

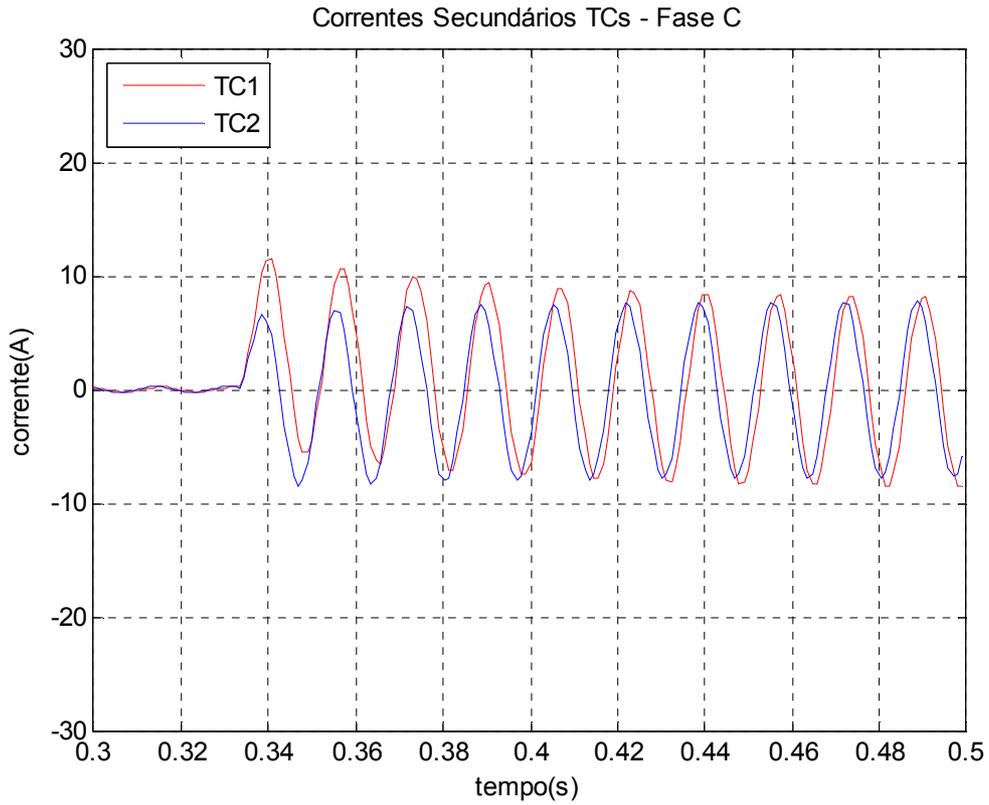


Figura 5.28 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase C.

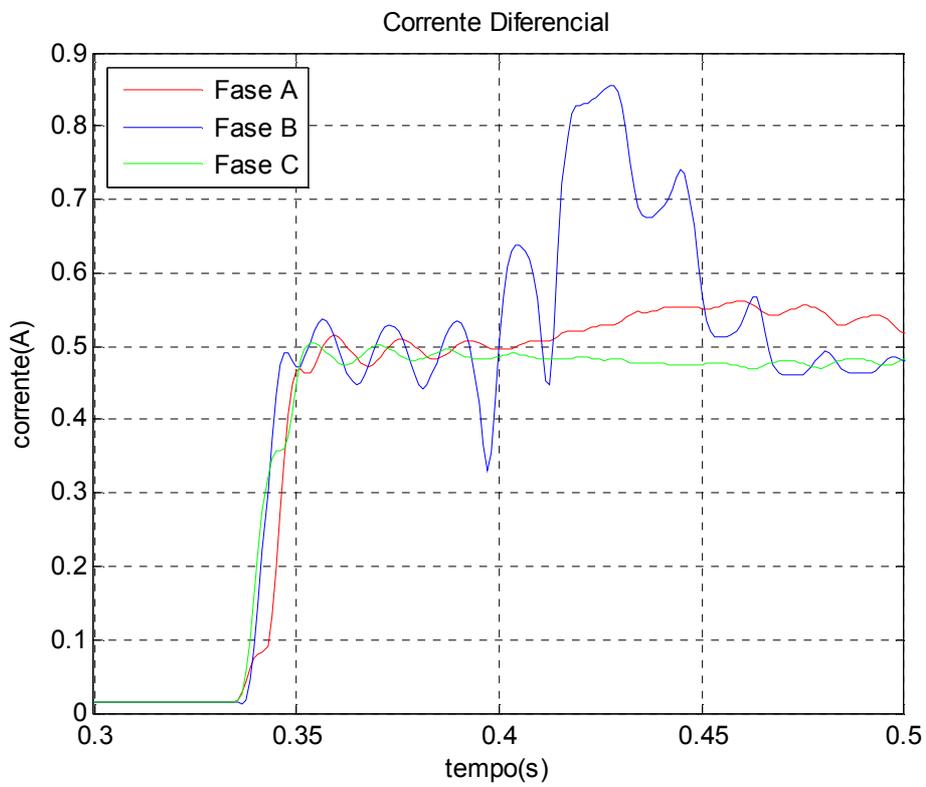


Figura 5.29 – Correntes diferenciais nas fases A, B e C.

Quanto às correntes diferenciais indicadas na Figura 5.29, as diferenças visualizadas também não são de maior importância, já que em caso de curto externo, o elemento diferencial de operação do relé é submetido praticamente à diferença entre os módulos das correntes dos secundários dos TC's, TC1 e TC2. Na presente situação, de nível de curto relativamente reduzido, os fatores que poderiam fazer o desbalanço de corrente ser excessivo, bem acima dos 8% anteriormente referidos, não estão presentes com intensidade suficiente para provocar a operação indevida da proteção diferencial para faltas externas.

Nas Figuras 5.30, 5.31 e 5.32 observamos, novamente, agora para a condição de falta externa, com transferência de potência pré-falta de zero MW, praticamente o mesmo comportamento apresentado no caso anterior de 900 MW, relativamente às figuras 5.23, 5.24 e 5.25. A única diferença, também não muito relevante, é que a corrente diferencial, ao invés de iniciar com o valor associado a potência pré-falta de 900 MW, iniciar praticamente do valor zero, como pode ser observado naquelas figuras 5.30 a 5.32.

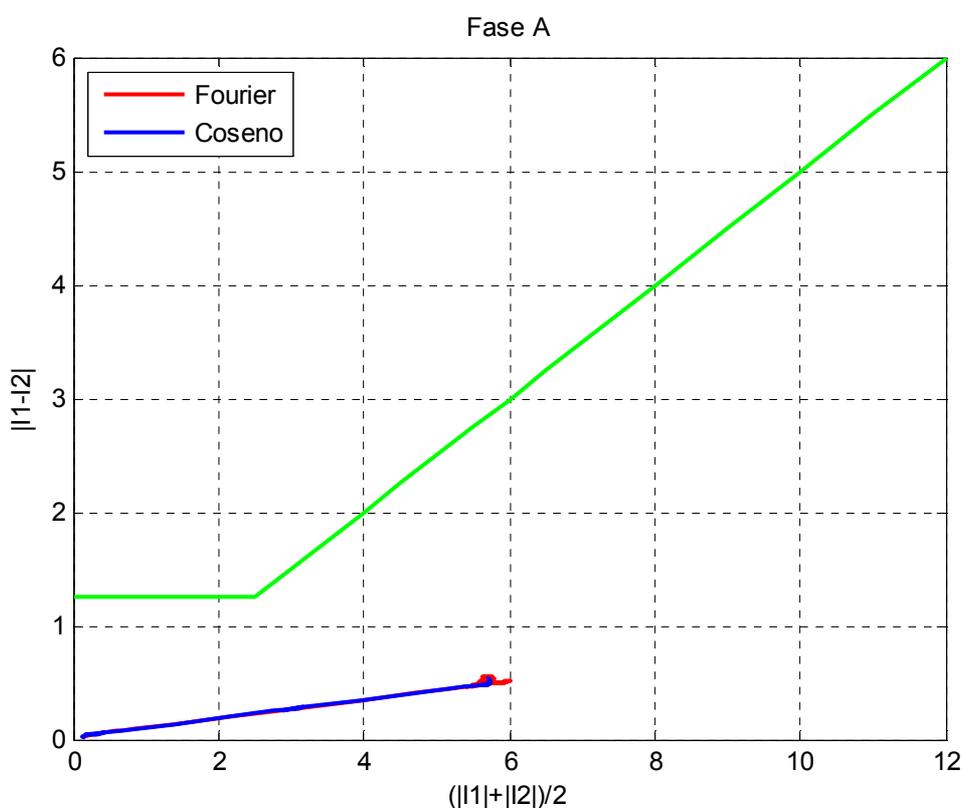


Figura 5.30 – Curva diferença x soma das correntes da fase A.

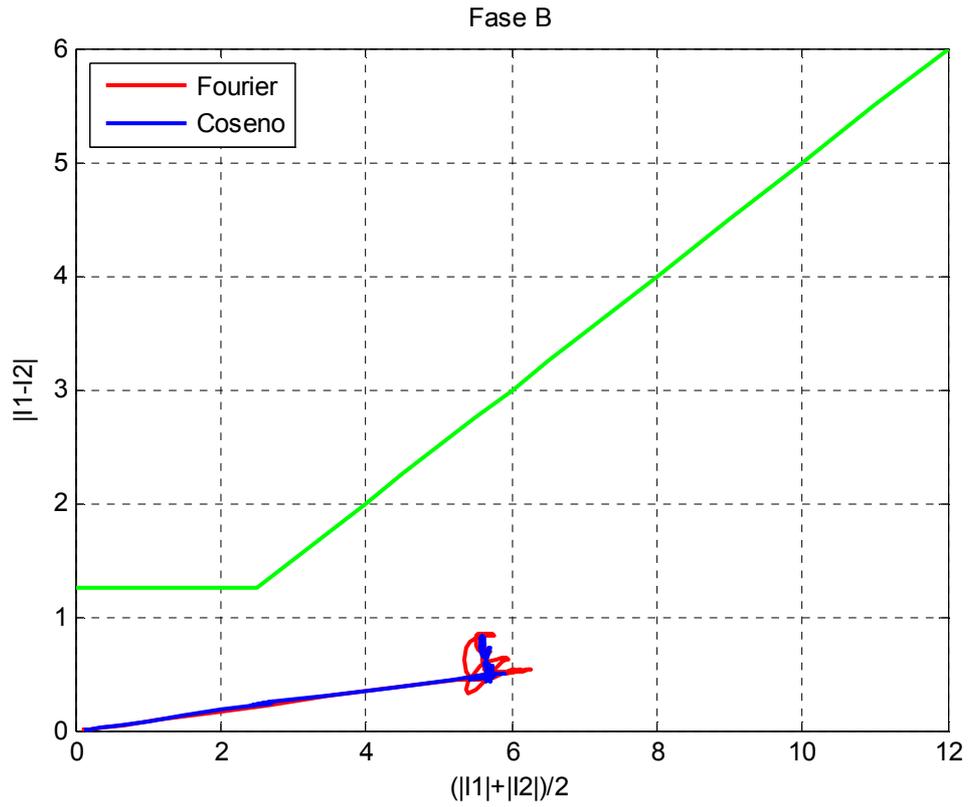


Figura 5.31 – Curva diferença x soma das correntes da fase B.

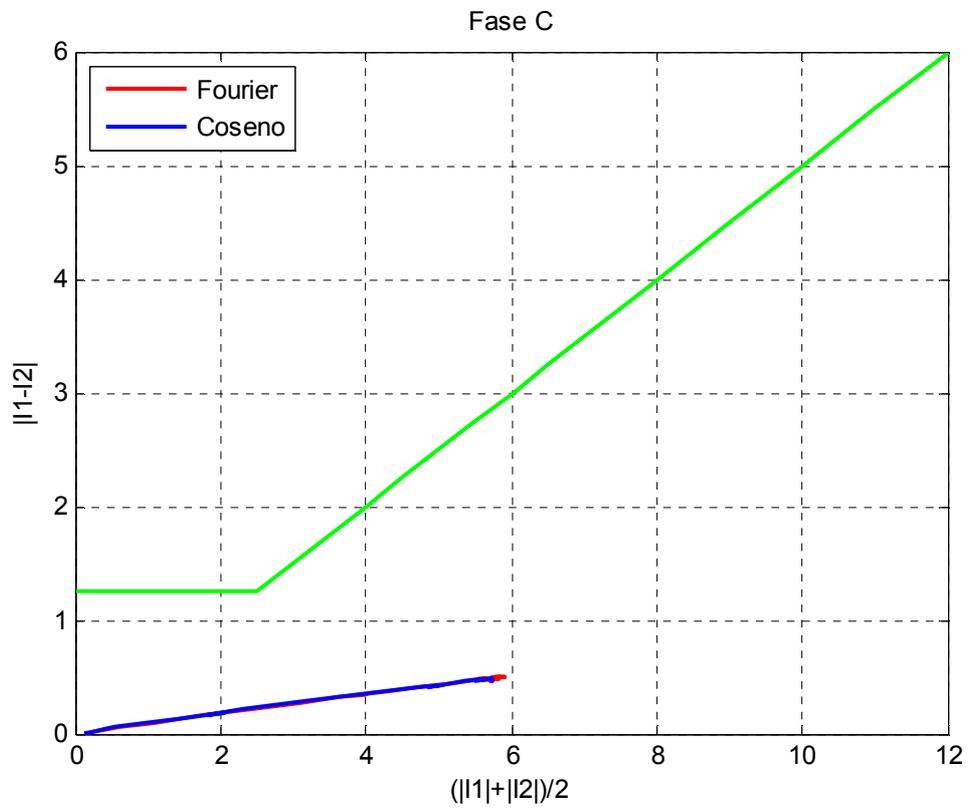


Figura 5.32 – Curva diferença x soma das correntes da fase C.

Caso potência 900MW

Curto-circuito trifásico interno no lado de 138kV no instante de tensão nula na fase A

Caso potência 0 MW

Curto-circuito trifásico interno no lado de 138kV no instante de tensão nula na fase A

Os casos de curto-circuito trifásico interno indicados acima, no lado de 138kV, aplicado no instante de tensão nula na fase A para as potências de 900 MW e 0 MW, apresentam como resultados curvas semelhantes as dos casos de curto-circuito trifásico interno no lado de 500kV no instante de tensão nula na fase A para as respectivas potências.

Caso potência 900MW

Curto-circuito trifásico externo no lado de 138kV no instante de tensão nula na fase A

Nas Figuras 5.33, 5.34 e 5.35 podemos observar a influência das componentes subsíncronas nas correntes de curto-circuito geradas pela fonte F2 que atravessam a compensação série capacitiva, mesmo sendo valores pós-processados pelos filtros Butterworth. O comportamento é semelhante para os conjuntos de TC's de cada fase já que as correntes que atravessam o primário dos mesmos são resultantes apenas da contribuição da fonte F2.

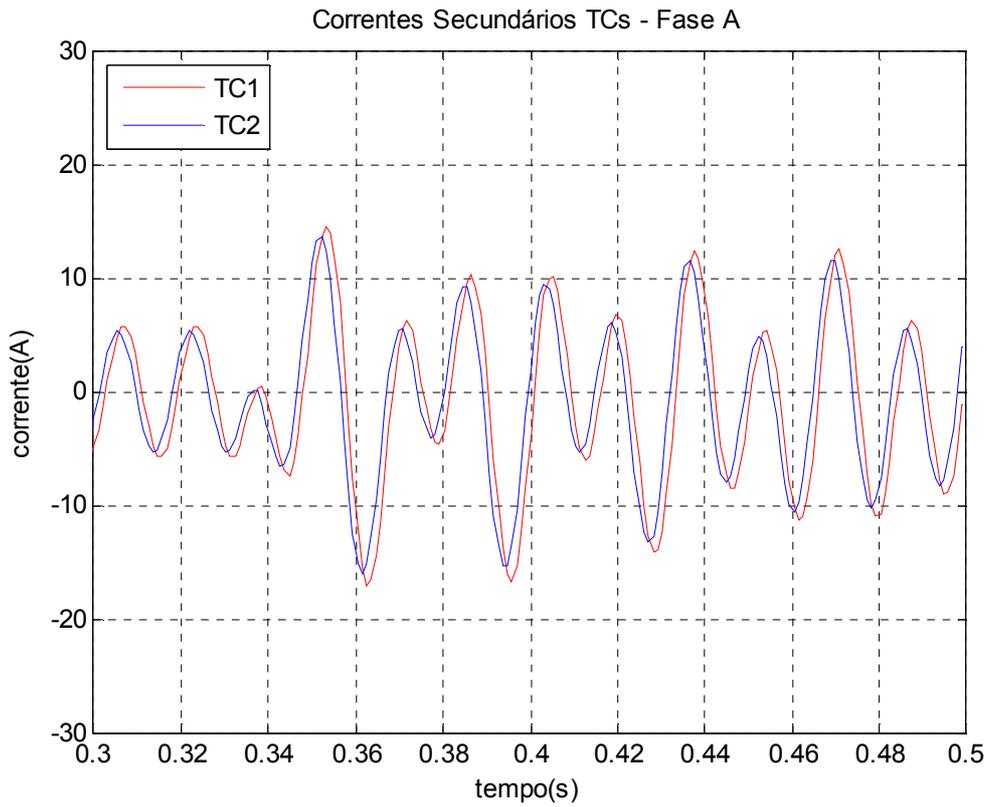


Figura 5.33 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase A.

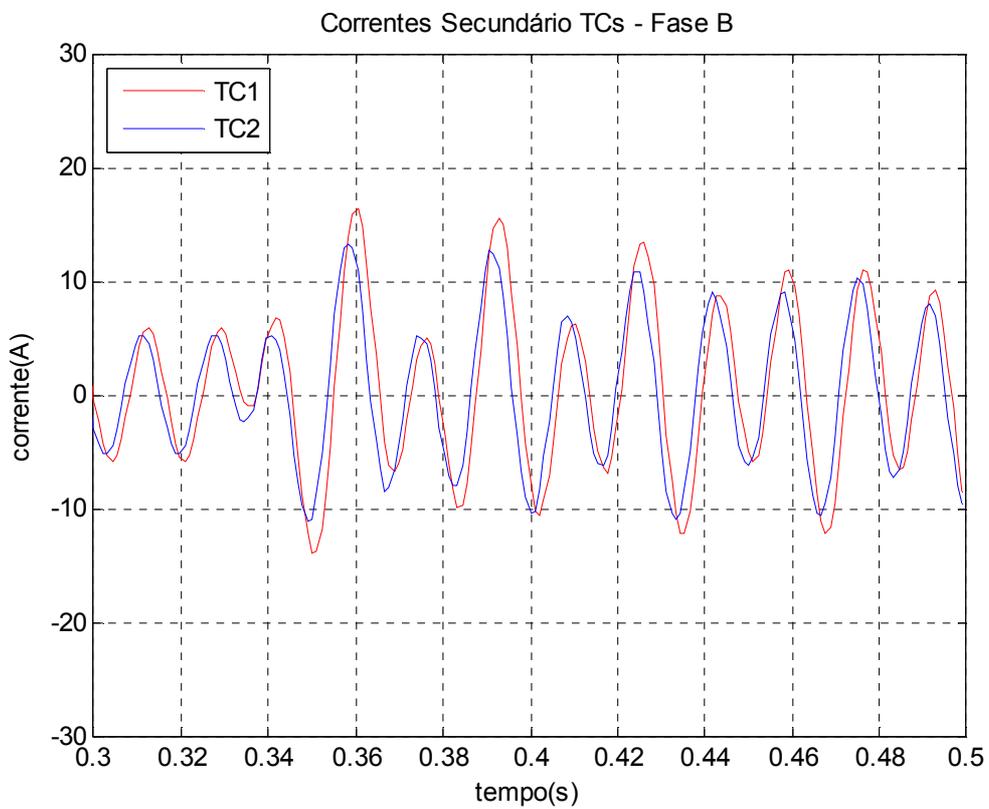


Figura 5.34 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase B.

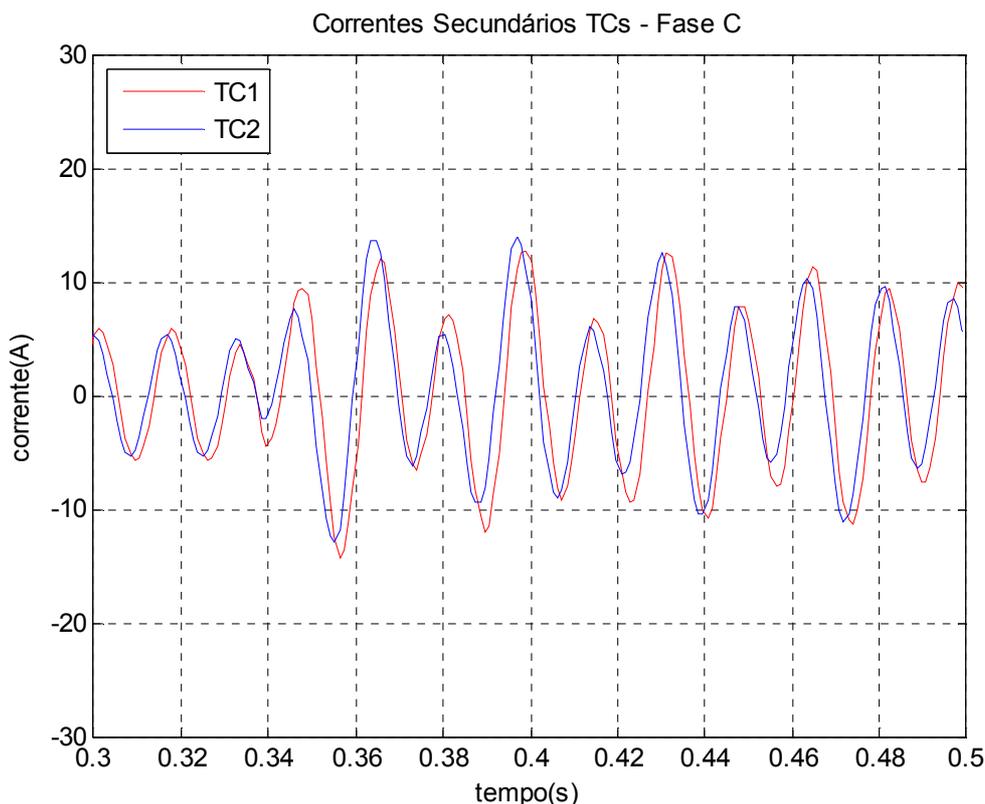


Figura 5.35 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase C.

Nas Figuras 5.36, 5.37, 5.38 e 5.39 podemos observar uma maior influência do erro referente à diferença entre as relações de transformação dos TC's e a relação de transformação do transformador principal, o que apenas aumenta a excursão da trajetórias das Figuras 5.37, 5.38 e 5.39. Entretanto, este erro não é suficiente para provocar uma operação indesejada. É oportuno mencionar, neste ponto, a grande vantagem da proteção diferencial percentual que vem sendo adotada para os relés eletromecânicos e, ainda, para os relés digitais. Se a proteção diferencial mais antiga fosse adotada, sem o elemento de restrição associado ao sinal $X = ((\text{mod}(I_1) + \text{mod}(I_2)) / 2)$, então, neste caso, como se visualiza pela inspeção da figura 5.37, a possibilidade de operação seria maior, dado que a corrente de operação estaria alcançando, neste caso, valores próximos a 1A, para o valor de pick-up de 1,25A. Outros fatores de erro não incluídos no trabalho poderiam, portanto, aumentar o erro de 8%, atribuído aqui apenas a discordância de relação de transformação e resultar na operação da proteção neste caso de defeito externo. Nesta situação, aumento do valor de pick-up seria necessário.

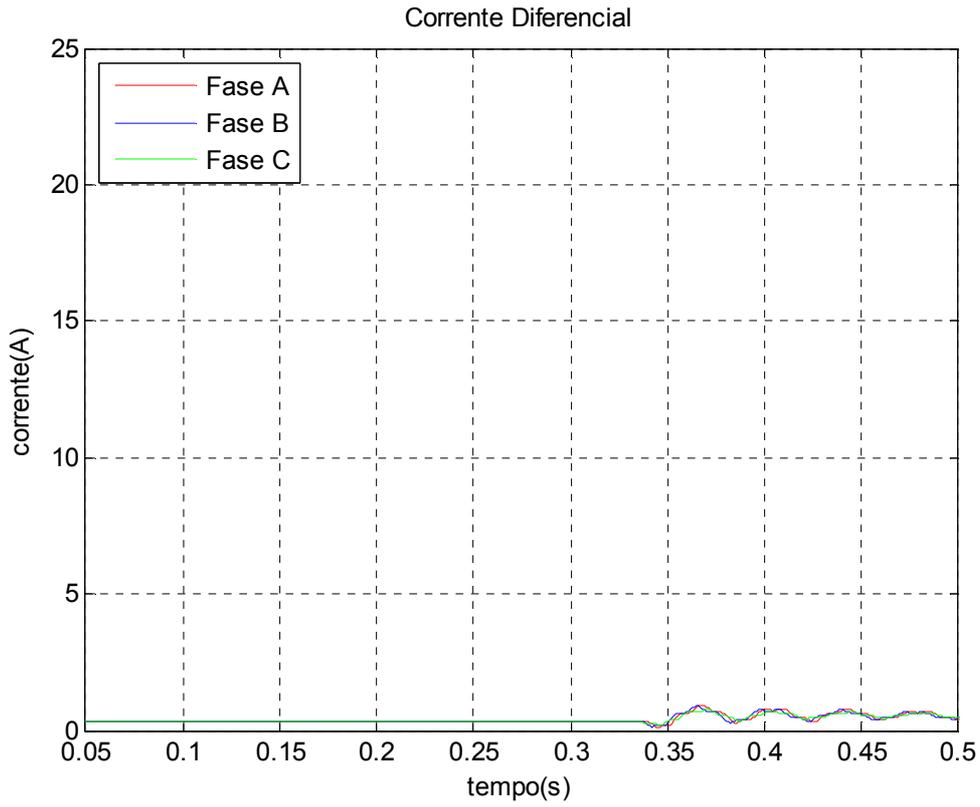


Figura 5.36 – Correntes diferenciais nas fases A, B e C.

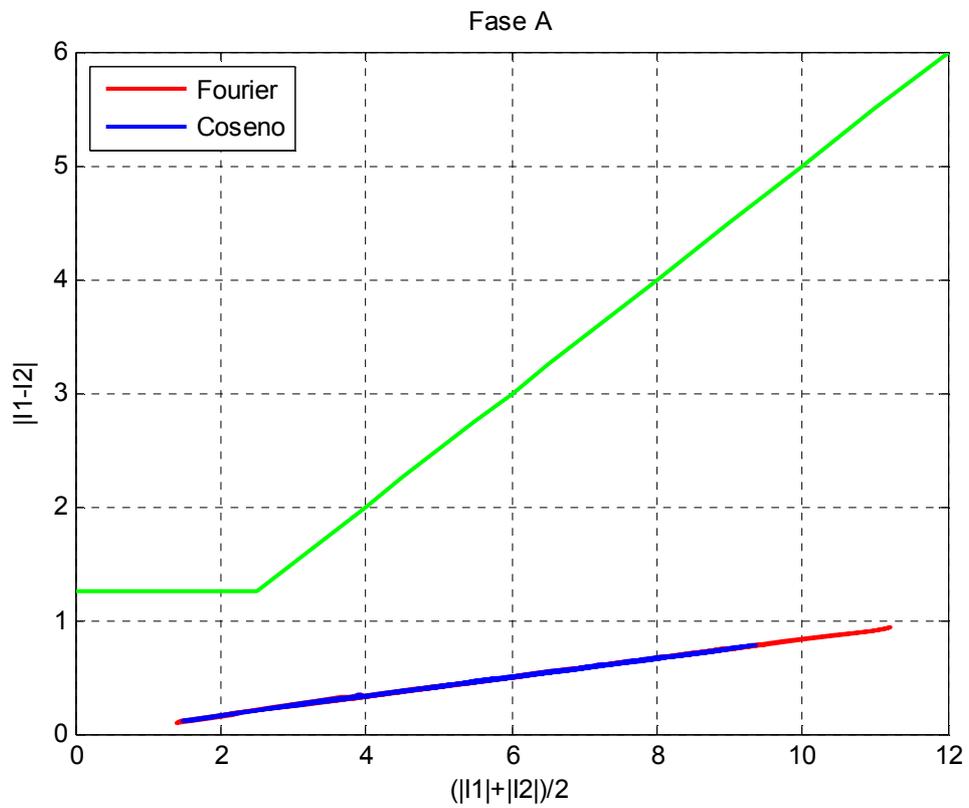


Figura 5.37 – Curva diferença x soma das correntes da fase A.

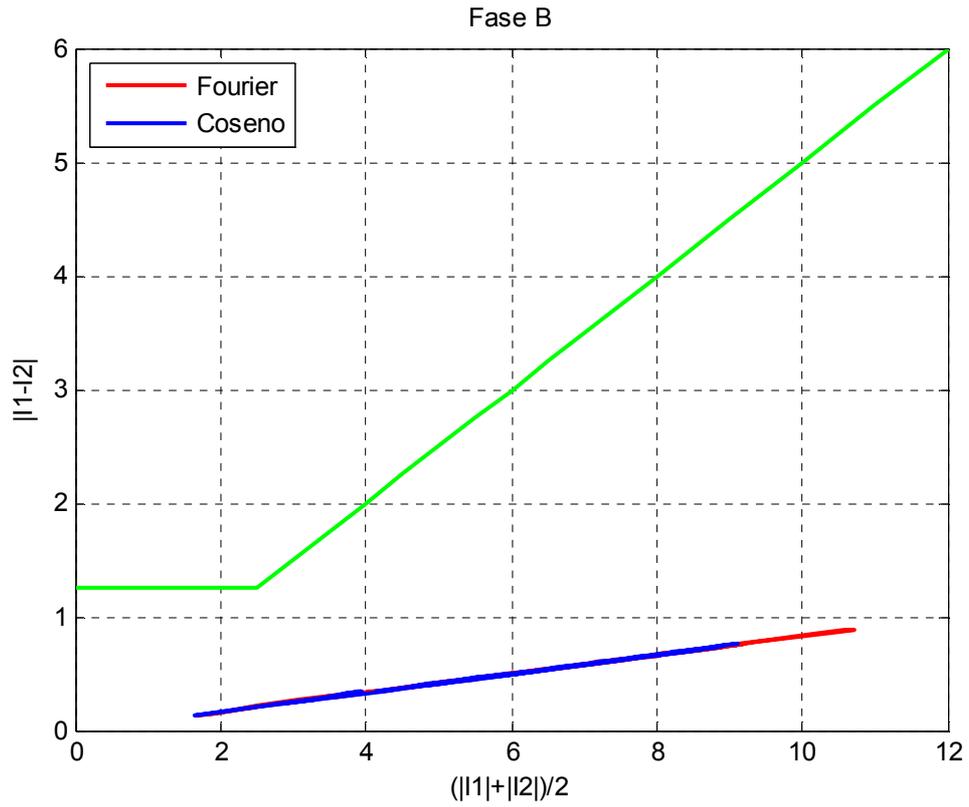


Figura 5.38 – Curva diferença x soma das correntes da fase B.

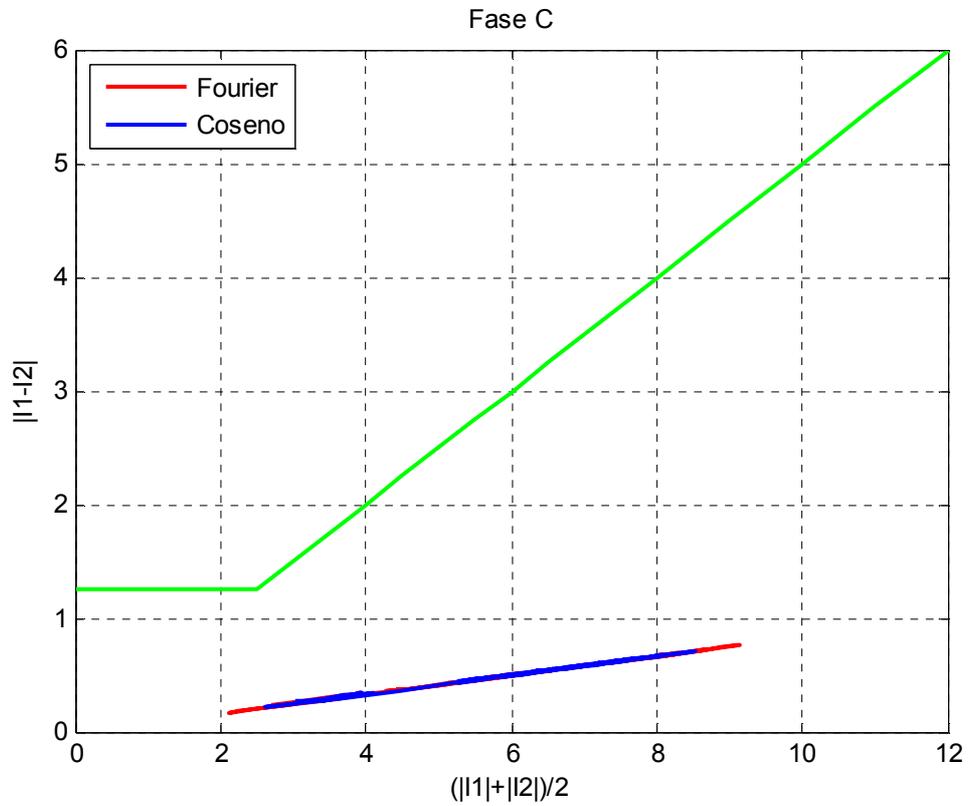


Figura 5.39 – Curva diferença x soma das correntes da fase C.

Caso potência 0MW

Curto-circuito trifásico externo no lado de 138kV no instante de tensão nula na fase A

Os casos de curto-circuito trifásico externo no lado de 138kV no instante de tensão nula na fase A para a potência de 0MW apresentam como resultados curvas semelhantes a do caso de curto-circuito trifásico externo no lado de 138kV, para a potência de 900 MW, no instante de falta com tensão nula na fase A, a partir do instante da falta.

Caso potência 900MW

Curto-circuito trifásico interno no lado de 138kV no instante de tensão nula na fase A

Com modificação do valor do burden dos TC's conectados do lado de 138kV para 8 ohms e impedância base para 3 ohms, visando redução da tensão nominal do TC e saturação intensa.

Pelas Figuras 5.40, 5.41 e 5.42, observamos a saturação elevada dos TC's do lado do 138kV. Este fenômeno provocou a redução das correntes diferenciais no instante da falta como apresentado na Figura 5.43.

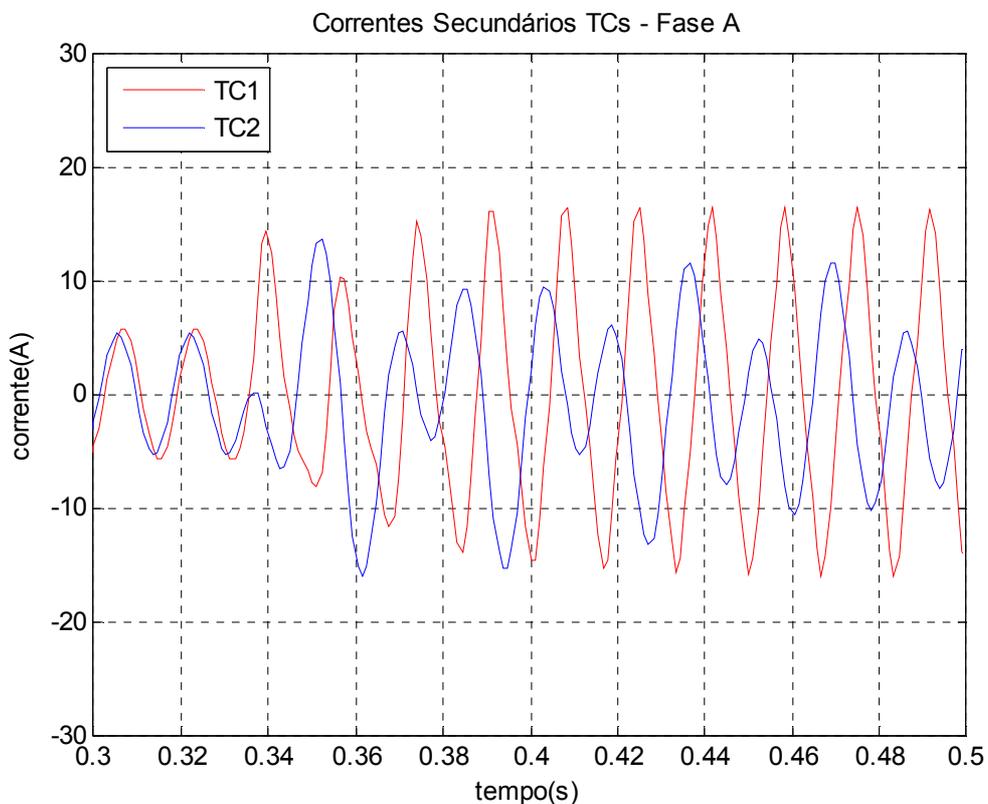


Figura 5.40 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase A.

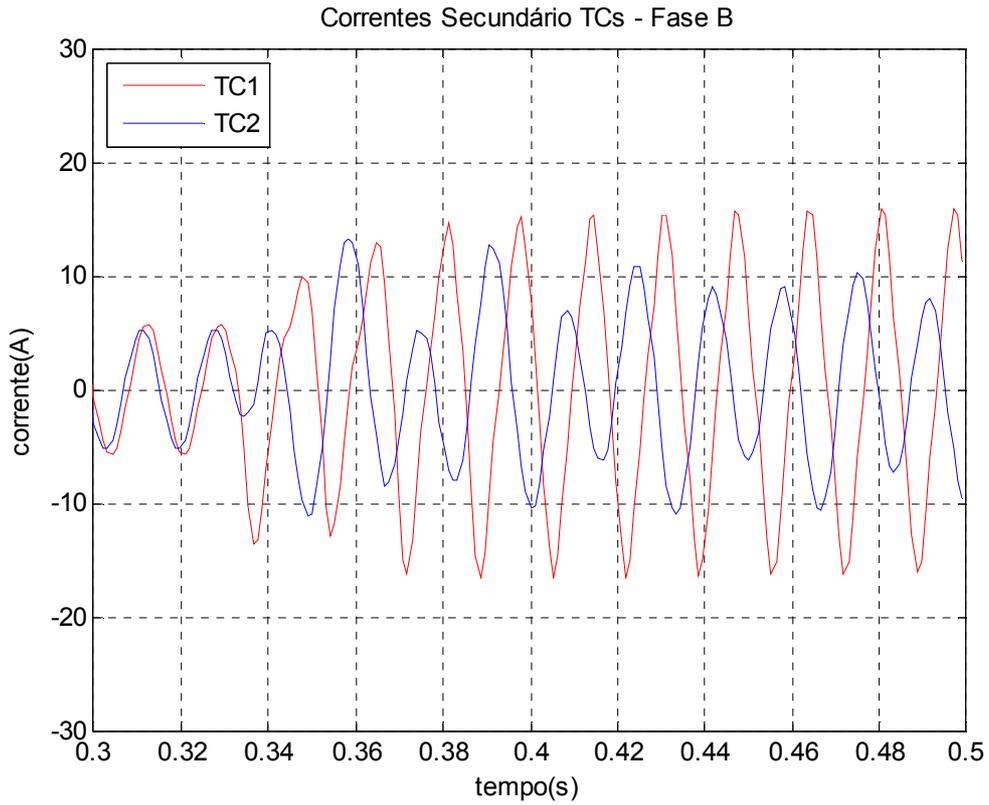


Figura 5.41 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase B.

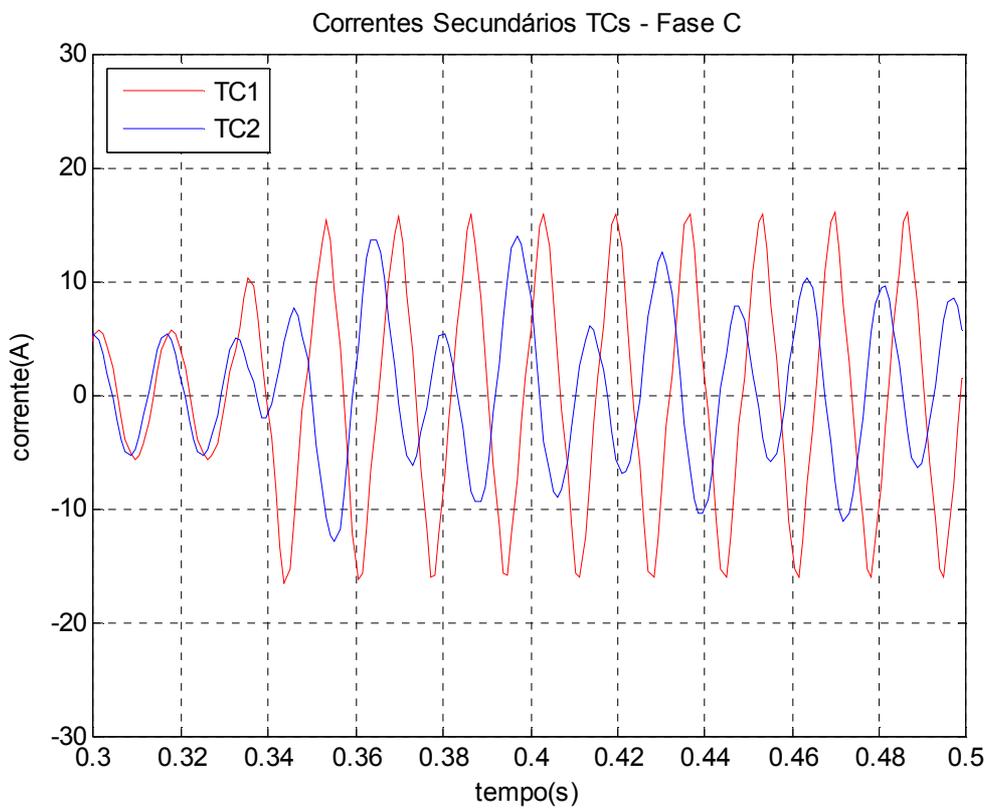


Figura 5.42 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase C.

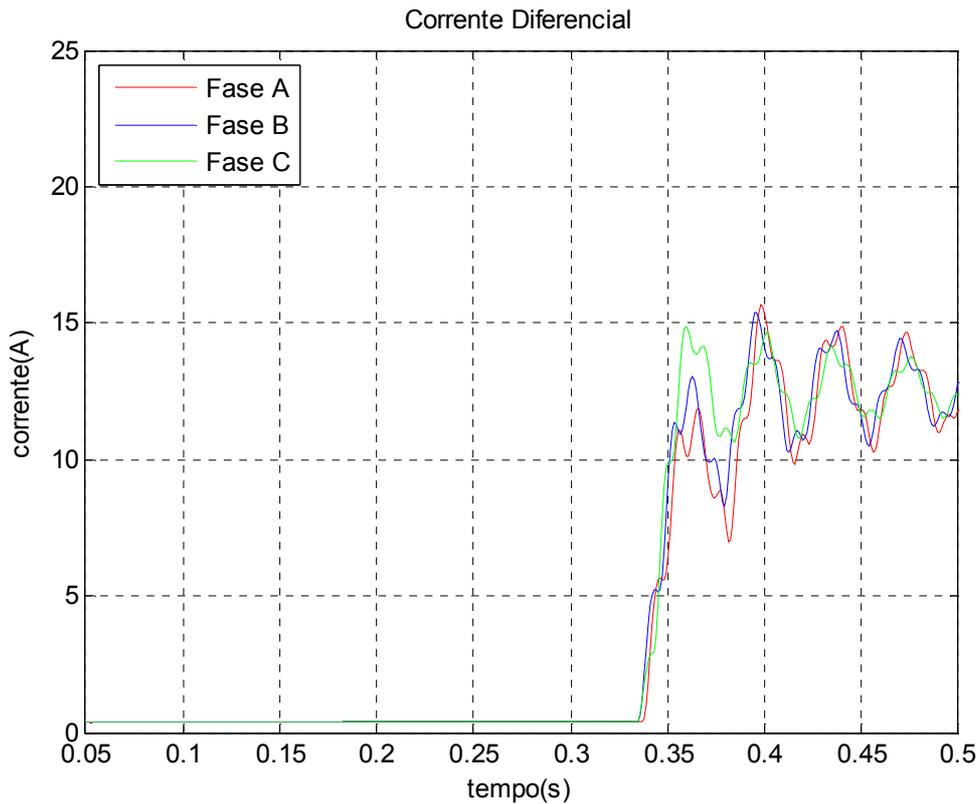


Figura 5.43 – Correntes diferenciais nas fases A, B e C.

Esta situação de saturação provocada no conjunto dos TC's do lado de 138kV aumentou as oscilações das curvas em comparação com o caso equivalente sem alteração do burden e da tensão nominal dos TC's. Entretanto, a saturação não é suficiente para prejudicar o comando de operação do relé.

Neste caso temos a mais elevada corrente de curto-circuito do sistema circulando nos TC's do lado de 138kV. Mesmo assim, a condição de saturação do TC não resulta em erro de operação do relé.

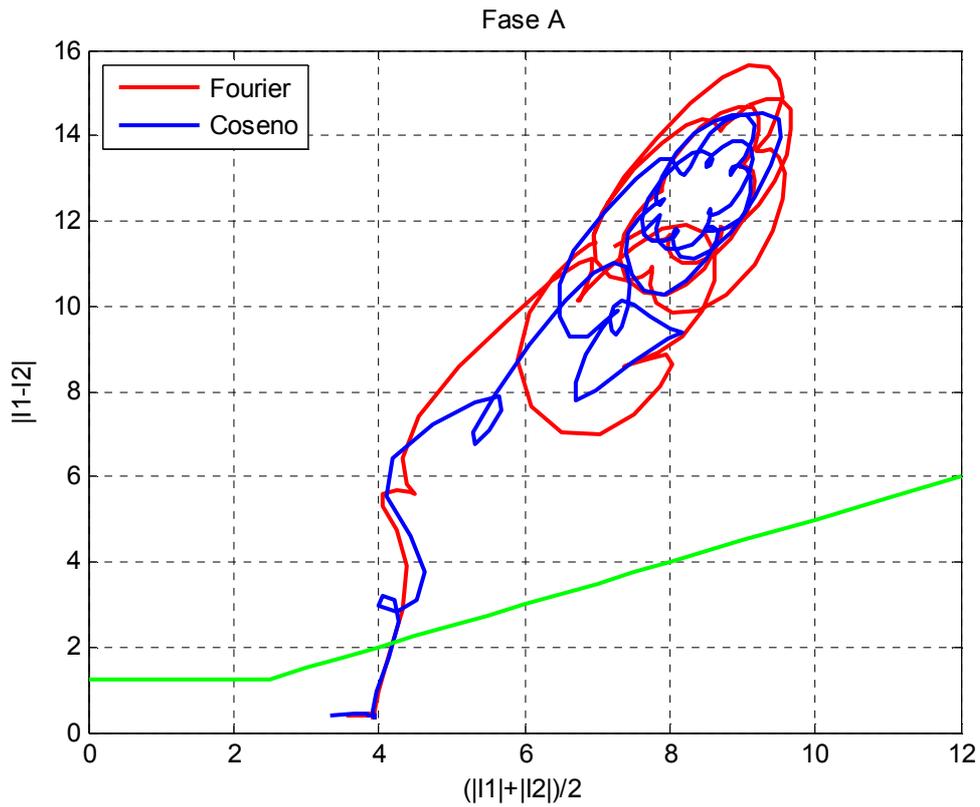


Figura 5.44 – Curva diferença x soma das correntes da fase A.

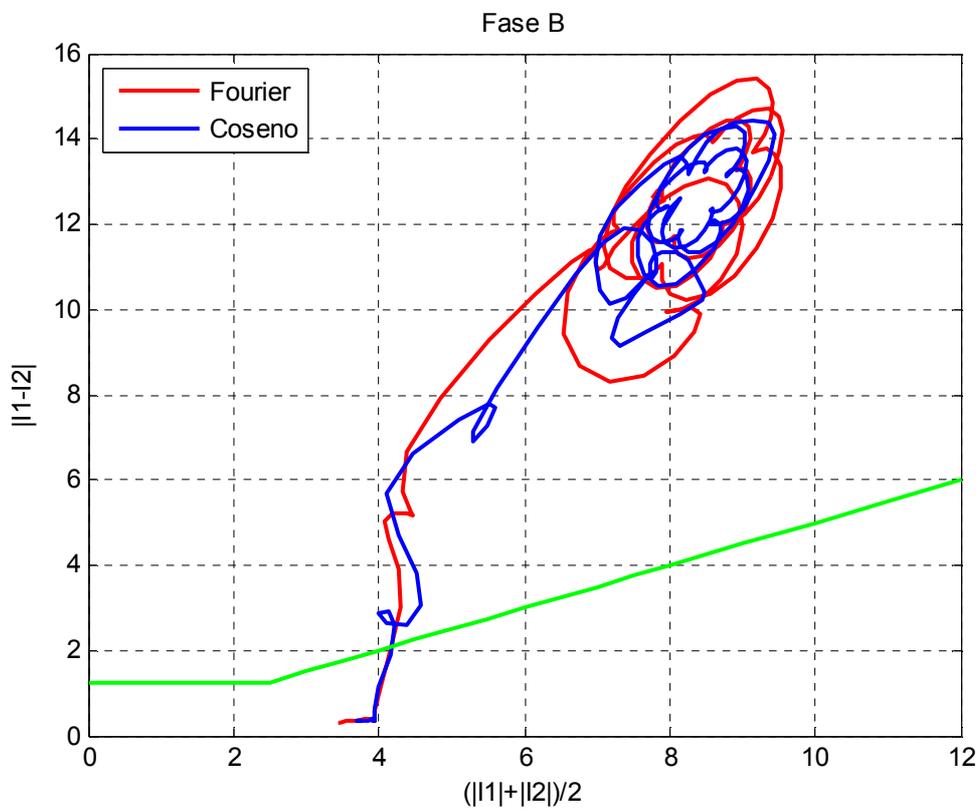


Figura 5.45 – Curva diferença x soma das correntes da fase B.

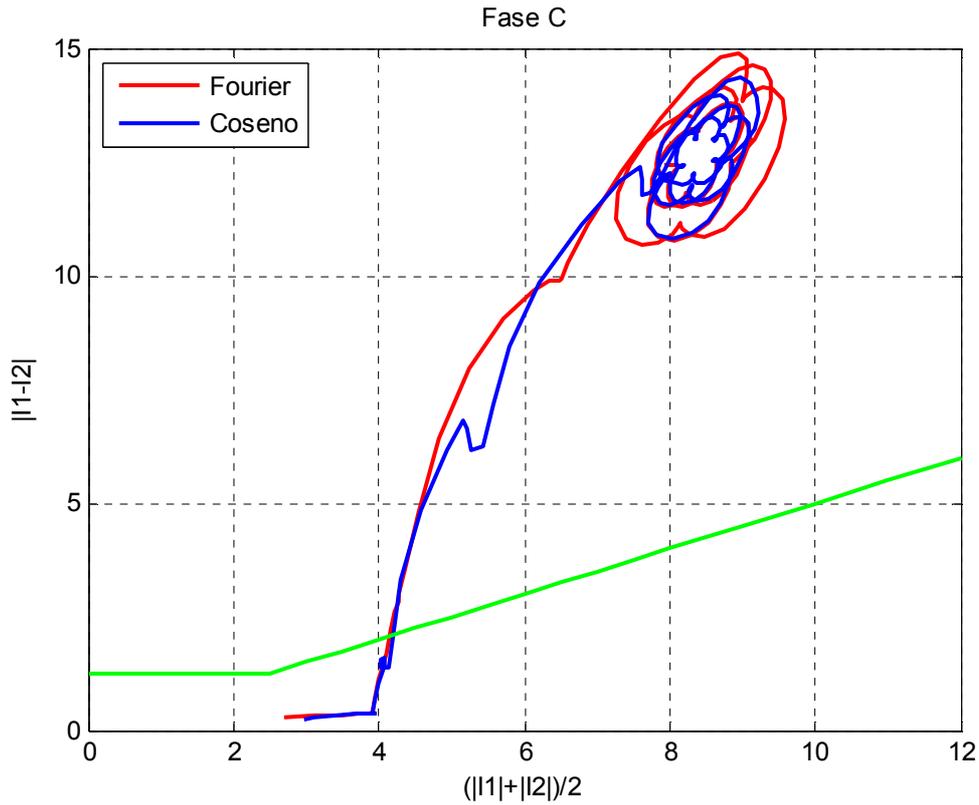


Figura 5.46 – Curva diferença x soma das correntes da fase C.

5.2 – CURTO- CIRCUITO FASE-TERRA

Para evitar a repetição de casos e de comentários semelhantes, selecionamos dois dos casos simulados para apresentação e comentários, ilustrando os resultados para os curtos-circuitos do tipo fase-terra.

Caso potência 0MW

Curto-circuito monofásico fase A externo, no lado de 500kV, no instante de tensão nula na fase A

As Figuras 5.51, 5.52 e 5.53 indicam que os algoritmos de filtragem digital utilizados (Fourier e Coseno) apresentam comportamentos oscilatórios equivalentes durante a falta monofásica. Observamos também a pequena excursão realizada nas trajetórias das curvas das Figuras 5.51 e 5.52. Em virtude da falta ser monofásica com potência de regime em 0MW, temos uma discreta circulação de corrente nas fases B e C

em relação a fase A envolvida na falta, como indicado nas Figuras 5.47, 5.48 e 5.49. Em razão desta discreta circulação de corrente, a corrente diferencial para estas fases também é pequena (já que a falta é na fase A). A Figura 5.53 nos confirma esta situação. Deste modo, a não operação é garantida.

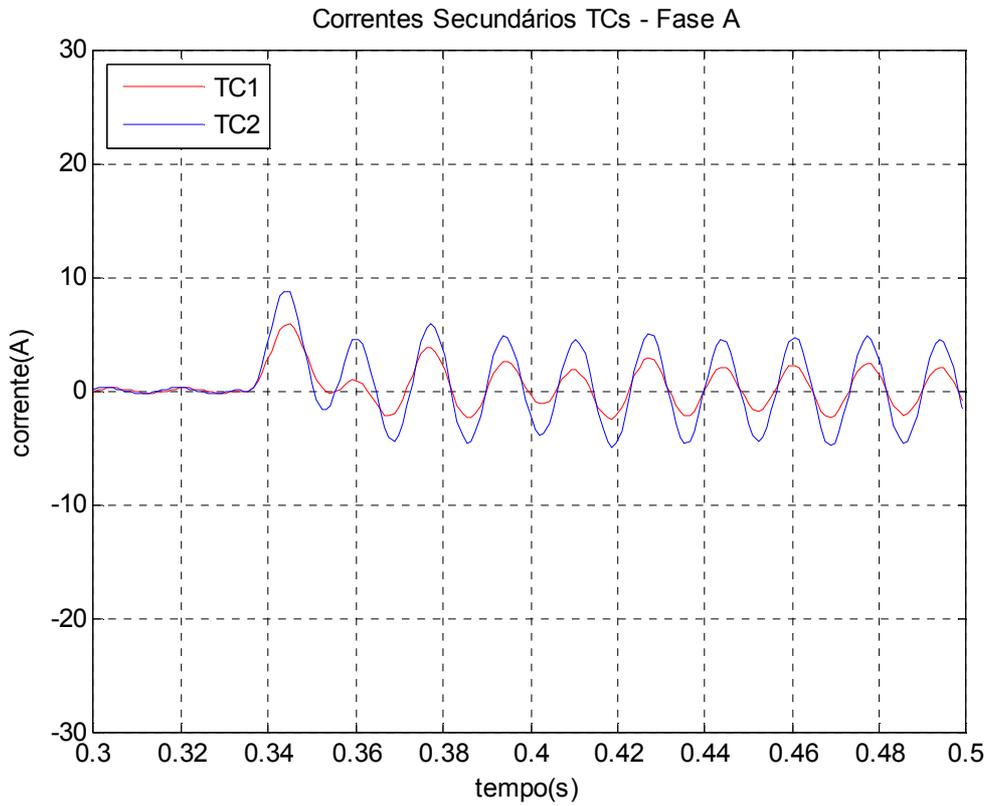


Figura 5.47 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase A.

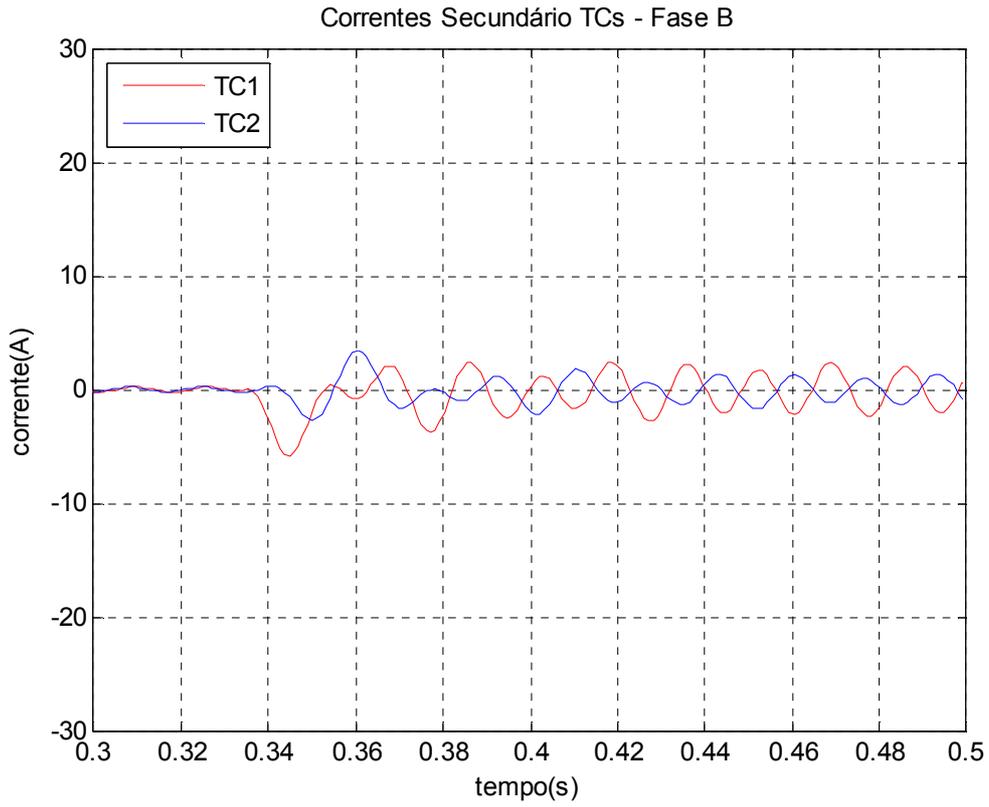


Figura 5.48 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase B.

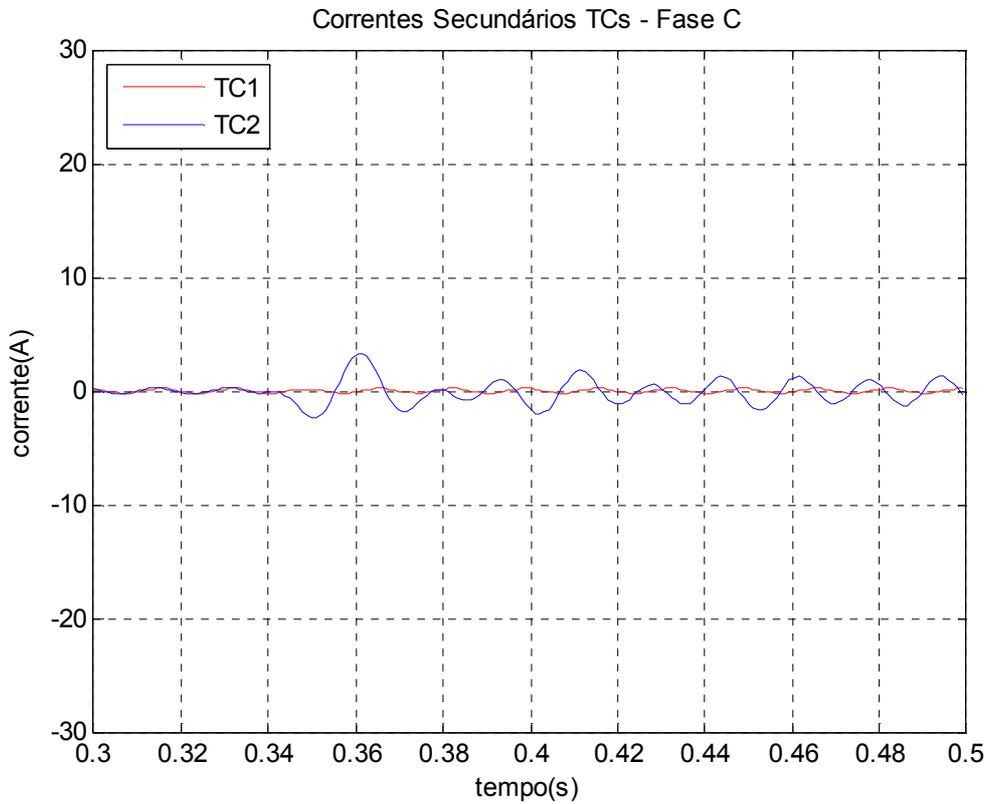


Figura 5.49 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase C.

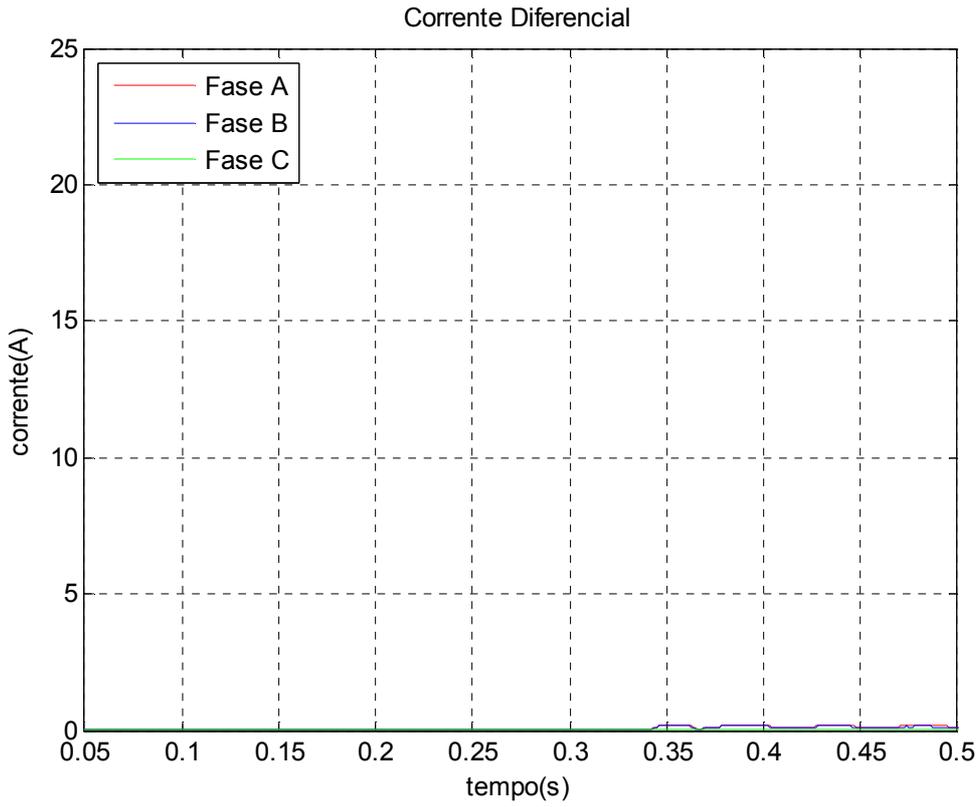


Figura 5.50 – Correntes diferenciais nas fases A, B e C.

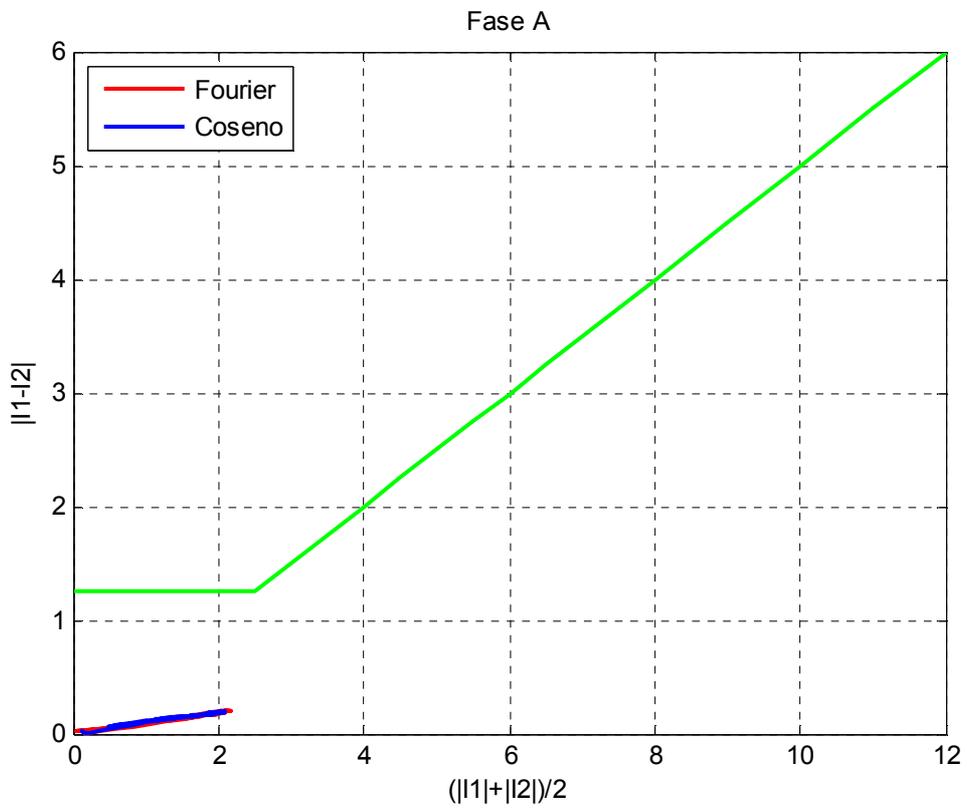


Figura 5.51 – Curva diferença x soma das correntes da fase A.

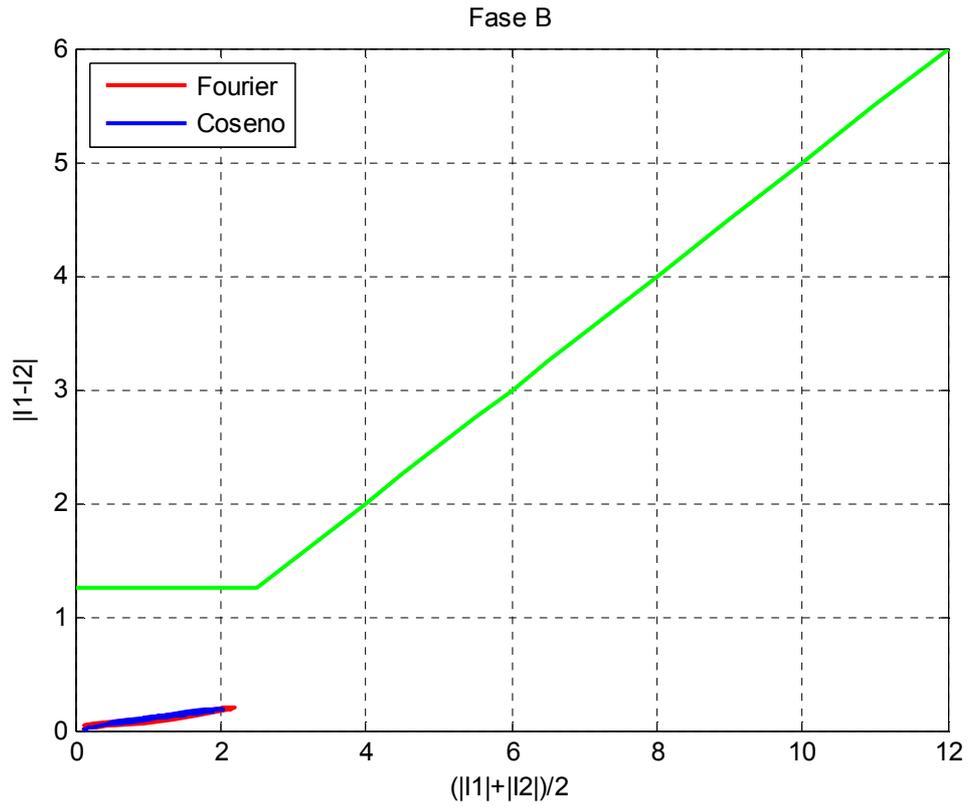


Figura 5.52 – Curva diferença x soma das correntes da fase B.

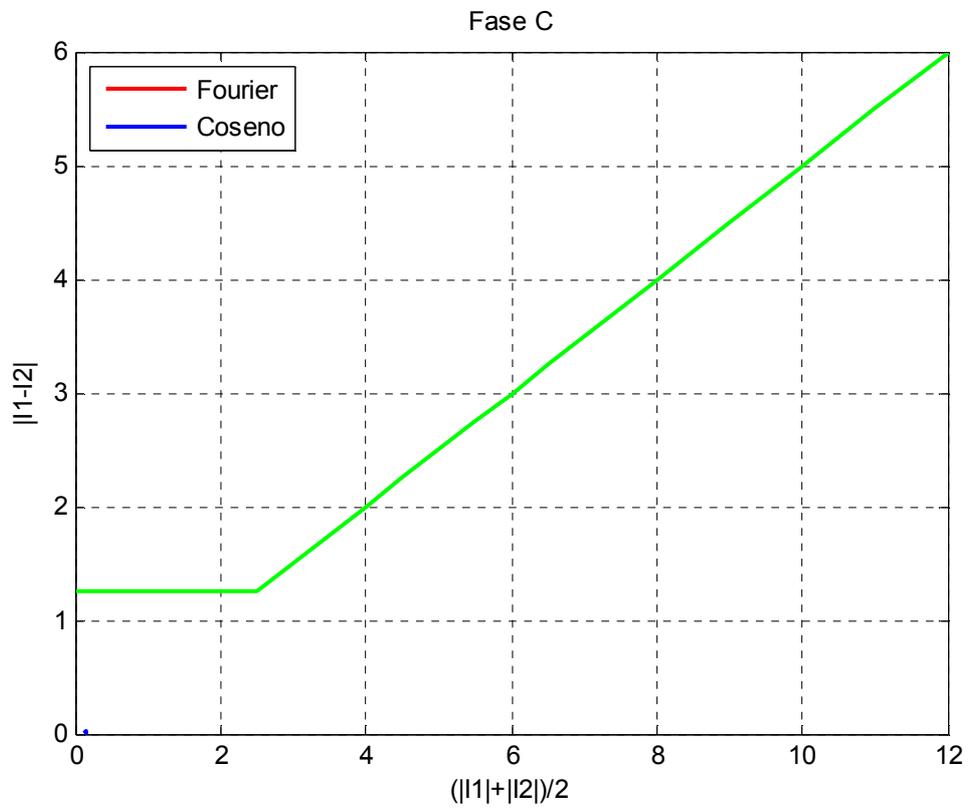


Figura 5.53 – Curva diferença x soma das correntes da fase C.

Caso potência 900MW

Curto-circuito monofásico fase A interno no lado de 138kV no instante de tensão nula na fase A

Na Figura 5.54 podemos observar a circulação da componente unidirecional de corrente (componente C.C.) nas correntes secundárias dos TC's conectado no lado de 138kV. Podemos verificar, também, a influência das componentes subsíncronas das correntes de curto-circuito que atravessam a compensação série capacitiva. Estas correntes de curto já estão referidas aos secundários dos TC's conectados no lado de 500kV.

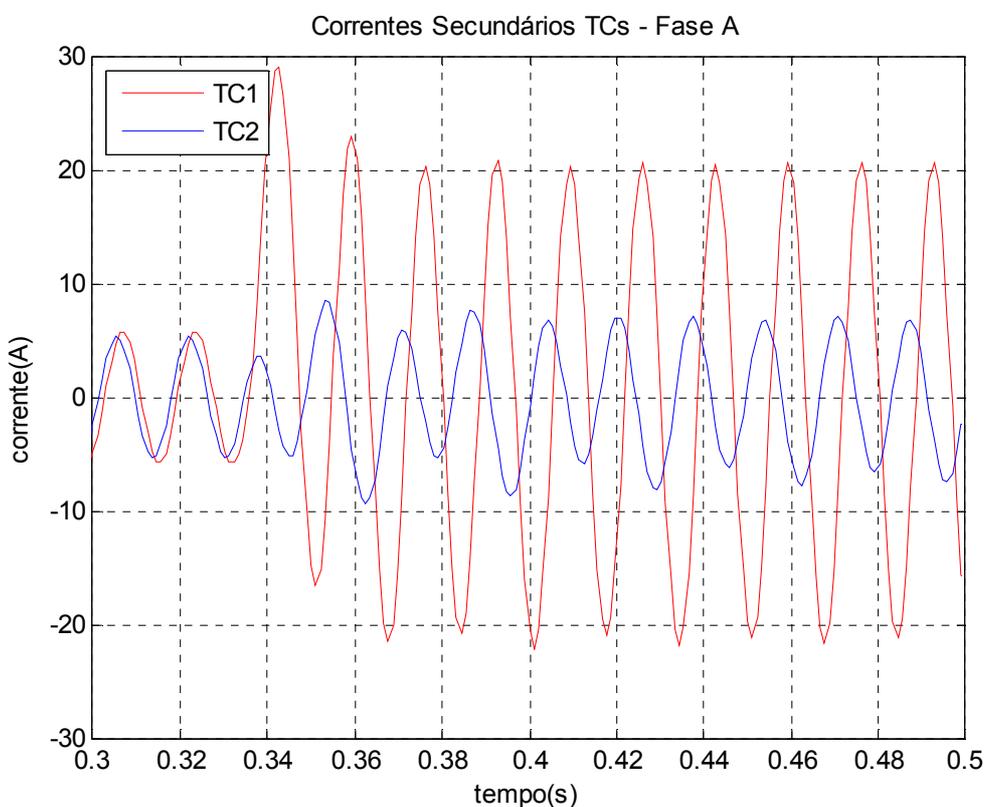


Figura 5.54 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase A.

Na Figura 5.55 não observamos grande efeito de componentes não fundamentais na corrente secundária dos TC conectado no lado de 500kV. Observa-se apenas uma pequena alteração na corrente secundária do TC conectado no lado de 138kV. A figura 5.56 apresenta um efeito maior das componentes subsíncronas da corrente de curto-circuito que atravessam a compensação série capacitiva.

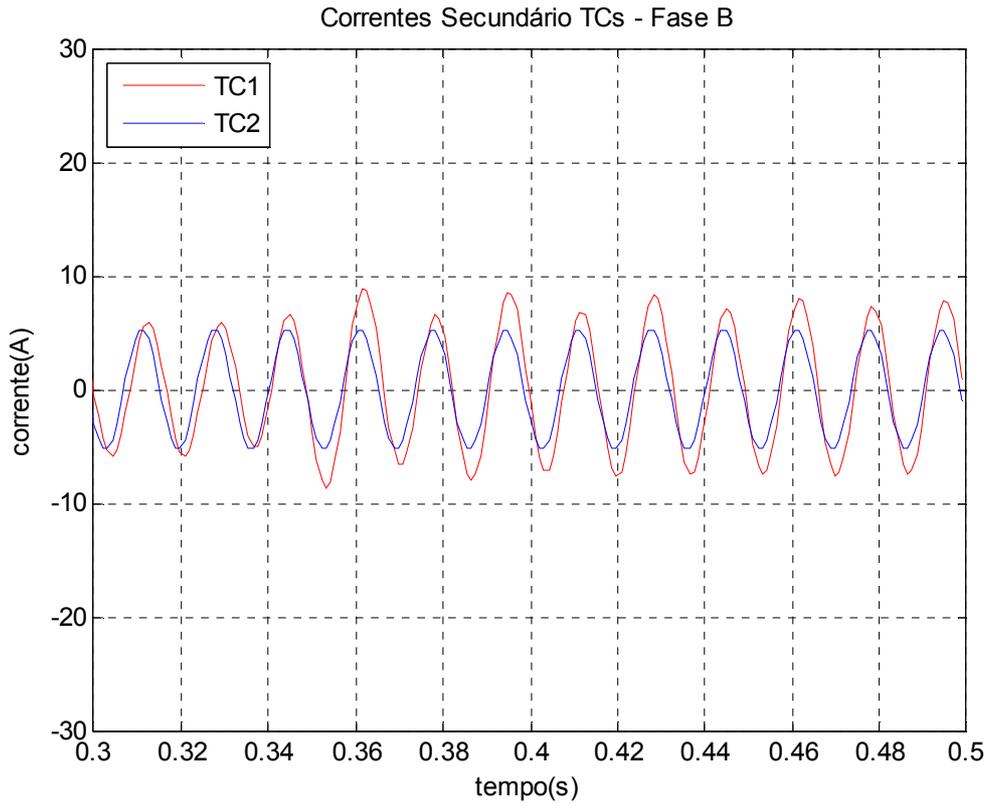


Figura 5.55 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase B.

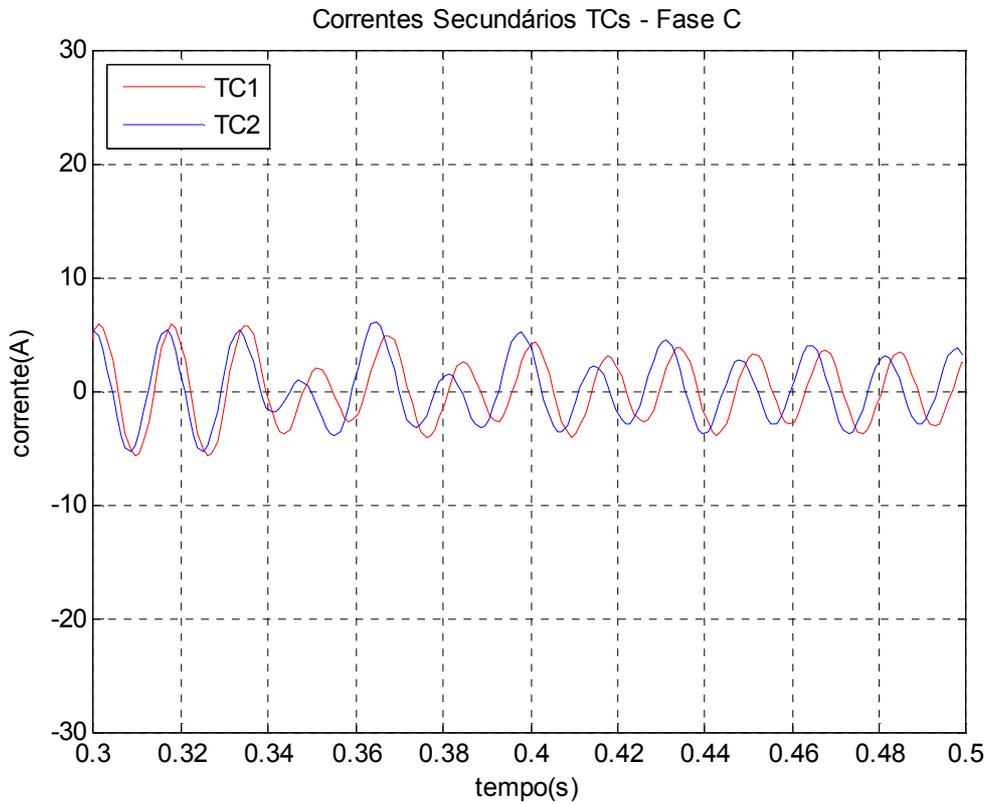


Figura 5.56 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase A.

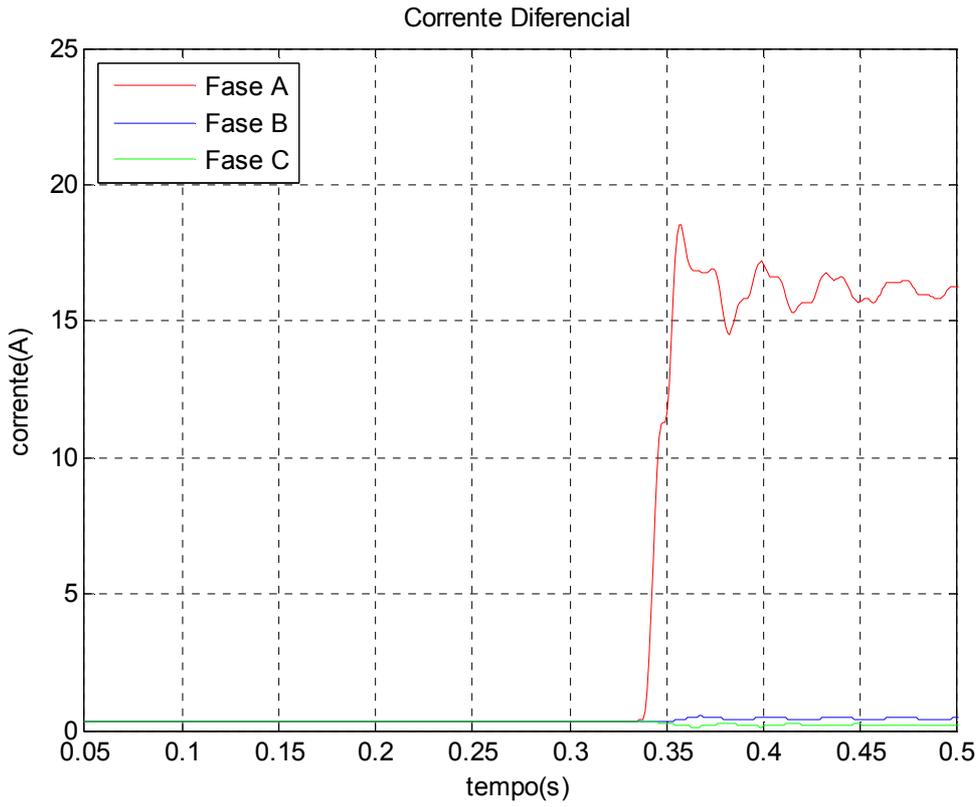


Figura 5.57 – Correntes diferenciais nas fases A, B e C.

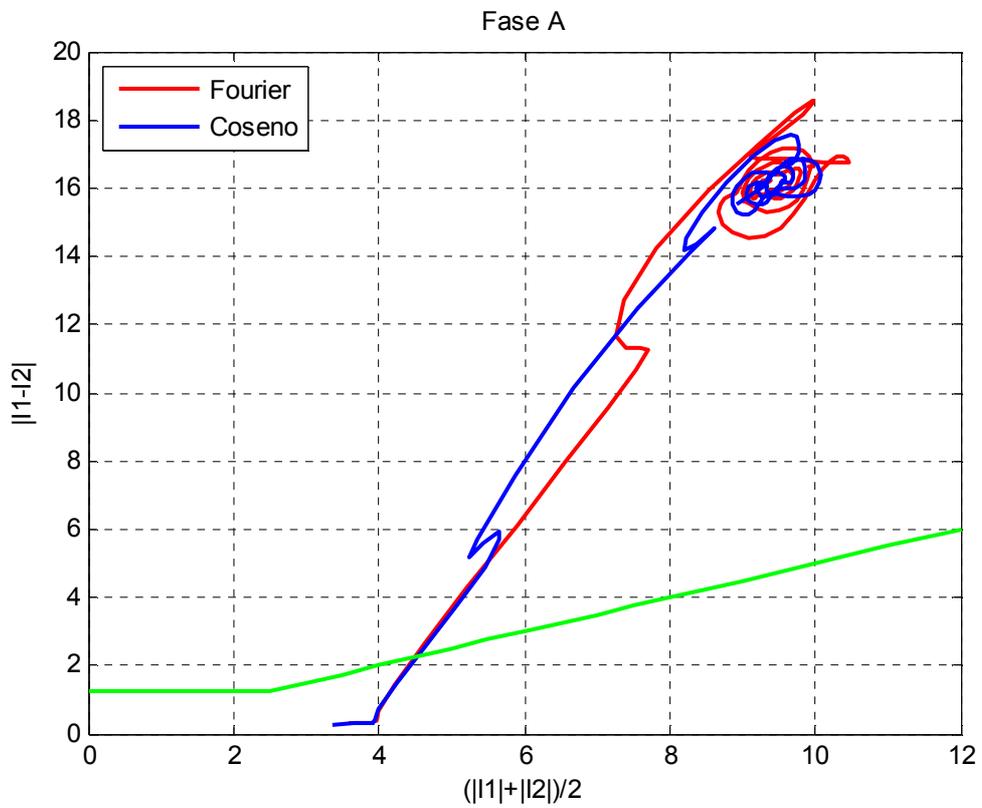


Figura 5.58 – Curva diferença x soma das correntes da fase A.

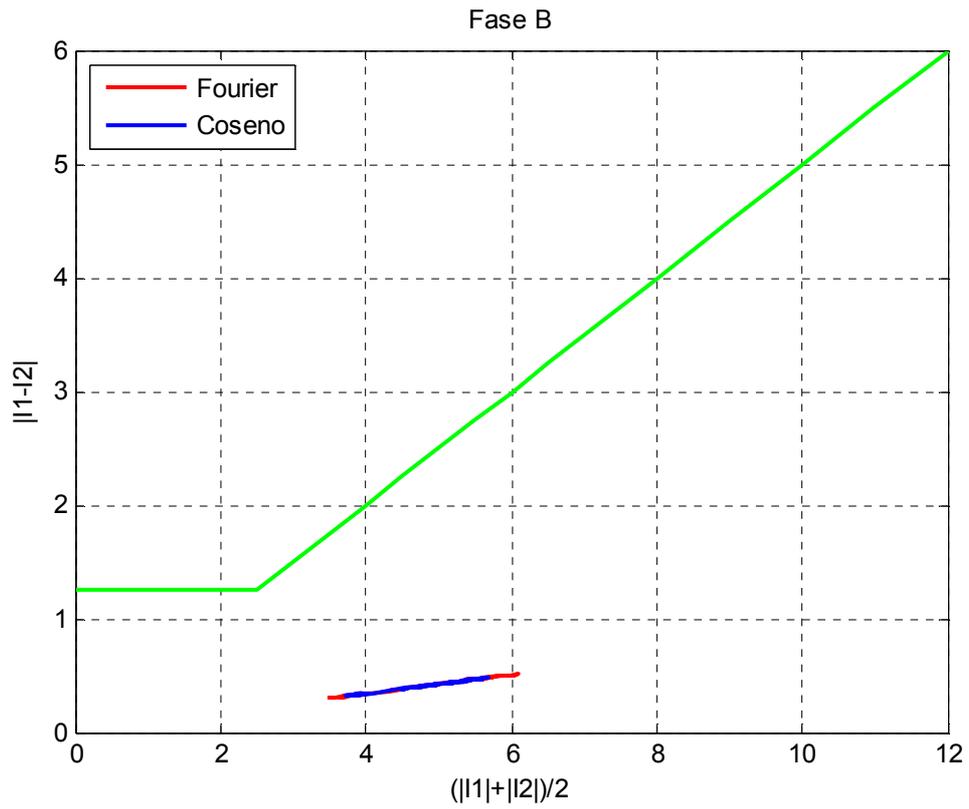


Figura 5.59 – Curva diferença x soma das correntes da fase B.

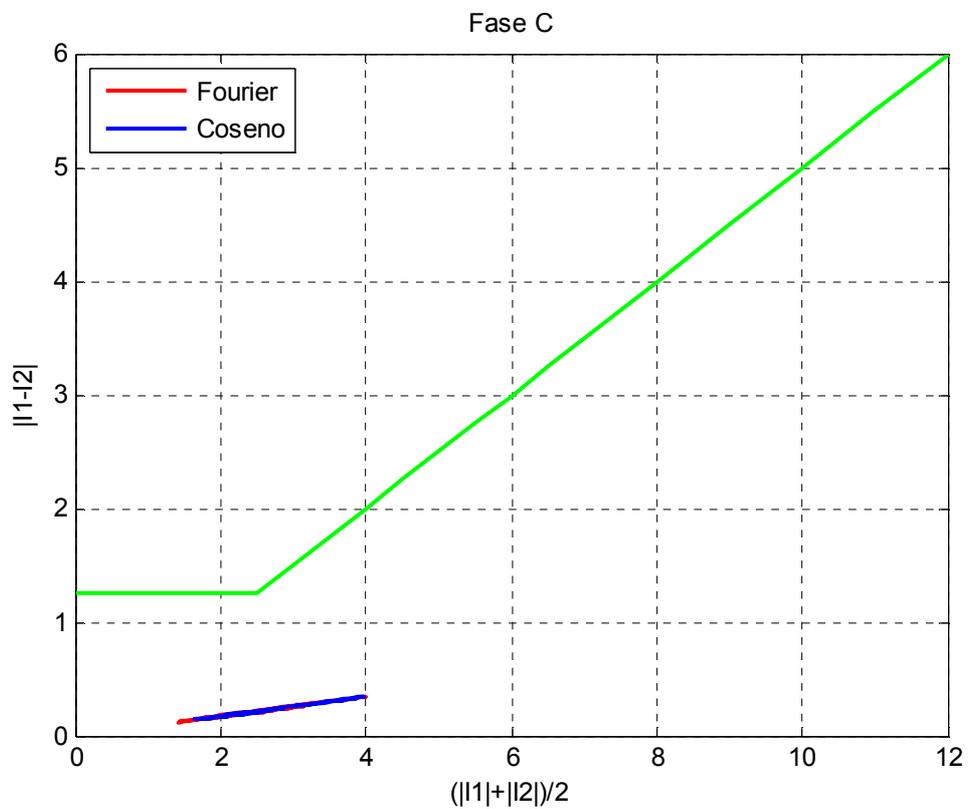


Figura 5.60 – Curva diferença x soma das correntes da fase C.

A inspeção das Figuras 5.58, 5.59 e 5.60 nos mostra que os algoritmos utilizados, apresentam comportamentos equivalentes durante a falta monofásica. Observamos também que a trajetória da curva da Figura 5.58 tende a convergir para uma inclinação menor que 200% em virtude da assimetria do curto-circuito. A operação ainda assim é garantida.

5.3 – CURTO- CIRCUITO FASE-FASE

Para evitar a repetição de casos e de comentários semelhantes selecionamos dois dos casos simulados para apresentação e comentários, ilustrando os resultados para os curtos-circuitos do tipo fase-fase.

Caso potência 900MW

Curto-circuito bifásico fases B e C interno no lado de 500kV no instante de tensão nula na fase B

As Figuras 5.61, 562 e 5.63 apresentam as correntes de linha, referidas ao secundário dos TC's, na entrada e saída do transformador de potência. Podemos observar a evidente troca de fase entre estas correntes no período de falta, um indicativo do posicionamento interno da falta referida. As correntes para este curto-circuito BC, BC, apresentam componente unidirecional não desprezível, com maior amplitude na fase C.

A Figura 5.64 apresenta as correntes diferenciais já consideradas para aplicação ao relé diferencial digital, já no nível de amplitude dos secundários dos TC's. Observamos nesta figura as oscilações típicas da presença das componentes subsíncronas de falta associadas à contribuição do 500 kV.

As Figuras 5.65 a 5.67 mostram, no plano X – Y, os lugares geométricos da trajetória da corrente diferencial, em todas as três figuras indicando a operação não apenas dos relés das fases B e C, mas, também, do relé da fase A. A operação do relé diferencial da fase A pode ser atribuída ao efeito da ligação delta – estrela sobre as correntes de linha durante o defeito referido.

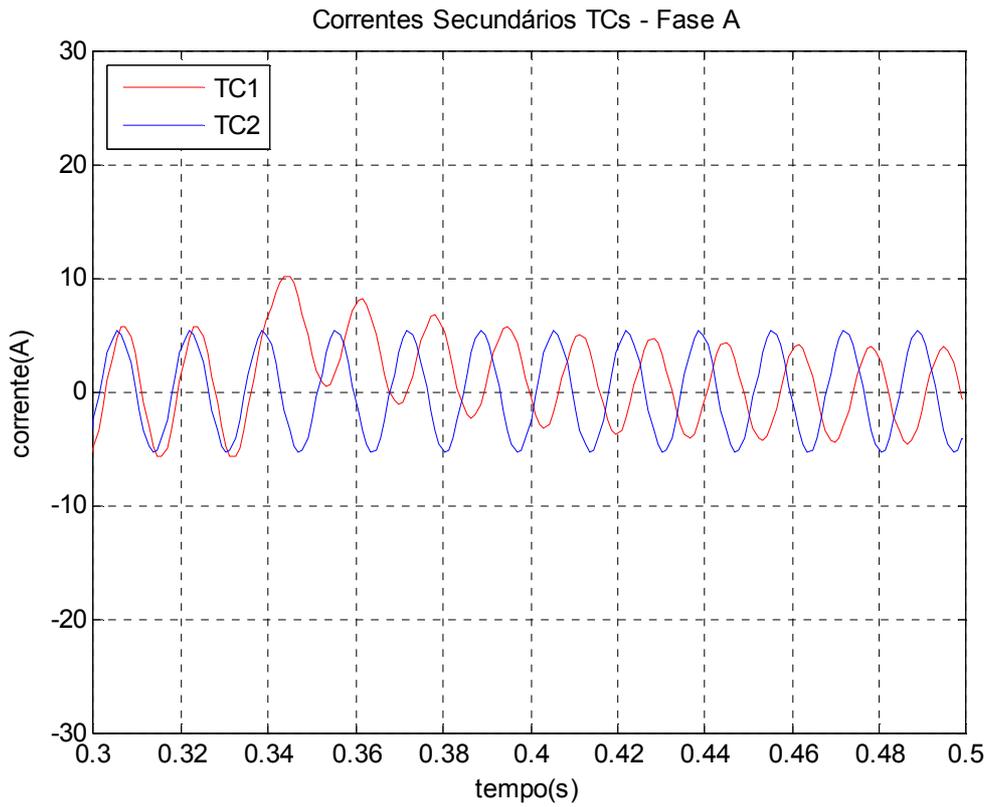


Figura 5.61 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase A.

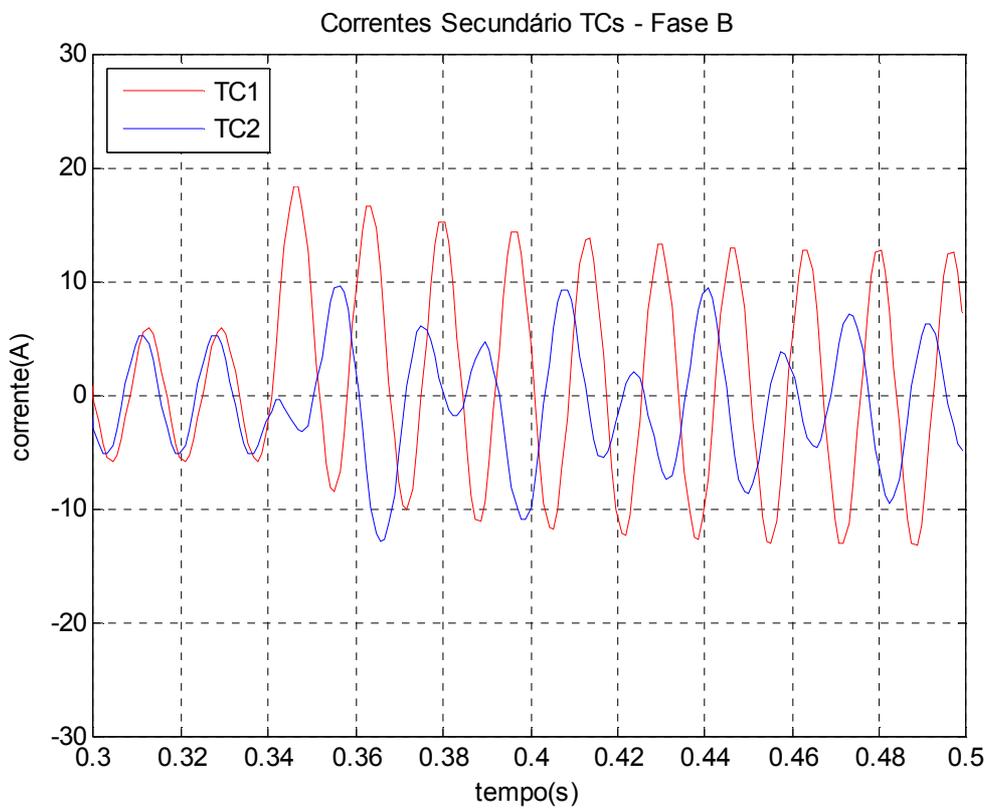


Figura 5.62 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase B.

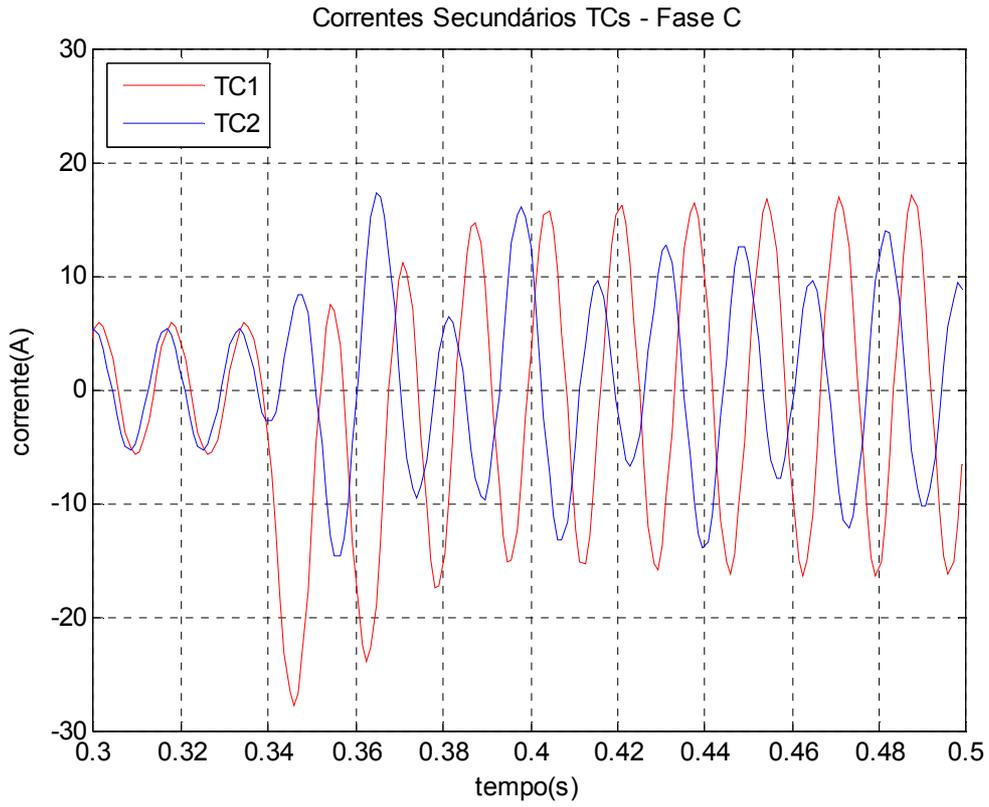


Figura 5.63 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase C.

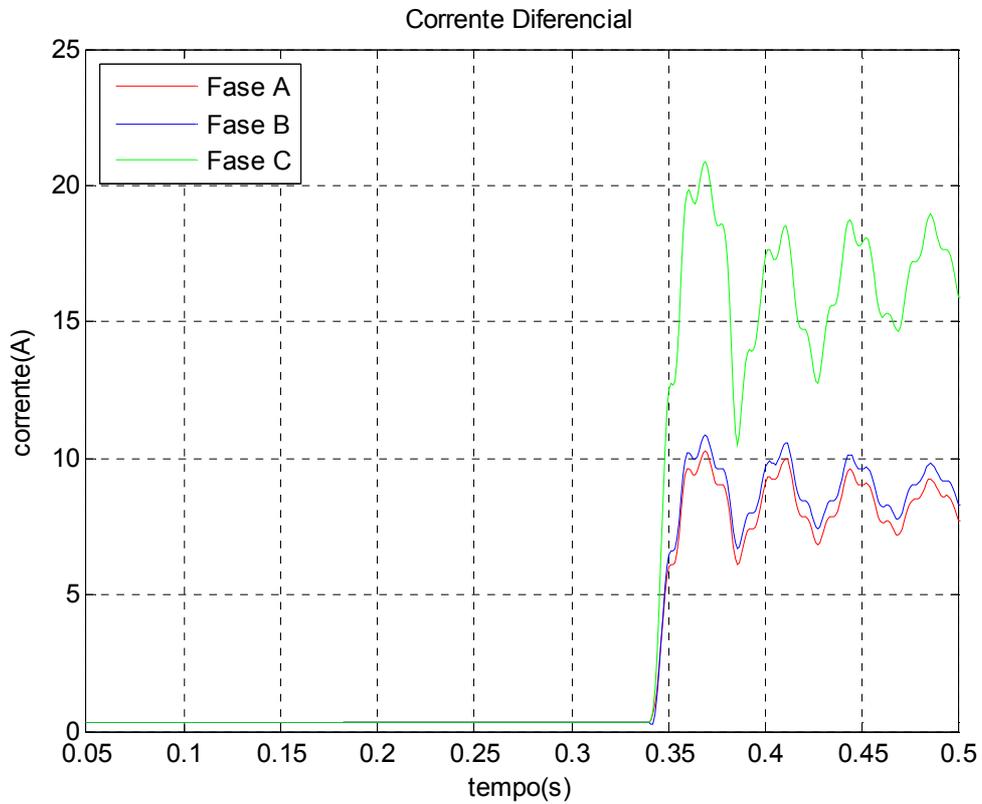


Figura 5.64 – Correntes diferenciais nas fases A, B e C.

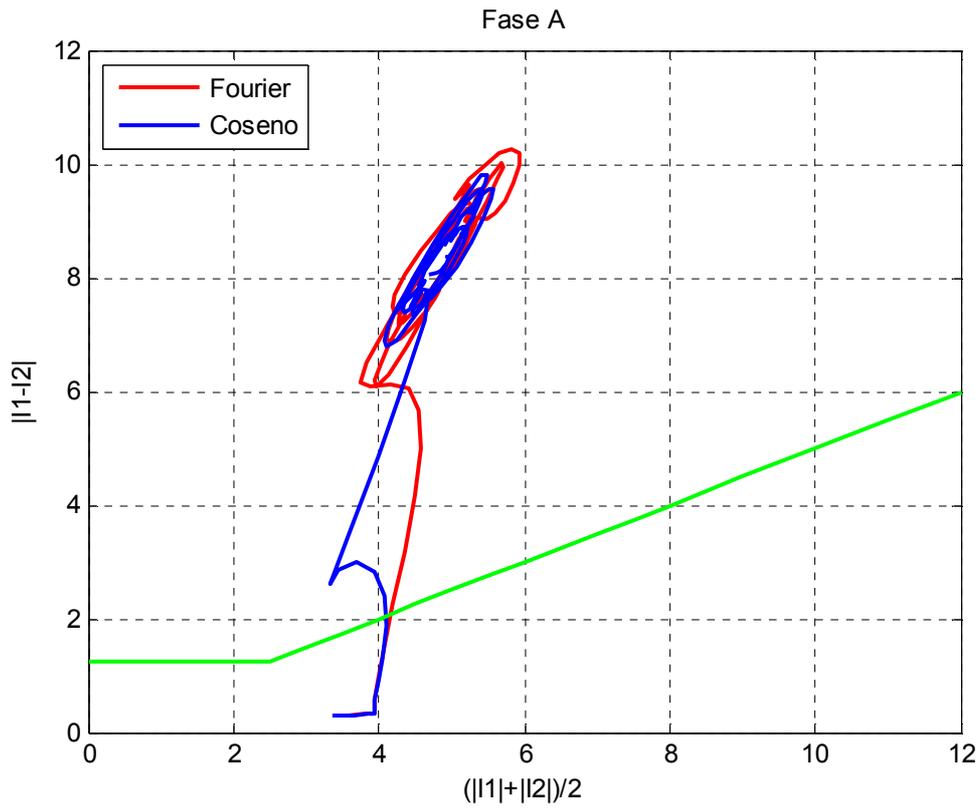


Figura 5.65 – Curva diferença x soma das correntes da fase A.

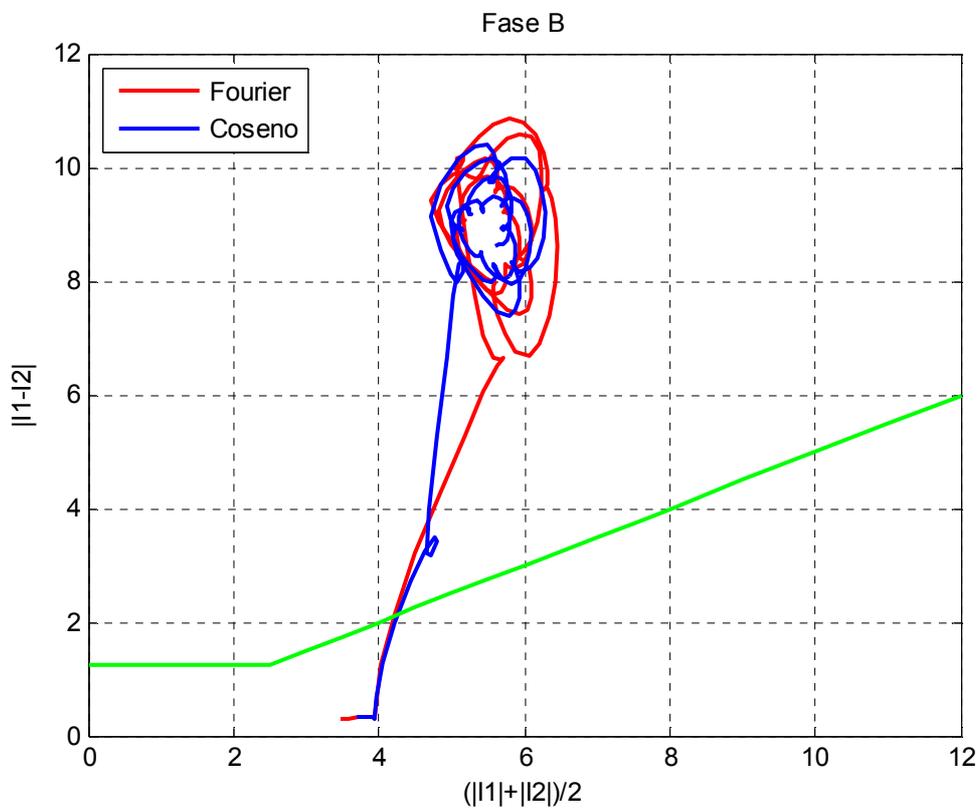


Figura 5.66 – Curva diferença x soma das correntes da fase B.

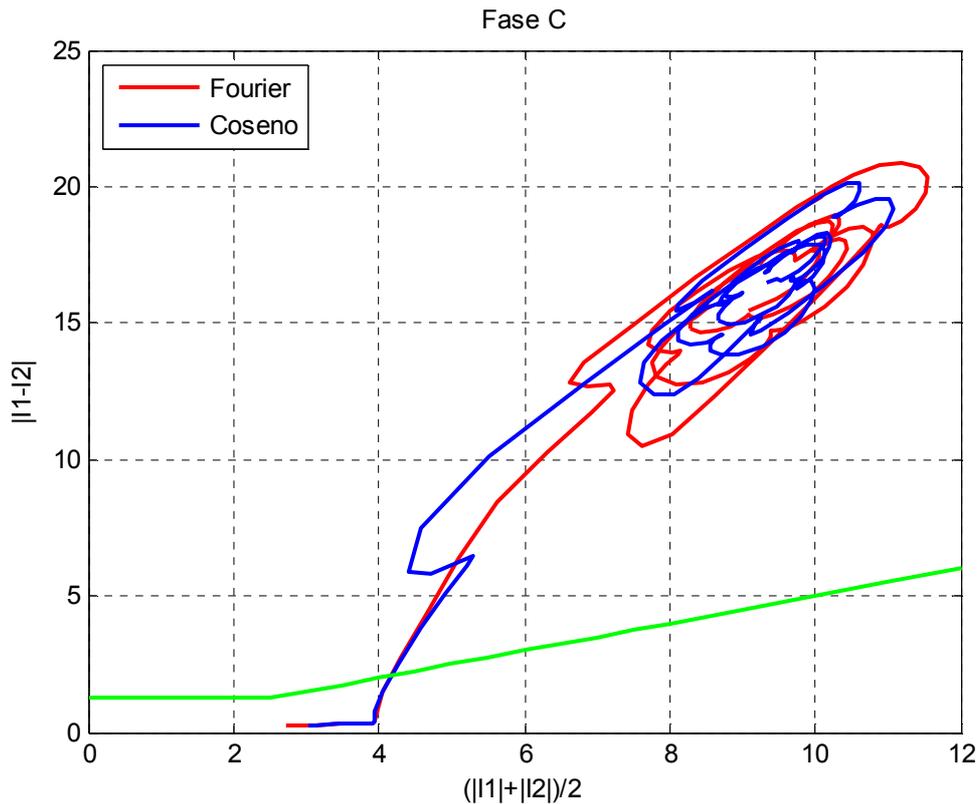


Figura 5.67 – Curva diferença x soma das correntes da fase C.

Caso potência 0MW

Curto-circuito bifásico fases B e C externo no lado de 138kV no instante de tensão nula na fase B

Neste caso, as Figuras 5.68 a 5.70 mostram as correntes de linha na entrada e na saída do transformador, referidas ao secundário dos TC's. Verificamos que todas as correntes contêm a componente subsíncrona. Podemos identificar nestas três figuras, a evolução das correntes nos lados de 138 kV e 500 kV. No lado de 138 kV, temos corrente aproximadamente nula na fase A, e correntes iguais e contrárias nas fases B e C. Do lado de 500 kV, as correntes, também já referidas ao secundário dos TC's, aparecem exatamente iguais nas fases A e C, e, com o dobro de valor e em direção contrária na fase C.

Na Figura 5.71 aparecem as correntes diferenciais aplicadas aos relés diferenciais de fase A, B e C, em função do tempo, onde novamente observamos o efeito da componente subsíncrona após as filtragens analógica e digital. O desempenho dos relés

diferenciais de fases A, B e C é correto nesta situação, ou seja, não encaminham ordem de operação para seus disjuntores, dado que as Figuras 5.72, 5.73 e 5.74 mostram trajetórias de defeito que não ultrapassam as características de operação dos relés referidos.

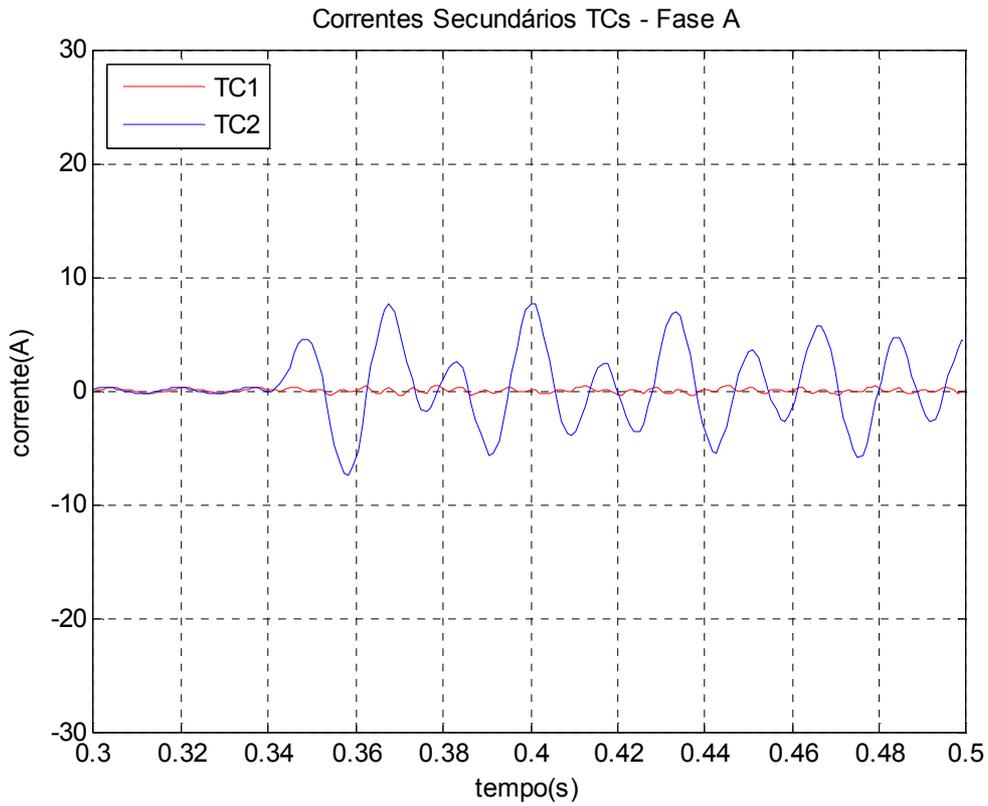


Figura 5.68 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase A.

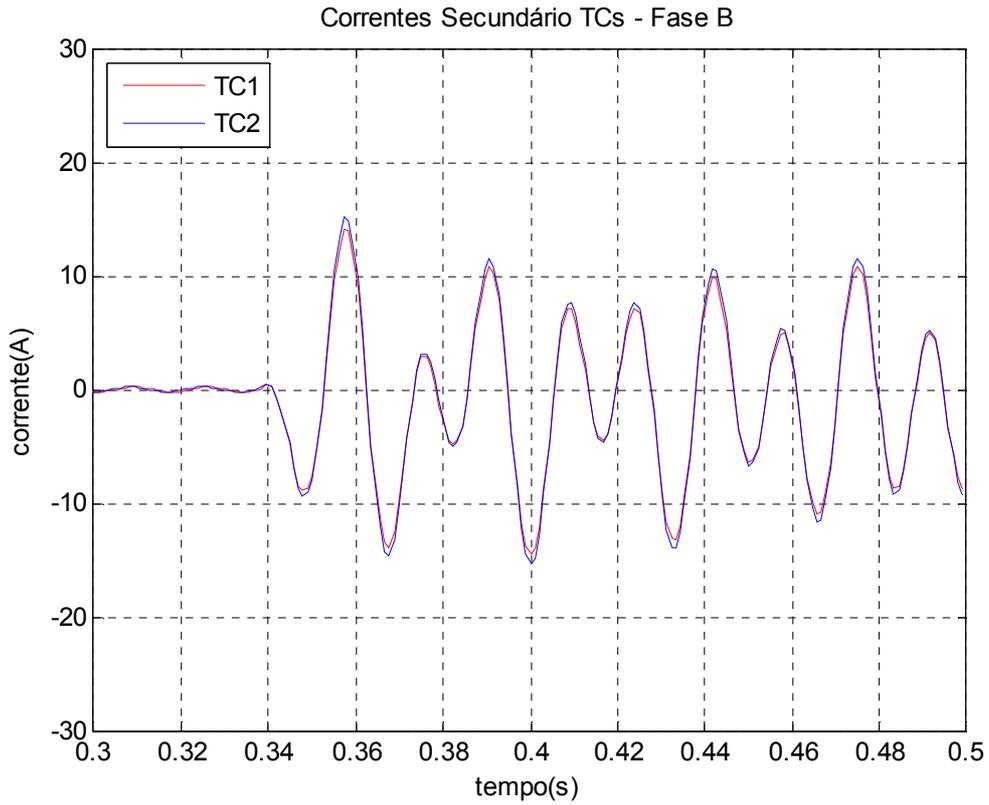


Figura 5.69 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase B.

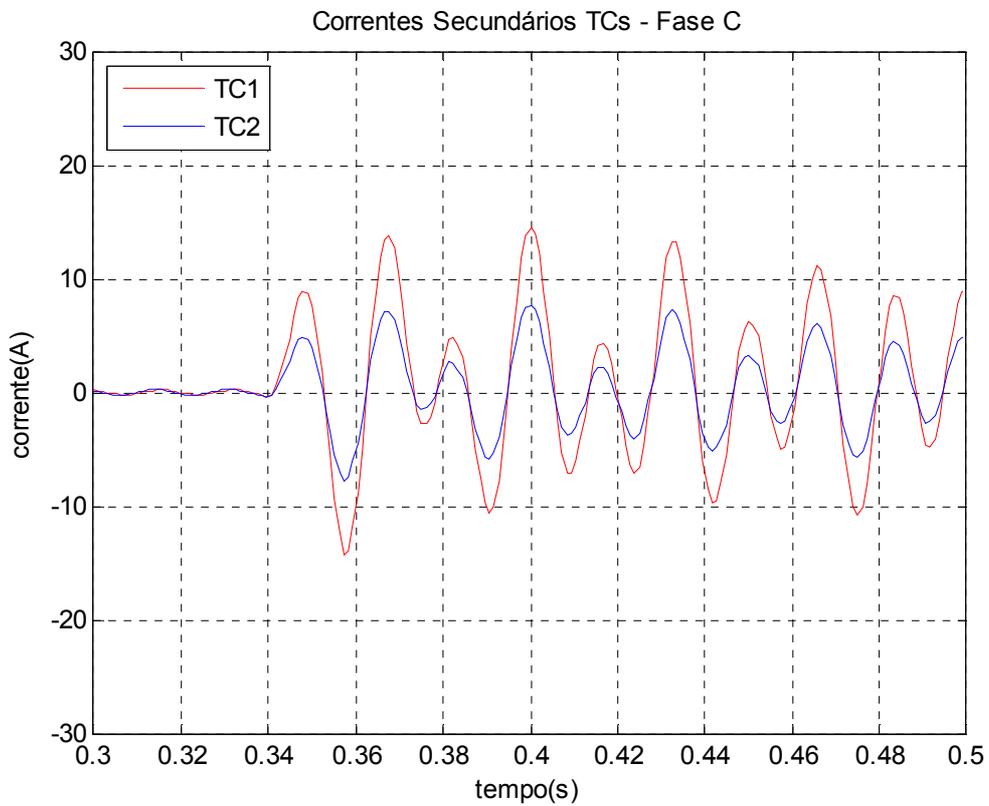


Figura 5.70 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase C.

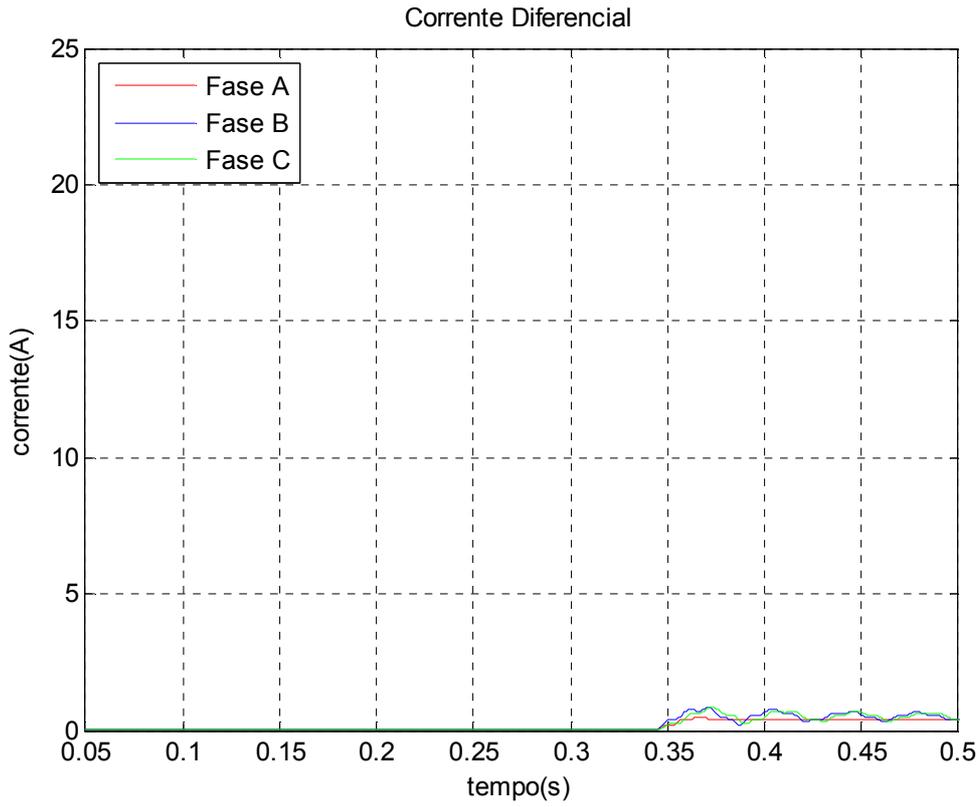


Figura 5.71 – Correntes diferenciais nas fases A, B e C.

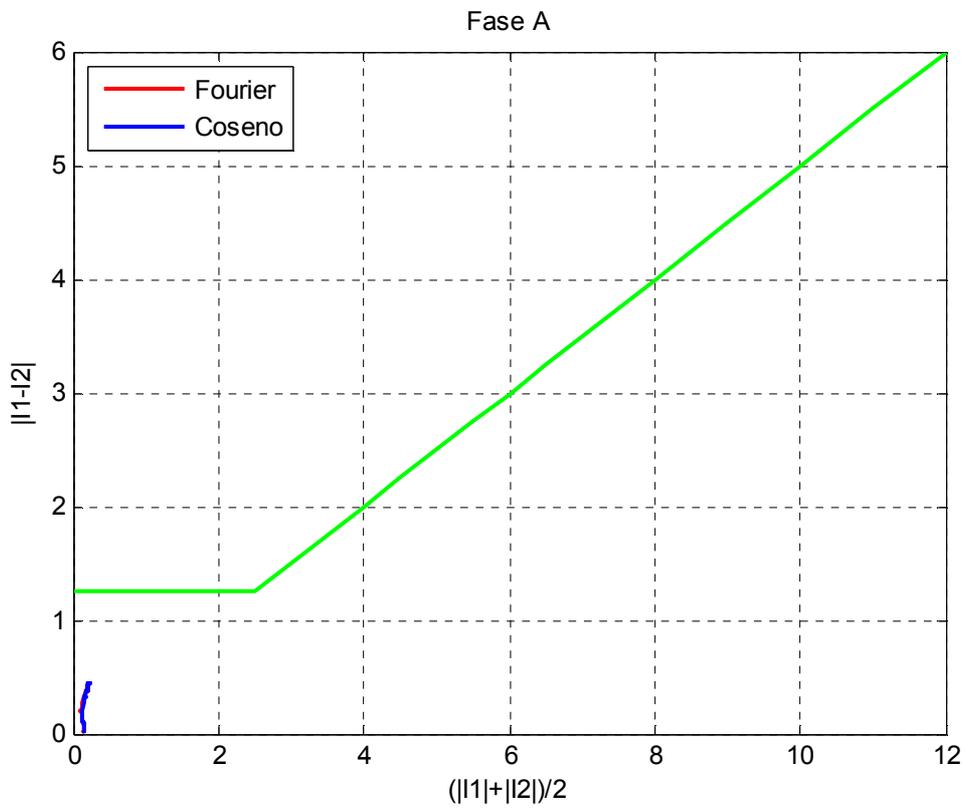


Figura 5.72 – Curva diferença x soma das correntes da fase A.

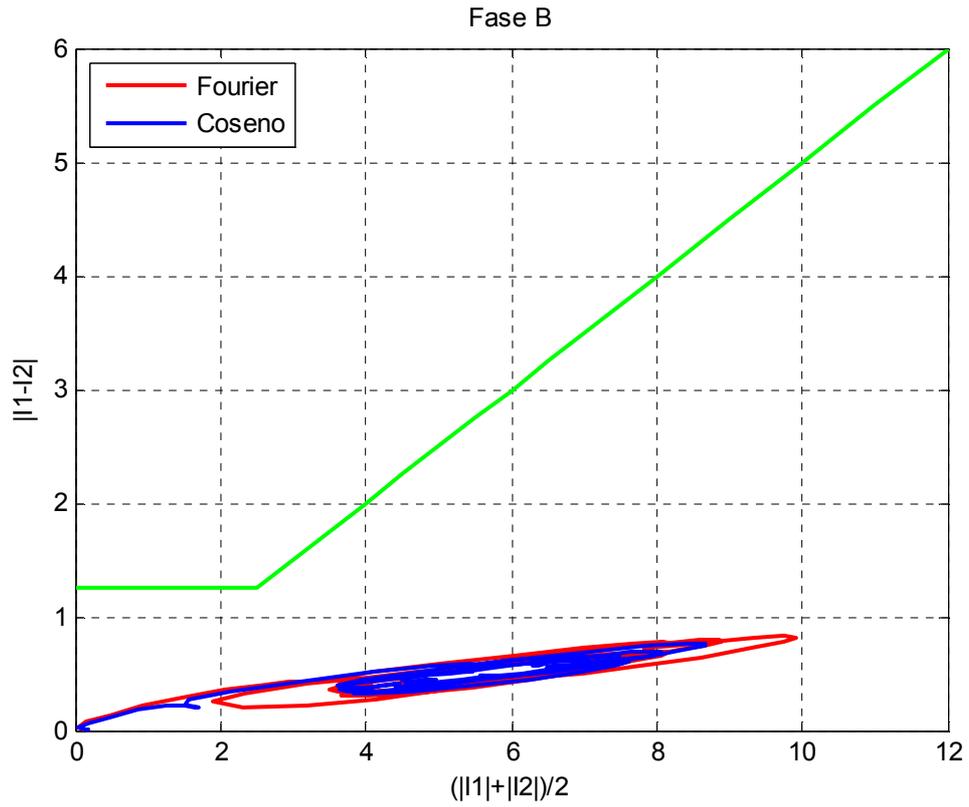


Figura 5.73 – Curva diferença x soma das correntes da fase B.

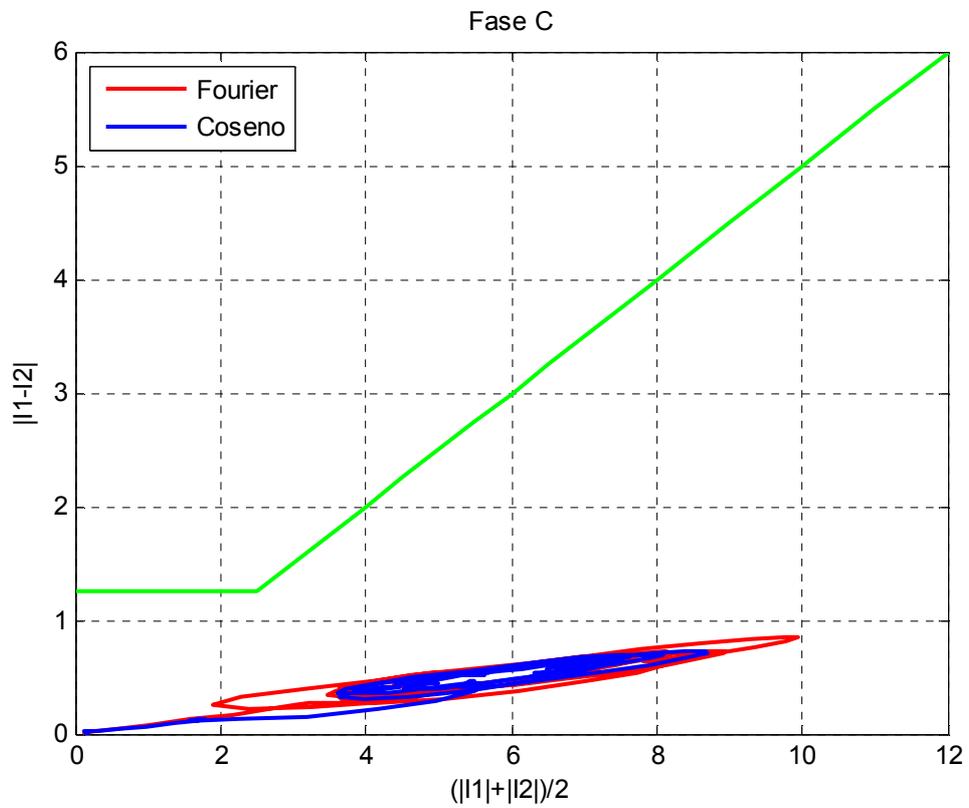


Figura 5.74 – Curva diferença x soma das correntes da fase C.

5.4 – CURTO- CIRCUITO FASE-FASE-TERRA

Para evitar a repetição de casos e de comentários semelhantes selecionamos dois dos casos simulados para apresentação e comentários, ilustrando os resultados para os curtos-circuitos do tipo fase-fase-terra.

Caso potência 900MW

Curto-circuito bifásico-terra fases B e C externo no lado de 500kV no instante de tensão nula na fase B

Neste caso, as Figuras 5.75 a 5.77 mostram as correntes de linha na entrada e na saída do transformador, referidas ao secundário dos TC's. Verificamos que, desta vez, todas as correntes estão livres da componente subsíncrona, dado que a falta esta ocorrendo após o transformador, no lado de 500 kV. Podemos identificar nestas três figuras a evolução das correntes nos lados de 138 kV e 500 kV, de forma que para a fase B, as correntes durante a falta aparecem praticamente iguais e em fase, após referidas aos secundários dos TC's. Antes da falta elas são aproximadamente iguais, também após a referência aos secundários dos TC's, mas defasadas por 30 graus.

A Figura 5.78 mostra as correntes diferenciais dos relés em cada fase e confirma a não operação da proteção para curto externo fase-fase-terra no 500 kV. As Figuras 5.79, 5.80 e 5.81 mostram trajetórias bem curtas de defeito, no presente trabalho associadas apenas à não coincidência das relações de transformação do transformador principal e dos TC's. Outros efeitos de assimetria típicas decorrente de transformadores de corrente de projeto diferentes não foram considerados.

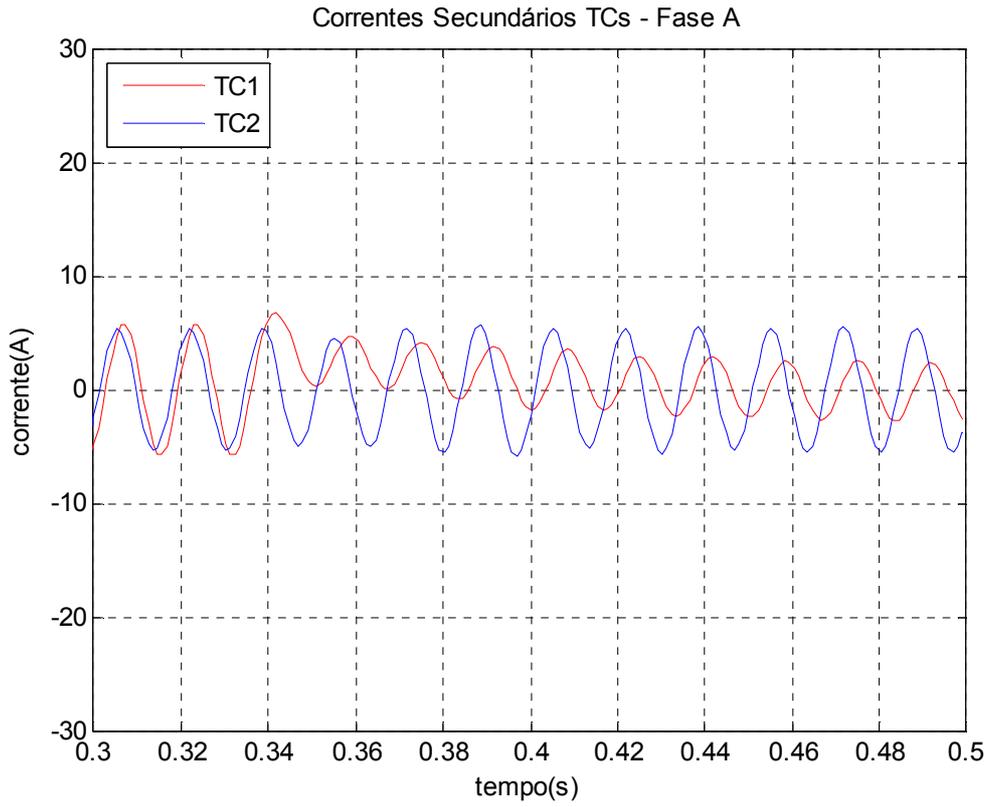


Figura 5.75 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase A.

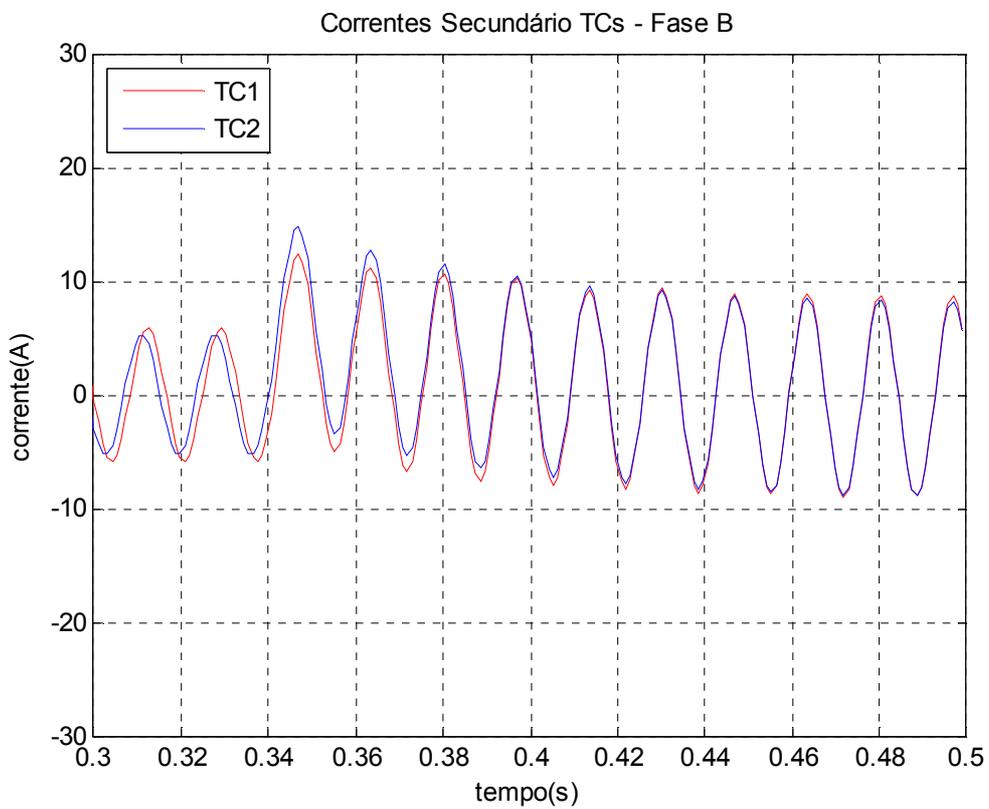


Figura 5.76 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase B.

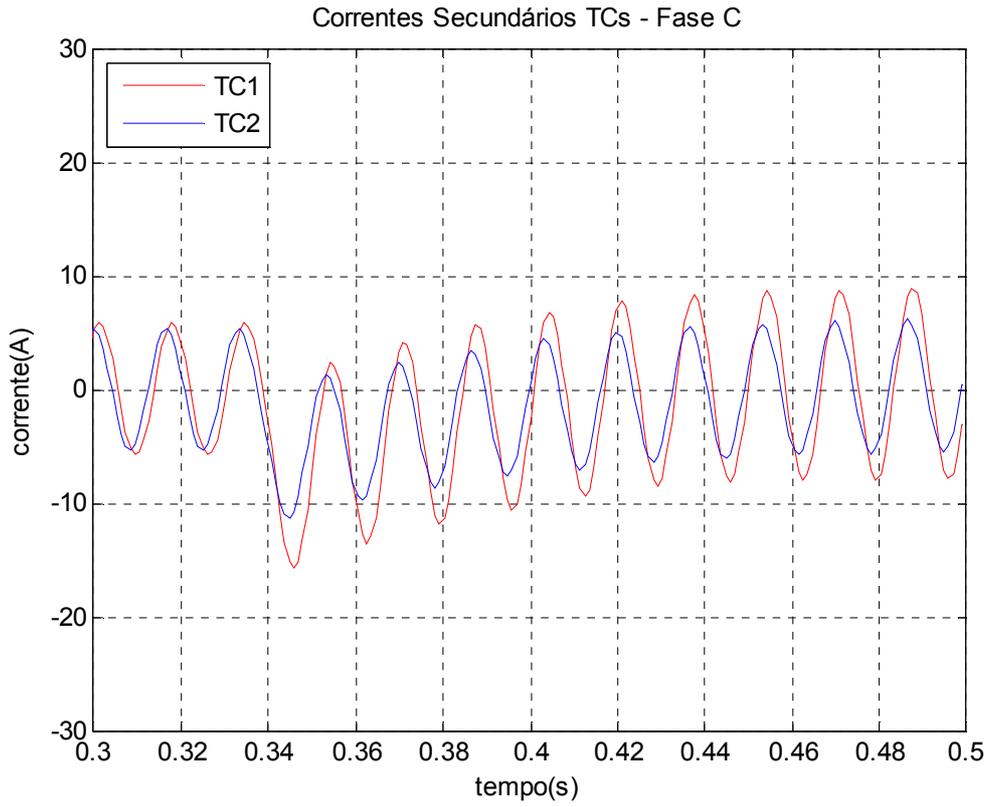


Figura 5.77 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase C.

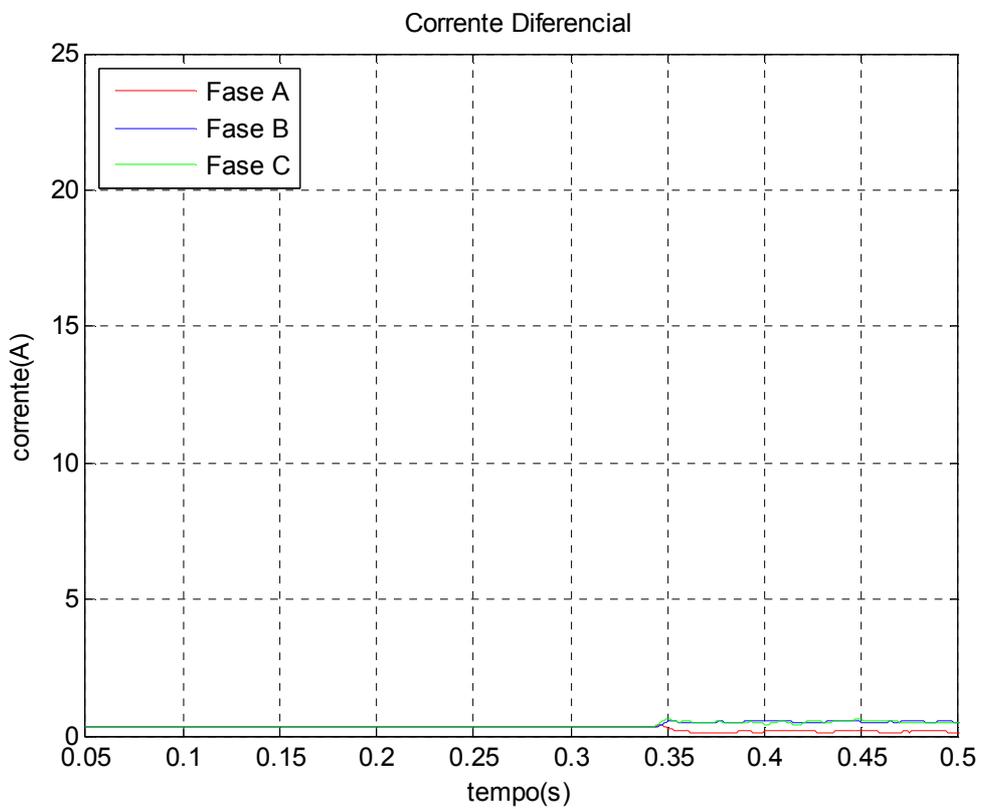


Figura 5.78 – Correntes diferenciais nas fases A, B e C.

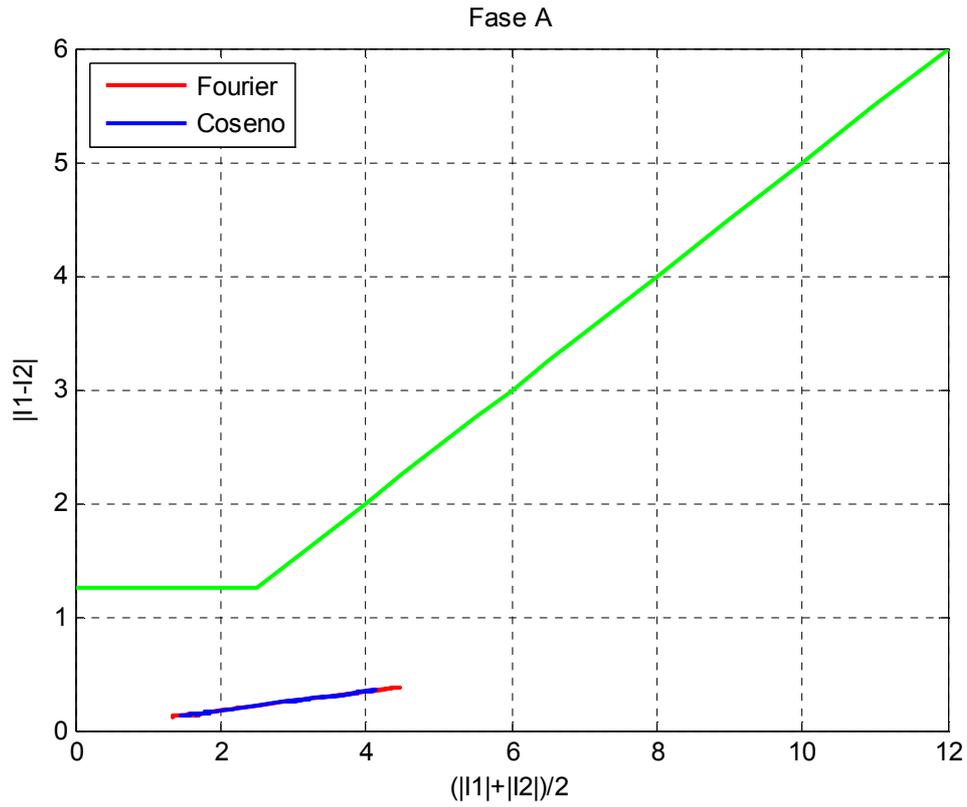


Figura 5.79 – Curva diferença x soma das correntes da fase A.

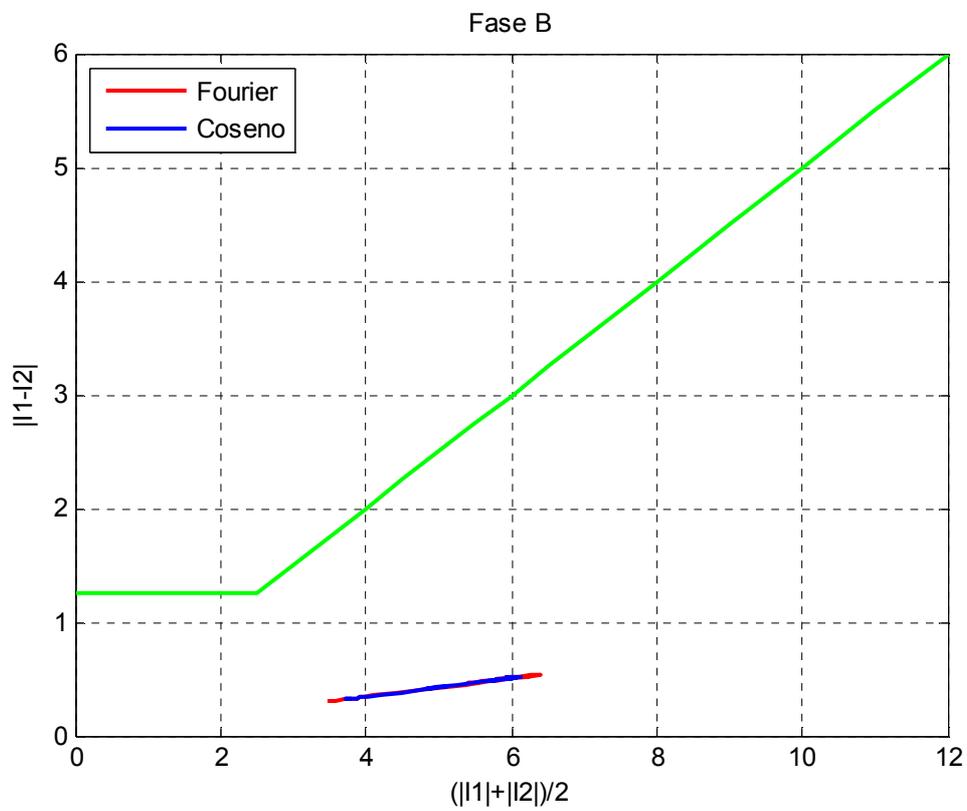


Figura 5.80 – Curva diferença x soma das correntes da fase B.

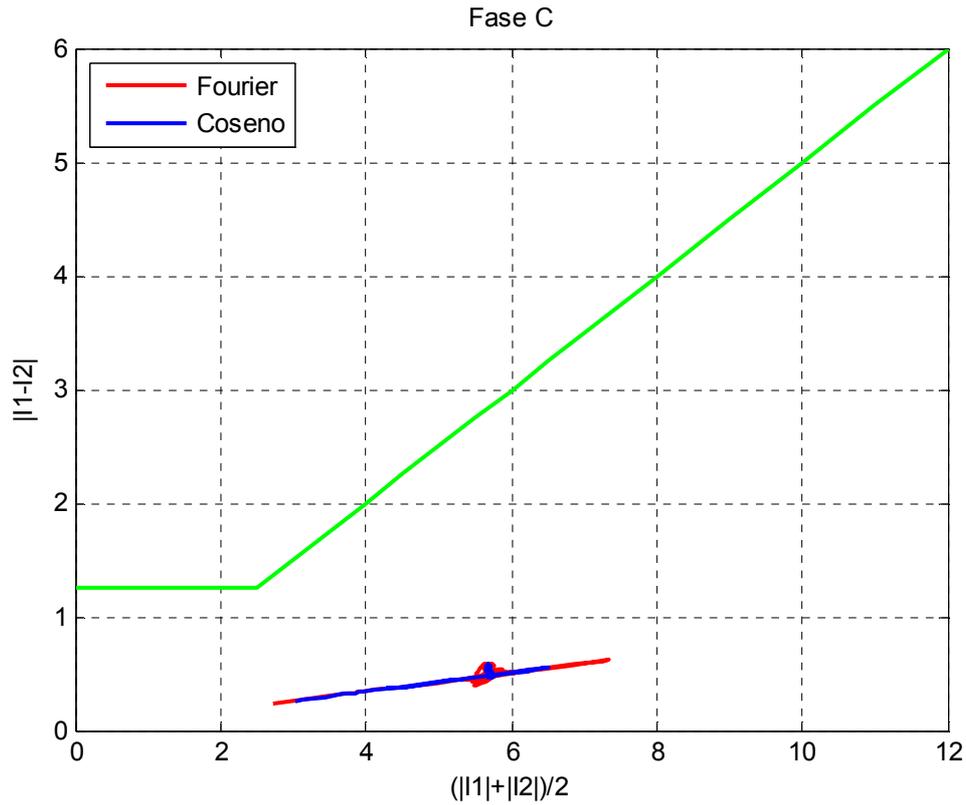


Figura 5.81 – Curva diferença x soma das correntes da fase C.

Caso potência 900MW

Curto-circuito bifásico-terra fases B e C interno no lado de 138kV no instante de tensão nula na fase B

As Figuras 5.82, 5.83 e 5.84 apresentam as correntes de linha, referidas ao secundário dos TC's, na entrada e saída do transformador de potência. Neste caso, com a falta B-C interna aplicada antes do transformador, as contribuições do 500 kV para as correntes de fase apresentarão componentes subsíncronas, como visto nestas figuras. Dada a maior proximidade da fonte F1, suas contribuições serão maiores, como visto também nas Figuras 5.82 a 5.84.

A Figura 5.85 apresenta as correntes diferenciais já consideradas para aplicação ao relé diferencial digital, já no nível de amplitude dos secundários dos TC's. Observamos corrente praticamente nula nas três fases antes da falta e ainda praticamente nula na fase A durante o curto fase-fase-terra BCT.

As Figuras 5.86 a 5.88 mostram, no plano X – Y, os lugares geométricos da trajetória da corrente diferencial, com indicativo de operação apenas dos relés diferenciais das fases envolvidas B e C na falta.

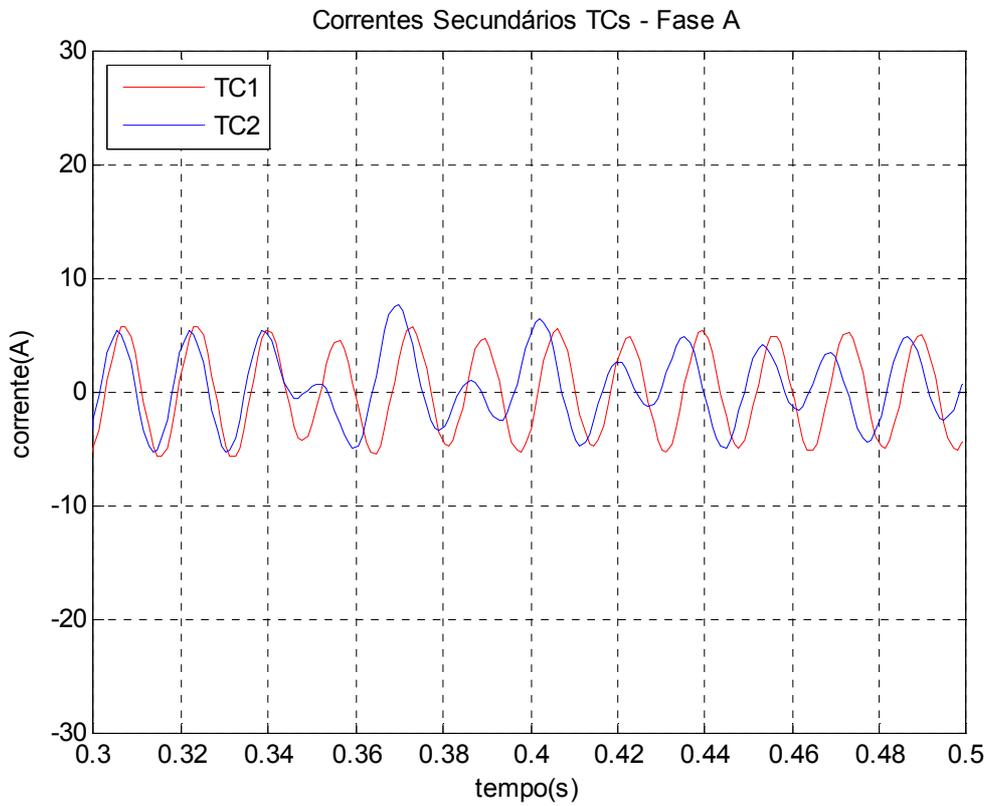


Figura 5.82 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase A.

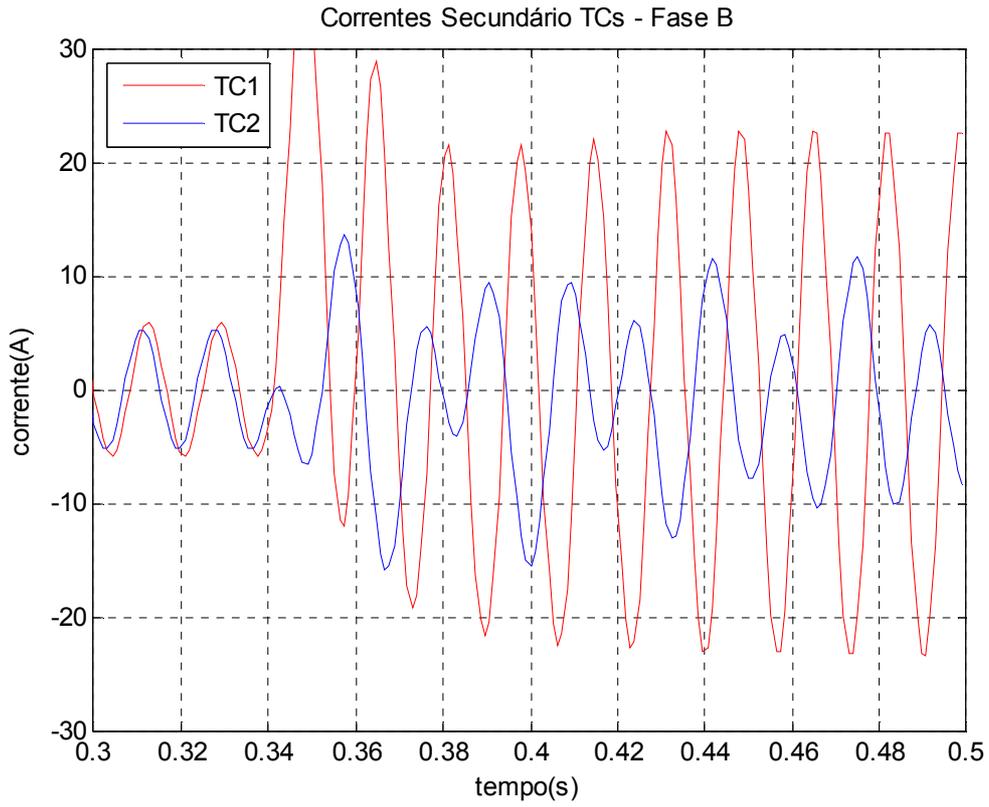


Figura 5.83 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase B.

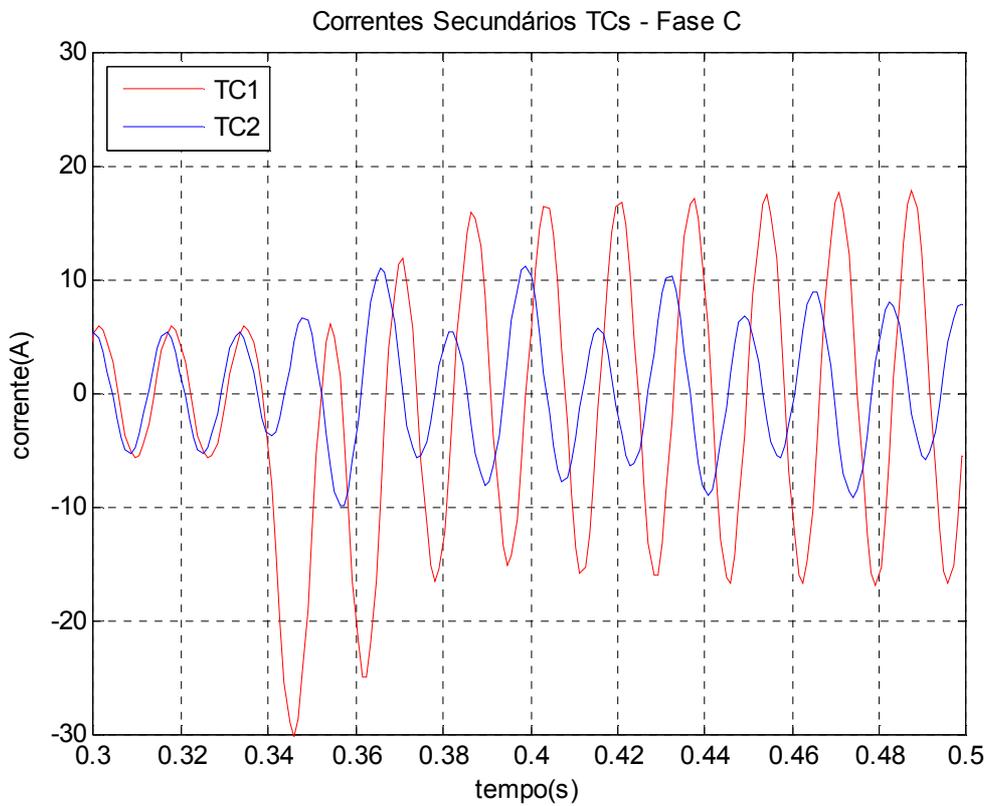


Figura 5.84 – Correntes nos secundários dos TC's conectados na fase C.

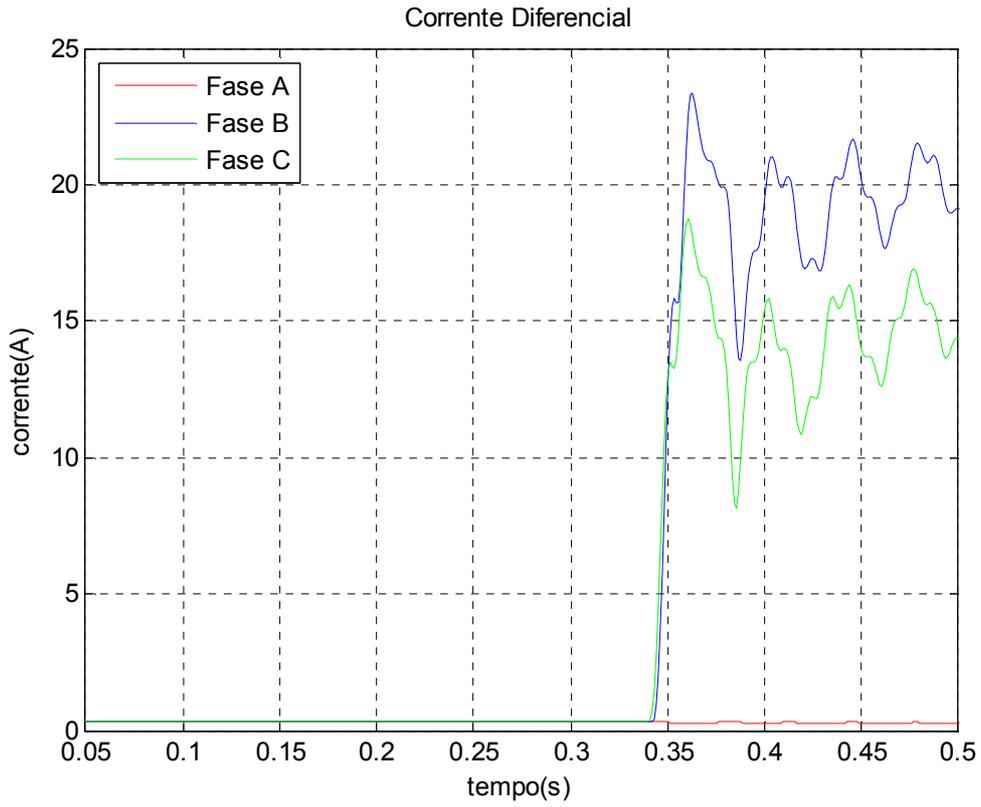


Figura 5.85 – Correntes diferenciais nas fases A, B e C.

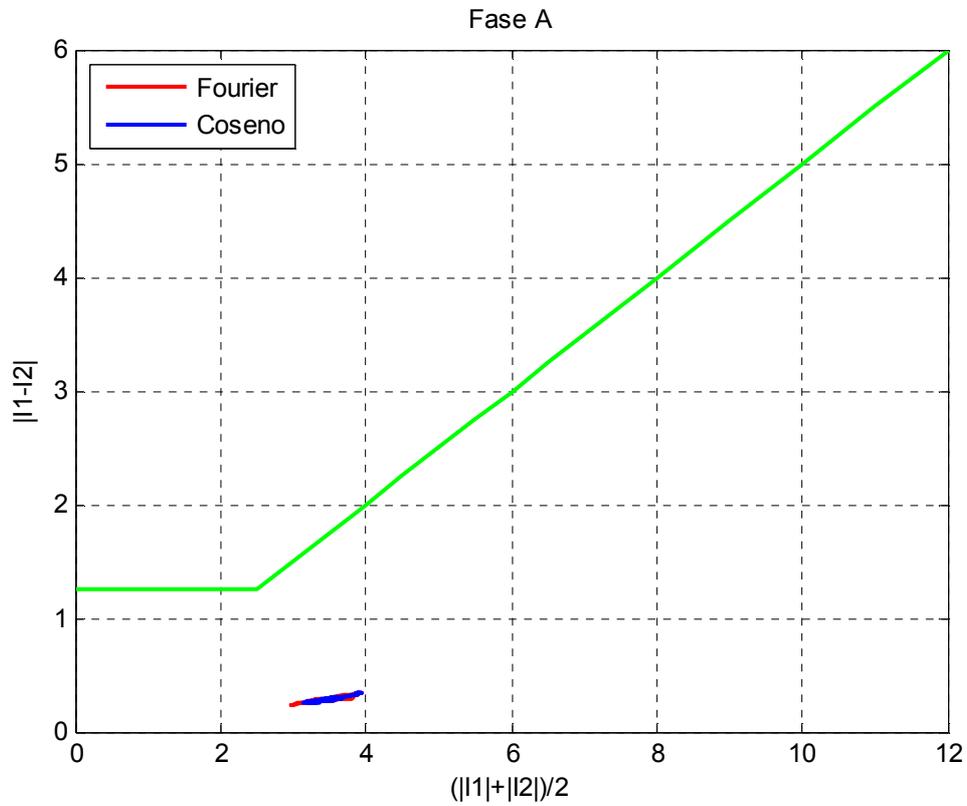


Figura 5.86 – Curva diferença x soma das correntes da fase A.

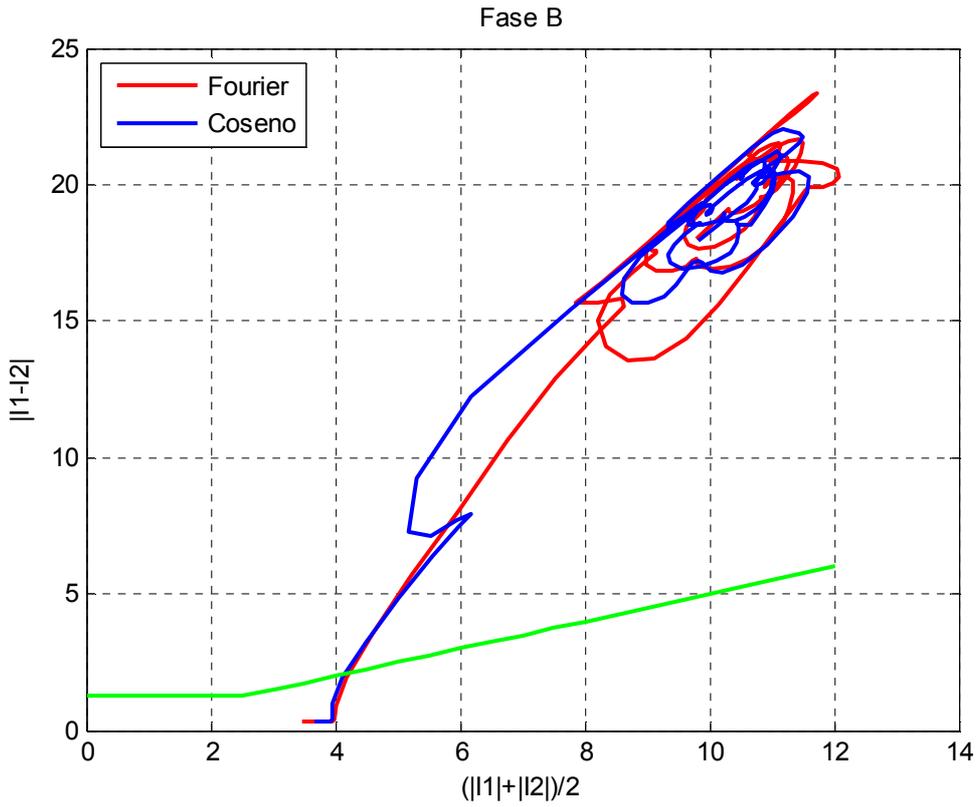


Figura 5.87 – Curva diferença x soma das correntes da fase B.

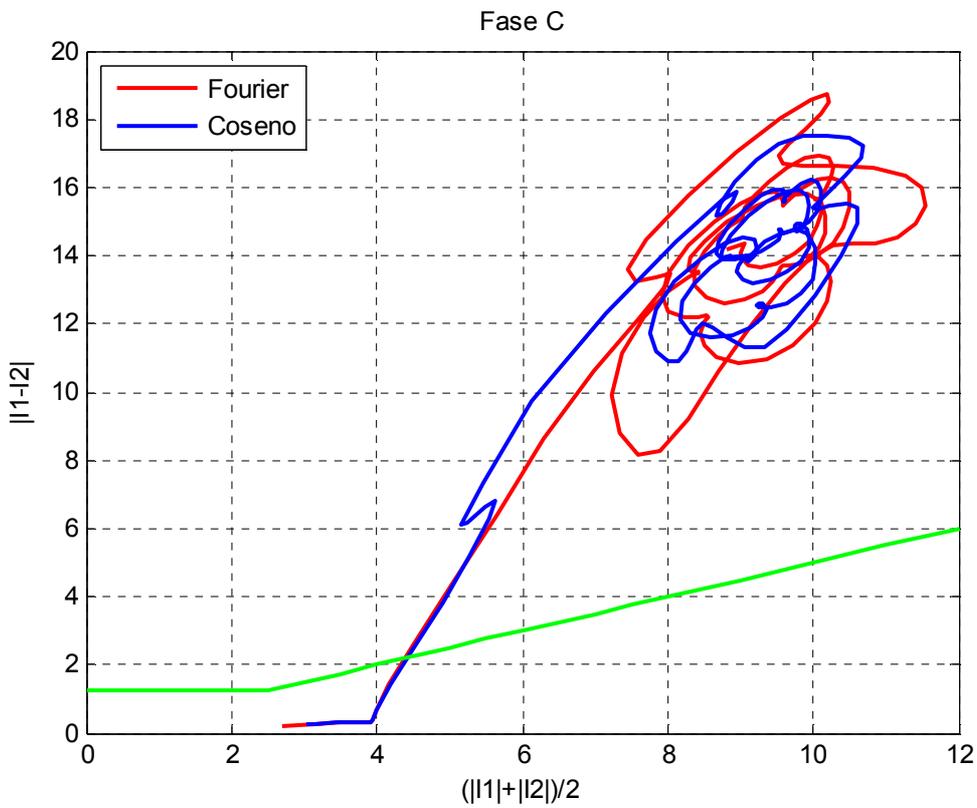


Figura 5.88 – Curva diferença x soma das correntes da fase C.

6

CONCLUSÕES E SUGESTÕES

A partir dos sinais trifásicos da resposta frente a curto-circuitos internos e externos a transformador delta – estrela ligado a linha de transmissão em circuito simples, foram feitas simulações do desempenho da proteção e analisadas as respostas produzidas após pré-filtragem analógica e filtragem digital dos sinais obtidos. Esta dissertação procurou caracterizar a resposta de um sistema de proteção diferencial percentual digital através da determinação da trajetória da corrente diferencial que atravessa os circuitos de operação e restrição do relé no plano da diferença-soma para as faltas trifásicas, fase-terra, fase-fase e fase-fase-terra.

Algumas dificuldades para ação correta de relés diferenciais são minimizadas quando substituímos os relés analógicos por relés digitais, já que os relés digitais representam cargas pequenas para o secundário do TC e assim reduzem o impacto dos efeitos de saturação. Os efeitos da conexão delta – estrela dos enrolamentos do transformador são também visualizados e as dificuldades para o processamento de correntes contendo componentes subsíncronas podem ser verificadas.

O entendimento destes possíveis efeitos que resultam em um desempenho inadequado do sistema de proteção é importante para correta seleção dos componentes deste sistema.

A própria característica de operação do sistema diferencial percentual ajuda a compensar os efeitos dos erros das relações de transformação, os erros inerentes aos transformadores de corrente e a mudança de tape, adicionando uma margem de segurança para o início da região de operação. Esta característica torna o sistema de proteção diferencial um sistema de proteção robusto.

O desempenho do sistema de proteção foi avaliado considerando dois diferentes algoritmos, Fourier e Coseno. Os resultados se mostraram equivalentes para determinação da operação ou não operação do sistema de proteção, com a resposta do algoritmo Coseno indicando um comportamento menos oscilatório.

Como continuação da pesquisa iniciada com este trabalho podem ser indicados: a análise dos efeitos sobre o desempenho da proteção diferencial quando da ocorrência de sobreexcitação do transformador; a análise dos efeitos da energização do transformador, o efeito da utilização de um sistema de potência com níveis de curto-circuito elevados para faltas fora da zona de proteção, de forma a provocar a operação inadequada do sistema de proteção.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- [1] Paithankar, Y.G., “Transmission Network Protection: Theory and Practice”, Marcel Dekker INC., New York, 1998.
- [2] Ziegler, G. “Numerical Differential Protection – Principles and Applications”, Siemens, Publicis Corporate Publishing, Germany, 2005.
- [3] Kindermann, G., “Proteção de Sistemas Elétricos de Potência”, Ed. Autor, Volume 1, 1ª Edição, Florianópolis, 1999.
- [4] Habib, M., Marin, M.A., “A Comparative Analysis of Digital Relaying Algorithms for the Differential Protection of Three Phase Transformers”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 3, pp 1378-1384, August 1988.
- [5] Bhatti, A.A., “Performance Analysis of Microcomputer Based Differential Protection of UHV Lines Under Selective phase Switching”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 2, pp 556-566, April 1990.
- [6] Liu, P., Lin, X. “The Ultra-Saturation Phenomenon of Loaded Transformer Energization and Its Impacts on Differential Protection”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 2, pp 1265-1272, April 2005.
- [7] Hosemann, G., Steigerwald, H.M., “Modal Saturation Detector for Digital Differential Protection”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 3, pp 933-940, July 1993.
- [8] Stringer, N.T., Dalke, G., “Ground-Differential Protection Revisited”, IEEE Industry Applications Magazine, pp 53-58, March/April 2000.
- [9] Zocholl, S.E., Guzmán, A., Hou, D., “Modelagem de Transformador Aplicada à Proteção Diferencial”, 22nd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 24-26, 1995.
- [10] Einvall, C.H., Linders, J.R., “A Three-Phase Differential Relay for Transformer Protection”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 1, No. 6, pp 1971-1980, November/December 1975.
- [11] Zocholl, S.E., Benmouyal, G., “Como os Relés Microprocessados Respondem a Harmônicos, Saturação e Outras Distorções de Onda”, 24th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 21-23, 1997.
- [12] Benmouyal, G., Schweitzer, E. O. , Guzmán, A., “Medição Fasorial Sincronizada dos Relés de Proteção para Controle, Proteção e Análise de Sistemas Elétricos de Potência”, 29th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 22-24, 2002.

- [13] Roberts, J., Stulo, T.L., Reyes,A., “ “Sympathetic Trip” Problemas, Análises e Soluções”, 24th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 21-23, 1997.
- [14] Schweitzer III, E. O., Hou, D., “Filragem Para Relés de Proteção”, 19th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 20-22, 1992.
- [15] El-Amin, I.M., Al-Abbas, N.H., “Saturation of Current Transformers and its Impact on Digital Overcurrent Relays”, IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, Venezuela, 2006.
- [16] Bernardes, A.P., “Esquema Completo de Proteção Diferencial de Transformadores para Testes em um Relé Digital”, Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo, São Carlos, 2006.
- [17] Segatto, E. C., Coury, D. V., “Redes Neurais Artificiais Recorrentes Aplicadas na Correção de Sinais Distorcidos pela Saturação de Transformadores de Corrente”, Revista Controle & Automação, Vol.17 no.4 pp 424-436, Outubro, Novembro e Dezembro 2006

APÊNDICE A

Este apêndice fornece informações a respeito das características do sistema analisado.

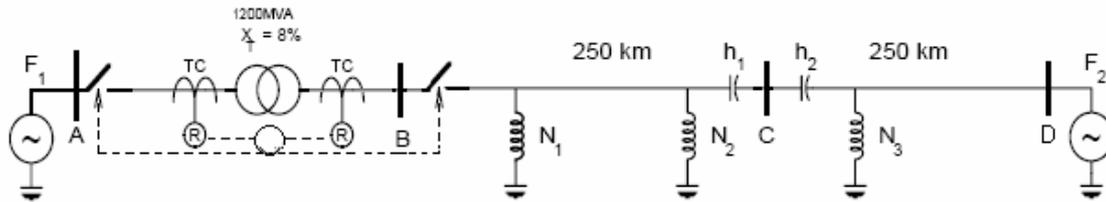


Figura A.1 – Diagrama do sistema analisado.

A.1. Dados do Sistema de Transmissão CA

- Fonte do lado 1 (à esquerda ligada ao barramento A):

138kV, 3500MVA , $X / R = 15$

- Fonte do lado 2 (à direita do barramento D):

500kV, 8000MVA , $X / R = 15$

- Transformador entre o barramento A e o barramento B:

1200 MVA, $X = 8,0 \%$, primário em 138kV em delta, secundário em 500kV em estrela aterrado

- Linha de Transmissão em 500 kV (dois trechos BC e CD, com 250km cada):

parâmetros de seqüência positiva

resistência: $0,01273 \Omega/\text{km}$

indutância: $0,9337 \cdot 10^{-3} \text{ H/km}$

capacitância: $12,74 \cdot 10^{-9} \text{ F/km}$

parâmetros de seqüência zero

resistência: $0,3864 \Omega/\text{km}$

indutância: $4,1264 \cdot 10^{-3} \text{ H/km}$

capacitância: $7,751 \cdot 10^{-9} \text{ F/km}$

- Reatores de linha nos trechos BC e CD:

no trecho AB: 150 MVA do lado A, 80 MVA do lado B.

no trecho CD: 150 MVA do lado C.

A.2. Dados da transdução analógica de corrente

- especificação do transformador de corrente lado de 138kV:

resistência de dispersão do secundário: $0,32\Omega$, resistência total do secundário mais carga: $2,0\ \Omega$, especificação ABNT B10F5C50, relação RTC=5000/5

- especificação do transformador de corrente lado de 500kV:

resistência de dispersão do secundário: $0,32\Omega$, resistência total do secundário mais carga: $2,0\ \Omega$, especificação ABNT B10F5C50, relação RTC=1500/5

- filtro de Butterworth do canal de corrente:

filtro de segunda ordem, resistências: 300Ω , indutância: $0.7503H$, capacitância: $8,336\mu F$

A.3. Dados da curva de saturação – TC1 (138kV)

i_m (pu)	ϕ_m (pu)	i_m (pu)	ϕ_m (pu)
0.000	0.000	0.052	1.518
0.0003	0.580	0.182	1.607
0.0005	0.938	0.338	1.696
0.0041	1.339	0.676	1.891
0.0133	1.429	0.833	1.981

A.4. Dados da curva de saturação – TC2 (500kV)

i_m (pu)	ϕ_m (pu)	i_m (pu)	ϕ_m (pu)
0.000	0.000	0.026	1.473
0.0002	0.402	0.105	1.563
0.0004	0.759	0.364	1.652
0.0015	1.250	0.676	1.741
0.0067	1.384	0.833	1.786