

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA
PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA EM LINHAS
DE TRANSMISSÃO COM COMPENSAÇÃO
SÉRIE FIXA ATRAVÉS DA SIMULAÇÃO
DIGITAL EM TEMPO REAL**

ANDRÉ LUIZ PEREIRA DE OLIVEIRA

Itajubá, Janeiro de 2007.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA
PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA EM LINHAS
DE TRANSMISSÃO COM COMPENSAÇÃO
SÉRIE FIXA ATRAVÉS DA SIMULAÇÃO
DIGITAL EM TEMPO REAL**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Itajubá
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

ANDRÉ LUIZ PEREIRA DE OLIVEIRA

Itajubá, Janeiro de 2007.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB_6/1700

O48a

Oliveira, André Luiz Pereira de

Avaliação do comportamento da proteção de distância em
linhas de transmissão com compensação série fixa através da
simulação digital em tempo real / André Luiz Pereira de Oliveira.

-- Itajubá, (MG) : UNIFEI, 2006.

130 p. : il.

Orientador : Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Réles numéricos de proteção de distância. 2. Linhas de
transmissão. 3. Compensação série fixa. 4. Simulação digital em
tempo real. I. Silveira, Paulo Márcio da, orient. II. Universidade
Federal de Itajubá. III. Título.

CDU 621.315(043)



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O I


PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

A Banca Examinadora, abaixo assinada, nomeada pela Portaria nº 027 de 18 de janeiro de 2007, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: **"Avaliação do Comportamento da Proteção de Distância em Linhas de Transmissão com Compensação Série Fixa através da Simulação Digital em Tempo Real"** apresenta pronunciamento no sentido de que o Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá solicite ao DRA (Departamento de Registro Acadêmico) a expedição do título de **Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência**, satisfeitas as demais exigências regimentais, a **André Luiz Pereira de Oliveira**.

Itajubá, 22 de janeiro de 2007.


Prof. Dr. Ronaldo Rossi
1º Examinador - UNESP


Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho
2º Examinador - UNIFEI


Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira
3º Examinador - (Orientador) - UNIFEI



Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O II

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **“Avaliação do Comportamento da Proteção de Distância em Linhas de Transmissão com Compensação Série Fixa através da Simulação Digital em Tempo Real”**

Autor: **André Luiz Pereira de Oliveira**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito		Rubrica
	A = Aprovado	R = Reprovado	
1º	A		<i>[Handwritten signature]</i>
2º	A		<i>[Handwritten signature]</i>
3º	A		<i>[Handwritten signature]</i>

Observações:

- 1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
- 2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
- 3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.

Resultado Final: Conceito: A , ou seja, aprovado

Observações: _____

Itajubá, 22 de janeiro de 2007.

[Handwritten signature]
Prof. Dr. Ronaldo Rossi
1º Examinador - UNESP

[Handwritten signature]
Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho
2º Examinador - UNIFEI

[Handwritten signature]
Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira
3º Examinador - (Orientador) - UNIFEI

DEDICATÓRIA

A minha esposa Patrícia
e toda minha família,
com carinho pelo apoio e
compreensão durante estes anos.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira, pela grande e valiosa orientação na elaboração desta dissertação de mestrado, somada a sincera amizade construída durante esse período.

Ao Prof. Dr. Carlos Alberto Mohallem Guimarães, pela grande orientação e carinho com que sempre fui tratado desde a minha graduação até a sua participação neste trabalho.

A todos os professores e amigos do Curso de Especialização em Proteção de Sistemas Elétricos (CEPSE) e do Curso de Mestrado da UNIFEI, cujos ensinamentos e vivências certamente me enriqueceram profissionalmente.

Aos colegas do Grupo de Estudos em Qualidade da Energia Elétrica - GQEE (UNIFEI) pelo apoio e ajudas nas pesquisas bibliográficas e em especial ao coordenador Prof. Dr. José Policarpo G. Abreu.

À SIEMENS Ltda., mais especificamente a PTD H (*Power Transmission and Distribution – High Voltage Department*) pelo suporte técnico na área de sistemas de compensação de reativos e suportes financeiros nos congressos técnicos frutos deste trabalho realizado.

A minha esposa Patrícia e toda a minha família, por terem compreendido a importância e me apoiado durante toda a realização desta jornada.

E principalmente à Deus, criador de todas as coisas, que sempre me fortaleceu e permitiu a concretização desta conquista.

Resumo da Dissertação apresentada a UNIFEI como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

**AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA PROTEÇÃO DE
DISTÂNCIA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO COM
COMPENSAÇÃO SÉRIE FIXA ATRAVÉS DA
SIMULAÇÃO DIGITAL EM TEMPO REAL**

ANDRÉ LUIZ PEREIRA DE OLIVEIRA

Janeiro / 2007

Orientador: Prof. Paulo Márcio da Silveira, Dr.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Palavras-chave: Relés Numéricos de Proteção, Proteção de Distância, Linhas de Transmissão, Compensação Série Fixa, Simulação Digital em Tempo Real.

Número de Páginas: 130

RESUMO: O principal objetivo deste trabalho é apresentar os resultados do comportamento da proteção de distância quando aplicada em linhas de transmissão com compensação série fixa através da simulação digital em tempo real. O trabalho inicialmente apresenta a proteção numérica de distância, a compensação série fixa em linhas de transmissão e uma pré-análise dos efeitos da compensação. Apresenta ainda a ferramenta do simulador digital em tempo real e a metodologia aplicada para avaliação do comportamento. Como exemplos práticos para a validação do trabalho realizado, são apresentadas as simulações digitais em tempo real realizadas para a avaliação do comportamento de proteções de distância aplicadas em duas linhas de transmissão em 500 kV, onde ocorreu a instalação de compensações séries fixas, além da análise dos resultados. A conclusão do trabalho realizado comprova a valiosa utilização da simulação digital em tempo real para a avaliação do comportamento da proteção de distância, garantindo uma melhor utilização de toda funcionalidade dos relés numéricos de proteção.

Abstract of Dissertation presented to UNIFEI as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

**EVALUATION OF DISTANCE PROTECTION PERFORMANCE
APPLIED ON FIXED SERIES COMPENSATED
TRANSMISSION LINES USING REAL
TIME DIGITAL SIMULATION**

ANDRÉ LUIZ PEREIRA DE OLIVEIRA

January / 2007

Advisor: Prof. Paulo Márcio da Silveira, Dr.

Area of Concentration: Electrical Power Systems.

Keywords: Numerical Protective Relays, Distance Protection, Transmission Lines, Fixed Series Compensation, Real Time Digital Simulation.

Number of Pages: 130

ABSTRACT: The main purpose of this work is to present the results of the distance protection performance when applied on series compensated transmission lines using real time digital simulation. The work initially presents the fixed series compensation on transmission lines, the numerical distance protection and a pre-analysis of the compensation effects. It also presents the real time digital simulator tool, the methodology applied to evaluate the performance and an application to validate. As practical examples to validate the work, it presents the real time digital simulations to evaluate performance of the distance protection applied on two 500 kV transmission lines, where fixed series compensation were installed, with the results analysis. This work proves the valuable utilization of the real time digital simulation to evaluate the performance of distance protection, guaranteeing the better use of the protective relays functionality.

SUMÁRIO

FOLHA DE ROSTO	i
PRONUNCIAMENTO DA BANCA EXAMINADORA	ii
FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA	iii
DEDICATÓRIA	iv
AGRADECIMENTOS	v
RESUMO	vi
ABSTRACT	vii
SUMÁRIO	viii
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABELAS	xvi
1. INTRODUÇÃO	01
1.1 – A Transmissão de Energia Elétrica	01
1.2 – A Proteção dos Sistemas Elétricos de Potência	03
1.3 – A Simulação como Ferramenta de Análise	05
1.4 – Motivação e Apresentação do Trabalho	06
2. A PROTEÇÃO NUMÉRICA DE DISTÂNCIA	09
2.1 – Considerações Iniciais	09
2.2 – A Proteção de Distância	09
2.3 – Algoritmo de Medição de Distância baseado na Análise de Fourier	11
2.3.1 – Princípio da Técnica de Análise de Fourier	11
2.3.2 – Equações para Cálculo dos <i>Loops</i> de Impedância de Falta	15
2.4 – Considerações Finais	19

3. A COMPENSAÇÃO SÉRIE FIXA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO	20
3.1 – Considerações Iniciais	20
3.2 – Fluxo de Potência em uma Linha de Transmissão com Compensação Série Fixa	21
3.3 – Descrição Geral da Compensação Série Fixa	23
3.3.1 – Grau de Compensação	27
3.3.2 – Frequência de Ressonância	27
3.4 – O Sistema de proteção, Controle e Supervisão da Compensação Série Fixa	28
3.4.1 – A atuação dos Varistores de Óxido Metálico	29
3.4.2 – A atuação dos Centelhadores	30
3.4.3 – A atuação dos Disjuntores de Desvio	30
3.5 – Considerações Finais	31
4. ANÁLISE DA INSERÇÃO DA COMPENSAÇÃO SÉRIE FIXA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO	32
4.1 – Considerações Iniciais	32
4.2 – Inversão de Corrente	33
4.3 – Inversão da Tensão	34
4.4 – Alcance e Coordenação dos Relés de Proteção	36
4.5 – Transitórios do Sistema	38
4.6 – Outras configurações de Compensação Série Fixa em Linhas de Transmissão	39
4.7 – Considerações Finais	41
5. A SIMULAÇÃO DIGITAL EM TEMPO REAL	42
5.1 – Considerações Iniciais	42
5.2 – Descrição do Sistema de Simulação Digital de	

Linhas de Transmissão	43
5.3 – Simulação de Faltas	45
5.3.1 – Faltas Externas	45
5.3.2 – Faltas Internas	46
5.3.3 – Tipos de Faltas	46
5.4 – Os Amplificadores do Sistema de Simulação Digital	49
5.5 – O Sistema de Aquisição de Dados da Simulação Digital	50
5.6 – O Simulador Digital em Tempo Real (<i>RTDSTM</i>)	50
5.7 – O <i>Hardware</i> do Simulador Digital em Tempo Real	52
5.7.1 – Cartão de Triplo Processador	54
5.7.2 – Cartão de Comunicação Intra-racks	54
5.7.3 – Cartão de Interface de Trabalho	55
5.7.4 – Cartão Digital de Entrada e Saída	55
5.8 – O <i>Software</i> do Simulador Digital em Tempo Real	55
5.8.1 – Interface Gráfica do Usuário	55
5.8.2 – Compilador	58
5.8.3 – Modelagem dos Componentes dos Sistemas de Potência e Controle	58
5.9 – A Interface do Simulador Digital em Tempo Real	58
5.10 – Vantagens da Simulação Digital em Tempo Real	59
5.11 – Considerações Finais	60
6. AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA ATRAVÉS DA SIMULAÇÃO DIGITAL EM TEMPO REAL	62
6.1 – Considerações Iniciais	62
6.2 – As Compensações Séries Fixas de São João do Piauí	65
6.3 – A Proteção Numérica de Distância avaliada através das Simulações Digitais em Tempo Real	69

6.4 – Considerações Finais	71
7. SIMULAÇÕES E ANÁLISES DOS RESULTADOS DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE FIXA	72
7.1 – Considerações Iniciais	72
7.2 – Cálculos dos Ajustes das Zonas de Proteção dos Relés Numéricos de Distância	76
7.3 – Seleção do Esquema de Teleproteção	80
7.4 – Simulação de Falta Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido	81
7.5 – Simulação de Falta Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido	84
7.6 – Simulação de Falta Resistiva Interna à Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido	87
7.7 – Simulação de Alcance Resistivo na Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido	90
7.8 – Simulação de Falta Franca Permanente nos Barramentos das Subestações Boa Esperança (PI), São João do Piauí (PI) e Sobradinho (PE)	93
7.9 – Simulação de Falta Resistiva Permanente nos Barramentos das Subestações Boa Esperança (PI), São João do Piauí (PI) e Sobradinho (PE)	97
7.10 – Simulação de Falta Franca Permanente nas Linhas de Transmissão Adjacentes	101
7.11 – Simulação de Falta Franca Transitória nos Barramentos das Subestações Boa Esperança (PI) e Sobradinho (PE)	106
7.12 – Simulação de Falta Evolutiva Resistiva Interna à Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido	109

7.13 – Simulação de Falta Seqüencial Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido	114
7.14 – Fechamento do Disjuntor de Alta Tensão da SE São João do Piauí (PI) sob Falta, sem carga na Linha de Transmissão e com os disjuntores dos dois lados abertos	117
7.15 – Considerações Finais	120
8. CONCLUSÕES FINAIS	122
REFERÊNCIAS	126
ANEXOS (artigos frutos desta Dissertação de Mestrado)	130

OLIVEIRA, A. L. P.; SILVEIRA, P. M. Simulação Digital em Tempo Real para Análise do Desempenho da Proteção Numérica de Linhas com Compensação Série Fixa. *I SBSE – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*.

Campina Grande – Paraíba - Brasil, 17 à 19 de Julho de 2006.

OLIVEIRA, A. L. P.; SILVEIRA, P. M. Evaluation of Distance Protection Performance applied on Series Compensated Transmission Lines using Real Time Digital Simulation. *IEEE PES Transmission & Distribution – Conference & Exposition – Latin America*.

Caracas – Venezuela, 15 à 18 de Agosto de 2006.

OLIVEIRA, A. L. P.; SILVEIRA, P. M. A Simulação Digital em Tempo Real para Análise do Desempenho de Proteções Numéricas de Linhas de Transmissão. *XVII SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*.

Belo Horizonte – Minas Gerais - Brasil, 21 à 25 de Agosto de 2006.

OLIVEIRA, A. L. P.; SILVEIRA, P. M. Analysis of Numeric Distance Relays applied on Series Compensated Transmission Lines using Real Time Digital Simulation. *15th PSP - International Conference on Power System Protection*.

Bled - Slovenia, 06 à 08 de Setembro de 2006.

LISTA DE FIGURAS

Fig.1.1 – Linha de Transmissão de Energia em Alta Tensão	02
Fig.3.1 – Fluxo de Potência em uma Linha de Transmissão	21
Fig.3.2 – Fluxo de Potência em uma Linha de Transmissão com Compensação Série Fixa (CSF)	22
Fig.3.3 – Representação de uma Compensação Série Fixa (CSF)	24
Fig.3.4 – Foto de uma Compensação Série Fixa (CSF) instalada	24
Fig.3.5 – Arranjo das Chaves Seccionadoras e Disjuntor de Desvio	25
Fig.3.6 – Diagrama Elétrico da Compensação Série Fixa (CSF)	26
Fig.4.1 – Corrente em Linha de Transmissão com CSF onde $ X_C < X_F + X_L $	33
Fig.4.2 – Inversão de Corrente em Linha de Transmissão com CSF onde $ X_C > X_F + X_L $	33
Fig.4.3 – Tensão em Linha de Transmissão com CSF onde $ X_C < X_F + X_L \cdot e \cdot X_C < X_L $	35
Fig.4.4 – Inversão de Tensão em Linha de Transmissão com CSF onde $ X_C < X_F + X_L \cdot e \cdot X_C > X_L $	35
Fig.4.5 – Alcance e Coordenação dos Relés de Proteção	36
Fig.5.1 – Linha de Transmissão de Circuito Duplo para Simulação da Proteção Digital de Linhas de Transmissão	43
Fig.5.2 – Linha de Transmissão de Circuito Simples para Simulação da Proteção Digital de Linhas de Transmissão	44
Fig.5.3 – Diagrama da Simulação da Falta Monofásica (ϕT ou FT)	48
Fig.5.4 – Diagrama da Simulação da Falta Bifásica ($\phi\phi$ ou 2F)	48

Fig.5.5 – Diagrama da Simulação da Falta Bifásica para Terra (φφT ou 2FT)	49
Fig.5.6 – Diagrama da Simulação da Falta Trifásica (φφφ ou 3F)	49
Fig.5.7 – Diagrama da Simulação da Falta Trifásica para Terra (φφφT ou 3FT)	49
Fig.5.8 – Rack do Simulador Digital em Tempo Real (<i>RTDS™</i>)	52
Fig.5.9 – Comunicação entre um Rack do <i>RTDS™</i> e seu provedor (estação de trabalho com sistema UNIX)	53
Fig.5.10 – Detalhe do Rack do <i>RTDS™</i> com o Cartão de Triplo Processador (<i>3PC</i>), Cartão de Comunicação Intra-racks (<i>IRC</i>), Cartão de Interface de Trabalho (<i>WIF</i>) e Cartão Digital de Entrada e Saída (<i>DIO</i>)	53
Fig.5.11 – Descrição Gráfica (<i>Draft</i>) no <i>PSCAD™</i>	56
Fig.5.12 – Operação no <i>PSCAD™</i> (<i>RunTime</i>)	57
Fig.6.1 – Exemplo de Oscilografia	63
Fig.6.2 – Exemplo de Seqüência de Eventos	64
Fig.6.3 – Configuração do Sistema Elétrico Atual (2006) onde as CSFs de São João do Piauí foram instaladas	66
Fig.6.4 – Configuração do Sistema Elétrico para o Ano de 2008	67
Fig.6.5 – Diagrama Unifilar Simplificado das CSFs de São João do Piauí – PI	67
Fig.6.6 – <i>Layout</i> do Conjunto Plataforma e Disjuntor de Desvio para uma fase das duas Compensações Séries Fixas de São João do Piauí	68
Fig.6.7 – Relé Numérico de Proteção de Distância 7SA6	69
Fig.7.1 – Foto da Compensação Série Fixa 1 (CSF 1) instalada na LT 500 kV Boa Esperança (PI) - São João do Piauí (PI)	72

Fig.7.2 – Foto da Compensação Série Fixa 2 (CSF 2) instalada na LT 500 kV São João do Piauí (PI) - Sobradinho (PE)	73
Fig.7.3 – Característica Poligonal dos Relés Numéricos de Distância no Plano RX	77
Fig.7.4 – Diagrama de Operação do Esquema de Transferência de Trip Permissivo (<i>POTT</i>)	80
Fig.7.5 – Simulação de Falta Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido	81
Fig.7.6 – Simulação de Falta Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido	84
Fig.7.7 – Simulação de Alcance Resistivo na Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido	90
Fig.7.8 – Simulação de Falta Franca Permanente nos Barramentos das Subestações.....	93
Fig.7.9 – Simulação de Falta Franca Permanente nas Linhas de Transmissão Adjacentes	101
Fig.7.10 – Simulação de Falta Franca Transitórias nos Barramentos das Subestações	106
Fig.7.11 – Simulação de Falta Evolutiva Resistiva Interna à Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido	110
Fig.7.12 – Simulação de Falta Seqüencial Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido	114
Fig.7.13 – Fechamento do Disjuntor de Alta Tensão da sob Falta sem carga na Linha de Transmissão e com os disjuntores dos dois lados abertos	117

LISTA DE TABELAS

Tab.5.1 – Tipos de Falhas Simuladas, Valores de RF, R1 e Figura de Referência	48
Tab.7.1 – Parâmetros Gerais do Sistema	73
Tab.7.2 – Parâmetros da Linha de Transmissão SE Boa Esperança (PI) – SE São João do Piauí (PI)	74
Tab.7.3 – Parâmetros da Linha de Transmissão SE São João do Piauí (PI) – SE Sobradinho (PE)	74
Tab.7.4 – Parâmetros dos Transformadores de Potencial	75
Tab.7.5 – Parâmetros dos Transformadores de Corrente	75
Tab.7.6 – Parâmetros dos Reatores <i>Shunt</i>	75
Tab.7.7 – Zonas de Proteção e Temporizações para a Linha de Transmissão SE Boa Esperança (PI) – SE São João do Piauí (PI)	78
Tab.7.8 – Zonas de Proteção e Temporizações para a Linha de Transmissão SE São João do Piauí (PI) – SE Sobradinho (PE)	79
Tab.7.9 – Resultados da Simulação de Falta Franca Interna a Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido	82
Tab.7.10 – Resultados da Simulação de Falta Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido	85
Tab.7.11 – Resultados da Simulação de Falta Resistiva Interna à Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido	88
Tab.7.12 – Resultados da Simulação de Alcance Resistivo na Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido	91
Tab.7.13 – Resultados da Simulação de Falta Franca Permanente nos Barramentos das Subestações	94

Tab.7.14 – Resultados da Simulação de Falta Resistiva Permanente nos Barramentos das Subestações	98
Tab.7.15 – Resultados da Simulação de Falta Franca Permanente nas Linhas de Transmissão Adjacentes	102
Tab.7.16 – Resultados da Simulação de Falta Franca Transitória nos Barramentos das Subestações	107
Tab.7.17 – Resultados da Simulação de Falta Evolutiva Resistiva Interna à Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido	111
Tab.7.18 – Resultados da Simulação de Falta Seqüencial Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido	115
Tab.7.19 – Resultados da Simulação de Falta Seqüencial Franca Interna a Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido	118

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 – A Transmissão de Energia Elétrica

A demanda mundial por energia elétrica aumenta continuamente sendo a sua necessidade mais fortemente observada nos países em crescimento. O desenvolvimento da infra-estrutura mundial resultou na necessidade do fornecimento de energia nas regiões mais longínquas dos centros geradores. O resultado é a interconexão de regiões separadas geograficamente através de grandes corredores de potências com a utilização de linhas de transmissão de longa distância, unindo até mesmo países e tentando otimizar a utilização das fontes de energia já existentes.

A construção de infra-estrutura de transmissão de energia, isto é, novas linhas de transmissão ligando os centros geradores aos consumidores, não é uma tarefa fácil na maioria dos casos. Considerações ambientais estão cada vez maiores, fazendo com que quando permitida, a construção de uma nova linha de transmissão atinja custos elevados. Por outro lado, as restrições de ordem econômica do país impõem grandes atrasos nas obras forçando a operação dos sistemas elétricos de potência com níveis de carga elevados.

Como conseqüência deste fato, torna-se necessária a utilização de equipamentos que permitam aumentar a capacidade de transmissão e também melhorar a qualidade da energia transmitida, possibilitando assim a economia ou postergação de novos investimentos em sistemas de transmissão.

A complexidade do planejamento e operação de um sistema de potência se deve, em grande parte, a problemas relacionados com a rede de transmissão de energia. As linhas de transmissão estão sujeitas à limites térmicos, os quais restringem o nível de potência que pode ser transmitido

com segurança e assim criando pontos de estreitamento da transmissão na rede elétrica. Estes pontos não são fixos, eles se movem de acordo com as alterações nos fluxos de potência resultantes do despacho da geração, características das cargas e contingências do sistema.



Fig.1.1 – Linha de Transmissão de Energia em Alta Tensão

A transmissão de energia em corrente alternada é possível somente se duas necessidades básicas forem satisfeitas. A primeira é que todas as máquinas síncronas do sistema elétrico de potência (geradores e compensadores síncronos) tenham a capacidade de manter o sincronismo entre si. A manutenção do sincronismo está ligada à estabilidade, capacidade de um sistema elétrico de potência operar de uma maneira contínua e de um modo aceitável após um distúrbio, seja ele programado (manutenção de linhas de transmissão, transformadores ou unidade geradora) ou não programado (ocorrência de faltas, perdas de grandes blocos de geração ou variação repentina de carga no sistema). A segunda necessidade fundamental na transmissão de potência alternada é a manutenção da tensão em níveis aceitáveis de operação.

O resultado frente aos fatores econômicos, a estabilidade do sistema e a manutenção dos níveis de tensão faz com que técnicas alternativas sejam amplamente estudadas. Uma delas é a utilização de esquemas de compensação de potência reativa, com o objetivo de aumentar a estabilidade e a capacidade de transmissão de potência, sem a necessidade de ampliação da rede de transmissão existente.

1.2 – A Proteção dos Sistemas Elétricos de Potência

Proteção dos Sistemas Elétricos é o termo utilizado para descrever a ciência e a operação dos dispositivos de proteção, dentro de uma determinada estratégia, com o objetivo de maximizar a continuidade dos serviços e minimizar os danos às propriedades e pessoas devido a situações anormais no sistema elétrico. A estratégia deve ser planejada e estudada para não somente proteger os sistemas e seus componentes contra faltas, mas também proteger as partes sãs dos efeitos dos componentes sob condições de defeito [1].

A proteção dos sistemas elétricos de potência evoluiu através dos anos, da utilização de dispositivos relativamente primitivos com capacidades muito limitadas a sistemas complexos com grande utilização de *hardware* computacional.

A maioria das falhas que ocorrem em sistemas de potência pode ser controlada, com o objetivo de reduzir os seus danos e assim aumentar a confiabilidade do sistema [2]. Obviamente não é econômico conceber um sistema elétrico de potência que possa suportar todas as falhas possíveis, portanto a alternativa é utilizar-se de sistemas de proteção que possam rapidamente detectar condições anormais no sistema e tomar as ações apropriadas. O tipo de ação depende do dispositivo de proteção utilizado e das condições em que este dispositivo está aplicado [3].

Um sistema de proteção deve ser designado para reconhecer anormalidades no sistema elétrico, as quais não detectadas podem acarretar em danos nos equipamentos elétricos e paralisação no fornecimento de

energia. O projeto e especificação dos componentes do sistema de potência tornam-se uma importante parte da proteção, da maneira que os sistemas de potência são designados a suportar as contingências operacionais necessárias devido a alterações de cargas no sistema.

Existem vários aspectos que devem ser levados em consideração quando da proteção de um sistema elétrico de potência. Para cada ocorrência no sistema elétrico existe uma melhor forma de restabelecer a condição normal de operação, podendo até mesmo envolver intervenção humana como reparo físico em equipamentos. A intervenção humana na ação de sistemas de proteção normalmente é evitada para não acarretar possível interrupção prolongada da transmissão de energia no sistema elétrico. Porém, em casos onde esta ação humana é possível, os sistemas de proteção acionam alarmes, fazendo com que um operador possa analisar a situação e manualmente tomar as ações para a solução do problema.

Os sistemas de proteção devem ter o objetivo de minimizar a perda de carga. Não há a necessidade, geralmente, de desligar todo o sistema devido a um defeito isolado. O sistema de proteção deve possuir seletividade para isolar os defeitos, minimizando a ocorrência de interrupções. Isto frequentemente requer a utilização de religamento automático após a abertura de um circuito, a partir da experiência de que a grande maioria das faltas no sistema elétrico é de natureza temporária e assim os religamentos em sua maioria são bem sucedidos. A minimização da perda de carga pode também necessitar a utilização de circuitos alternativos para atender cargas importantes no sistema.

Os sistemas de proteção também devem ser designados para resguardar o sistema contra a sua própria falha. Isto significa que sistemas de proteção de retaguarda devem ser instalados para operar no caso da proteção primária falhar, minimizando o dano no sistema e alcançando a restauração de serviço rapidamente.

A operação em condições normais e toleráveis também deve ser levada em consideração quando da aplicação de um sistema de proteção. Os dispositivos de proteção recebem sinais de tensão e/ou corrente, e

através destes valores tomam as suas decisões com relação ao que deve ser feito. Assim, como o tempo para o restabelecimento da transmissão de energia não deve ser prolongado, é desejado que em situações que se encontrem dentro de limites estabelecidos como toleráveis e normais o sistema de proteção não opere indevidamente e cause uma interrupção desnecessária.

Finalmente, um sistema de proteção deve ter sua operação rápida e precisa. A restauração das transmissões de energia necessita que os sistemas de proteção realizem uma operação rápida e confiável, reduzindo ao mínimo o tempo de interrupção.

1.3 – A Simulação como Ferramenta de Análise

A simulação é uma das ferramentas mais poderosas disponíveis aos engenheiros de sistemas de potência quando da necessidade de analisar fenômenos complexos do sistema elétrico. Com o aumento da acessibilidade aos sistemas computacionais desde a década de 1970 [4], a utilização da simulação como ferramenta de análise tornou-se uma prática muito comum na tarefa de analisar o sistema elétrico com relação ao seu funcionamento e comportamento frente a perturbações.

Uma das limitações da utilização de programas computacionais para simulação é a de que cada caso pode levar vários minutos para ser simulado, sendo que a resposta no sistema elétrico geralmente ocorre em milissegundos. Por conseqüência, durante muitos anos os testes de dispositivos de controle e proteção eram geralmente realizados através de simuladores analógicos ou dispositivos especiais, os quais aplicam aos dispositivos os resultados de estudos e simulações realizadas previamente em programas computacionais.

A vantagem primária da simulação digital é a capacidade de operação em tempo real, incorporando as melhores vantagens dos estudos computacionais e das ferramentas analógicas comumente utilizadas.

A simulação digital em tempo real está sendo muito utilizada para testar o desempenho dos relés de proteção quando aplicados a linhas de transmissão de grande complexidade de operação. Um caso típico é a Compensação Série Fixa (inserção de reatância capacitiva em série no sistema) protegidas com varistores de óxido metálico (*MOVs*), centelhadores (*Spark Gaps*) e disjuntores para desvio (*bypass*). A proteção de linhas de transmissão compensadas apresenta desafios significativos aos fabricantes de relés numéricos de proteção. Na realidade as Compensações Séries Fixas e seus dispositivos de proteção próprios causam grandes variações da impedância da linha de transmissão durante a condição de falta no sistema. Com a utilização da simulação em tempo real para a modelagem da linha de transmissão e seus componentes associados, os testes nos relés de proteção podem ser realizados para garantir a operação apropriada sob várias situações diferentes de faltas no sistema.

É de consenso geral que a simulação, e especialmente simulação digital em tempo real, tem um importante papel nos estudos dos sistemas elétricos de potência. Cada vez modelos maiores e mais complexos destes sistemas são exigidos para as simulações. Com a introdução constante, por exemplo, da eletrônica de potência no sistema elétrico, as simulações são extremamente necessárias para garantir a operação confiável do mesmo.

1.4 – Motivação e Apresentação do Trabalho

O grande aumento da utilização da Compensação Série Fixa (CSF) nos sistemas de transmissão de energia, objetivando aumentar a capacidade de transmissão e melhorar a estabilidade do sistema, torna necessária a análise criteriosa dos sistemas de proteção que serão utilizados nestas situações. A motivação do presente trabalho é apresentar uma avaliação do comportamento da proteção numérica de distância em linhas onde exista a utilização da CSF, utilizando como ferramenta para esta análise a simulação digital em tempo real e cumprindo assim as exigências do Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica da UNIFEI.

Dando seqüência a apresentação desta dissertação, o Capítulo 2 (A Proteção Numérica de Distância) apresenta uma breve descrição do estado da arte da proteção de distância. Apresenta-se o algoritmo de medição de distância baseado na análise de Fourier e as equações para o cálculo dos *loops* de impedância de falta.

No Capítulo 3 (A Compensação Série Fixa em Linhas de Transmissão) é apresentado o fluxo de potência em uma linha de transmissão compensada, a descrição de uma CSF, os motivos e vantagens para a sua utilização, além da descrição sucinta de seus componentes e do sistema de proteção, controle e supervisão de uma CSF.

O Capítulo 4 (Análise da Inserção da Compensação Série Fixa em Linhas de Transmissão) tem por objetivo introduzir os principais fenômenos gerados pela instalação da CSF em linhas de transmissão. Ênfase é dada na análise de cada fenômeno, as condições dos mesmos ocorrerem e as possíveis soluções utilizadas pelos sistemas de proteção.

O Capítulo 5 (A Simulação Digital em Tempo Real) descreve de forma detalhada o sistema de simulação das proteções numéricas para linhas de transmissão, mostrando a idéia central da dissertação: linhas com CSF protegidas através de relés numéricos de distância. Neste capítulo descreve-se a simulação de faltas no sistema, os amplificadores de sinais e o sistema de aquisição de dados, os quais são utilizados para a avaliação do comportamento da proteção numérica de distância. Faz-se ainda neste capítulo, a introdução ao Simulador Digital em Tempo Real (*RTDSTM*), que é a ferramenta utilizada para a avaliação da proteção numérica de distância.

No Capítulo 6 (Avaliação do Comportamento da Proteção de Distância através da Simulação Digital em Tempo Real) é apresentada a metodologia utilizada para a realização prática da idéia central da dissertação, mostrando como as avaliações do comportamento das proteções de distância foram realizadas em cada simulação. Além disto, este capítulo faz uma breve introdução das Compensações Séries Fixas de São João do Piauí, de propriedade da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) e do sistema de transmissão onde às mesmas foram inseridas.

Também é descrita de maneira sucinta a proteção numérica de distância avaliada através das simulações digitais em tempo real realizadas nas linhas de transmissão onde estas compensações foram instaladas.

O Capítulo 7 (Simulações e Análises dos Resultados da Proteção de Distância das Linhas de Transmissão com Compensação Série Fixa) apresenta o exemplo prático de aplicação da simulação digital em tempo real, resultado da oportunidade da realização de um trabalho feito na SIEMENS AG (Erlangen – Alemanha) em duas Linhas de Transmissão Compensadas da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), onde o mestrando participou das simulações. Todas as análises das simulações aqui apresentadas foram realizadas com orientação acadêmica na UNIFEI. Neste capítulo são utilizados o sistema e a ferramenta de simulação descritos no Capítulo 5, bem como a metodologia de avaliação do comportamento da proteção de distância descrita no Capítulo 6, aplicada nas duas linhas de transmissão compensadas também apresentados neste último capítulo. Todas as simulações digitais em tempo real realizadas são apresentadas, com cada situação simulada sendo detalhadamente descrita e analisada com base nos resultados obtidos. Ênfase é dada na análise do comportamento das proteções de distância e na interação destas com as proteções próprias das CSFs.

Finalmente, o Capítulo 8 (Conclusões Finais) traz comentários e reflexões relativas à utilização da Compensação Série Fixa em Linhas de Transmissão de Energia, bem como a importância da utilização da Simulação Digital em Tempo Real para avaliar o comportamento das proteções numéricas de distância, obtendo-se o máximo proveito destes modernos dispositivos de proteção.

Segue posteriormente as referências bibliográficas que foram utilizadas para o desenvolvimento deste trabalho, bem como os artigos publicados em congressos nacionais e internacionais frutos desta dissertação de mestrado.

CAPÍTULO 2

A PROTEÇÃO NUMÉRICA DE DISTÂNCIA

2.1 – Considerações Iniciais

A proteção numérica tem sido assunto de pesquisas pelas universidades e fabricantes de relés de proteção por muitos anos. Dentro da indústria da engenharia elétrica, a história dos relés de proteção surge como uma das mais surpreendentes da evolução tecnológica.

Apesar de ser uma área rotulada como conservadora, a proteção de sistemas elétricos de potência vem sofrendo grandes alterações nos aspectos de ferramental (equipamentos) e filosofia (esquemas). Realmente ainda existe conservadorismo, mas isto é devido muito mais a questões de complexidade, custo/benefício e confiabilidade do que outras razões meramente pessoais, políticas ou filosóficas [5].

A proteção de distância ainda é a função mais utilizada em linhas de transmissão. Uma descrição do princípio de atuação da proteção numérica de distância e a análise de um dos algoritmos mais comumente aplicado (baseado na análise de Fourier) proporcionam a idéia básica da tarefa realizada pelo relé.

A inserção da Compensação Série Fixa em linhas de transmissão resulta em alguns desafios a proteção dos sistemas de transmissão, portanto uma análise detalhada também se torna necessária para a mitigação de efeitos indesejados e a manutenção do máximo fornecimento contínuo de energia.

2.2 – A Proteção de Distância

A proteção de distância foi introduzida a partir de 1920 e desde então seu desenvolvimento não parou, evoluindo de elementos com discos de

indução, relés estáticos analógicos até as proteções numéricas [6]. O seu desenvolvimento tem o objetivo de corresponder a uma maior demanda nos sistemas de proteção, resultado da grande complexidade das redes de transmissão e distribuição.

A utilização do processamento discreto de sinais através dos algoritmos de filtragem numérica e da aplicação de processos adaptativos permitiram uma maior precisão e menores tempos de *trip*. O uso de rotinas mais inteligentes permitiu uma melhora na seletividade, mesmo sob ocasiões complexas. Constantemente a relação custo/benefício vem sendo melhorada, tornando os relés multifuncionais, incluindo até mesmo medições e registros de perturbações configuráveis.

A proteção de distância é base para a proteção de linhas de transmissão [7]. A mesma pode ser utilizada tanto como proteção principal quanto proteção de retaguarda para linhas de transmissão e outros elementos do sistema elétrico (barramentos, transformadores, alimentadores e até mesmo geradores).

O modo de operação da proteção de distância é baseado na medição e avaliação da impedância de curto-circuito, a qual é proporcional à distância até a falta. Um problema imediatamente reconhecido é a determinação correta, através da medição, da distância para faltas de diferentes tipos. A impedância vista por um relé individual irá depender das condições de conexão dos transformadores de instrumentos e das correntes e tensões apresentadas aos relés. A aplicação da proteção de distância em linhas de transmissão requer, como uma regra a ser aplicada, a consideração individual detalhada de cada caso [8]. Uma análise cuidadosa é necessária para determinar precisamente as quantidades observadas pelos relés em todas as condições possíveis.

Em comparação com a proteção de sobrecorrente, a proteção de distância é mais rápida, mais seletiva e menos susceptível a mudanças no sistema. Para defeitos em sua primeira zona de proteção (80% a 90% do comprimento da linha) seu tempo de *trip* é aproximadamente um ou dois ciclos. Na segunda zona, para defeitos nos últimos 10% a 20% do

comprimento da linha de transmissão protegida, o tempo de *trip* é aproximadamente 300 a 400 ms.

Através da utilização de um canal de comunicação (fio piloto, sistema *carrier*, link de rádio ou fibra óptica) entre as duas extremidades da linha de transmissão a proteção de distância pode ser melhorada tornando-se um sistema de comparação com seletividade absoluta. Isto facilita o *trip* rápido para faltas em 100% do comprimento da linha, com a vantagem de proverem uma retaguarda adicional para outras partes do sistema. Esta utilização de canal de comunicação e conseqüentemente a aplicação de esquemas de proteção com transmissão de sinal aparecem predominantemente em sistemas de transmissão em alta e extra-alta tensão, onde o aumento do custo é justificado.

Pelas razões apresentadas, a proteção de distância é considerada a forma mais segura e confiável para a proteção de linhas de transmissão.

2.3 – Algoritmo de Medição de Distância baseado na Análise de Fourier

A medição da distância da falta (e conseqüentemente da impedância de falta) por uma proteção numérica de distância é realizada através de algoritmos destinados a análise dos sinais de corrente e/ou tensão. Será apresentado a seguir o algoritmo de medição de distância baseado na análise de Fourier, sendo este o método mais comumente utilizado. Serão descritos o seu princípio de funcionamento, as considerações de aplicação e as equações para o cálculo das impedâncias de falta dos *loops* entre fase e terra e *loops* entre fase e fase.

2.3.1 – Princípio da Técnica de Análise de Fourier

O princípio da técnica da análise de Fourier é a realização do cálculo da resistência da linha de transmissão (R_L) e da reatância da linha de transmissão (X_L) utilizando equações diferenciais.

As tensões e correntes amostradas são inicialmente transformadas em quantidades fasoriais (com as suas respectivas componente real e componente imaginária) por meio de filtros ortogonais, e somente a partir destas componentes que os valores de resistência (R_{CC}) e reatância (X_{CC}) da impedância de curto-circuito (Z_{CC}) são calculados.

Para a determinação dos fasores de tensão e corrente para os cálculos da impedância são utilizados filtros Fourier. O princípio de funcionamento pode ser apresentado através da análise de um período completo (T) como janela de amostragem (a janela de amostragem começa em $t_i = -T/2$ e termina em $t_f = +T/2$). A equação 2.1 abaixo é utilizada para o fasor da corrente fundamental de curto-circuito:

$$\underline{I}_{CC} = \text{Re}\{\underline{I}_{CC}\} + j \text{Im}\{\underline{I}_{CC}\} \quad (2.1)$$

onde:

$$\text{Re}\{\underline{I}_{CC}\} = \frac{1}{T} \cdot \int_{-T/2}^{+T/2} i_{CC}(t) \cdot \cos(\omega_0 \cdot t) dt \quad (2.2)$$

$$\text{Im}\{\underline{I}_{CC}\} = \frac{1}{T} \cdot \int_{-T/2}^{+T/2} i_{CC}(t) \cdot \sin(\omega_0 \cdot t) dt \quad (2.3)$$

O instante de incidência de falta é designado por t_0 , e os valores medidos são integrados por um período completo T . Assim a corrente de curto-circuito (I_{CC}) é obtida no instante $t = t_0 + T/2$, isto é, no final de cada período completo que se inicia em $t_i = -T/2$ e termina em $t_f = +T/2$. O cálculo é repetido em intervalos definidos, como por exemplo, a cada 5 milisegundos [6], através desta sobreposição de janelas de amostragem, tornando atualizados os valores dos fasores e das impedâncias nestes instantes definidos.

Para a equação diferencial e *loop* de curto-circuito tem-se:

$$u_L(t) = R_L \cdot i_L(t) + L_L \cdot \frac{di_L(t)}{dt} \quad (2.4)$$

onde:

i_L = Corrente na Linha de Transmissão, que durante defeitos será a corrente de curto-circuito (i_{CC})

A correspondente equação com quantidades vetoriais no domínio da frequência é dada por:

$$\underline{U}_L = R_L \cdot \underline{I}_L + jX_L \cdot \underline{I}_L \quad (2.5)$$

com:

$$X_L = \omega_0 \cdot L_L = 2\pi \cdot f_N \cdot L_L \quad (2.6)$$

Somente a frequência fundamental é avaliada, ou seja, as componentes de corrente contínua ou harmônicas são filtradas.

A equação 2.5 em termos de componentes real e imaginário é:

$$\text{Re}\{\underline{U}_L\} + j \text{Im}\{\underline{U}_L\} = (R_L + jX_L) \cdot (\text{Re}\{\underline{I}_L\} + j \text{Im}\{\underline{I}_L\}) \quad (2.7)$$

ou:

$$\begin{aligned} \text{Re}\{\underline{U}_L\} + j \text{Im}\{\underline{U}_L\} = R_L \cdot \text{Re}\{\underline{I}_L\} - X_L \cdot \text{Im}\{\underline{I}_L\} + \\ + j(X_L \cdot \text{Re}\{\underline{I}_L\} + R_L \cdot \text{Im}\{\underline{I}_L\}) \end{aligned} \quad (2.8)$$

Tal equação agora pode ser resolvida separadamente para a componente real e imaginária:

$$\text{Re}\{\underline{U}_L\} = R_L \cdot \text{Re}\{\underline{I}_L\} - X_L \cdot \text{Im}\{\underline{I}_L\} \quad (2.9)$$

$$\text{Im}\{\underline{U}_L\} = X_L \cdot \text{Re}\{\underline{I}_L\} + R_L \cdot \text{Im}\{\underline{I}_L\} \quad (2.10)$$

Com estas duas equações é possível realizar o cálculo da resistência (R_L) e da reatância (X_L) da linha de transmissão, com a seguinte solução:

$$R_L = \frac{\text{Re}\{\underline{U}_L\} \cdot \text{Re}\{\underline{I}_L\} + \text{Im}\{\underline{U}_L\} \cdot \text{Im}\{\underline{I}_L\}}{\text{Re}\{\underline{I}_L\}^2 + \text{Im}\{\underline{I}_L\}^2} \quad (2.11)$$

$$X_L = \frac{\text{Im}\{\underline{U}_L\} \cdot \text{Re}\{\underline{I}_L\} - \text{Re}\{\underline{U}_L\} \cdot \text{Im}\{\underline{I}_L\}}{\text{Re}\{\underline{I}_L\}^2 + \text{Im}\{\underline{I}_L\}^2} \quad (2.12)$$

As quantidades fasoriais são definidas da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \underline{U}_L &= U_L \cdot e^{j(\varpi t + \varphi_U)} = \\ U_L &\cdot [\cos(\varpi \cdot t + \varphi_U) + j \sin(\varpi \cdot t + \varphi_U)] \end{aligned} \quad (2.13)$$

$$\begin{aligned} \underline{I}_L &= I_L \cdot e^{j(\varpi t + \varphi_I)} = \\ I_L &\cdot [\cos(\varpi \cdot t + \varphi_I) + j \sin(\varpi \cdot t + \varphi_I)] \end{aligned} \quad (2.14)$$

onde:

U_L = Valor de pico da onda de tensão

$\varpi = 2 \cdot \pi \cdot f_N$ = Velocidade angular calculada através do valor da frequência fundamental (f_N) do sistema

t = Instante de tempo do cálculo

φ_U = Ângulo de deslocamento da tensão no instante do cálculo

I_L = Valor de Pico da Onda de Corrente

φ_I = Ângulo de deslocamento da corrente no instante do cálculo

Na prática existem oscilações transitórias e interferências de sinais, as quais não são consideradas nos cálculos da resistência (R) e da indutância (L) da linha de transmissão, razão da necessidade da filtragem dos sinais medidos:

- Oscilações de carregamento devido à capacitância entre as fases;
- Oscilações sub-harmônicas (ressonância série) no caso de linhas de transmissão com compensação série;
- Distorções dos valores medidos pelos transformadores de instrumentos (por exemplo, devido à saturação de transformadores de correntes ou oscilação transitória em transformadores capacitivos de potencial).

2.3.2 – Equações para Cálculo dos Loops de Impedância de Falta

O princípio de medição pode ser aplicado para o cálculo dos *loops* de impedância de falta.

- *Loops* Fase-Terra: neste caso a equação diferencial é:

$$u_{F-T}(t) = R_L \cdot i_F(t) + L_L \cdot \frac{di_F(t)}{dt} - R_T \cdot i_T(t) - L_T \cdot \frac{di_T(t)}{dt} \quad (2.15)$$

$$u_{F-T}(t) = R_L \cdot \left(i_F(t) - \frac{R_T}{R_L} \cdot i_T(t) \right) + L_L \cdot \left(\frac{di_F(t)}{dt} - \frac{L_T}{L_L} \frac{di_T(t)}{dt} \right) \quad (2.16)$$

onde:

u_{F-T} = Loop de Tensão entre Fase (F) e Terra (T)

$i_F(t)$ = Corrente de Fase (F)

L_L = Indutância da Linha de Transmissão (L)

R_L = Resistência da Linha de Transmissão (L)

R_T = Resistência de Terra (T)

$i_T(t)$ = Corrente de Terra (T)

L_T = Indutância da Terra (T)

Os valores abaixo:

$$\frac{R_T}{R_L} = \frac{R_T' \cdot I}{R_L' \cdot I} = \frac{R_T'}{R_L'} \quad (2.17)$$

$$\frac{L_T}{L_L} = \frac{X_T}{X_L} = \frac{X_T' \cdot I}{X_L' \cdot I} = \frac{X_T'}{X_L'} \quad (2.18)$$

podem ser assumidos como valores conhecidos, pois independem da distância da falta e são determinados pelos parâmetros da linha de transmissão inseridos nos relés numéricos de proteção. Portanto, os valores abaixo são ajustáveis nos relés numéricos:

$$k_{TR} = \frac{R_T'}{R_L'} \quad (2.19)$$

$$k_{TX} = \frac{X_T'}{X_L'} \quad (2.20)$$

No geral eles são ajustados com as características da linha de transmissão onde o relé numérico está instalado. Alterando estes valores de k_{TR} e k_{TX} os ajustes de alcance das zonas de proteção para faltas a terra são consequentemente modificados.

Assim, para os *loops* fase-terra a seguinte equação é obtida:

$$u_{F-T}(t) = R_L \cdot [i_F(t) - k_{TR} \cdot i_T(t)] + L_L \cdot \left[\frac{di_F(t)}{dt} - k_{TX} \cdot \frac{di_T(t)}{dt} \right] \quad (2.21)$$

Os seguintes valores podem ser definidos em condições equilibradas:

$$u_{F-T}(t) = U_{F-T} \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi_U) \quad (2.22)$$

$$i_{F-T}(t) = I_{F-T} \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi_{IF}) \quad (2.23)$$

$$\frac{di_F(t)}{dt} = I_F \cdot \omega \cdot \cos(\omega \cdot t + \varphi_{IF}) \quad (2.24)$$

e:

$$i_T(t) = I_T \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi_{IT}) \quad (2.25)$$

$$\frac{di_T(t)}{dt} = I_T \cdot \omega \cdot \cos(\omega \cdot t + \varphi_{IT}) \quad (2.26)$$

onde:

u_{F-T} = Loop de Tensão entre Fase (F) e Terra (T)

U_{L-T} = Valor de pico da onda de tensão entre Fase (F) e Terra (T)

φ_U = Ângulo de deslocamento da tensão no instante do cálculo

$i_{F-T}(t)$ = Loop de Corrente Fase (F) e Terra (T)

φ_{IF} = Ângulo de deslocamento da corrente de Fase (F) no instante do cálculo

I_F = Valor de pico da onda de corrente de Fase (F)

$i_T(t)$ = Corrente de Terra (T)

I_T = Valor de pico da onda de corrente de Terra (T)

φ_{IT} = Ângulo de deslocamento da corrente de Terra (T) no instante do cálculo

Os valores resultantes das equações 2.22 a 2.26 anteriores são substituídos na equação 2.21 obtendo-se duas equações, que resolvidas fornecem os valores da resistência (R_L) e da reatância (X_L) da linha de transmissão. Para os defeitos fase-terra $R_L = R_{F-T}$ e $X_L = X_{F-T}$, assim tem-se as equações 2.27 e 2.28:

$$R_{F-T} = \frac{U_{F-T}}{I_F} \cdot \frac{\cos(\varphi_U - \varphi_{IF}) - \frac{I_T}{I_F} \cdot k_{TX} \cdot \cos(\varphi_U - \varphi_{IT})}{1 - \left(\frac{I_T}{I_F} \cdot k_{TX} + \frac{I_T}{I_F} \cdot k_{TR} \right) \cos(\varphi_{IT} - \varphi_{IF}) + \frac{R_T}{R_L} \cdot \frac{X_T}{X_L} \cdot \left(\frac{I_T}{I_F} \right)^2} \quad (2.27)$$

e:

$$X_{F-T} = \frac{U_{F-T}}{I_F} \cdot \frac{\sin(\varphi_U - \varphi_{IF}) - \frac{I_T}{I_F} \cdot k_{TR} \cdot \sin(\varphi_U - \varphi_{IT})}{1 - \left(\frac{I_T}{I_F} \cdot k_{TX} + \frac{I_T}{I_F} \cdot k_{TR} \right) \cos(\varphi_{IT} - \varphi_{IF}) + \frac{R_T}{R_L} \cdot \frac{X_T}{X_L} \cdot \left(\frac{I_T}{I_F} \right)^2} \quad (2.28)$$

● *Loops Fase-Fase*: as equações para *loops* fase-fase podem ser derivadas da mesma maneira:

$$u_{F-F}(t) = R_L \cdot i_{F1}(t) + L_L \cdot \frac{di_{F1}(t)}{dt} - R_L \cdot i_{F2}(t) - L_T \cdot \frac{di_{F2}(t)}{dt} \quad (2.29)$$

onde:

u_{F-F} = Loop de Tensão entre Fase (F) e Fase (F)

R_L = Resistência da Linha de Transmissão (L)

$i_{F1}(t)$ = Corrente da Primeira Fase (F1)

L_L = Indutância da Linha de Transmissão (L)

$i_{F2}(t)$ = Corrente da Segunda Fase (F2)

L_T = Indutância da Terra (T)

Os seguintes valores podem ser definidos em condições equilibradas:

$$u_{F-F}(t) = U_{F-F} \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi_U) \quad (2.30)$$

$$i_{F1}(t) = I_{F1} \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi_{IF1}) \quad (2.31)$$

$$\frac{di_{F1}(t)}{dt} = I_{F1} \cdot \omega \cdot \cos(\omega \cdot t + \varphi_{IF1}) \quad (2.32)$$

e:

$$i_{F2}(t) = I_{F2} \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi_{IF2}) \quad (2.33)$$

$$\frac{di_{F2}(t)}{dt} = I_{F2} \cdot \omega \cdot \cos(\omega \cdot t + \varphi_{IF2}) \quad (2.34)$$

onde:

u_{F-F} = Loop de Tensão entre Fase (F) e Fase (F)

U_{F-F} = Valor de pico da onda de tensão entre Fase (F) e Fase (F)

φ_U = Ângulo de deslocamento da tensão no instante do cálculo

$i_{F1}(t)$ = Corrente da Primeira Fase (F1)

I_{F1} = Valor de pico da onda de corrente da Primeira Fase (F1)

φ_{IF1} = Ângulo de deslocamento da corrente da Primeira Fase (F1) no instante do cálculo

$i_{F2}(t)$ = Corrente da Segunda Fase (F2)

I_{F2} = Valor de pico da onda de corrente da Segunda Fase (F2)

φ_{IF2} = Ângulo de deslocamento da corrente da Segunda Fase (F2) no instante do cálculo

Os valores resultantes das equações 2.30 a 2.34 anteriores são substituídos na equação 2.29, obtendo-se duas equações, que resolvidas fornecem os valores de resistência (R_L) e reatância (X_L) da linha de transmissão. Para os defeitos fase-fase $R_L = R_{F-F}$ e $X_L = X_{F-F}$, assim têm-se as equações 2.35 e 2.36:

$$R_{F1-F2} = \frac{U_{F1-F2} [I_{F1} \cdot \cos(\varphi_{U1-2} - \varphi_{IF1}) - I_{F2} \cdot \cos(\varphi_{U1-2} - \varphi_{IF2})]}{I_{F1}^2 - 2 \cdot I_{F1} \cdot I_{F2} \cdot \cos(\varphi_{IF1} - \varphi_{IF2}) + I_{F2}^2} \quad (2.35)$$

e:

$$X_{F1-F2} = \frac{U_{F1-F2} [I_{F1} \cdot \sin(\varphi_{U1-2} - \varphi_{IF1}) - I_{F2} \cdot \sin(\varphi_{U1-2} - \varphi_{IF2})]}{I_{F1}^2 - 2 \cdot I_{F1} \cdot I_{F2} \cdot \cos(\varphi_{IF1} - \varphi_{IF2}) + I_{F2}^2} \quad (2.36)$$

2.4 – Considerações Finais

A utilização de relés numéricos de distância é aceita e comprovada como a mais eficaz para a proteção de linhas de transmissão. Dentro do conjunto de dispositivos de proteção que utilizam tecnologia numérica, a função de distância foi a que obteve maior empenho e dedicação na sua evolução, apresentando várias possibilidades de ajustes e agregando várias outras funções como retaguarda.

Algoritmos de medição de distância, como o baseado na Análise de Fourier apresentado, estão constantemente sendo objetos de estudos e pesquisas para aprimoramento. Vários frutos de algoritmos clássicos já foram implementados por fabricantes de relés de proteção e tiveram suas validações. As modificações propostas em um algoritmo que já é utilizado na proteção de sistemas e possui seu desempenho comprovado, são analisadas em detalhes com relação à eficácia e benefícios que estas podem apresentar. Contudo, é observado em contrapartida o impacto em outras questões como, por exemplo, o tempo de atuação da proteção numérica.

CAPÍTULO 3

A COMPENSAÇÃO SÉRIE FIXA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

3.1 – Considerações Iniciais

Em um sistema de transmissão de energia, os parâmetros série das linhas (reatância indutiva e resistência) são os responsáveis pelas grandes quedas de tensão. A reatância indutiva é também responsável pelo ângulo de potência da linha de transmissão, portanto, pelo seu grau de estabilidade estática e dinâmica.

A compensação destes parâmetros série das linhas de transmissão poderá ser realizada através de capacitores conectados em série com a linha, capazes de reduzir os efeitos da indutância da linha quando vistos de seus terminais [9]. Nessas condições o emprego de Compensação Série Fixa (CSF) em linhas de transmissão vem recebendo um crescente impulso, pois entre outras, apresenta as seguintes vantagens:

- Reduz as distâncias elétricas entre as barras, diminuindo a reatância série da linha e conseqüentemente aumentando a capacidade de transmissão de potência;
- Melhora a estabilidade transitória e de regime permanente do sistema de potência;
- Divide a carga de maneira equilibrada entre os circuitos paralelos;
- Reduz as perdas do sistema e a queda de tensão nas áreas de carga durante graves perturbações.

Desta forma, aumentando a capacidade de transporte das linhas de transmissão, a instalação de compensação série em linhas existentes pode protelar e até mesmo evitar a construção de novas linhas.

Os custos para construção de novas linhas de transmissão em geral são superiores ao da instalação de uma CSF, além do incomparável impacto

ambiental devido à compensação ser instalada em área bem menor. Diante das dificuldades ambientais e econômicas da construção de novas linhas de transmissão de energia elétrica, a utilização da Compensação Série Fixa (instalação de bancos de capacitores em série no sistema) se tornou um recurso comumente utilizado pelas empresas transmissoras do Sistema Elétrico Brasileiro.

3.2 – Fluxo de Potência em uma Linha de Transmissão com Compensação Série Fixa

Uma linha de transmissão de energia elétrica e o fluxo de potência na mesma podem ser representados através da figura Fig.3.1:

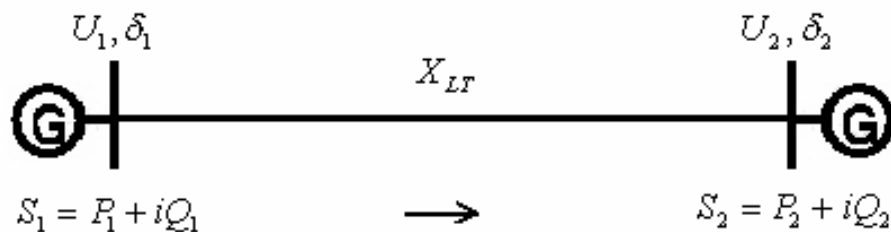


Fig.3.1 – Fluxo de Potência em uma Linha de Transmissão

A partir da representação acima, as seguintes equações básicas para a transmissão de potência ativa e reativa podem ser apresentadas:

$$P_{12} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_{LT}} \cdot \sin \delta_{12} \quad (3.1)$$

$$Q_{12} = \frac{U_1^2}{X_{LT}} - \frac{U_1 \cdot U_2}{X_{LT}} \cdot \cos \delta_{12} \quad (3.2)$$

onde:

P_{12} = Potência Ativa transmitida da barra 1 para a barra 2

Q_{12} = Potência Reativa transmitida da barra 1 para a barra 2

$U_1, U_2 =$ Tensões nas barras 1 e 2

$X_{LT} =$ Reatância Indutiva da Linha de Transmissão

$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2 =$ Ângulo entre as tensões das barras 1 e 2

Da equação 3.1 observa-se que a potência ativa transmitida para uma determinada diferença angular entre duas barras é inversamente proporcional à reatância da linha de transmissão. Portanto, quanto menor a reatância (X_L) maior será a capacidade de transmissão da linha.

O princípio da utilização da Compensação Série Fixa (CSF) é reduzir parte da reatância da linha de transmissão, realizando isto através da subtração desta de um valor de reatância capacitiva a ser adicionado em série no sistema. Assim, inserindo-se uma CSF (reatância capacitiva em série no sistema) na mesma linha de transmissão da Fig.3.1 tem-se a representação na Fig.3.2:

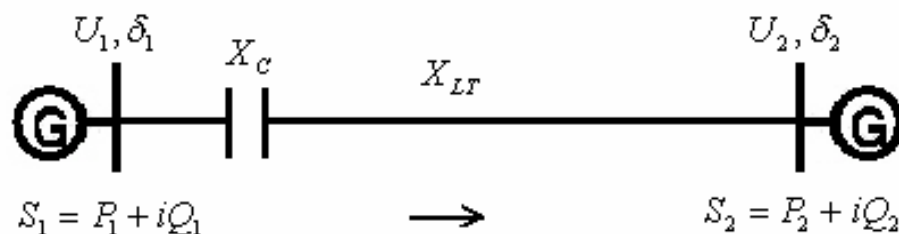


Fig.3.2 – Fluxo de Potência em uma Linha de Transmissão com Compensação Série Fixa (CSF)

Neste caso, novas equações podem ser apresentadas:

$$P_{12 \text{ CSF}} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_{LT} - X_C} \cdot \sin \delta_{12} \quad (3.3)$$

$$Q_{12 \text{ CSF}} = \frac{U_1^2}{X_{LT} - X_C} - \frac{U_1 \cdot U_2}{X_{LT} - X_C} \cdot \cos \delta_{12} \quad (3.4)$$

onde:

$P_{12\ CSF}$ = Potência Ativa transmitida da barra 1 para 2 com CSF

$Q_{12\ CSF}$ = Potência Reativa transmitida da barra 1 para 2 com CSF

X_C = Reatância Capacitiva (CSF) inserida na Linha de Transmissão

Portanto quanto maior o valor da reatância capacitiva (X_C) da Compensação Série Fixa inserida, menor será a reatância resultante da linha ($X = X_L - X_C$) e conseqüentemente maior será a potência ativa transmitida. Além disto, a transmissão de energia reativa também é reduzida, pois a CSF produz, localmente, os reativos necessários, o que reduz as perdas na linha e aumenta a estabilidade do sistema de transmissão.

3.3 – Descrição Geral da Compensação Série Fixa

A Compensação Série Fixa (*Fixed Series Compensation*) é um equipamento dimensionado para a compensação da potência reativa de uma linha de transmissão, onde teoricamente um grande capacitor é associado em série com a linha.

A sua constituição pode ser basicamente descrita como uma plataforma metálica, isolada do nível da terra, onde são montadas as unidades capacitivas que associadas entre si formam o banco de capacitores que é conectado em série com a linha [10]. Outros componentes como varistores de óxido de zinco (*MOV*), centelhador (*Spark Gap*), reator + resistência de amortecimento (*Damping Circuit*) e disjuntor de desvio (*ByPass Circuit Breaker*) constituem os principais equipamentos eletromecânicos que formam uma CSF, representada nas figuras Fig.3.3 e Fig.3.4.

A Compensação Série Fixa é projetada como bancos de capacitores monofásicos instalados em plataformas constituídas basicamente de peças de aço, montadas em isoladores de porcelana que estão apoiados sob uma base de concreto. Para se garantir a estabilidade da plataforma são utilizados isoladores poliméricos na posição diagonal.

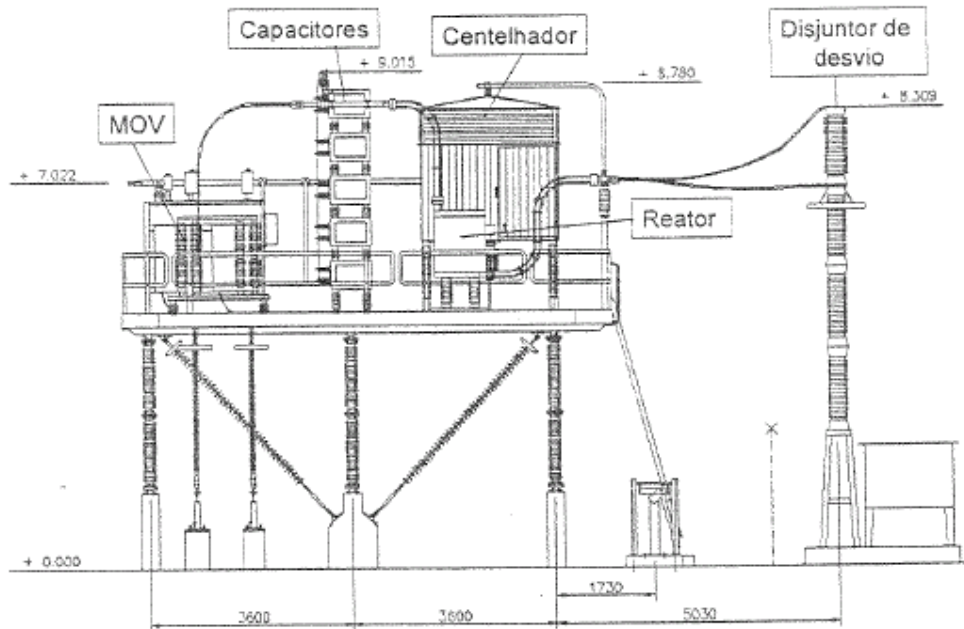


Fig.3.3 – Representação de uma Compensação Série Fixa (CSF)

Essas plataformas são ligadas ao potencial das linhas de transmissão, sendo, portanto necessário isolá-las do nível de terra. A plataforma possui dois níveis de isolamento: um nível que isola a plataforma da terra e outro que realiza o isolamento dos componentes montados sobre a mesma.



Fig.3.4 – Foto de uma Compensação Série Fixa (CSF) instalada

Um dos componentes montado fora da plataforma em estrutura metálica com fundação de concreto própria, mas considerado parte

integrante da CSF é o disjuntor de desvio (ou “*bypass*”). Este disjuntor possui a função de desviar a corrente elétrica que circula pelo banco de capacitores em condições de manobra ou contingência (faltas na CSF ou internas à Linha de Transmissão).

A isolamento da CSF da linha de transmissão é realizada através de duas chaves seccionadoras isoladoras. Além disto, a linha pode ser mantida em operação sem a compensação série através da chave seccionadora de desvio da linha (ou “*bypass*”). A figura Fig.3.5 apresenta o arranjo destas chaves seccionadoras e do disjuntor de desvio.

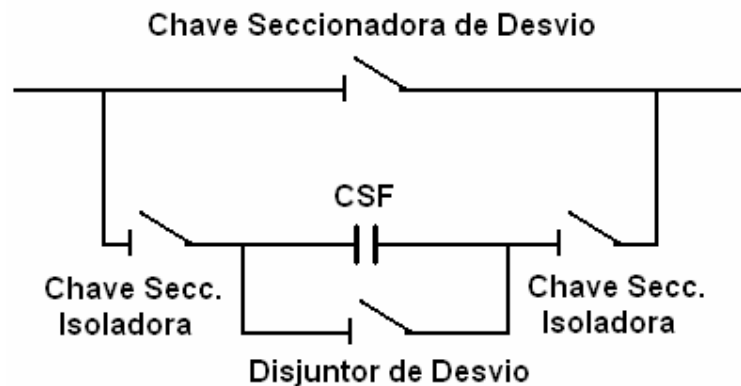


Fig.3.5 – Arranjo das Chaves Seccionadoras e Disjuntor de Desvio

O banco de capacitores (*Cap*) propriamente dito é um arranjo em ponte no formato H constituído por unidades capacitivas associadas em série e paralelo. Em série com o banco de capacitores está o circuito de amortecimento, composto por um reator de núcleo de ar em paralelo com um resistor de carbono em série com um pequeno centelhador (*Mini Spark-Gap*). Em paralelo com o banco de capacitores está um conjunto de varistores de óxido de zinco (*MOV*).

Também em cada fase existe o centelhador de disparo controlado (*Spark-Gap*) que coloca em curto-circuito toda conexão série e paralelo do banco de capacitores, circuito de amortecimento e varistores de óxido de zinco. Ainda como partes integrantes da compensação série existem vários transformadores de corrente distribuídos na plataforma para medirem a

corrente elétrica circulante entre os componentes da mesma. A figura Fig.3.6 apresenta o diagrama elétrico da CSF.

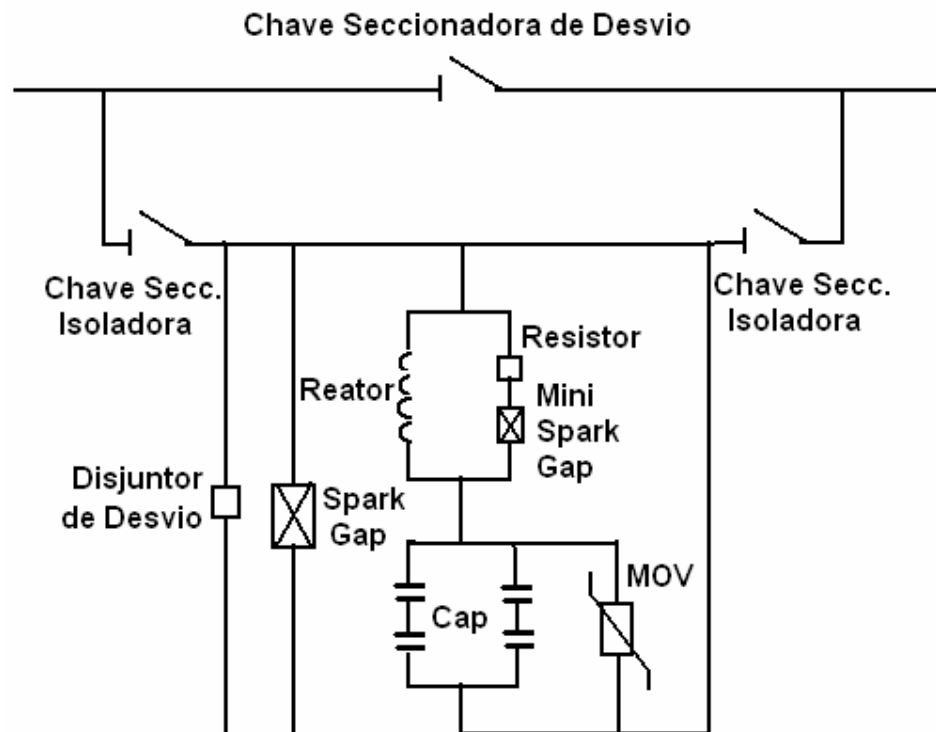


Fig.3.6 – Diagrama Elétrico da Compensação Série Fixa (CSF)

A CSF pode ser considerada como parte integrante da linha de transmissão, pelo fato de estar continuamente energizada. A operação é totalmente automática, significando que a mesma permanece no circuito enquanto a linha de transmissão estiver em serviço. No caso da linha de transmissão ser desenergizada, a CSF será automaticamente desviada (*"bypassada"*) e novamente inserida quando da nova energização da linha de transmissão. Na ocorrência de perturbações na linha de transmissão tais como faltas ou em condições de sobrecarga que excedam os limites de projeto da compensação série (máxima energia sobre os varistores de óxido de zinco), a compensação será automaticamente desviada (ou *"bypassada"*). A mesma também é inserida novamente somente após a falha ter sido eliminada pela proteção da linha correspondente.

3.3.1 – Grau de Compensação

O chamado Grau de Compensação (GC) é a relação entre a reatância capacitiva da compensação série e a reatância indutiva da linha de transmissão, dada pela equação:

$$GC_{CSF} [\%] = \frac{X_C}{X_{LT}} \cdot 100 \quad (3.5)$$

onde:

GC_{CSF} = Grau de Compensação de uma CSF

X_C = Reatância Capacitiva (CSF) inserida na Linha de Transmissão

X_{LT} = Reatância Indutiva da Linha de Transmissão

O valor do grau de compensação está definido entre 25 a 70% da indutância da linha de transmissão a ser compensada. Os fatores limitantes do grau de compensação são os transitórios de chaveamento (sobretensões transitórias), ressonância subsíncrona e estabilidade sub-harmônica.

Este valor tem sido tradicionalmente limitado a valores iguais ou inferiores a 70%. Valores superiores podem, sob certas condições especiais, produzir oscilações entre a rede elétrica e os eixos das unidades geradoras. Para valores de grau de compensação inferiores a 25% a instalação da CSF se torna inviável economicamente.

3.3.2 – Freqüência de Ressonância

A instalação de uma Compensação Série Fixa (CSF) introduz um valor de reatância capacitiva em série com a reatância indutiva da linha de transmissão, formando um circuito ressonante série, onde a Freqüência de Ressonância (f_r) é dada pela seguinte equação:

$$fr = f \cdot \sqrt{\frac{X_{C1\phi}}{X_T}} \quad (3.6)$$

onde:

fr = frequência de ressonância do circuito de transmissão

f = frequência do sistema de transmissão

$X_{C1\phi}$ = Reatância Capacitiva por Fase da CSF inserida em cada Fase da Linha de Transmissão

X_T = Reatância Indutiva Total da Linha de Transmissão adicionados os geradores e cargas conectadas à Linha de Transmissão

Este valor de frequência de ressonância é geralmente menor que a frequência do sistema de transmissão e, por tal motivo, é denominada frequência de ressonância subsíncrona (RSS). Dependendo das características da rede elétrica, das máquinas geradoras conectadas nesta rede e do grau de compensação, podem ocorrer oscilações subsíncronas de grande amplitude nas máquinas geradoras, resultando em possíveis danos ao sistema mecânico das mesmas.

Uma análise das possibilidades de ocorrência deste problema deverá ser feita durante a execução de estudos de dimensionamento e definição do sistema de potência e equipamentos que irão constituir o mesmo. Esta análise, porém, deverá ser realizada considerando não somente as condições mais críticas de faltas no sistema, mas também para distúrbios menores como pequenas oscilações de potências.

3.4 – O Sistema de Proteção, Controle e Supervisão da Compensação Série Fixa

O objetivo do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) é controlar e supervisionar o funcionamento e o desempenho da Compensação Série Fixa (CSF), através da realização de operações que visam à proteção em caso de falha na linha de transmissão ou na própria

CSF. Isto é obtido através da medição das correntes através dos transformadores de corrente instalados na plataforma. Os sinais de corrente medidos em um primeiro estágio são processados sobre a plataforma e convertidos em sinais ópticos. Em seguida esses sinais são enviados através de fibras ópticas nas colunas de sinais para a casa de relés onde estão instalados os painéis. Dentro dos painéis do SPCS estão instalados os Módulos de Controle e Proteção Digitais (MCPD) que processam os dados vindos da plataforma.

Os MCPD monitoram os valores de corrente enviadas pelo sistema de transmissão de sinais utilizando conversores óptico-digitais, calculando e determinando as ações necessárias de proteção da CSF. Um algoritmo dedicado a cada proteção analisa as informações enviadas e processa as ações correspondentes a cada função.

3.4.1 – A atuação dos Varistores de Óxido Metálico

Os Varistores de Óxido Metálico (*MOVs*) tem a função de proteger os capacitores da CSF contra sobrecorrentes e sobretensões, oriundas ocorrência de defeitos na linha de transmissão. Normalmente as CSFs são dimensionadas para um nível de proteção de 2,3 vezes a tensão nominal do sistema, assim quando este valor é atingido ou ultrapassado a corrente elétrica que circulava pelos capacitores passa a circular pelos *MOVs*, pois a resistência é drasticamente reduzida, resultando em um caminho atrativo para as correntes de defeito.

A princípio as faltas trifásicas com religamento mal sucedido são as que mais exigem a atuação dos *MOVs*, porém, os mesmos podem ser solicitados a atuarem caso outros tipos de defeitos sejam suficientemente severos para isto. Existe um limite para a proteção da CSF pelos *MOVs*, determinado pela capacidade de absorção de energia, que em consequência eleva a temperatura destes.

3.4.2 – A atuação dos Centelhadores

Os Centelhadores (*Spark Gaps*) são um conjunto de eletrodos de potência, cuja função é proteger os varistores de óxido metálico (*MOVs*) e os capacitores da CSF, quando o sistema de proteção detecta que os valores de energia absorvida (e conseqüente elevação de temperatura) irão exceder a capacidade dimensionada dos *MOVs*. Quando esta situação ocorre, um sinal de disparo é enviado para o *Spark Gap* entrar em condução, transmitindo assim a corrente defeito.

Normalmente os *Spark Gaps* são disparados quando da ocorrência de faltas internas de alta severidade na linha de transmissão, principalmente quando mais próximas dos terminais das CSFs. Estes permanecem conduzindo as correntes de faltas até o completo fechamento do Disjuntor de Desvio (“*bypass*”), tipicamente entre 40 a 60 milisegundos.

3.4.3 – A atuação dos Disjuntores de Desvio

Os Disjuntores de Desvio podem ser comandados a desviarem (“*bypassarem*”) através de comandos manuais (ação do operador do sistema) ou automáticos (através das funções de proteção) paralelos ao disparo dos Centelhadores (*Spark Gaps*).

Desta forma, as mesmas condições que irão disparar os *Spark Gaps* irão comandar o desvio das CSFs através do fechamento dos pólos dos disjuntores das fases envolvidas nas faltas. Além das faltas internas a linha de transmissão, faltas nas plataformas, desbalanços de correntes nos capacitores, falta de alimentação das proteções e discrepância entre pólos do disjuntor podem causar o comando do desvio das CSFs. O desvio das CSFs é temporário, e a nova inserção pode ser realizada através de intervenção humana e automática.

3.5 – Considerações Finais

Este capítulo apresentou um breve descritivo sobre a Compensação Série Fixa (CSF) em Linhas de Transmissão, incluindo os seus componentes e sistema de proteção, controle e supervisão, a representação física e elétrica, bem como demonstrado o princípio da utilização e os benefícios à transmissão de energia. O grau de compensação e a frequência de ressonância, dois dos principais aspectos a serem considerados quando da instalação destes sistemas, também foram introduzidos neste capítulo.

A utilização da CSF em sistemas de transmissão vem sendo aumentada no sistema elétrico brasileiro, pois ao se analisar os benefícios que são proporcionados em contrapartida aos malefícios (em escala bem menor) e complicações na proteção das linhas, a mesma ainda é uma das melhores soluções para o aumento da capacidade de transmissão. A análise da proteção das linhas de transmissão e a apresentação das principais problemas são objetos dos próximos capítulos desta dissertação.

CAPÍTULO 4

ANÁLISE DA INSERÇÃO DA COMPENSAÇÃO SÉRIE FIXA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

4.1 – Considerações Iniciais

A Proteção de Linhas de Transmissão com Compensação Série Fixa (CSF) é considerada um grande desafio para os engenheiros de proteção, pois afeta a medição da impedância da linha. Assim, considerações especiais são necessárias para a aplicação da proteção de distância.

Análises indicam que os desempenhos dos relés são diretamente dependentes de maneira quantitativa e qualitativa de uma série de fatores, tais como:

- A configuração do sistema de transmissão;
- A relação entre a reatância capacitiva da CSF e a reatância indutiva equivalente da fonte somada a reatância indutiva da linha;
- O carregamento da linha de transmissão;
- A localização da fonte de potencial (transformador de potencial indutivo ou capacitivo) para o relé numérico de proteção;
- A polarização do relé numérico de proteção;
- A integração entre a proteção da linha de transmissão e a proteção própria da CSF;
- Os esquemas de proteção utilizados e o esquema de religamentos do sistema de transmissão.

A previsão e análise do comportamento dos relés numéricos de proteção é conseguida com a simulação digital em tempo real e, como resultado, uma otimização dos ajustes, bem como outras características de desempenho são obtidas. A seguir, os principais fenômenos devido à inserção da CSF em Linhas de Transmissão que afetam a proteção das mesmas são apresentados e possíveis formas de solucionar os mesmos são discutidas.

4.2 – Inversão de Corrente

A inversão da corrente ocorre quando a reatância capacitiva (X_C) da Compensação Série Fixa (CSF) é maior do que a soma total das reatâncias indutivas das fontes (X_F) e da própria linha de transmissão (X_L). No caso de faltas internas a linha de transmissão com estas características, a corrente inverte a sua direção no sistema [10, 11]. As figuras Fig.4.1 e Fig.4.2 representam o problema da inversão de corrente.

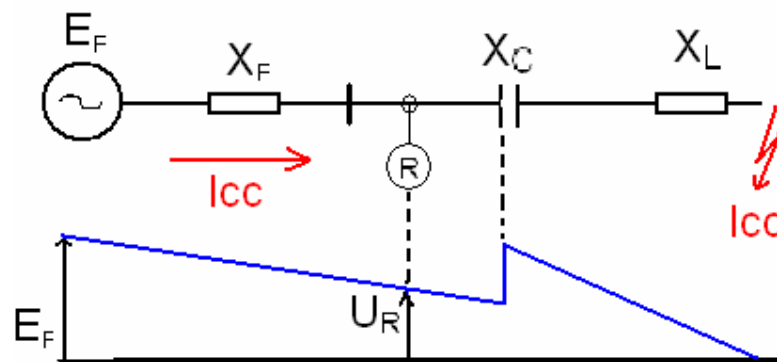


Fig.4.1 – Corrente em Linha de Transmissão com CSF onde $|X_C| < |X_F + X_L|$

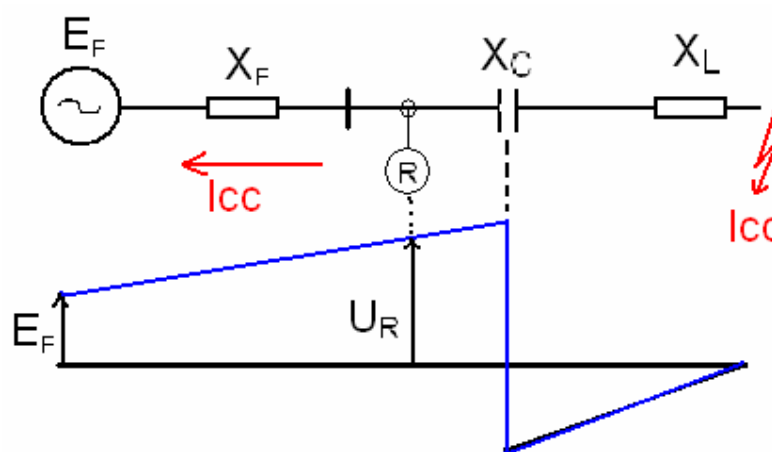


Fig.4.2 – Inversão de Corrente em Linha de Transmissão com CSF onde $|X_C| > |X_F + X_L|$

A inversão de corrente provoca problemas para os relés de proteção em suas unidades de distância e direcionais, assim como para o esquema de teleproteção. Neste último caso, um dos dois relés de proteção não deve “ver” a falta como interna a linha de transmissão.

Existem três possíveis soluções para esta questão:

- Dimensionamento da CSF, isto é, da reatância capacitiva de acordo com a soma total das reatâncias indutivas das fontes e da própria linha de transmissão;
- A divisão da CSF nas duas extremidades da linha de transmissão (obviamente envolve aspectos econômicos);
- Ajuste da proteção própria da CSF, através de um valor mínimo de corrente para disparo do centelhador (*Spark Gap*), eliminando assim a inversão da corrente na linha de transmissão.

Das soluções acima apresentadas, a mais utilizada é o dimensionamento da CSF de acordo com a indutância do sistema onde a mesma será instalada. Entretanto, nos casos onde o dimensionamento não é possível considerando a possibilidade de ocorrência deste fenômeno, é comum utilizar-se do ajuste da corrente de disparo do centelhador (*Spark Gap*), com um valor que evite a ocorrência da inversão de corrente.

4.3 – Inversão de Tensão

A inversão da tensão ocorre quando a reatância capacitiva (X_C) da Compensação Série Fixa (CSF) é menor do que a soma total das reatâncias indutivas das fontes (X_F) e da própria linha de transmissão (X_L), porém a reatância capacitiva (X_C) da CSF é maior do que a reatância indutiva da linha de transmissão (X_L) até o ponto da falta.

Esta situação ocorre para faltas no trecho entre a CSF e o ponto onde a reatância indutiva da linha de transmissão se iguala em módulo a reatância capacitiva da CSF [10, 11]. As figuras Fig.4.3 e Fig.4.4 representam o problema da inversão de tensão.

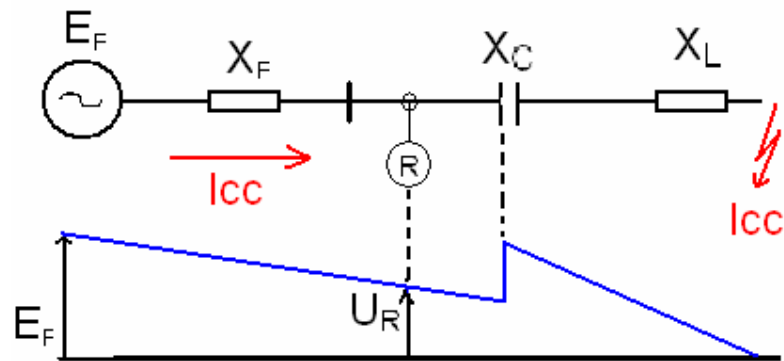


Fig.4.3 – Tensão em Linha de Transmissão com CSF onde $|X_C| < |X_F + X_L| \cdot e \cdot |X_C| < |X_L|$

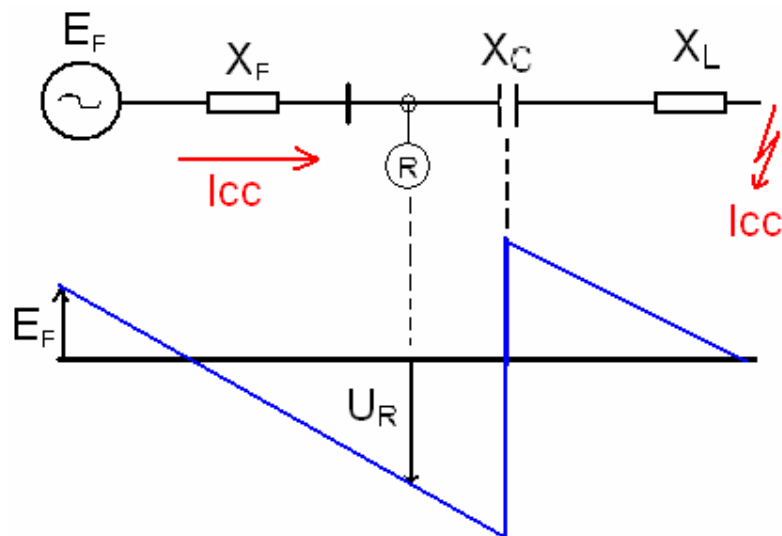


Fig.4.4 – Inversão de Tensão em Linha de Transmissão com CSF onde $|X_C| < |X_F + X_L| \cdot e \cdot |X_C| > |X_L|$

A inversão de tensão provoca problemas para os relés de proteção em suas unidades de distância e direcionais. Caso a fonte de potencial (transformador de potencial indutivo ou capacitivo) do relé seja localizada no lado da barra da subestação (e não na saída da linha de transmissão), uma falta interna pode ser “vista” pelo relé como externa e vice-versa, podendo ocorrer desligamentos indesejados da linha de transmissão.

Existem três possíveis soluções para esta questão:

- Polarização dos relés numéricos de proteção através de referência cruzada (tensão das fases sãs como referência);
- Polarização por memória da tensão de fase ou por seqüência positiva pré-falta;
- Ajuste da proteção própria da CSF, através de um valor mínimo de corrente para disparo do centelhador (*Spark Gap*) assim eliminando a inversão da tensão na linha de transmissão. A pior possibilidade de inversão de tensão ocorre para faltas logo após a CSF, portanto um rápido disparo do centelhador poderá evitar a inversão da tensão.

Das soluções anteriormente apresentadas, a mais utilizada é a polarização por memória de tensão e análise do *loop* de corrente durante a ocorrência de defeitos no sistema. Porém, novamente é comum utilizar-se do ajuste da corrente de disparo do centelhador (*Spark Gap*) para que seja evitada a ocorrência da inversão de tensão.

4.4 – Alcance e Coordenação dos Relés de Proteção

O alcance do relé de proteção depende da situação da Compensação Série Fixa (em serviço ou fora de serviço) e do ajuste do Varistor de Óxido Metálico (*MOV*). Na prática os ajustes são baseados nos piores condições do sistema [10, 12]. Para exemplificar tal questão, seja analisar a situação do Relé de Proteção A (R_A) na figura Fig.4.5, onde existe uma CSF instalada com um grau de compensação de 60% da linha. Utilizando o ajuste de 90% para a primeira zona de R_A e com a CSF em serviço, a cobertura de ajuste para a primeira zona será na verdade 150% da linha de transmissão.

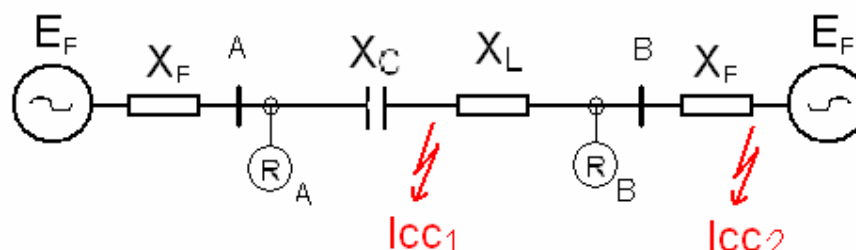


Fig.4.5 – Alcance e Coordenação dos Relés de Proteção

Para a falta externa a linha de transmissão I_{CC2} , o relé R_A irá “enxergá-la” como interna e assim haverá sobrealcance (com possível *trip* incorreto). Deverá haver um sinal de bloqueio de *trip* vindo do Relé de Proteção B (R_B) ou diminuição do alcance do relé R_A (para 30% por exemplo, para que a primeira zona seja de 90%), evitando assim o desligamento da linha de transmissão. Porém, diminuindo o ajuste do relé R_A e caso a CSF esteja fora de serviço (desligada ou desviada) somente 30% da linha de transmissão estará protegida na primeira zona. Neste caso, para uma falta interna I_{CC1} , posicionada além de 30%, o relé R_A irá “enxergá-la” como externa e ocorrendo, portanto, um subalcance.

Caso a segunda zona de proteção seja ajustada para 120% e a compensação esteja em serviço, a cobertura será de 180% da linha de transmissão, causando problemas com a proteção de linhas adjacentes, sendo isto pior ainda caso as mesmas sejam curtas. Esta questão ainda é agravada com a alimentação do terminal remoto. Da mesma forma, se a segunda zona é reduzida para 60% e a compensação estiver fora de serviço, somente 60% da linha de transmissão estará protegida por esta zona, além de não alcançar a linha adjacente com este ajuste.

Estas análises mostram que a primeira zona de proteção deve ter seu ajuste reduzido para evitar o sobrealcance. Deve-se também evitar o sobrealcance devido a oscilações da impedância da linha causadas por problemas de frequência subsíncrona. Do apresentado, pode-se concluir que para evitar problemas de alcance e coordenação dos relés de proteção de distância haverá a necessidade de:

- Ajustar a primeira zona de proteção incluindo o valor da CSF (grau de compensação) para evitar o sobrealcance para faltas externas;
- Ajustar a segunda zona de proteção não incluindo o valor da CSF para evitar o subalcance para faltas internas no caso da compensação estar fora de serviço;
- Utilizar um esquema de teleproteção adequado para configuração do sistema de transmissão (considerando as linhas adjacentes).

Além das soluções anteriormente apresentadas, é essencial que haja coordenação também da proteção própria da CSF com os relés numéricos de distância aplicados para a proteção das linhas de transmissão compensadas.

4.5 – Transitórios do Sistema

A utilização de Compensação Série Fixa (CSF) em um sistema de potência introduzirá uma série de efeitos transitórios na estimação dos fasores de corrente e tensão [9, 10, 12]. Estes efeitos irão impactar a proteção de linhas de transmissão compensadas, assim como a proteção das linhas adjacentes. Os principais fenômenos transitórios são:

- **Freqüência Subsíncrona:** em linhas de transmissão compensadas, a CSF irá introduzir uma freqüência subsíncrona. Esta freqüência depende do valor da capacitância e os demais parâmetros do sistema. A freqüência natural é proporcional ao grau de compensação e inversamente proporcional a relação entre a impedância da fonte e a localização da falta. As maiores freqüências ocorrem quando a falta é próxima ao relé de proteção. As altas freqüências não serão críticas, pois o Varistor de Óxido Metálico (*MOV*) irá colocar em curto a compensação. Entretanto, quando a falta ocorrer perto do final da linha de transmissão, as baixas freqüências geradas irão atrapalhar a medição da impedância de falta.

É necessária uma filtragem efetiva por parte do relé de proteção, além de uma boa coordenação entre as proteções próprias da CSF e da linha de transmissão.

- **Operação da Proteção contra Sobrecarga e do Varistor de Óxido Metálico (*MOV*):** uma vez ocorrida uma falta, o disjuntor de desvio ("*bypass*") será comandado a fechar de acordo com os ajustes de proteção contra sobrecarga. Esta operação introduzirá um transitório no sistema, pois a impedância vista pelo relé de proteção é alterada. O efeito será de aumentar a impedância da falta e reduzir a corrente

de falta, alterando assim a estimativa deste fasor de corrente. Uma rápida resposta do Varistor de Óxido Metálico (*MOV*) irá reduzir a capacitância no sistema limitando o problema da frequência subsíncrona. Esta atuação da proteção contra sobrecarga, com a atuação do *MOV* irá retirar a compensação do “*loop*” de falta.

O relé de proteção deve estar ajustado para prever esta saída da CSF do “*loop*” de falta e se adaptar a nova condição da linha de transmissão.

- Descarga Assimétrica dos Centelhadores (*Spark Gap*): a descarga assimétrica dos centelhadores (*Spark Gap*) irá influenciar a medição do relé de proteção. Esta assimetria depende da operação e concepção do Varistor de Óxido Metálico (*MOV*) e tem seu efeito similar ao de uma falta desbalanceada.

Como possível mitigação deste efeito costuma-se utilizar o comando de desvio tripolar pelo disjuntor, reduzindo assim o efeito da assimetria.

A medição dos fasores de corrente e tensão e conseqüentemente o cálculo da distância são afetados pelos efeitos anteriormente descritos. Com o objetivo de evitar-se o sobrealcance devido à oscilação da impedância durante a ocorrência de faltas, o alcance da primeira zona do relé de proteção deve ser reduzido, porém não excessivamente. As técnicas apropriadas de medição e filtragem são as principais responsáveis pela redução dos erros devido aos efeitos transitórios.

4.6 – Outras configurações de Compensação Série Fixa em Linhas de Transmissão

A utilização de uma única Compensação Série Fixa (CSF) nas linhas de transmissão localizadas em um de seus terminais é a configuração mais utilizada e consagrada técnica e economicamente no sistema elétrico [9]. Existem, porém outras soluções possíveis de CSF e problemas associados às mesmas conforme descrição a seguir [10, 12]:

- Linhas de Transmissão Paralelas Compensadas: problemas de proteção de linhas de transmissão compensadas são amplificados

com a existência de linhas paralelas. A reatância capacitiva reduz a reatância própria da linha de transmissão na rede de seqüência zero, porém causa uma influência proporcional no acoplamento mútuo. Outro problema é a reversão de potência para esquemas de teleproteção com comparação direcional.

Em transmissões de longa distância importantes para o sistema elétrico, normalmente existirá a presença de mais de uma única linha interligando duas subestações, cujas finalidades são: o aumento do escoamento de energia e a confiabilidade. Estas linhas, com exceções de pequenas variações nos trajetos, apresentarão comprimentos praticamente idênticos, assim como capacidades de transmissão. Investimentos como a instalação da CSF geralmente não são previstos para serem utilizados somente em uma das linhas, porém por questões técnicas e econômicas o grau de compensação poderá ser diferente para cada uma.

- Compensação Série Fixa dividida nos dois terminais: o grau de compensação total geralmente é menor que a utilizada para uma única compensação. Como consequência, inversão de corrente, inversão de tensão, e outros problemas são menos susceptíveis de ocorrência, reduzindo os problemas de proteção.

A configuração da utilização de CSFs nos dois terminais deve ser avaliada técnica e economicamente, pois apesar da redução dos problemas relacionados aos fenômenos anteriormente discutidos, o custo desta configuração é superior ao da instalação de uma única compensação.

- Compensação Série Fixa no meio da Linha de Transmissão: a inversão de corrente deixa de ocorrer para esta configuração. A inversão de tensão é rara e somente para graus de compensação acima de 50%. Entretanto, problemas de alcance, coordenação e transitórios no sistema estarão presentes.

Uma CSF no meio de uma linha de transmissão muitas vezes pode significar em investimentos maiores, pois possivelmente uma nova subestação deverá ser construída para receber a instalação da mesma. Além disto, os benefícios com a redução da possibilidade de ocorrência dos fenômenos de

inversão de tensão e corrente devem ser contrabalanceados com o aumento da possibilidade da ocorrência dos demais fenômenos citados anteriormente em piores proporções.

4.7 – Considerações Finais

Compensações Séries Fixas (CSF) podem ser inseridas em linhas novas ou existentes, trazendo benefícios de aumento da capacidade e melhora na estabilização do sistema de transmissão. Entretanto, alguns fenômenos surgem devido a esta aplicação, os quais devem ser analisados previamente para redução dos impactos e melhor aproveitamento. A análise da instalação deve considerar aspectos técnicos e econômicos, avaliando a melhor solução para cada caso.

Os sistemas de proteção de linhas de transmissão devem estar preparados para operarem adequadamente diante de todos os efeitos gerados pelo uso da CSF. Torna-se necessário que os relés numéricos de distância das linhas sejam muito bem coordenados com as proteções próprias das CSFs, para auxiliar na rápida operação em caso de defeitos e evitar interrupções desnecessárias da transmissão de energia.

CAPÍTULO 5

A SIMULAÇÃO DIGITAL EM TEMPO REAL

5.1 – Considerações Iniciais

A Simulação Digital em Tempo Real é uma ferramenta poderosa na análise do comportamento de sistemas elétricos e seus componentes, sendo geralmente utilizada quando algum novo elemento está para ser instalado em sistemas existentes. Além disto, a mesma também é utilizada durante o projeto e desenvolvimento de novos dispositivos, principalmente proteção e controle, pois facilmente se obtém dos resultados das simulações, as conclusões que irão gerar alterações necessárias para o aprimoramento destes novos equipamentos.

A Simulação Digital em Tempo Real permite a configuração de sistemas de potência com todos os tipos de elementos possíveis, como elos de corrente contínua, compensações séries fixas, compensadores síncronos e até cargas desequilibradas, como por exemplo, grandes fornos a arco de siderúrgicas. As simulações têm sido aplicadas não somente para sistemas de potência, mas também em grandes plantas industriais onde existam várias cargas equilibradas e desequilibradas, existindo a necessidade de analisar os efeitos destas em dispositivos de proteção e controle.

A garantia de que a ferramenta irá gerar os resultados mais próximos da realidade está na grande capacidade de modelagem dos componentes, realizada através da inserção correta dos dados no sistema de simulação que se deseja avaliar.

O Simulador Digital em Tempo Real (*RTDS™*) já foi utilizado para inúmeras simulações e testes em relés para proteção de linhas de transmissão, transformadores, motores, equipamentos de controle para compensadores estáticos, etc.

5.2 – Descrição do Sistema de Simulação Digital de Linhas de Transmissão

Uma linha de transmissão de circuito duplo é o circuito mais versátil para se testar e simular uma proteção numérica de linhas de transmissão. Fenômenos físicos, como por exemplo, o acoplamento mútuo, são simulados e pode-se mostrar a sua influência na medição de distância em uma das linhas quando da ocorrência de faltas monofásicas para a terra em linhas duplas. Relés numéricos com compensação de mútua de seqüência zero não sofrem influência deste efeito, no entanto necessitam ser alimentados com a corrente residual da linha de transmissão paralela [13]. O diagrama unifilar da figura Fig.5.1 esclarece o princípio de funcionamento do sistema de simulação:

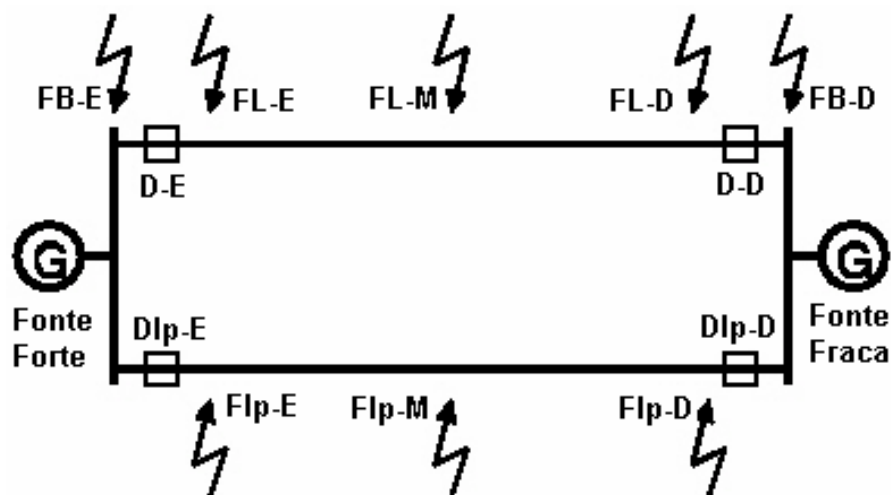


Fig.5.1 – Linha de Transmissão de Circuito Duplo para Simulação da Proteção Digital de Linhas de Transmissão

Normalmente dois relés numéricos são simulados simultaneamente para se analisar o correto comportamento do esquema de teleproteção. Para que se possa adquirir o máximo possível de informação sobre os comportamentos dos relés, é recomendada a utilização de uma fonte forte e uma fonte fraca na simulação.

O disjuntor à esquerda (D-E) e o disjuntor à direita (D-D) são dois disjuntores que estão fisicamente presentes no simulador e são controlados pelos relés. O disjuntor à esquerda (Dlp-E) e o disjuntor à direita da linha paralela (Dlp-D) são dois disjuntores da linha de transmissão paralela que são controlados pelo próprio simulador.

As faltas podem ser localizadas nos barramentos da esquerda (FB-E) e da direita (FB-D), na própria linha de transmissão à esquerda (FL-E), no meio (FL-M) ou à direita (FL-D), e nos respectivos pontos na linha de transmissão paralela (lp).

Para simulações de linhas de transmissão de circuito simples, os disjuntores da linha de transmissão paralela são abertos e o acoplamento mútuo removido. Deste modo, conforme a figura Fig.5.2 a seguir, tem-se a modelagem utilizada para tal caso, um circuito simples com disjuntores de alta tensão em suas extremidades e tendo uma das subestações como fonte forte e outra como fonte fraca.

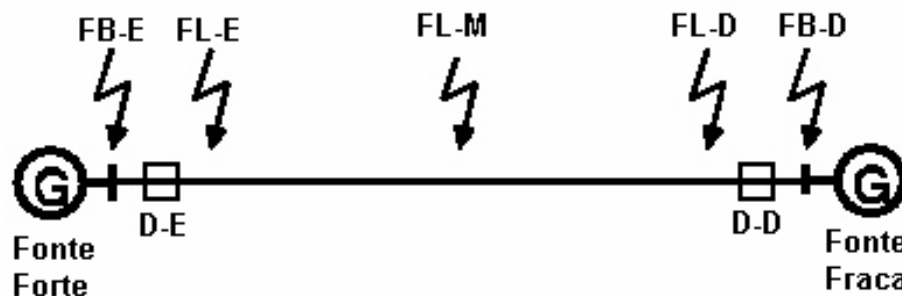


Fig.5.2 – Linha de Transmissão de Circuito Simples para Simulação da Proteção Digital de Linhas de Transmissão

Os transformadores de potencial capacitivo podem estar localizados na linha de transmissão ou nos barramentos. É possível também simular transformadores de corrente saturados, porém na maioria dos casos espera-se que estes estejam dimensionados para não saturarem antes que os relés enviem seus comandos de *trip* para uma falta interna.

5.3 – Simulação de Faltas

A simulação de faltas (curtos-circuitos) é feita através da utilização de resistores, os quais podem variar seus valores entre baixos até muito altos. Devido a razões numéricas não é possível utilizar valores nulos de resistência ($0,00 \Omega$). Assim, utiliza-se valores entre $0,02$ e $0,1 \Omega$, que correspondem à parte resistiva (ou ôhmica) de menos de 1 km de uma linha de transmissão, portanto não tendo influência nenhuma na medição de distância por se tratar de valor muito pequeno dentro do “loop” de medição.

Um seqüenciador controla o momento da mudança do valor da resistência de falta. O ângulo inicial da falta normalmente é sincronizado com a tensão do barramento esquerdo da fase correspondente ao defeito, sendo possível à utilização de qualquer fase e ângulo como referência. Para faltas multi-fases, uma fase de referência é utilizada para a sincronização.

5.3.1 – Faltas Externas

Na simulação de faltas externas à linha de transmissão (no barramento ou em uma linha de transmissão adjacente), existem duas possibilidades:

- a falta pode ser removida pelo seqüenciador de defeitos após 100 ms, simulando assim um isolamento correto do defeito por parte de um dispositivo de proteção externo. O objetivo é observar a identificação do defeito pelo relé numérico sob teste, porém com o mesmo não realizando a operação de comando de *trip*.
- a falta não é removida pelo seqüenciador de defeitos, simulando-se assim uma condição de falha do disjuntor externo. O objetivo é observar a operação de comando de *trip* do relé numérico sob teste em suas zonas de retaguarda.

5.3.2 – Faltas Internas

Uma falta interna é isolada pelo relé numérico através comando de *trip* para a abertura dos disjuntores. No caso de um falta monofásica a tensão da fase sob defeito é próxima de zero (no ponto de falta), assim o valor da resistência de falta é muito pequeno. No sistema elétrico real, após a abertura do disjuntor da fase defeituosa, o arco desaparece após um tempo de 100 ms aproximadamente, e a conexão de baixa resistência entre o solo e a fase é removida. As outras fases “sãs” ainda estão em serviço e geram tensões na fase isolada através da capacitância da linha de transmissão existente entre as fases. Estas tensões geradas (e seus efeitos) podem ser observadas nas simulações digitais. Assim, na simulação de faltas internas, existem duas possibilidades:

- se um religamento bem sucedido é simulado, a falta é removida em 200 ms aproximadamente após ser detectada. O objetivo é observar a identificação do defeito pelo relé numérico sob teste e a realização da operação de comando de *trip* no menor tempo possível, eliminando o defeito do sistema.
- para um religamento mal sucedido a falta permanece por até 2000 ms. O objetivo também é observar a identificação do defeito pelo relé numérico sob teste e a realização da operação de comando de *trip* no menor tempo possível, porém neste caso o mesmo defeito permanecerá ou evoluirá para outro tipo, exigindo nova atuação do relé numérico até a eliminação total do defeito do sistema.

5.3.3 – Tipos de Faltas

A escolha das situações e dos tipos de faltas são definidas conforme as características do sistema onde as linhas de transmissão estão instaladas. Os principais casos escolhidos para as simulações são aqueles considerados mais críticos e com maior probabilidade de ocorrência, porém

são realizados testes abrangendo todas as situações possíveis de ocorrência no sistema elétrico.

Nas simulações são utilizados diferentes valores de resistências de faltas. Para a simulação de faltas com alta resistência utilizam-se os valores comumente encontrados nos sistemas elétricos de transmissão [14]. Nos diagramas de simulação, apresentados a seguir, são utilizadas duas representações de resistências de falta, com as seguintes descrições:

- RF: esta é a resistência principal de falta, que se refere ao valor total da resistência para defeitos monofásicos para a terra e também bifásicos (conforme Fig.5.3 e Fig.5.4). Porém, nos defeitos bifásicos para a terra (Fig.5.5), trifásicos (Fig.5.6) e trifásicos para a terra (Fig.5.7) a mesma se refere à resistência de falta de cada fase envolvida no defeito simulado.
- R1: esta é a resistência adicional de falta, que se refere ao valor utilizado para representar a contribuição da terra no valor total da resistência de falta, aplicada nos defeitos bifásicos para a terra (Fig.5.5) e trifásicos para a terra (Fig.5.7).

A razão para a existência desta separação das resistências de faltas se justifica devido a particularidades com relação aos cabos de transmissão e ao solo sobre o qual as linhas encontram instaladas. Nas simulações pode-se analisar a influência destas duas resistências separadamente caso seja desejado. Quando não existirem particularidades a serem analisadas, são atribuídos valores padrões para as duas resistências de falta (RF e R1).

Nas simulações destes defeitos, são ainda analisadas as condições das linhas de transmissão com e sem carga, faltas de alta impedância, fechamento do disjuntor sob falta e comportamento na presença de faltas evolutivas.

A tabela Tab.5.1 apresenta os valores utilizados nas simulações realizadas, com os valores de RF, R1 e as figuras de referência para cada situação, tanto para faltas francas como para faltas com alta resistência.

Tab.5.1 – Tipos de Faltas Simuladas, Valores de RF, R1 e
Figura de Referência

Tipo de Falta Simulada	Valores de RF [Ω]	Valores de R1 [Ω]	Figura de Referência
Faltas Monofásicas para a Terra (ϕT ou FT)	0,04 a 200 Ω	-----	Fig. 5.3
Faltas Bifásicas ($\phi\phi$ ou 2F)	0,04 a 20 Ω	-----	Fig. 5.4
Faltas Bifásicas para Terra ($\phi\phi T$ ou 2FT):	0,02 Ω	0,04 a 20 Ω	Fig. 5.5
Faltas Trifásicas ($\phi\phi\phi$ ou 3F)	0,04 a 1,0 Ω	-----	Fig. 5.6
Faltas Trifásicas para Terra ($\phi\phi\phi T$ ou 3FT)	0,02 Ω	0,1 a 20,0 Ω	Fig. 5.7

Nas figuras Fig. 5.3 à Fig. 5.7 são apresentados os diagramas com todos os tipos de faltas possíveis de serem simuladas.

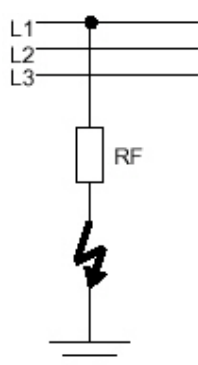


Fig.5.3 – Diagrama da Simulação da Falta Monofásica (ϕT ou FT)

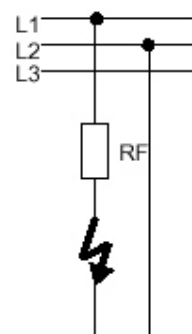


Fig.5.4 – Diagrama da Simulação da Falta Bifásica ($\phi\phi$ ou 2F)

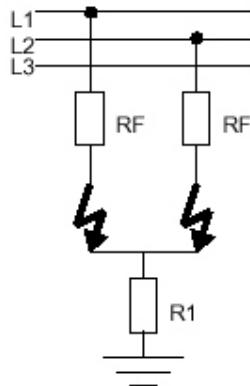


Fig.5.5 – Diagrama da Simulação da Falta Bifásica para Terra ($\phi\phi T$ ou 2FT)

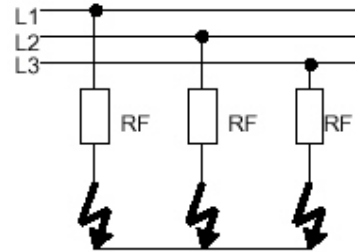


Fig.5.6 – Diagrama da Simulação da Falta Trifásica ($\phi\phi\phi$ ou 3F)

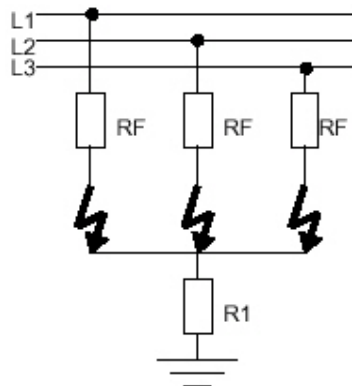


Fig.5.7 – Diagrama da Simulação da Falta Trifásica para Terra ($\phi\phi\phi T$ ou 3FT)

5.4 – Os Amplificadores do Sistema de Simulação Digital

Para a simulação e teste de relés de proteção estão disponíveis 03 (três) canais trifásicos de amplificadores de tensão. Estes amplificadores cobrem uma margem de valores de 0 a 130 Vrms de tensão com frequência variando de 0 (sinal contínuo) até 10 kHz.

Para corrente são utilizados 02 (dois) canais trifásicos de amplificadores. A margem de frequência que estes cobrem vai de 0 (sinal contínuo) até 3 kHz, o que é mais que suficiente tendo em vista que a taxa

de amostragem dos relés é normalmente 1 kHz ou menor. Com 03 (três) possibilidades de valores de saída de 5 Arms, 20 Arms ou 40 Arms consegue-se cobrir uma larga margem de aplicação.

Na simulação de grandes sistemas elétricos, envolvendo vários relés numéricos, ou mesmo relés numéricos em conjunto com dispositivos de controle, amplificadores adicionais de tensão e corrente podem ser adicionados ao sistema de simulação caso haja a necessidade.

5.5 – O Sistema de Aquisição de Dados da Simulação Digital

A aquisição de dados é feita através de um sistema chamado *MUSYCS™*. Este sistema provê 16 canais analógicos e 64 canais digitais, com taxas de amostragem de até 1 MHz.

Para simulações e testes em relés de proteção utiliza-se uma taxa de amostragem de 10 kHz, a qual proporciona resolução de 0,1 ms, arquivos de tamanhos razoáveis e velocidade de leitura e impressão aceitáveis. As tensões e correntes, assim como as entradas e saídas binárias são medidas diretamente nos terminais do relé. Os resultados são impressos para documentação e proporcionando melhores avaliações, assim como podem ser convertidos para arquivos do tipo *COMTRADE™* caso seja desejado.

5.6 – O Simulador Digital em Tempo Real (*RTDS™*)

Tradicionalmente simuladores analógicos (*TNAs*) têm sido utilizados na realização de estudos e simulações em tempo real. Através da aplicação de componentes como capacitores, resistores e indutores em escalas reduzidas, os simuladores analógicos representam as características elétricas dos componentes do sistema elétrico.

Adicionalmente ao simulador analógico, *softwares* de simulações de transitórios eletromagnéticos estiveram disponíveis por muitos anos e tem sido aceitos para realizar os estudos dos fenômenos dos sistemas de potência. A capacidade de modelagem dos modernos softwares [*EMTP*

(*ATP*), *EMTDC*, *SABER*, *NETOMAC* e *MORGAT*] de simulações de transitórios eletromagnéticos é muito grande e assim estes podem representar com muitos detalhes o sistema elétrico em estudo. Estes *softwares* se baseiam em modelos matemáticos para representar a capacidade individual dos componentes, e através da conexão destes modelos é que se propicia o estudo de um sistema [13].

A solução mais comum empregada pelos *softwares* de simulações de transitórios eletromagnéticos é a utilização de algoritmos baseados em cálculos numéricos, como por exemplo, o *EMTP (ATP)* de Dommel [15]. Nestes algoritmos, a regra trapezoidal de integração é utilizada para converter equações integrais (resultantes de análises nodais do sistema elétrico) em equações algébricas.

A aplicação da regra trapezoidal requer que a solução só seja computada em momentos discretos no tempo ao invés de uma solução contínua. Os momentos discretos são conhecidos como “*time-step*” e são denotados como Δt . Tipicamente na simulação de sistemas de potência o “*time-step*” escolhido está entre 50 a 75 microsegundos (μs).

Todas as equações que representam o modelo do sistema de potência devem ser computadas em cada “*time-step*”. Modelos de sistemas grandes e complexos podem levar vários segundos ou até minutos para computar um único “*time-step*”, e neste caso a simulação é considerada como não realizada em tempo real. Porém, caso um computador seja capaz de executar os cálculos necessários continuamente para um único “*time-step*”, em um tempo menor ou igual ao “*time-step*”, então a operação em tempo real do simulador digital pode ser alcançada.

O Simulador Digital em Tempo Real (*RTDSTM*) é uma combinação especial de *hardware* e *software* constituída para alcançar o tempo real em uma simulação. Ele tem a capacidade de modelar um completo Sistema Elétrico de Potência com operação contínua e em tempo real [13]. A sua capacidade de interligação com equipamentos reais como relés de proteção e sistemas de controle permite o comissionamento e a verificação do desempenho destes.

Este equipamento funciona como um *TNA* digital, flexível, preciso e com grande capacidade de representação de um Sistema Elétrico e seus equipamentos associados. O *RTDS™* é uma opção para a realização de simulações “*on-line*”, podendo o relé comandar manobras de equipamentos representados na simulação digital [13, 14].

Os modelos individuais de cada componente podem ser configurados e conectados entre si para formar o modelo de sistema necessário para o estudo. Os modelos de fontes e geradores operam na frequência real do sistema, assim o simulador inerentemente opera em tempo real. A figura Fig.5.8 apresenta um *rack* do Simulador Digital em Tempo Real (*RTDS™*):

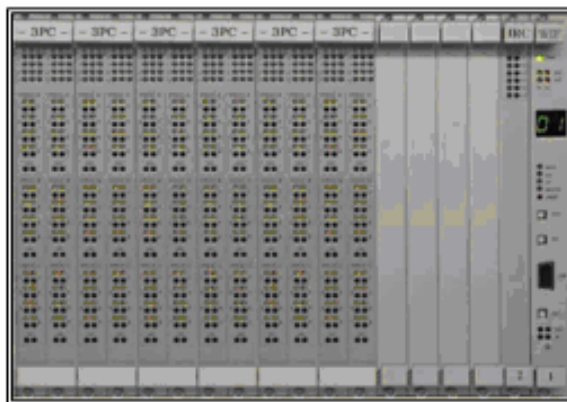


Fig.5.8 – *Rack* do Simulador Digital em Tempo Real (*RTDS™*)

5.7 – O *Hardware* do Simulador Digital em Tempo Real

A interface entre o usuário e o hardware do *RTDS™* exige um computador com um sistema operacional, sendo o mais utilizado o Unix/X11. Cada *rack* do simulador possui seu próprio sistema de comunicação para interagir com o provedor através de uma rede local. As figuras Fig.5.9 e Fig.5.10 apresentam detalhes do hardware do *RTDS™*.

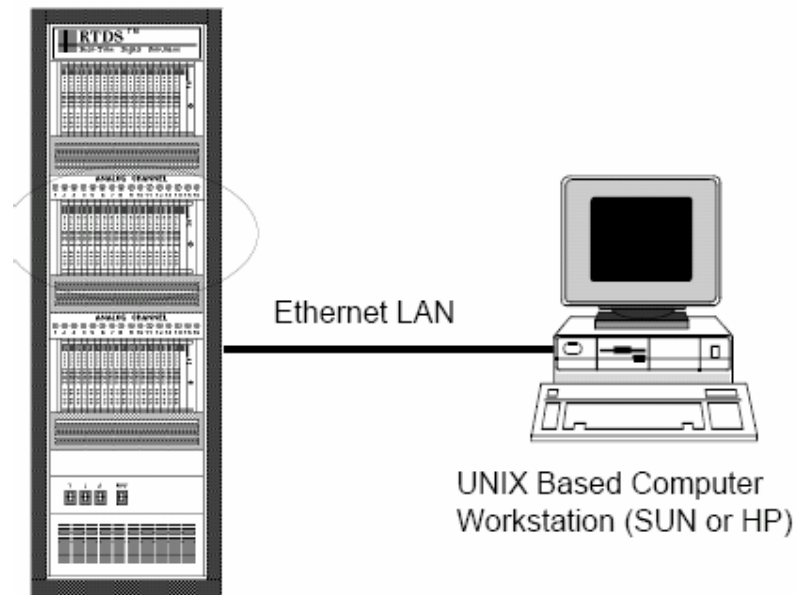


Fig.5.9 – Comunicação entre um Rack do RTDS™ e seu provedor (estação de trabalho com sistema UNIX)

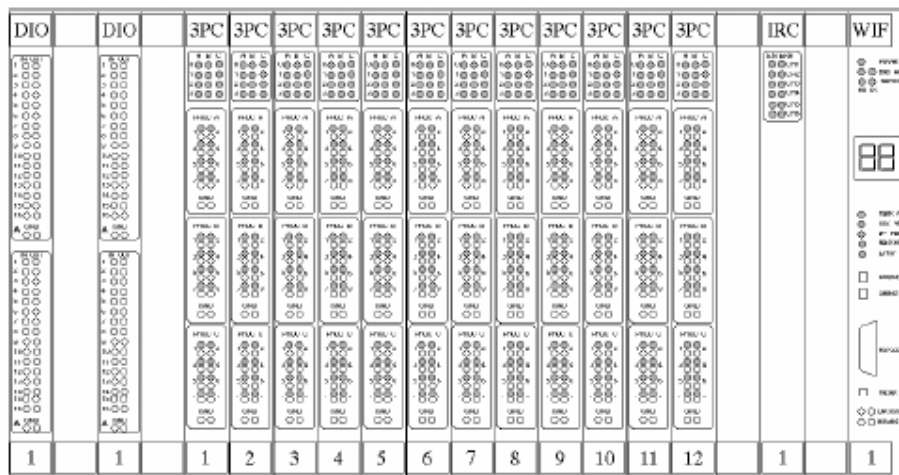


Fig.5.10 – Detalhe do Rack do RTDS™ com o Cartão de Triplo Processador (3PC), Cartão de Comunicação Intra-racks (IRC), Cartão de Interface de Trabalho (WIF) e Cartão Digital de Entrada e Saída (DIO)

5.7.1 – Cartão de Triplo Processador

O Cartão de Triplo Processador (*3PC*) é utilizado para executar os processamentos necessários para modelar o sistema de potência definido pelo usuário. Todo *3PC* contém três processadores digitais de sinais independentes. É importante notar que todos os *3PC* dentro de um *RTDS™* são idênticos e que nenhum é dedicado a modelar um componente particular do sistema elétrico. Assim, durante um caso de simulação um determinado processador pode ser utilizado para modelar um transformador e na próxima estar modelando uma linha de transmissão ou uma máquina síncrona, por exemplo.

A configuração normal do *RTDS™* contém 12 (doze) *3PC* por *rack*, todos conectados para facilitar a troca de informações. Adicionalmente aos cartões *3PC*, cada *rack* do *RTDS™* possui 01 (um) Cartão de Interface de Trabalho (*WIF*) e 01 (um) Cartão Digital de Entrada e Saída (*DIO*).

5.7.2 – Cartão de Comunicação Intra-racks

O Cartão de Comunicação Intra-racks (*IRC*) permite comunicações diretas entre 07 (sete) *racks* do simulador. Em simulações de grandes sistemas elétricos de potência, necessitando a utilização de vários *racks*, equações que representem porções diferentes do mesmo sistema podem ser resolvidas em paralelo nas unidades individuais e os dados necessários podem ser trocados entre estes pelos canais de comunicação do *IRC*. Assim, um *RTDS™* constituído de muitos *racks* pode simular sistemas de potência de grande porte e ainda manter o tempo real de operação.

O *IRC* utiliza pares trançados de condutores como meio de comunicação para manter uma interconexão rápida. Canais de comunicação de *IRC* são dedicados e não podem ser utilizados como comunicações do tipo canal *Ethernet* entre o *rack* e o restante do simulador.

5.7.3 – Cartão de Interface de Trabalho

O Cartão de Interface de Trabalho (*WIF*) é um cartão de processador cuja função primária é controlar pedidos de comunicação entre o *RTDS™* e os *racks*. Cada *WIF* possui sua própria comunicação via rede local *Ethernet*. Todos os pedidos de comunicação entre o simulador e os *racks* são controlados pelo *WIF* do *rack* correspondente.

5.7.4 – Cartão Digital de Entrada e Saída

O Cartão Digital de Entrada e Saída (*DIO*) provê isolamento óptico de 32 canais digitais de entrada e 32 canais digitais de saída. Em nível de *hardware*, o *RTDS™* é visto como um computador dedicado disponível em uma rede local. Qualquer computador conectado àquela rede local pode ter acesso ao simulador.

5.8 – O Software do Simulador Digital em Tempo Real

Em termos gerais, o *software* do *RTDS™* é dividido em três distintas categorias ou níveis: Interface Gráfica do Usuário (*Graphical User Interface*), Compilador (*Compiler*) e Modelagem dos Componentes dos Sistemas de Potência e Controle.

5.8.1 – Interface Gráfica do Usuário

Todas as interações entre o usuário e o *RTDS™* são realizadas através de um sofisticado programa de interface comandado graficamente: o *PSCAD™*. Este programa representa uma família de ferramentas constituídas de vários módulos individuais utilizados para realizar várias tarefas na operação global do simulador. Os módulos são:

- Administrador de Arquivo (*File Manager*): o módulo administrador de arquivo representa o mais alto nível do *PSCAD™* pelo qual o usuário

administra o sistema graficamente. Este módulo auxilia o usuário organizando um grande número de estudos e os muitos arquivos associados aos mesmos. Adicionalmente, provê meios convenientes de trocar informação entre usuários.

- **Descrição Gráfica (*Draft*):** é um módulo de pré-processamento utilizado para elaborar o circuito de simulação e entrar com os parâmetros associados. Ícones que representam os componentes individuais do sistema de potência e blocos de controle estão localizados na barra de ferramentas da tela. A montagem é realizada escolhendo, copiando os componentes, e interligando-os apropriadamente. Uma vez o circuito tenha sido montado e a entrada de dados feita, o usuário pode salvar e compilar o circuito para simulação. A figura Fig.5.11 apresenta uma tela do *PSCAD™*, no módulo *Descrição Gráfica (*Draft*)*, com um sistema exemplo, a barra de ferramentas e demais comandos disponíveis.

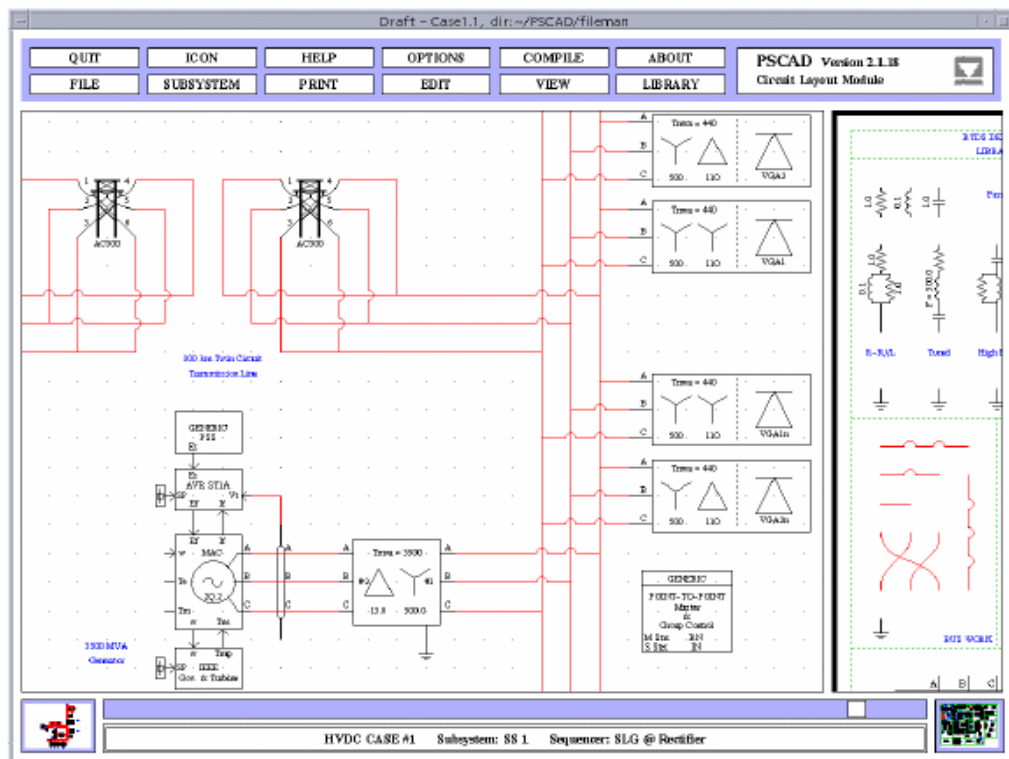
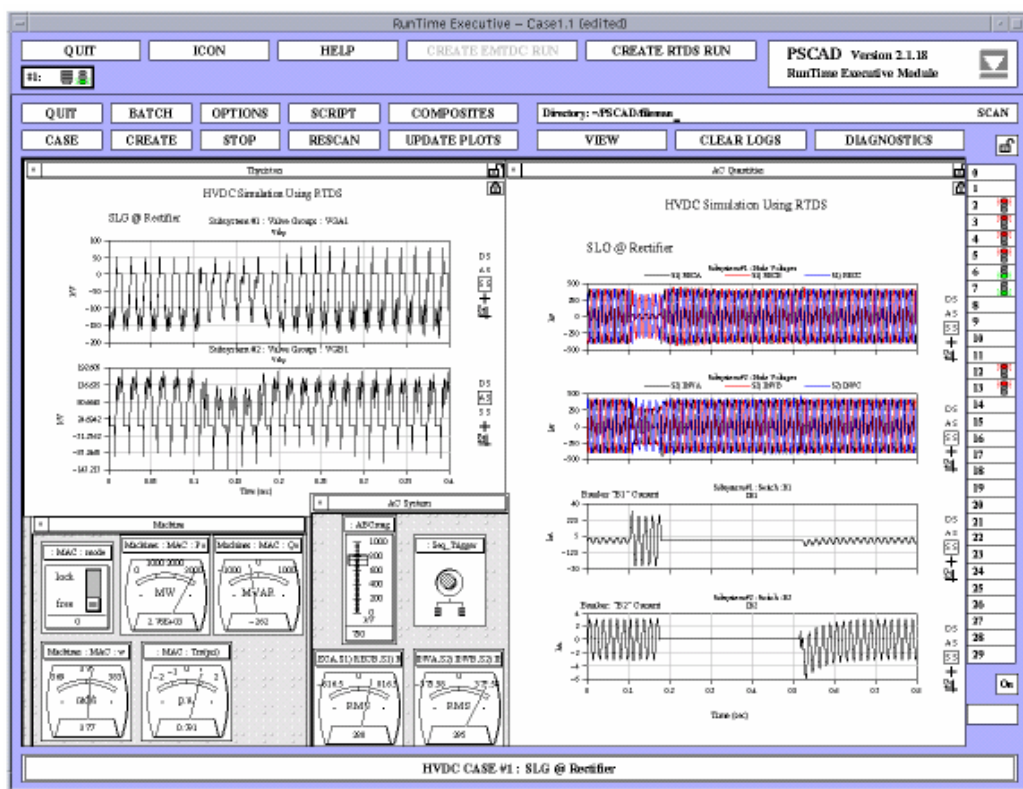


Fig.5.11 – Descrição Gráfica (*Draft*) no *PSCAD™*

- Operação (*Runtime*): é um módulo o qual realiza a operação do *RTDS™*. Durante uma simulação o usuário pode monitorar grandezas elétricas específicas do sistema, utilizando para isto ícones gráficos da tela. Adicionalmente pode-se interagir dinamicamente com a simulação através de botões de comando. Como exemplo, uma falta pode ser aplicada em um ponto pré-definido (utilizando o módulo de Descrição Gráfica) apenas com um comando em um botão. Uma análise detalhada dos sinais transitórios pode ser feita através dos modos de impressão disponíveis neste módulo de operação (*Runtime*). A figura Fig.5.12 apresenta outra tela do *PSCAD™*, neste módulo de operação (*Runtime*) com o monitoramento de algumas grandezas.

Fig.5.12 – Operação no *PSCAD™* (*RunTime*)

5.8.2 – Compilador

O compilador (*Compiler*) do *RTDS™* transfere o sistema elétrico e seus parâmetros inseridos no módulo de Descrição Gráfica (*Draft*) e produz o código de processamento necessário para o funcionamento do simulador. Além disto, o compilador designa automaticamente a função de cada processador baseado na descrição do circuito e disponibilidade no *RTDS™*.

Embora o compilador siga várias regras gerais ao designar os processadores, não é necessariamente óbvio ao usuário quais tarefas determinado processador está executando. Devido a muitas circunstâncias, estão disponíveis entradas e saídas digitais apropriadas, as quais o usuário deve saber onde ter acesso, e para isto o compilador produz um arquivo de leitura que indica a função de cada processador no caso particular considerado.

5.8.3 – Modelagem dos Componentes dos Sistemas de Potência e Controle

Para produzir o código de comando dos processadores o compilador (*Compiler*) tem acesso a uma biblioteca de modelos de componentes do sistema elétrico e blocos de controle. Desta forma, a complexidade dos modelos influencia diretamente o valor mínimo do “*time-step*” de simulação.

Apesar dos modelos dos componentes estarem escritos na linguagem de máquina, o usuário não tem acesso aos códigos destes componentes. Ele simplesmente utiliza as bibliotecas com os modelos já otimizados. A criação de novos modelos é possível através de linguagem computacional C.

5.9 – A Interface do Simulador Digital em Tempo Real

Entre as várias aplicações do *RTDS™*, ocorrem casos onde a simulação é realizada através de interface com componentes físicos

externos ao simulador, sendo necessária à utilização de cartões de isolamento óptico [16, 17].

Para a realização de testes e simulações de Relés Numéricos de Proteção, tensões e correntes do sistema são enviados pelo *RTDS™* através das saídas analógicas para os amplificadores conectados aos relés. Os sinais de comando de *trip* e religamento (se disponível) são enviados ao simulador através das entradas digitais e utilizados para operar os disjuntores do sistema modelado. Este “*loop*” fechado de simulação é único na simulação em tempo real e permite a avaliação do desempenho do relé numérico e resposta do sistema modelado onde este está sendo simulado.

Para a realização de testes de Sistemas de Controle, os sistemas e seus componentes são conectados fisicamente ao simulador, o que pode ser explicado utilizando-se como exemplo o caso de um Controlador Automático de um Compensador Estático. Neste caso, o sistema de controle tipicamente monitora a tensão no barramento através de transformadores de potencial, as correntes com uso dos transformadores de corrente, etc. e estes valores são transmitidos ao sistema de controle através das saídas analógicas do *RTDS™*. Os comandos do sistema de controle são feitos através de sinais analógicos enviados ao simulador, propiciando assim várias situações e simulações possíveis.

5.10 – Vantagens da Simulação Digital em Tempo Real

As vantagens das ferramentas de simulação digital sobre os simuladores analógicos incluem a facilidade de utilização, baixa manutenção e custo inicial inferior à aquisição de vários equipamentos analógicos que constituem um simulador deste tipo [13].

Ao se utilizar simuladores digitais, sistemas de potência podem ser modelados sem a necessidade de se conectar fisicamente e calibrar um grande número de componentes analógicos. Adicionalmente, utilizando-se tecnologia digital podem ser construídos sistemas de potência mais

detalhados e precisos, o que é muito importante quando da simulação de grandes sistemas de corrente alternada e continua.

Historicamente, a vantagem significativa oferecida pelos simuladores analógicos era a habilidade destes em operar em tempo real, permitindo testes de dispositivos de controle e proteção. Entretanto, com o advento do *RTDSTM* (um simulador totalmente digital que opera em tempo real) as vantagens das ferramentas digitais e dos simuladores analógicos são realizadas simultaneamente [16].

Uma das vantagens mais visíveis de um simulador completamente digital como o *RTDSTM* é a possibilidade de realizar novamente uma simulação já transcorrida em segundos (uma nova conexão física de componentes é completamente eliminada com o *RTDSTM*). Enquanto resultados obtidos de uma simulação estão sendo analisados, outro caso de simulação pode estar acontecendo sem mudar a organização física do simulador, o que permite que vários estudos completamente diferentes possam ser realizados simultaneamente.

Os benefícios mais importantes da utilização da simulação digital em tempo real são observados quando esta é utilizada para análise de fenômenos onde existem interações entre o sistema de potência e dispositivos de atuação rápida como compensadores estáticos, sistemas de transformação de corrente CA/CC e relés numéricos de proteção [16].

O *RTDSTM* já foi utilizado diversas vezes em estudos envolvendo estes elementos dos sistemas de potência, tendo sua versatilidade e eficácia comprovada através da comparação de resultados simulados e ocorrências reais no sistema elétrico [17].

5.11 – Considerações Finais

Neste capítulo apresentou-se o sistema de simulação digital em tempo real aplicado em linhas de transmissão. A descrição do sistema e seu princípio de funcionamento, da simulação de faltas externas e internas, além dos tipos de defeitos aplicados serão importantes para análise dos

resultados da aplicação no próximo capítulo. O Simulador Digital em Tempo Real (*RTDS™*) também foi descrito em toda a sua composição (*hardware*) e princípio de funcionamento (*software*).

As vantagens da simulação digital em tempo real com o uso do *RTDS™* foram apresentadas no intuito de ratificar a sua utilização para o principal objetivo desta dissertação, avaliar o comportamento da proteção numérica de distância em linhas de transmissão compensadas. Inúmeros testes de relés numéricos de proteção já foram realizados e confrontados com situações ocorridas nos sistemas elétricos. A precisão dos resultados das simulações quando comparados com resultados reais atestam a eficiência da ferramenta e validarão as conclusões deste trabalho.

CAPÍTULO 6

AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA ATRAVÉS DA SIMULAÇÃO DIGITAL EM TEMPO REAL

6.1 – Considerações Iniciais

A avaliação do comportamento da proteção de distância tem como principal objetivo garantir que os relés numéricos, assim como os esquemas e ajustes de proteção parametrizados nos mesmos, sejam utilizados da melhor maneira para protegerem as linhas de transmissão e equipamentos aos quais estão destinados.

A análise dos resultados é realizada com base nas oscilografias (Fig.6.1), nas seqüências dos eventos (Fig.6.2) e nos tempos de eliminação dos defeitos fornecidos nas simulações. Para cada uma das faltas simuladas, os seguintes aspectos são observados:

- A seleção da direcionalidade da falta pelo relé numérico de proteção;
- A operação das unidades de partida de acordo com as fases envolvidas na falta simulada;
- A atuação da função de proteção de distância;
- O comportamento das unidades de medida na presença de faltas evolutivas;
- A transmissão e recepção de sinal de teleproteção para as diversas situações simuladas (esquemas permissivos, *echo* e *weak infeed*);
- A saída de comando de *trip* monopolar ou tripolar, de acordo com o tipo de falta simulada;
- Efetivação do religamento automático, quando o mesmo for devido à situação simulada;

- A detecção de energização da linha de transmissão sob situação de falta;
- A detecção de falha de fusível e ativação da proteção no modo de emergência (com função de *backup* de sobrecorrente);
- Localização da falta pelo relé numérico de proteção de distância;
- Os tempos totais de eliminação da falta.

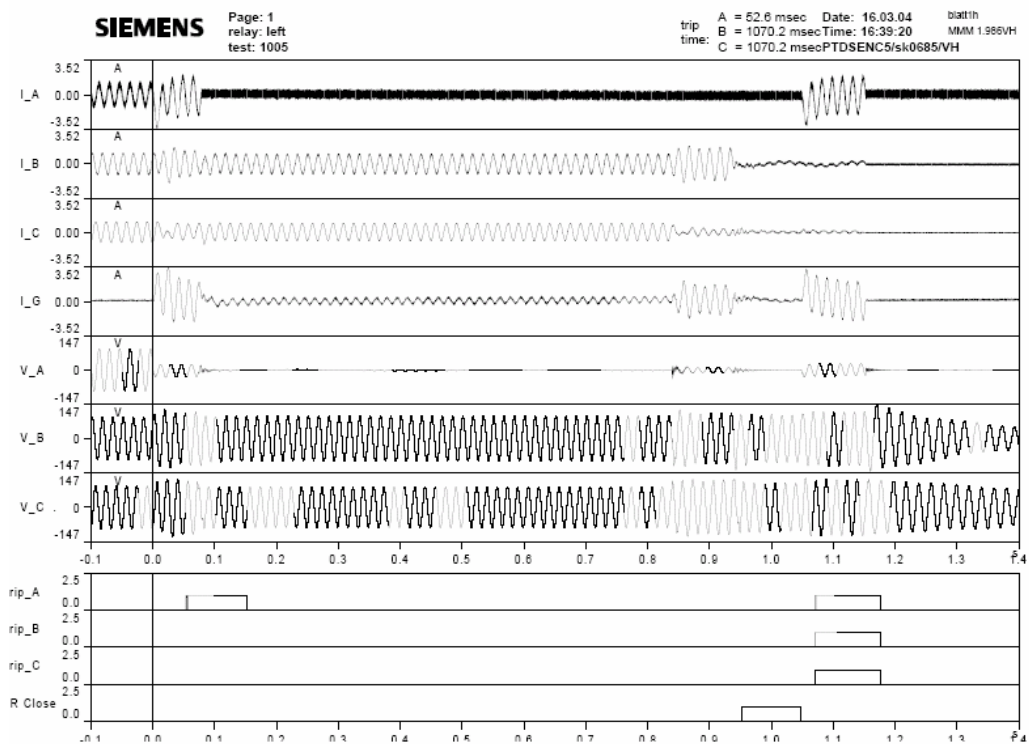


Fig.6.1 – Exemplo de Oscilografia

Neste trabalho é apresentada a avaliação do comportamento da proteção de distância instalada em duas linhas de transmissão em 500 kV nas quais foram instaladas Compensações Séries Fixas, localizadas na Subestação São João do Piauí (PI), de propriedade da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF). Este foi o sistema adotado como caso prático para o desenvolvimento desta dissertação.

DIGSI V4.40 7SA6 / A / 7SA612 Esp Pia L/7SA612 V04.34.03 03/16/2004 16:42:51

Trip Log - 000006 / 16.03.2004 16:39:21.124 - 7SA6 / A / 7SA612_Esp_Pia_L/7SA612 V04.34.03

Number	Indication	Value	Date and time	Cause	State
00301	Power System fault	6 - ON	16.03.2004 16:39:21.124		
00302	Fault Event	7 - ON	16.03.2004 16:39:21.124		
01359	67N picked up FORWARD	ON	0 ms		
01336	50N / 51N phase selector Ph.A selected	ON	0 ms		
01356	50N-1 PICKED UP	ON	0 ms		
01384	85-67N Carrier SEND signal	ON	0 ms		
01371	85-67N Carrier SEND signal, Phase A	ON	0 ms		
03692	21 Pickup AG	ON	3 ms		
03701	21 Selected Loop AG forward	ON	3 ms		
04056	85-21 Carrier SEND signal	ON	4 ms		
03747	21 Pickup Z1B, Loop AG	ON	4 ms		
01335	50N / 51N Ground O/C trip is BLOCKED	ON	6 ms		
01355	50N-2 PICKED UP	ON	8 ms		
04006	>85-21 Carrier RECEPTION, Channel 1	ON	25 ms		
01319	>85-67N Carrier RECEPTION, Channel 1	ON	25 ms		
03902	21 TRIP command - Only Phase A	ON	25 ms		
00533	Primary fault current Ia	2,00 kA	26 ms		
01461	50BF Breaker failure protection started	ON	27 ms		
01472	50BF Local trip - only phase A	ON	27 ms		
02944	79 1st cycle running	ON	29 ms		
02901	79 - in progress	ON	29 ms		
00591	Single pole open detected in Phase	ON	59 ms		

Fig.6.2 – Exemplo de Seqüência de Eventos

As simulações e testes foram realizados em um Simulador Digital em Tempo Real (*RTDS™*) nos dias 15 a 26 de Março de 2004, nas instalações da SIEMENS AG na cidade de Erlangen (Alemanha). Além da presença de técnicos para realização da operação do *RTDS™*, as simulações contaram com a presença de engenheiros especialistas em relés numéricos e colaboradores da CHESF, os quais validaram as simulações para aplicação das proteções em seu sistema de transmissão.

A seguir é realizada uma breve introdução das Compensações Séries Fixas da SE São João do Piauí, o sistema elétrico no qual se encontram localizadas, a importância das instalações nas linhas de transmissão e aspectos técnicos das compensações. Além disto, apresenta-se a proteção numérica de distância avaliada nas simulações realizadas para as duas linhas de transmissão onde as compensações foram inseridas e que serão analisadas no próximo capítulo da dissertação.

6.2 – As Compensações Séries Fixas de São João do Piauí

A região Sudoeste do Estado do Piauí é atravessada por uma linha de transmissão de 500 kV que parte da subestação de Presidente Dutra no Estado do Maranhão, de propriedade da ELETRONORTE, chega à subestação de Sobradinho no Estado da Bahia e tem como função propiciar o escoamento da energia produzida nas regiões Norte e Sudeste para a região Nordeste do Brasil [18].

Esse sistema é constituído por um circuito em 500 kV ao longo dos 649,8 km que integram o trecho compreendido entre as subestações de Presidente Dutra, Boa Esperança, São João do Piauí e Sobradinho. Estende-se por mais 289,5 km com dois circuitos em 500 kV entre as subestações de Sobradinho e Itaparica (Luiz Gonzaga).

Os estudos de sistemas realizados indicaram a necessidade de Compensações Séries Fixas (CSFs) para preservar a estabilidade dinâmica do sistema durante contingências nas interligações em 500 kV entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste. A contingência mais severa observada é a perda da linha de transmissão em 500 kV entre as subestações Serra da Mesa e Correntina em carga pesada, com cenário do Nordeste importador [18].

As CSFs da Subestação de São João do Piauí (estado do PI) foram instaladas em duas linhas de transmissão de 500 kV diferentes que chegam até esta subestação:

- Linha de Transmissão de 500 kV entre a Subestação Boa Esperança (estado do Piauí) e a Subestação São João do Piauí (estado do Piauí) com 233,8 km de extensão;
- Linha de Transmissão de 500 kV entre a Subestação São João do Piauí (estado do Piauí) e a Subestação Sobradinho (estado do Pernambuco) com 211,0 km de extensão.

A figura Fig.6.3 apresenta a configuração do sistema atualmente (ano de 2006), onde as CSFs de São João do Piauí foram instaladas.

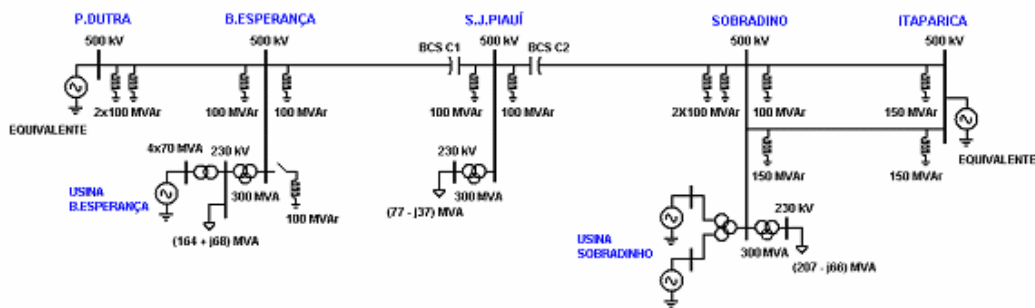


Fig.6.3 – Configuração do Sistema Elétrico Atual (2006) onde as CSFs de São João do Piauí foram instaladas

Os estudos de dimensionamento das características das CSFs de São João do Piauí levaram em conta uma expansão do sistema de transmissão a ocorrer no ano de 2008. Ambas as CSFs foram dimensionadas para compensar cerca de 70% da reatância das linhas. As compensações possuem as seguintes características:

- Compensação Série Fixa 1 [Linha e Transmissão 500 kV Boa Esperança (PI) – São João do Piauí (PI)]:
 - 660 unidades capacitivas totalizando 484 MVAr
 - Varistor de Óxido Metálico (MOV) de 153 kVrms
- Compensação Série Fixa 2 [Linha e Transmissão 500 kV São João do Piauí (PI) – Sobradinho (PE)]:
 - 600 unidades capacitivas totalizando 437 MVAr
 - Varistor de Óxido Metálico (MOV) de 143 kVrms

A corrente nominal de regime permanente utilizada no dimensionamento dos equipamentos e dispositivos foi de 1750 Arms, sendo assegurado o atendimento ao ciclo de sobrecarga previsto pela norma IEC 143 [19]. A figura Fig.6.4 apresenta a configuração do sistema prevista para o ano de 2008:

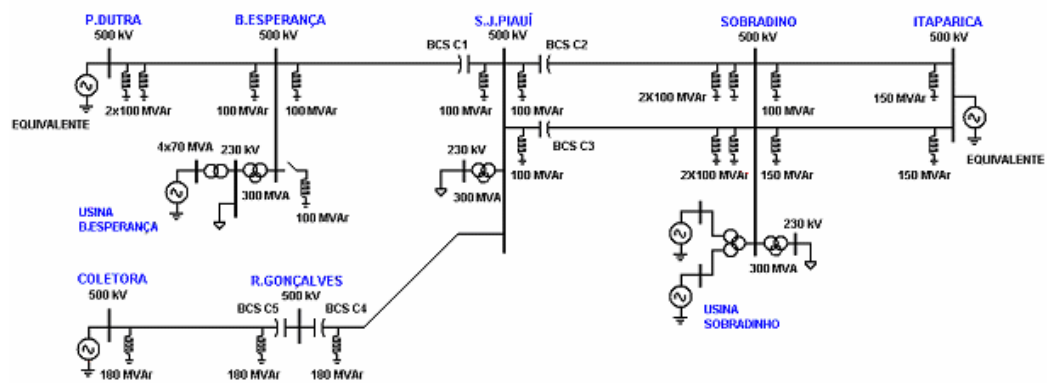


Fig.6.4 – Configuração do Sistema Elétrico para o Ano de 2008

A figura Fig.6.5 apresenta o Diagrama Unifilar Simplificado das CSFs de São João do Piauí (PI):

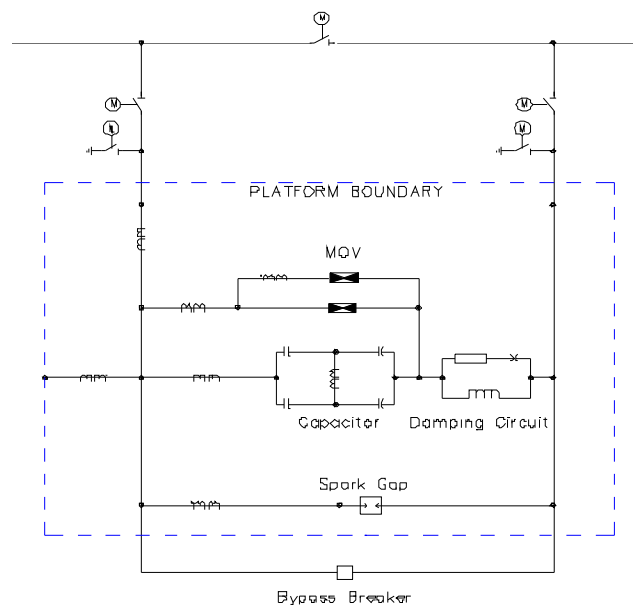


Fig.6.5 – Diagrama Unifilar Simplificado das CSFs de São João do Piauí – PI

Por ocasião de desvio das compensações, torna-se necessário amortecer a corrente de descarga dos capacitores (banco de capacitores) que atravessa o circuito. Isto é realizado através do circuito de amortecimento, composto por um reator ligado em paralelo com um resistor, que por sua vez, é conectado em série com o centelhador (*Spark Gap*) auxiliar.

Os equipamentos que integram as CSFs encontram-se instalados em uma plataforma metálica conectada ao potencial da linha de transmissão. Este projeto implicou em menores distâncias de isolamento (*creepage*) e tensões de descarga (*flashover*) sobre os componentes da instalação [19]. A plataforma foi montada sobre estruturas reforçadas de isoladores de porcelana, para proporcionar as adequadas distâncias de isolamento (*creepage*) fase-terra em uma distância de cerca de 6 metros. A figura Fig.6.6 apresenta o *Layout* do Conjunto Plataforma e Disjuntor de Desvio para uma fase das compensações:

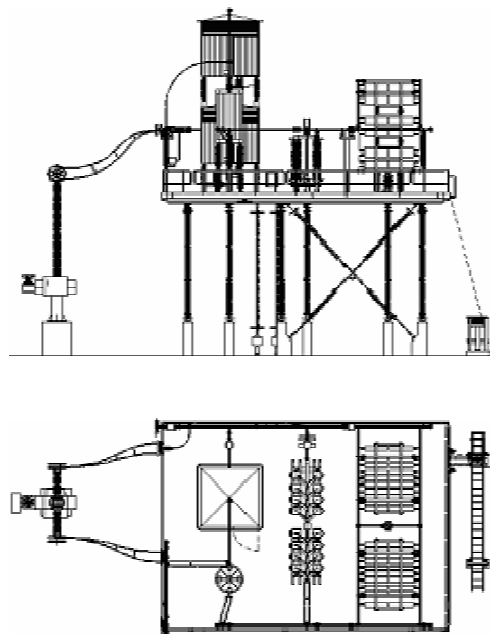


Fig.6.6 – *Layout* do Conjunto Plataforma e Disjuntor de Desvio para uma fase das duas Compensações Séries Fixas de São João do Piauí

O banco de capacitores foi montado em dois segmentos com quatro colunas em uma conexão H para permitir a detecção de desequilíbrios. O

resistor do circuito de amortecimento foi colocado no interior do reator. O disjuntor de desvio (*bypass*) foi instalado em uma base de concreto a frente da plataforma. Devido à otimização realizada no projeto, as dimensões da plataforma foram de apenas 14 m x 9 m e peso total de 40 toneladas.

Toda a comunicação com os painéis de proteção e controle situados na casa de comando é efetuada através de colunas de fibra ótica (*Signal Columns*) redundantes. As Compensações Séries Fixas estão em operação comercial desde Agosto de 2004, apresentando o desempenho esperado para o sistema elétrico no qual foram instaladas.

6.3 – A Proteção Numérica de Distância avaliada através das Simulações Digitais em Tempo Real

A proteção numérica de distância que foi instalada nas linhas de transmissão em 500 kV anteriormente descritas e avaliada neste trabalho é o relé 7SA6 de fabricação da SIEMENS [20].

Este relé numérico de proteção faz parte do grupo de relés multifuncionais digitais de última geração oferecidos pelos grandes fabricantes de dispositivos de proteção (SIEMENS, ABB, SEL, AREVA, etc.), garantindo a continuidade do serviço e estabilidade do sistema de transmissão [21].

A figura Fig.6.7 ilustra a Proteção Numérica de Distância 7SA6 que foi simulada e analisada nesta dissertação de mestrado:



Fig.6.7 – Relé Numérico de Proteção de Distância 7SA6

Esta proteção de distância, assim como as outras dos demais fabricantes, tem como objetivo atender as mais complexas especificações técnicas de proteção de linhas de transmissão, como também aos Procedimentos de Rede do ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico em seu Submódulo 2.5 [22].

Atualmente os novos sistemas de proteção de linhas de transmissão são solicitados para serem compostos obrigatoriamente por relés numéricos, com tecnologia digital microprocessada, multifunções, com rotinas de oscilografia, sincronização do tempo interno via sinal de satélite GPS, parametrização e alteração dos ajustes de forma remota.

Além disto, são exigidos autodiagnóstico e autoteste, incluindo saídas seriais/ópticas para comunicação com microcomputadores. O tempo de processamento dos relés numéricos de proteção não deve exceder a 8 milissegundos para qualquer tipo de falta e localização [22].

Para as linhas de transmissão da Rede Básica do Sistema Elétrico Brasileiro, com tensões de 345 kV até 750 kV, o tempo total de eliminação da falta não deve ser superior a 100 milissegundos, já se considerando o tempo de transmissão do sinal de teleproteção e o tempo de abertura do disjuntor de alta tensão. Entretanto, para as linhas de transmissão com tensões de 230 kV e linhas de 138 kV que eventualmente também façam parte da Rede Básica, o tempo total de eliminação da falta não deve ser superior a 150 milissegundos [22].

As proteções numéricas para linhas de transmissão aplicadas à Rede Básica devem possuir a função de distância para as três fases e para o neutro (21/21N), função de sobrecorrente direcional para as três fases e para o neutro (67/67N) e devem incluir funções de proteção complementares (*backup* por sobrecorrente, falha de disjuntor, *trip* e bloqueio por oscilação de potência, sobre/subtensão, cheque de sincronismo), seleção de abertura e religamento tripolar e monopolar. Devem possuir ainda lógicas para utilização de esquemas de proteção:

- Bloqueio/Desbloqueio para faltas reversas;
- Transferência de Disparo Direto (*DTT*);

- Esquemas Permissivos por Subalcance (*PUTT*);
- Esquemas Permissivos por Sobrealcance (*POTT*);
- Circuito de devolução de sinal permissivo (*Echo*);
- Lógica de proteção para fonte fraca (*Weak Infeed*);
- Lógica de proteção para fechamento sob falta (*SOTF*);
- Supervisão contra operação indevida por perda de potencial.

6.4 – Considerações Finais

As duas linhas de transmissão em 500 kV descritas neste trabalho, entre as subestações Boa Esperança (PI) e São João do Piauí (PI), e entre as subestações São João do Piauí (PI) e Sobradinho (PE) são essenciais para a Rede Básica do Sistema Elétrico Brasileiro, em especial ao sistema Norte/Nordeste. Devido a tal importância, estudos demonstraram a necessidade de Compensações Séries Fixas para aumentar a capacidade de transmissão e melhorar a estabilidade do sistema.

Para manter seu sistema elétrico confiável e em conformidade com os Procedimentos de Rede do ONS a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) optou pela instalação de proteções numéricas de distância de última geração. Além disto, foi solicitada a realização de simulações digitais em tempo real para comprovação do desempenho destas proteções frente à instalação das Compensações Séries Fixas nas linhas de transmissão [23].

O próximo capítulo desta dissertação irá apresentar as simulações realizadas nas duas linhas de transmissão e as análises das mesmas, trazendo uma avaliação do comportamento da proteção de distância nos sistemas onde as mesmas foram instaladas.

CAPÍTULO 7

SIMULAÇÕES E ANÁLISES DOS RESULTADOS DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO COM COMPENSAÇÃO SÉRIE FIXA

7.1 – Considerações Iniciais

Neste capítulo são apresentadas as simulações digitais em tempo real para avaliação do comportamento das proteções de distância aplicadas nas Linhas de Transmissão de 500 kV com Compensação Série Fixa (CSF). A primeira linha com 233,8 km de extensão entre as subestações Boa Esperança (PI) e São João do Piauí (PI), com a instalação da CSF 1 (Fig.7.1) e a segunda com 211,0 km de extensão entre as subestações São João do Piauí (PI) e Sobradinho (PE), com a instalação da CSF 2 (Fig.7.2).



Fig.7.1 – Foto da Compensação Série Fixa 1 (CSF 1) instalada na LT 500 kV Boa Esperança (PI) - São João do Piauí (PI)



Fig.7.2 – Foto da Compensação Série Fixa 2 (CSF 2) instalada na LT 500 kV São João do Piauí (PI) - Sobradinho (PE)

Ambas as Compensações Séries Fixas estão localizadas Subestação São João do Piauí, no estado do Piauí.

A Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) forneceu os parâmetros gerais do sistema, apresentados na tabela Tab.7.1. Também foram fornecidos os parâmetros das duas linhas de transmissão, conforme as tabelas Tab.7.2 e Tab.7.3, além de todos os equipamentos a elas conectados nas tabelas Tab.7.4, Tab.7.5 e Tab.7.6.

Todos os parâmetros foram inseridos no simulador digital em tempo real (*RTDSTM*).

Tab.7.1 – Parâmetros Gerais do Sistema

Características Gerais do Sistema	SE Boa Esperança	SE São João do Piauí	SE Sobradinho
Tensão Nominal [kV]	500	500	500
Freqüência Nominal [Hz]	60	60	60
Tipo de Aterramento	Solidamente	Solidamente	Solidamente

Tab.7.2 – Parâmetros da Linha de Transmissão
SE Boa Esperança (PI) – SE São João do Piauí (PI)

Linha de Transmissão	Parâmetro
Tipo de linha	Circuito Simples
Comprimento [km]	233,8
Resistência de Seqüência Positiva ($R_1' = [\Omega/\text{km}]$)	0,0246
Reatância de Seqüência Positiva ($X_1' = [\Omega/\text{km}]$)	0,3219
Capacitância de Seqüência Positiva ($C_1' = [\text{nF}/\text{km}]$)	13,581
Resistência de Seqüência Zero ($R_0 = [\Omega/\text{km}]$)	0,3763
Reatância de Seqüência Zero ($X_0 = [\Omega/\text{km}]$)	1,4114
Capacitância de Seqüência Zero ($C_0 = [\text{nF}/\text{km}]$)	8,12

Tab.7.3 – Parâmetros da Linha de Transmissão
SE São João do Piauí (PI) – SE Sobradinho (PE)

Linha de Transmissão	Parâmetro
Tipo de linha	Circuito Duplo
Comprimento [km]	211,0
Resistência de Seqüência Positiva ($R_1' = [\Omega/\text{km}]$)	0,0247
Reatância de Seqüência Positiva ($X_1' = [\Omega/\text{km}]$)	0,3218
Capacitância de Seqüência Positiva ($C_1' = [\text{nF}/\text{km}]$)	13,621
Resistência de Seqüência Zero ($R_0 = [\Omega/\text{km}]$)	0,4329
Reatância de Seqüência Zero ($X_0 = [\Omega/\text{km}]$)	1,2973
Capacitância de Seqüência Zero ($C_0 = [\text{nF}/\text{km}]$)	8,20
Resistência Mútua ($R_m = [\Omega/\text{km}]$)	0,3997
Reatância Mútua ($X_m = [\Omega/\text{km}]$)	0,7215

Tab.7.4 – Parâmetros dos Transformadores de Potencial

Transformadores de Potencial	SE Boa Esperança	SE São João do Piauí	SE Sobradinho
Tipo	Capacitivo	Capacitivo	Capacitivo
Tensão Prim. Nominal [kV]	500	500	500
Tensão Sec. Nominal [V]	115	115	115

Tab.7.5 – Parâmetros dos Transformadores de Corrente

Transformadores de Potencial	SE Boa Esperança	SE São João do Piauí	SE Sobradinho
Corrente Prim. Nominal [A]	1500	1500	1500
Corrente Sec. Nominal [A]	5	5	5

Tab.7.6 – Parâmetros dos Reatores Shunt

Transformadores de Potencial	SE Boa Esperança	SE São João do Piauí	SE Sobradinho
Potência Reativa [MVar]	100	100	200
Reatância [Ω]	2500	2500	1250

Com os valores fornecidos pela CHESF, foi possível o cálculo dos ajustes das zonas de proteção e, após a escolha do esquema de teleproteção a ser aplicado na linha de transmissão, foram realizadas as simulações digitais em tempo real nas diversas situações no sistema elétrico.

7.2 – Cálculos dos Ajustes das Zonas de Proteção dos Relés Numéricos de Distância

Para o cálculo das zonas de proteção dos relés numéricos de distância foram utilizados os dados das linhas de transmissão em 500 kV LT Boa Esperança – São João do Piauí e LT São João do Piauí – Sobradinho, fornecidos pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF):

- Dados primários da LT Boa Esperança – São João do Piauí:

$$\begin{array}{ll} R_1' = 0,0246 \, \Omega/\text{km} & R_0 = 0,3763 \, \Omega/\text{km} \\ X_1' = 0,3219 \, \Omega/\text{km} & X_0 = 1,4114 \, \Omega/\text{km} \\ C_1' = 13,581 \, \text{nF}/\text{km} & C_0 = 8,12 \, \text{nF}/\text{km} \\ R_m' = 0,00 \, \Omega/\text{km} & X_m' = 0,00 \, \Omega/\text{km} \end{array}$$

- Dados primários da LT São João do Piauí – Sobradinho:

$$\begin{array}{ll} R_1' = 0,0247 \, \Omega/\text{km} & R_0 = 0,4329 \, \Omega/\text{km} \\ X_1' = 0,3218 \, \Omega/\text{km} & X_0 = 1,2973 \, \Omega/\text{km} \\ C_1' = 13,621 \, \text{nF}/\text{km} & C_0 = 8,20 \, \text{nF}/\text{km} \\ R_m' = 0,3997 \, \Omega/\text{km} & X_m' = 0,7215 \, \Omega/\text{km} \end{array}$$

Além disto, a CHESF também forneceu os valores comumente utilizados em seu sistema elétrico para utilização em alguns parâmetros nos cálculos das zonas de proteção:

$$\begin{array}{ll} R \text{ (arco)} = 15,00 \, \Omega & R \text{ (pé de torre)} = 10,0 \, \Omega \\ k_{TR} = \text{Relação } (R_T / R_L) = 2,00 & k_{TX} = \text{Relação } (X_T / X_L) = 1,00 \end{array}$$

Os valores de carga das linhas de transmissão considerados para os cálculos foram apresentados para as definições dos ajustes:

$$\begin{array}{l} \text{Corrente de Carga } (I) = 1.500 \, \text{A} \\ \text{Impedância Secundária de Carga } (Z) = 13,28 \, \Omega \end{array}$$

Assim, foram obtidos os valores secundários das duas linhas de transmissão em 500 kV:

- Dados secundários da LT Boa Esperança – São João do Piauí:

$$\begin{array}{ll} X_{L \text{ (100\% da LT)}} = 5,017 \, \Omega & \varphi \text{ (ângulo phi)} = 85,63^\circ \\ X_{L \text{ secundário}}' = 0,02146 \, \Omega/\text{km} & C_{L \text{ secundário}}' = 0,20372 \, \mu\text{F}/\text{km} \end{array}$$

- Dados secundários da LT São João do Piauí – Sobradinho:

$$X_{L (100\% \text{ da LT})} = 4,527 \, \Omega \quad \varphi (\text{ângulo phi}) = 85,61^\circ$$

$$X'_{L \text{ secundário}} = 0,02145 \, \Omega/\text{km} \quad C'_{L \text{ secundário}} = 0,20432 \, \mu\text{F}/\text{km}$$

Com base nestes valores, as zonas de proteção tiveram seus valores calculados e escolhidos para a parametrização dos relés numéricos, apresentados nas tabelas Tab.7.7 e Tab.7.8 assim como as temporizações, todos definidos através dos critérios normalmente utilizados pela CHESF e recomendações do fabricante da proteção numérica de distância.

A figura Fig.7.3 apresenta a característica poligonal dos relés numéricos de distância no plano RX.

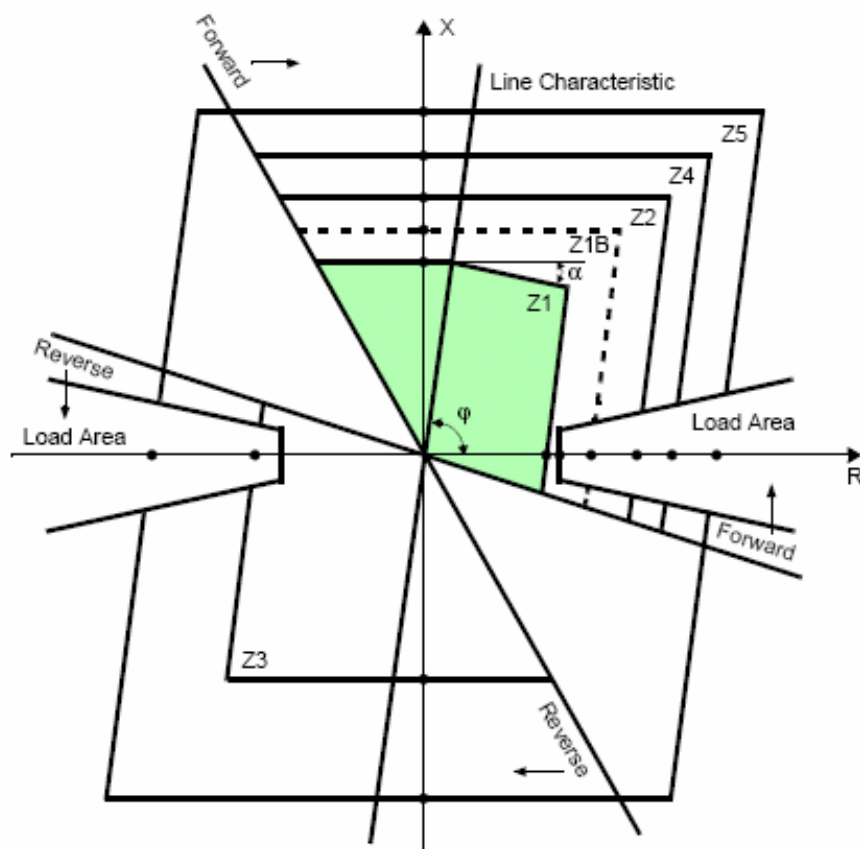


Fig.7.3 – Característica Poligonal dos Relés Numéricos de Distância no Plano RX

Tab.7.7 – Zonas de Proteção e Temporizações para a Linha de Transmissão SE Boa Esperança (PI) – SE São João do Piauí (PI)

Zonas	Ajuste Calculado (valores secundários)	Ajuste Escolhido (valores secundários)
Z1 (80%) T1 (0,0 s)	X1 = 4,014 Ω R1 = 0,807 Ω R1E = 1,973 Ω	X1 = 4,014 Ω R1 = 2,000 Ω R1E = 2,000 Ω
Z1b (140%) T1b (0,0 s)	X1b = 7,024 Ω R1b = 1,037 Ω R1bE = 2,203 Ω	X1b = 7,024 Ω R1b = 3,000 Ω R1bE = 3,000 Ω
Z2 (140%) T2 (0,4 s)	X2 = 7,024 Ω R2 = 1,037 Ω R2E = 2,203 Ω	X2 = 7,024 Ω R2 = 3,000 Ω R2E = 3,000 Ω
Z3 (170%) T3 (1,5 s)	X3 = 8,529 Ω R3 = 1,152 Ω R3E = 2,319 Ω	X3 = 8,529 Ω R3 = 3,000 Ω R3E = 3,000 Ω
Z4 (30%) T4 (2,5 s) Reversa	X4 = 1,505 Ω R4 = 0,615 Ω R4E = 1,782 Ω	X4 = 1,505 Ω R4 = 3,000 Ω R4E = 3,000 Ω
Z5 (260%) T2 (3,0 s)	X5 = 13,045 Ω X5reversa = 3,010 Ω R5 = 1,497 Ω R5E = 2,664 Ω	X5 = 13,045 Ω X5reversa = 3,010 Ω R5 = 3,000 Ω R5E = 3,000 Ω

Tab.7.8 – Zonas de Proteção e Temporizações para a Linha de Transmissão SE São João do Piauí (PI) – SE Sobradinho (PE)

Zonas	Ajuste Calculado (valores secundários)	Ajuste Escolhido (valores secundários)
Z1 (70%) T1 (0,0 s)	X1 = 3,169 Ω R1 = 0,743 Ω R1E = 1,910 Ω	X1 = 3,169 Ω R1 = 2,000 Ω R1E = 2,000 Ω
Z1b (150%) T1b (0,0 s)	X1b = 6,790 Ω R1b = 1,021 Ω R1bE = 2,188 Ω	X1b = 6,790 Ω R1b = 3,000 Ω R1bE = 3,000 Ω
Z2 (150%) T2 (0,4 s)	X2 = 6,790 Ω R2 = 1,021 Ω R2E = 2,188 Ω	X2 = 6,790 Ω R2 = 3,000 Ω R2E = 3,000 Ω
Z3 (180%) T3 (1,5 s)	X3 = 8,148 Ω R3 = 1,125 Ω R3E = 2,292 Ω	X3 = 8,148 Ω R3 = 3,000 Ω R3E = 3,000 Ω
Z4 (60%) T4 (2,5 s) Reversa	X4 = 2,716 Ω R4 = 0,708 Ω R4E = 1,875 Ω	X4 = 2,716 Ω R4 = 3,000 Ω R4E = 3,000 Ω
Z5 (260%) T2 (3,0 s)	X5 = 11,769 Ω X5reversa = 5,432 Ω R5 = 1,403 Ω R5E = 2,570 Ω	X5 = 11,769 Ω X5reversa = 5,432 Ω R5 = 3,000 Ω R5E = 3,000 Ω

7.3 – Seleção do Esquema de Teleproteção

O esquema de teleproteção selecionado para a proteção das duas linhas de transmissão foi o Esquema de Transferência de *Trip* Permissivo (*Permissive Overreach Transfer Trip – POTT*). A figura Fig.7.3 apresenta o diagrama de operação do esquema *POTT*.

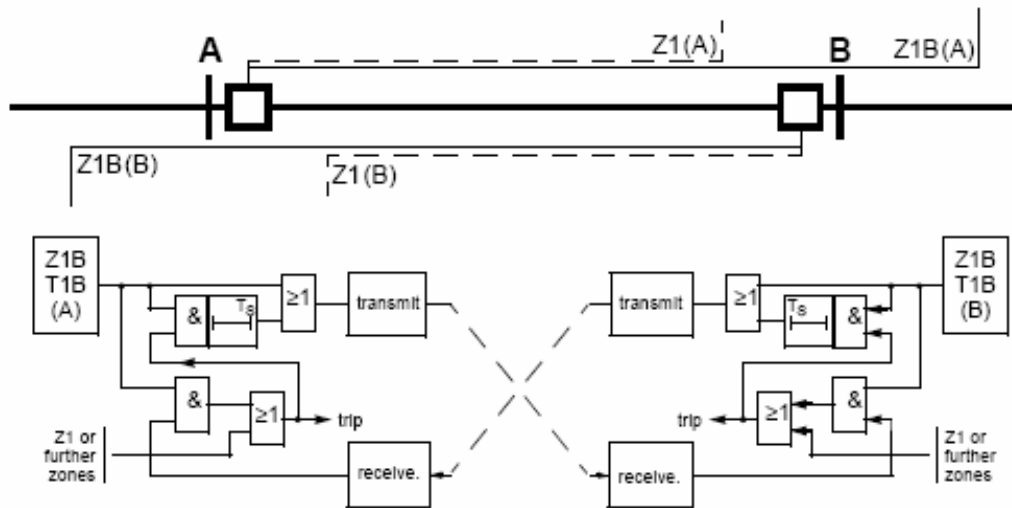


Fig.7.4 – Diagrama de Operação do Esquema de Transferência de Trip Permissivo (*POTT*)

Com a utilização deste esquema *POTT*, a proteção numérica de distância, ao identificar uma falta dentro da zona sobrealcançada *Z1b*, transmite um sinal de desbloqueio para a extremidade oposta da linha. Ao receber um sinal de desbloqueio da outra extremidade da linha, um comando de *trip* é realizado. O pré-requisito para que ocorra um *trip* instantâneo é, portanto, que a falta seja identificada como dentro da zona *Z1b* na direção “para frente (*forward*)” de ambas as extremidades da linha, isto é, por ambos os relés numéricos de distância.

Todas as demais zonas de proteção funcionam independentes do sinal de desbloqueio do esquema de teleproteção selecionado, obedecendo somente os ajustes e temporizações individuais.

7.4 – Simulação de Falta Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido

A figura Fig.7.5 representa os sistemas das simulações de falta franca interna à linha de transmissão com religamento mal sucedido.

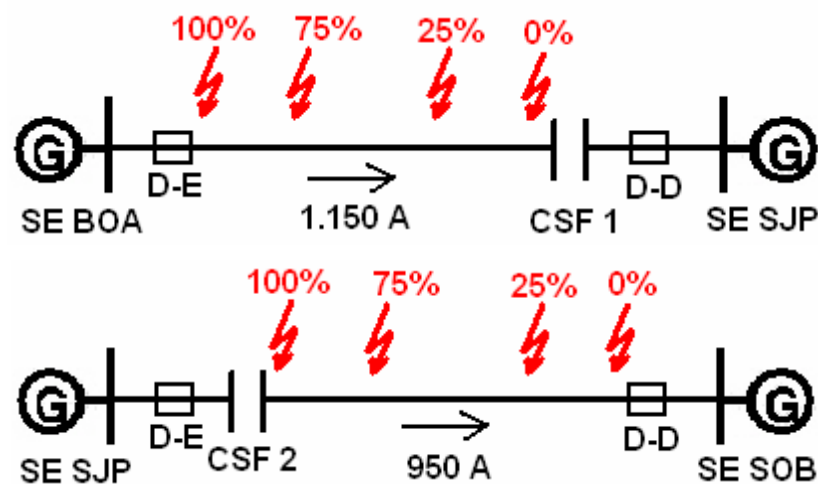


Fig.7.5 – Simulação de Falta Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido

Condições do sistema de transmissão nestas simulações:

- Máximo horizonte – ano de 2008 (Fig.6.4);
- Corrente de carga de 1.150 A da SE Boa Esperança (PI) para a SE São João do Piauí (PI) e 950 A para a SE Sobradinho (PE);
- Religamento mal sucedido, isto é, existe uma primeira tentativa de eliminação do defeito que falha e a falta permanece até a eliminação real da mesma pela proteção;
- Falta franca (resistência de falta de 0,04 Ω);
- Ângulo de incidência de falta de 0°.

A tabela Tab.7.9 apresenta os resultados das simulações de falta franca interna à linha de transmissão com religamento mal sucedido realizadas nas condições acima.

Tab.7.9 – Resultados da Simulação de Falta Franca Interna a Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido

Simulações Digitais em Tempo Real		Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)			
Tipo de Falta (e Fases)	Posição na LT (em %)	Relé BOA	Relé SJP-1	Relé SJP-2	Relé SOB
FT (A-T)	100%	55,3 ms	53,5 ms	61,5 ms	53,9 ms
2F (A-B)	100%	55,8 ms	56,4 ms	56,0 ms	56,8 ms
2FT (A-B-T)	100%	56,7 ms	53,1 ms	56,4 ms	53,2 ms
3FT (A-B-C-T)	100%	57,0 ms	45,3 ms	55,8 ms	45,1 ms
FT (B-T)	75%	48,4 ms	22,8 ms	44,7 ms	22,1 ms
2F (B-C)	75%	45,3 ms	20,1 ms	46,9 ms	21,1 ms
2FT (B-C-T)	75%	48,5 ms	22,5 ms	45,1 ms	21,2 ms
3FT (A-B-C-T)	75%	44,9 ms	20,3 ms	41,4 ms	20,5 ms
FT (A-T)	25%	52,6 ms	39,9 ms	51,7 ms	39,8 ms
2F (A-B)	25%	56,7 ms	33,1 ms	55,5 ms	34,5 ms
2FT (A-B-T)	25%	57,0 ms	32,2 ms	53,7 ms	33,9 ms
3FT (A-B-C-T)	25%	63,8 ms	40,3 ms	56,7 ms	40,2 ms
FT (B-T)	0%	44,2 ms	19,7 ms	39,7 ms	14,5 ms
2F (B-C)	0%	40,5 ms	14,4 ms	40,9 ms	14,7 ms
2FT (B-C-T)	0%	40,9 ms	16,5 ms	51,9 ms	14,3 ms
3FT (A-B-C-T)	0%	39,4 ms	19,8 ms	40,4 ms	17,0 ms

Análises dos resultados das simulações:

- Para as faltas simuladas as proteções de distância apresentaram atuações corretas nas seleções de direcionalidade, fase e zona de proteção.
- Para as faltas francas na posição de 100% da LT, os relés numéricos de proteção de distância apresentaram tempos praticamente idênticos de eliminação de defeito, pois apesar de estarem atuando através de zonas de proteção diferentes (Relés BOA e SJP-2 em Z1 e Z1b, e os Relés SJP-1 e SOB em Z1b e Z2), os

comandos de *trip* foram predominantemente realizados pela teleproteção (Z1b).

- Para as faltas francas nas demais posições da LT (75%, 25% e 0%), os Relés SJP-1 e SOB apresentaram tempos ligeiramente menores de eliminação de defeito, devido à atuação em todas as situações por Z1 e Z1b, enviando o comando de *trip* por Z1.

Os Relés BOA e SJP-2 por sua vez, atuaram em alguns momentos pela Z1, pela teleproteção (Z1b) e por Z2, com envio de comando de *trip* por Z1b (mais rápido que Z1 e Z2, devido ao comando permissivo já ter sido enviado através da proteção remota). A atuação por Z1b resulta em uma pequena diferença nos tempos de comandos de *trip*, devido ao tempo de espera do sinal de permissão vindo através da proteção remota (Relés SJP-1 e SOB).

- As proteções próprias das Compensações Séries Fixas atuaram nas seguintes situações:

CSF 1

2FT e 3FT / 0% da LT:	<i>Bypass</i> das Fases A, B e C
Demais faltas simuladas:	<i>MOVs</i> das Fases Envolvidas

CSF 2

2FT e 3FT / 100% da LT:	<i>Bypass</i> das Fases A, B e C
Demais faltas simuladas:	<i>MOVs</i> das Fases Envolvidas

As duas faltas francas envolvendo mais de uma fase simuladas imediatamente a frente de CSF 1 e CSF 2 necessitaram do comando de *Bypass*.

O comportamento foi o esperado, pois estes defeitos foram os mais intensos (envolvimento de mais de uma fase e a terra, somadas a corrente de carga) e próximos, além de terem permanecido por um tempo significativo no sistema (resultado do religamento mal sucedido). As correntes de falta passaram pelos *MOVs*, gerando energias suficientes para os disparos dos *Spark Gaps*, culminando na proteção e retirada total de CSF 1 e CSF 2. Após a eliminação do

defeito na segunda tentativa, CSF 1 e CSF 2 foram novamente inseridas nas linhas de transmissão.

Nos demais defeitos simulados, as intensidades das faltas acrescentadas às localizações destas não foram suficientes para ultrapassarem os limites de energia para proteção de CSF 1 e CSF 2 através dos *MOVs* das respectivas fases envolvidas nos defeitos.

- Para todas as faltas francas internas às linhas de transmissão com religamento mal sucedido os tempos de eliminação dos defeitos foram abaixo de 64 ms. Assim as proteções de distância apresentaram os comportamentos e desempenhos satisfatórios.

7.5 – Simulação de Falta Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido

A figura Fig.7.6 representa os sistemas das simulações de falta franca interna à linha de transmissão com religamento bem sucedido.

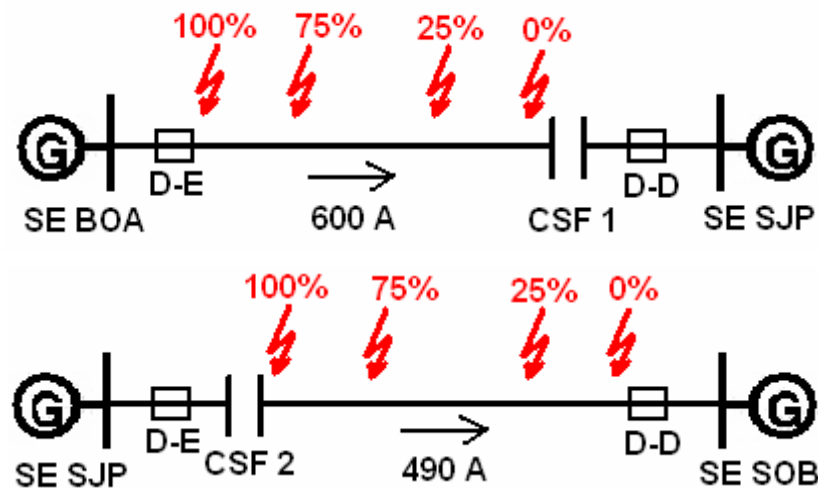


Fig.7.6 – Simulação de Falta Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido

Condições do sistema de transmissão nestas simulações:

- Mínimo horizonte – ano de 2006 (Fig.6.3);

- Corrente de carga de 600 A da SE Boa Esperança (PI) para a SE São João do Piauí (PI) e 490 A para a SE Sobradinho (PE);
- Religamento bem sucedido, isto é, ocorre a eliminação do defeito pela proteção na primeira tentativa e a transmissão é restabelecida;
- Falta francas (resistência de falta de 0,04 Ω);
- Ângulo de incidência de falta de 90° nas faltas em 100% e 25% da LT e 0° nas faltas em 75% e 0% da LT.

A tabela Tab.7.10 apresenta os resultados das simulações de falta franca interna à linha de transmissão com religamento bem sucedido realizadas nas condições acima.

Tab.7.10 – Resultados da Simulação de Falta Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido

Simulações Digitais em Tempo Real		Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)			
Tipo de Falta (e Fases)	Posição na LT (em %)	Relé BOA	Relé SJP-1	Relé SJP-2	Relé SOB
FT (B-T)	100% / 90°	52,6 ms	53,6 ms	60,3 ms	54,0 ms
2F (B-C)	100% / 90°	55,1 ms	56,4 ms	56,3 ms	56,2 ms
2FT (B-C-T)	100% / 90°	53,8 ms	53,4 ms	55,9 ms	54,8 ms
3FT (A-B-C-T)	100% / 90°	55,9 ms	40,8 ms	55,5 ms	45,5 ms
FT (B-T)	75% / 0°	48,6 ms	23,7 ms	44,6 ms	21,6 ms
2F (B-C)	75% / 0°	47,7 ms	20,8 ms	48,5 ms	23,9 ms
2FT (B-C-T)	75% / 0°	40,6 ms	17,0 ms	43,2 ms	21,8 ms
3FT (A-B-C-T)	75% / 0°	43,3 ms	18,6 ms	46,4 ms	21,1 ms
FT (B-T)	25% / 90°	53,8 ms	38,9 ms	53,1 ms	48,1 ms
2F (B-C)	25% / 90°	57,0 ms	57,0 ms	56,3 ms	47,6 ms
2FT (B-C-T)	25% / 90°	54,9 ms	53,4 ms	52,7 ms	53,0 ms
3FT (A-B-C-T)	25% / 90°	61,5 ms	37,8 ms	60,3 ms	36,5 ms
FT (B-T)	0% / 0°	41,7 ms	16,0 ms	41,4 ms	16,9 ms
2F (B-C)	0% / 0°	39,8 ms	15,3 ms	40,6 ms	16,0 ms
2FT (B-C-T)	0% / 0°	41,0 ms	16,6 ms	39,2 ms	17,5 ms
3FT (A-B-C-T)	0% / 0°	39,3 ms	14,4 ms	39,4 ms	14,2 ms

Análises dos resultados das simulações:

- Para as faltas simuladas as proteções de distância apresentaram atuações corretas nas seleções de direcionalidade, fase e zona de proteção.
- A alteração dos valores das correntes de carga de 1.150 A e 950 A (ano 2008, Fig.6.4) para 600 A e 490 A (ano 2006, Fig.6.3) não alteraram os desempenhos dos relés numéricos de distância.
- A alteração dos ângulos de incidência das faltas para 100% e 25% da LT de 0° para 90° também não resultaram em alterações nos desempenhos dos relés numéricos de distância.
- Novamente, para as faltas francas na posição de 100% da LT, os relés numéricos de proteção de distância apresentaram tempos praticamente idênticos de eliminação de defeito. A razão novamente foi a de apesar de estarem atuando através de zonas de proteção diferentes (Relés BOA e SJP-2 em Z1 e Z1b, e os Relés SJP-1 e SOB em Z1b e Z2), os comandos de *trip* foram predominantemente realizados pela teleproteção (Z1b).
- Da mesma forma, para as faltas francas nas demais posições da LT (75%, 25% e 0%), os Relés SJP-1 e SOB apresentaram tempos ligeiramente menores de eliminação de defeito, devido à atuação em todas as situações por Z1 e Z1b, enviando o comando de *trip* por Z1. Os Relés BOA e SJP-2 por sua vez, atuaram em alguns momentos pela Z1, pela teleproteção (Z1b) e por Z2, com envio de comando de *trip* por Z1b (mais rápido que Z1 e Z2, devido ao comando permissivo já ter sido enviado através da proteção remota). Novamente, a atuação por Z1b resulta em uma pequena diferença nos tempos de comandos de *trip*, devido ao tempo de espera do sinal de permissão vindo através da proteção remota (Relés SJP-1 e SOB).
- As proteções próprias das Compensações Séries Fixas novamente atuaram nas seguintes situações:

CSF 1

Todas faltas simuladas:

MOVs das Fases Envolvidas

CSF 2

Todas faltas simuladas: *MOV*s das Fases Envolvidas

Apesar da severidade das faltas simuladas (envolvimento de mais de uma fase e a terra, somadas a corrente de carga), e da localização de algumas delas imediatamente a frente de CSF 1 e CSF 2, não houve a necessidade do comando de *Bypass*.

O comportamento foi o esperado, pois os defeitos não foram suficientes para superarem os limites de energia para proteção de CSF 1 e CSF 2 através dos *MOV*s das respectivas fases envolvidas nos defeitos, devido principalmente ao tempo menor destes no sistema com o religamento bem sucedido (eliminação dos defeitos na primeira tentativa).

- Para todas as faltas francas internas às linhas de transmissão com religamento bem sucedido os tempos de eliminação dos defeitos foram abaixo de 62 ms e muito similares aos das simulações da situação anterior. Assim as proteções de distância apresentaram os comportamentos e desempenhos satisfatórios.

7.6 – Simulação de Falta Resistiva Interna à Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido

A figura Fig.7.6 apresentada anteriormente representa os sistemas das simulações de falta resistiva interna à linha de transmissão com religamento mal sucedido. Condições do sistema de transmissão nestas simulações:

- Mínimo horizonte – ano de 2006 (Fig.6.3);
- Corrente de carga de 600 A da SE Boa Esperança (PI) para a SE São João do Piauí (PI) e 490 A para a SE Sobradinho (PE);
- Religamento mal sucedido, isto é, existe uma primeira tentativa de eliminação do defeito que falha e a falta permanece até a eliminação real da mesma pela proteção;
- Faltas resistivas (resistência de falta de 2,0 Ω e 10,0 Ω);
- Ângulo de incidência de falta de 0°.

A tabela Tab.7.11 apresenta os resultados das simulações de falta resistiva interna à linha de transmissão com religamento mal sucedido realizadas nas condições acima.

Tab.7.11 – Resultados da Simulação de Falta Resistiva Interna à Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido

Simulações Digitais em Tempo Real		Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)			
Tipo de Falta (e Fases)	Posição na LT (em %)	Relé BOA	Relé SJP-1	Relé SJP-2	Relé SOB
FT (A-T)	100% / 10,0 Ω	52,4 ms	53,9 ms	60,7 ms	53,0 ms
2F (A-B)	100% / 2,0 Ω	55,4 ms	56,5 ms	56,0 ms	56,4 ms
2FT (A-B-T)	100% / 10,0 Ω	57,6 ms	57,5 ms	61,2 ms	52,7 ms
FT (B-T)	75% / 10,0 Ω	41,3 ms	15,7 ms	48,0 ms	22,7 ms
2F (B-C)	75% / 2,0 Ω	44,6 ms	20,6 ms	43,1 ms	16,4 ms
2FT (B-C-T)	75% / 10,0 Ω	46,8 ms	21,6 ms	42,7 ms	18,0 ms
FT (A-T)	25% / 10,0 Ω	52,8 ms	48,1 ms	55,4 ms	33,2 ms
2F (A-B)	25% / 2,0 Ω	56,9 ms	32,0 ms	56,8 ms	31,3 ms
2FT (A-B-T)	25% / 10,0 Ω	61,4 ms	40,0 ms	53,4 ms	53,6 ms
FT (B-T)	0% / 10,0 Ω	40,3 ms	16,5 ms	40,6 ms	17,1 ms
2F (B-C)	0% / 2,0 Ω	42,1 ms	18,4 ms	40,6 ms	17,2 ms
2FT (B-C-T)	0% / 10,0 Ω	40,8 ms	20,8 ms	40,6 ms	15,0 ms

Análises dos resultados das simulações:

- Para as faltas simuladas as proteções de distância apresentaram atuações corretas nas seleções de direcionalidade, fase e zona de proteção.
- A alteração das faltas francas para faltas resistivas (resistências de faltas de 2,0 Ω e 10,0 Ω) não resultaram em alterações nos desempenhos dos relés numéricos de distância.
- Para as faltas resistivas na posição de 100% da LT, da mesma forma que para as faltas francas anteriormente simuladas, os relés numéricos de proteção de distância apresentaram tempos

praticamente idênticos de eliminação de defeito, pelas mesmas razões anteriormente explicadas, de apesar de estarem atuando através de zonas de proteção diferentes (Relés BOA e SJP-2 em Z1 e Z1b, e os Relés SJP-1 e SOB em Z1b e Z2), os comandos de *trip* foram predominantemente realizados pela teleproteção (Z1b).

- Para as faltas resistivas nas demais posições da LT (75%, 25% e 0%), também da mesma forma que para as faltas francas, os Relés SJP-1 e SOB apresentaram tempos ligeiramente menores de eliminação de defeito, devido à atuação em todas as situações por Z1 e Z1b, enviando o comando de *trip* por Z1.

Os Relés BOA e SJP-2 por sua vez, atuaram em alguns momentos pela Z1, pela teleproteção (Z1b) e por Z2, com envio de comando de *trip* por Z1b (mais rápido que Z1 e Z2, devido ao comando permissivo já ter sido enviado através da proteção remota). Conforme já afirmado, a atuação por Z1b resulta em uma pequena diferença nos tempos de comandos de *trip*, devido ao tempo de espera do sinal de permissão vindo através da proteção remota (Relés SJP-1 e SOB).

- As proteções próprias das Compensações Séries Fixas atuaram nas seguintes situações:

CSF 1

Faltas em 100% da LT:	<i>MOVs</i> das Fases Envolvidas
Faltas em 75% da LT:	<i>MOVs</i> das Fases Envolvidas
Faltas em 25% da LT:	<i>Bypass</i> das Fases A, B e C
Faltas em 0% da LT:	<i>Bypass</i> das Fases A, B e C

CSF 2

Faltas em 100% da LT:	<i>Bypass</i> das Fases A, B e C
Faltas em 75% da LT:	<i>Bypass</i> das Fases A, B e C
Faltas em 25% da LT:	<i>MOVs</i> das Fases Envolvidas
Faltas em 0% da LT:	<i>MOVs</i> das Fases Envolvidas

As intensidades das faltas foram reduzidas devido à presença das resistências, porém devido a proximidade e tempo de permanência

dos defeitos, as simulações até 25% da distância da LT em relação a CSF 1 e CSF 2 necessitaram do comando de *Bypass*.

O comportamento foi o esperado, pois mesmo com a redução da intensidade, a proximidade e tempo de permanência fizeram com que as correntes de falta circulassem pelos *MOVs*, gerando energias suficientes para os disparos dos *Spark Gaps*, culminando na proteção e retirada total de CSF 1 e CSF 2. Da mesma forma que anteriormente, após a eliminação do defeito na segunda tentativa, CSF 1 e CSF 2 foram novamente inseridas nas linhas de transmissão. Nos demais defeitos simulados, as intensidades reduzidas das faltas somadas as localizações mais distantes não foram suficientes para ultrapassarem os limites de energia para proteção de CSF 1 e CSF 2 através dos *MOVs* das respectivas fases envolvidas nos defeitos.

- Para todas as faltas resistivas internas às linhas de transmissão com religamento mal sucedido os tempos de eliminação dos defeitos foram abaixo de 62 ms. Assim as proteções de distância apresentaram os comportamentos e desempenhos satisfatórios.

7.7 – Simulação de Alcance Resistivo na Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido

A figura Fig.7.7 representa os sistemas das simulações de alcance resistivo na linha de transmissão com religamento bem sucedido.

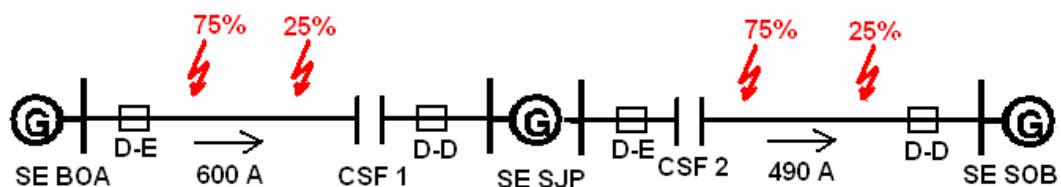


Fig.7.7 – Simulação de Alcance Resistivo na Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido

Condições do sistema de transmissão nestas simulações:

- Mínimo horizonte – ano de 2006 (Fig.6.3);

- Corrente de carga de 600 A da SE Boa Esperança (PI) para a SE São João do Piauí (PI) e 490 A para a SE Sobradinho (PE);
- Religamento bem sucedido, isto é, ocorre a eliminação do defeito pela proteção na primeira tentativa e a transmissão é restabelecida;
- Faltas com alcance resistivo (para um mesmo defeito e localização, houve a variação da resistência de falta de 10,0 Ω até 200,0 Ω);
- Permanência das faltas por 300 ms;
- Ângulo de incidência de falta de 0°.

A tabela Tab.7.12 apresenta os resultados das simulações de alcance resistivo com religamento bem sucedido realizadas nas condições acima.

Tab.7.12 – Resultados da Simulação de Alcance Resistivo na Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido

Simulações Digitais em Tempo Real		Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)			
Tipo de Falta (e Fases)	Posição na LT (em %)	Relé BOA	Relé SJP-1	Relé SJP-2	Relé SOB
FT (A-T)	25% / 10,0 Ω	52,0 ms	40,0 ms	53,2 ms	39,7 ms
FT (A-T)	25% / 20,0 Ω	52,6 ms	48,0 ms	53,5 ms	48,5 ms
FT (A-T)	25% / 40,0 Ω	53,0 ms	53,3 ms	53,5 ms	53,5 ms
FT (A-T)	25% / 60,0 Ω	53,4 ms	54,2 ms	54,4 ms	54,9 ms
FT (A-T)	25% / 75,0 Ω	54,5 ms	55,6 ms	56,3 ms	56,3 ms
FT (A-T)	25% / 100,0 Ω	55,8 ms	57,4 ms	57,8 ms	57,8 ms
FT (A-T)	25% / 150,0 Ω	58,4 ms	58,8 ms	59,2 ms	59,8 ms
FT (A-T)	25% / 200,0 Ω	61,4 ms	59,5 ms	62,6 ms	60,2 ms
FT (A-T)	75% / 10,0 Ω	48,2 ms	38,1 ms	49,0 ms	36,4 ms
FT (A-T)	75% / 20,0 Ω	48,4 ms	39,3 ms	50,1 ms	39,1 ms
FT (A-T)	75% / 40,0 Ω	53,8 ms	48,8 ms	53,2 ms	46,2 ms
FT (A-T)	75% / 60,0 Ω	59,7 ms	53,8 ms	59,6 ms	50,5 ms
FT (A-T)	75% / 75,0 Ω	60,1 ms	54,9 ms	60,2 ms	52,9 ms
FT (A-T)	75% / 100,0 Ω	61,2 ms	56,4 ms	61,4 ms	54,1 ms
FT (A-T)	75% / 150,0 Ω	62,0 ms	58,2 ms	62,5 ms	56,6 ms
FT (A-T)	75% / 200,0 Ω	62,5 ms	61,7 ms	62,9 ms	58,1 ms

Análises dos resultados das simulações:

- Para as faltas simuladas as proteções de distância apresentaram atuações corretas nas seleções de direcionalidade, fase e zona de proteção.
- Os relés numéricos de distância praticamente não sofreram influência da variação da resistência de falta, pois o acréscimo nos tempos de eliminação dos defeitos a partir das simulações de faltas resistivas com RF maior que 20 [Ω] foram muito pequenos, sendo mantidos quase constantes os valores.

Os relés numéricos de proteção atuaram em Z1 e Z1b, porém os comandos de *trip* foram predominantemente (faltas resistivas com RF maior que 20 [Ω]) realizados pela teleproteção (Z1b), resultado da variação da impedância da linha devido à operação da proteção própria de CSF-1 e CSF-2 (MOVs) em apenas uma das fases.

- As proteções próprias das Compensações Séries Fixas atuaram nas seguintes situações:

CSF 1

Todas faltas simuladas: MOV da Fase A

CSF 2

Todas faltas simuladas: MOV da Fase A

Não houve a necessidade do comando de *Bypass* em nenhuma das simulações, tanto para CSF 1 quanto CSF 2.

O comportamento foi o esperado, pois estas faltas tiveram suas intensidades reduzidas pelas resistências (além de envolverem somente uma fase e a terra), além do menor tempo destes no sistema com o religamento bem sucedido (eliminação dos defeitos na primeira tentativa). Como resultado, as mesmas não foram suficientes para superarem os limites de energia para proteção de CSF 1 e CSF 2 através dos MOVs das respectivas fases envolvidas nos defeitos.

- Para todas as simulações de alcance resistivo nas linhas de transmissão com religamento bem sucedido os tempos de eliminação

dos defeitos foram abaixo de 63 [ms]. Assim as proteções de distância apresentaram os comportamentos e desempenhos satisfatórios.

7.8 – Simulação de Falta Franca Permanente nos Barramentos das Subestações Boa Esperança (PI), São João do Piauí (PI) e Sobradinho (PE)

A figura Fig.7.8 representa os sistemas das simulações de falta franca permanente nos barramentos das subestações.

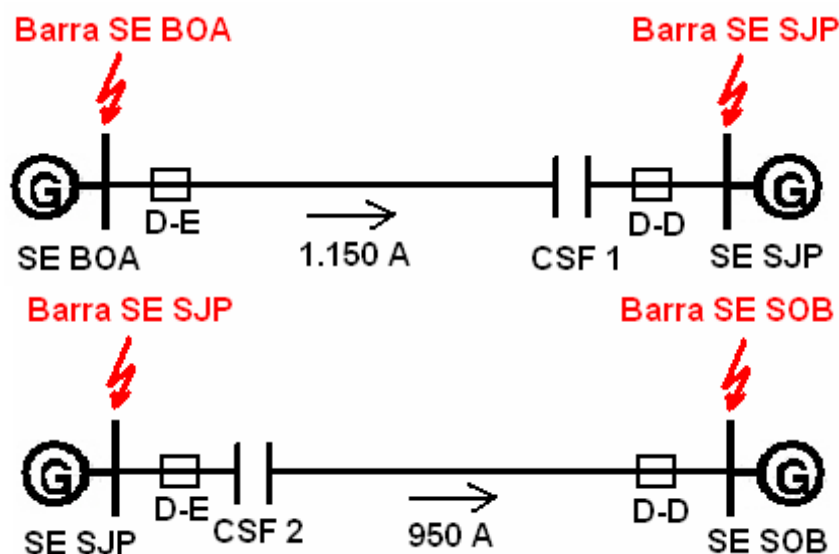


Fig.7.8 – Simulação de Falta Franca Permanente nos Barramentos das Subestações

Condições do sistema de transmissão nestas simulações:

- Máximo horizonte – ano de 2008 (Fig.6.4);
- Corrente de carga de 1.150 A da SE Boa Esperança (PI) para a SE São João do Piauí (PI) e 950 A para a SE Sobradinho (PE);
- Falta francas (resistência de falta de 0,04 Ω);
- Permanência das faltas por 1,0 s;
- Ângulo de incidência de falta de 0°.

A tabela Tab.7.13 apresenta os resultados das simulações de falta franca permanente nos barramentos das subestações.

Tab.7.13 – Resultados da Simulação de Falta Franca Permanente nos Barramentos das Subestações

Simulações Digitais em Tempo Real		Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)			
Tipo de Falta (e Fases)	Posição na LT (em %)	Relé BOA	Relé SJP-1	Relé SJP-2	Relé SOB
FT (A-T)	Barra SE BOA	-----	440,2 ms	-----	-----
2F (A-B)	Barra SE BOA	-----	434,0 ms	-----	-----
2FT (A-B-T)	Barra SE BOA	-----	434,9 ms	-----	-----
3FT (A-B-C-T)	Barra SE BOA	-----	433,1 ms	-----	-----
FT (A-T)	Barra SE SJP	431,7 ms	-----	-----	447,1 ms
2F (A-B)	Barra SE SJP	427,3 ms	-----	-----	431,7 ms
2FT (A-B-T)	Barra SE SJP	427,9 ms	-----	-----	433,6 ms
3FT (A-B-C-T)	Barra SE SJP	423,0 ms	-----	-----	431,1 ms
FT (A-T)	Barra SE SJP	433,4 ms	-----	-----	445,2 ms
2F (A-B)	Barra SE SJP	429,6 ms	-----	-----	433,4 ms
2FT (A-B-T)	Barra SE SJP	430,2 ms	-----	-----	432,2 ms
3FT (A-B-C-T)	Barra SE SJP	428,2 ms	-----	-----	430,9 ms
FT (A-T)	Barra SE SOB	-----	-----	439,9 ms	-----
2F (A-B)	Barra SE SOB	-----	-----	431,3 ms	-----
2FT (A-B-T)	Barra SE SOB	-----	-----	448,7 ms	-----
3FT (A-B-C-T)	Barra SE SOB	-----	-----	431,3 ms	-----

Análises dos resultados das simulações:

- Para as faltas simuladas as proteções de distância apresentaram atuações corretas nas seleções de direcionalidade, fase e zona de proteção.
- Os relés numéricos de proteção de distância atuaram dentro das zonas de proteção e temporizações ajustadas:

Relé BOA

Z1b = 140% da LT e T1b = 0,0 s

Z2 = 140% da LT e T2 = 0,4 s

Para as faltas francas permanentes (1,0 s) na Barra SE BOA o Relé BOA não atuou em sua zona reversa (Z4 = 30% da LT Reversa e T4 = 2,5 s), pois os defeitos foram eliminados pelo Relé SJP-1 em Z2/T2.

Nas faltas francas permanentes (1,0 s) na Barra SE SJP o Relé BOA atuou em Z1b/T1b, enviando o sinal de comando de *trip*. Porém, o mesmo recebeu a sinalização de defeito externo à linha (sinal impedindo o comando de *trip*) do Relé SJP-1, além da atuação em Z2/T2 eliminando os defeitos como proteção de retaguarda (*backup*) da Barra SE SJP.

Para as faltas francas permanentes (1,0 s) na Barra SE SOB o Relé BOA não atuou em sua última zona (Z5 = 260% da LT e T5 = 2,5 s), pois os defeitos foram eliminados pelo Relé SJP-2 em Z2/T2.

Relé SJP-1

Z1b = 140% da LT e T1b = 0,0 s

Z2 = 140% da LT e T2 = 0,4 s

Para as faltas francas permanentes (1,0 s) na Barra SE BOA o Relé SJP-1 atuou em Z1b/T1b, enviando o sinal de comando de *trip*. Porém, o mesmo recebeu a sinalização de defeito externo à linha (sinal impedindo o comando de *trip*) do Relé BOA, além da atuação em Z2/T2 eliminando os defeitos como proteção de retaguarda (*backup*) da Barra SE BOA.

Nas faltas francas permanentes (1,0 s) nas Barras SE SJP e SE SOB o Relé SJP-1 não atuou em sua zona reversa (Z4 = 30% da LT Reversa) e T4 = 2,5 s), pois os defeitos foram eliminados pelos Relés BOA e SOB em Z2/T2.

Relé SJP-2

Z1b = 150% da LT e T1b = 0,0 s

Z2 = 150% da LT e T2 = 0,4 s

Para as faltas francas permanentes (1,0 s) nas Barras SE BOA e SE SJP o Relé SJP-2 não atuou em sua zona reversa ($Z4 = 30\%$ da LT Reversa) e $T4 = 2,5$ s), pois os defeitos foram eliminados pelos Relés SJP-1, BOA e SOB em Z2/T2.

Nas faltas francas permanentes (1,0 s) na Barra SE SOB o Relé SJP-2 atuou em Z1b/T1b, enviando o sinal de comando de *trip*. Porém, o mesmo recebeu a sinalização de defeito externo à linha (sinal impedindo o comando de *trip*) do Relé SOB, além da atuação em Z2/T2 eliminando os defeitos como proteção de retaguarda (*backup*) da Barra SE SOB.

Relé SOB

$Z1b = 150\%$ da LT e $T1b = 0,0$ s

$Z2 = 150\%$ da LT e $T2 = 0,4$ s

Para as faltas francas permanentes (1,0 s) na Barra SE BOA o Relé SOB não atuou em sua última zona ($Z5 = 260\%$ da LT e $T5 = 2,5$ s), pois os defeitos foram eliminados pelo Relé SJP-1 em Z2/T2.

Nas faltas francas permanentes (1,0 s) na Barra SE SJP o Relé SOB atuou em Z1b/T1b, enviando o sinal de comando de *trip*. Porém, o mesmo recebeu a sinalização de defeito externo à linha (sinal impedindo o comando de *trip*) do Relé SJP-2, além da atuação em Z2/T2 eliminando os defeitos como proteção de retaguarda (*backup*) da Barra SE SJP.

Para as faltas francas permanentes (1,0 s) na Barra SE SOB o Relé SOB não atuou em sua zona reversa ($Z4 = 60\%$ da LT Reversa e $T4 = 2,5$ s), pois os defeitos foram eliminados pelo Relé SJP-2 em Z2/T2.

● As proteções próprias das Compensações Séries Fixas atuaram nas seguintes situações:

CSF 1

Todas faltas simuladas: MOVs das Fases Envolvidas

CSF 2

Todas faltas simuladas: MOVs das Fases Envolvidas

As faltas francas permanentes (1,0 s) nos barramentos foram externas à linha, portanto as proteções próprias de CSF 1 e CSF 2 devem suportar os defeitos sem a necessidade de comandarem *Bypass*.

O comportamento foi o esperado, pois em todos os defeitos externos às linhas os *MOVs* atuaram durante a permanência destes no sistema (aproximadamente 435 [ms]), porém sem dispararem os *Spark Gaps* e não comandarem *Bypass*, mantendo CSF 1 e CSF 2 no sistema.

- Para todas as faltas francas permanentes (1,0 s) nos barramentos os tempos de eliminação dos defeitos foram efetivos, observando a temporização intencional de 0,4 s nos ajustes. Assim as proteções de distância apresentaram os comportamentos e desempenhos satisfatórios como retaguarda (*backup*) para as proteções dos barramentos.

7.9 – Simulação de Falta Resistiva Permanente nos Barramentos das Subestações Boa Esperança (PI), São João do Piauí (PI) e Sobradinho (PE)

A figura Fig.7.8 apresentada anteriormente representa os sistemas das simulações de falta resistiva permanente nos barramentos das subestações. Condições do sistema de transmissão nestas simulações:

- Máximo horizonte – ano de 2008 (Fig.6.4);
- Corrente de carga de 1.150 A da SE Boa Esperança (PI) para a SE São João do Piauí (PI) e 950 A para a SE Sobradinho (PE);
- Faltas resistivas (resistência de falta de 2,0 Ω e 10,0 Ω);
- Permanência das faltas por 1,0 s;
- Ângulo de incidência de falta de 0°.

A tabela Tab.7.14 apresenta os resultados das simulações de falta resistiva permanente nos barramentos das subestações.

Tab.7.14 – Resultados da Simulação de Falta Resistiva Permanente nos Barramentos das Subestações

Simulações Digitais em Tempo Real		Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)			
Tipo de Falta (e Fases)	Posição na LT (em %)	Relé BOA	Relé SJP-1	Relé SJP-2	Relé SOB
FT (A-T)	SE BOA/10 [Ω]	-----	440,4 ms	-----	-----
2F (A-B)	SE BOA/2 [Ω]	-----	429,4 ms	-----	-----
2FT (A-B-T)	SE BOA/10 [Ω]	-----	433,0 ms	-----	-----
FT (B-T)	SE SJP/10 [Ω]	436,4 ms	-----	-----	446,4 ms
2F (B-C)	SE SJP/2 [Ω]	428,2 ms	-----	-----	432,3 ms
2FT (B-C-T)	SE SJP/10 [Ω]	428,0 ms	-----	-----	448,1 ms
FT (A-T)	SE SJP/10 [Ω]	435,8 ms	-----	-----	445,3 ms
2F (A-B)	SE SJP/2 [Ω]	426,8 ms	-----	-----	431,7 ms
2FT (A-B-T)	SE SJP/10 [Ω]	427,9 ms	-----	-----	447,2 ms
FT (B-T)	SE SOB/10 [Ω]	-----	-----	436,2 ms	-----
2F (B-C)	SE SOB/2 [Ω]	-----	-----	435,9 ms	-----
2FT (B-C-T)	SE SOB/10 [Ω]	-----	-----	427,5 ms	-----

Análises dos resultados das simulações:

- Para as faltas simuladas as proteções de distância apresentaram atuações corretas nas seleções de direcionalidade, fase e zona de proteção.
- Os relés numéricos de distância praticamente não sofreram influência da variação da resistência de falta, pois os tempos de eliminação de defeitos nas simulações de faltas resistivas permanentes (1,0 s) foram muito similares nas simulações de faltas francas permanentes (1,0 s).
- Assim como nas simulações de faltas francas, também para as faltas resistivas nos barramentos, os relés numéricos de proteção de distância atuaram dentro das zonas de proteção e temporizações ajustadas:

Relé BOA

$Z1b = 140\%$ da LT e $T1b = 0,0$ s

$Z2 = 140\%$ da LT e $T2 = 0,4$ s

Para as faltas resistivas permanentes (1,0 s) na Barra SE BOA o Relé BOA não atuou em sua zona reversa ($Z4 = 30\%$ da LT Reversa e $T4 = 2,5$ s), pois os defeitos foram eliminados pelo Relé SJP-1 em $Z2/T2$. Nas faltas resistivas permanentes (1,0 s) na Barra SE SJP o Relé BOA atuou em $Z1b/T1b$, enviando o sinal de comando de *trip*. Porém, o mesmo recebeu a sinalização de defeito externo à linha (sinal impedindo o comando de *trip*) do Relé SJP-1, além da atuação em $Z2/T2$ eliminando os defeitos como proteção de retaguarda (*backup*) da Barra SE SJP.

Para as faltas francas permanentes (1,0 s) na Barra SE SOB o Relé BOA não atuou em sua última zona ($Z5 = 260\%$ da LT e $T5 = 2,5$ s), pois os defeitos foram eliminados pelo Relé SJP-2 em $Z2/T2$.

Relé SJP-1

$Z1b = 140\%$ da LT e $T1b = 0,0$ s

$Z2 = 140\%$ da LT e $T2 = 0,4$ s

Para as faltas resistivas permanentes (1,0 s) na Barra SE BOA o Relé SJP-1 atuou em $Z1b/T1b$, enviando o sinal de comando de *trip*. Porém, o mesmo recebeu a sinalização de defeito externo à linha (sinal impedindo o comando de *trip*) do Relé BOA, além da atuação em $Z2/T2$ eliminando os defeitos como proteção de retaguarda (*backup*) da Barra SE BOA.

Nas faltas resistivas permanentes (1,0 s) nas Barras SE SJP e SE SOB o Relé SJP-1 não atuou em sua zona reversa ($Z4 = 30\%$ da LT Reversa e $T4 = 2,5$ s), pois os defeitos foram eliminados pelos Relés BOA e SOB em $Z2/T2$.

Relé SJP-2

$Z1b = 150\%$ da LT e $T1b = 0,0$ s

$Z2 = 150\%$ da LT e $T2 = 0,4$ s

Para as faltas resistivas permanentes (1,0 s) nas Barras SE BOA e SE SJP o Relé SJP-2 não atuou em sua zona reversa ($Z4 = 30\%$ da LT Reversa) e $T4 = 2,5$ s), pois os defeitos foram eliminados pelos Relés SJP-1, BOA e SOB em Z2/T2.

Nas faltas resistivas permanentes (1,0 s) na Barra SE SOB o Relé SJP-2 atuou em Z1b/T1b, enviando o sinal de comando de *trip*. Porém, o mesmo recebeu a sinalização de defeito externo à linha (sinal impedindo o comando de *trip*) do Relé SOB, além da atuação em Z2/T2 eliminando os defeitos como proteção de retaguarda (*backup*) da Barra SE SOB.

Relé SOB

$Z1b = 150\%$ da LT e $T1b = 0,0$ s

$Z2 = 150\%$ da LT e $T2 = 0,4$ s

Para as faltas resistivas permanentes (1,0 s) na Barra SE BOA o Relé SOB não atuou em sua última zona ($Z5 = 260\%$ da LT e $T5 = 2,5$ s), pois os defeitos foram eliminados pelo Relé SJP-1 em Z2/T2.

Nas faltas resistivas permanentes (1,0 s) na Barra SE SJP o Relé SOB atuou em Z1b/T1b, enviando o sinal de comando de *trip*. Porém, o mesmo recebeu a sinalização de defeito externo à linha (sinal impedindo o comando de *trip*) do Relé SJP-2, além da atuação em Z2/T2 eliminando os defeitos como proteção de retaguarda (*backup*) da Barra SE SJP.

Para as faltas resistivas permanentes (1,0 s) na Barra SE SOB o Relé SOB não atuou em sua zona reversa ($Z4 = 60\%$ da LT Reversa e $T4 = 2,5$ s), pois os defeitos foram eliminados pelo Relé SJP-2 em Z2/T2.

● As proteções próprias das Compensações Séries Fixas atuaram nas seguintes situações:

CSF 1

Todas faltas simuladas: MOVs das Fases Envolvidas

CSF 2

Todas faltas simuladas: MOVs das Fases Envolvidas

Como nos defeitos francos, as faltas resistivas permanentes (1,0 s) nos barramentos foram externas à linha, portanto as proteções próprias de CSF 1 e CSF 2 devem suportar os defeitos sem a necessidade do comandarem *Bypass*.

O comportamento foi o esperado, pois em todos os defeitos externos as linhas os *MOVs* atuaram durante a permanência destes no sistema (aproximadamente 450 ms), porém sem dispararem os *Spark Gaps* e não comandarem *Bypass*, mantendo CSF 1 e CSF 2 no sistema.

- Para todas as simulações de faltas resistivas permanentes (1,0 s) nos barramentos, assim como também nas simulações dos defeitos francos, os tempos de eliminação dos defeitos foram efetivos, observando a temporização intencional de 0,4 s nos ajustes. Assim as proteções de distância apresentaram os comportamentos e desempenhos satisfatórios como retaguarda (*backup*) para as proteções dos barramentos.

7.10 – Simulação de Falta Franca Permanente nas Linhas de Transmissão Adjacentes

A figura Fig.7.9 representa os sistemas das simulações de falta franca permanente nos linhas de transmissão adjacentes.

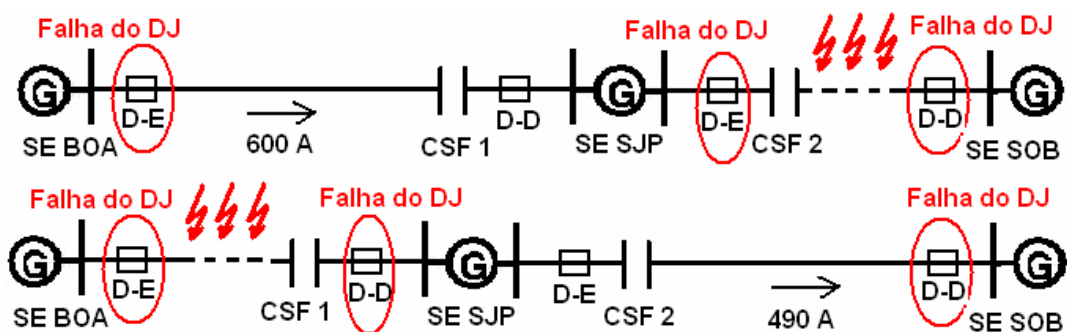


Fig.7.9 – Simulação de Falta Franca Permanente nas Linhas de Transmissão Adjacentes

Condições do sistema de transmissão nestas simulações:

- Mínimo horizonte – ano de 2006 (Fig.6.3);
- Corrente de carga de 600 A da SE Boa Esperança (PI) para a SE São João do Piauí (PI) e 490 A para a SE Sobradinho (PE);
- Falta francas (resistência de falta de 0,04 Ω);
- Permanência das faltas por 2,0 s;
- Falha dos disjuntores de alta tensão durante 1,0 s, assim as proteções de distância somente atuarão em Z3/T3;
- Ângulo de incidência de falta de 0°.

A tabela Tab.7.15 apresenta os resultados das simulações de falta franca permanente nas linhas de transmissão adjacentes.

Tab.7.15 – Resultados da Simulação de Falta Franca Permanente nas Linhas de Transmissão Adjacentes

Simulações Digitais em Tempo Real		Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)			
Tipo de Falta (e Fases)	Posição na LT (em %)	Relé BOA	Relé SJP-1	Relé SJP-2	Relé SOB
FT (C-T)	LT Adj. (SJP–SOB)	1555,6 ms	-----	-----	-----
2F (A-C)	LT Adj. (SJP–SOB)	1550,8 ms	-----	-----	-----
2FT (A-C-T)	LT Adj. (SJP–SOB)	1546,5 ms	-----	-----	-----
3FT (A-B-C-T)	LT Adj. (SJP–SOB)	1544,7 ms	-----	-----	-----
FT (C-T)	LT Adj. (BOA–SJP)	-----	-----	-----	1554,8 ms
2F (A-C)	LT Adj. (BOA–SJP)	-----	-----	-----	1550,1 ms
2FT (A-C-T)	LT Adj. (BOA–SJP)	-----	-----	-----	1545,6 ms
3FT (A-B-C-T)	LT Adj. (BOA–SJP)	-----	-----	-----	1543,9 ms

Análises dos resultados das simulações:

- Para as faltas simuladas as proteções de distância apresentaram atuações corretas nas seleções de direcionalidade, fase e zona de proteção.
- Os relés numéricos de proteção de distância atuaram dentro das zonas de proteção e temporizações ajustadas:

Relé BOA

Z1 = 80% da LT e T1 = 0,0 s

Z1b = 140% da LT e T1b = 0,0 s

Z2 = 140% da LT e T2 = 0,4 s

Z3 = 170% da LT e T3 = 1,5 s

Para as faltas francas permanentes (2,0 s) na linha adjacente 500 kV (SJP – SOB) o Relé BOA atuou em Z1b/T1b, enviando o sinal de comando de *trip*. Porém, o mesmo recebeu a sinalização de defeito externo à linha (sinal impedindo o comando de *trip*) do Relé SJP-1. Através da atuação em Z2/T2, também não foi possível à eliminação dos defeitos devido à falha do disjuntor de alta tensão (D-E) por 1,0 s. Somente quando da atuação em Z3/T3 foi possível à eliminação dos defeitos como proteção de retaguarda (*backup*) da linha adjacente, com a abertura do disjuntor de alta tensão (D-E).

Nas faltas francas permanentes (2,0 s) na linha 500 kV (BOA – SJP) o Relé BOA atuou em Z1/T1, Z1b/T1b e também em Z2/T2, porém com a falha do disjuntor de alta tensão (D-E) por 1,0 s os defeitos somente puderam ser eliminados pelo Relé SOB atuando em Z3/T3.

Relé SJP-1

Z1 = 80% da LT e T1 = 0,0 s

Z1b = 140% da LT e T1b = 0,0 s

Z2 = 140% da LT e T2 = 0,4 s

Para as faltas francas permanentes (2,0 s) na linha adjacente 500 kV (SJP – SOB) o Relé SJP-1 apenas enviou o sinal de defeito externo à linha (sinal impedindo o comando de *trip*) para o Relé BOA. Caso o

defeito permanecesse por um período superior a 2,5 s, o Relé SJP-1 poderia atuar em sua zona reversa ($Z4 = 30\%$ da LT e $T4 = 2,5$ s).

Nas faltas francas permanentes (2,0 s) na linha 500 kV (BOA – SJP) o Relé SJP-1 atuou em Z1/T1, Z1b/T1b e também em Z2/T2. Porém, com a falha do disjuntor de alta tensão (D-D) por 1,0 s os defeitos somente puderam ser eliminados pelo Relé SOB atuando em Z3/T3.

Relé SJP-2

Z1 = 70% da LT e T1 = 0,0 s

Z1b = 150% da LT e T1b = 0,0 s

Z2 = 150% da LT e T2 = 0,4 s

Para as faltas francas permanentes (2,0 s) na linha 500 kV (SJP – SOB) o Relé SJP-2 atuou em Z1/T1, Z1b/T1b e também em Z2/T2, porém com a falha do disjuntor de alta tensão (D-E) por 1,0 s os defeitos somente puderam ser eliminados pelo Relé BOA atuando em Z3/T3.

Nas faltas francas permanentes (2,0 s) na linha adjacente 500 kV (BOA – SJP) o Relé SJP-2 apenas enviou o sinal de defeito externo à linha (sinal impedindo o comando de *trip*) para o Relé SOB. Caso o defeito permanecesse por um período superior a 2,5 s, o Relé SJP-2 poderia atuar em sua zona reversa ($Z4 = 60\%$ da LT e $T4 = 2,5$ s).

Relé SOB

Z1 = 70% da LT e T1 = 0,0 s

Z1b = 150% da LT e T1b = 0,0 s

Z2 = 150% da LT e T2 = 0,4 s

Z3 = 180% da LT e T3 = 1,5 s

Para as faltas francas permanentes (2,0 s) na linha 500 kV (SJP – SOB) o Relé SOB atuou em Z1/T1, Z1b/T1b e também em Z2/T2, porém com a falha do disjuntor de alta tensão (D-D) por 1,0 s os defeitos somente puderam ser eliminados pelo Relé BOA atuando em Z3/T3.

Nas faltas francas permanentes (2,0 s) na linha adjacente 500 kV (BOA – SJP) o Relé SOB atuou em Z1b/T1b, enviando o sinal de comando de *trip*. Porém, o mesmo recebeu a sinalização de defeito externo à linha (sinal impedindo o comando de *trip*) do Relé SJP-2. Através da atuação em Z2/T2, também não foi possível à eliminação dos defeitos devido à falha do disjuntor de alta tensão (D-D) por 1,0 s. Somente quando da atuação em Z3/T3 foi possível à eliminação dos defeitos como proteção de retaguarda (*backup*) da linha adjacente, com a abertura do disjuntor de alta tensão (D-D).

- As proteções próprias das Compensações Séries Fixas atuaram nas seguintes situações:

CSF 1

Todas faltas simuladas: *MOVs* das Fases Envolvidas

CSF 2

Todas faltas simuladas: *MOVs* das Fases Envolvidas

As faltas francas permanentes (2,0 s) nos linhas adjacentes foram externas à linha, portanto as proteções próprias de CSF 1 e CSF 2 devem suportar os defeitos sem a necessidade de comandarem *Bypass*.

O comportamento foi o esperado, pois em todos os defeitos externos às linhas os *MOVs* atuaram durante a permanência destes no sistema (aproximadamente 1,5 s), porém sem dispararem os *Spark Gaps* e não comandarem *Bypass*, mantendo CSF 1 e CSF 2 no sistema.

- Para todas as faltas francas permanentes (2,0 s) nas linhas adjacentes os tempos de eliminação dos defeitos foram efetivos, observando a temporização intencional de 1,5 s nos ajustes. Assim as proteções de distância apresentaram os comportamentos e desempenhos satisfatórios como retaguarda (*backup*) para as proteções das linhas adjacentes no caso de falhas dos disjuntores e necessidade de atuação na terceira zona de proteção.

7.11 – Simulação de Falta Franca Transitória nos Barramentos das Subestações Boa Esperança (PI) e Sobradinho (PE)

A figura Fig.7.10 representa os sistemas das simulações de falta franca transitória nos barramentos das subestações.

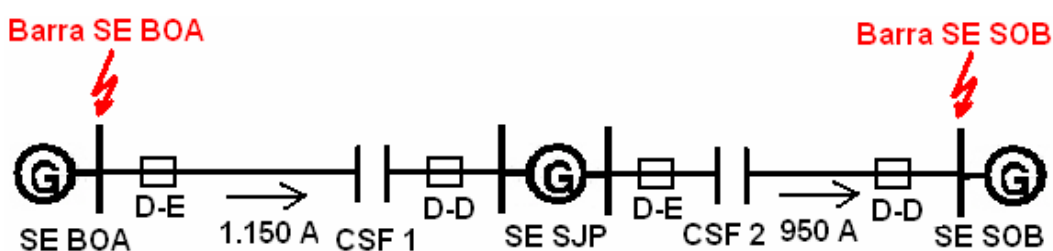


Fig.7.10 – Simulação de Falta Franca Transitórias nos Barramentos das Subestações

Condições do sistema de transmissão nestas simulações:

- Máximo horizonte – ano de 2008 (Fig.6.4);
- Corrente de carga de 1.150 A da SE Boa Esperança (PI) para a SE São João do Piauí (PI) e 950 A para a SE Sobradinho (PE);
- Faltas francas (resistência de falta de 0,04 Ω);
- Faltas eliminadas em 100 ms pelas proteções das subestações Boa Esperança (PI) e Sobradinho (PE);
- Ângulo de incidência de falta de 0°.

A tabela Tab.7.16 apresenta os resultados das simulações de falta franca permanente nas linhas de transmissão adjacentes.

Tab.7.16 – Resultados da Simulação de Falta Franca Transitória nos Barramentos das Subestações

Simulações Digitais em Tempo Real		Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)			
Tipo de Falta (e Fases)	Posição na LT (em %)	Relé BOA	Relé SJP-1	Relé SJP-2	Relé SOB
FT (C-T)	Barra SE BOA	-----	-----	-----	-----
2F (A-C)	Barra SE BOA	-----	-----	-----	-----
3FT (A-B-C-T)	Barra SE BOA	-----	-----	-----	-----
FT (C-T)	Barra SE SOB	-----	-----	-----	-----
2F (A-C)	Barra SE SOB	-----	-----	-----	-----
3FT (A-B-C-T)	Barra SE SOB	-----	-----	-----	-----

Análises dos resultados das simulações:

- Para as faltas simuladas as proteções de distância apresentaram atuações corretas nas seleções de direcionalidade, fase e zona de proteção.
- Os relés numéricos de proteção de distância atuaram dentro das zonas de proteção e temporizações ajustadas. Como a permanência das faltas foi transitória (100 ms), provavelmente sendo eliminadas pelas proteções diferenciais das barras das subestações (ou outras funções), não houve a necessidade de comando de *trip* por nenhum dos relés numéricos de distância. Ocorreram apenas as sinalizações de defeitos dos relés conforme abaixo:

Relé BOA

Para as faltas francas transitórias (100 ms) na Barra SE BOA o Relé BOA sinalizou os defeitos “para trás (*reverse*)”, porém não atuou em sua zona reversa ($Z4 = 30\%$ da LT Reversa e $T4 = 2,5$ s), pois os defeitos permaneceram por 100 ms no sistema.

Nas faltas francas transitórias (100 ms) na Barra SE SOB o Relé BOA sinalizou os defeitos “para frente (*forward*)”, porém não atuou em sua quinta zona de proteção ($Z5 = 260\%$ da LT e $T4 = 3,0$ s) também porque os defeitos permaneceram por 100 ms no sistema.

Relé SJP-1

$Z1b = 140\%$ da LT e $T1b = 0,0$ s

Para as faltas francas transitórias (100 ms) na Barra SE BOA o Relé SJP-1 atuou em $Z1b/T1b$, enviando o sinal de comando de *trip*. Porém, o mesmo recebeu a sinalização de defeito externo à linha (sinal impedindo o comando de *trip*) do Relé BOA, com a possível atuação em sua segunda zona de proteção ($Z2 = 140\%$ da LT e $T2 = 0,4$ s) caso da falta permanecesse por mais tempo no sistema.

Nas faltas francas transitórias (100 ms) na Barra SE SOB o Relé SJP-1 não sinalizou os defeitos “para trás (*reverse*)”, pois sua zona reversa ($Z4 = 30\%$ da LT Reversa e $T4 = 2,5$ s) não alcança a Barra SE SOB.

Relé SJP-2

$Z1b = 150\%$ da LT e $T1b = 0,0$ s

Para as faltas francas transitórias (100 ms) na Barra SE BOA o Relé SJP-2 não sinalizou os defeitos “para trás (*reverse*)”, pois sua zona reversa ($Z4 = 60\%$ da LT Reversa e $T4 = 2,5$ s) não alcança a Barra SE BOA.

Nas faltas francas transitórias (100 ms) na Barra SE SOB o Relé SJP-2 atuou em $Z1b/T1b$, enviando o sinal de comando de *trip*. Porém, o mesmo recebeu a sinalização de defeito externo à linha (sinal impedindo o comando de *trip*) do Relé SOB, com a possível atuação em sua segunda zona de proteção ($Z2 = 140\%$ da LT e $T2 = 0,4$ s) caso a falta permanecesse por mais tempo no sistema.

Relé SOB

Para as faltas francas transitórias (100 ms) na Barra SE BOA o Relé BOA sinalizou os defeitos “para frente (*forward*)”, porém não atuou em sua quinta zona de proteção ($Z5 = 260\%$ da LT e $T4 = 3,0$ s), pois os defeitos permaneceram por 100 ms no sistema.

Nas faltas francas transitórias (100 ms) na Barra SE SOB o Relé SOB sinalizou os defeitos “para trás (*reverse*)”, porém não atuou em sua zona reversa ($Z4 = 60\%$ da LT Reversa e $T4 = 2,5$ s) também porque os defeitos permaneceram por 100 ms no sistema.

- As proteções próprias das Compensações Séries Fixas atuaram nas seguintes situações:

CSF 1

Todas faltas simuladas: *MOVs* das Fases Envolvidas

CSF 2

Todas faltas simuladas: *MOVs* das Fases Envolvidas

As faltas francas transitórias (100 ms) nos barramentos foram externas à linha, portanto as proteções próprias de CSF 1 e CSF 2 devem suportar os defeitos sem a necessidade de comandarem *Bypass*.

O comportamento foi o esperado, pois em todos os defeitos externos às linhas os *MOVs* atuaram durante a permanência destes no sistema (100 ms), porém sem dispararem os *Spark Gaps* e não comandarem *Bypass*, mantendo CSF 1 e CSF 2 no sistema.

- Para todas as faltas francas transitórias (100 ms) nos barramentos os comportamentos e desempenhos das proteções de distância foram satisfatórios, pois sinalizaram os defeitos corretamente (direção, fases e zona de proteção) e não operaram incorretamente.

7.12 – Simulação de Falta Evolutiva Resistiva Interna à Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido

A figura Fig.7.11 representa os sistemas das simulações de falta evolutiva resistiva interna à linha de transmissão com religamento mal sucedido.

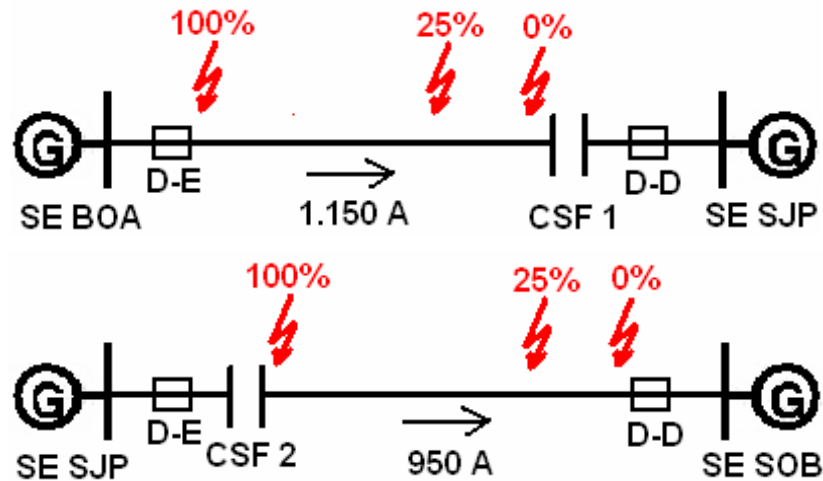


Fig.7.11 – Simulação de Falta Evolutiva Resistiva Interna à Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido

Condições do sistema de transmissão nestas simulações:

- Máximo horizonte – ano de 2008 (Fig.6.4);
- Corrente de carga de 1.150 A da SE Boa Esperança (PI) para a SE São João do Piauí (PI) e 950 A para a SE Sobradinho (PE);
- Religamento mal sucedido, isto é, existe uma primeira tentativa de eliminação do defeito que falha e a falta permanece até a eliminação real da mesma pela proteção;
- Faltas monofásicas resistivas para a terra (resistência de falta de 10,0 Ω) que evoluem para faltas bifásicas ou trifásicas francas (resistência de falta de 0,04 Ω);
- Faltas evolutivas após 30 ms;
- Ângulo de incidência de falta de 0°.

A tabela Tab.7.17 apresenta os resultados das simulações de falta franca permanente nas linhas de transmissão adjacentes.

Tab.7.17 – Resultados da Simulação de Falta Evolutiva Resistiva Interna à Linha de Transmissão com Religamento Mal Sucedido

Simulações Digitais em Tempo Real		Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)			
Tipo de Falta (e Fases)	Posição na LT (em %)	Relé BOA	Relé SJP-1	Relé SJP-2	Relé SOB
FT (C-T)+30ms 2F (C-A)	100%/10,0 Ω + 30ms/0,04 Ω	55,7 ms	53,1 ms	56,8 ms	53,9 ms
FT (C-T)+30ms 3F (C-B-A)	100%/10,0 Ω + 30ms/0,04 Ω	55,3 ms	55,4 ms	56,4 ms	55,6 ms
FT (B-T)+30ms 2F (B-C)	25%/10,0 Ω + 30ms/0,04 Ω	54,9 ms	31,5 ms	56,8 ms	32,6 ms
FT (C-T)+30ms 3F (B-C-A)	25%/10,0 Ω + 30ms/0,04 Ω	53,6 ms	31,3 ms	52,0 ms	31,2 ms
FT (A-T)+30ms 2F (A-B)	0%/10,0 Ω + 30ms/0,04 Ω	42,1 ms	22,5 ms	41,0 ms	19,8 ms
FT (A-T)+30ms 3F (A-B-C)	0%/10,0 Ω + 30ms/0,04 Ω	42,0 ms	20,9 ms	40,2 ms	17,9 ms

Análises dos resultados das simulações:

- Para as faltas simuladas as proteções de distância apresentaram atuações corretas nas seleções de direcionalidade, fase e zona de proteção.
- A evolução das faltas monofásicas resistivas para a terra (10,0 Ω) para faltas bifásicas ou trifásicas francas (0,04 Ω) não influenciaram os desempenhos dos relés numéricos de distância.

Os relés numéricos de distância atuaram para eliminar o primeiro defeito identificado (FT resistivas) enviando o comando de *trip* monopolar. Porém, após este comando de *trip*, ocorreu o religamento mal sucedido da linha de transmissão, e os defeitos evoluíram para outros diferentes dos anteriores (2F ou 3F francas), sendo necessário o envio de comando de *trip* tripolar para eliminação correta das faltas.

O tempo de processamento dos relés numéricos de distância foi efetivo. Após a detecção do defeito inicial (utilizando *loop* de falta fase-terra) e envio do comando de *trip*, houve a necessidade de um novo processamento, devido ao religamento mal sucedido e evolução para um novo tipo de defeito. Através deste novo processamento (utilizando *loop* de falta fase-fase) houve o envio de comando de *trip* correto. Isto significa que o algoritmo de proteção e a taxa de amostragem do relé numérico de proteção de distância foram eficientes.

- Da mesma forma que nos casos anteriores de faltas francas e resistivas na posição de 100% da LT, para as simulações de faltas evolutivas resistivas, os relés numéricos de proteção de distância apresentaram tempos praticamente idênticos de eliminação de defeito, pois apesar de estarem atuando através de zonas de proteção diferentes (Relés BOA e SJP-2 em Z1 e Z1b e Relés SJP-1 e SOB em Z1b e Z2), os comandos de *trip* foram predominantemente realizados pela teleproteção (Z1b).
- Também para as faltas evolutivas resistivas nas demais posições da LT (25% e 0%), os Relés SJP-1 e SOB apresentaram tempos ligeiramente menores de eliminação de defeito, devido à atuação em todas as situações por Z1 e Z1b, enviando o comando de *trip* por Z1. Os Relés BOA e SJP-2 por sua vez, atuaram em alguns momentos pela Z1, pela teleproteção (Z1b) e por Z2, com envio de comando de *trip* por Z1b (mais rápido que Z1 e Z2, devido ao comando permissivo já ter sido enviado através da proteção remota). Conforme já afirmado, a atuação por Z1b resulta em uma pequena diferença nos tempos de comandos de *trip*, devido ao tempo de espera do sinal de permissão vindo através da proteção remota (Relés SJP-1 e SOB).
- As proteções próprias das Compensações Séries Fixas atuaram nas seguintes situações:

CSF 12FT e 3FT / 0% da LT: *Bypass* das Fases A, B e CDemais faltas simuladas: *MOVs* das Fases Envolvidas**CSF 2**2FT e 3FT / 100% da LT: *Bypass* das Fases A, B e CDemais faltas simuladas: *MOVs* das Fases Envolvidas

As duas faltas evolutivas resistivas envolvendo mais de uma fase simuladas imediatamente a frente de CSF 1 e CSF 2 necessitaram do comando de *Bypass*.

O comportamento foi o esperado, pois estes defeitos foram os mais intensos (envolvimento de mais de uma fase e a terra, acrescentadas à corrente de carga) e próximos, além de terem permanecido por um tempo significativo no sistema (resultado do religamento mal sucedido). As correntes de falta passaram pelos *MOVs*, gerando energias suficientes para os disparos dos *Spark Gaps*, culminando na proteção e retirada total de CSF 1 e CSF 2. Após a eliminação do defeito na segunda tentativa, CSF 1 e CSF 2 foram novamente inseridas nas linhas de transmissão.

Nos demais defeitos simulados, as intensidades das faltas adicionadas às localizações destas não foram suficientes para ultrapassarem os limites de energia para proteção de CSF 1 e CSF 2 através dos *MOVs* das respectivas fases envolvidas nos defeitos.

- Para todas as faltas evolutivas resistivas internas à linha de transmissão com religamento mal sucedido, os tempos de eliminação dos defeitos foram abaixo de 57 ms e muito similares aos das simulações onde não ocorreram evoluções dos tipos de defeitos. A atuação dos relés numéricos de proteção de distância, eliminando os defeitos evolutivos corretamente (comportamentos e desempenhos satisfatórios), demonstrou a adaptabilidade destes as diferentes atuações das proteções próprias das Compensações Séries Fixas (CSF 1 e CSF 2) quando da ocorrência de defeitos internos às linhas de transmissão.

7.13 – Simulação de Falta Seqüencial Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido

A figura Fig.7.12 representa os sistemas das simulações de falta seqüencial franca interna à linha de transmissão com religamento bem sucedido.

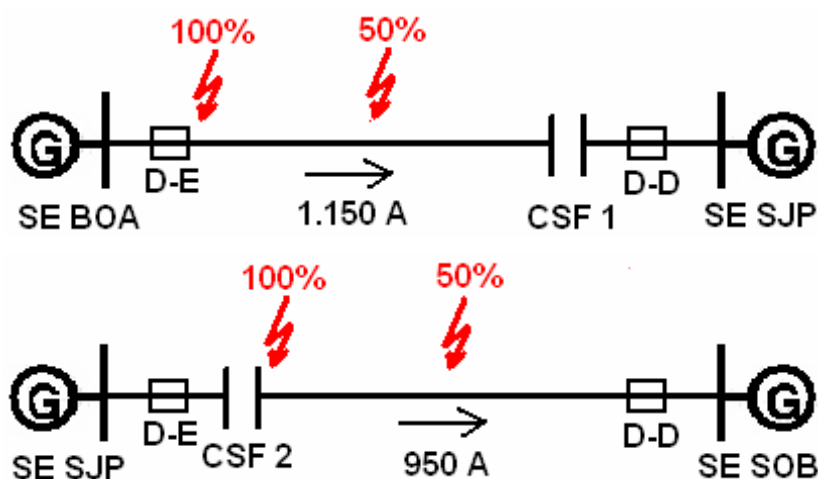


Fig.7.12 – Simulação de Falta Seqüencial Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido

Condições do sistema de transmissão nestas simulações:

- Máximo horizonte – ano de 2008 (Fig.6.4);
- Corrente de carga de 1.150 A da SE Boa Esperança (PI) para a SE São João do Piauí (PI) e 950 A para a SE Sobradinho (PE);
- Religamento bem sucedido, isto é, ocorre a eliminação do defeito pela proteção na primeira tentativa e a transmissão é restabelecida;
- Falta francas (resistência de falta de 0,04 Ω);
- Falta seqüenciais (ocorre uma segunda falta franca na mesma ou em nova localização, depois de 5 ms, 15 ms, 50 ms e 250 ms);
- Ângulo de incidência de falta de 0°.

A tabela Tab.7.18 apresenta os resultados das simulações de falta seqüencial franca interna às linhas de transmissão com religamento bem sucedido.

Tab.7.18 – Resultados da Simulação de Falta Seqüencial Franca Interna à Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido

Simulações Digitais em Tempo Real		Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)			
Tipo de Falta (e Fases)	Posição na LT (em %)	Relé BOA	Relé SJP-1	Relé SJP-2	Relé SOB
FT (A-T)+5ms 2F (A-B)	50%+5 ms 100%/0,04 Ω	55,2 ms	52,6 ms	54,3 ms	51,8 ms
FT (A-T)+15ms 2F (A-B)	50%+15 ms 100%/0,04 Ω	52,4 ms	49,8 ms	50,9 ms	49,6 ms
FT (A-T)+50ms 2F (A-B)	50%+50 ms 100%/0,04 Ω	50,4 ms	47,5 ms	49,0 ms	46,7 ms
FT (A-T)+250ms 2F (A-B)	50%+250 ms 100%/0,04 Ω	50,3 ms	45,3 ms	46,2 ms	42,8 ms
FT (A-T)+5ms 2F (A-B)	50%+5ms 50%/0,04 Ω	51,0 ms	49,5 ms	49,7 ms	47,8 ms
FT (A-T)+15ms 2F (A-B)	50%+15 ms 50%/0,04 Ω	49,4 ms	47,0 ms	48,3 ms	45,6 ms
FT (A-T)+50ms 2F (A-B)	50%+50 ms 50%/0,04 Ω	47,3 ms	45,3 ms	45,1 ms	42,2 ms
FT (A-T)+250ms 2F (A-B)	50%+250 ms 50%/0,04 Ω	46,8 ms	42,1 ms	40,4 ms	39,1 ms

Análises dos resultados das simulações:

- Para as faltas simuladas as proteções de distância apresentaram atuações corretas nas seleções de direcionalidade, fase e zona de proteção.
- A ocorrência de faltas monofásicas francas para a terra (0,04 Ω) e o surgimento de faltas seqüenciais bifásicas francas (0,04 Ω) não influenciaram os desempenhos dos relés numéricos de distância. Os relés numéricos de distância eliminaram o primeiro defeito identificado (FT francas) enviando o comando de *trip* monopolar. Porém, após este comando de *trip* e o religamento bem sucedido da

linha de transmissão, um novo defeito 2F é seqüenciado no mesmo ponto (50% da LT) ou em um novo ponto (100% da LT) da linha, sendo necessário o envio de comando de *trip* tripolar para eliminação correta das faltas.

Novamente o tempo de processamento dos relés numéricos de distância foi efetivo. Após a detecção do defeito inicial (utilizando *loop* de falta fase-terra) e envio do comando de *trip*, houve a necessidade de um novo processamento, resultado da ocorrência de um religamento bem sucedido e o surgimento de um novo tipo de defeito. Através deste novo processamento (utilizando *loop* de falta fase-fase) houve o envio de comando de *trip* correto. Confirma-se novamente que o algoritmo de proteção e a taxa de amostragem do relé numérico de proteção de distância foram eficientes.

- Da mesma forma que para as faltas evolutivas, os relés numéricos de proteção de distância apresentaram tempos praticamente idênticos de eliminação de defeito nas mesmas situações. Apesar de estarem atuando através de zonas de proteção diferentes (Relés BOA e SJP-2 em Z1 e Z1b e Relés SJP-1 e SOB em Z1, Z1b e Z2), os comandos de *trip* foram predominantemente realizados pela teleproteção (Z1b).
- As proteções próprias das Compensações Séries Fixas atuaram nas seguintes situações:

CSF 1

Todas faltas simuladas: MOVs das Fases Envolvidas

CSF 2

Todas faltas simuladas: MOVs das Fases Envolvidas

As faltas seqüenciais francas internas nas linhas de transmissão não tiveram intensidade e tempo de permanência no sistema para haver necessidade das proteções próprias de CSF 1 e CSF 2 comandarem *Bypass*.

O comportamento foi o esperado, pois em todos os defeitos simulados, as intensidades das faltas acrescentadas às localizações destas não foram suficientes para ultrapassarem os limites de energia

para proteção de CSF 1 e CSF 2 através dos *MOV*s das respectivas fases envolvidas nos defeitos.

- Para todas as faltas seqüenciais francas internas à linha de transmissão com religamento bem sucedido, os tempos de eliminação dos defeitos foram abaixo de 56 ms. Os relés numéricos de proteção de distância tiveram comportamentos e desempenhos satisfatórios, pois os defeitos foram eliminados da mesma maneira de que se tivessem sido aplicados e isolados individualmente.

7.14 – Fechamento do Disjuntor de Alta Tensão da SE São João do Piauí (PI) sob Falta, sem carga na Linha de Transmissão e com os disjuntores dos dois lados abertos

A figura Fig.7.13 representa os sistemas das simulações de fechamento de disjuntor de alta tensão sob falta, sem carga na linha de transmissão e com os disjuntores dos dois lados abertos.

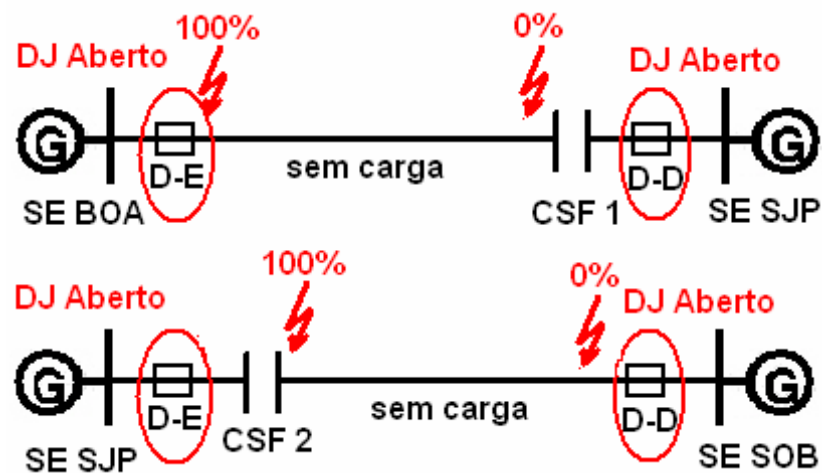


Fig.7.13 – Fechamento do Disjuntor de Alta Tensão da sob Falta sem carga na Linha de Transmissão e com os disjuntores dos dois lados abertos

Condições do sistema de transmissão nestas simulações:

- Máximo horizonte – ano de 2008 (Fig.6.4);
- Sem corrente de carga da SE Boa Esperança (PI) para a SE São João do Piauí (PI) e para a SE Sobradinho (PE);
- Falta francas (resistência de falta de 0,04 Ω);
- Fechamento do disjuntor de alta tensão da SE São João do Piauí (PI) sob falta;
- Os dois disjuntores dos dois lados se encontram abertos;
- Ângulo de incidência de falta de 0°.

A tabela Tab.7.19 apresenta os resultados das simulações de falta seqüencial franca interna às linhas de transmissão com religamento bem sucedido.

Tab.7.19 – Resultados da Simulação de Falta Seqüencial Franca Interna a Linha de Transmissão com Religamento Bem Sucedido

Simulações Digitais em Tempo Real		Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)			
Tipo de Falta (e Fases)	Posição na LT (em %)	Relé BOA	Relé SJP-1	Relé SJP-2	Relé SOB
FT (A-T)	100% / 90°	-----	40,7 ms	-----	-----
2FT (A-B-T)	100% / 90°	-----	29,8 ms	-----	-----
3FT (A-B-C-T)	100% / 90°	-----	28,6 ms	-----	-----
FT (A-T)	0% / 90°	-----	18,3 ms	-----	-----
2FT (A-B-T)	0% / 90°	-----	15,4 ms	-----	-----
3FT (A-B-C-T)	0% / 90°	-----	14,3 ms	-----	-----
FT (A-T)	100% / 90°	-----	-----	17,0 ms	-----
2FT (A-B-T)	100% / 90°	-----	-----	15,1 ms	-----
3FT (A-B-C-T)	100% / 90°	-----	-----	14,6 ms	-----
FT (A-T)	0% / 90°	-----	-----	36,6 ms	-----
2FT (A-B-T)	0% / 90°	-----	-----	28,6 ms	-----
3FT (A-B-C-T)	0% / 90°	-----	-----	27,5 ms	-----

Análises dos resultados das simulações:

- Para as faltas simuladas as proteções de distância apresentaram atuações corretas nas seleções de direcionalidade, fase e zona de proteção.
- Os fechamentos dos Disjuntores de Alta Tensão da SE SJP sob falta franca, não havendo carga na linha de transmissão, independente da localização da falta (100% ou 0% da LT), não alteraram os desempenhos dos relés numéricos de distância, sendo efetuados os comandos de *trip* corretos.

Com a linha de transmissão sem carga, ou seja, com os disjuntores dos dois lados abertos, os sinais de tensão (Transformadores de Potencial Capacitivos) e de corrente (Transformadores de Corrente) do lado das linhas passam a ser nulos, indicando a chamada linha “morta” (desligada) para os relés numéricos. Automaticamente, os relés numéricos de proteção de distância passam a atuar na função de retaguarda (*backup*) direcional de sobrecorrente (67/67N), com atuação instantânea (sem retardo intencional de tempo).

Nas faltas francas na Linha 500 kV (BOA – SJP), como a linha está sem carga, o disjuntor SJP-1 é fechado e passa a haver contribuição do defeito pelo lado da SE São João do Piauí (PI). Através do deste fechamento do disjuntor, a eliminação das faltas pelo Relé SJP-1 é realizada através da função 67/67N, sem nenhum retardo intencional, com o tempo de atuação variando muito pouco devido à localização do defeito. Quanto maior a intensidade e mais próximos os defeitos estiveram do Relé SJP-1 (0% da LT), mais rápido este atuou, enquanto que para os defeitos mais distantes (100% da LT) e de menor intensidade a atuação do Relé SJP-1 foi relativamente mais lenta no envio do comando de *trip*.

A mesma conclusão pode ser feita para as faltas francas na Linha 500 kV (SJP – SOB), onde como a linha está sem carga, o disjuntor SJP-2 é fechado e passa a haver contribuição do defeito pelo lado da SE

São João do Piauí (PI). Através deste fechamento do disjuntor, a eliminação das faltas pelo Relé SJP-2 também é realizada através da função 67/67N, sem nenhum retardo intencional, com o tempo de atuação variando muito pouco devido à localização do defeito.

Também quanto maior a intensidade e mais próximos os defeitos estiveram do Relé SJP-2 (100% da LT), mais rápido este atuou, enquanto que para os defeitos mais distantes (0% da LT) e de menor intensidade a atuação do Relé SJP-2 também foi relativamente mais lenta no envio do comando de *trip*.

- As proteções próprias das Compensações Séries Fixas (CSF 1 e CSF 2) não foram solicitadas a atuarem em nenhuma das simulações, pois com as linhas de transmissão sem carga e com os disjuntores dos dois lados abertos, CSF 1 e CSF 2 automaticamente foram retiradas de serviço, através do fechamento inicial dos disjuntores de desvio (*bypass*), posteriormente das chaves seccionadoras de desvio (*bypass*) e abertura das chaves isoladoras das duas compensações;
- Para todas as simulações de fechamento dos disjuntores de alta tensão sob falta franca interna à linha de transmissão, os tempos de eliminação dos defeitos foram abaixo de 41 ms, mesmo com a atuação dos relés numéricos de proteção de distância na função de retaguarda (*backup*) de sobrecorrente direcional (67/67N). Os comportamentos e desempenhos foram satisfatórios.

7.15 – Considerações Finais

Foram apresentadas neste capítulo as simulações e análises do desempenho da proteção de distância das Linhas de Transmissão de 500 kV com Compensação Série Fixa Boa Esperança (PI) – São João do Piauí (PI) e São João do Piauí (PI) – Sobradinho (PE). As simulações apresentaram resultados satisfatórios na atuação das proteções de distância, com as corretas seleções de direcionalidade, fases e zonas de proteção, incluindo a teleproteção. As mesmas simulações foram realizadas para as duas linhas

de transmissão e não foram observadas diferenças significativas no comportamento do relé de proteção selecionado para o empreendimento, demonstrando a versatilidade do mesmo.

Os tempos totais de eliminação dos defeitos foram abaixo dos 100 milisegundos estabelecidos nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS no Submódulo 2.5 [22], para faltas em primeira zona para Linhas de Transmissão da Rede Básica do Sistema Elétrico Brasileiro.

Após a realização e análise dos resultados das simulações, o relé numérico avaliado foi considerado adequado pela CHESF à aplicação para proteção de distância das Linhas de Transmissão com Compensações Séries Fixas.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES FINAIS

A Proteção de Linhas de Transmissão com Compensação Série Fixa exige um cuidado especial quando da escolha do esquema de proteção e dos ajustes dos relés numéricos de distância devido aos efeitos da compensação série na medição de distância. Este trabalho foi conduzido de tal modo a culminar com a apresentação de uma ferramenta de simulação digital em tempo real, comprovados com a demonstração da aplicação em duas Linhas de Transmissão com Compensações Séries Fixas protegidas através de relés numéricos de distância.

A Simulação Digital em Tempo Real para a Avaliação do Comportamento da Proteção de Distância vem demonstrando ser uma ferramenta muito poderosa, pois é possível simular uma infinidade de situações que podem ocorrer no sistema elétrico em que o relé de proteção vai ser instalado. Com ela é possível prever eventuais erros de ajustes e obter o melhor desempenho do relé numérico de proteção que está sendo analisado para a sua futura instalação. As simulações conseguem proporcionar maiores graus de confiabilidade e de segurança, indicando o melhor desempenho e a melhor funcionalidade dos sistemas de proteção que serão utilizados nos empreendimentos da rede básica de transmissão.

O assunto “proteção de distância”, incluindo o relé numérico designado para tal função, é atualmente um dos tópicos mais estudados e utilizados na engenharia elétrica, fruto da sua importância na operação dos sistemas. Os resultados das simulações realizadas comprovaram o desempenho do relé numérico de proteção de distância avaliado. A validação dos resultados é diretamente dependente da correta e real inserção dos dados do sistema, pois do contrário o relé será simulado em uma situação diferente da que vai enfrentar na prática.

A realização das simulações e as análises resultaram em algumas constatações importantes ao autor da dissertação:

- Utilização de dados reais do sistema: é necessária a utilização de dados reais do sistema elétrico onde as proteções de distância irão ser aplicadas, para que a precisão dos resultados seja a máxima possível;
- Simulação de situações possíveis de ocorrer no sistema: é necessária a realização de simulações que contemplem todas as situações que podem ocorrer no sistema elétrico onde as proteções de distância irão ser aplicadas, com o objetivo de se observar o comportamento dos relés e toda a versatilidade dos mesmos;
- Conhecimento do funcionamento da ferramenta de simulação: é necessário o conhecimento do funcionamento da ferramenta de simulação digital em tempo real, de maneira a se obter mais vantagens da sua utilização (redução dos tempos de testes, melhor reprodução das condições reais do sistema, etc.) e entendimento dos resultados;
- Entendimento dos fenômenos que a Compensação Serie Fixa (CSF) causa nas proteções das Linhas de Transmissão: a avaliação do comportamento da proteção de distância instaladas em linhas com CSF somente é possível com o entendimento que estas causam nos relés, com o objetivo de minimizar ou até mesmo eliminar os efeitos nos relés numéricos de distância;
- Coordenação das proteções próprias das Compensações Séries Fixas (CSFs) com as proteções das Linhas de Transmissão: é necessária a coordenação das proteções próprias das CSFs com a proteção de distância das linhas, pois esta coordenação afeta diretamente o desempenho dos relés numéricos de proteção de distância.

O trabalho apresenta como principal contribuição para a área de proteção de sistemas elétricos a conscientização de que a utilização da simulação digital em tempo real tornou-se fundamental para a melhoria do desempenho das proteções numéricas de distância, pois sua utilização resulta em benefícios muito superiores as indesejáveis interrupções no fornecimento de energia. Fica recomendada a realização da simulação digital em tempo real para a avaliação do comportamento da proteção de distância a ser utilizada em empreendimentos da rede básica de transmissão de energia.

Como sugestões para continuidade deste trabalho, são destacadas as seguintes possibilidades com a ajuda da simulação digital em tempo real:

- Análise de outros esquemas de teleproteção em Linhas de Transmissão com Compensação Série Fixa (CSF): realização de simulações digitais em tempo real com as proteções de distância utilizando outros esquemas de teleproteção, com a finalidade de avaliar qual é o mais adequado para utilização em sistemas de transmissão onde exista a CSF. Atualmente o Esquema de Teleproteção com Transferência de *Trip* Permissivo é o mais utilizado pelas concessionárias do sistema elétrico brasileiro, porém outros podem ser simulados para avaliação da possibilidade de aplicação futura;
- Utilização da Simulação Digital em Tempo Real no desenvolvimento de novos algoritmos de proteção de distância: realização de simulações digitais em tempo real para o desenvolvimento de novos algoritmos de proteção de distância a serem implementados nos relés numéricos, com o objetivo de melhorar ainda mais os comportamentos e desempenhos destes na proteção de Linhas de Transmissão com Compensação Série Fixa.

Finalmente como frutos deste trabalho de dissertação os seguintes artigos técnicos foram escritos e apresentados nos congressos técnicos (anexos a dissertação de mestrado):

- Simulação Digital em Tempo Real para Análise do Desempenho da Proteção Numérica de Linhas com Compensação Série Fixa, no I SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (Campina Grande – Paraíba - Brasil, 17 a 19 de Julho de 2006).
- Evaluation of Distance Protection Performance applied on Series Compensated Transmission Lines using Real Time Digital Simulation, no IEEE PES Transmission & Distribution – Conference & Exposition – Latin America (Caracas – Venezuela, 15 a 18 de Agosto de 2006).
- A Simulação Digital em Tempo Real para Análise do Desempenho de Proteções Numéricas de Linhas de Transmissão, no XVII SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (Belo Horizonte – Minas Gerais - Brasil, 21 a 25 de Agosto de 2006).
- Analysis of Numeric Distance Relays applied on Series Compensated Transmission Lines using Real Time Digital Simulation, no 15th PSP - International Conference on Power System Protection (Bled - Slovenia, 06 a 08 de Setembro de 2006).

REFERÊNCIAS

- [1] ANDERSON, P. M. *Power System Protection*. 1ª Edição.
New York, USA: MacGraw Hill / IEEE Press, 2002.
- [2] MASON, C. R. *The Art and Science of Protective Relaying*. 2ª Edição.
New York - USA: John Wiley & Sons, 1956.
- [3] HOROWITZ, Stanley H.; PHADKE, Arun G. *Power System Relaying*.
2ª Edição.
Taunton, Somerset - England: Research Studies Press Ltd./John
Wiley & Sons Inc.Press, 1995.
- [4] WIERCKX, R.P. Fully Digital Real-Time Electromagnetic Transients
Simulator. In: Conference Proceedings of IERE – International Electric
Research Exchange (March 1992: Caen – France). *Proceedings*.
Caen – France, 1992. p 218-228.
- [5] SILVEIRA, Paulo Márcio. *Identificação e Localização de Falhas
Utilizando Análise por Decomposição Wavelet para Relés de Linhas
de Transmissão*. Florianópolis, 2001. Tese de Doutorado em
Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina.
- [6] ZIEGLER, Gerhard. *Numerical Distance Protection: Principles and
Application*. 1ª Edição.
SIEMENS (Erlangen – Germany), 1999.
- [7] IEEE. *Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines*.
Std C37.113.
New York, USA: 1999.

- [8] CIGRE. Application Guide on Protection of Complex Transmission Network Configurations. E50400-U0048-U211-A3-7600 - SC34 – WG04.
Berlin, Germany: 1991.
- [9] SIEMENS. Power Compensation in Transmission Systems.
Erlangen, Germany: 2003.
- [10] OLIVEIRA, André Luiz Pereira de; MORAES, Marcelo; CALVENTE, Ivan Torres; BONANI, Ezio. Manual de Treinamento de Compensação Série Fixa (*Fixed Series Compensation*). 1ª Edição.
SIEMENS Ltda. (São Paulo – Brasil), 2006.
- [11] DUTRA, R. A.; SANTOS, L. F.; CARDOSO JR, G. Soluções de Aplicações de Sistemas de Proteção de Distância em Linhas de Transmissão com Compensação Série. *VIII STPC – Seminário Técnico de Proteção e Controle*.
Rio de Janeiro/Brasil, 2005.
- [12] NOVOSEL, D.; PHADKE, A.; SAHA, M. M.; LINDAHL, S. Problems and Solutions for Microprocessor Protection of Series Compensated Lines. *IEE – Conference in Developments in Power System Protection*, 1997.
- [13] OLIVEIRA, André Luiz Pereira de. *Análise do Desempenho da Proteção Numérica de Linhas de Transmissão através de Simulação Digital em Tempo Real*. Itajubá, 2003. Monografia (CEPSE - Curso de Especialização em Proteção de Sistemas Elétricos) – Universidade Federal de Engenharia de Itajubá - UNIFEI.

- [14] OLIVEIRA, A. L. P. Simulação Digital do Comportamento da Proteção Numérica de Distância do FSC São João do Piauí (CHESF). *XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Grupo V – Grupo de Estudos de Proteção, Medição e Controle em Sistemas de Potência – GPC – 18*. Curitiba/Brasil, 2005.
- [15] DOMMEL, H.W. Digital Computer Solution of Elettromagnetic Transients in Single and Multiphase Networks. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems – vol. PAS-88, Nº 4, pp. 388-399*. Estados Unidos da América, 1969.
- [16] RTDS Technologies. Power System Simulation. In: Real Time Digital Simulation for The Power Industry (December 2002: Winnipeg – Canada). *RTDS Technical Informative*.
- [17] RTDS Technologies. Siemens and RTDS Technologies – Successful Cooperation. In: RTDS News. Winnipeg – Canada, 2000.
- [18] CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco. Especificações Técnicas – Bancos de Capacitores Série – Subestação São João do Piauí. ET/DSE-996-MAI/02. Recife, Maio de 2002.
- [19] LIMA, M. C.; FERNANDES, J.E.; KIRSCHNER, L.; MÜNCHMEIER, R.; LEMES, M. N.; TERZI, E. B. Experiência da CHESF no Projeto dos Bancos de Capacitores Série em 500kV instalados na SE São João do Piauí. *XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Grupo VIII – Grupo de Estudos de Subestações e Equipamentos Elétricos – GSE – 33*. Curitiba/Brasil, 2005.

- [20] SIEMENS AG. SIPROTEC – Distance Protection 7SA6 v4.2 – Manual. Erlangen, Germany: 2003.
- [21] OLIVEIRA, A. L. P.; GABINO, M. L. C.; SILVA, A. M.; COSTA, A. L. M. Análise do Desempenho da Proteção Numérica de Linhas de Transmissão através de Simulação Digital em Tempo Real. *VII STPC – Seminário Técnico de Proteção e Controle*. Rio de Janeiro/Brasil, 2003.
- [22] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Submódulo 2.5 – Requisitos Mínimos dos Sistemas de Proteção, Supervisão/Controle e de Telecomunicações – Rev. 1, Procedimentos de Rede do ONS. Rio de Janeiro – RJ – Brasil, 2002.
- [23] OLIVEIRA, André Luiz Pereira de; HENN, Volker. System Planning 7SA6 – Relay Test – TNA Test – Relay Test with Digital Real Time Simulation. SIEMENS PTD SE NC5 Internal Report Rev02. Erlangen – Germany, 2005.

ANEXOS (ARTIGOS FRUTOS DESTA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO)



OLIVEIRA, A. L. P.; SILVEIRA, P. M. Simulação Digital em Tempo Real para Análise do Desempenho da Proteção Numérica de Linhas com Compensação Série Fixa. / *SBSE – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*. Campina Grande / PB - Brasil, 17 a 19 de Julho de 2006.



OLIVEIRA, A. L. P.; SILVEIRA, P. M. Evaluation of Distance Protection Performance applied on Series Compensated Transmission Lines using Real Time Digital Simulation. *IEEE PES Transmission & Distribution – Conference & Exposition – Latin America*. Caracas – Venezuela, 15 a 18 de Agosto de 2006.



OLIVEIRA, A. L. P.; SILVEIRA, P. M. A Simulação Digital em Tempo Real para Análise do Desempenho de Proteções Numéricas de Linhas de Transmissão. *XVII SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*. Belo Horizonte / MG - Brasil, 21 a 25 de Agosto de 2006.



OLIVEIRA, A. L. P.; SILVEIRA, P. M. Analysis of Numeric Distance Relays applied on Series Compensated Transmission Lines using Real Time Digital Simulation. *15th PSP - International Conference on Power System Protection*. Bled - Slovenia, 06 a 08 de Setembro de 2006.

Simulação Digital em Tempo Real para Análise do Desempenho da Proteção Numérica de Linhas com Compensação Série Fixa

André Luiz. P. de Oliveira

Paulo M. da Silveira

Resumo — O artigo apresenta uma análise do desempenho da proteção numérica de Linhas de Transmissão com Compensação Série Fixa através de simulação digital em tempo real (RTDS™). A análise foi baseada no resultado de simulações realizadas em um relé numérico de proteção de linhas de transmissão, nos dias 15 à 26 de Março de 2004, nas instalações da SIEMENS AG (Erlangen – Alemanha). A necessidade de manter seu sistema de transmissão confiável fez com que a Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF exigisse a utilização de proteções numéricas de distância de última geração, com seu desempenho sendo garantido através da simulação digital. Foram realizadas simulações de vários tipos de faltas, em diversas condições do sistema elétrico onde os relés de proteção seriam instalados. Os resultados são apresentados não somente com os tempos de eliminação das faltas, mas sim toda a funcionalidade e vantagens que estes modernos dispositivos possibilitam ao sistema elétrico.

Palavras Chave – Proteção Numérica de Distância, Compensação Série Fixa, Simulação Digital.

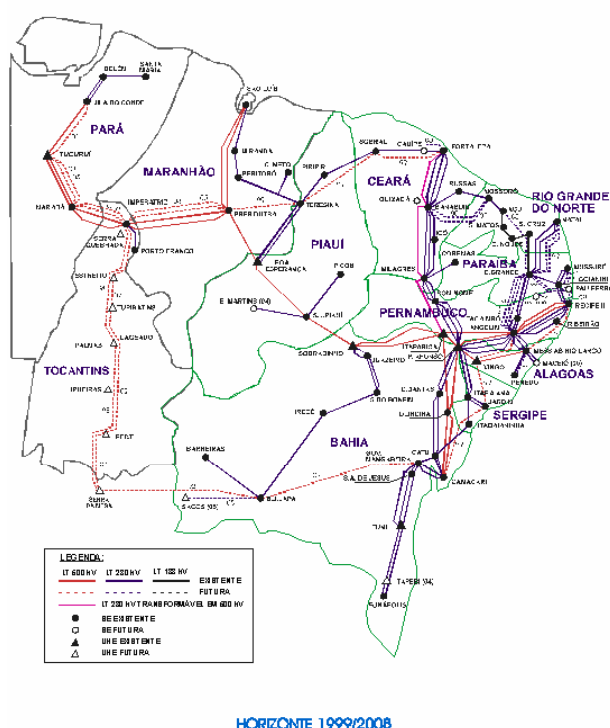
I. INTRODUÇÃO

A região sudoeste do Estado do Piauí é atravessada por uma linha de transmissão de 500 kV que parte da Subestação Presidente Dutra (Estado do Maranhão) de propriedade da Eletronorte, e chega na Subestação de Sobradinho (Estado da Bahia) e tem como função propiciar o escoamento da energia produzida nas regiões Norte e Sudeste para a região Nordeste do Brasil. O referido sistema é constituído por um circuito em 500 kV ao longo dos 649,8 km que integram o trecho compreendido entre as subestações Presidente Dutra, Boa Esperança, São João do Piauí e Sobradinho. Tal sistema se estende com mais dois circuitos em 500 kV de 289,5 km entre as subestações de Sobradinho e Itaparica (Luiz Gonzaga) [1].

André Luiz Pereira de Oliveira: SIEMENS Ltda. - PTD H - Power Transmission and Distribution – High Voltage Department. Av. Mutinga, 3.800, 2º Andar – Bairro Pirituba – São Paulo –SP – CEP 05110-901 (e-mail: andreluiz.oliveira@siemens.com).

Paulo Márcio da Silveira: UNIFEI - Universidade Federal de Engenharia de Itajubá – GQEE/ISEE – Grupo de Estudos da Qualidade de Energia/Instituto de Engenharia Elétrica. Av. BPS, 1303 – Bairro Pinheirinho – Itajubá – MG – CEP 37500-903 (e-mail: pmsilveira@unifei.edu.br).

MAPA DO SISTEMA ELÉTRICO



HORIZONTE 1999/2008

Fig. 1. Diagrama eletro-geográfico do sistema da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF [1]

Estudos de sistemas elétricos realizados indicaram a necessidade de compensação série fixa para preservar a estabilidade dinâmica do sistema durante contingências nas interligações em 500 kV entre as regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Nordeste. A contingência mais severa é a perda da linha de transmissão em 500 kV entre a Subestação de Serra da Mesa e a Subestação de Correntina em carga pesada, com o Nordeste importador [1].

A demanda por energia das indústrias nacionais necessita de uma solução econômica para o aumento da capacidade de transmissão das linhas de transmissão existentes. Diante das dificuldades ambientais e econômicas da construção de novas linhas de transmissão de energia elétrica, a utilização da Compensação Série Fixa (Banco de Capacitores Série) se

tornou um recurso comum pelas grandes empresas transmissoras do Brasil.

A compensação série se apresenta como a melhor escolha, pois não somente possibilita o aumento de capacidade de transmissão de energia como também estabiliza as redes interconectadas através da redução da impedância da linha de transmissão.

A Proteção de Linhas de Transmissão com Compensação Série Fixa é considerada um grande desafio para os engenheiros de proteção, pois afeta a medição da impedância da linha de tal maneira que considerações especiais são necessárias para a aplicação da proteção de distância. A previsão e análise do comportamento é conseguida com a simulação digital em tempo real, e como resultado uma otimização dos ajustes e possibilidades dos relés de proteção são obtidos.

II. A COMPENSAÇÃO SÉRIE FIXA DE SÃO JOÃO DO PIAUÍ – PI (COMPANHIA HIDROELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF)

A Compensação Série Fixa (Fixed Series Compensation) de São João do Piauí – PI, de propriedade da Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF, consiste de dois bancos de capacitores série instalados em duas linhas de transmissão diferentes que chegam até a Subestação de São João do Piauí – PI [2]:

- Boa Esperança (PI) – São João do Piauí (PI): 233,8 km
- São João do Piauí (PI) – Sobradinho (PE): 211,0 km

Os estudos de dimensionamento das características dos bancos de capacitores série levaram em conta uma expansão do sistema em 2008. Ambos os bancos de capacitores série foram dimensionados para compensar cerca de 70% da reatância das linhas de transmissão. Os bancos possuem as seguintes características:

- BCS 1 [Boa Esperança (PI) – São João do Piauí (PI)]:
660 unidades capacitivas (484 MVar)
MOV (Metal Oxide Varistor) de 153 kV rms
- BCS 2 [São João do Piauí (PI) – Sobradinho (PE)]:
600 unidades capacitivas (437 MVar)
MOV (Metal Oxide Varistor) de 143 kV rms

Os bancos de capacitores série estão em operação comercial desde Agosto de 2004, apresentando o desempenho esperado para o sistema elétrico no qual foram instalados.

III. A SIMULAÇÃO DIGITAL EM TEMPO REAL

As simulações ocorreram durante os dias 15 à 26 de Março de 2004, nas instalações da SIEMENS AG em Erlangen (Alemanha). O fornecimento dos parâmetros necessários das linhas de transmissão e demais elementos do sistema elétrico onde as compensações séries fixas seriam instaladas foram de responsabilidade da Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF.

O sistema de simulação foi gerado com a inserção de todos

os dados no simulador digital, e com isto os ensaios e testes puderam ser realizados com grande fidelidade ao sistema real.

Para a realização dos ensaios e testes foi utilizado um Simulador Digital de Tempo Real (Real Time Digital Simulator – RTDS™) de “loop” fechado, com os comandos de *trip*, abertura e fechamento dos disjuntores sendo enviados diretamente ao simulador.

A. O Simulador Digital em Tempo Real

O Simulador Digital de Tempo Real (Real Time Digital Simulator – RTDS™) é um equipamento para utilização em Sistemas Elétricos de Potência com capacidade de operação contínua em tempo real [3].

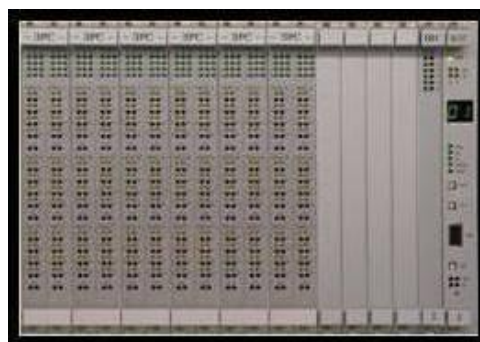


Fig. 2. Rack do Simulador Digital de Tempo Real (Real Time Digital Simulator – RTDS™)

O funcionamento do Simulador Digital de Tempo Real (RTDS™) é como um TNA digital, flexível, preciso e com grande capacidade de representação de um Sistema Elétrico e seus inúmeros componentes [4].

As conexões dos relés de proteção numéricos ao sistema do Simulador Digital de Tempo Real (RTDS™) são realizadas com o uso de amplificadores de corrente e tensão. A realização dos comandos de *trip* foi de fase segregada, possibilitando comandos de *trip* monopolar para a simulação de religamento automático.

Com as simulações foram gerados arquivos contendo todos os registros de faltas e alarmes, além dos comandos e reações dos relés numéricos de proteção através do envio e recebimento de sinais.

Number	Indication	Value	Date and time	Cause	State
0101	110 - 110kV Carrier SEND	ON	414 ms		
0105	Signal Distance TRIP Command Busbar IL2)	ON	414 ms		
0014	Relay Deactivation TRIP	ON	415 ms		
0033	Primary Fault CURRENT I11	0,11 kA	416 ms		
0034	Primary Fault CURRENT I12	1,39 kA	416 ms		
0035	Primary Fault CURRENT I13	0,05 kA	416 ms		
0404	Adv. Telem. Carrier RECEPTION Channel 1	ON	440 ms		
0318	Self Carrier RECEPTION Channel 1	ON	440 ms		
0347	Distance PICKED TE	OFF	499 ms		
0370	Distance Loop I28 Selected Forward	OFF	499 ms		
0012	Self Carrier TRIP Command	OFF	514 ms		

Fig. 3. Exemplo de Sequência de Eventos de uma falta simulada no Simulador Digital de Tempo Real (Real Time Digital Simulator – RTDS™)

Além disto, os sinais analógicos de corrente e tensão foram registrados juntamente com as entradas e saídas binárias dos relés numéricos de proteção, fornecendo os tempos de detecção de falta e comando de *trip*.

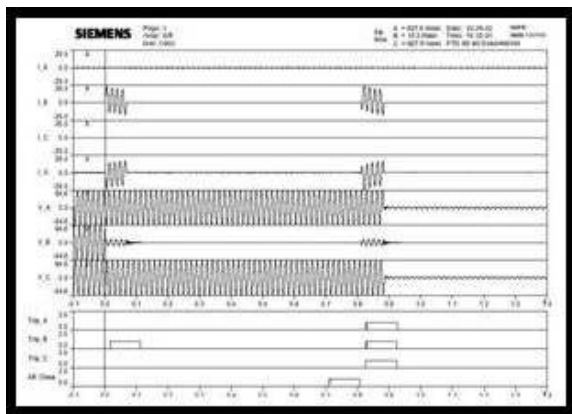


Fig. 4. Exemplo de Oscilografia de uma falta simulada no Simulador Digital de Tempo Real (Real Time Digital Simulator – RTDS™)

B. Defeitos Simulados

Os defeitos simulados consistiram de curtos-circuitos usando valores de resistores que mesmo para faltas francas (resistência de falta igual à zero), devido a razões numéricas, não podem ser anulados [3]. Os tipos de faltas simuladas internas e externas a zona de proteção e sua nomenclatura foram:

- Monofásica para a Terra (FT);
- Bifásica (2F);
- Bifásica para a Terra (2FT);
- Trifásica (3F);
- Trifásica para a Terra (3FT).

Nas simulações destes defeitos, foram ainda analisadas as condições das linhas de transmissão com e sem carga, faltas de alta impedância, fechamento do disjuntor sob falta e comportamento ante faltas evolutivas e seqüenciais.

C. A Proteção Numérica de Distância 7SA612

Os sistemas de proteção a serem instalados no Sistema Elétrico Nacional devem obrigatoriamente atender aos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, mais especificamente o Submódulo 2.5 [5]. Além disto, a Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF elaborou uma especificação técnica rigorosa para o empreendimento.

Objetivando atender aos requisitos de proteção do sistema, a SIEMENS Ltda. apresentou o relé numérico de proteção de distância 7SA612 (Software Version V4.34.03). Este relé numérico faz parte do grupo de relés multifuncionais de última geração, garantindo a continuidade do serviço e estabilidade do sistema de transmissão de energia [6].

O relé 7SA612 é um relé numérico de proteção de

distância com tecnologia digital microprocessada, possuindo multifunções, rotinas de oscilografia, sincronização de tempo interno via sinal de satélite GPS (IRIG-B ou DCF 77), parametrização e alterações dos ajustes local e remota, autodiagnóstico, autoteste, e possui saídas seriais/ópticas para comunicação com microcomputadores.



Fig. 5. O Relé Numérico de Proteção de Distância 7SA612

Além de possuir a Função de Distância para as três fases e para o neutro (21/21N) o relé possui Função de Sobrecorrente Direcional também para as três fases e para o neutro (67/67N), Funções Complementares de Proteção (backup por sobrecorrente, falha de disjuntor, *trip* e bloqueio por oscilação de potência no sistema, sobretensão e subtensão, cheque de sincronismo) e Seleção de Abertura e Religamento Tripolar e Monopolar.

O relé 7SA612 também possui lógicas permitindo a aplicação de vários esquemas de proteção, como por exemplo:

- Esquemas Permissivos por Sublance (PUTT);
- Esquemas Permissivos por Sobrelance (POTT);
- Circuito de devolução de sinal permissivo (Echo);
- Bloqueio / Desbloqueio para faltas diversas;
- Transferência de Disparo Direto;
- Lógica de proteção por fonte fraca (Weak Infeed);
- Lógica de proteção para fechamento sob falta (SOFT);
- Supervisão contra operação indevida por perda de potencial.

Os esquemas de proteção selecionados e também os ajustes do relé numérico de proteção de distância 7SA612 foram definidos em conjunto pela SIEMENS Ltda. e Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF.

IV. A ANÁLISE DO DESEMPENHO DA PROTEÇÃO NUMÉRICA DE DISTÂNCIA

A análise do desempenho da proteção numérica de distância tem como principal objetivo validar o relé que estará sendo utilizado no empreendimento para a proteção das linhas de transmissão, além de comprovar a eficácia dos esquemas e ajustes de proteção.

A análise dos resultados foi realizada com base nas oscilografias, nas seqüências dos eventos e nos tempos de eliminação dos defeitos. Os seguintes aspectos eram observados / analisados para cada simulação:

- Seleção da direcionalidade da falta;
- Operação das unidades de partida de acordo com as fases envolvidas na falta simulada;
- A atuação da função de proteção de distância;
- Comportamento das unidades de medida ante faltas evolutivas;
- Transmissão e recepção de sinal de teleproteção para as diversas situações simuladas (esquemas permissivos, *echo* e *weak infeed*);
- Saída de comando de *trip* monopolar ou tripolar, de acordo com o tipo de falta simulada;
- Efetivação do religamento automático, quando o mesmo for devido à situação simulada;
- Os tempos totais de eliminação do defeito;
- A detecção de energização da linha de transmissão defeituosa;
- A detecção de falha de fusível e ativação da proteção no módulo de emergência;
- Localização da falta pelo relé numérico de proteção de distância.

Todas as situações aqui apresentadas foram escolhidas para os ensaios e simuladas nas duas linhas de transmissão onde os bancos de capacitores foram instalados (LT Boa Esperança – São João do Piauí e LT São João do Piauí – Sobradinho). No total foram realizadas 234 simulações, todas constantes em um relatório específico [4]. Serão apresentados os resultados mais relevantes, validando todo o restante do trabalho realizado. O entendimento dos resultados constantes nas tabelas está baseado nas definições abaixo:

- Ocorrência da falta e situação do teste: descritos no título da simulação, descrevendo a situação que a simulação desejava analisar;

- Tipo de falta simulada e as fases envolvidas: descritos na parte esquerda das tabelas, apresentando o tipo de falta simulada e as fases envolvidas / escolhidas para a simulação;

- Posição da falta na Linha de Transmissão: descrita na parte esquerda das tabelas, apresentando o valor percentual (%) da linha de transmissão, sempre em relação ao lado direito, isto é, primeiramente SE São João do Piauí (nas Tabelas I, II e III) e posteriormente a SE Sobradinho (nas Tabelas IV, V e VI);

- Valor da Resistência de Falta: descrita na parte esquerda das tabelas, apresentando valor da resistência de falta, que por razões numéricas não podem ser zero mesmo para faltas francas, onde foi utilizado o valor de $0,04 \Omega$;

- Ângulo de Incidência da Falta na Linha de Transmissão: descrito na parte esquerda das tabelas, apresentando valor em graus ($^{\circ}$) do ângulo de incidência da falta;

- O tempo de eliminação do defeito: descrito na parte direita das tabelas, apresentando o tempo total de eliminação dos defeitos, que é a soma da detecção / identificação da falta, processamento, envio de sinal para a abertura do disjuntor de alta tensão (*trip*) e recebimento do sinal de disjuntor de alta tensão aberto. O tempo é apresentado para cada um dos relés

de proteção envolvidos (Boa Esperança = BOA, São João do Piauí = SJP e Sobradinho = SOB).

A. Simulações da Linha de Transmissão SE Boa Esperança – SE São João do Piauí (233,8 km de extensão)

A seguir são apresentados os resultados de algumas das simulações digitais em tempo real realizadas para a Linha de Transmissão SE Boa Esperança – SE São João do Piauí:

- Falta Franca Interna a Linha de Transmissão (SE Boa Esperança – SE São João do Piauí) com Carga de 1.150 A para a SE São João do Piauí;

TABELA I

RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES: FALTA FRANCA INTERNA A LINHA DE TRANSMISSÃO COM CARGA DE 1.150 A PARA A SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ

- Tipo de Falta (e fases) - Posição na LT (%) - R de Falta (Ω) e Âng ($^{\circ}$)	Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)	
	BOA	SJP
FT (Fase A-Terra) 100% da LT / $0,04 \Omega$ / 0°	55,3 ms	53,5 ms
2FT (Fases B-C-Terra) 75% da LT / $0,04 \Omega$ / 0°	48,5 ms	22,6 ms
2F (Fases A-B) 25% da LT / $0,04 \Omega$ / 0°	56,7 ms	33,1 ms
3FT (Fases A-B-C-Terra) 0% da LT / $0,04 \Omega$ / 0°	39,4 ms	19,8 ms

- Falta Resistiva Interna a Linha de Transmissão (SE Boa Esperança – SE São João do Piauí) com Carga de 600 A para a SE São João do Piauí;

TABELA II

RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES: FALTA RESISTIVA INTERNA A LINHA DE TRANSMISSÃO COM CARGA DE 600 A PARA A SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ

- Tipo de Falta (e fases) - Posição na LT (%) - R de Falta (Ω) e Âng ($^{\circ}$)	Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)	
	BOA	SJP
FT (Fase A-Terra) 100% da LT 10Ω / 0°	52,4 ms	53,9ms
2FT (Fases B-C-Terra) 75% da LT / 10Ω / 0°	47,1 ms	21,6 ms
2FT (Fases A-B-Terra) 25% da LT / 10Ω / 0°	61,4 ms	40,0 ms
2FT (Fases B-C-Terra) 0% da LT / 10Ω / 0°	40,9 ms	20,7 ms

• Alcance Resistivo (Falta Interna com variação da Resistência de Falta) na Linha de Transmissão (SE Boa Esperança – SE São João do Piauí) com Carga de 600 A para a SE São João do Piauí e permanência da falta por 300 milissegundos.

TABELA III
RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES: ALCANCE RESISTIVO NA LINHA DE TRANSMISSÃO COM CARGA DE 600 A PARA A SE SÃO JOÃO DO PIAUÍ, E PERMANÊNCIA DA FALTA POR 300 MILLISEGUNDOS

- Tipo de Falta (e fases) - Posição na LT (%) - R de Falta (Ω) e Âng ($^\circ$)	Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)	
	BOA	SJP
FT (Fase A-Terra) 25% da LT / 50 Ω / 0 $^\circ$	53,9 ms	54,3ms
FT (Fase A-Terra) 25% da LT / 100 Ω / 0 $^\circ$	53,8 ms	57,4 ms
FT (Fase A-Terra) 75% da LT / 50 Ω / 0 $^\circ$	53,1 ms	55,4 ms
FT (Fase A-Terra) 75% da LT / 100 Ω / 0 $^\circ$	61,2 ms	56,4 ms

Os resultados das simulações se mostraram todos satisfatórios, com os tempos totais de eliminação dos defeitos bem abaixo dos 100 milissegundos estabelecidos nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS no Submódulo 2.5 [5].

As mesmas simulações foram realizadas para a Linha de Transmissão SE São João do Piauí – SE Sobradinho (211 km de extensão) e não foram observadas diferenças significativas no comportamento do relé de proteção selecionado para o empreendimento, demonstrando a versatilidade do mesmo.

B. Simulações da Linha de Transmissão SE São João do Piauí - SE Sobradinho (211,0 km de extensão)

A seguir são apresentados os resultados de algumas das simulações digitais em tempo real realizadas para a Linha de Transmissão SE São João do Piauí – SE Sobradinho:

• Falta Resistiva Interna a Linha de Transmissão (SE São João do Piauí - SE Sobradinho) Evolutiva (após 30 milissegundos a falta evolui para um novo tipo de falta) com Carga de 950 A para a SE Sobradinho;

TABELA IV
RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES: FALTA RESISTIVA INTERNA A LINHA DE TRANSMISSÃO EVOLUTIVA (APÓS 30 MILLISEGUNDOS A FALTA EVOLUI PARA UM NOVO TIPO DE FALTA) COM CARGA DE 950 A PARA A SE SOBRADINHO

- Tipo de Falta (e fases) - Posição na LT (%) - R de Falta (Ω) e Âng ($^\circ$)	Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)	
	SJP	SOB
FT (Fase C-Terra) + 30 ms evolui p/ 2F (Fases A-C) 100% da LT / 10-0,04 Ω / 0 $^\circ$	69,3 ms	82,6ms
FT (Fase B-Terra) + 30 ms evolui p/ 3F (Fases A-B-C) 35% da LT / 10-0,04 Ω / 0 $^\circ$	69,8 ms	74,1 ms
FT (Fase A-Terra) + 30 ms evolui p/ 3F (Fases A-B-C) 0% da LT / 10-0,04 Ω / 0 $^\circ$	47,6 ms	22,4 ms

• Faltas Seqüenciais (após 5 milissegundos ou 50 milissegundos uma nova falta surge no mesmo ponto de defeito) Interna a Linha de Transmissão (SE São João do Piauí - SE Sobradinho) com Carga de 950 A para a SE Sobradinho;

TABELA V
RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES: FALTAS SEQÜENCIAIS (APÓS 5 MS OU 50 MS UMA NOVA FALTA SURGE NO MESMO PONTO DE DEFEITO) INTERNA A LINHA DE TRANSMISSÃO COM CARGA DE 950 A PARA A SE SOBRADINHO

- Tipo de Falta (e fases) - Posição na LT (%) - R de Falta (Ω) e Âng ($^\circ$)	Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)	
	SJP	SOB
FT (Fase A-Terra) + 5 ms 2F (Fases A-B) 50-50% da LT / 0,04 Ω / 0 $^\circ$	49,2 ms	39,8 ms
FT (Fase A-Terra) + 50 ms 2F (Fases A-B) 50-50% da LT / 0,04 Ω / 0 $^\circ$	45,1 ms	32,2 ms
FT (Fase A-Terra) + 5 ms 2F (Fases A-B) 50-100% da LT / 0,04 Ω / 0 $^\circ$	49,3 ms	49,0 ms
FT (Fase A-Terra) + 50 ms 2F (Fases A-B) 50-100% da LT / 0,04 Ω / 0 $^\circ$	49,0 ms	31,7 ms

● Fechamento do Disjuntor de Alta Tensão da SE Sobradinho sem Carga na Linha de Transmissão (SE São João do Piauí - SE Sobradinho) com os disjuntores dos dois lados abertos e o fechamento sob falta.

TABELA VI
RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES: FECHAMENTO DO DISJUNTOR DE ALTA TENSÃO DA SE SOBRADINHO SEM CARGA NA LINHA DE TRANSMISSÃO COM OS DISJUNTORES DOS DOIS LADOS ABERTOS E O FECHAMENTO SOB FALTA

- Tipo de Falta (e fases) - Posição na LT (%) - R de Falta (Ω) e $\text{Âng} (^{\circ})$	Tempo de Eliminação do Defeito (em ms)	
	SJP	SOB
FT (Fase A-Terra) 100% da LT / 0,04 Ω / 90°	----	28,6 ms
3FT (Fases A-B-C-Terra) 100% da LT / 0,04 Ω / 90°	----	28,5 ms
3F (Fases A-B-C) 0% da LT / 0,04 Ω / 90°	----	15,0 ms
3FT (Fases A-B-C-Terra) 0% da LT / 0,04 Ω / 90°	----	14,1 ms

Os resultados das simulações se mostraram todos satisfatórios, com os tempos totais de eliminação dos defeitos bem abaixo dos 100 milissegundos estabelecidos nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS no Submódulo 2.5 [5].

As mesmas simulações foram realizadas para a Linha de Transmissão SE Boa Esperança – SE São João do Piauí (233,8 km de extensão) e não foram observadas diferenças significativas no comportamento do relé de proteção selecionado para o empreendimento, demonstrando a versatilidade do mesmo.

V. CONCLUSÕES

A Simulação Digital em Tempo Real (com o uso do Real Time Digital Simulator - RTDS™) para analisar o desempenho da proteção numérica de distância vem demonstrando ser uma ferramenta muito poderosa, pois é possível simular uma infinidade de situações que podem ocorrer no sistema elétrico em que o relé de proteção vai ser instalado. Com ela é possível prever eventuais erros de ajustes e obter o melhor desempenho do relé numérico de proteção que está sendo analisado para a futura instalação no sistema elétrico.

As simulações realizadas e seus resultados deram uma garantia necessária a Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF da expectativa do comportamento do relé numérico de proteção que seria utilizado na proteção das linhas de transmissão onde a Compensação Série Fixa foi instalada. A escolha das faltas a serem simuladas foi por amostragem, objetivando cobrir os casos mais comuns

ocorridos nas linhas de transmissão em alta tensão existentes no sistema elétrico brasileiro.

Fica recomendada a realização da simulação digital em tempo real para a análise do desempenho da proteção numérica a ser utilizada em empreendimentos da rede básica de transmissão de energia. A mesma proporciona maiores confiabilidade e segurança, obtendo o máximo desempenho e funcionalidade que estes modernos dispositivos de proteção propiciam ao Sistema Elétrico Brasileiro.

VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] *Especificações Técnicas – Bancos de Capacitores Série – Subestação de São João do Piauí*, CHESF – Companhia Hidroelétrica do São Francisco – Superintendência de Projeto e Construção da Transmissão – Departamento de Projeto e Construção de Subestações ET/DSE-996-MAU/02, Maio de 2002.
- [2] M. C. Lima, M. N. Lemes e E. B. Terzi, "Experiência da CHESF no Projeto de Banco de Capacitores Série em 500 kV instalados na SE São João do Piauí," em *XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Curitiba – PR – Brasil, Outubro/2005.
- [3] A. L. P. de Oliveira, "Simulação Digital do Comportamento da Proteção Numérica de Distância do FSC São João do Piauí (CHESF)," em *XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Curitiba – PR – Brasil, Outubro/2005.
- [4] V. Henn, "System Planning FSC São João do Piauí 7SA612 TNA Test" SIEMENS AG, Erlangen, Germany, April/2004.
- [5] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, "Submódulo 2.5 – Requisitos Mínimos dos Sistemas de Proteção, Supervisão/Controle e de Telecomunicações – rev. 1" ONS, Brasil, 2002.
- [6] SIEMENS AG, "Distance Protection 7SA6 v. 4.34.03 – Manual" em *SIEMENS – SIPROTEC 4*, Erlangen, Germany, 2002.

VII. BIOGRAFIAS



André Luiz Pereira de Oliveira nasceu em São José do Rio Preto/SP em 1978. Engenheiro Eletricista pela EFEI - Escola Federal de Engenharia de Itajubá (Itajubá - MG) desde 2001. Obteve o título de Especialista em Proteção de Sistemas Elétricos pela UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá (Itajubá - MG) em 2003. Certificado pelo Project Management Institute® - PMI® dos Estados Unidos da América (USA) como Project Management Professional (PMP®) em 2004. É mestrando em Engenharia Elétrica pela UNIFEI. Trabalha desde 2001 na SIEMENS Ltda. na área PTD H (Power Transmission and Distribution – High Voltage) como Project Manager (PM). É responsável pelo fornecimento "turn-key" de Subestações de Alta Tensão e Sistemas de Compensação de Reativos gerenciando contratos com empresas industriais e concessionárias do setor elétrico.



Paulo Márcio da Silveira nasceu em Itajubá/MG em 1960. Engenheiro Eletricista e Mestre pela EFEI - Escola Federal de Engenharia de Itajubá (Itajubá - MG) em 1984 e 1991 respectivamente. Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) em 2001. É Professor do Instituto de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá (Itajubá - MG) desde 1992, onde também é sub-coordenador do Grupo de Estudos da Qualidade de Energia - GQEE. Suas áreas de atuação incluem Proteção de Sistemas Elétricos, Qualidade da Energia Elétrica e Processamento de Sinais para Instrumentação.

Evaluation of Distance Protection Performance applied on Series Compensated Transmission Lines using Real Time Digital Simulation

A. L. P. de Oliveira, and P. M. da Silveira

Abstract—The protection of series compensated lines is considered to be one of the most difficult tasks for engineers. The series compensation affects the impedance measurement such that special considerations are necessary in the application of distance protection. In order to evaluate the performance of distance protective relays that will be applied in 500 kV Brazilian transmission system, real time closed-loop digital simulations were realized. The closed-loop testing approach enables the evaluation of not only the protective relay but also the response of the system to the relays action. Several complex situations were simulated and analyzed. This provided an opportunity to optimize the relays settings and protection scheme, therefore saved time during commissioning and assurance of satisfactory performance. The main objective is to present an evaluation of distance protection when applied to protect series compensated transmission lines, presenting not only the tripping times, but also verifying all the performance and functionality of a modern protection system.

Index Terms—Digital Simulation, Distance Relays, Power System Protection, Series Compensation.

I. INTRODUCTION

THE Fixed Series Compensations are commonly used today for better utilization of the existing power transmission systems. It is presented as the best choice, because not only does it increase power transmission capacity but also it stabilizes interconnected networks by reducing transmission line impedance.

Protection of Power Transmission Lines with Fixed Series Compensation is considered a great challenge to power system protection engineers, because it affects the impedance measurement of the transmission line in such way that special considerations are necessary for the application of distance protection. The forecast and performance analysis is obtained with the real time digital simulation, and as result the numeric protective relays optimized settings and possibilities are reached.

Simulation is one of the most powerful tools available to

André Luiz P. de Oliveira is with SIEMENS Ltda. - PTD H - Power Transmission and Distribution – High Voltage Department, Av. Mutinga, 3.800, 2^o Floor – Pirituba – São Paulo/SP – ZIP CODE 05110-901 Brazil (e-mail: andreluiz.oliveira@siemens.com).

Paulo Márcio da Silveira is with Federal University of Itajubá – UNIFEI – Power Quality Study Group - GQEE/Electrical Engineering Department, Av. BPS, 1303 – Pinheirinho – Itajubá/MG – ZIP CODE 37500-903 (e-mail: pmsilveira@unifei.edu.br).

1-4244-0288-3/06/\$20.00 ©2006 IEEE

power system engineers when confronted with the need to study complex power system phenomena. It is of general knowledge that simulation, and especially real time digital simulation, has an important role in electrical power system studies. Larger models of power systems, with more complexity in their constitution are demanded for the simulations. With the frequent introduction of power electronics, simulations are extremely necessary to guarantee the reliable operation of the electrical power system.

The main objective of this work is to present an evaluation of distance protection performance when applied on series compensated transmission lines, presenting not only the tripping times, but also verifying the whole performance and versatility of a modern protection system.

II. REAL TIME DIGITAL SIMULATOR

The Real Time Digital Simulator is an equipment for utilization in Electrical Power Systems with the capacity of real time continuous operation for simulations and tests [1]. Fig. 1 presents one rack of Real Time Digital Simulator [2].

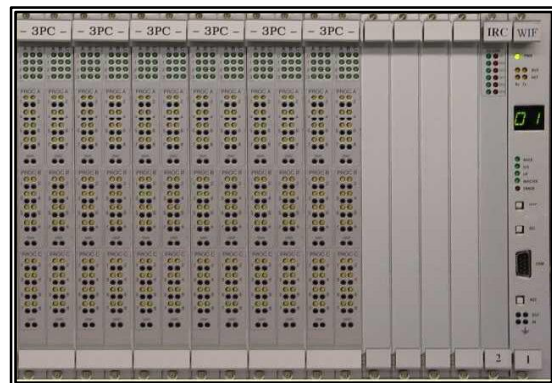


Fig. 1. Real Time Digital Simulator's Rack

The Real Time Digital Simulator operation is like a digital TNA, flexible, accurate and with great Electrical Power System and components representation capacity [2]-[3].

The numeric protective relays connections to the Real Time Digital Simulator system were accomplished with the use of

current and voltage amplifiers. The tripping commands were realized by segregated phase, making possible single pole tripping commands to simulate the single pole system auto-reclosure.

The digital simulations generated files containing all the faults and alarms registers, also the numeric relays commands and reactions through the process of sending and receiving signals to the system, like in Fig. 2 and Fig. 3.

DIGSI V4.30 ...siano 2 / 7SA612 V4.2 left/7SA612 V04.22.03 09/04/2002 11:53:19

Trip Log - 000088 / 04.09.02 11:55:11.315 - CEMIG / Veaspiano 2 / 7SA612 V4.2 left/7SA612 V04.22.03

Number	Indication	Value	Date and time	Cause	State
00301	Power System fault	88 - ON	04.09.2002 11:55:11.315		
00302	Fault Event	104 - ON	04.09.2002 11:55:11.315		
03682	21 Pickup AG	ON	0 ms		
03701	21 Selected Loop AG forward	ON	0 ms		
04056	85-21 Carrier SEND signal	ON	0 ms		
01802	21 TRIP command - Only Phase A	ON	0 ms		
02844	79 1st cycle running	ON	1 ms		
02801	79 - in progress	ON	1 ms		
00533	Primary Fault current Ia	6,11 kA	2 ms		
01332	50N / 51N Ground O/C is BLOCKED	ON	10 ms		
04006	>85-21 Carrier RECEPTION, Channel 1	ON	29 ms		
01318	>85-67N Carrier RECEPTION, Channel 1	ON	29 ms		

Fig. 2. Events Sequence example of a fault simulation on the Real Time Digital Simulator

Also current and voltage analogical signs were registered together with the numeric protective relays binary inputs and outputs, supplying the fault detection and tripping commands times.

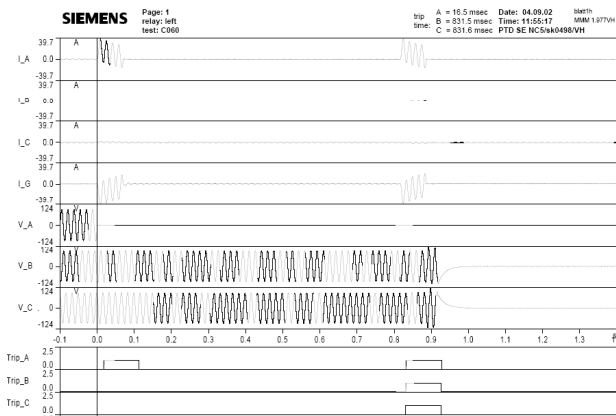


Fig. 3. Oscillograph example of a fault simulation on the Real Time Digital Simulator

III. THE SIMULATION METHODOLOGY

A double circuit transmission line is the most versatile circuit for testing and simulating power transmission lines numeric protection. Physical phenomena, like for example mutual coupling, can be simulated. Relays with zero sequence mutual compensation don't suffer influence of this effect. However, the relays need to be fed with the residual current of parallel transmission line. The following diagram in Fig. 4 shows the setup principle of the simulation system:

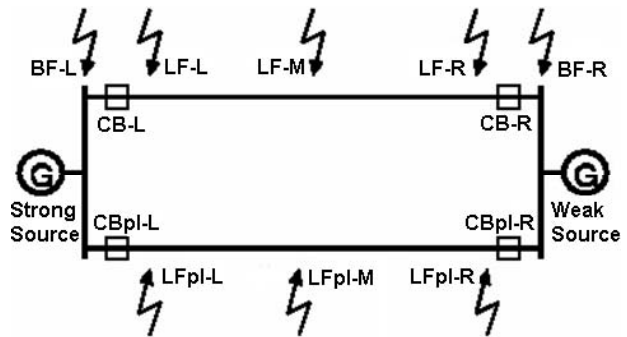


Fig. 4. Double circuit transmission line single diagram for numeric protection simulation

Normally two protective relays are simulated simultaneously to analyze the correct behavior of the teleprotection scheme. In order to get the most information about the numeric protective behavior, it is made use of one strong source and one weak source.

The left circuit breaker (CB-L) and the right circuit breaker (CB-R) are physically present in the simulator and are controlled by the protective relays. The left circuit breaker (CBpl-L) and the right circuit breaker (CBpl-R) of the parallel transmission line are controlled by the simulator. Faults can be located at the left busbar (BF-L) and right busbar (BF-R), on the left side (LF-L), in the middle (LF-M) and right side (LF-R) of the transmission line and all the respective points of parallel transmission line.

For simulation with single circuit transmission line, the parallel transmission line circuit breakers are opened and the mutual coupling may be removed.

Capacitive voltage transformers may be located on the transmission line or busbar. Also current transformer with saturation can be simulated, but normally in high voltage systems they are sufficiently dimensioned and will not saturate before the protective relay gives a trip command for an internal fault.

Faults (short-circuits) are simulated by using resistors, which change their value from very low to very high. Due to numerical reasons, it is not possible to use null resistor value. So, a value between 0.02Ω and 0.1Ω is used, corresponding to the resistive (or ohmic) part of less than 1 km of transmission line. Therefore it has no influence on the distance measurement because it is a very low value on the distance loop measurement.

A sequencer controls the instant of changing the fault's resistor value. The fault's insertion angle is normally synchronized on the left busbar to the voltage of the corresponding fault phase. For multiphase faults, one reference phase is used for synchronization.

Faults external to the transmission line can be removed by the sequencer after 100 ms, simulating successful fault clearing of an external protection device, to see the correct drop off of the protective relay under test. However, it can be opted to not remove the fault by the sequencer, simulating a breaker fail condition externally, to see the operation of the protective

relay under test in the backup zones.

Internal faults are cleared by the protective relay by opening the circuit breakers. In case of a single pole fault, the voltage of the faulty phase in the fault point will be nearly zero, since the fault resistor is still low resistive. In the real electrical system, after a circuit breaker open phase, the arc will disappear after some 100 ms and remove the low resistive (ohmic) connection between phase and ground. The other phases are still in service and they produce some voltage on the disconnected phase via the line capacitors between the phases. If a successful autoreclosure is simulated, the fault is removed about 200 ms after the fault's insertion. However is an unsuccessful autoreclosure the fault remains 2000 ms.

The faults types simulated are: Single Pole Fault (SPF), Double Pole Fault (DPF), Double Pole Fault with Ground (DPFG), Three Pole Fault (TPF) and Three Pole Fault with Ground (TPFG). In these faults simulations, power transmission lines conditions with or without load, high impedance faults, circuit breaker switch onto faults and behavior on evolving or sequential faults are analyzed.

IV. THE ELECTRICAL POWER SYSTEM SIMULATED

The Electrical Power Systems analyzed in this work is the São João do Piauí Fixed Series Compensation (FSC), of property of the San Francisco Hydroelectric Company - CHESF (Brazilian Power Transmission Company). It is consisted of two power series capacitors banks installed in two different power transmission lines that arrive in São João do Piauí Substation: Boa Esperança Substation - São João do Piauí Substation (233.8 km of extension) in Fig. 5 and São João do Piauí Substation – Sobradinho Substation (211.0 km of extension) in Fig. 6.

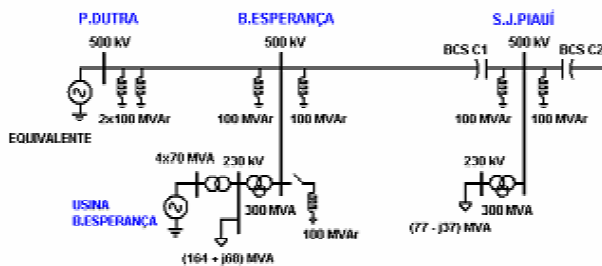


Fig. 5. System Single Line Diagram (1st Part): Power Transmission Line Boa Esperança SS – São João do Piauí SS (233.8 km)

The dimensioning characteristics studies of the power series capacitors banks took into account a system expansion in 2008. Both series power capacitors banks were dimensioned to compensate 70% of the power transmission lines reactance.

The series capacitors banks are in commercial operation since August 2004, presenting the expected performance for the electrical power system in which they were installed.

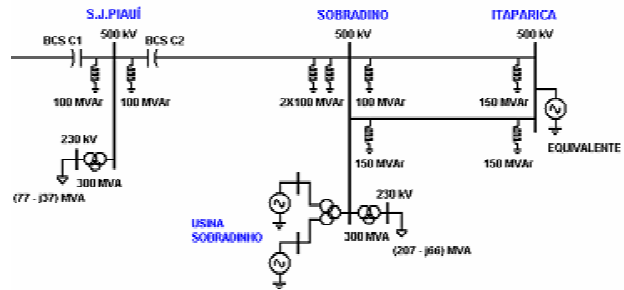


Fig. 6. System Single Line Diagram (2nd Part): Power Transmission Line São João do Piauí SS – Sobradinho SS (211.0 km)

V. NUMERIC DISTANCE PROTECTION 7SA612

The protection systems to be installed in the Brazilian Electrical Power System should follow the Minimum Requirements of Protection, Supervision/Control and Telecommunications Systems of the National Operator of the Electrical System – ONS [4]. Therefore, the San Francisco Hydroelectric Company - CHESF elaborated a rigorous technical specification. Aiming to reach all the power system protection requirements, SIEMENS presented the distance protection numeric relay 7SA612 (Software Version V4.34.03).

The 7SA612 relay is a numeric protective relay of digital microprocessor technology with multifunction, oscillograph routines, internal time synchronization by GPS satellite sign (IRIG-B or DCF 77), local and remote settings, self diagnostic, self tests and serial/optical outputs for communication with microcomputers. Besides the non-switched distance protection with 6 (six) measuring systems (21/21N), this protective relay also has directional overcurrent function for the three phases and neutral (67/67N) and additional complementary protection functions (overcurrent backup (50/51 and 50/51N), circuit breaker failure (50BF), power swing blocking (68), undervoltage (27)/overvoltage (59), synchronization check (25) and selection of single pole/three pole auto-reclosure) [5].

The 7SA612 numeric protective also has logics that permit the application of several protection schemes: Permissive Overreaching Transfer Trip (POTT), Directional Comparison Pickup, Unblocking/Blocking, Pilot Wire Comparison, Reverse Interlocking, Direct Underreaching Transfer Trip (DUTT), Permissive Underreaching Transfer Trip (PUTT) and Weak Infeed Protection [6].

The 7SA612 numeric protective relays settings and the protection schemes were defined together with SIEMENS and San Francisco Hydroelectric Company – CHESF.

VI. NUMERIC DISTANCE PROTECTION PERFORMANCE EVALUATION

The main purpose of the analysis of numeric distance protection performance is to validate the relay that will be used in the transmission lines protection project, also proving the effectiveness of the schemes and protection settings. With the purpose to evaluate the power transmission lines protection referenced before, performed by the numeric distance

protective 7SA612 relays, real time digital simulation were realized.

The results analysis was accomplished with oscillographic fault recording, the sequence of the events and the defects elimination times. The following aspects were observed/analyzed for each simulation:

- Directional Selection;
- Start Units Operation according with the involved phases in the simulated fault;
- Distance Protection performance;
- Behavior of the measurement units in face of evolving faults;
- Teleprotection Sign transmission and reception for the several simulated situations (permissive schemes, echo and weak infeed);
- Single pole or three pole *tripping* command, according with the type of simulated fault;
- Effectiveness of the auto-reclosure, according with the type of simulated fault;
- Detection of power on transmission line after auto-reclosure;
- Total times of defect elimination;
- Detection of fuse failure and protection activation in the emergency module;
- Numeric distance protective relay fault location.

All the situations here presented were chosen for the tests and simulations in both power transmission lines where the capacitors banks were installed (Boa Esperança SS - São João do Piauí SS and São João do Piauí SS – Sobradinho SS). A total of 234 simulations were realized, all present in a specific report [2]. The most important results will be presented, validating all the remaining work realized. The fault position is presented by percentile value (%) of the power transmission line, always in relation to the right side: first São João do Piauí SS in Table I, Table II and Table III followed by the Sobradinho SS in Table IV, Table V and Table VI.

The total fault elimination time is the sum of detection/identification, processing, opening sign sending for the high voltage circuit breaker (trip) and sign receiving of the high voltage circuit breaker opened. The times are presented for each one of the protective relays: (Boa Esperança = BOA, São João do Piauí = SJP and Sobradinho = SOB).

VII. SIMULATIONS RESULTS: BOA ESPERANÇA – SÃO JOÃO DO PIAUÍ TRANSMISSION LINE (233.8 KM)

Following are presented real time digital simulations results of Boa Esperança SS - São João do Piauí SS Power Transmission Line:

- Internal Metallic Faults (Fault Resistance = 0.04 Ω and Fault Incidence Angle = 0°) with 1,150 A load to the São João do Piauí SS;

TABLE I
SIMULATIONS RESULTS: INTERNAL METALLIC FAULTS WITH 1,150 A LOAD TO THE SÃO JOÃO DO PIAUÍ SS

Simulated Fault [Type/Phases and TL (%) Position]		Fault Elimination Time	
		BOA	SJP
SPF (AG)	100%	55.3 ms	535 ms
DPFG (AB)	100%	55.8 ms	56.6 ms
DPFG (ABG)	100%	56.7 ms	53.1 ms
TPFG (ABCG)	100%	57.2 ms	45.6 ms
SPF (BG)	75%	48.4 ms	22.8 ms
DPF (BC)	75%	45.3 ms	20.3 ms
DPFG (BCG)	75%	48.5 ms	22.6 ms
TPFG (ABCG)	75%	44.7 ms	20.3 ms
SPF (AG)	25%	52.6 ms	39.9 ms
DPF (AB)	25%	56.7 ms	33.1 ms
DPFG (ABG)	25%	57.0 ms	32.2 ms
TPFG (ABCG)	25%	63.8 ms	40.3 ms
SPF (BG)	0%	44.2 ms	19.7 ms
DPF (BC)	0%	40.6 ms	14.4 ms
DPFG (BCG)	0%	40.9 ms	16.5 ms
TPFG (ABCG)	0%	39.4 ms	19.8 ms

The simulations results for the internal metallic faults were satisfactory. All aspects of the simulation were certificated. The worst fault elimination times were BOA = 63.8 ms (end of its 1st protection zone = 80% of TL extension) and SJP = 56.6 ms (out of its 1st protection zone = 80% of TL extension).

- Internal Resistive Faults (Fault Resistance = 10.0 Ω and Fault Incidence Angle = 0°) with 600 A load to the São João do Piauí SS;

TABLE II
SIMULATIONS RESULTS: INTERNAL RESISTIVE FAULTS WITH 600 A LOAD TO THE SÃO JOÃO DO PIAUÍ SS

Simulated Fault [Type/Phases and TL (%) Position]		Fault Elimination Time	
		BOA	SJP
SPF (AG)	100%	52.4 ms	53.9 ms
DPFG (ABG)	100%	57.6 ms	57.5 ms
SPF (BG)	75%	41.3 ms	15.7 ms
DPFG (BCG)	75%	47.1 ms	21.6 ms
SPF (AG)	25%	52.8 ms	48.1 ms
DPFG (ABG)	25%	61.4 ms	40.0 ms
SPF (BG)	0%	40.3 ms	16.5 ms
DPFG (BCG)	0%	40.9 ms	20.7 ms

The simulations results for the internal resistive faults were satisfactory. All aspects of the simulation were certificated. The worst fault elimination times were BOA = 61.4 ms (end of its 1st protection zone = 80% of TL extension) and SJP = 57.5 ms (out of its 1st protection zone = 80% of TL extension, in its 2nd protection zone = 140% of TL extension). The relays performance in the internal resistive faults simulations were practically the same of the internal metallic faults simulations.

- Resistive Reach Faults (internal fault with variation of Fault Resistance = 10.0 Ω , 20.0 Ω , 40.0 Ω , 75.0 Ω and 100.0 Ω and Fault Incidence Angle = 0°) with 600 A load to the São João do Piauí SS and permanence of the fault for 300 ms.

TABLE III
SIMULATIONS RESULTS: RESISTIVE REACH FAULTS WITH 600 A LOAD TO THE SÃO JOÃO DO PIAUÍ SS AND PERMANENCE OF THE FAULT FOR 300 MS

Simulated Fault [Type/Phases and TL (%) Position]		Fault Elimination Time	
		BOA	SJP
SPF (AG)	25% / 10 Ω	53.0 ms	30.0 ms
SPF (AG)	25% / 20 Ω	53.6 ms	32.0 ms
SPF (AG)	25% / 40 Ω	52.9 ms	53.3 ms
SPF (AG)	25% / 75 Ω	52.5 ms	52.6 ms
SPF (AG)	25% / 100 Ω	53.8 ms	57.4 ms
SPF (AG)	75% / 10 Ω	40.6 ms	16.7 ms
SPF (AG)	75% / 20 Ω	48.4 ms	33.3 ms
SPF (AG)	75% / 40 Ω	53.8 ms	31.8 ms
SPF (AG)	75% / 75 Ω	61.6 ms	54.9 ms
SPF (AG)	75% / 100 Ω	61.2 ms	56.4 ms

The simulations results for the resistive reach faults were satisfactory. All aspects of the simulation were certificated. BOA protective relay's fault elimination times practically did not suffer influence of fault resistance variation and transmission line position. Also SJP protective relay's fault elimination times were excellent for faults in its 1st protection zone = 80% of TL extension (25% and 75% of TL extension). The worst fault elimination times were BOA = 61.6 ms (75% / 75 Ω) and SJP = 57.4 ms (25% / 100 Ω), both faults in 1st protection zone = 80% and with high fault resistance.

All the simulations results for Boa Esperança SS – São João do Piauí SS power transmission line were satisfactory, with total fault elimination times below the 100 milliseconds established in the National Operator of the Electrical System - ONS [4]. The same simulations were accomplished for the São João from Piauí SS – Sobradinho SS Transmission Line (211.0 km) and significant differences were not found on the protective relay selected for the project, demonstrating the equipment's versatility.

VIII. SIMULATIONS RESULTS: SÃO JOÃO DO PIAUÍ – SOBRADINHO TRANSMISSION LINE (211.0 KM)

Following are presented real time digital simulations results of São João do Piauí SS – Sobradinho SS Power Transmission Line:

- Evolving Internal Resistive Faults (initial fault with Fault Resistance = 10.0 Ω and after 30 ms evolutes to another fault with Fault Resistance = 0.04 Ω , both with Fault Incidence Angle = 0°) with 950 A load to the Sobradinho SS;

TABLE IV
SIMULATIONS RESULTS: EVOLVING INTERNAL RESISTIVE FAULTS (AFTER 30 MS) WITH 950 A LOAD TO THE SOBRADINHO SS

Simulated Fault [Type/Phases and TL (%) Position]		Fault Elimination Time	
		SJP	SOB
SPF(CG)/DPF(CA)	100%	62.8 ms	53.9 ms
SPF(CG)/TPF(CAB)	100%	61.6 ms	55.6 ms
SPF(BG)/DPF(BC)	35%	47.9 ms	32.6 ms
SPF(BG)/TPF(BCA)	35%	48.0 ms	34.0 ms
SPF(AG)/DPF(AB)	0%	41.6 ms	15.8 ms
SPF(AG)/TPF(ABC)	0%	40.2 ms	14.2 ms

The simulations results for the evolving internal resistive faults were satisfactory. All aspects of the simulation were certificated. SOB protective relay's fault elimination times were better for faults in its 1st protection zone (70% of TL extension). For SJP protective relay, faults in the beginning of its 1st protection zone (70% of TL extension) were the higher values (100% of TL extension). The worst fault elimination times were SJP = 62.8 ms and SOB = 55.6 ms, both faults in 100 % of TL extension.

- Sequential Internal Metallic Faults (after a time delay a new fault appears on the same fault point: 50% of TL extension, with Fault Resistance = 0.04 Ω and Fault Incidence Angle = 0°) with 950 A load to the Sobradinho SS;

TABLE V
SIMULATIONS RESULTS: SEQUENTIAL INTERNAL (50% OF TL EXTENSION) METALLIC FAULTS (AFTER A TIME DELAY) WITH 950 A LOAD TO THE SOBRADINHO SS

Simulated Fault [Type/Phases and Time Delay (ms)]		Fault Elimination Time	
		SJP	SOB
SPF(AG)/DPF(AB)	5 ms	49.2 ms	39.8 ms
SPF(AG)/DPF(AB)	15 ms	48.0 ms	37.4 ms
SPF(AG)/DPF(AB)	50 ms	45.1 ms	32.2 ms
SPF(AG)/DPF(AB)	250 ms	40.4 ms	30.1 ms

The simulations results for the sequential internal metallic faults were satisfactory. All aspects of the simulation were certificated. SJP and SOB protective relay's fault elimination times did not present much variation. Both protective relays were in their 1st protection zone (70% of TL extension). The worst fault elimination times were SJP = 49.2 ms and SOB = 39.8 ms, both faults with 5 ms of time delay.

- Switch onto Internal Faults (Sobradinho SS high voltage circuit breaker switch onto metallic faults at 0% and 100% of TL extension, with Fault Resistance = 0.04 Ω and Fault Incidence Angle = 90°) with no load.

TABLE VI
SIMULATIONS RESULTS: SWITCH ONTO INTERNAL FAULTS (SOBRADINHO SS HIGH VOLTAGE CIRCUIT BREAKER) WITH NO LOAD

Simulated Fault [Type/Phases and TL (%) Position]		Fault Elimination Time	
		SJP	SOB
SPF (AG)	100%	-----	28.6 ms
TPFG (ABCG)	100%	-----	28.5 ms
DPFG (ABG)	0%	-----	15.5 ms
TPFG (ABCG)	0%	-----	14.3 ms

The simulations results for the switch onto internal faults were satisfactory. All aspects of the simulation were certificated. SOB protective relay's fault elimination times were better in its 1st protection zone (70% of TL extension), and a little higher in its 2nd protection zone (150% of TL extension). The worst fault elimination time was SOB = 28.6 ms.

All the simulations results for São João do Piauí SS – Sobradinho SS power transmission line were satisfactory, with total fault elimination times below the 100 milliseconds established in the National Operator of the Electrical System - ONS [4]. The same simulations were accomplished for the Boa Esperança - São João from Piauí SS (233.8 km) and significant differences were not found on the protective relay selected for the project, demonstrating the equipment's versatility.

IX. CONCLUSIONS

The Protection of Series Compensated Power Transmission Lines demands a special care when choosing the protection scheme and numeric protective relay settings, due to the effects of fixed series compensation on the numeric distance measurement. All the simulations results were satisfactory, with total fault elimination times below 100 milliseconds and significant differences were not found between the two power transmission lines protective relays.

Real Time Digital Simulation to analyze the performance of numeric distance protection demonstrates to be a very powerful tool, because it is possible to simulate an infinity of

situations that can happen in the electrical power system that the protective relay will be installed. With this it is possible to foresee eventual setting mistakes and to obtain the best performance of the numeric protective relay being analyzed for future installation in the electrical power system.

X. REFERENCES

- [1] P. G. McLaren, P. Forsyth, A. Perks and P. R. Bishop, "New Simulation Tools for Power Systems", IEEE T&D Conference and Exposition, Atlanta-Georgia USA, 2001.
- [2] A. L. P. Oliveira and V. Henn, "System Planning FSC SJPiauí 7SA612 TNA Test", PTD Technical Report, SIEMENS AG, Erlangen-Germany, 2004.
- [3] T. K. Kim, S. T. Cha, Y. B. Yoon, J. B. Choo, R. Wierckx, T. Maguire and R. Kuffel, "Power System Analysis using the Real Time Digital Simulator", ICEE2K, Kitakyushu Japan, 1999.
- [4] National Operator of the Electrical System – ONS, Submodule 2.5 Minimum Requirements of Protection, Supervision/Control and Telecommunications Systems – rev. 1, ONS, Rio de Janeiro – RJ – Brazil, 2002.
- [5] SIEMENS AG, Applications for SIPROTEC Protective Relays – 3rd Edition, SIPROTEC 4, Erlangen-Germany, 2004.
- [6] G. Ziegler, Numerical Distance Protection: Principles and Applications – 1st Edition, SIEMENS AG, Erlangen-Germany, 1999.

XI. BIOGRAPHIES



André Luiz Pereira de Oliveira was born in São José do Rio Preto/SP, Brazil in 1978. He received his BSEE degree in electrical engineering from the Federal Engineering School of Itajubá (EFEL), Brazil, in 2001. Obtained Specialist's title in Power Systems Protection from Federal University of Itajubá (UNIFEL), Brazil, in 2003. Project Management Professional (PMP®) certified by the Project Management Institute® - PMI® of the United States of America (USA) since 2004. He is currently working on his MSc at UNIFEL. He works at SIEMENS Ltda. as a Project Manager since 2001 at PTD H (Power Transmission and Distribution - High Voltage Department), responsible for the supplying of "turn-key" High Voltage Substations and Power Compensation Systems.



Instrumentation.

Paulo Márcio da Silveira was born in Itajubá/MG, Brazil in 1960. He received his BSEE and MSc degrees from the Federal Engineering School of Itajubá (EFEL), Brazil, in 1984 and 1991, respectively, and his DSc degree in electrical engineering from University of Santa Catarina (UFSC), Brazil, in 2001. He is Associate Professor at Federal University of Itajubá, where he is also the Power Quality Study Group sub-coordinator. His interests areas are Power System Protection and Power Quality and Signal Processing for



21 a 25 de Agosto de 2006
Belo Horizonte - MG

A Simulação Digital em Tempo Real para Análise do Desempenho de Proteções Numéricas de Linhas de Transmissão

Eng. André Luiz P. de Oliveira
SIEMENS Ltda.
andreluiz.oliveira@siemens.com

Eng. Paulo Márcio da Silveira, Dr.
UNIFEI
pmsilveira@unifei.edu.br

RESUMO

A proteção de linhas de transmissão é considerada uma das tarefas mais trabalhosas para os engenheiros de proteção. Com o propósito de analisar o desempenho dos relés numéricos de proteção de distância que serão aplicados nas linhas de transmissão das concessionárias brasileiras, simulações digitais em tempo real de "loop" fechado podem ser realizadas. A abordagem dos testes com "loop" fechado permite a avaliação não somente do relé numérico de proteção, mas também a resposta do sistema as ações dos relés. Várias situações complexas podem ser simuladas e analisadas, o que proporciona uma oportunidade de otimização dos ajustes dos relés e dos esquemas de proteção, desta forma economizando tempo durante o comissionamento e garantindo um desempenho satisfatório. O principal objetivo é apresentar uma ferramenta de avaliação da proteção numérica de distância quando aplicada em linhas de transmissão, levando em conta não somente os tempos de *trip*, mas sim toda a performance e funcionalidade de um moderno sistema numérico de proteção.

PALAVRAS-CHAVE

Ferramenta, Planejamento, Relés Numéricos, Proteção de Distância, Simulação Digital.

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas de transmissão de energia vêm operando em condições cada vez mais sobrecarregadas. O crescimento da demanda de energia elétrica e da complexidade dos sistemas não está sendo acompanhado por investimentos, seja por motivos de ordem econômica, ambiental ou política. Esta demanda por energia das indústrias nacionais necessita de uma solução econômica para o aumento da capacidade de transmissão das linhas existentes. Diante das dificuldades ambientais e econômicas da construção de novas linhas de transmissão de energia elétrica, a proteção otimizada das linhas de transmissão existentes se tornou uma grande necessidade pelas empresas concessionárias do Sistema Elétrico Brasileiro.

A proteção de linhas de transmissão é considerada um grande desafio para os engenheiros de proteção, pois vários aspectos afetam a medição da impedância da linha de tal maneira que considerações especiais são necessárias para a aplicação da proteção de distância (CIGRE, 1991, p. 8). A previsão e análise do desempenho é conseguida com a simulação digital em tempo real, e como resultado uma otimização dos ajustes e possibilidades dos relés numéricos de proteção são obtidos.

A simulação é uma das ferramentas mais poderosas disponíveis aos engenheiros de sistemas de potência quando da necessidade de analisar fenômenos complexos do sistema elétrico. É de consenso geral que a simulação, e especialmente a simulação digital em tempo real, tem um papel importante nos estudos dos sistemas elétricos. Cada vez modelos maiores dos sistemas contendo mais complexidades em sua constituição são exigidos para as simulações.

2. A SIMULAÇÃO DIGITAL EM TEMPO REAL

2.1. O Simulador Digital de Tempo Real

O Simulador Digital de Tempo Real (Real Time Digital Simulator – RTDS™) é um equipamento para utilização em Sistemas Elétricos de Potência com capacidade de operação contínua em tempo real (OLIVEIRA, 2003, p. 2).

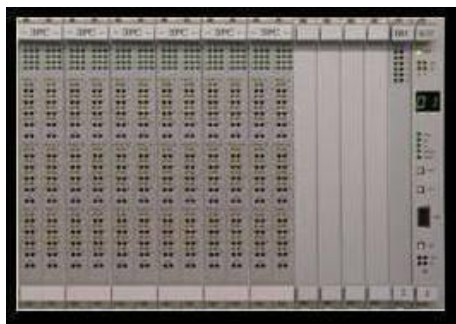


Figura 1: Rack do Simulador Digital de Tempo Real (Real Time Digital Simulator – RTDS™)

O funcionamento do Simulador Digital de Tempo Real (RTDS™) é como um TNA digital, flexível, preciso e com grande capacidade de representação de um Sistema Elétrico e seus inúmeros componentes.

As conexões dos relés de proteção numéricos ao sistema do Simulador Digital de Tempo Real (RTDS™) são realizadas com o uso de amplificadores de corrente e tensão. A realização dos comandos de *trip* é realizada de fase segregada, possibilitando comandos de *trip* monopolar para a simulação de religamento automático.

Number	Initiation	Value	Date and Time	Cause	State
0000	CLEAR - 500V	ON	11:11:00		
0001	DISTANCE TRIP	ON	11:11:00		
0002	TRIP	ON	11:11:00		
0003	PRIMARY FAULT	5.11 kA	11:11:00		
0004	SECONDARY FAULT	5.07 kA	11:11:00		
0005	SECONDARY FAULT	5.05 kA	11:11:00		
0006	DISTANCE TRIP	ON	11:11:00		
0007	TRIP	ON	11:11:00		
0008	DISTANCE LOCKED	OFF	11:11:00		
0009	TRIP	ON	11:11:00		
0010	DISTANCE LOCKED	OFF	11:11:00		
0011	TRIP	ON	11:11:00		

Figura 2: Exemplo de Sequência de Eventos de uma falta simulada no Simulador Digital de Tempo Real

Com as simulações são gerados arquivos contendo todos os registros de faltas e alarmes, além dos comandos e reações dos relés numéricos de proteção através do envio e recebimento de sinais. Além disto, os sinais analógicos de corrente e tensão são registrados juntamente com as entradas e saídas

binárias dos relés numéricos de proteção, fornecendo os tempos de detecção de falta e comando de *trip* (OLIVEIRA, 2005, p. 3).

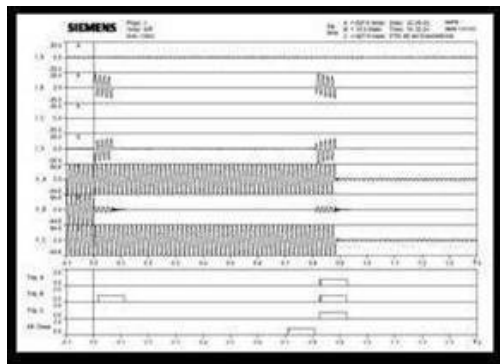


Figura 3: Exemplo de Oscilografia de uma falta simulada no Simulador Digital de Tempo Real

2.2. Vantagens da Simulação Digital em Tempo Real

As vantagens das ferramentas de simulação digital sobre os simuladores analógicos incluem a facilidade de utilização, baixa manutenção e custo inicial. Ao se utilizar simuladores digitais, sistemas de potência podem ser modelados sem a necessidade de se conectar fisicamente e calibrar um grande número de componentes analógicos. Adicionalmente, utilizando-se tecnologia digital podem ser construídos sistemas de potência mais detalhados e precisos, o que é muito importante quando da simulação de grandes sistemas de corrente alternada e contínua.

Historicamente, a vantagem significativa oferecida pelos simuladores analógicos era a habilidade destes em operar em tempo real, permitindo testes de dispositivos de controle e proteção. Entretanto, com o advento do RTDS™ (um simulador totalmente digital que opera em tempo real) as vantagens das ferramentas digitais e dos simuladores analógicos são realizadas simultaneamente.

Uma das vantagens mais visíveis de um simulador completamente digital como o RTDS™ é a possibilidade de realizar novamente uma simulação já ocorrida em segundos (uma nova conexão física de componentes é completamente eliminada com o RTDS™). Enquanto resultados obtidos de uma simulação estão sendo analisados, outro caso de simulação pode estar acontecendo sem mudar a organização física do simulador, o que permite que vários estudos completamente diferentes possam ocorrer em paralelo.

Um benefício importante percebido na simulação de transitórios eletromagnéticos é na aplicação onde existem interações entre o sistema de potência e dispositivos de atuação rápida como compensadores estáticos, sistemas de transformação de corrente CA/CC e relés digitais de proteção. O Real Time Digital Simulator (RTDS™) já foi utilizado diversas vezes em estudos envolvendo estes elementos dos sistemas de potência.

3. A METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO

3.1. Descrição do Sistema de Simulação

Uma linha de transmissão de circuito duplo é o circuito mais versátil para se testar e simular uma proteção numérica de linhas de transmissão. Fenômenos físicos, como o acoplamento mútuo, são simulados e pode-se mostrar a sua influência na medição de distância em uma das linhas quando da ocorrência de faltas monofásicas para a terra. Relés com compensação de linhas paralelas não sofrem

influência deste efeito quando são alimentados com a corrente residual da linha de transmissão paralela. O diagrama unifilar a seguir esclarece o princípio de funcionamento do sistema de simulação.

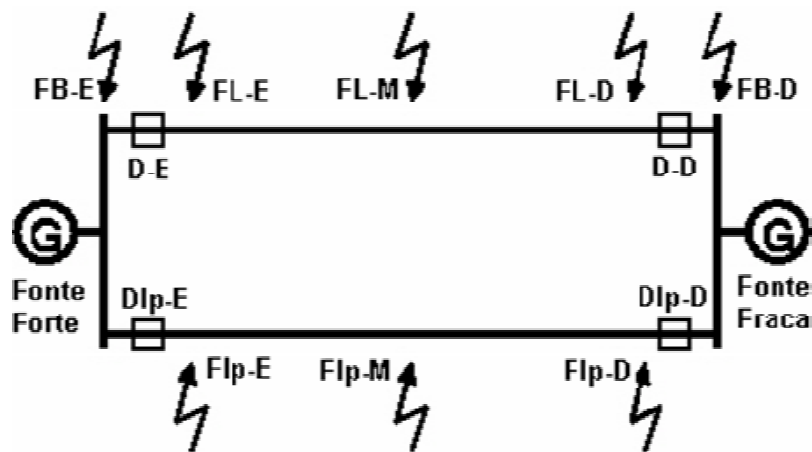


Figura 4: Linha de transmissão de circuito duplo para simulação da proteção numérica de linhas de transmissão

Normalmente dois relés de proteção são simulados simultaneamente para se analisar o correto comportamento do esquema de teleproteção. Para que possamos adquirir o máximo possível de informação sobre os comportamentos dos relés, é realizada a utilização de uma fonte forte e uma fonte fraca na simulação.

O disjuntor à esquerda (D-E) e o disjuntor à direita (D-D) são dois disjuntores que estão fisicamente presentes no simulador e são controlados pelos relés. O disjuntor à esquerda da linha paralela (Dlp-E) e o disjuntor à direita da linha paralela (Dlp-D) são dois disjuntores da linha de transmissão paralela que são controlados pelo simulador. As faltas podem ser localizadas nos barramentos da esquerda (FB-E) e da direita (FB-D), na própria linha de transmissão à esquerda (FL-E), no meio (FL-M) ou à direita (FL-D), e nos respectivos pontos na linha de transmissão paralela (lp).

Para simulações de linhas de transmissão de circuito simples, os disjuntores da linha de transmissão paralela são abertos e o acoplamento mutuo removido.

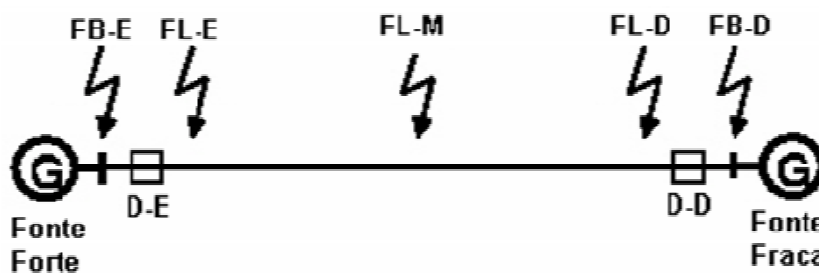


Figura 5: Linha de transmissão de circuito simples para simulação da proteção numérica de linhas de transmissão

Os transformadores de potencial capacitivo podem ser localizados na linha de transmissão ou nos barramentos. Pode-se simular também transformadores de corrente saturados, porém em sistemas de alta tensão estes são normalmente suficientemente dimensionados para não saturarem antes dos relés darem seus comandos de *trip* para uma falta interna.

3.2. Simulação de Falhas no Sistema

A simulação de falhas (curtos-circuitos) é realizada através da utilização de resistores, os quais podem variar seus valores entre baixos até muito altos. Devido a razões numéricas não é possível utilizar valores nulos de resistência ($0,00 \Omega$). Assim, são utilizados valores entre $0,02$ e $0,1 \Omega$, que correspondem a parte resistiva (ou ôhmica) de menos de 1 km de uma linha de transmissão, portanto não tendo influência nenhuma na medição de distância, a qual utiliza somente a parte reativa do “loop” de medição.

Um seqüenciador controla o momento da mudança do valor da resistência de falta. O ângulo inicial da falta normalmente é sincronizado com a tensão do barramento esquerdo da fase correspondente ao defeito. Para faltas multi-fases, uma fase de referência é utilizada para a sincronização.

Para faltas externas a linha de transmissão, as mesmas podem ser removidas pelo seqüenciador de defeitos após 100 ms, simulando assim um isolamento correto do defeito por parte de um dispositivo de proteção externo, com o objetivo de observar a não operação do relé sob teste. Ainda para faltas externas, estas podem não serem removidas pelo seqüenciador de defeitos, simulando uma condição de falha do disjuntor externo, com o objetivo de observar a operação do relé sob teste em suas zonas de retaguarda.

As faltas internas são isoladas pelo relé através da abertura dos disjuntores. No caso de um falta monofásica a tensão da fase sob defeito é próxima de zero, assim o valor da resistência de falta é muito pequeno. No sistema elétrico real, o arco desaparece após um tempo em torno de 100 ms e a conexão de baixa resistência entre o solo e a fase sob defeito é removida. As outras fases “sãs” ainda estão em serviço e geram tensões na fase isolada através da capacitância da linha de transmissão existente entre as fases.

Caso um religamento bem sucedido esteja sendo simulado, a falta é removida após 200 ms, porém caso um religamento mal sucedido esteja sendo simulado a falta permanece por até 2000 ms.

Os tipos de faltas simuladas no sistema são:

- Monofásica para a Terra (FT);
- Bifásica (2F);
- Bifásica para a Terra (2FT);
- Trifásica (3F);
- Trifásica para a Terra (3FT).

Nas simulações destes defeitos, são ainda analisadas as condições das linhas de transmissão com e sem carga, faltas de alta impedância, fechamento do disjuntor sob falta e comportamento ante faltas evolutivas.

4. A ANÁLISE DO DESEMPENHO DA PROTEÇÃO

A análise do desempenho da proteção numérica de distância tem como principal objetivo validar o relé numérico que estará sendo utilizado no empreendimento para a proteção das linhas de transmissão, além de comprovar a eficácia dos esquemas e ajustes de proteção (ZIEGLER, 1999, p. 241-256).

A análise dos resultados é realizada com base nas oscilografias, nas seqüências dos eventos e nos tempos de eliminação dos defeitos. Os seguintes aspectos são observados e analisados para cada simulação:

- Seleção da direcionalidade da falta;
- Operação das unidades de partida de acordo com as fases envolvidas na falta simulada;
- A atuação da função de distância;
- Comportamento das unidades de medida ante faltas evolutivas;
- Transmissão e recepção de sinal de teleproteção para as diversas situações simuladas (esquemas permissivos, echo e weak infeed);
- Saída de comando de *trip* monopolar ou tripolar, de acordo com o tipo de falta simulada;

- Efetivação do religamento automático, quando o mesmo for devido à situação simulada;
- Os tempos totais de eliminação do defeito;
- A detecção de energização da linha de transmissão defeituosa;
- A detecção de falha de fusível e ativação da proteção no módulo de emergência;
- Localização da falta pelo relé numérico de proteção de distância.

5. CONCLUSÕES

A Proteção de Linhas de Transmissão exige um cuidado especial quando da escolha do esquema de proteção e dos ajustes dos relés numéricos de distância. Os tempos de eliminação de defeitos devem estar sempre abaixo dos 100 ms estabelecidos nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2002, p. 8).

A Simulação Digital em Tempo Real para análise do desempenho da proteção numérica de distância vem demonstrando ser uma ferramenta muito poderosa, pois é possível simular uma infinidade de situações que podem ocorrer no sistema elétrico em que o relé de proteção vai ser instalado. Com ela é possível prever eventuais erros de ajustes e obter o melhor desempenho do relé numérico de proteção que está sendo analisado para a futura instalação no sistema elétrico. As simulações conseguem proporcionar maiores confiabilidade e segurança, obtendo o máximo desempenho e funcionalidade dos sistemas de proteção que serão utilizados nos empreendimentos de transmissão do sistema elétrico brasileiro.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1 OLIVEIRA, André Luiz P. *Simulação Digital do Comportamento da Proteção Numérica de Distância do FSC São João do Piauí (CHESF)*, Anais do XVIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba – PR – Brasil, GPC – 18, 2005.

2 OLIVEIRA, André Luiz P., GABINO, Maria Lúcia C., SILVA, Adilson M., COSTA, André Luiz M. *Análise do Desempenho da Proteção Numérica de Linhas de Transmissão através de Simulação Digital em Tempo Real*, Anais do VII STPC – Seminário Técnico de Proteção e Controle, Rio de Janeiro – RJ – Brasil, Artigo 37558009, 2003.

3 ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Submódulo 2.5 – Requisitos Mínimos dos Sistemas de Proteção, Supervisão/Controle e de Telecomunicações – rev. 1*, Procedimentos de Rede do ONS, Rio de Janeiro – RJ – Brasil, 2002.

4 ZIEGLER, Gerhard. *Distance Protection in Transmission Networks, Numerical Distance Protection: Principles and Applications – 1a Edition*, SIEMENS AG, Erlangen-Germany, 1999.

5 CIGRE. *Application Guide on Protection of Complex Transmission Network Configurations*, E50400-U0048-U211-A3-7600 - SC34 – WG04, Berlin – Germany, 1991.

Analysis of Numeric Distance Relays applied on Series Compensated Transmission Lines using Real Time Digital Simulation

André Luiz P. de Oliveira^{1,2}, Paulo Márcio da Silveira¹

1 - Itajubá Federal University Electrical Engineering Department
BPS 1303, ZIP CODE 37500-903 Itajubá-MG, Brazil

2 SIEMENS Ltda. Power Transmission and Distribution High Voltage Department
Mutinga, 3800, ZIP CODE 05110-901 São Paulo-SP, Brazil
andreluiz.oliveira@siemens.com, pmsilveira@unifei.edu.br

Abstract—The article presents a performance analysis of the numeric distance relays applied on Fixed Series Compensated Transmission Lines using Real Time Digital Simulation (RTDS™). The analysis was based on the simulations results of numeric protective relay on power transmission lines, in March 15 to 26, 2004, at SIEMENS AG's facilities (Erlangen - Germany). The need to maintain power transmission system reliability, took the San Francisco Hydroelectric Company - CHESF (Brazilian Power Transmission Company) to demand the use of ultimate generation numeric distance protection with guaranteed performance by digital simulation. Several types of faults simulations were accomplished, in several conditions of the electrical power system where the protective relays would be installed. The results are presented not only with the times of faults elimination, but also with all functionality and advantages that these modern devices make possible to the electrical power system.

Index Terms—Numeric Distance Relays, Fixed Series Compensation, Real Time Digital Simulation.

I. INTRODUCTION

The southwest region of the Brazilian State of Piauí is crossed by a 500 kV power transmission line that begins in the President Dutra Substation (Brazilian State of Maranhão), property of Brazilian Power Transmission Company Eletronorte, and ends in Sobradinho Substation (Brazilian State of Bahia). Its function is to provide the drainage of the energy produced in the North and Southeast regions to the Northeast region of Brazil. The system is constituted by a 500 kV circuit and 649,8 km along the President Dutra Substation, Boa Esperança Substation, São João do Piauí Substation and Sobradinho Substation. Such system is extended by two more 500 kV circuits of 289,5 km between the Sobradinho and Itaparica substations [1]. Figure 1 presents part of the San Francisco Hydroelectric Company - CHESF (Brazilian Power Transmission Company) energy transmission system.

Electrical Power Systems studies indicated the need of series fixed compensation series (FSC) to preserve

system dynamic stability during contingencies in the 500 kV connections along the North/Northeast and Southeast/Northeast power systems areas.



Fig. 1. Part of the San Francisco Hydroelectric Company - CHESF power transmission system

The most severe contingency is the loss of the 500 kV transmission line between the Serra da Mesa Substation and Correntina Substation with heavy load flow to the Northeast region.

The power demands of Brazilian national industries need an economical solution to increase power transmission capacity of existing transmission lines. Due to environmental and economical difficulties to construction of new power transmission lines, the use of Fixed Series Compensation (FSC) has turned into a common practice of power transmission companies in Brazil.

The series compensation is presented as the best choice, because not only it makes possible increasing power transmission capacity as well as it stabilizes the interconnected energy nets through reduction of the

impedance of the transmission line.

The Series Compensated Transmissions Lines protection is considered a great challenge to power system protection engineers, because it affects the impedance measurement of the transmission line in such a way that special considerations are necessary for the application of distance protection. The forecast and performance analysis is obtained with the real time digital simulation, and as result the numeric protective relays optimized settings and possibilities are reached.

II. THE SÃO JOÃO DO PIAUÍ FIXED SERIES COMPENSATION (CHESF)

The São João do Piauí Fixed Series Compensation, property of the San Francisco Hydroelectric Company - CHESF (Brazil), consists of two power series capacitors banks installed in two different power transmission lines that arrive in São João do Piauí Substation [2]:

- Boa Esperança Substation - São João do Piauí Substation : 233,8 km
- São João do Piauí Substation Sobradinho Substation: 211,0 km

The dimensioning characteristics studies of the power series capacitors banks took into account a system expansion in 2008. Both series power capacitors banks were dimensioned to compensate 70% of the power transmission lines reactance. The banks have the following characteristics:

- FSC 1 [Boa Esperança Substation - São João do Piauí Substation]:
 - 660 capacitors units (484 MVar)
 - 153 kV rms MOV (Metal Oxide Varistor)
- FSC 2 [São João do Piauí Substation - Sobradinho Substation]:
 - 600 capacitors units (437 MVar)
 - 143 kV rms MOV (Metal Oxide Varistor)

The series capacitors banks are in commercial operation since August 2004, presenting the expected performance for the electrical power system in which they were installed.

III. THE REAL TIME DIGITAL SIMULATION

The simulations occurred during March 15 to 26, 2004, at SIEMENS AG's facilities in Erlangen (Germany). San Francisco Hydroelectric Company CHESF was responsible for supplying the necessary power transmission lines parameters and other elements of the electrical power system in which fixed series compensation were installed.

The simulation system was generated with the insertion of all the data in the digital simulator, providing great fidelity to the real power system with

these tests and simulations.

A "closed loop" Real Time Digital Simulator (RTDS) was used in the simulations and tests. The *tripping* commands and circuit breakers opening / closing commands were sent directly to the simulator.

A. The Real Time Digital Simulator

The Real Time Digital Simulator (RTDS) is an equipment for utilization in Electrical Power Systems with the capacity of real time continuous operation [3].

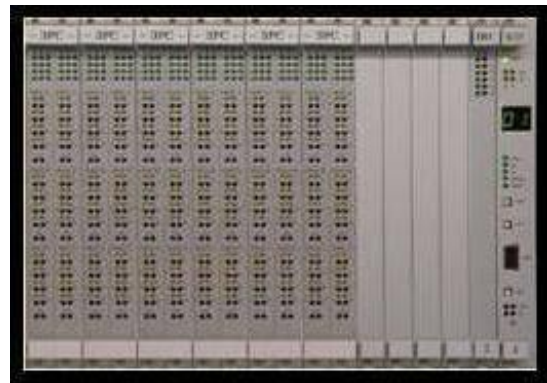


Fig. 2. RTDS - Real Time Digital Simulator s Rack

The Real Time Digital Simulator (RTDS) operation is like a digital TNA, flexible, accurate and with great Electrical Power System and components representation capacity [4].

The numeric protective relays connections to the Real Time Digital Simulator (RTDS) system were accomplished with the use of current and voltage amplifiers. The *tripping* commands were realized by segregated phase, making possible single pole *tripping* commands to simulate the single pole system auto-reclosure.

CHESF 74.10 - Plano 2 / 74612 74.2 Info/74613 74.22.02 83/94/2082 11.52.18

Trap Log - 00038 / 04.05.02 11:55:31.315 - CHM10 / Veapadano 2 / 74612 74.2 Info/74613 704.22.83

Number	Indication	Value	Date and time	Class	State
07001	Power Operation	01 - 01	04.05.2002		
03000	Event	104 - 01	11:55:11.315		
03000	FAULT MOVING	104 - 01	04.05.2002		
03002	SI Selected AD	01	11:55:11.315		
03701	SI Selected Loop	01			
04050	SI Selected	01			
04050	SI-21 Carrier	01			
03000	SI TRIP command -	01			
03044	SI TRIP command -	01			
03044	SI TRIP command -	01			
02801	TV - in progress	01			
00802	Primary Issue	0.11 kV			
01001	SI TRIP command -	01			
04006	SI-21 Carrier	01			
03315	SI-21 Carrier	01			

Fig. 3. Events Sequence example of a fault simulation on the RTDS - Real Time Digital Simulator

The digital simulations generated files containing all the faults and alarms registers, also the numeric relays commands and reactions through the process of sending and receiving signals to the system. Also current and voltage analogical signs were registered together with the numeric protective relays binary inputs and outputs, supplying the fault detection and *tripping* commands times (Figures 3 and 4).



Fig. 4. Oscillograph example of a fault simulation on the RTDS - Real Time Digital Simulator

B. Faults Simulated

The faults simulated consisted of short-circuits using fault resistance values that even for metallic fault (zero fault resistance), cannot be annulled due to numeric reasons (0,04 Ω was used) [3]. The internal and external fault types and nomenclature were:

- Single Pole Fault (SPF)
- Double Pole Fault (DPF)
- Double Pole Fault with Ground (DPFG)
- Three Pole Fault (TPF)
- Three Pole Fault with Ground (TPFG)

In these faults simulations, power transmission lines conditions with or without load, high impedance faults, circuit breaker switch onto faults and behavior on evolving faults were analyzed.

C. Numeric Distance Protection 7SA612

The protection systems to be installed in the Brazilian Electrical Power System should follow the Minimum Requirements of Protection, Supervision/Control and Telecommunications Systems of the National Operator of the Electrical System ONS [5]. Besides, the San Francisco Hydroelectric Company - CHESF elaborated a rigorous technical specification.

Aiming to reach all the power system protection requirements, SIEMENS presented the distance protection numeric relay 7SA612 (Software Version V4.34.03). This numeric relay belongs to an ultimate generation, guaranteeing the power transmission system service and stability [6].

The relay 7SA612 is a numeric protective relay of digital microprocessor technology with multifunction, oscillograph routines, internal time synchronization by GPS satellite sign (IRIG-B or DCF 77), local and remote settings, self diagnostic, self tests and serial/optical outputs for communication with microcomputers.



Fig. 5. Numeric Distance Protective Relay 7SA612

Besides the non-switched distance protection with 6 measuring systems (21/21N), this protective relay also has directional overcurrent function for the three phases and neutral (67/67N), additional complementary protection functions (overcurrent backup (50/51 and 50/51N), circuit breaker failure (50BF), power swing blocking (68), undervoltage (27)/overvoltage (59), synchronization check(25)) and selection of single pole/three pole auto-reclosure.

The 7SA612 numeric protective also has logics that permit the application of several protection schemes:

- Permissive Overreaching Transfer Trip (POTT)
- Directional Comparison Pickup
- Unblocking / Blocking
- Pilot Wire Comparison
- Reverse Interlocking
- Direct Underreaching Transfer Trip (DUTT)
- Permissive Underreaching Transfer Trip (PUTT)
- Weak Infeed Protection

The 7SA612 numeric protective relays settings and the protection schemes were defined together with SIEMENS and San Francisco Hydroelectric Company CHESF.

The series capacitors banks are in commercial operation since August 2004, presenting the expected performance for the electrical power system in which they were installed.

IV. ANALYSIS OF NUMERIC DISTANCE PROTECTION PERFORMANCE

The main purpose of the analysis of numeric distance protection performance is to validate the relay that will be used in the transmission lines protection project, also proving the effectiveness of the schemes and protection settings.

The results analysis was accomplished with oscillographic fault recording, the sequence of the events and the defects elimination times. The following aspects were observed/analyzed for each simulation:

- Directional Selection;
- Start Units Operation according with the

- involved phases in the simulated fault;
- Distance Protection performance;
 - Behavior of the measurement units in face of evolving faults;
 - Teleprotection Sign transmission and reception for the several simulated situations (permissive schemes, echo and weak infeed);
 - Single pole or three pole *tripping* command, according with the type of simulated fault;
 - Effectiveness of the auto-reclosure, according with the type of simulated fault;
 - Detection of power on transmission line after auto-reclosure;
 - Total times of defect elimination;
 - Detection of fuse failure and protection activation in the emergency module;
 - Numeric distance protective relay fault location.

All the situations here presented were chosen for the tests and simulations in both power transmission lines where the capacitors banks were installed (Boa Esperança SS - São João do Piauí SS and São João do Piauí SS Sobradinho SS). A total of 234 simulations were realized, all present in a specific report [4]. The most important results will be presented, validating all the remaining work realized. The fault position is presented by percentile value (%) of the power transmission line, always in relation to the right side: first São João do Piauí SS (in Tables I, II and III) and after the Sobradinho SS (in Tables IV, V and VI).

The total fault elimination time is the sum of detection / identification, processing, opening sign sending for the high voltage circuit breaker (*trip*) and sign receiving of the high voltage circuit breaker opened. The times are presented for each one protective relays: (Boa Esperança = BOA, São João do Piauí = SJP and Sobradinho = SOB).

A. Boa Esperança SS – São João do Piauí SS Power Transmission Line Simulations (233,8 km)

Following are presented real time digital simulations results of Boa Esperança SS - São João do Piauí SS Power Transmission Line:

- Internal Metallic Faults with load of 1.150 A to the São João do Piauí SS;

TABLE I
SIMULATIONS RESULTS: INTERNAL METALLIC FAULTS WITH LOAD OF 1.150 A TO THE SÃO JOÃO DO PIAUÍ SS

- Fault Type (and Phases) - TL (%) Position - Fault R (Ω) and Ang ($^\circ$)	Fault Elimination Time	
	BOA	SJP
SPF (A-G) TL 100% / 0,04 Ω / 0 $^\circ$	55,3 ms	53,5 ms
DPF (A-B) TL 25% / 0,04 Ω / 0 $^\circ$	56,7 ms	33,1 ms
DPGF (B-C G) TL 75% / 0,04 Ω / 0 $^\circ$	48,5 ms	22,6 ms
TPFG (A B C-G) TL 0% / 0,04 Ω / 0 $^\circ$	39,4 ms	19,8 ms

The simulations results for the internal metallic faults were all satisfactory. BOA protective relays fault elimination times does not present much variation, instead SJP protective relay that presents better fault elimination times for DPGF and TPFG simulations (Table I).

- Internal Resistive Faults with load of 600 A to the São João do Piauí SS;

TABLE II
SIMULATIONS RESULTS: INTERNAL RESISTIVE FAULTS WITH LOAD OF 600 A TO THE SÃO JOÃO DO PIAUÍ SS

- Fault Type (and Phases) - TL (%) Position - Fault R (Ω) and Ang ($^\circ$)	Fault Elimination Time	
	BOA	SJP
SPF (A-G) TL 100% / 10,0 Ω / 0 $^\circ$	52,4 ms	53,9 ms
DPGF (A-B-G) TL 25% / 10,0 Ω / 0 $^\circ$	61,4 ms	40,0 ms
DPGF (B-C G) TL 75% / 10,0 Ω / 0 $^\circ$	47,1 ms	21,6 ms
DPGF (B C-G) TL 0% / 10,0 Ω / 0 $^\circ$	40,9 ms	20,7 ms

The simulations results for the internal resistive faults were all satisfactory. Again (like as internal metallic faults), BOA protective relays fault elimination times does not present much variation, instead SJP protective relay that presents better fault elimination times for DPGF on TL extension 75% and 0% (Table II).

- Resistive Reach with load of 600 A to the São João do Piauí SS and permanence of the fault for 300 milliseconds.

TABLE III
SIMULATIONS RESULTS: RESISTIVE REACH WITH LOAD OF 600 A TO THE SÃO JOÃO DO PIAUÍ SS AND PERMANENCE OF THE FAULT FOR 300 MILLISECONDS

- Fault Type (and Phases) - TL (%) Position - Fault R (Ω) and Ang ($^{\circ}$)	Fault Elimination Time	
	BOA	SJP
SPF (A-G) TL 25% / 50,0 Ω / 0 $^{\circ}$	53,9 ms	54,3 ms
SPF (A-G) TL 25% / 100,0 Ω / 0 $^{\circ}$	53,8 ms	57,4 ms
SPF (A-G) TL 75% / 50,0 Ω / 0 $^{\circ}$	53,1 ms	55,4 ms
SPF (A-G) TL 75% / 100,0 Ω / 0 $^{\circ}$	61,2 ms	56,4 ms

The simulations results for the resistive reach were all satisfactory. The variation of the impedance fault (50,0 Ω and 100,0 Ω) on TL extension 75% and 25% does not present influence in the BOA and SJP protective relay s fault eliminations times (Table III).

All the simulations results for Boa Esperança SS São João do Piauí SS power transmission line were satisfactory, with total fault elimination times below the 100 milliseconds established in the National Operator of the Electrical System - ONS [5].

The same simulations were accomplished for the São João from Piauí SS Sobradinho SS Transmission Line (211 km) and were not found significant differences on the protective relay selected for the project, demonstrating the equipment s versatility.

B. São João do Piauí SS - Sobradinho SS Power Transmission Line Simulations (211,0 km)

Following are presented real time digital simulations results of São João do Piauí SS Sobradinho SS Power Transmission Line:

- Evolving Internal Resistive Faults (after 30 ms) with load of 950 A to the Sobradinho SS;

TABLE IV
SIMULATIONS RESULTS: EVOLVING INTERNAL RESISTIVE FAULTS (AFTER 30 MS) WITH LOAD OF 950 A TO THE SOBRADINHO SS

- Fault Type (and Phases) - TL (%) Position - Fault R (Ω) and Ang ($^{\circ}$)	Fault Elimination Time	
	SJP	SOB
SPF (C-G) 30 ms = DPF (A-C) TL 100% / 10 - 0,04 Ω / 0 $^{\circ}$	69,3 ms	82,6 ms
SPF (B-G) 30 ms = TPF (A-B-C) TL 35% / 10 - 0,04 Ω / 0 $^{\circ}$	69,8 ms	74,1 ms
SPF (A-G) 30 ms = TPF (A-B-C) TL 0% / 10 - 0,04 Ω / 0 $^{\circ}$	47,6 ms	22,4 ms

The simulations results for the evolving internal resistive faults were all satisfactory. SJP protective relay s fault elimination times does not present much variation, instead SJP protective relay that presents a much better fault elimination time for the third simulation presented in Table IV, perhaps because the faults were in his first protection zone.

- Sequential Faults (after 5 ms or 50 ms) with load of 950 A to the Sobradinho SS;

TABLE V
SIMULATIONS RESULTS: SEQUENTIAL FAULTS (AFTER 5 MS OR 50 MS) WITH LOAD OF 950 A TO THE SOBRADINHO SS

- Fault Type (and Phases) - TL (%) Position - Fault R (Ω) and Ang ($^{\circ}$)	Fault Elimination Time	
	SJP	SOB
SPF (A-G) 5 ms = DPF (A-B) TL 50-50% / 0,04 Ω / 0 $^{\circ}$	49,2 ms	39,8 ms
SPF (A-G) 50 ms = DPF (A-B) TL 50-50% / 0,04 Ω / 0 $^{\circ}$	45,1 ms	32,2 ms
SPF (A-G) 5 ms = DPF (A-B) TL 50-100% / 0,04 Ω / 0 $^{\circ}$	49,3 ms	49,0 ms
SPF (A-G) 50 ms = DPF (A-B) TL 50-100% / 0,04 Ω / 0 $^{\circ}$	49,0 ms	31,7 ms

The simulations results for the sequential faults were all satisfactory. Both SJP and SOB protective relay s fault elimination times does not present much variation (Table V).

- Switch Onto Faults (Sobradinho SS High Voltage Circuit Breaker) with no load.

TABLE VI
SIMULATIONS RESULTS: SWITCH ONTO FAULTS (SOBRADINHO SS HIGH VOLTAGE CIRCUIT BREAKER) WITH NO LOAD

- Fault Type (and Phases) - TL (%) Position - Fault R (Ω) and Ang ($^\circ$)	Fault Elimination Time	
	SJP	SOB
SPF (A-G) TL 100% / 0,04 Ω / 90 $^\circ$	----	28,6 ms
TPGF (A-B-C-G) TL 100% / 0,04 Ω / 90 $^\circ$	----	28,5 ms
TPF (A-B-C) TL 0% / 0,04 Ω / 90 $^\circ$	----	15,0 ms
TPGF (A-B-C-G) TL 0% / 0,04 Ω / 90 $^\circ$	----	14,1 ms

The simulations results for the switch onto faults were all satisfactory. The SOB protective relay s fault elimination times presents a much better fault elimination time for third and fourth simulations presented in Table VI, perhaps because the faults were in his first protection zone.

All the simulations results for São João do Piauí SS Sobradinho SS power transmission line were satisfactory, with total fault elimination times below the 100 miliseconds established in the National Operator of the Electrical System - ONS [5].

The same simulations were accomplished for the Boa Esperança SS - São João from Piauí SS Transmission Line (233,8 km) and were not found significant differences on the protective relay selected for the project, demonstrating the equipment s versatility.

V. CONCLUSIONS

Real Time Digital Simulation (with the use of RTDS) to analyze the performance of numeric distance protection demonstrates to be a very powerful tool, because it is possible to simulate an infinity of situations that can happen in the electrical power system that the protective relay will be installed. With this it is possible to foresee eventual setting mistakes and to obtain the best performance of the numeric protective relay that is being analyzed for future installation in the electrical power system.

The accomplished simulations and their results

guaranteed to San Francisco Hydroelectric Company CHESF the expected behavior of the numeric protective relay that would be used in the power transmission lines protection where the Fixed Series Compensation was installed. The choice of the faults to be simulated was made through sampling, with the purpose to cover the most common cases that occur in the power transmission lines of Brazilian Electrical Power System.

Real time digital simulation is recommended for performance analysis of numeric protective relays to be used in power transmission lines. This provides larger reliability and safety, obtaining the maximum performance and functionality that these modern protection devices offer to Electrical Power Systems.

VI. REFERENCES

- [1] *Technical Specifications - Series Capacitors Bank - São João do Piauí Substation*, San Francisco Hydroelectric Company CHESF - Superintendence of Transmission Project and Construction - Department of Project and Construction of Substations ET/DSE-996-MAI/02, May of 2002.
- [2] M. C. Lima, M. N. Lemes and E. B. Terzi, "The CHESF Experience in Project of Series Capacitors Bank in 500 kV installed in the São João do Piauí SS" in *XVIII SNTPEE - National Seminar of Power Production and Transmission*, Curitiba - PR - Brazil, October/2005.
- [3] A. L. P. of Oliveira, "Digital Simulation of the Numeric Distance Protection of FSC São João do Piauí (CHESF)" in *XVIII SNTPEE - National Seminar of Power Production and Transmission*, Curitiba - PR - Brazil, October/2005.
- [4] V. Henn, "System Planning FSC São João do Piauí 7SA612 TNA Test", SIEMENS AG, Erlangen, Germany, April/2004.
- [5] National Operator of the Electrical System - ONS, "Minimum Requirements of Protection, Supervision/Control and Telecommunications Systems - rev.1 Submodule 2.5" ONS, Brazil, 2002.
- [6] SIEMENS AG, "Distance Protection 7SA6 v. 4.34.03 - Manual" in *SIEMENS - SIPROTEC 4*, Erlangen, Germany, 2002.

VII. BIOGRAPHIES



André Luiz Pereira de Oliveira was born in São José do Rio Preto/SP, Brazil in 1978. He received his BSEE degree in electrical engineering from the Itajubá Federal School of Engineering (EFEL), Brazil, in 2001. Obtained Specialist's title in Power Systems Protection from Itajubá Federal University (UNIFEL), Brazil, in 2003. Project Management

Professional (PMP®) certified by the Project Management Institute® - PMI® of the United States of America (USA) since 2004. He is currently working on his MSc at Itajubá Federal University. He works at SIEMENS Ltda. as a Project Manager (PM) since 2001 at PTD H (Power Transmission and Distribution - High Voltage Department). Responsible for the supplying of "turn-key" High Voltage Substations and Power Compensation Systems, managing contracts with industrial sector and Brazilian Electrical Power System utilities.



Paulo Márcio da Silveira was born in Itajubá/MG, Brazil in 1960. He received his BSEE and MSc degrees from the Itajubá Federal School of Engineering (EFEL), Brazil, in 1984 and 1991, respectively, and his DSc degree in electrical engineering from University of Santa Catarina (UFSC), Brazil, in 2001. He is Associate Professor at Itajubá Federal

University, where he is also the Power Quality Study Group sub-coordinator. His research interests include Power System Protection and Power Quality issues.