ALEX VILARINDO MENEZES

**A Proteção de Retaguarda para Linhas de Transmissão
aplicando Medição Fasorial Sincronizada**

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica¹.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:

Prof. Dr. Mário Oleskovicz

São Carlos, SP
2012

¹ Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDOS E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

M543p

Menezes, Alex Vilarindo

A proteção de retaguarda para linhas de transmissão aplicando medição fasorial sincronizada. / Alex Vilarindo Menezes ; orientador Mario Oleskovicz. -- São Carlos, 2012.

Dissertação (Mestrado - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência)-- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2012.

1. Sistemas elétricos de potência. 2. Proteção digital. 3. Proteção de retaguarda. 4. Linhas de transmissão. 5. Medição fasorial sincronizada. I. Título.

Folha julgamento

Candidato: Engenheiro **ALEX VILARINDO MENEZES**.

Título da dissertação: "A proteção de retaguarda para linhas de transmissão aplicando medição fasorial sincronizada".

Data da defesa: 13/09/2012

Comissão Julgadora:

Prof. Dr. **Mário Oleskovicz (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Prof. Dr. **Eduardo Nobuhiro Asada**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Prof. Dr. **David Calhau Jorge**
(Universidade Federal do Triângulo Mineiro/UFTM)

Resultado:

APROVADO

APROVADO

APROVADO

Dedicatória

*À Deus Pai, Filho e Espírito Santo,
à minha esposa, Raissa
aos meus pais, Antonio e Nilsemar,
e à minha irmã, Thyala,
por todo apoio e incentivo dados à mim.*

Agradecimentos

Inicialmente, agradeço a Deus por Seu amor infinito, a Jesus Cristo pela Salvação e ao Espírito Santo pelo direcionamento em todas as decisões que tenho tomado em minha vida.

Outra pessoa muito importante, minha esposa, Raissa. Obrigado por saber que o tempo pode ser domado e saber que esperar em Deus é tudo em nossas vidas; pelo cuidado, zelo e amor dedicado a mim.

Aos meus pais e irmã, Antonio, Nilsemar e Thyala, por terem moldado meu caráter, me disciplinado quando merecido, educado com todo amor e paciência, em todo o tempo. Muito obrigado! Agradeço também minha prima Rilmara por toda a ajuda e apoio na minha chegada em São Carlos!

Aos meus amigos que conheci em São Carlos, muito obrigado pela ajuda na dissertação, companhia e no lazer (futebol): Fillipe Vasconcelos, Rafael Rahal, Fillipe Saraiva, Camila, Tati, Thaís, Jáder, Etienne, Patrick, Hermes, Ricardo, Lucas, Chaves, Klaus, Ricardo "Gordo", Pedrão, dentre tantos outros.

Agradeço aos Professores Dr. Eduardo Asada, Ivan Nunes e José Carlos pelos ensinamentos tão preciosos nas disciplinas cursadas.

Agradeço também ao Prof. Dr. Mário Oleskovicz pela orientação, competência e suporte durante todo o mestrado, principalmente por ter acreditado em mim. São pessoas assim que nos motivam a estudar e aprimorar nosso conhecimento. Muito obrigado mesmo, Prof. Mário!

Sumário

Resumo.....	xiii
Abstract	xv
Lista de Figuras.....	xvii
Lista de Tabelas	xxi
Lista de Abreviaturas e Siglas	xxiii
Capítulo 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos e Metodologia da Pesquisa	5
1.2 Organização do documento	6
Capítulo 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	7
2.1 Unidade de Medição Fasorial - Histórico.....	7
2.2 PMU aplicadas na proteção diferencial de linhas de transmissão	9
2.3 Sistemas de Gerenciamento de Energia em Grandes Áreas	11
2.4 Aplicação de WAEMS em sistemas reais	14
2.4.1 EUA - Projeto WAMS.....	15
2.4.2 México	17
2.4.3 Países Nórdicos	18
2.4.4 União Europeia	18
2.4.5 Itália.....	19
2.4.6 Suíça	20
2.4.7 Japão	21
2.4.8 Ásia.....	21
2.4.9 Brasil - MedFasee.....	22
2.5 Considerações Finais	23
Capítulo 3 - SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA - SMFS.....	25
3.1 Considerações Iniciais	25

3.2	Análise Fasorial.....	26
3.2.1	Definição básica de fasores.....	26
3.2.2	Sincrofasores.....	28
3.3	Componentes de um SMFS	30
3.3.1	Unidade de Medição Fasorial (PMU).....	30
3.3.1.1	Aquisição e filtragem dos dados	31
3.3.1.2	Sincronização e digitalização do sinal.....	34
3.3.1.3	Extração do fasor.....	35
3.3.2	Concentrador de dados fasoriais (PDC)	36
3.3.3	Sistema de transmissão dos dados.....	37
3.4	Considerações finais.....	40
	Capítulo 4 - METODOLOGIA.....	43
4.1	Considerações iniciais	43
4.2	Estimação Fasorial	43
4.2.1	Transformada Discreta de Fourier (TDF).....	44
4.3	Algoritmo desenvolvido	49
4.4	Exemplificação da metodologia.....	53
4.5	Considerações finais.....	56
	Capítulo 5 - SISTEMA ELÉTRICO	59
5.1	Considerações finais.....	59
5.2	Geradores Síncronos como barramentos infinitos	61
5.3	Transformadores de potência.....	62
5.4	Linhas de Transmissão (LT)	66
5.5	Cargas trifásicas	73
5.6	Transdutores.....	75
5.6.1	Transformadores de Corrente (TC).....	75

5.6.2 Transformadores de Potencial Capacitivo (TPC)	79
Capítulo 6 - RESULTADOS	83
6.1 Considerações iniciais	83
6.2 Aspectos básicos das situações de curtos-circuitos.....	85
6.3 Análise dos resultados	87
6.4 Uma breve análise estatística	98
Capítulo 7 - CONCLUSÕES	103
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	107
APÊNDICE A – Programa fonte do ATP do SEP analisado	115

Resumo

MENEZES, A. V. **A Proteção de Retaguarda para Linhas de Transmissão Aplicando Medição Fasorial Sincronizada**. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2011.

O presente trabalho tem por objetivo o desenvolvimento de uma metodologia para a proteção de retaguarda de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) de grande área, através de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizado (SMFS). A metodologia é baseada no contínuo monitoramento e na proteção de um SEP de grande área voltada para linhas de transmissão. Pelo algoritmo de proteção de retaguarda implementado, fundamentado na filosofia de proteção diferencial que se baseia na detecção da inversão do fluxo de potência, detecta-se a linha de transmissão faltosa mediante os dados de tensão e corrente remotamente adquiridos pelo SMFS. As simulações sobre o SEP compreenderam todas as possibilidades de curtos-circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos, sem e com o envolvimento da terra, variando-se o ângulo de incidência e resistência da falta dentro de uma faixa de valores encontrada em situações reais. Os resultados encontrados na pesquisa mostram a eficiência da metodologia proposta, alcançando as prescrições primárias de um sistema de proteção (velocidade, confiabilidade, seletividade e sensibilidade). Neste contexto, concluiu-se que é factível a aplicação da metodologia proposta na proteção de retaguarda de um SEP caracterizado por uma grande área de cobertura, vindo a atender aos propósitos de um sistema de proteção digital, desde que esteja disponível uma confiável e veloz infraestrutura de comunicação para o tráfego dos dados necessários.

Palavras-chave:

Sistemas Elétricos de Potência, Proteção Digital, Proteção de Retaguarda, Linhas de Transmissão, Medição Fasorial Sincronizada.

Abstract

MENEZES, A. V. **The Backup Protection for Transmission Lines Applying Synchronized Phasor Measurement**. Dissertation (Master Degree) – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2012.

The present work aims to develop a methodology for large area Electric Power System (EPS) backup protection, through a Synchronized Phasor Measurement System (SPMS). The methodology is based on continuous monitoring and on the large area EPS protection focused on transmission lines. Through backup protection algorithm implemented, grounded on the differential protection philosophy, which is based on power flow inversion detection, detects the faulty transmission line through the remotely acquired voltage and current data by SPMS. The simulations in SEP discussed all the possibilities of single phase, two phase and three phase short-circuits, with and without the involvement of the ground, varying the fault incidence angle and resistance within a range of values commonly presented in real situation. The results found in this research show the efficiency of the proposed methodology, achieving the protection system primary requirements (speed, reliability, selectivity and sensitivity). In this context, it is concluded that it is feasible the proposed methodology application on the EPS backup protection characterized by a large coverage area, fulfilling the purposes of a digital protection system, since be available a reliable and fast communication infrastructure for the needed data traffic.

Keywords: Electrical Power Systems, Digital Protection, Backup Protection, Transmission Lines, Synchronized Phasor Measurement.

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Sistema Interligado Nacional.....	2
Figura 1.2 – Metodologia utilizada.....	6
Figura 2.1 – Interconexão das três regiões do sistema elétrico americano.	15
Figura 2.2 – PMU alocados no sistema interligado norte americano.	17
Figura 2.3 – PMU alocados no sistema interligado mexicano.	18
Figura 2.4 – Localizações das PMU instaladas no sistema de transmissão Suíço.	20
Figura 2.5 – Localizações das PMU instaladas no sistema de transmissão Japonês.	21
Figura 2.6 – Localizações das PMU instaladas na China.	22
Figura 2.7 – Localização das PMU do Projeto MEDFasee.....	23
Figura 3.1 – Estrutura básica de um SMFS.....	26
Figura 3.2 – Sinal senoidal de amplitude A , frequência f e fase φ	27
Figura 3.3 – Representação fasorial: (a) no plano complexo e (b) no domínio do tempo.	28
Figura 3.4 – Convenção para representação do ângulo de fase de sincrofasores.	29
Figura 3.5 – Hardware básico de uma PMU.	31
Figura 3.6 – Resposta em frequência dos filtros: ideal, Butterworth e Chebyshev.....	32
Figura 3.7 – Sinais de tensão, original e filtrado pelo filtro passa-baixa Butterworth de 2ª ordem.....	33
Figura 3.8 – Partes básicas de um conversor A/D.	34
Figura 3.9 – Feixes de fibra ótica comumente empregados em linhas de transmissão. (a) A fibra está dentro do condutor terra. (b) O feixe de fibra está em torre separada ou em (c) cabo subterrâneo.	40
Figura 4.1 – Classes da Transformada de Fourier.	45
Figura 4.2 – Janela de dados da TDF de ciclo completo.	46
Figura 4.3 – Representação do sistema de proteção de retaguarda.	49
Figura 4.4 – Fluxograma do algoritmo de proteção de retaguarda proposto.	50

Figura 4.5 – SEP denotando uma grande área de cobertura.....	53
Figura 4.6 – SEP sob condições normais de operação.....	54
Figura 4.7 – SEP sob falta.	56
Figura 5.1 – Sistema elétrico de potência analisado.....	60
Figura 5.2 – Tensões trifásicas nos terminais do gerador G1.	62
Figura 5.3 – Circuito magnético elementar de um transformador.....	63
Figura 5.4 – Equivalente do transformador trifásico utilizado via o ATPDraw.	65
Figura 5.5 – Modelo da torre de 500 kV.	67
Figura 5.6 – Representação de um pequeno comprimento de uma linha de transmissão qualquer por parâmetros distribuídos.....	68
Figura 5.7 – Diagrama monofásico de uma linha de transmissão longa com parâmetros distribuídos.	69
Figura 5.8 – Tensão de fase na barra 2.....	73
Figura 5.9 – Corrente de linha saindo da barra 1 para a barra 3.....	73
Figura 5.10 – Curva de magnetização de um TC.	78
Figura 5.11 – Modelo do TC empregado.	79
Figura 5.12 – Corte transversal de um Transformador de Potencial Capacitivo.....	81
Figura 5.13 – Modelo completo do TPC.....	81
Figura 6.1 – Etapas básicas no processo de simulação e análise dos resultados.....	84
Figura 6.2 – Ocorrências de curtos-circuitos em SEP.	86
Figura 6.3 –Curto-circuito (a) A-T, (b) AB-T e (c) ABC-T.....	87
Figura 6.4 – Locais de aplicação dos curtos-circuitos considerados.	88
Figura 6.5 – Formas de ondas das tensões (Barra 3).	89
Figura 6.6 – Formas de ondas das correntes (Corrente C31).	89
Figura 6.7 – Magnitudes das tensões de sequência positiva nos barramentos do SEP.....	90
Figura 6.8 – Diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva entre a barra 3 e as demais barras interconectadas a mesma.	91

Figura 6.9 – Formas de ondas das tensões (Barra 5).	92
Figura 6.10 – Formas de ondas das correntes (Corrente C54).	92
Figura 6.11 – Magnitudes das tensões de sequência positiva nos barramentos do SEP.....	93
Figura 6.12 – Diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva entre a barra 5 e as demais barras interconectadas a mesma.	93
Figura 6.13 – Formas de ondas das tensões (Barra 2).	94
Figura 6.14 – Formas de ondas das correntes (Corrente C23).	95
Figura 6.15 – Magnitudes das tensões de sequência positiva nos barramentos do SEP.....	95
Figura 6.16 – Diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva entre a barra 2 e as demais barras interconectadas a mesma.	96
Figura 6.17 – Formas de ondas das tensões (Barra 4).	97
Figura 6.18 – Formas de ondas das correntes (Corrente C43).	97
Figura 6.19 – Magnitudes das tensões de sequência positiva nos barramentos do SEP.....	98
Figura 6.20 – Diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva entre a barra 4 e as demais barras interconectadas a mesma.	98

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 – Amostras da janela de dados	47
Tabela 5.1 – Dados dos geradores síncronos.....	61
Tabela 5.2 – Parâmetros elétricos dos transformadores de potência.	65
Tabela 5.3 – Especificações dos condutores fase e para-raios.	66
Tabela 5.4 – Dados referentes às cargas em estrela do sistema.	75
Tabela 6.1 – Tipos de faltas em um sistema trifásico.	85
Tabela 6.2 – Localização das faltas.	88
Tabela 6.3 – Especificação das faltas.....	88
Tabela 6.4 – Tempo médio de detecção da falta em relação aos tipos de falta.....	99
Tabela 6.5 – Tempo médio de detecção da falta em relação aos ângulos de incidência de falta.	100
Tabela 6.6 – Tempo médio de detecção da falta em relação às resistências de falta.	100
Tabela 6.7 – Tempo médio de detecção da falta em relação à localização da falta.	101
Tabela 6.8 – Percentual de respostas corretas apontadas para todas as situações de curtos- circuitos aplicadas.	101

Lista de Abreviaturas e Siglas

ADSL	<i>Asymmetric Digital Subscriber Line</i>
AEP	<i>American Electric Power</i>
AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
BPA	<i>Bonneville Power Administration</i>
C.A.	Corrente Alternada
C.C.	Corrente Contínua
CERTS	<i>Consortion for Electric Reliability Technology Solutions</i>
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CFE	<i>Comision Federal de Eletricidad</i>
CLP	Controladores Lógicos Programáveis
CPS	Centro de Proteção do Sistema
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DOE	<i>Department Of Energy</i>
EIPP	<i>Eastern Interconnection Phasor Project</i>
EMTP	<i>ElectroMagnetic Transients Program</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
LCC	<i>Line/Cable Constant</i>
LF	Lógica Fuzzy
LT	Linha de Transmissão
MMQ	Método dos Mínimos Quadrados
NASPI	<i>North American SynchroPhasor Initiative</i>

NTP	<i>Network Time Protocol</i>
NYISO	<i>New York Independent System Operator</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
OPGW	<i>OPTical Ground Wire</i>
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i>
PLC	<i>Power Line Carrier</i>
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
PPS	Pulso Por Segundo
PRTT	<i>Performance Requirements Task Team</i>
PSS	<i>Power Systems Stabilizers</i>
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RNA	Redes Neural Artificial
RTTT	<i>Real Time Applications Task Team</i>
SCDFT	<i>Symmetrical Component Discrete Fourier Transform</i>
SCDR	<i>Symmetrical Component Distance Relay</i>
SCE	<i>Southern California Edison</i>
SDH	<i>Synchronous Digital Hierarchy</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMFS	Sistema de Medição Fasorial Sincronizada
SOC	<i>Second Of Century</i>
TC	Transformador de Corrente
TDF	Transformada Discreta de Fourier
TDFa	Tempo de Detecção da Falta

TMDF	Tempo Médio de Detecção de Falta
TP	Transformador de Potencial
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
TVA	<i>Tennessee Valley Authority</i>
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UTC	<i>Universal Time Coordinated</i>
VPN	<i>Virtual Private Network</i>
WAEMS	<i>Wide Area Energy Management Systems</i>
WAMCS	<i>Wide Area Monitoring and Control Systems</i>
WAMPACS	<i>Wide Area Monitoring, Protection and Control Systems</i>
WAMPS	<i>Wide Area Monitoring and Protection Systems</i>
WAMS	<i>Wide Area Monitoring Systems</i>
WAPA	<i>Western Area Power Administration</i>
WECC	<i>Western Electric Coordinating Council</i>

Capítulo 1

Introdução

Dimensão continental e grande potencial de geração de energia elétrica são duas características marcantes que tornam o Brasil um país com um sistema de transmissão de energia elétrica singular a nível mundial. Mais conhecido como Sistema Interligado Nacional (SIN), tal sistema é formado por empresas do setor elétrico de transmissão da região Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte (Figura 1.1). Neste sentido, o SIN contém uma extensa malha de linhas de transmissão de alta e extra-alta tensão que se ramifica em mais de 95 mil quilômetros dentro do território nacional, abrangendo as faixas de tensão de 138 kV, 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV em corrente alternada (C.A.) e 600 kV em corrente contínua (C.C.), segundo dados recentes do ONS (Operador Nacional do Sistema).

Pelos eventos denotados durante a operação do Sistema Elétrico de Potência (SEP) como um todo, pela desregulamentação do setor elétrico, e pelo forte crescimento da economia nacional nos últimos anos, pode-se afirmar que o SIN se mantém em constante expansão, principalmente quando se considera e se vislumbra o planejamento e a construção de novas usinas hidrelétricas. Como, por exemplo, pela proposta de construção da Usina de Belo Monte, localizada no Rio Xingu, interior do Estado do Pará, a qual se tornará a maior usina hidrelétrica do país totalmente nacional, já que Itaipu é binacional. Consequentemente, com a construção de novos centros de geração de energia, faz-se necessária a interligação

destes ao SIN, resultando em um dinâmico cenário para o SEP através da construção de mais linhas de transmissão.

Figura 1.1 - Sistema Interligado Nacional.

Fonte: ONS, 2012<<http://www.ons.org.br>>. Acesso em 02 de Agosto 2011.

Como anteriormente apontado, a desregulamentação do setor elétrico no Brasil também tem desempenhado um papel muito relevante para o cenário energético referente à geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A proposta de abrir frentes de competição entre empresas privadas visando uma melhor qualidade da energia a ser entregue ao consumidor permitiu, por exemplo, a um consumidor livre, segundo as normas da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2011), a oportunidade de

escolher a sua comercializadora de energia, negociando preços, montantes e, inclusive, revenda de excedentes.

Aliado à desregulamentação antevista, a busca pela otimização do uso dos recursos energéticos, comumente conhecida pelo termo “eficiência energética”, tem aberto oportunidades, dentre outras, para a integração da geração distribuída à rede elétrica nos grandes centros de consumo visando diminuir a dependência do consumo de energia por parte das fontes hidráulicas, as quais necessitam de grandes investimentos em infraestrutura e causam grandes impactos ambientais. O aumento destas fontes distribuídas de energia, seja por fontes renováveis ou não, interligadas às redes elétricas tem conduzido o SEP a um novo cenário, com uma característica de fontes de geração de energia bem diversificada, não pontual ou concentrada, como é o contexto atual baseado principalmente na hidráulica.

É notório então perceber que os aspectos de planejamento e operação do SIN não se constituem em uma simples tarefa, tornando-se um grande desafio que se refletirá, inclusive, na proteção do SIN, a ser caracterizada sobre uma grande área a ser observada/monitorada.

No Brasil, durante o biênio 2006-2007, o ONS deu início ao Projeto ESTAL. Segundo o Ministério de Minas e Energia, em (MME, 2011), “o objetivo principal deste projeto é promover a assistência técnica para dar suporte à implementação e ao desenvolvimento do novo modelo do setor elétrico nacional, mediante a contratação de estudos e serviços de consultoria orientados para o fornecimento de subsídios técnicos aos formuladores de políticas públicas”. Como resultado, ao final do ano de 2007, a empresa contratada para o desenvolvimento desses estudos e serviços de consultoria (KEMA) disponibilizou 13 relatórios ao longo do biênio dantes mencionado, conforme visto a seguir (ONS, 2011):

- **Relatório 1** - Avaliação dos Ganhos Econômicos com o Uso de Medições Fasoriais na Operação do Sistema;
- **Relatório 2** - Indicadores de Desempenho para as Aplicações Baseadas em Medições Fasoriais;
- **Relatório 3** - Aplicação das PMU (*Phasor Measurement Unit*) e seus pré-requisitos;
- **Relatório 4 & 5** - Questões e Recomendações para o Sistema de Medição Sincronizada Fasorial Brasileiro;

- **Relatório 6** - Definição dos Locais de Instalação das PMU para a observabilidade Plena;
- **Relatório 7** - Estimação dos Requisitos de Comunicações para o Sistema de Medição Sincronizada Fasorial;
- **Relatório 8** - Instalação das PMU por Etapas;
- **Relatório 9** - Requisitos de Adaptação para os Estimadores de Estado;
- **Relatório 10** - Disponibilidade no Mercado Internacional de Estimadores de Estado que utilizam as informações de Medições Fasoriais;
- **Relatório 11** - Melhor Plano de Ação para Migrar o Estimador de Estado do ONS ao Uso de Informações Fasoriais;
- **Relatório 12.1** - Aplicações de PMU Seleccionadas e Opções Preferenciais de Implantação;
- **Relatório 12.2** - Projeto das Aplicações de PMU Seleccionadas para Apoio na Tomada de Decisões em Tempo Real;
- **Relatório 12.3** - Especificações das Aplicações de PMU Seleccionadas para Apoio à Tomada de Decisões em Tempo Real;
- **Relatório 13.1** - Especificações de Implantação para as Aplicações de PMU Seleccionadas para o Piloto;
- **Relatório 13.2** - Manual do usuário para os aplicativos de suporte desenvolvidos ou personalizados.

Dentre estes relatórios, o terceiro destaca justamente o foco de pesquisa evidenciado no presente trabalho. Pelo documento, têm-se as seguintes observações:

“[...] o uso de medições em grandes áreas para se melhorar a proteção do sistema de energia tem sido ativamente discutido em literatura técnica atual [25-34]. É claro que medições fasoriais obtidas de localizações remotas só são apropriadas para melhorar relés/esquemas/sistemas de proteção que não operem em velocidade ultra-rápida, como relés de distância zona 1. Portanto, funções de proteção de backup, relés de sincronismo, relés de perda de campo, relés de desligamento de carga por subfrequência e por subtensão, Esquemas de Ação Corretiva (RAS) são todos os potenciais candidatos para ter a performance melhorada através do uso de medição fasorial” (MME, 2011).

Em função destes, entre outros pontos apresentados, evidencia-se então a necessidade de um novo modelo de supervisão, monitoramento e/ou proteção do SEP como um todo, aplicado agora a uma grande área, como é a formada pelo SIN.

Neste cenário, é de se esperar que a metodologia a ser apresentada por esta pesquisa disponha de robustos sistemas de telecomunicação para coleta e processamento, em tempo real, de dados para transporte das informações, os quais, a saber, são pré-requisitos essenciais para a operação e para a proteção do SEP caracterizado para uma grande área, conforme será adequadamente discutido no decorrer dos capítulos deste trabalho.

Vale ainda ressaltar que o contexto delineado para esta pesquisa está fortemente relacionado, e dará suporte, ao conceito, a concepção e a aplicação de redes inteligentes (*Smart Grids*) (Arruda, 2010), que atualmente fazem parte do vocabulário e desejo dos grandes investimentos nos SEP.

1.1 Objetivos e Metodologia da Pesquisa

O objetivo principal deste trabalho é o desenvolvimento de uma eficiente metodologia destinada à proteção de um SEP caracterizado por uma grande área de cobertura, como é a formada pelo SIN. Mais especificamente, diante do cenário de evolução da aplicação de PMU em sistemas elétricos de potências, tem-se como finalidade a construção de um algoritmo de proteção robusto de retaguarda (*backup*), através da aplicação de duas principais ferramentas: os sincrofasores ou PMU e o sistema de posicionamento global ou GPS (*Global Positioning System*).

Neste contexto, a metodologia seguida neste trabalho passa, inicialmente, conforme a Figura 1.2, pelo levantamento bibliográfico correlato ao histórico dos PMU e suas aplicações na proteção diferencial de linhas de transmissão e proteção de sistemas de energia de grandes áreas, com intuito de se conhecer o estado da arte referente ao tema. Em seguida, vem o estudo do sistema de medição fasorial sincronizada e seus principais componentes: PMU, PDC (*Phasor Data Concentrator* – concentrador de dados fasoriais) e infraestrutura para a transmissão de dados. Na sequência, é estabelecido um período para um aprofundado estudo acerca do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS), uma vez que este é a principal ferramenta para o desenvolvimento da metodologia proposta. Após este último passo, já com o conhecimento da estrutura e funcionamento de um SMFS, o SEP analisado via simulações computacionais é definido para uma futura validação do algoritmo proposto. Este, por

consequente, está estruturado consoante a tudo o que foi levantado na literatura técnico-científica e através da estrutura do SMFS. Finalmente, a aplicação do algoritmo construído no SEP teste, com a posterior análise dos resultados encontrados, será amplamente discutida.

Figura 1.2 – Metodologia utilizada.

1.2 Organização do Documento

O presente trabalho encontra-se organizado em sete capítulos, Referências Bibliográficas e Anexos, vislumbrando todos os pontos necessários para o desenvolvimento e entendimento do mesmo. O atual capítulo aborda os aspectos da definição do problema, os objetivos da pesquisa e a forma como está organizada a apresentação do trabalho. O capítulo seguinte trata do levantamento bibliográfico acerca da aplicação de PMU nas proteções diferencial de linhas de transmissão e de sistemas de energia de grandes áreas, com o propósito de se conhecer o estado da arte. No Capítulo 3 o SMFS é alvo de investigação passando pelos componentes que o compõem, certo de que estes são essenciais para o desenvolvimento do trabalho. Já no Capítulo 4 é apresentada uma breve introdução sobre fasores, bem como da técnica de extração do fasor utilizada, a qual é de suma importância para a formulação do algoritmo. Posteriormente, o sistema elétrico de potência a ser usado como teste é modelado no Capítulo 5, seguindo-se da análise da sua operação via simulação computacional. Os resultados sobre a abordagem proposta são explicitados no Capítulo 6, e a conclusão da pesquisa no Capítulo 7. Finalmente, têm-se as Referências Bibliográficas até então consultadas para elaboração desta dissertação e Anexos.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

2.1 Unidade de Medição Fasorial - Histórico

O sincrofasor, ou unidade de medição fasorial, conhecido comumente por PMU, foi apresentado a partir da metade da década de 80. Desde então, o tópico de monitoramento de grandes áreas em sistemas elétricos de potência, mediante PMU, ganhou bastante atenção dos pesquisadores envolvidos. Mesmo com pouco mais de 20 anos após sua invenção, a medição sincronizada de fasores pode ser ainda considerada como uma tecnologia nova, uma vez que apenas em 1988, pela *Virginia Polytechnic Institute* nos Estados Unidos, teve-se o desenvolvimento da primeira PMU. Este desenvolvimento foi subsidiado por segmentos dos Estados Unidos (*Department of Energy*, *Electric Power Research Institute* e *National Science Foundation*). Já o financiamento para a pesquisa em aplicações reais de controle e proteção de sistemas elétricos foi realizado inicialmente pela *Bonneville Power Administration*, *American Electric Power* e *New York Power Authority* (Phadke, 2002).

Os importantes estágios para o desenvolvimento de PMU foram:

- Concepção do Relé de Distância de Componentes Simétricas (do inglês, *Symmetrical Component Distance Relay - SCDR*);
- Sincronização dos tempos (estampas) de amostragem;
- Desenvolvimento do protótipo de PMU;

- Comercialização de PMU;
- Instalações em campo; e
- Pesquisas aplicadas.

Muito embora os computadores disponíveis na década de 60 não fossem rápidos e baratos o suficiente para o desenvolvimento de relés microprocessados, as pesquisas nesta área trouxeram muitos ganhos, principalmente nas décadas de 70 e 80 no que se refere ao surgimento de algoritmos para a proteção e controle de sistemas de potência. Como consequência, o relé SCDR foi desenvolvido em 1977 para a proteção de linhas de transmissão de alta tensão e prefigurou como base para a criação da PMU. A principal inovação deste tipo de relé foi que o algoritmo era baseado em medidas de tensão e corrente de sequência positiva, negativa e zero nos terminais da linha de transmissão. A vantagem apresentada foi que tal algoritmo requeria o processamento de apenas uma equação para a determinação do local da falta para qualquer tipo de falta que ocorresse no sistema (Phadke, 1977).

Decorrente do desenvolvimento deste relé, um algoritmo recursivo para o cálculo das componentes simétricas de tensão e corrente foi elaborado baseado na Transformada Discreta de Fourier - TDF (*Discrete Fourier Transform - DFT*), contemplando as componentes simétricas (*Symmetrical Component Discrete Fourier Transform - SCDFT*). Como consequência imediata, tornou-se evidente que a medição precisa da tensão e corrente de sequência positiva, com medidas extraídas dentro de um ciclo da frequência fundamental, seria de grande interesse para outras inúmeras aplicações, desde que os dados pudessem ser sincronizados em todo o sistema de potência. Isto levou ao próximo estágio, que seria a sincronização dos tempos (estampas) de amostragem.

Este estágio tornou-se possível em 1995 com a liberação de uso do GPS pelo departamento de defesa dos Estados Unidos para uso civil. Pelo GPS ter-se-ia então uma referência global de amostragem para as PMU. Muito embora a precisão da sincronização nos primeiros anos de utilização deste sistema fosse ruim, no presente é possível se alcançar uma precisão de sincronização de 1 μ s. Como 1 μ s corresponde a 0,0216° para um sinal de frequência em 60 Hz, tal precisão satisfaz as aplicações que envolvem PMU no contexto de um sistema elétrico de potência.

Após a construção do primeiro protótipo pela *Virginia Polytechnic Institute* em 1988, a comercialização de PMU se iniciou pela companhia norte americana *Macrodyne*. Suas unidades tinham o adicional de um receptor de GPS interno, um conversor analógico-digital de 16 bits para cada canal de entrada analógica e várias interfaces de modem para acesso remoto às PMU. Também foi desenvolvido o concentrador de dados, o qual coletava dados de várias PMU, organizando os mesmos pelos correspondentes instantes (estampas) de tempo, e fornecendo as saídas dos fasores para a aplicação conforme desejado.

Como fato, sabe-se que muitas unidades foram instaladas em várias subestações de energia em todo o mundo. As primeiras instalações em campo pela *Virginia Polytechnic Institute* foram em três companhias de energia elétrica dos Estados Unidos: *Bonneville Power Administration*, *American Electric Power* e *New York Power Authority*. Após estas, as próximas unidades passaram a ser comercializadas e distribuídas pela companhia *Macrodyne*, chegando a centenas espalhadas em todo o mundo (Phadke, 2002). A partir de então, o campo de pesquisa de aplicações de PMU em sistemas elétricos de potência obteve notoriedade e estabeleceu-se, primariamente, na área de estimação de estados ((Phadke, 1986), (Thorp, 1988), (Schulz, 1989)). Em seguida, várias outras áreas foram alvos de pesquisas, tais como: estabilidade, controle e proteção de sistemas de potência.

Cabe adiantar que, muito embora existam aplicações de sincrofadores para a proteção de linha de transmissão através da filosofia da proteção de distância, o presente levantamento bibliográfico dedicar-se-á a tratar dos pontos relativos à aplicação de PMU à proteção diferencial de linhas de transmissão e aos sistemas de gerenciamento da energia em grandes áreas, os quais serão discutidos nos itens a seguir.

2.2 PMU aplicadas na proteção diferencial de linhas de transmissão

Na primeira metade da década de 90 várias empresas privadas e públicas, bem como pesquisadores da área, buscaram comprovar a aplicabilidade das PMU através de testes práticos.

Wilson (1994) apresenta em seu artigo uma análise do fluxo de potência através de PMU em uma linha de transmissão de 500 kV no norte da Califórnia. Duas PMU foram colocadas em cada extremo da linha, as quais registravam as medidas de tensão e corrente. Após a comparação dos ângulos encontrados pela tradicional formulação de estimação de estados com os ângulos resultantes das PMU, obteve-se uma validação muito satisfatória dos

resultados. Da mesma forma, Wilson (1996) e Hauer (1996), publicaram seus artigos mostrando a eficácia do uso de PMU para extração de dados fasoriais de tensão e corrente em concordância com as técnicas matemáticas encontradas na literatura. Essas comprovações significaram um passo importantíssimo rumo à aplicação de PMU à proteção de linhas de transmissão, principalmente no que se trata da filosofia diferencial.

Por outro lado, a partir da segunda metade da década de 90 surgiram os primeiros artigos voltados especificamente para a proteção de linhas de transmissão através de PMU. O trabalho de Li (1997) descreve uma técnica para a sincronização das amostras de corrente observadas por um relé numérico de proteção diferencial pelo uso de GPS associado a cada extremo de uma linha de transmissão de 33 kV. Simulações através do *software* EMTP/ATP (*ElectroMagnetic Transients Program/Alternative Transients Program*) foram utilizadas para verificação da presente técnica. Os resultados mostraram que a precisa sincronização dos dados nos terminais da linha melhoraram a sensibilidade e velocidade de atuação do relé, além de permitir a clara distinção entre faltas internas e externas da seção da linha de transmissão protegida.

Um artigo voltado tanto para a detecção quanto para a localização de falta em SEP foi publicado em duas partes por Jiang (2000). A primeira parte trata da teoria e algoritmos envolvidos, enquanto que a segunda relata os aspectos da implementação e avaliação do desempenho da técnica proposta. Pelo trabalho, é delineado um método adaptativo de detecção e localização de faltas em uma linha de transmissão de extra-alta tensão mediante o uso de PMU para a proteção diferencial. Além disso, esse artigo propõe uma nova abordagem da TDF, a qual elimina os ruídos presentes no sistema, presença de harmônicas e erros de medição, de tal forma que resultados mais precisos puderam ser extraídos da forma de onda de tensão e corrente. Os resultados se revelaram eficientes e os grandes ganhos desse artigo estão na nova abordagem da TDF, bem como na possibilidade de localização da falta.

Em Chen (2002) é desenvolvido um trabalho derivado do artigo anteriormente citado, com a diferença de que nesse existe a consideração de linhas de transmissão paralelas que podem, ou não, ser transpostas. Segundo o autor, por meio da teoria de autovalor e autovetor, para dissociar o efeito do acoplamento mútuo entre as linhas paralelas, os índices da localização e detecção da falta podem ser conhecidos. Estes dois índices são usados em coordenação de tal forma que faltas internas e externas podem ser completamente distinguidas. Todos os resultados mostraram que o desempenho dos índices de detecção e

localização propostos é independente do tipo de falta, localização, resistência de falta, ângulo de inserção da falta e fluxo de potência.

O trabalho apresentado por Hall (2003) afirma que o relé diferencial de corrente aplicado à proteção diferencial provou ser um dos tipos mais eficientes de proteção de linhas de transmissão. Entretanto, o advento da tecnologia SDH (*Synchronous Digital Hierarchy*) como padrão internacional para a comunicação de dados em alta velocidade via fibra óptica e micro-ondas originou o desenvolvimento de *links* de comunicação com características indesejáveis para o tradicional relé diferencial de corrente. Por este motivo, o autor sugeriu uma nova metodologia para o uso do relé diferencial de corrente considerando as novas configurações que a tecnologia de comunicação SDH oferecia. Além disso, um eficiente sistema de retaguarda foi desenvolvido para o caso em que possa ocorrer falha do sistema de sincronização de dados.

2.3 Sistemas de Gerenciamento de Energia em Grandes Áreas

Os avanços tecnológicos na área da telecomunicação, principalmente via fibra óptica, alavancou em vários países o estudo de sistemas voltados para o monitoramento, controle, proteção e automação de grandes áreas do sistema elétrico de potência (Andrade, 2008). A denominação mais recente encontrada na literatura dada a estes sistemas é WAEMS (*Wide Area Energy Management Systems* - Sistemas de Gerenciamento de Energia em Grandes Áreas). Este é um conceito amplo, que envolve diversas tecnologias de monitoramento dinâmico de sistemas elétricos, entre elas o SMFS. O mesmo integra, além das PMU, os registradores de perturbação, relés digitais, Controladores Lógicos Programáveis (CLP), instrumentos para medição de qualidade da energia, dentre outros.

Os primeiros sistemas deste tipo tinham características específicas relacionadas às suas funções, dando origem às seguintes denominações (Andrade, 2008):

- WAMS (*Wide Area Monitoring Systems* – Sistemas de Monitoramento de Grandes Áreas), para o monitoramento dos dados e informações do SEP;
- WAMPS (*Wide Area Monitoring and Protection Systems* – Sistemas de Monitoramento e Proteção de Grandes Áreas) que objetivavam o monitoramento, já incorporando algumas funções de proteções sistêmicas;

- WAMCS (*Wide Area Monitoring and Control Systems* – Sistemas de Monitoramento e Controle de Grandes Áreas), para controle de funções do SEP;
- WAMPACS (*Wide Area Monitoring, Protection and Control Systems* – Sistemas de Monitoramento, Proteção e Controle de Grandes Áreas), que integra todas as funções anteriores em um só sistema.

Por conseguinte, alguns artigos na área de monitoramento e proteção de sistemas de grandes áreas, os quais foram utilizados como fontes de consulta para o desenvolvimento desta dissertação, serão abordados nos parágrafos seguintes.

O artigo publicado por Yan (2006) apresenta uma introdução aos sistemas WAMPACS por meio da tecnologia de monitoramento de grandes áreas. Os métodos para aquisição, transmissão e gerenciamento dos dados das PMU são discutidos inicialmente. Da mesma forma, é mencionada a viabilidade da aplicação de WAMS para análises da estabilidade (inclusive a angular), transitórios e proteção local. Algumas tecnologias são sugeridas para que seja possível a implementação de WAMPACS, tais como: Redes Neurais Artificiais (RNA), Multi-Agentes e Lógica Fuzzy (LF). Em sua conclusão, o autor declara que o objetivo principal do WAMPACS é resguardar o SEP de um parcial ou total blecaute.

Um esquema para proteção e controle de sistemas de potência através de PMU é apresentado em Zhang (2009). Tal esquema integra sistemas de proteção e controle locais e de grande área pela implementação da função WAMS, além da proteção da subestação dentro de um sistema para identificação de sobrecarga. Combinando as funções da PMU e proteção dos IED em uma unidade central de processamento, o esquema se baseia principalmente em três componentes:

- Unidade de interface local;
- Rede de comunicação óptica; e
- Unidade central de proteção e monitoramento dos fasores.

Os sinais analógicos e digitais medidos na unidade de interface local são convertidos e enviados via uma rede de fibra óptica para a unidade central de proteção e monitoramento dos fasores para que o algoritmo de detecção de anormalidades no sistema seja executado. Os resultados mostraram que esse esquema fornece uma maneira adequada de prevenir o colapso do sistema elétrico de potência, evitando o conhecido “efeito dominó”.

O grande entrave para a utilização de PMU em aplicações em tempo real, como na proteção de grandes áreas de SEP, por exemplo, que requer alta velocidade de atuação, é em função dos atrasos na comunicação de dados em sistemas de monitoramento e controle de grandes áreas (Chenine, 2009a). O trabalho de Chenine apresenta os resultados das simulações realizadas a fim de determinar as características dos atrasos de comunicação recorrentes em WAMCS usando múltiplos PMU distribuídos ao longo do sistema de grande área. Os 42 diversos cenários de simulação revelaram que a infraestrutura de comunicação entre os PMU e os PDC não é o único gargalo em WAMCS, e que o desempenho e parametrização dos PDC devem ser levados em consideração. Outros resultados também mostraram que a perda de dados é possível de ocorrer no sistema de comunicação e deve ser dado maior aprofundamento no estudo das vias de comunicação.

Outro trabalho publicado no mesmo ano por Chenine (2009b) apresenta os resultados do levantamento dos requerimentos técnicos em comunicação para a aplicação de PMU em WAMCS. O foco deste levantamento está na documentação do estágio das pesquisas e desenvolvimentos entre operadores do sistema de transmissão e pesquisadores na região europeia dos países nórdicos, bem como de seus planos e visões para o futuro. Para isto, são examinados o estado atual da implantação de PMU, o desenvolvimento das aplicações e as exigências de comunicação em quatro aplicações de maior foco no momento, as quais são: detecção de oscilação, avaliação da estabilidade da tensão em linhas de transmissão e redes malhadas, avaliação da instabilidade da frequência e monitoramento da temperatura da linha. As demandas técnicas para esta aplicação foram comparadas com a documentação existente do projeto de medição fasorial que existe nos Estados Unidos (NASPI, 2011). O estudo revelou que a metodologia usada para implementar aplicações de WAMCS nos países nórdicos é bem similar à do Projeto NASPI. Contudo, há algumas diferenças quanto à janela de dados utilizados por cada um.

O principal trabalho na área de proteção de SEP de grandes áreas considerado para esta dissertação foi publicado por Eissa (2010). A proposta deste trabalho baseia-se no desenvolvimento de uma metodologia de proteção de retaguarda de redes de transmissão através de WAMS. Como o próprio autor afirma, poucos trabalhos têm sido publicados acerca da proteção de linhas de transmissão em grandes áreas. Por isso, é sugerida uma nova técnica de proteção de grandes áreas através de um esquema que depende da comparação da magnitude da tensão de sequência positiva para áreas específicas e a diferença dos ângulos de fase da corrente de sequência positiva para cada linha interconectada entre duas áreas da rede

de transmissão. Os resultados cobriram todos os casos de falta possíveis em uma rede de transmissão de energia e mostraram eficiência quanto à velocidade de detecção da falta, distinguindo perfeitamente entre faltas internas e externas, muito embora não tenha sido abordada a questão da saturação dos transformadores de corrente, associados ao esquema de proteção.

2.4 Aplicações de WAEMS em sistemas reais

Os processos de desregulamentação ocorridos na indústria de energia elétrica nos últimos anos em diversos países, somados à contínua incorporação de novas tecnologias de equipamentos, têm aumentado a complexidade operacional dos sistemas elétricos de potência. Neste cenário, as redes elétricas têm sido operadas em condições cada vez mais próximas de seus respectivos limites de capacidade, potencializando a ocorrência de colapsos envolvendo grandes áreas geográficas quando da ocorrência de perturbações (Projeto MEDFASEE, 2011).

Estudos recentes indicam claramente que problemas de monitoramento em tempo real, operação e controle, sistemas de comunicação e atrasos na restauração do sistema estão presentes quando da ocorrência de faltas (defeitos ou curtos-circuitos) que causem grande impacto sobre o sistema. Conclusões como esta sinalizam a necessidade de um aprimoramento dos instrumentos de monitoração e controle em tempo real para uma operação econômica e confiável do sistema.

Dentre os novos instrumentos que têm sido propostos para enfrentar este desafio destacam-se aqueles relacionados à tecnologia do SMFS. Estes, geralmente citados na literatura técnica como WAMS, são constituídos essencialmente por unidades de medição fasorial conectadas a um concentrador de dados fasoriais (PDC) e metodologias de aplicação envolvendo aspectos de monitoração, proteção e controle em tempo real.

Conforme será visto nos itens seguintes, diversos países em todo o mundo estão aplicando PMU ao monitoramento de seus sistemas elétricos de potência. Maiores detalhes podem ser encontrados em Andrade (2008).

2.4.1 EUA – Projeto WAMS

A Figura 2.1 mostra as três regiões que caracterizam o sistema elétrico norte americano. Os experimentos com PMU se deram em duas dessas áreas:

- Na costa oeste – Projeto WECC (*Western Electric Coordinating Council*);
- Na costa leste – Projeto EIPP (*Eastern Interconnection Phasor Project*).

Figura 2.1 - Interconexão das três regiões do sistema elétrico americano.

Fonte: Extraído de NERC (2011).

A primeira fase do projeto WECC/WAMS foi iniciada em 1988¹, em uma época na qual o mercado de energia elétrica americana se tornava mais competitivo, gerando um cenário incerto para as empresas do setor. Os seus principais objetivos foram determinar as necessidades futuras da operação do SEP em ambientes desregulamentados e enfatizar a melhoria dos instrumentos utilizados no controle e operação destes.

A segunda fase do projeto iniciou-se em 1995. Até 2001, foram instaladas 16 PMU em diversas empresas dos EUA², mas até então, não existiam concentradores de dados fasoriais nestas empresas. Até 2003, foram instaladas mais 13 PMU na BPA e 11 na SCE, e PDC foram desenvolvidos operando a uma taxa de 30 Hz. Foram desenvolvidas, também, algumas aplicações de monitoramento nesta fase do projeto, como: registro de perturbações, incluindo determinação das condições de pré-falta; e sequenciamento de eventos, análises *off-line*, incluindo espectro de frequências para determinação de modos de oscilação.

O EIPP é uma organização composta por grupos de trabalho com representantes de empresas, universidades e outras entidades, com a ajuda do governo americano, que se uniram

¹ Projeto iniciado no WECC, em parceria com o DOE (*Department Of Energy*), a BPA (*Bonneville Power Administration*) e a WAPA (*Western Area Power Administration*).

² APS, PG&E, WAPA, SRP, LDWP e SCE (*Southern California Edison*).

para formar uma rede de SMFS e para compartilhar dados de medição fasorial sincronizada do sistema leste, bem como ferramentas de monitoração e análise para melhorar a confiabilidade operacional e os processos de planejamento. Esta organização teve início em 2003, como uma das medidas adotadas no país após o grande blecaute ocorrido nos EUA, em 14 de agosto desse mesmo ano. Trata-se de uma iniciativa³ para distribuir/divulgar a tecnologia de fasores para os participantes desse grupo, buscando envolver participantes de empresas e atrair investidores para o projeto.

A rede de fasores do EIPP iniciou com 25 PMU distribuídas em localizações chaves da interconexão leste, fornecendo a visibilidade desta grande área. Nesta etapa inicial, a rede de fasores foi implantada com *links* VPN (*Virtual Private Network*), para a transferência de dados em tempo real entre as empresas participantes⁴ e a TVA (*Tennessee Valley Authority*), onde está localizado o servidor central que concentra todos estes dados de fasores através do concentrador de dados.

Recentemente, o EIPP trocou seu nome para NASPI (*North American SynchroPhasor Initiative*). Para a evolução e melhorias de desempenho da rede, várias forças-tarefa atuando em atividades coordenadas têm feito significativas contribuições e sugestões nesta direção. Dentre os grupos de trabalho organizados, podem ser citados o RTTT (*Real Time Applications Task Team*), o PRTT (*Performance Requirements Task Team*), o *Business Management Task Team*, e o *Off-line Applications Task Team* (Andrade, 2008).

A Figura 2.2 ilustra as PMU alocadas no sistema interligado norte americano, segundo a legenda:

- Pequenos círculos em azul: PMU conectadas à rede de comunicação;
- Pequenos círculos em branco: PMU instaladas, mas não conectadas à rede de comunicação;
- Pequenas estrelas em amarelo: concentradores de dados fasoriais - PDC.

³ Iniciativa do DOE e do CERTS (*Consortion for Electric Reliability Technology Solutions*).

⁴ Incluem a Ameren, AEP (*American Electric Power*), NYISO (*New York Independent System Operator*) e Entergy.

Figura 2.2 – PMU alocados no sistema interligado norte americano.

Fonte: Adaptado de NASPI (2011).

2.4.2 México

A CFE (*Comision Federal de Electricidad*), no México, possui um sistema de monitoração de áreas (WAMS) abrangentes do sistema em serviço desde 1998. Tal sistema consiste de PMU e PDC estrategicamente localizados. A Figura 2.3 mostra a localização geográfica das 45 PMU e dos 8 PDC no SMFS mexicano em 2008. O sistema mede tensões, correntes e frequência, em tempo real, e armazena os dados para análise pós-perturbação. A localização e os recursos dos equipamentos consideraram os requisitos de informações de cada usuário e os níveis de aplicação. Os níveis incluídos nas aplicações foram (Andrade, 2008):

- Sistema interligado;
- Escritórios regionais de gerenciamento e transmissão;
- Centros de controles regionais;
- Linhas de transmissão entre grandes áreas; e

- Usinas e subestações de ampla capacidade.

Figura 2.3 - PMU alocados no sistema interligado mexicano.

Fonte: Adaptado de Martínez (2008).

2.4.3 Países Nórdicos

Em 2000, um estudo da universidade Sueca *Lund Universitet* (Leirbukt, 2004) recomendou a implementação da tecnologia de SMFS no sistema nórdico, visando incrementar sua capacidade de transmissão. Este estudo tinha como objetivo estudar a aplicabilidade da tecnologia de SMFS no sistema Nordel. Foram instaladas 2 PMU na Dinamarca e 2 PMU na Islândia. Na Islândia, foram feitos estudos para aplicações em PSS (*Power Systems Stabilizers* – Estabilizadores de Sistema de Potência) e, na Dinamarca, foram desenvolvidas aplicações para monitoramento de perturbações, análises *off-line*, validação e aprimoramento de modelos do SEP.

2.4.4 União Europeia

Segundo Andrade (2008), entre 2001 e 2003 foi implantado o projeto *Examine*, por empresas e universidades da Europa, coordenado pela *Red Eléctrica de Espana* e financiado

pela União Europeia. Seus objetivos eram projetar e implementar um protótipo, testar novos sistemas de monitoração e realizar estudos de ferramentas para o controle preventivo e de emergência usando medidas fasoriais. Os resultados obtidos deste projeto foram a definição de um protótipo de SMFS, a ser instalado no sistema italiano, e a divulgação de um relatório de estudo sobre aplicações de controle preventivo e de emergência com potencial aplicação no sistema elétrico europeu.

2.4.5 Itália

A empresa responsável pelo sistema italiano de transmissão de energia (TERNA) iniciou em 2005 a implantação de uma rede de medição fasorial sincronizada em uma grande área italiana para dar suporte à sala de controle de operação do seu sistema elétrico com ferramentas avançadas e facilidades de monitoramento. Neste projeto foram instaladas 30 PMU e uma rede de dados dedicada. Foram desenvolvidos *softwares* para processamento dos dados monitorados e para visualização das informações coletadas no SEP.

De acordo com Ciro (2006), as janelas de amostragens das PMU deste sistema estão entre 20 e 50 ms, o tempo de atraso de processamento é menor que 10 ms, os erros de medição de ângulo são de 0,1° e de 0,01% para a frequência. Os dados das PMU são amostrados a uma taxa de 50 fasores por segundo, formatados de acordo com a norma IEEE C37.118⁵ e transmitidos continuamente a uma central de processamento por meio de um sistema de comunicação de alta confiabilidade e redundante. Os dados adquiridos são armazenados numa base de dados em tempo real. Os aplicativos para o monitoramento do sistema armazenam os dados em uma área dedicada, sendo que a memória mantém os dados dos últimos 20 segundos registrados. Estes dados são alinhados e organizados cronologicamente por meio de estampas de tempo. Outros dados são transferidos para uma memória circular contendo 24 horas de amostragem de 20 ms e para um arquivo de dados com amostras de 30 dias, cujos dados são amostrados a cada 100 ms. Os dados são permanentemente armazenados quando requisitados por operadores ou por disparos pré-determinados e provocados automaticamente por algum distúrbio ou evento programado (Andrade, 2008).

⁵ É uma revisão da norma IEEE 1344 que trata das diretrizes para aplicação de PMU em sistemas elétricos de potência.

2.4.6 Suíça

Em Fabiano (2005) é apresentado o sistema de transmissão da Suíça, onde foi implementado um WAMCS piloto que monitora o impacto de pesadas transferências de potência no eixo norte - sul desta região. Quatro PMU foram instaladas em posições estratégicas deste corredor como mostrado na Figura 2.4:

Figura 2.4 - Localizações das PMU instaladas no sistema de transmissão Suíço.

Fonte: Extraído de Andrade (2008).

Tal sistema começou a ser instalado em 2003 com o objetivo de permitir aplicações para a operação do SEP. Dentre as aplicações em tempo real, este supervisiona o fluxo, a diferença angular e a temperatura das linhas monitoradas. Estas aplicações são de grande importância no suporte às decisões de operação normal e em contingência.

Para o planejamento da operação, os dados coletados das PMU são enviados para outra plataforma de trabalho *off-line*, para serem tratados separadamente em aplicações específicas como, por exemplo, para a calibração e verificação de modelos dinâmicos de componentes do sistema de transmissão, e como respostas aos controladores das usinas geradoras.

2.4.7 Japão

Os participantes do projeto japonês foram algumas Universidades do Japão: *Nagoya Institute of Technology*, *Kyush Institute of Technology*, *University of Tokushima* e *Osaka University*. O objetivo era iniciar os estudos para aplicação de SMFS no país e monitorar oscilações de frequência entre áreas do sistema elétrico japonês. O resultado deste projeto foi a instalação de um SMFS com 9 PMU na baixa tensão, onde já foram registrados e analisados diversos casos de oscilações de frequência. De acordo com Decker (2007), em 2007, o Japão já contava com 11 PMU instalados na baixa tensão. A Figura 2.5 mostra a localização geográfica das PMU instaladas no Japão.

Figura 2.5 - Localizações das PMU instaladas no sistema de transmissão Japonês.

Fonte: Extraído de Decker (2007).

2.4.8 Ásia

Nos últimos anos, países da Ásia iniciaram estudos e implantação de WAMS em seus sistemas elétricos (Andrade, 2008). As principais aplicações foram desenvolvidas na área de monitoração, melhoria de modelos e estudos para o desenvolvimento de ações de controle. Foram instaladas 24 PMU na Coreia do Sul, para monitoração. Na Tailândia, foram instaladas 5 PMU para aplicações de monitoração e localização de faltas. Na China, foram instaladas 150 PMU em diferentes pontos, porém estes não formam uma só rede. Cerca de 400 PMU deveriam ser instaladas na China até 2007, somando um investimento de cerca de 12 milhões

de dólares (Decker, 2007). A localização geográfica das PMU instaladas na China até o ano de 2006 é mostrada na Figura 2.6:

Figura 2.6 - Localizações das PMU instaladas na China.

Fonte: Extraído de Xie (2006).

2.4.9 Brasil – MedFasee

O Projeto Medfasee iniciou-se em 2001 com pesquisas de prospecção desenvolvidas de forma conjunta pela UFSC (Universidade Federal de Santa Catarina) e a empresa REASON Tecnologia S.A. Em 2003, os trabalhos ganharam forte impulso em decorrência do financiamento FINEP via projeto *CT-Energ* que permitiu a implantação de um protótipo de um sistema de medição fasorial na baixa tensão, sendo este o primeiro do Brasil (Projeto MEDFASEE, 2011). Desde então, outras frentes de trabalhos foram iniciadas e diversos trabalhos foram publicados alcançando excelentes resultados. Atualmente o projeto conta com um protótipo instalado no sistema de 500 kV da Eletrosul Centrais Elétricas S.A.; e um protótipo de baixa tensão que monitora o Sistema Interligado Nacional. Esta última iniciativa conta com nove universidades com excelência em pesquisa na área de sistemas elétricos de

potência – ver Figura 2.7. Esta rede tem também o objetivo de incentivar e divulgar a pesquisa nesta área. Recentemente, foram iniciados os trabalhos de pesquisa e desenvolvimento para a instalação de um protótipo no sistema de transmissão da CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista). Maiores detalhes podem ser encontrados em Projeto MEDFASEE (2011).

Figura 2.7 – Localização das PMU do Projeto MEDFAsee.

Fonte: Extraído do Projeto MEDFASEE (2011).

2.5 Considerações Finais

O presente capítulo dedicou-se à apresentação dos principais trabalhos na área de proteção de linhas de transmissão usando PMU. Pelo que foi exposto, evidencia-se uma nova área de pesquisa que está intimamente relacionada à aplicação das PMU, que está associada aos sistemas de gerenciamento de energia em grandes áreas. Os WAEMS são relacionados por diversos autores ((Chenine, 2009a), (Begovic, 2004), (Berstch, 2005)) como um futuro promissor para o gerenciamento do SEP, uma vez que concatenam os atributos de automatização das redes de energia através de aplicações digitais em monitoramento, controle e proteção.

Ainda de acordo com Begovic (2004), o aumento da disponibilidade de computadores e tecnologias de medição e comunicação mais sofisticadas induz cada vez mais ao uso de equipamentos mais “inteligentes”, com o objetivo de aprimoramento do gerenciamento dos sistemas de energias.

Finalmente, cabe colocar que a revisão bibliográfica inicialmente compilada não se dedicou a esgotar o assunto acerca da proteção de sistemas de grandes áreas, mas teve o objetivo de apenas mostrar alguns dos principais trabalhos relatados pela comunidade técnico-científica. Muito embora seja pequeno o número de trabalhos publicados quando comparados a outras áreas mais consolidadas, fica claro que as abordagens apresentadas tratam de uma tecnologia nova e ainda em desenvolvimento.

Capítulo 3

Sistema de Medição Fasorial Sincronizada - SMFS

3.1 Considerações Iniciais

De acordo com Andrade (2008), o SMFS, basicamente, é um sistema de medição simultânea de fasores de grandezas elétricas, normalmente coletadas em instalações distantes geograficamente entre si, usando as Unidades de Medição Fasorial (PMU), conectadas a um Concentrador de Dados Fasoriais (PDC). O PDC é uma unidade lógica que coleta os dados fasoriais e os dados de eventos discretos das PMU. Esta coleta só pode ser realizada mediante a existência de um confiável sistema de comunicação para a transmissão dos dados. O fato de as PMU serem sincronizadas via satélite por GPS dão outra dimensão à utilização e à aplicação dos dados provenientes de grandes áreas para o monitoramento, proteção e controle dos sistemas de potência. A Figura 3.1 ilustra de maneira mais completa este cenário supracitado.

Para que o SMFS seja tratado de forma adequada quanto às suas aplicações, torna-se importante recordar alguns conceitos básicos relacionados aos fasores, em especial aos chamados sincrofasores. Sendo assim, este capítulo está estruturado em duas partes principais: uma dedicada a esta conceituação básica; e outra aos SMFS no que concerne aos seus componentes principais (PMU, PDC e transmissão de dados).

Figura 3.1 – Estrutura básica de um SMFS.

Fonte: Adaptado de Eissa (2010, p. 272).

3.2 Análise Fasorial

3.2.1 Definição básica de fasores

Uma vez que as variáveis de tensão e corrente, em termos de corrente alternada (CA), são representadas por sinais senoidais, é de interesse deste trabalho uma abordagem acerca da análise fasorial para que seja bem fundamentada a teoria dos sistemas de medição fasorial sincronizada. Senóides são facilmente expressas em termos de fasores, os quais são muito mais fáceis de serem trabalhados do que as funções seno e cosseno (Sadiku, 2003).

Dado que uma senóide possui a forma de onda conforme mostra a Figura 3.2, podem-se determinar suas principais componentes, as quais são: amplitude (A), frequência (f) e fase (φ). Desta forma, a formulação básica de uma senóide “ $S(t)$ ” qualquer, variando em um intervalo de tempo t , compreendido entre $[t_1; t_2]$, onde t_1 e $t_2 \in \mathbb{R}$, se evidencia a partir de:

$$S(t) = A * \text{sen}(2 * \pi * f * t + \varphi) \quad (3.1)$$

Onde $\omega = 2 * \pi * f$ é a frequência angular (rad/s).

Figura 3.2 – Sinal senoidal de amplitude A , frequência f e fase φ .

A ideia da representação fasorial é baseada na identidade de Euler. Em geral,

$$e^{\pm j\varphi} = \cos\varphi \pm j\sin\varphi \quad (3.2)$$

a qual mostra que se pode supor $\cos\varphi$ e $\sin\varphi$ como as partes real e imaginária de $e^{j\varphi}$, respectivamente, escrevendo:

$$\cos\varphi = \Re(e^{j\varphi}) \quad (3.3)$$

$$\sin\varphi = \Im(e^{j\varphi}) \quad (3.4)$$

Onde “ $\Re$ ” e “ $\Im$ ” significam a parte real e a parte imaginária da equação 3.2, respectivamente. Dada uma senóide do tipo $v(t) = V_m \cos(\omega t + \varphi)$, utilizar-se-á a equação (3.3)¹ para expressar $v(t)$ como:

$$v(t) = V_m \cos(\omega t + \varphi) = V_m * \Re(e^{j(\omega t + \varphi)}) = \Re(V_m e^{j(\omega t + \varphi)}) \quad (3.5)$$

ou

$$v(t) = \Re(V_m e^{j\varphi} e^{j\omega t}) \quad (3.6)$$

Então,

¹ Tanto a equação (3.3) quanto a equação (3.4) podem ser utilizadas para descrever o fasor. Contudo, a primeira equação é utilizada como padrão (Sadiku, 2003).

$$v(t) = \Re(V * e^{j\omega t}) \quad (3.7)$$

onde V é, portanto, a representação fasorial da senóide $v(t)$ conforme:

$$V = V_m e^{j\varphi} = V_m \angle \varphi \quad (3.8)$$

Logo, conclui-se que um sinal senoidal, com amplitude V_m , fase φ e frequência angular ω , pode ser reproduzido por um fasor com amplitude e fase dado pela equação (3.8) e ilustrado segundo a Figura 3.3(a).

Figura 3.3 – Representação fasorial: (a) no plano complexo e (b) no domínio do tempo.

Fonte: Adaptado de Sadiku (2003, p. 329).

Para aplicações em SEP o valor RMS^2 é mais apropriado para análise do que o valor de pico do sinal (Norma IEEE C37.118 (2005)). Dessa forma, a equação (3.8) torna-se:

$$V = \frac{V_m}{\sqrt{2}} e^{j\varphi} = \frac{V_m}{\sqrt{2}} \angle \varphi \quad (3.9)$$

3.2.2 Sincrofasores

A norma IEEE C37.118 (2005) estabelece que um sinal dependente do tempo $v(t)$ pode ser representado por um sincrofasor conforme a equação (3.9), na qual $V_m/\sqrt{2}$ é o valor

² Root Mean Square – Valor médio quadrático ou valor eficaz.

eficaz do sinal $v(t)$ e φ é seu ângulo de fase instantâneo relativo à função cosseno na frequência nominal do sistema sincronizado ao UTC (*Universal Time Coordinated*), sendo que este último representa a hora do dia no primeiro meridiano da Terra (0° de longitude).

Em outras palavras, sincrofasor é um fasor medido com relação a uma referência de tempo absoluta. Com esta medida, pode-se determinar a relação de fase absoluta entre outras quantidades de fase em diferentes localidades no sistema de potência. Os sincrofasores possibilitam, assim, que sejam tiradas “fotografias” do estado do sistema elétrico, ou seja, da situação atual (instantânea) em que se encontra a operação do mesmo, de forma rápida e confiável, trazendo todos os benefícios que tal conhecimento pode oferecer.

A referência de tempo para medir ângulos de fase de forma sincronizada determinada pela norma IEEE C37.118 (2005) pode ser ilustrada consoante à Figura 3.4. Nesta, uma senóide de período T é observada em múltiplos de T_0 , onde este não é múltiplo inteiro de T . Os ângulos $\phi_0, \phi_1, \phi_2, \phi_3$ e ϕ_4 são 0° , quando o valor máximo do sinal coincide no mesmo instante da passagem pelo UTC, e -90° quando a passagem do zero positivo do sinal coincide com a do sinal do UTC.

O GPS é capaz de fornecer um sinal de tempo da ordem de $1 \mu s$ em qualquer lugar do mundo. Este envia para as estações receptoras o sinal PPS³, possibilitando que o processo de aquisição seja executado de modo sincronizado em diferentes subestações.

Figura 3.4 – Convenção para representação do ângulo de fase de sincrofasores.

Fonte: Extraído da Norma IEEE C37.118 (2005, p. 5).

³ Pulso Por Segundo: sinal consistindo de um trem de pulsos retangulares ocorrendo a uma frequência de 1 Hz, com borda crescente sincronizada em segundos UTC. Este sinal é tipicamente gerado por receptores GPS (precisão maior que $1 \mu s$, que corresponde a um erro de $0,0216^\circ$ em 60 Hertz) (Norma IEEE C37.118 (2005)).

A medição de ângulo de fase instantânea permanece constante para a frequência nominal, quando usado a referência para a fase. Se o sinal estiver fora da frequência nominal, a fase instantânea varia com o tempo, e gera um comportamento oscilatório para o módulo do fasor por fase. Isto produz também uma variação do ângulo de fase (Andrade, 2008). O comportamento oscilatório para o módulo do fasor e frequência instantânea é eliminado para sequências positivas. Diversas medidas podem ser implementadas para correção deste erro nos resultados, dependendo das características de fabricação do equipamento.

Observa-se que a definição de fasor sincronizado em tempo real, fornecida pela norma IEEE C37.118 (2005), corresponde à definição convencional descrita anteriormente, para a frequência nominal do sistema (50 ou 60 Hz). A norma não possui requisitos relativos à precisão da medição da magnitude dos fasores para valores diferentes da frequência nominal. Tal norma, portanto, define a forma de onda para o estado de regime, não incluindo requisitos relativos ao desempenho da medição dos fasores para uma forma de onda no estado fora do regime permanente. Nesta situação, a norma abre caminho para os fabricantes de equipamentos criarem suas próprias definições (Andrade, 2008).

3.3 Componentes de um SMFS

3.3.1 Unidade de Medição Fasorial (PMU)

A PMU é um equipamento capaz de medir os fasores de corrente e de tensão, de forma sincronizada, nos sistemas de potência. Como consequências da sua aplicação, os benefícios do uso da medição de fasores sincronizados para a monitoração, operação e controle do sistema de potência têm sido bastante reconhecidos pelo setor elétrico a nível mundial (Andrade, 2008).

Esta sincronicidade é obtida por meio da amostragem das formas de onda de corrente e de tensão ao mesmo tempo, utilizando um sinal de sincronismo provido por um GPS. Abordando-se de uma forma geral, a principal função deste equipamento é registrar alterações que ocorrem no sistema elétrico. Possuem ainda a capacidade de coletar e registrar medições em centros de controles remotos. A habilidade de calcular os fasores sincronizados torna a PMU um dos equipamentos de medição mais importantes na supervisão e controle do SEP.

Conforme encontrado nos apontamentos bibliográficos, a PMU é um dispositivo derivado do relé de distância de componentes simétricas (*Symmetrical Component Distance*

Relay - SCDR) e, por isso, a configuração do *hardware* das PMU é muito parecida com a arquitetura dos relés digitais, conforme mostra a Figura 3.5:

Figura 3.5 – *Hardware* básico de uma PMU.

Fonte: Adaptado de Phadke (2008, p. 94).

O processo de funcionamento da PMU será descrito nos itens seguintes, passo a passo, a partir das etapas necessárias para a determinação do fasor, as quais são: aquisição e filtragem dos dados, sincronização e digitalização do sinal e a extração do fasor, seguida do cálculo da sua componente de sequência positiva.

3.3.1.1 *Aquisição e filtragem dos dados*

De acordo com a Figura 3.5, a primeira etapa é fundamentada na aquisição dos sinais analógicos provenientes dos enrolamentos secundários dos transformadores de corrente e de potencial. Todas as correntes e tensões trifásicas são utilizadas de tal forma que se possa determinar, no final de todo o processo, as componentes de sequência positiva destes. Diferentemente dos relés digitais, uma PMU pode ter sinais de correntes de vários alimentadores e de tensões provenientes de várias barras da subestação em questão (Phadke, 2008).

Conforme anteriormente mencionado, os sinais de corrente e tensão do alimentador de alta tensão são transformados em valores compatíveis com os níveis exigidos pelos

conversores analógicos digitais, como, por exemplo, para valores de tensão variando tipicamente em torno de ± 10 V. Neste sentido, a taxa amostral escolhida para o processo de amostragem irá definir a resposta em frequência do filtro *anti-aliasing*. Segundo Coury *et al.* (2007), além de eliminar ruídos e altas frequências indesejadas, estes filtros têm como objetivo evitar que ocorra a sobreposição de espectros. Ou seja, o filtro irá garantir que o teorema de *Nyquist* seja respeitado através de um filtro passa-baixa com uma frequência de corte (f_c) no mínimo igual ao dobro da frequência do sinal (f_s) a ser amostrado, ou seja, $f_c \geq 2 * f_s$. As respostas de filtros deste tipo podem ser ilustradas através da Figura 3.6:

Figura 3.6 – Resposta em frequência dos filtros: ideal, *Butterworth* e *Chebyshev*.

Fonte: Adaptado de Coury *et al.* (2007, p. 13).

Como o filtro ideal dificilmente será implementado na prática, visto que filtros com uma frequência de corte muito abrupta produziram grandes defasagens no tempo, referentes à sua resposta à função degrau (Coury *et al.*, 2007), os filtros mais comuns de serem implementados são os filtros de *Butterworth* e *Chebyshev* de segunda ordem, os quais cumprem as exigências de filtragem requeridas pelas PMU.

O filtro de *Butterworth* apresenta características bastante interessantes, entre as quais está a que ele é desenvolvido de modo a apresentar uma resposta em frequência a mais plana o quanto for matematicamente possível na sua banda passante. Além disso, este filtro é o único que mantém o mesmo formato para ordens mais elevadas (porém com uma inclinação mais íngreme na banda atenuada), enquanto outras variedades de filtros (*Bessel*, *Chebyshev*, *Elíptico*) possuem formatos diferentes para ordens mais elevadas, fazendo com que aquele seja bastante atrativo do ponto de vista de aplicabilidade em filtragem de sinais (Parks, 1987).

Para este trabalho, optou-se pelo uso de um filtro passa-baixa *Butterworth* de segunda ordem, com frequência de corte (f_c) igual a 300 Hz, uma vez que a frequência do SEP é de 60 Hz, e por este ser um dos filtros mais utilizados na prática e de simples implementação computacional (Coury *et al.*, 2007). Desse modo, busca-se uma resposta em amplitude plana e suave na faixa de passagem associada às baixas frequências dos sinais de tensão e corrente, conforme ilustrado pela Figura 3.6. Cabe colocar que o referido filtro vem a aproximar esta característica através de uma função polinomial no domínio da frequência. Este é caracterizado por uma resposta com amplitude plana na faixa de passagem, e decrescente a partir da banda de atenuação, sendo que o módulo ao quadrado da sua função de transferência é definido pela seguinte equação (Da Silva, 2008):

$$|H(j\omega)| = \frac{1}{1 + \left(\frac{f}{f_c}\right)^{2N}} \quad (3.10)$$

Onde f é a frequência; f_c é a frequência de corte do filtro (caracterizada por um decréscimo de 3dB na banda de passagem); e N é a ordem do filtro.

O filtro passa-baixa foi implementado em linguagem Matlab através da utilização do *toolbox* relativo a filtros. Por exemplo, a Figura 3.7 ilustra os sinais de tensão, original e filtrado, medidos na fase B, quando da aplicação de uma falta monofásica (AB-T) no SEP a ser apresentado e analisado (capítulo 5).

Figura 3.7 – Sinais de tensão, original e filtrado pelo filtro passa-baixa *Butterworth* de 2ª ordem.

O filtro utilizado é de 2ª ordem, com frequência de corte de 300 Hz, sendo o sinal original amostrado a 1,92 kHz, ou seja, para um sinal de 60 Hz, são registradas 32 amostras por ciclo.

3.3.1.2 Sincronização e digitalização do sinal

Os sinais elétricos registrados nos SEP possuem apresentação analógica (contínua). Para utilizá-los em equipamentos eletrônicos (digitais) deve-se convertê-los em sinais digitais. Este processo é chamado de conversão analógico-digital e os dispositivos responsáveis por isto são conhecidos como conversores analógico-digitais ou conversores A/D. Conceitualmente, um conversor A/D é descrito por um processo de três partes, conforme ilustra a Figura 3.8 (Proakis, 2007):

Figura 3.8 – Partes básicas de um conversor A/D.

Fonte: Adaptado de Proakis (2007, p. 19).

1. *Amostrador*: Conversão de um sinal contínuo no tempo em um sinal discreto no tempo. É obtido a partir de amostras tomadas do sinal contínuo no tempo em instantes discretos no tempo. Logo se $x_a(t)$ é a entrada do amostrador, a saída será $x_a(nT) \equiv x(n)$, onde T é o intervalo de amostragem.
2. *Quantizador*: Nesta etapa, o valor de cada amostra do sinal $x(n)$ é representado por um valor de quantização $x_q(n)$ a partir dos níveis de quantização determinados.
3. *Codificador*: No processo de codificação, cada valor discreto $x_q(n)$ é representado por uma sequência binária.

No que se refere à estrutura de conversão A/D do PMU, após a eliminação dos ruídos e componentes de frequências acima da taxa de *Nyquist* na etapa de filtragem, o sinal, ainda analógico, é convertido em digital, similarmente ao apresentado pela Figura 3.8, através de uma taxa de amostragem determinada pelo pulso originado pelo *clock* do GPS a fim de fornecer para todas as PMU o mesmo instante de tempo de amostragem. Com isto, realiza-se a sincronização dos dados, conforme já discutido anteriormente.

Cabe colocar que os valores das taxas de amostragem têm crescido muito ao longo dos anos, começando com uma taxa de 12 amostras por ciclo da frequência nominal na primeira PMU construída, até as taxas de 128, 256 ou 384 amostras por ciclo em dispositivos mais modernos (ERL PHASE, 2012), à medida que conversores analógico-digitais e processadores mais rápidos surgem no mercado.

3.3.1.3 Extração do Fasor

A última etapa a ser realizada pela PMU é a extração do fasor. Na literatura correlata ((Phadke, 1988), (Coury *et al.*, 2007), (Carvalho, 2009)), encontram-se algumas das técnicas mais usuais, tais como:

- Transformada Discreta de Fourier (TDF);
- Método dos Mínimos Quadrados (MMQ);
- Função de *Walsh*;
- Filtro de *Kalman*;
- Filtro PLL (*Phase-Locked Loop*); e
- Algoritmos Genéticos (AG).

Para o presente trabalho, a TDF foi escolhida como ferramenta de extração do fasor. Maiores detalhes serão discutidos no capítulo 4.

A partir dos dados fasoriais trifásicos extraídos se determinam as componentes de sequência positiva da tensão (V_1) e corrente (I_1) através das seguintes equações:

$$V_1 = \frac{1}{3}(V_a + \alpha * V_b + \alpha^2 * V_c) \quad (3.11)$$

$$I_1 = \frac{1}{3}(I_a + \alpha * I_b + \alpha^2 * I_c) \quad (3.12)$$

Sendo que:

$$\alpha = 1 \angle 120^\circ;$$

V_a , V_b e V_c : Tensões fasoriais nas fases a , b e c , respectivamente;

I_a , I_b e I_c : Correntes fasoriais nas linhas a , b e c , respectivamente.

Cabe colocar que as PMU calculam os fasores de sequência positiva a cada grupo (tensão ou corrente) das três entradas analógicas trifásicas (fases a , b e c), sendo que todos os canais analógicos devem ser sincronizados em UTC com a exatidão desejada. Finalmente, o fasor de sequência positiva é estampado através do correspondente tempo UTC, que é realizado através do contador SOC⁴, e enviado para o concentrador de dados fasoriais através de um *link* de comunicação.

3.3.2 Concentrador de dados fasoriais (PDC)

O PDC tem como funcionalidades básicas receber os sincrofadores coletados pelas PMU, organizar estes dados de forma assíncrona⁵, correlacionando-os no tempo por meio de etiquetas de tempo, armazenar estes dados e disponibilizá-los de acordo com as aplicações solicitadas. Além disto, ele deve fazer um tratamento sobre os prováveis erros de transmissão, solicitar dados perdidos e, principalmente, ter operação contínua em tempo real (Phadke, 2008). Segundo esta última referência, para atender a todas estas funcionalidades, o PDC deve apresentar um alto desempenho computacional. Tal requisito decorre da necessidade de continuidade da operação em tempo real, da eficiência no armazenamento dos dados, da alta confiabilidade e disponibilidade, da capacidade de comunicação eficiente, do atendimento a diversos tipos de aplicação e de uma fácil integração (alta modularidade e interfaces de comunicação padronizadas).

⁴ SOC - *Second Of Century* - Segundo do Século, número definido de acordo com o protocolo de tempo da rede (*Network Time Protocol* - NTP). O número SOC é o tempo UTC em segundos calculado a partir da meia noite de 1º de janeiro de 1970 (Phadke, 2008).

⁵ Forma de transmissão de dados. A informação é enviada em intervalos irregulares. Operação que se desenrola de forma independente de qualquer mecanismo de sincronização no tempo, ou comunicação, que se processa em modelos de transferência de dados distintos para o *upload* e *download*, como o ADSL (*Asymmetric Digital Subscriber Line*).

Assim, o PDC é uma das partes mais complexas do SMFS. Este equipamento requer dedicação exclusiva e alto investimento no desenvolvimento de aplicativos que atendam de forma adequada o SEP (Andrade, 2008).

3.3.3 Sistema de transmissão dos dados

Dois aspectos acerca da transferência dos dados são significantes em qualquer tarefa de comunicação: a capacidade de transmissão do canal e a sua latência (Phadke, 2008). O primeiro determina a taxa de transferência dos dados, em *kilobits* por segundo, ou *megabits* por segundo, que um canal de comunicação pode suportar. O segundo aspecto é a latência, definida como o atraso de tempo entre o instante em que o dado é criado e quando este está disponível para a aplicação desejada. Segundo Phadke (2008), o volume de dados criados pelas PMU é muito modesto, de tal forma que a capacidade do canal raramente é um fator limitante na maioria das aplicações.

De acordo com Eissa (2010), os principais responsáveis pela alta latência podem ser listados como:

1. *Tamanho da janela de dados da TDF*: Determina a quantidade de amostras necessárias para a estimação do fasor.
2. *Tempo de processamento*: Tempo necessário na conversão do dado analógico do transdutor em dado digital do fasor com a ajuda da TDF.
3. *Tamanho do dado de saída da PMU*: É a quantidade de *bits* de informação presentes nos dados a serem enviados pela PMU.
4. *Multiplexação e transições*: Transições entre o *link* de comunicação e o equipamento de processamento dos dados que conduzem a atrasos quando o dado é recuperado ou emitido pelo *link* de comunicação.
5. *Link de comunicação*: O meio de comunicação das informações e a distância física envolvida na transmissão dos dados também causam atrasos.
6. *PDC*: O concentrador de dados primeiramente recebe os dados, para o consequente envio destes para o centro de proteção do sistema. Isto também causa atraso.

O cálculo da latência presente em um WAEMS determinará quais aplicações poderão ser utilizadas, uma vez que monitoramento, controle e proteção trabalham com diferentes

níveis aceitáveis de latência (Eissa, 2010). Em concordância com Naduvathuparambil (2002), o atraso decorrente da comunicação pode ser expresso por:

$$\tau = \tau_f + \tau_p + \frac{L}{R} + \theta \quad (3.13)$$

Sendo que:

τ : atraso total do *link* de comunicação;

τ_f : atraso fixo associado ao processamento da TDF, PDC e multiplexação;

τ_p : atraso devido à propagação do *link*;

L: quantidade de dados transmitidos;

R: taxa de transferência de dados do *link*; e

θ : atraso associado ao *random delay jitter*⁶.

Em virtude destes, aplicações de controle e proteção em sistemas de gerenciamento de energia de grandes áreas (WAEMS), em tempo real, requerem baixas latências. Atualmente, os atrasos comumente encontrados nos sistemas de monitoramento de grandes áreas chegam a 200 ms (Eissa, 2010) - valor considerado adequado⁷. Para que se torne viável a aplicação de PMU em WAEMS é necessária o desenvolvimento de uma confiável infraestrutura de transmissão de dados para que se possa atender as exigências presentes na norma IEEE C37.118 (2005) (Phadke, 2008), tais como:

- Envio de dados contínuos em tempo real (largura de banda garantida, alta disponibilidade, baixa latência);
- Envio de dados perdidos (disponibilidade esporádica de maior largura de banda e possibilidade de uso de canais esporádicos);
- Padronização bem definida (suporte aos protocolos de comunicação padronizados);

⁶ Em termos práticos significa um atraso aleatoriamente variável.

⁷ Para o sistema europeu Eissa (2010) considerou este como sendo um valor adequado. Entretanto, para o SIN, segundo os procedimentos de rede do ONS (2012), as linhas de transmissão com tensão nominal igual ou superior a 345 kV devem ter um tempo total de eliminação de faltas, incluindo o tempo de abertura dos disjuntores de todos os terminais associados, de até 100 ms.

- Expansibilidade;
- Alta imunidade a ruídos;
- Segurança; e
- Facilidade de integração.

Pelo que foi até então apresentado, fica claro que para a transmissão dos dados fasoriais sincronizados é necessário estabelecer uma rede de comunicação. A função básica do sistema de comunicação nos SMFS é interligar seus equipamentos. Este deve ser capaz de interligar as PMU aos PDC, os PDC entre si, quando necessário, e o próprio SMFS à rede da empresa onde está implantado. Um sistema de medição fasorial deve ser acompanhado por uma infraestrutura de comunicação com velocidade suficiente para agrupar e alinhar rapidamente os dados medidos pelas PMU. Frequentemente, os sistemas de potência não estão totalmente equipados com a comunicação adequada. Porém, deve-se considerar que os benefícios trazidos pelas PMU podem vir a justificar a instalação de uma grande infraestrutura de comunicação.

De acordo com Horowitz (2008), as opções de meios de comunicação disponíveis para transferência de dados de PMU podem ser classificadas de acordo com o meio físico usado para a comunicação. Circuitos de telefone estavam entre os primeiros meios de comunicação utilizados para esse propósito, uma vez que a baixa latência ainda não era exigida. Da mesma forma, equipamentos como PLC (*Power Line Carrier*) e antenas de micro-ondas também foram usados.

Atualmente, a fibra ótica é o principal meio de comunicação (Phadke, 2008), a qual possui uma capacidade de transmissão de dados sem igual, altas taxas de transferência de dados e imunidade à interferência eletromagnética. O mais popular emprego das fibras óticas em SEP é através de cabos OPGW⁸ ao longo das linhas de transmissão. Estes tipos de cabos podem carregar múltiplas fibras as quais podem ser usadas para outras aplicações de comunicação, controle e proteção dos SEP. Outras configurações dos *links* de fibra ótica podem ser do tipo: torre de energia separada do cabo de fibra ótica, feixe de fibras óticas envolvendo os condutores das fases, ou diretamente enterrados sob a superfície, conforme ilustra a Figura 3.9:

⁸ OPGW - *Optical Ground Wire*. Os cabos OPGW são cabos especiais capazes de executar simultaneamente as funções de condutor-terra de proteção das linhas de transmissão contra descargas atmosféricas e de provedor de interconexões de alta capacidade para telecomunicações, graças às fibras óticas alocadas em seu interior (Prysmian, 2011).

Figura 3.9 – Feixes de fibra óptica comumente empregados em linhas de transmissão. (a) A fibra está dentro do condutor terra. (b) O feixe de fibra está em torre separada ou em (c) cabo subterrâneo.

Fonte: Adaptado de Phadke (2008, p. 100).

3.4 Considerações finais

Este capítulo discorreu sobre os aspectos mais relevantes dos sistemas de medição fasorial sincronizada, passando pelos conceitos básicos sobre a análise fasorial, a definição de sincrofasores segundo a norma IEEE C37.118 (2005), o funcionamento dos principais componentes das PMU, a tarefa destinada ao concentrador de dados fasoriais (PDC) e alguns aspectos relativos à transmissão de dados.

Artigos discutidos na revisão bibliográfica ((Chenine, 2009a), (Chenine, 2009b), (Eissa, 2010)) mostram que no cenário atual da tecnologia de transferência de dados em sistemas de grande área é inviável a utilização de PMU para a proteção primária (instantânea) de sistemas de energia de grandes áreas, visto que a latência, recorrente nestes sistemas, ainda é maior que a permitida pela filosofia de proteção. Em um futuro próximo, esses autores mencionados afirmam que será possível a aplicação de PMU para a proteção primária de sistemas de grandes áreas. Contudo, para o cenário atual, dependendo do tamanho do sistema e da tecnologia de comunicação envolvida, é possível a aplicação da proteção de retaguarda. Baseado nestas últimas premissas é que o presente trabalho se firma.

A proposta que segue é de estabelecer uma metodologia de proteção de retaguarda de sistemas de energia de grandes áreas, levando em consideração que todos os requisitos de latência e taxa de transferência de dados sejam garantidos com base nos padrões já normatizados.

O próximo capítulo será dedicado à metodologia proposta nesta dissertação.

Capítulo 4

Metodologia

4.1 Considerações iniciais

Este capítulo tem por objetivo apresentar a metodologia proposta para a proteção de retaguarda de sistemas elétricos de potências de grandes áreas, bem como todas as ferramentas e técnicas utilizadas. Cabe frisar que todo o conteúdo teórico abordado nos capítulos anteriores forma os pilares fundamentais para o desenvolvimento da metodologia proposta, principalmente os capítulos 2 e 3. Estes fornecem informações muito importantes acerca do estado da arte dos SMFS e a estrutura fundamental dos PMU, respectivamente.

O levantamento bibliográfico permitiu observar as técnicas desenvolvidas na área de proteção de sistemas de grandes áreas através de PMU, resultando no algoritmo implementado que será abordado neste capítulo. Semelhantemente, o estudo da estrutura física dos PMU, entre tantos outros tópicos, conduziu à análise do método de estimação fasorial que será discutido a seguir.

4.2 Estimação Fasorial

O fato da norma IEEE C37.118 (2005) não estabelecer uma técnica padrão para a estimação do fasor tem proporcionado aos pesquisadores da área liberdade de escolha do método, desde que este atenda às restrições fixadas de desempenho em regime permanente

(Martin, 2008). Além disso, há algumas exigências de precisão de medida a serem atendidas, como, por exemplo, o erro de estimação do fasor em regime permanente, o qual deve ser menor que 1%.

Desta forma, conforme anteriormente mencionado no capítulo 3, muitos métodos podem ser aplicados para a extração dos fasores em uma PMU:

- Transformada Discreta de Fourier (TDF);
- Método dos Mínimos Quadrados (MMQ);
- Função de *Walsh*;
- Filtro de *Kalman*;
- Filtro PLL (*Phase-Locked Loop*); e
- Algoritmos Genéticos (AG), dentre outros.

Um dos primeiros experimentos realizados de medição sincronizada utilizou a TDF para cálculo dos fasores (Burnett Jr, 1994). De fato, de acordo com Phadke (2009), os algoritmos mais empregados nas PMU disponíveis comercialmente são baseados nesta transformada, foco da abordagem a seguir. O ponto fraco da TDF está no erro ocasionado na estimação quando o processo de amostragem é assíncrono (Phadke, 1983), ou seja, quando a frequência de amostragem não é múltipla inteira da frequência fundamental. Vale deixar claro que a avaliação das ferramentas para a extração fasorial não faz parte dos objetivos principais deste trabalho. Desta maneira, a abordagem que segue fará uso apenas da TDF como ferramenta de estimação dos fasores, buscando-se, contudo, apresentar, avaliar e validar a metodologia empregada para se caracterizar uma adequada e desejada proteção de retaguarda para sistemas de transmissão delimitados por uma grande área de monitoramento.

4.2.1 Transformada Discreta de Fourier (TDF)

De acordo com Oppenheim (1999), a análise de Fourier é uma família de técnicas matemáticas, todas baseadas na decomposição de sinais em senóides e cossenóides. A transformada discreta de Fourier é o membro da família utilizado com sinais discretizados. O termo geral, Transformada de Fourier, pode ser subdividido em quatro categorias, com base nos quatro tipos básicos de sinais que podem ser encontrados. Um sinal pode ser contínuo ou discreto, e ambos podem ser periódicos ou aperiódicos. A combinação destas características é apresentada na Figura 4.1:

Tipo de transformada	Exemplo de sinal
Transformada de Fourier <i>Sinais que são contínuos e aperiódicos</i>
Séries de Fourier <i>Sinais que são contínuos e periódicos</i>
Transformada de Fourier Discreta no Tempo <i>Sinais que são discretos e aperiódicos</i>
Transformada Discreta de Fourier <i>Sinais que são discretos e periódicos</i>

Figura 4.1 – Classes da Transformada de Fourier.

Fonte: Adaptado de Jneczko (2011).

O presente trabalho contempla a abordagem da Transformada Discreta de Fourier, já que os sinais analógicos de tensão e corrente advindos do SEP são discretizados e, em condições normais de operação, são periódicos.

Considerando que um sinal de entrada senoidal de frequência ω_0 , valor RMS X e fase φ , seja dado por:

$$x(t) = \sqrt{2} * X * \cos(\omega_0 t + \varphi) \quad (4.1)$$

Este sinal pode ser convenientemente representado pelo fasor $\mathbf{X}$:

$$\mathbf{X} = X e^{j\varphi} = X [\cos \varphi + j \sin \varphi] \quad (4.2)$$

Assume-se que $x(t)$ é amostrado N vezes por ciclo, com um período de amostragem de t_s , tal que $T_0 = N * t_s$. Portanto, tem-se o sinal discreto x_k :

$$x_k = \sqrt{2} * X * \cos\left(\frac{2\pi}{N} k + \varphi\right) \quad (4.3)$$

Logo, a TDF de ciclo completo para a frequência fundamental de $x(t)$ pode ser expressa pela seguinte equação (Oppenheim, 1999):

$$\mathbf{X} = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k * e^{-j\frac{2\pi}{N}k} = X_c - jX_s \quad (4.4)$$

Onde,

$$X_c = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k * \cos\left(\frac{2\pi}{N}k\right) \quad (4.5)$$

$$X_s = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} x_k * \sin\left(\frac{2\pi}{N}k\right) \quad (4.6)$$

De acordo com (4.4), o módulo X (valor eficaz) e fase φ (graus) do sinal $x(t)$ será, respectivamente:

$$X = \sqrt{X_c^2 + X_s^2} \quad (4.7)$$

$$\varphi = -\tan^{-1}\left(\frac{X_s}{X_c}\right) \quad (4.8)$$

A fim de exemplificar a TDF, considera-se uma janela de dados com $k = 17$ amostras de um sinal de tensão contínuo no tempo $x(t)$, de frequência 60 Hz, amplitude de $10\sqrt{2}$ Volts e fase 90° , segundo a Figura 4.2:

Figura 4.2 – Janela de dados da TDF de ciclo completo.

As amostras representadas pelas amplitudes encontradas dentro da janela de dados são expostas através da Tabela 4.1:

Tabela 4.1 – Amostras da janela de dados.

<u>Amostras</u>			
$x_0 = 0$	$x_5 = -13,0656$	$x_{10} = 10$	$x_{15} = 5,412$
$x_1 = -5,412$	$x_6 = -10$	$x_{11} = 13,0656$	$x_{16} = 0$
$x_2 = -10$	$x_7 = -5,412$	$x_{12} = 14,1421$	
$x_3 = -13,0656$	$x_8 = 0$	$x_{13} = 13,0656$	
$x_4 = -14,1421$	$x_9 = 5,412$	$x_{14} = 10$	

De posse dos dados da tabela anterior, ao se aplicar as equações (4.5) e (4.6) encontram-se, respectivamente, os seguintes valores de X_c e X_s :

$$X_c = \frac{2}{17} * \left[x_0 \cos\left(\frac{2\pi}{17} * 0\right) + x_1 \cos\left(\frac{2\pi}{17} * 1\right) + \dots + x_{16} \cos\left(\frac{2\pi}{17} * 16\right) \right] \quad (4.9)$$

$$X_c = 0$$

$$X_s = \frac{2}{17} * \left[x_0 \sin\left(\frac{2\pi}{17} * 0\right) + x_1 \sin\left(\frac{2\pi}{17} * 1\right) + \dots + x_{16} \sin\left(\frac{2\pi}{17} * 16\right) \right] \quad (4.10)$$

$$X_s = -14,1421 = -10\sqrt{2}$$

Finalmente, a partir de (4.7) e (4.4), encontra-se a amplitude e a fase do sinal de tensão $x(t)$:

$$X = \sqrt{X_c^2 + X_s^2} = \sqrt{0^2 + (-10\sqrt{2})^2} = 10\sqrt{2} \quad (4.11)$$

A divisão por zero não é matematicamente factível, conforme acontece ao se utilizar a equação (4.8) para encontrar a fase. Diante disso, pela equação (4.4), após se executar a transformação da forma retangular para a polar, tem-se que:

$$\mathbf{X} = X_c - jX_s = 0 + j10\sqrt{2}$$

Alternativamente,

$$\mathbf{X} = 10\sqrt{2} \angle 90^\circ \quad (4.12)$$

Por fim, por inspeção da equação (4.12):

$$\varphi = 90^\circ \quad (4.13)$$

Um aspecto importante a ser discutido nesse momento é a questão da janela de dados. Há um relacionamento direto entre a velocidade de processamento dos dados e a precisão do fasor encontrado (Phadke, 1988). Quanto maior for a janela de dados, melhor será a precisão do fasor, uma vez que haverá uma maior quantidade de dados disponíveis para o cálculo do fasor. Contudo, levará um tempo maior quando comparado, por exemplo, à TDF de meio ciclo, a qual determinará o fasor em um tempo menor, já que possui uma janela de dados bem menor. Consequentemente, haverá menos dados disponíveis para o algoritmo de extração do fasor, acarretando, assim, em uma diminuição da precisão do fasor encontrado.

Segundo Miranda (2005), a TDF de meio ciclo é bem útil quando é necessária uma resposta rápida, como em aplicações de proteção e controle. Vale notar que, apesar da TDF de meio ciclo ser usada em algumas aplicações para a determinação do fasor, esta é muito suscetível à variação de frequência, deixando a desejar na filtragem do segundo harmônico e do componente DC (corrente contínua), quando presentes no sinal em análise. Desta maneira, faz-se necessário um pré-processamento do sinal para minimizar esses efeitos indesejáveis. Já a TDF de ciclo completo é normalmente utilizada para o cálculo dos fasores, devido ao bom compromisso entre o atraso do processamento e o resultado do cálculo fasorial.

Assim, tendo como base a frequência nominal do sistema a 60 Hz, a janela de dados utilizada pelo algoritmo compreende um total de 32 amostras por ciclo, o que reflete em uma frequência de amostragem de 1,92 kHz. Consequentemente, a janela de dados recebe, aproximadamente, uma amostra a cada 0,52 ms. Sendo assim, para uma futura aplicação

prática, o algoritmo deve executar todas suas operações num período de tempo menor que este último.

4.3 Algoritmo desenvolvido

Como anteriormente já afirmado, o algoritmo proposto tem como finalidade o desenvolvimento de um sistema de proteção de retaguarda de um sistema elétrico de potência de grande área, como o ilustrado pela Figura 4.3, tomado como base para ilustrar a abordagem proposta.

O método se baseia na comparação das magnitudes da tensão de sequência positiva dos barramentos¹ (1, 2, 3, 4 e 5) do sistema proposto, o qual será detalhado no capítulo seguinte, e na diferença dos ângulos de fase da corrente de sequência positiva para cada linha de transmissão interconectada entre duas áreas (Eissa, 2010).

Os dados fasoriais de tensão e corrente obtidos em tempo real pelos PMU alocados a cada barramento, já sincronizados pelo GPS, são enviados em tempo real por canais de comunicação dedicados (em verde) para um concentrador de dados fasoriais (PDC), o qual os disponibiliza ao Centro de Proteção do Sistema (CPS) para processamento do algoritmo de proteção de retaguarda, conforme ilustra a Figura 4.3:

Figura 4.3 – Representação do sistema de proteção de retaguarda.

¹ Esses barramentos representam equivalentes de áreas do SEP proposto.

Desta forma, todos os dados de tensão nas barras e das correntes das linhas obtidas sobre o sistema em análise são armazenados no PDC e imediatamente enviados ao CPS para processamento do algoritmo de proteção.

O fluxograma que apresenta o funcionamento do algoritmo proposto no presente trabalho é ilustrado através da Figura 4.4.

Figura 4.4 – Fluxograma do algoritmo de proteção de retaguarda proposto.

A identificação da falta pelo algoritmo, com a consequente delimitação da área envolvida, apoia-se na seguinte filosofia:

- No contínuo monitoramento da diferença absoluta do ângulo de fase da corrente de sequência positiva entre as linhas de transmissão. Ou seja, quando uma linha de transmissão apresentar tal diferença absoluta maior que 120° , será acusada uma situação de falta sobre o sistema.

Desta maneira, o monitoramento da tensão de sequência positiva de cada barra será somente a base inicial para a indicação da linha de transmissão faltosa.

Em um SEP, caso ocorra uma falta em uma linha de transmissão, por exemplo, será evidenciado um afundamento de tensão nas barras que compõem o sistema. Todavia, a barra mais próxima ao ponto da falta irá apresentar um maior afundamento de tensão (Carpinelli, 2009). Por isso, após a coleta dos dados trifásicos de tensão e corrente de todas as barras monitoradas (ou seja, de todas as janelas de dados de cada barramento), o algoritmo inicia o processo alocando os dados de tensão de cada barra do sistema em um vetor $\hat{V}$ de dados de tensão das n barras do sistema, para, a partir deste, evidenciar uma possível situação de falta:

$$\hat{V} = \begin{bmatrix} \hat{V}_1 \\ \hat{V}_2 \\ \dots \\ \hat{V}_m \\ \dots \\ \hat{V}_n \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Onde $\hat{V}_n$ é magnitude da tensão de sequência positiva de cada barra n , obtida a partir da equação (3.11) apresentada no capítulo anterior.

Quando a tensão remanescente em regime permanente for menor que um determinado valor de tensão V (em pu), evidencia-se então um afundamento de tensão. A identificação da possível linha faltosa é alcançada pelo valor mínimo de tensão remanescente encontrado dentre todas as barras do sistema a ser protegido, ou seja:

$$\min\{\hat{V}_1, \hat{V}_2, \dots, \hat{V}_m, \hat{V}_n\} \quad (4.15)$$

No entanto, para não confundir entre um afundamento de tensão (fenômeno com grande recorrência em um SEP) (Carpinelli, 2009) e uma situação de falta (curto-circuito),

deve-se verificar, também, o estado do fluxo de potência, conforme mostra o fluxograma (Figura 4.4).

Em condições normais de operação, o fluxo de potência em um dado sentido resulta do ângulo de fase entre a tensão e corrente variando em torno do seu fator de potência de φ . Quando o fluxo de potência se inverte, caso típico frente a uma situação de falta, este ângulo será de $(180^\circ \pm \varphi)$.

Semelhantemente a Eissa (2010), de forma heurística, baseando-se apenas na observação das simulações de curtos-circuitos aplicados sobre o sistema em análise, considerou-se que a inversão do sentido de fluxo de potência será detectada quando o valor máximo encontrado da diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva entre duas áreas for maior que 120° . De tal forma, tem-se:

$$\text{Max}\{|\Delta\varphi_{m1}|, |\Delta\varphi_{m2}|, \dots, |\Delta\varphi_{mn}|\} > 120^\circ \quad (4.16)$$

Onde $|\Delta\varphi_{mn}|$ é a diferença absoluta do ângulo de fase da corrente de sequência positiva para uma linha de transmissão que conecta a área m com a área n .

Obedecendo-se o critério anteriormente explicitado através da equação (4.16), tem-se, então, a detecção, ou não, da linha de transmissão faltosa. Desta maneira, o principal objetivo de se conhecer o valor mínimo do nível de tensão justifica-se por dois fatores: pela localização da falta e pela diminuição de esforço computacional.

O primeiro fator é essencial para a manutenção em operação da maior parte possível do sistema segundo os requisitos de seletividade do sistema de proteção, uma vez que a barra mais próxima à falta indicará a linha faltosa. Logo, o algoritmo calculará a diferença do ângulo de fase das correntes apenas para as linhas conectadas à provável barra faltosa, aquela com o menor nível de tensão detectado. Do contrário, o algoritmo deveria considerar este cálculo para todas as linhas do SEP, promovendo, assim, um maior esforço computacional (segundo fator) ou, no mínimo, o processamento de informações desnecessárias à tomada de decisão.

Cabe salientar que o tempo de detecção da falta pode ser encontrado através dos dados de pré e pós-falta monitorados, uma vez que a metodologia de proteção delineada ao longo deste trabalho admite que tais dados estejam disponíveis por um determinado número de

ciclos. Assim, os dados de pré-falta são essenciais para a determinação do instante " T_i " inicial da falta, certo de que já é conhecido o instante " T " em que o limiar esboçado no fluxograma é ultrapassado. Desse modo, conforme pode ser visto no fluxograma da Figura 4.4, a detecção do tempo de falta é um elemento complementar, já que o principal objetivo do algoritmo passa pela detecção da falta. Desta maneira, o processo de detecção do tempo da falta não fez parte do processo de decisão do algoritmo de proteção assim implementado.

Resumidamente, a ideia principal desta pesquisa é identificar a área que contém a falta e, conseqüentemente, a linha de transmissão faltosa. Isso pode ser alcançado pela comparação dos valores medidos da magnitude da tensão de sequência positiva dos barramentos. O valor mínimo entre estes valores de magnitude medidos indicará a área mais próxima da falta. Além disso, os valores absolutos da diferença entre os ângulos das correntes de sequência positiva de cada linha conectada à área mais próxima da falta também são calculados. O valor máximo entre estes valores absolutos indicará a linha de transmissão faltosa.

4.4 Exemplificação da metodologia

A seguir serão abordadas duas situações operacionais sobre um SEP, com a finalidade de ilustrar a metodologia até aqui explicitada. A metodologia será aplicada ao sistema elétrico analisado nesse trabalho sob as situações de operação normal e de falta (curto-circuito). O sistema é ilustrado através da Figura 4.5, e possui cinco barramentos principais. Os detalhes da implementação deste sistema serão apresentados no capítulo 5.

Figura 4.5 – SEP denotando uma grande área de cobertura.

SEP em operação normal

Nesse caso, a partir do fluxograma da Figura 4.4, considerando-se a apresentação de uma determinada janela de dados em regime normal de operação (contendo dados de tensão e corrente trifásicos de cada barramento monitorado), o algoritmo armazena no vetor $\hat{V}$ as tensões de sequência positiva de cada barramento, ou seja:

$$\hat{V} = \begin{bmatrix} \hat{V}_1 \\ \hat{V}_2 \\ \hat{V}_3 \\ \hat{V}_4 \\ \hat{V}_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,0094 \\ 1,0077 \\ 1,0150 \\ 1,0114 \\ 1,0111 \end{bmatrix} pu \quad (4.17)$$

Em seguida, encontra-se o valor mínimo de $\hat{V}$:

$$\min\{\hat{V}_1, \hat{V}_2, \hat{V}_3, \hat{V}_4, \hat{V}_5\} = \hat{V}_2 = 1,0077 pu \quad (4.18)$$

Dessa forma, uma provável² indicação para a suposta barra faltosa é a barra 2, e o algoritmo dá continuidade ao seu processo calculando $|\Delta\phi_{mn}|$, o qual é a diferença absoluta do ângulo de fase da corrente de sequência positiva para uma linha de transmissão que conecta a barra m , no caso a barra 2, com as outras barras n , conforme mostrado na Figura 4.6:

Figura 4.6 – SEP sob condições normais de operação.

² É válido lembrar que quando se diz “provável barra faltosa”, o termo “provável” fortalece a ideia de que nem sempre a barra que estiver com menor nível de tensão necessariamente estará em situação de falta, uma vez que um afundamento de tensão por si só não caracteriza uma falta, mas esta deve ser confirmada através da detecção da inversão do fluxo de potência.

Assim sendo, os valores encontrados são:

$$|\Delta\varphi_{21}| = |106,4^\circ - 158,4^\circ| = 52^\circ$$

$$|\Delta\varphi_{23}| = |6^\circ - (-97,7^\circ)| = 103,7^\circ$$

$$|\Delta\varphi_{25}| = |-36,8^\circ - (-59,8^\circ)| = 23^\circ$$

Finalmente, como o valor máximo encontrado foi $103,27^\circ$, o qual é menor que o limiar parametrizado (120°), o algoritmo não acusa uma situação de falta, recebe a próxima janela de dados e retorna ao passo de cálculo do vetor $\hat{V}$ das tensões de sequência positiva de cada barramento até que seja apontada, caso exista, uma situação de falta, conforme será exemplificado a seguir.

SEP operando em situação de falta

Por outro lado, quando há uma situação de falta, por exemplo, do tipo (A-T) monofásica, localizada a 30 km da barra 3, na linha de transmissão que interliga as barras 1 e 3, para uma determinada janela de dados pós-falta, o vetor $\hat{V}$ das tensões de sequência positiva de cada barramento será dado por:

$$\hat{V} = \begin{bmatrix} \hat{V}_1 \\ \hat{V}_2 \\ \hat{V}_3 \\ \hat{V}_4 \\ \hat{V}_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,8061 \\ 0,7964 \\ 0,7593 \\ 0,7688 \\ 0,7799 \end{bmatrix} pu \quad (4.19)$$

Na sequência, pelo algoritmo proposto, encontra-se o valor mínimo de $\hat{V}$:

$$\min\{\hat{V}_1, \hat{V}_2, \hat{V}_3, \hat{V}_4, \hat{V}_5\} = \hat{V}_3 = 0,7593 pu \quad (4.20)$$

Uma vez que já se tem o conhecimento da barra com menor tensão remanescente, calcula-se a diferença absoluta do ângulo de fase da corrente de sequência positiva entre esta barra e todas as outras interconectadas a mesma, segundo mostra a Figura 4.7. Dessa maneira, as diferenças de ângulos encontradas são:

$$|\Delta\phi_{31}| = |54,02^\circ - (-83,61^\circ)| = 137,63^\circ$$

$$|\Delta\phi_{32}| = |54,60^\circ - 55,30^\circ| = 0,70^\circ$$

$$|\Delta\phi_{34}| = |31,28^\circ - 27,07^\circ| = 4,21^\circ$$

Nessa situação, o algoritmo detecta a situação de falta na linha LT31, pois a diferença $|\Delta\phi_{31}|$ é maior que o limiar (120°) previamente estabelecido.

Figura 4.7 – SEP sob falta.

4.5 Considerações finais

Este capítulo foi direcionado à apresentação da metodologia proposta, abordando os aspectos de estimação do fasor através da TDF de ciclo completo e o algoritmo desenvolvido para a proteção de retaguarda do sistema. Vale ressaltar que a proposta de aplicação de PMU em um SEP, discutida ao longo deste trabalho, com o objetivo de desenvolvimento da proteção de retaguarda de WAMPS, baseia-se na existência de um sistema de comunicação veloz e confiável o suficiente entre os PMU e o(s) PDC, a fim de que a latência seja a mínima possível para aplicações que envolvam a proteção de retaguarda de SEP.

Conforme explicitado ao longo desta seção, o algoritmo desenvolvido necessitará constantemente dos dados de tensão dos barramentos como ponto de partida para detecção da falta no SEP. De fato, o presente trabalho não sugere que seja criada uma grande infraestrutura contendo várias PMU, canais de comunicação e centros de comandos exclusivos para atender à proteção de retaguarda de sistemas elétricos de grande área de cobertura através do SMFS. Entretanto, o que está sendo evidenciado é justamente o potencial de aplicação desta técnica no SIN brasileiro, uma vez que este SEP apresenta bastante similaridade com outros apresentados em Eissa (2010), Andrade (2008) e Decker (2007).

Além disso, de acordo com Filho (2010) e Moraes (2010), a possibilidade de obtenção de dados provenientes do monitoramento do módulo e fase do sinal de tensão aponta para diversas outras aplicações, tais como:

- Previsão de perda de estabilidade e proteção sistêmica;
- Aprimoramento de esquemas de controle de emergência de troncos de transmissão;
- Medição de parâmetros de sequência positiva de linhas de transmissão;
- Controle de tensão e fluxo de potência ativa;
- Proteções adaptativas;
- Controle de dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*);
- Entre outros.

É importante ressaltar que as três primeiras aplicações apresentadas anteriormente estão sendo aplicadas em SEP de grandes áreas pela empresa Eletrobrás/Furnas desde 2006, consolidando, ainda mais, o uso de PMU na medição, controle e proteção dos sistemas elétricos (Filho, 2010).

Diante desse cenário, percebe-se que o SIN brasileiro possui todas as características para a implantação do sistema de monitoramento, controle e proteção de SEP de grandes áreas através de PMU, conforme esboçado no levantamento bibliográfico. Consequentemente, a proteção de retaguarda seria apenas uma entre tantas outras aplicações possíveis no SMFS.

O próximo capítulo mostrará detalhes da implementação do sistema elétrico empregado para validar a aplicação da metodologia proposta, denotando-se cada um de seus componentes mais relevantes.

Capítulo 5

Sistema Elétrico Analisado

5.1 Considerações iniciais

O desenvolvimento e aperfeiçoamento cada vez mais acentuado de *softwares* que modelam e simulam sistemas elétricos de potência tem sido determinantes para a comprovação de suas sistemáticas de gerenciamento, controle e proteção. Diversos programas estão disponíveis aos pesquisadores da área de sistemas de potência para estudos de fluxo de carga, análise de faltas, estudos de transitórios eletromagnéticos, entre outras temáticas, tais como os software EMTP/ATP, Microtan, EMTDC/PSCAD e *DigSilent Power Factory* (Coury *et al.*, 2007). Através destes, por simulações computacionais, existe a possibilidade de fazer a correta modelagem de um determinado SEP que permitirá a obtenção de dados próximos aos reais, encontrados em campo.

Para validação da metodologia proposta, optou-se pela utilização do *software* ATP via o *software* ATPDraw 5.6 (ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM, 1987), o qual apresenta uma interface gráfica amigável, proporcionando ao usuário a possibilidade de programação por blocos, facilitando, assim, a interação com a modelagem do sistema. O ATPDraw é uma interface gráfica do programa ATP em plataforma Windows que cria o código para a realização da simulação digital de transitórios eletromagnéticos de sistemas elétricos de potência (Prikler, 2009). Através de sua interface, os componentes básicos de um

SEP, tais como, cargas, transformadores de potência, linhas de transmissão, entre outros, podem ser facilmente incluídos e modelados conforme a necessidade do usuário. Maiores informações podem ser encontradas em seu manual (Prikler, 2009).

O SEP implementado e em análise, com pequenas modificações, pois se optou por trabalhar com linhas de transmissão apenas em 550 kV, é baseado no que se encontra em Eissa (2010). Este último representa parte do sistema interligado egípcio em 500/220 kV, contendo cinco diferentes áreas que foram representadas por cinco barramentos principais. A escolha deste sistema se deve, em grande parte, por sua semelhança com as topologias das linhas de transmissão e nível de tensão encontrada no SIN brasileiro.

Para o sistema do presente trabalho, os elementos que o compõe foram modelados a partir de dados reais encontrados na literatura e catálogos de fabricantes.

O sistema elétrico em análise está representado pelo diagrama unifilar da Figura 5.1. O mesmo trata de uma rede de alta tensão em anel que interliga porções de um SEP através de linhas de transmissão em 500 kV com comprimentos variados (100, 150, 200 e 220 km), possuindo, ainda, três unidades de geração em 18 kV, três transformadores elevadores de 18/500 kV (Delta - Estrela aterrada), dois transformadores abaixadores de 500/138 kV (Estrela aterrada - Estrela aterrada) e cargas trifásicas predominantemente indutivas de 300 e 825 MW, com fator de potência de 0,92, conectadas em estrela.

Figura 5.1 – Sistema elétrico de potência analisado.

5.2 Geradores síncronos como barramentos infinitos

O gerador é o dispositivo que realiza a transformação de energia mecânica de turbinas hidráulicas ou a vapor em energia elétrica (Monticelli, 2003). A geração de energia elétrica no Brasil basicamente se dá pelas usinas hidroelétricas e termoeletricas, as quais utilizam, respectivamente, como fonte primária, a energia potencial armazenada nos reservatórios e a produção de vapor por queima de combustível através de carvão, óleo, gás, renovável ou nuclear. O termo síncrono se deve ao fato do gerador trabalhar como uma máquina síncrona, ou seja, a frequência da tensão induzida e a velocidade de rotação possuem uma relação constante (Fitzgerald, 2008).

Conforme será apresentado na validação da metodologia para o presente trabalho no Capítulo 6, não se evidenciou a necessidade da modelagem dinâmica do gerador síncrono, uma vez que os resultados se assemelham aos resultados encontrados em Eissa (2010) onde tal situação foi considerada. Por isso, torna-se válida a consideração dos geradores síncronos como barramentos infinitos, isto é, fontes de geração com tensão e frequência constantes.

No ATPDraw, o modelo de barramento infinito é alcançado através da ferramenta “Source – AC Source”, cujos dados de entrada são simplesmente a tensão de linha eficaz (Volts), frequência (Hertz) e ângulo da fase A (Graus). Os dados dos geradores síncronos foram parametrizados conforme a Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Dados dos geradores síncronos.

<u>Parâmetros</u>	<u>Gerador</u>		
	G1	G2	G3
<u>Tensão de linha</u> <u>(kV)</u>	18	18	18
<u>Frequência (Hz)</u>	60	60	60
<u>Ângulo da Fase A</u>	0°	-5°	-7°

As formas de onda das tensões trifásicas geradas pelo gerador 1 (G1) da Figura 5.1 são ilustradas através da Figura 5.2.

Figura 5.2 – Tensões trifásicas nos terminais do gerador G1.

5.3 Transformadores de potência

Em geral, os transformadores de potência são equipamentos responsáveis pela interligação de sistemas com níveis de tensão diferentes, muito embora existam transformadores com níveis de tensão iguais em ambos os lados, como, por exemplo, os transformadores defasadores. Essa interligação supracitada varia de acordo com a necessidade, visto que se pode requerer a elevação do nível de tensão – comum em centros de geração que se interligam com linhas de transmissão – ou a diminuição do nível de tensão. Essencialmente, o transformador consiste de dois ou mais enrolamentos acoplados por meio de um fluxo magnético comum, na qual a tensão varia conforme (Fitzgerald, 2008):

$$V = N \frac{d\Psi}{dt} \quad (5.1)$$

Onde V é a tensão em um dos terminais do transformador, N é o número de espiras de um dos enrolamentos e Ψ é o fluxo no núcleo enlaçando ambos os enrolamentos. A essência de um transformador requer apenas que haja um fluxo comum, variável no tempo, enlaçando dois enrolamentos. Tal ação pode acontecer entre enrolamentos acoplados pelo ar. Contudo, o acoplamento entre os enrolamentos pode ser muito mais eficiente pelo uso de um núcleo de ferro ou de algum outro material ferromagnético (Fitzgerald, 2008). Nesse caso, o fluxo em

sua maior parte fica confinado a um caminho delimitado, de alta permeabilidade, enlaçando os enrolamentos. Tal transformador é chamado usualmente de transformador de núcleo de ferro, e a sua representação básica pode ser vista na Figura 5.3:

Figura 5.3 – Circuito magnético elementar de um transformador.

Fonte: Adaptado de Fitzgerald (2008, p. 73).

Basicamente, os transformadores são utilizados em duas situações bem definidas: elevação e redução do nível de tensão. Para o primeiro caso, o transformador elevador com ligação em delta no primário e estrela aterrada no secundário é o mais usado para interligação das unidades de geração com as linhas de transmissão, uma vez que a elevação do nível de tensão diminui a amplitude da corrente na linha de transmissão, diminuindo as perdas. Além disso, a ligação em estrela aterrada no lado da linha de transmissão permite que a corrente de linha seja igual à corrente de fase e, por isso, os cabos de transmissão serão percorridos por uma corrente menor ainda. Para o segundo caso, o transformador abaixador é comumente usado em subestações de subtransmissão e distribuição a fim de entregar a cada perfil de consumidor (industrial, comercial ou residencial) níveis adequados de tensão.

O sistema elétrico proposto apresenta apenas dois tipos de transformadores trifásicos: elevador com ligação em delta no primário e estrela aterrada no secundário, e abaixador com ligação estrela aterrada em ambos os lados.

A ligação disposta para o transformador elevador constitui a forma mais usual de elevação do nível de tensão a fim de atender as necessidades já discutidas. O caso do transformador abaixador, quando se trata de redução da tensão do nível de 500 kV para 138

kV, é a típica situação de transformadores localizados em subestações de alta tensão com a finalidade de subtransmitir a energia elétrica para subestações de distribuição de energia (Sousa, 2012)¹. Por isso, a ligação em seu secundário deve ser necessariamente em estrela aterrada, uma vez que se deve fazer a transmissão de energia com cabos de bitolas menores quando comparados a uma transmissão em ligação delta. Alternativamente, Rusch (1990) afirma que a ligação estrela aterrada – estrela aterrada minimiza os efeitos causados pelas sobretensões devido às cargas desbalanceadas, correntes de magnetização e fenômeno de ferro-ressonância.

O ATPDraw possui a opção “*Transformers – Saturable 3 Phase*”, através da qual se pode modelar um transformador trifásico com até três enrolamentos, além da possibilidade de se inserir a curva de saturação do mesmo. Os dados de entrada no bloco do transformador trifásico são:

- Corrente (I_0), em *Ampère*, através do ramo de magnetização em regime;
- Fluxo (F_0), em *Wb.esp*, no ramo de magnetização em regime;
- Resistência (R_m), em Ω , do ramo de magnetização;
- Tensão de fase do primário (V_p), em Volts;
- Resistência no enrolamento primário (R_p), em Ω ;
- Indutância no enrolamento primário (L_p), em Ω ;
- Tensão de fase do secundário (V_s), em Volts;
- Resistência no enrolamento secundário (R_s), em Ω ;
- Indutância no enrolamento secundário (L_s), em Ω ;
- Tipo de ligação: Y-Y, Δ - Δ , Y- Δ , Δ -Y, Z-Z, Z-Y, Z- Δ , Y-Z, Δ -Z; e
- Defasamento angular.

O modelo do transformador (por fase) utilizado nas simulações via o ATPDraw é apresentado na Figura 5.4. Além disso, é importante ressaltar que, para este trabalho, a dinâmica de saturação dos transformadores foi desprezada.

¹ Informação fornecida pelo Engenheiro Eletricista especialista em proteção de linhas de transmissão Antonio Vilarindo de Sousa, em Miracema – TO (Eletrobrás/Eletronorte), em 2012.

Figura 5.4 – Equivalente do transformador trifásico utilizado via o ATPDraw.

Fonte: Adaptado de ATP Rule Book (1987, p.IV.E.46).

A corrente (I_0), fluxo (F_0), a curva de saturação e as resistências (R_p e R_s) foram desprezadas para efeito de simulação, enquanto que a resistência (R_m) permaneceu com o valor padrão fornecido pelo ATPDraw de $1\text{M}\Omega$. Considerando uma reatância de dispersão (X_L) de 10%, e desprezando-se as resistências dos enrolamentos, as indutâncias dos enrolamentos primário e secundário (L), ambos em Ω , podem ser encontradas a partir de:

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (5.2)$$

$$L = j * (X_L * Z_{base}) \quad (5.3)$$

Onde: Z_{base} é a impedância base, em Ω ; V_{base} é a tensão de linha base, em Volt; e S_{base} é a potência aparente base, em MVA.

A partir das equações (5.2) e (5.3), obtém-se a Tabela 5.2 com todos os parâmetros relevantes para a modelagem dos transformadores.

Tabela 5.2 – Parâmetros elétricos dos transformadores de potência.

Parâmetros	Transformador					
	T1		T2 / T5		T3 / T4	
	Prim	Sec	Prim	Sec	Prim	Sec
Tensão de Fase (kV)	18	$500/\sqrt{3}$	18	$500/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	$138/\sqrt{3}$
Resistência (Ω)	0	0	0	0	0	0
Indutância (Ω)	0,0926	71,4286	0,2160	166,67	250	19,0440
Tipo de ligação	Δ	Y-aterrado	Δ	Y-aterrado	Y-aterrado	Y-aterrado
Defasamento angular	+30°		+30°		0°	
Potência (MVA)	350		150		100	

5.4 Linhas de Transmissão (LT)

As linhas de transmissão tem o papel básico de transportar energia elétrica desde o centro de geração até os centros de consumo. As suas topologias e dimensões dependem de vários fatores (Fuchs, 1977). Dentre tantos, destacam-se:

- Disposição dos condutores;
- Distância entre condutores;
- Dimensões e formas de isolamento;
- Flecha a meio vão dos condutores;
- Altura de segurança;
- Função mecânica;
- Materiais estruturais; e
- Número de circuitos.

A busca de uma modelagem mais próxima da realidade baseou-se, predominantemente, em procurar uma estrutura de torre da linha de transmissão que se aproximasse do nível de tensão de 500 kV. Em Coury *et al.* (2007), é apresentado um modelo de torre de transmissão de energia em 440 kV encontrado na linha de transmissão Araraquara – Bauru da CESP (Companhia Energética de São Paulo) que também é usado para linhas de 500 kV. A Figura 5.5 ilustra esta linha, destacando-se a disposição dos condutores a serem considerados para a modelagem.

Da mesma forma, em Coury *et al.* (2007), a Tabela 5.3 fornece os dados dos condutores de fase e para-raios, sendo que a resistividade do solo dada é de 2000 $\Omega\cdot\text{m}$, e as flechas a meio vão da fase e para-raios são de 13,43 m e 6,4 m, respectivamente.

Tabela 5.3 – Especificações dos condutores fase e para-raios.

Fonte: Adaptado de Coury *et al.* (2007, p. 171).

<u>Condutor</u>	<u>Raio externo (mm)</u>	<u>Raio interno (mm)</u>	<u>Resistência em Corrente Contínua (Ω/km)</u>
Fase (Cabo Grosbeak)	12,57	4,635	0,089898
Para-raios (Cabo EHS 3/8")	4,572	—	4,188

Figura 5.5 – Modelo da torre de 500 kV.

Fonte: Adaptado de Coury *et al.* (2007, p. 173).

Após a escolha do tipo da torre, conhecendo-se os seus parâmetros elétricos, suas dimensões e distâncias entre os condutores, deve-se escolher o modelo disponível no *software* ATP, via a interface gráfica do ATPDraw, que representará a linha de transmissão. Através do *software* ATP, diversos modelos de linha de transmissão estão disponíveis para uso nas simulações, cabendo ao usuário a escolha daquele que melhor representará a linha de transmissão em análise, para a aplicação que se necessita. Existem duas opções para modelagem da linha. A primeira opção é colocar os parâmetros elétricos diretamente no bloco da linha de transmissão escolhido (linha com parâmetros distribuídos ou com parâmetros concentrados). A segunda opção é escolher o bloco através do qual basta entrar com a disposição dos condutores, como na Figura 5.5, bem como suas características, conforme a Tabela 5.3. Via o ATPDraw, será executada uma rotina do ATP que calcula automaticamente os parâmetros da linha de transmissão (Rotina *Line/Cable Constant – LCC*). Segundo o que se encontra disponível via a interface do ATPDraw, os modelos são:

- *Jmarti*;
- *Noda*;
- *Semlyen*;
- *PI*; e
- *Bergeron*.

De acordo como item de ajuda do *software* ATPDraw, os modelos *Jmarti*, *Semlyen* e *Noda* consideram que os parâmetros da linha variam com a frequência. Neste sentido, para a metodologia em questão, não trariam grandes ganhos, além de possuírem uma sistemática de modelagem mais complexa. Da mesma forma, o modelo *PI* é utilizado no ATPDraw para linha curtas, com modelagem dos parâmetros de forma concentrada. Por isso, não se escolheu esse modelo, uma vez que para se obter uma solução precisa para qualquer linha de transmissão, deve-se considerar o fato de que os parâmetros de uma linha não estão concentrados e sim uniformemente distribuídos ao longo da mesma (Stevenson, 1974). Então, o modelo *Bergeron* (*Clark Model* – Modelo de *Clark*) foi o escolhido por ser um modelo de parâmetros distribuídos constantes. A Figura 5.6 mostra um esquema monofásico representando um pequeno trecho Δx de uma linha de transmissão:

Figura 5.6 – Representação de um pequeno comprimento de uma linha de transmissão qualquer por parâmetros distribuídos.

Fonte: Adaptado de Coury *et al.* (2007, p. 174).

Sendo assim, a modelagem matemática considerada permite a determinação da tensão e corrente em qualquer ponto da linha de transmissão longa representada por parâmetros distribuídos e constantes. O desenvolvimento das equações é feito com base na Figura 5.7:

Figura 5.7 – Diagrama monofásico de uma linha de transmissão longa com parâmetros distribuídos.

Fonte: Adaptado de Stevenson (1974, p. 86).

Conforme mostra a Figura 5.7, tem-se uma fonte alternada monofásica de tensão e uma corrente com amplitudes V_s e I_s , respectivamente. A partir da fonte, alimenta-se uma carga com tensão terminal e corrente de carga de amplitudes V_R e I_R , respectivamente, através de uma linha de transmissão longa caracterizada por uma impedância em série de $z.dx$ e admitância em paralelo $y.dx$. Na impedância e admitância, dx é o comprimento de um pequeno elemento da linha, e x a distância deste até os terminais da carga. A tensão V é uma expressão complexa e tem seu módulo e fase variando ao longo da linha, enquanto que a tensão ao longo do elemento dx , no sentido de aumento de x , será ΔV , ou seja, a diferença entre a tensão no terminal mais próximo da fonte e a tensão no terminal mais próximo da carga. De acordo com Stevenson (1974), esse valor também será igual ao produto da corrente que circula no elemento, no sentido oposto ao do aumento de x , pela sua impedância. Portanto, tem-se:

$$dV = Iz.dx$$

ou

$$\frac{dV}{dx} = Iz \quad (5.4)$$

Da mesma forma, a corrente I sai do elemento dx em direção à carga, cujo módulo e fase variam ao longo da linha devido à admitância em paralelo distribuída. Esta submetida à tensão V gera uma corrente diferencial dI , ou seja:

$$dI = Vy.dx$$

$$\frac{dI}{dx} = Vy \quad (5.5)$$

Ao se efetuar a derivada parcial em relação à x , tem-se que as equações (5.4) e (5.5) resultam, respectivamente, em:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = z \frac{dI}{dx} \quad (5.6)$$

$$\frac{d^2I}{dx^2} = y \frac{dV}{dx} \quad (5.7)$$

Substituindo as equações (5.4) e (5.5) em (5.7) e (5.6), respectivamente, tem-se:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = yzV \quad (5.8)$$

e

$$\frac{d^2I}{dx^2} = yzI \quad (5.9)$$

Desta forma, a equação (5.8) apresenta apenas duas variáveis que são V e x . Da mesma forma, a equação (5.9) tem como variáveis I e x . A partir do que se encontra na literatura (Sadiku, 2003), a solução da equação (5.8) pode ter uma provável resposta da seguinte forma:

$$V(x) = A \cdot e^{r \cdot x} \quad (5.10)$$

Na qual, A e r são constantes. Logo, aplicando-se (5.10) em (5.8) resulta em:

$$\begin{aligned} \frac{d^2}{dx^2}(Ae^{r \cdot x}) &= yz \cdot (Ae^{r \cdot x}) \\ Ar^2e^{r \cdot x} - yz \cdot (Ae^{r \cdot x}) &= 0 \\ Ae^{r \cdot x}(r^2 - yz) &= 0 \end{aligned} \quad (5.11)$$

Como a expressão $Ae^{r \cdot x}$ pode ser considerada como uma possível solução, então não se considera a solução trivial, onde $A = 0$. Por outro lado, tem-se que:

$$r^2 - yz = 0 \quad (5.12)$$

A solução da equação (5.12) são as raízes $r_1 = \sqrt{yz}$ e $r_2 = -\sqrt{yz}$. Com isto, estes valores indicam que existem duas soluções possíveis, ou seja, cada uma delas é uma forma de solução considerada na equação (5.10), conforme abaixo:

$$V_1(x) = A_1 e^{\sqrt{yz}.x} \quad (5.13)$$

$$V_2(x) = A_2 e^{-\sqrt{yz}.x} \quad (5.14)$$

Como a equação (5.8) é linear, qualquer combinação linear das duas soluções apresentadas em (5.13) e (5.14) também será uma solução de (5.8) (Sadiku, 2003). Logo, a solução geral da equação (5.8) é:

$$V(x) = A_1 e^{\sqrt{yz}.x} + A_2 e^{-\sqrt{yz}.x} \quad (5.15)$$

A solução em termos de corrente se encontra ao se substituir (5.15) em (5.4):

$$\begin{aligned} \frac{d}{dx} (A_1 e^{\sqrt{yz}.x} + A_2 e^{-\sqrt{yz}.x}) &= Iz \\ A_1 \sqrt{yz}.e^{\sqrt{yz}.x} - A_2 \sqrt{yz}.e^{-\sqrt{yz}.x} &= Iz \\ I(x) &= \frac{\sqrt{yz}}{z} A_1 e^{\sqrt{yz}.x} - \frac{\sqrt{yz}}{z} A_2 e^{-\sqrt{yz}.x} \end{aligned} \quad (5.16)$$

Após simplificação da equação (5.16), tem-se a solução geral em termos da corrente ao longo da linha:

$$I(x) = \frac{1}{\sqrt{\frac{z}{y}}} A_1 e^{\sqrt{yz}.x} - \frac{1}{\sqrt{\frac{z}{y}}} A_2 e^{-\sqrt{yz}.x} \quad (5.17)$$

As constantes A_1 e A_2 podem ser determinadas para a situação em que se tem um ponto na extremidade da linha referente à carga, isto é, $x = 0$, $V(x) = V_R$ e $I(x) = I_R$. Por conseguinte, estes valores substituídos em (5.15) e (5.17) são:

$$V_R = A_1 + A_2 \quad (5.18)$$

e

$$I_R = \frac{1}{\sqrt{z/y}}(A_1 - A_2) \quad (5.19)$$

Fazendo, ainda, $Z_C = \sqrt{z/y}$, chamada de impedância característica da linha, e extraindo-se os valores de A_1 e A_2 , temos:

$$A_1 = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} \quad (5.20)$$

e

$$A_2 = \frac{V_R - I_R Z_C}{2} \quad (5.21)$$

Finalmente, ao se substituir (5.20) e (5.21) em (5.15) e (5.17) tem-se, respectivamente, a dinâmica da tensão e da corrente ao longo da linha de transmissão longa com parâmetros distribuídos e constantes:

$$V(x) = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} e^{\gamma x} + \frac{V_R - I_R Z_C}{2} e^{-\gamma x} \quad (5.22)$$

$$I(x) = \frac{V_R/Z_C + I_R}{2} e^{\gamma x} - \frac{V_R/Z_C - I_R}{2} e^{-\gamma x} \quad (5.23)$$

Onde $\gamma = \sqrt{yz}$ é chamada de constante de propagação.

A rotina utilizada para a obtenção dos parâmetros da linha de transmissão foi a *Line/Cable Constant – LCC*, sendo esta uma das ferramentas do ATP.

Vale afirmar que para esta pesquisa, para todas as situações simuladas dispondo do *software* ATP, considerou-se o modelo de parâmetros distribuídos baseado no método de *Bergeron*. Este modelo utiliza os parâmetros geométricos e elétricos da LT, resistividade do solo e comprimento como dados de entrada, resultando assim nas matrizes de impedância e admitância da linha. O mesmo permite ainda modelar linhas transpostas, não transpostas, assimétricas, circuitos simples ou duplos, cabos para-raios, multicondutores, etc. As equações de *Bergeron* são então usadas para calcular as relações entre as tensões e as correntes ao longo do tempo em ambos os terminais.

Com base no modelo assumido para as linhas de transmissão em análise, a forma de onda trifásica das tensões de fase na barra 2 (Figura 5.1), por exemplo, é dada pela Figura 5.8. De forma semelhante, a corrente de linha saindo da barra 1 para a barra 3, também na Figura 5.1, é ilustrada pela Figura 5.9.

Figura 5.8 – Tensão de fase na barra 2.

Figura 5.9 – Corrente de linha saindo da barra 1 para a barra 3.

5.5 Cargas trifásicas

O sistema elétrico em estudo possui ainda três cargas concentradas e caracterizadas por um fator de potência de 0,92, sendo duas de 300 MW em 138 kV, e uma terceira carga de 825 MW em 500 kV.

Um dado ilustrativo para denotar a dimensão das três cargas do circuito em análise vem de EDP (2011). Por esta referência, tem-se que, em média, o consumo anual de energia elétrica de um brasileiro é de cerca de 1.760 kWh, revelando que cada brasileiro equivale ao consumo de uma carga de aproximadamente 200 W. Dessa forma, com o objetivo de mostrar a dimensão das cargas instaladas, 300 MW e 825 MW, estas podem representar cidades com populações de 1,5 e 4,125 milhões de habitantes, respectivamente.

Como as cargas estão conectadas em estrela, a formulação para determinação das suas impedâncias é feita conforme mostrado a seguir (Sadiku, 2003).

Sabe-se que o fator de potência ($\cos(\varphi)$) é de 0,92 para todas as cargas, e este representa o ângulo da impedância, ou seja:

$$\begin{aligned}\cos(\varphi) &= 0,92 \\ \varphi &= \cos^{-1}(0,92) = 23,07^\circ \\ Z_{Y_{1\phi}} &= |Z_{Y_{1\phi}}| \angle 23,07^\circ\end{aligned}\tag{5.24}$$

Na equação (5.24) já se tem determinado a fase de $Z_{Y_{1\phi}}$. Como este ângulo é advindo da subtração dos ângulos entre a tensão e a corrente, para que se tenha uma carga indutiva (corrente atrasada em relação à tensão), basta manter a fase de $Z_{Y_{1\phi}}$ com sinal positivo. Sabe-se que:

$$|I_L| = \frac{|S_{3\phi}|}{\sqrt{3} * |V_L|}\tag{5.25}$$

Sendo que, I_L é a corrente de linha, em *Amperes*, $S_{3\phi}$ é a potência trifásica, em MVA, e V_L é a tensão de linha, em Volt.

Tratando-se de uma carga em Y, a tensão de fase V_f e a corrente de fase I_f são:

$$V_f = \frac{V_L}{\sqrt{3}}\tag{5.26}$$

$$I_f = I_L\tag{5.27}$$

Logo:

$$|Z_{Y_{1\phi}}| = \frac{|V_f|}{|I_f|} = \frac{|V_L|}{\sqrt{3}|I_L|} \quad (5.28)$$

Portanto, substituindo (5.25) em (5.28), encontra-se o módulo da impedância de Z:

$$|Z_{Y_{1\phi}}| = \frac{|V_L|^2}{|S_{3\phi}|} \quad (5.29)$$

Sendo assim, a aplicação das equações (5.24) e (5.29) às cargas de 300 MW e 825 MW, com fator de potência 0,92, corresponde aos dados expressos na Tabela 5.4:

Tabela 5.4 – Dados referentes às cargas em estrela do sistema.

<u>Potência (MW)</u>	<u>Resistência (ohm)</u>	<u>Indutância (mH)</u>
300	53,7295	60,7141
825	256,4800	289,8221

5.6 Transdutores

Os transdutores são equipamentos essenciais para o monitoramento e proteção de um SEP, haja vista que são responsáveis por diminuir as magnitudes de tensão e corrente para níveis seguros, isolando o circuito de alta tensão dos equipamentos eletrônicos digitais que usualmente trabalham com valores muito inferiores aos de alta tensão – normalmente, em torno de ± 10 V e 5 A (Filho, 2005).

Os itens a seguir serão direcionados aos aspectos da modelagem dos transdutores de corrente e tensão tomando como base a literatura correlata consultada.

5.6.1 Transformadores de Corrente (TC)

Os transformadores de corrente são utilizados para suprir aparelhos que apresentam baixa resistência elétrica, tais como amperímetros, relés, medidores de energia e de potência, dentre outros (Filho, 2005). Os TC transformam, através do fenômeno de conversão eletromagnética, correntes elevadas, que circulam no seu primário, em pequenas correntes secundárias, segundo uma relação de transformação. A corrente primária a ser medida,

circulando nos enrolamentos primários, cria um fluxo magnético alternado que faz induzir as forças eletromotrizes E_p e E_s , respectivamente, nos enrolamentos primário e secundário.

Desta forma, se nos terminais primários de um TC, cuja relação de transformação nominal é de 20, circular uma corrente de 100 A, obtém-se no secundário a corrente de 5 A, ou seja: $100/20 = 5$ A. O TC opera com tensão variável, dependente da corrente primária e da carga ligada ao seu secundário. A relação de transformação das correntes primária e secundária é inversamente proporcional à relação entre o número de espiras dos enrolamentos primário e secundário.

Existem três itens principais que estão diretamente relacionados com o efeito de saturação dos TC, os quais são (Filho, 2005):

- Cargas nominais no secundário;
- Fator de sobrecorrente; e
- Curva de magnetização.

Se a carga ligada aos terminais secundários de um TC for muito menor que sua carga nominal, ele pode sair de sua classe de exatidão, além de não limitar adequadamente a corrente de curto-circuito, permitindo a queima dos aparelhos a ele acoplados. O núcleo do TC é especificado para entrar em saturação para correntes superiores à corrente nominal vezes o fator de sobrecorrente, conforme a equação:

$$F_s = \frac{I_{ps}}{I_{np}} \quad (5.30)$$

Onde I_{ps} é a corrente primária nominal de segurança, I_{np} é a corrente nominal primária e F_s é o fator de sobrecorrente.

O valor de sobrecorrente ou de segurança F_s é especificado para a maior carga nominal designada para o TC. Ao se conectar cargas inferiores, o fator de sobrecorrente cresce inversamente proporcional à redução da carga conectada. A equação 5.31 fornece o valor que assume o fator de sobrecorrente, em função da relação entre a carga nominal do TC e a carga ligada ao seu secundário (Filho, 2005):

$$F_1 = \frac{C_n}{C_s} * F_s \quad (5.31)$$

Onde C_s e C_n são, respectivamente, a carga ligada ao secundário e a carga nominal, ambas em VA. Desta forma, a saturação do TC só ocorrerá para um valor de F_1 superior a F_s (valor nominal), o que submeterá os aparelhos a uma grande intensidade de corrente. Por exemplo, para um TC cujo $F_s = 8$, ao se aplicar no seu secundário uma carga de 50% de sua carga nominal, o fator de sobrecorrente toma o valor de: $F_1 = (8/0.5) * F_s = 16F_s$. Consequentemente, a proteção natural que o TC oferece ao aparelho ficará prejudicada. Algumas vezes, é necessário inserir uma resistência no circuito secundário para elevar o valor da carga secundária do TC, quando os aparelhos a serem ligados assim o exigirem, já que eles suportam normalmente 50 vezes a sua corrente nominal por um segundo (Filho, 2005).

Ainda segundo este autor, a corrente de magnetização dos TC fornecida pelos fabricantes permite que se calcule, entre outros parâmetros, a tensão induzida no seu secundário e a corrente magnetizante correspondente. De acordo com a Figura 5.10, que representa a curva de magnetização de um TC para serviço de proteção, a tensão obtida no joelho da curva é aquela correspondente a uma densidade de fluxo B igual a 1,5 Tesla (T), a partir da qual o TC entra em saturação.

A corrente de magnetização I_e , dada em mA , pode ser dada através da equação 5.32 e representa menos de 1%, aproximadamente, da corrente nominal primária, para o TC em operação em carga nominal:

$$I_e = K * H \quad (5.32)$$

Sendo H a força de magnetização, em $mA/metro$, e K o valor que depende do comprimento e número de espiras (tabelado normativamente).

A corrente de magnetização varia para cada TC, devido a não linearidade magnética dos materiais de que são constituídos os núcleos. Assim, à medida que cresce a corrente primária, a corrente de magnetização não cresce proporcionalmente. Os TC destinados ao serviço de proteção, por exemplo, que atingem o início da saturação a $20 \times I_{np}$, ou a 1,5T, segundo a curva da Figura 5.10, devem ser projetados para, em operação nominal, trabalhar com densidade magnética, aproximadamente, igual a 0,1T (Filho, 2005). Este autor declara que quando não se consegue uma chapa de ferro-silício que trabalhe à corrente nominal primária com um valor de densidade magnética igual ou inferior a 1/20 da densidade magnética de saturação, é necessário utilizar reatores não lineares em derivação com os

terminais de carga. Logo, neste caso, a corrente deduzida da carga é igual à corrente de desmagnetização mais a corrente que flui pelo reator em derivação.

Figura 5.10 – Curva de magnetização de um TC.

Fonte: Adaptado de Filho (2005, p. 171).

É importante observar que um TC não deve ter o seu circuito secundário aberto, estando o primário ligado à rede. Isto se deve ao fato de que não há força desmagnetizante secundária que se oponha à força magnetizante gerada pela corrente primária, fazendo com que, para correntes primárias elevadas, todo o fluxo magnetizante exerça sua ação sobre o núcleo do TC, levando-o à saturação e provocando uma intensa taxa de variação de fluxo na passagem da corrente primária pelo ponto zero e resultando numa elevada força eletromotriz induzida nos enrolamentos secundários. Nesse caso, a corrente de magnetização do TC assume o valor da própria corrente de carga. Logo, quando os aparelhos ligados aos TC forem retirados do circuito, os terminais secundários devem ser curto-circuitados. A não observância desse procedimento resultará em perdas Joule excessivas e alterações profundas nas características de exatidão dos TC (Filho, 2005).

Além disso, a permeabilidade magnética dos TC para serviço de medição é muito elevada, permitindo que se trabalhe, em geral, com uma densidade magnética, em torno de aproximadamente 0,1T, entrando o TC em processo de saturação a partir de 0,4T. Estes valores de permeabilidade magnética se justificam para reduzir o máximo possível a corrente de desmagnetização, responsável direta, como já se observou, pelos erros introduzidos na

medição pelos TC. A permeabilidade magnética se caracteriza pelo valor da resistência ao fluxo magnético oferecido por um determinado material submetido a um campo magnético. Claro que, quanto maior for a permeabilidade magnética, menor será o fluxo que irá atravessar o núcleo de ferro do TC, e, conseqüentemente, menor será a corrente de magnetização. Já os TC destinados ao serviço de proteção apresentam um núcleo de baixa permeabilidade quando comparada com aquela dos TC de medição, permitindo a saturação somente para uma densidade de fluxo magnética bem elevada (Filho, 2005).

A representação dos TC utilizados nas simulações tem base no modelo de transformador incorporado pelo *software* ATP via a interface do ATPDraw. A Figura 5.11 mostra o modelo de transformador de corrente utilizado:

Figura 5.11 – Modelo do TC empregado.

Fonte: Adaptado de Da Silva (2008, p. 72).

O TC foi implementado levando em conta as características reais de um TC 10B400 com relação 3000:5A (460 kV), fornecidos pela Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), incluindo sua curva de saturação. Maiores detalhes podem ser encontrados em Da Silva (2008).

5.6.2 Transformadores de Potencial Capacitivo (TPC)

Os transformadores de potencial (TP) são equipamentos que permitem aos instrumentos de medição e proteção operarem adequadamente sem que seja necessário possuir tensão de isolamento de acordo com a da rede à qual estão ligados (Filho, 2005).

Na sua forma mais simples, os TP possuem um enrolamento primário de muitas espiras e um enrolamento secundário através do qual se obtém a tensão desejada,

normalmente padronizada em 115 V ou $115\sqrt{3}$ V. Dessa forma, os instrumentos de proteção e medição são dimensionados em tamanhos reduzidos com bobinas e demais componentes de baixa isolamento.

Existem dois tipos de TP que são diferenciados essencialmente pelo nível de tensão em que são aplicados: TP Indutivo (TPI) e TP Capacitivo (TPC). O primeiro é utilizado para tensão de até 138 kV, enquanto que o segundo é comumente usado para níveis acima de 138 kV.

Para o sistema elétrico em análise (Figura 5.1) é notório que apenas TPC serão usados, obedecendo-se os critérios de magnitude de tensão que foram explicitados. Estes transformadores são constituídos basicamente com a utilização de dois conjuntos de capacitores que servem para fornecer um divisor de tensão e permitir a comunicação através do sistema *carrier*. A Figura 5.12 mostra um TPC, detalhando seus componentes.

Segundo Filho (2005), o TPC é constituído de um divisor capacitivo, cujas células que formam o condensador são ligadas em série. O conjunto fica imerso no interior de um invólucro de porcelana. O divisor capacitivo é ligado entre fase e terra. Uma derivação intermediária alimenta um grupo de medida de média tensão que compreende, basicamente, os seguintes elementos:

- Um transformador de potencial ligado na derivação intermediária, através de um ponto de conexão e fornecendo as tensões secundárias desejadas;
- Um reator de compensação ajustável para controlar as quedas de tensão e a defasagem no divisor capacitivo, na frequência nominal, independentemente da carga, porém nos limites previstos pela classe de exatidão considerada; e
- Um dispositivo de amortecimento dos fenômenos de ferro-ressonância.

A não ser pela classe de exatidão, os transformadores de potencial não se diferenciam entre aqueles destinados à medição e à proteção. Contudo, são classificados de acordo com erro que introduzem nos valores medidos nos secundário.

Figura 5.12 – Corte transversal de um Transformador de Potencial Capacitivo.

Fonte: Extraído de Filho (2005, p. 197).

O modelo de TPC utilizado nas simulações computacionais do presente trabalho, bem como seus parâmetros elétricos, pode ser encontrado em Ushikubo (1999). Na Figura 5.13 pode-se observar o circuito completo do TPC baseado em um modelo real. Tal representação permite simular condições e respostas do TPC próxima às reais obtidas em campo (Da Silva, 2008).

Figura 5.13 – Modelo completo do TPC.

Fonte: Extraído de Da Silva (2008, p. 70).

Capítulo 6

Resultados

6.1 Considerações iniciais

Neste capítulo são apresentados os resultados observados a partir da metodologia proposta para a análise das simulações de curtos-circuitos incidentes no sistema referenciado. O objetivo principal a ser notabilizado é a detecção da linha de transmissão faltosa no sistema elétrico de potência da grande área em estudo, mediante a análise dos resultados apontados. Conforme explicitado em capítulos anteriores, as variáveis de sequência positiva, tensões dos barramentos e ângulos de fase das correntes de uma linha de transmissão que interconecta duas áreas, são as principais variáveis para se encontrar (apontar) anormalidades no sistema.

Os dados que alimentam o algoritmo proposto foram gerados a partir do *software* ATP via a interface gráfica do *software* ATPDraw. Por conseguinte, como não se trata de uma simulação em tempo real, e sendo o propósito das simulações a validação do algoritmo, os dados gerados serão apresentados como entradas do algoritmo que retrata a metodologia proposta. Cabe colocar que o algoritmo em validação está construído através do *software* MatLab 7.1.

A Figura 6.1 ilustra o processo básico de desenvolvimento das simulações e análises vinculadas ao assunto da pesquisa.

Figura 6.1 – Etapas básicas no processo de simulação e análise dos resultados.

A primeira etapa é a modelagem do SEP, a qual foi considerada e apresentada no capítulo 5. Em seguida, o *software* ATP, via o *software* ATPDraw, é considerado para validar a modelagem do SEP mediante a simulação deste. A análise das formas de ondas dos sinais de tensão e corrente foi determinante para a comprovação do sistema simulado, partindo-se do princípio que as mesmas se aproximam do encontrado em campo. Uma vez que o SEP foi validado, um banco de dados contendo diversas situações representativas de curtos-circuitos simulados no SEP foi compilado.

Dando continuidade ao processo, o banco de dados gerado servirá para a alimentação do algoritmo desenvolvido, cuja base teórica ampara-se na metodologia proposta no Capítulo 4. Por fim, os resultados das simulações serão analisados com o intuito de verificar a eficácia do algoritmo frente aos requisitos primordiais dos sistemas de proteção, os quais são: sensibilidade, velocidade, seletividade e confiabilidade.

Vale frisar que uma quantidade expressiva de testes e simulações foram realizadas a fim de se determinar a faixa de valores relevantes dos principais parâmetros utilizados nas simulações, conforme será visto adiante. Entretanto, por questões práticas, somente algumas serão apresentadas e comentadas neste documento. Acredita-se que as situações escolhidas sejam representativas para ilustrar as situações de faltas monofásica, bifásica e trifásica, com ou sem o envolvimento da terra, bem como os efeitos relativos ao local de ocorrência da falta, sua resistência (R_f) e seu ângulo de incidência (δ).

6.2 Aspectos básicos das situações de curtos-circuitos

Além de o defeito ser indesejável, o curto-circuito pode ocorrer em pontos aleatórios da rede elétrica. Mediante tal situação, caso os curtos-circuitos não sejam rapidamente eliminados, os danos nos equipamentos que integram o SEP poderão ser elevados. De acordo com Kindermann (2007), o conhecimento da corrente de curto-circuito atende a diversos objetivos importantes, os quais são:

- Dimensionar a linha de transmissão em relação ao seu limite suportável de elevação de temperatura devido ao curto-circuito;
- Dimensionar o disjuntor quanto à secção dos seus contatos e a capacidade disruptiva da sua câmara de extinção do arco elétrico;
- Dimensionar o transformador de corrente quanto ao nível de saturação da sua curva de magnetização definido pela sua classe de exatidão; e
- Efetuar a coordenação de relés; entre outros.

As faltas tem origem principalmente em problemas de isolamento, ação do vento e árvores, descargas atmosféricas diretas ou indiretas, falta de manutenção, entre outros, e podem, ou não, envolver a terra (T), sendo subdivididas¹ em 11 tipos (Kindermann, 2007) conforme:

Tabela 6.1 – Tipos de faltas em um sistema trifásico.

	<u>Terra envolvida</u>	<u>Terra não envolvida</u>
<u>Monofásicas</u> (1 ϕ)	A-T, B-T, C-T	-
<u>Bifásicas</u> (2 ϕ)	AB-T, AC-T, BC-T	AB, AC, BC
<u>Trifásicas</u> (3 ϕ)	ABC-T	ABC

A regularidade com que ocorrem essas faltas pode ser ilustrada a partir da Figura 6.2:

¹ Considerando-se um sistema trifásico equilibrado de fases A, B e C defasadas entre si de 120°.

Figura 6.2 – Ocorrências de curtos-circuitos em SEP.

Fonte: Adaptado de (Kindermann, 2007, p. 150).

Cada setor do SEP também tem sua contribuição na estatística de falhas, pois as subestações são responsáveis por 5% das faltas ocorridas, seguidas pelo setor de geração, o qual é responsável por 6% das falhas e pelas linhas de transmissão, as quais são responsáveis por 89% dos curtos-circuitos ocorridos no SEP. Este último percentual justifica o interesse e a constante procura por filosofias que melhor atendam a proteção de linhas de transmissão.

Como fato, sabe-se que no local do curto-circuito quase sempre há a presença do arco elétrico. A corrente de curto-circuito, devido ao aquecimento, propicia a ionização do ar possibilitando o aparecimento do arco elétrico. Mesmo se o condutor se afasta do solo, o arco elétrico mantém a continuidade do curto-circuito. O arco elétrico funciona como um verdadeiro maçarico, queimando, fundindo, carbonizando os materiais alcançados pelo arco, propiciando destruição e incêndio. O efeito do arco elétrico não é mais drástico porque, devido à formação de bolhas de material fundente, ao ar ionizado e à ação das forças eletromagnéticas, o arco tem tendência a se mover, dissipando e distribuindo o seu efeito (Kindermann, 2007). O arco elétrico é praticamente resistivo e o valor de sua resistência poderá ser qualificado como a própria resistência de falta R_f .

Alguns exemplos da incorporação dessa resistência de falta são mostrados a partir da Figura 6.3. Vale ressaltar que os curtos-circuitos simulados no presente trabalho foram aplicados no SEP em análise de acordo com as representações observadas.

Figura 6.3 – Curto-circuito (a) A-T, (b) AB-T e (c) ABC-T.

Na prática, as faltas podem ter origem em qualquer ponto da forma de onda da tensão, podendo isso acontecer desde um valor mínimo (forma de onda de tensão passando por zero) até um valor máximo (forma de onda passando por um máximo a 90°) na fase ou fases faltosas (Da Silva, 2003). A este ponto de origem dá-se o nome de ângulo de incidência da falta (δ). Quanto mais próximo o ângulo de incidência ocorrer do valor mínimo da forma de onda, menor será o seu efeito transitório na forma de onda.

6.3 Análise dos resultados

Para validação da metodologia proposta um total de 528 simulações foram realizadas, considerando as onze possíveis situações de falta relatadas no item anterior, três valores de resistências de falta R_f (0, 10 e 100 ohms) e a melhor e a pior situação da incidência² do ângulo da falta δ (0 e 90 graus, respectivamente), sendo todas estas aplicadas em oito pontos diferentes do SEP em análise, conforme ressaltadas na Figura 6.4 (em azul), e apontadas pelas Tabelas 6.2 e 6.3.

² O ângulo de incidência refere-se para a fase A, para os casos em que a mesma está inicialmente envolvida. Por conseguinte, à fase B (BC-T, BC, B-T) e, finalmente, à fase C (C-T).

Figura 6.4 – Locais de aplicação dos curtos-circuitos considerados.

Tabela 6.2 – Localização das faltas.

Pontos	Localização
A	75 km da barra 2
B	30 km da barra 1
C	30 km da barra 3
D	40 km da barra 4
E	20 km da barra 5
F	30 km da barra 5
G	20 km da barra 2
H	110 km da barra 2

Tabela 6.3 – Especificação das faltas.

Falta	Localização	δ (graus)	R_f (Ω)	Total
A-T	Pontos A a H	0; 90	0; 10; 100	48
B-T	Pontos A a H	0; 90	0; 10; 100	48
C-T	Pontos A a H	0; 90	0; 10; 100	48
AB-T	Pontos A a H	0; 90	0; 10; 100	48
AC-T	Pontos A a H	0; 90	0; 10; 100	48
BC-T	Pontos A a H	0; 90	0; 10; 100	48
ABC-T	Pontos A a H	0; 90	0; 10; 100	48
AB	Pontos A a H	0; 90	0; 10; 100	48
AC	Pontos A a H	0; 90	0; 10; 100	48
BC	Pontos A a H	0; 90	0; 10; 100	48
ABC	Pontos A a H	0; 90	0; 10; 100	48
Total de faltas aplicadas no SEP analisado				528

A fim de contribuir para a análise gráfica dos resultados, serão inicialmente mostrados quatro exemplos completos, a saber, envolvendo três tipos de faltas: monofásica, bifásica e trifásica, todas com conexão à terra. Além disso, seus respectivos gráficos das tensões e correntes trifásicas serão ilustrados evidenciando as particularidades de cada exemplo.

1. Falta A-T no ponto C, com $R_f = 0 \Omega$ e $\delta = 0^\circ$ ($t = 48,16 \text{ ms}$):

Nesta primeira situação, são apresentadas as formas de onda de tensão e corrente (Figuras 6.5 e 6.6) para uma falta monofásica ocorrendo a 30 km da barra 3, no instante 48,16 ms (o qual corresponde a um ângulo de incidência da falta de 0°) e com resistência de falta de 0Ω . Estas figuras expressam o comportamento do SEP antes e durante a ocorrência da referida falta.

Figura 6.5 – Formas de ondas das tensões (Barra 3).

Figura 6.6 – Formas de ondas das correntes (Corrente C31³).

³ Corrente C31 denomina a corrente que sai da barra 3 em direção à barra 1.

Figura 6.7 – Magnitudes das tensões de sequência positiva nos barramentos do SEP.

Semelhantemente, a Figura 6.7 fornece o comportamento das magnitudes das tensões de sequência positiva nos cinco barramentos do SEP em análise antes e durante a ocorrência da falta, as quais permanecem com valores entre 0,75 e 0,85 pu em regime permanente. Como já apontado anteriormente, é verificado um afundamento de tensão proveniente deste curto-circuito em todos os barramentos monitorados pelas PMU localmente instaladas.

No entanto, o gráfico mais importante para a metodologia proposta é o que ilustra a diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva entre a barra 3 e as demais barras interconectadas a esta (Figura 6.8). Neste gráfico pode ser verificado que a corrente que sai da barra 3 para a barra 1 muda de sentido após a incidência da falta, apontando assim, a linha da transmissão que contém a falta: a LT31. Da mesma forma, o algoritmo desenvolvido fornece o tempo de detecção da falta, ou seja, o tempo em que a diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva levou para ultrapassar 120° , conforme explicitado no Capítulo 4. Para o caso em análise, o tempo de detecção da falta gira em torno de 5,40 ms, conforme pode ser quantificado por uma análise mais detalhada da Figura 6.8.

Figura 6.8 – Diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva entre a barra 3 e as demais barras interconectadas a mesma.

É importante ressaltar que este tempo de detecção de 5,40 ms pode ser considerado pequeno, uma vez que representa uma identificação da situação de defeito em menos de meio ciclo (8,33 ms) – para uma frequência nominal do SEP de 60 Hz.

Além disso, a Figura 6.8 ilustra claramente que o Tempo de Detecção da Falta (TDFa) está fortemente ligado à diferença do ângulo de fase da corrente de sequência positiva entre a barra 3 e a uma outra interligação qualquer. Por exemplo, caso ocorresse um falta na linha LT32, é muito provável que o TDFa seria bem menor, já que, em regime permanente pré-falta, a diferença absoluta do ângulo de fase da corrente de sequência positiva entre a barra 3 e a barra 2 é um valor muito próximo do limiar de detecção da falta, ou seja, 120° – o qual foi ilustrado com detalhes no Capítulo 4 (ver Figura 4.4). O terceiro caso a ser apresentado na sequência ilustrará esta situação.

2. Falta B-T no ponto E, com $R_f = 10 \Omega$ e $\delta = 90^\circ$ ($t = 49,54 \text{ ms}$):

Analogamente ao apresentado no caso 1, esta segunda situação de falta demonstra o comportamento da forma de onda de tensão e corrente da barra 5, através das Figuras 6.9 e 6.10, para uma situação de curto-circuito monofásico (B-T) no ponto E, com resistência de falta de 10Ω e ângulo de incidência de 90° ($t = 49,54 \text{ ms}$). Vale ressaltar que, neste exemplo, a variável de maior interesse em análise é o ângulo de incidência de 90° .

Figura 6.9 – Formas de ondas das tensões (Barra 5).

Figura 6.10 – Formas de ondas das correntes (Corrente C54).

Diferentemente do caso 1, percebe-se, agora, um maior efeito transitório, tanto na forma de onda da tensão como na forma de onda da corrente, na fase B faltosa, em decorrência do ângulo de incidência da falta ser de 90° , conforme ilustrado nas Figuras 6.9 e 6.10. Esta acentuada oscilação transitória (maior deformação nas formas de onda) pode, em muitos casos, aumentar significativamente o TDFa (Da Silva, 2003). Por isso, justifica-se a necessidade da variação do ângulo de incidência da falta nas simulações, a fim de obter uma validação confiável da metodologia proposta.

Dando continuidade à análise, o gráfico da Figura 6.11 mostra um comportamento semelhante ao visto no caso 1 das magnitudes das tensões de sequência positiva nos barramentos do SEP. Neste gráfico, a barra 5, certamente a mais próxima à localização da falta, apresenta o menor nível de tensão entre todas as demais, dando o indicativo de que a

falta provavelmente se encontra em alguma das linhas de transmissão interconectadas a mesma.

Figura 6.11 – Magnitudes das tensões de sequência positiva nos barramentos do SEP.

Assim, a partir do gráfico ilustrado na Figura 6.12 é evidenciado o progresso da diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva entre a barra 5 e as barras 2 e 4, as quais estão interconectadas à primeira.

Figura 6.12 – Diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva entre a barra 5 e as demais barras interconectadas a mesma.

Após o início da falta, em $t = 49,54$ ms, segundo a figura em questão, é notório inferir que a falta se localiza na linha LT54, uma vez que a diferença absoluta do ângulo de fase entre as barras 5 e 4 cresce até um valor maior que o limiar (120°). Por conseguinte, o algoritmo retorna um valor do TDFa em torno de 2,62 ms, sendo menor ainda do que o caso 1, o qual já era considerado um valor adequado.

3. Falta BC-T no ponto H, com $R_f = 100 \Omega$ e $\delta = 0^\circ$ ($t = 45,38$ ms):

Este exemplo demonstra o comportamento do SEP durante um curto-circuito bifásico, envolvendo a terra, para uma resistência de falta considerada alta, sendo esta última a principal variável analisada no presente item. Como se percebe na Figura 6.13, o nível residual de tensão se manteve bem maior (em torno de 0,5 pu), quando comparado ao ilustrado no exemplo 1 (em torno de 0,2 pu), onde é identificado um curto-circuito "franco". Pela Figura 6.14, observa-se também um nível de corrente bem menor quando comparado ao do primeiro exemplo.

Figura 6.13 – Formas de ondas das tensões (Barra 2).

De fato, é de se esperar esse efeito, um maior nível de tensão residual, em virtude do alto valor da resistência de falta. Contudo, conforme explicitado em capítulos anteriores, a filosofia diferencial de proteção é robusta à variação da resistência de falta, uma vez que depende apenas da inversão do fluxo de potência do SEP em regime permanente.

Figura 6.14 – Formas de ondas das correntes (Corrente C23).

Visto que a falta ocorreu no ponto H (exatamente no meio da LT23), era esperado que as Barras 2 ou 3 apresentassem um maior nível de afundamento de tensão. Logo, consoante a Figura 6.15, é notório este fenômeno na Barra 2, em vermelho, na qual o nível residual de tensão mantém-se em torno de 0,58 pu.

Figura 6.15 – Magnitudes das tensões de sequência positiva nos barramentos do SEP.

Esse exemplo mostra sua importância justamente nesse ponto, uma vez que poderia haver um nível residual de tensão mais elevado ainda, dependendo da magnitude da resistência da falta, e, nesse caso, se não houvesse uma avaliação da inversão do fluxo de

potência (principal elemento da filosofia diferencial), a falta poderia ser "confundida" com uma sobrecarga no SEP.

Assim, de acordo com o algoritmo de proteção, após a identificação da barra com maior nível de afundamento de tensão, é iniciado o cálculo da diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva entre a barra 2 e as demais barras interconectadas a mesma (Barras 1, 3 e 5). Desse modo, o algoritmo de proteção, em aproximadamente 2,51 ms, aponta a linha de transmissão que contém a falta (LT23), conforme pode ser observado pela Figura 6.16.

Nesse momento, a mesma situação que ocorreu no exemplo 1 é visto aqui, ou seja, em regime permanente a diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva entre as Barras 2 e 3 maior que 100° e muito próximo do limiar de detecção da inversão do fluxo de potência (120°). Por isso, o tempo de detecção da falta foi bem pequeno e, mais uma vez, ressalta-se a importância da adequada escolha dos parâmetros que caracterizam as situações de curtos-circuitos aplicados, a fim de garantir um eficiente desempenho do algoritmo de proteção.

Figura 6.16 – Diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva entre a barra 2 e as demais barras interconectadas a mesma.

4. Falta ABC-T no ponto D, com $R_f = 100 \, \Omega$ e $\delta = 0^\circ (t = 48,16 \, ms)$:

Dando sequência à análise dos resultados, o exemplo 4 apresenta um curto-circuito trifásico envolvendo a terra, com alta resistência de falta e ângulo de incidência de falta de 0° .

Nesta situação de curto-circuito trifásico com alta resistência de falta, fica novamente clara a importância dos parâmetros escolhidos para representar tal situação. Assim, de acordo com a Figura 6.17, é notório um drástico afundamento de tensão nas três fases, efeito comum de ser observado em faltas trifásicas envolvendo a terra.

Figura 6.17 – Formas de ondas das tensões (Barra 4).

Percebe-se, também, a partir da Figura 6.18, que o nível de corrente nas três fases aumenta no início da falta, sendo que o valor pós-falta (em regime permanente) é muito próxima do valor de pré-falta (diferentemente dos outros três exemplos), em virtude, principalmente, do alto valor da resistência de falta considerado.

Figura 6.18 – Formas de ondas das correntes (Corrente C43).

Finalmente, a Figura 6.19 ilustra a severidade do afundamento de tensão consequente de uma falta trifásica. De fato, a Barra 4, mais próxima à falta, apresenta um valor residual de tensão bem baixo, em torno de 0,03 pu. Ainda nesse exemplo, a falta trifásica foi detectada

em um tempo aproximado de 5,12 ms na linha de transmissão que interliga as Barras 3 e 4, conforme apresentado na Figura 6.20.

Figura 6.19 – Magnitudes das tensões de sequência positiva nos barramentos do SEP.

Figura 6.20 – Diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva entre a barra 4 e as demais barras interconectadas a mesma.

6.4 Uma breve análise estatística

Não será possível apresentar graficamente os resultados de todas as 528 simulações. Contudo, a seguir, serão apresentadas algumas tabelas de modo a prover uma melhor e mais abrangente análise dos resultados, contribuindo assim, para a avaliação da metodologia

proposta. Nesse sentido, uma vez que o tempo detecção da falta em um sistema de proteção é um parâmetro crucial para se cumprir os requisitos essenciais de seletividade, confiabilidade, velocidade e sensibilidade, os dados estatísticos a seguir terão o Tempo Médio de Detecção de Falta (TMDF) como o principal parâmetro de avaliação.

Inicialmente, para todos os casos, percebem-se valores médios aceitáveis de detecção do curto-circuito, variando desde 2,89 ms até 7,61 ms. Afirma-se sobre um tempo aceitável, por ser esta uma metodologia a ser aplicada à proteção de retaguarda, a qual permite valores de detecção bem maiores (Phadke, 2008).

Por exemplo, a Tabela 6.4 apresenta o TMDF em função do tipo de falta. De modo geral, por estes dados não foi possível encontrar uma relação entre o TMDF e o tipo de falta, já que se percebem valores muito parecidos para as faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas, envolvendo ou não a terra.

Tabela 6.4 – Tempo médio de detecção da falta em relação aos tipos de falta.

Tipo de falta	TMDF (ms)
ABC-T	6,13
ABC	4,60
AB-T	5,42
AB	5,99
AC-T	5,26
AC	4,15
BC-T	3,95
BC	7,04
A-T	7,18
B-T	3,58
C-T	5,30
TMDF geral	5,33

Entretanto, para os tipos e localização das faltas aplicadas no SEP em análise, algumas peculiaridades podem ser visualizadas, tais como:

- Há diferença relevante do TMDF entre uma falta trifásica com e sem envolvimento da terra;
- As faltas bifásicas com e sem envolvimento da terra apresentam pouca variação entre as mesmas. Contudo, vale ressaltar que os tipos de falta BC-T e BC apresentam elevada diferença no TMDF; e

- As faltas monofásicas apresentaram ainda mais divergências no TMDF, sendo a falta B-T a mais rápida de ser localizada. Já a falta A-T foi a que acusou um maior tempo de detecção.

Em seguida, pela Tabela 6.5, é notória a diferença no TMDF quando esta ocorre a 0° e a 90° . De fato, a partir dos resultados das simulações, constata-se que quando uma determinada falta incide o mais próximo de 0° , menor será a oscilação transitória nas formas de ondas das tensões e correntes, e o inverso ocorrerá quando a falta incidir o mais próximo de 90° , conforme ilustrado nas Figuras 6.5 e 6.9. Logo, para uma forma de onda com menor oscilação transitória é de se esperar um menor TMDF, conforme exposto na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Tempo médio de detecção da falta em relação aos ângulos de incidência de falta.

δ (graus)	TMDF (ms)
0	4,65
90	6,21
TMDF geral	5,43

Um fato interessante pode ser observado na Tabela 6.6, pois o TMDF não apresenta alteração significativa quando se efetua a variação do valor da resistência de falta. Isto é concebível, uma vez que a filosofia de proteção diferencial é bastante robusta a esse parâmetro, pois no momento da ocorrência da falta, esta filosofia a detecta simplesmente pela inversão no sentido do fluxo de potência.

Tabela 6.6 – Tempo médio de detecção da falta em relação às resistências de falta.

R_f (Ohm)	TMDF (ms)
0	5,44
10	5,57
100	5,21
TMDF geral	5,41

Logo, dentro do cenário estabelecido para esta pesquisa, a influência do valor da resistência de falta será irrelevante no que se trata de tempo de detecção da falta.

Já na Tabela 6.7, tendo como base a observação dos resultados das simulações, o principal fator que proporcionou TMDF desde 2,89 ms até 7,61 ms foi a diferença absoluta do ângulo de fase das correntes de sequência positiva, a qual depende das condições de regime permanente do SEP analisado.

Tabela 6.7 – Tempo médio de detecção da falta em relação à localização da falta.

Localização da falta	T MDF (ms)
A	4,54
B	5,73
C	5,57
D	5,96
E	4,28
F	7,61
G	7,14
H	2,89
T MDF geral	5,46

Finalmente, a Tabela 6.8 fornece a porcentagem de respostas corretas para todas as situações de curtos-circuitos aplicadas entre os cinco barramentos. Considerando a metodologia aplicada, afirma-se a obtenção 100% de acerto na distinção entre os barramentos envolvidos e, como consequência, na indicação da linha de transmissão em falta.

Tabela 6.8 – Percentual de respostas corretas apontadas para todas as situações de curtos-circuitos aplicadas.

Falta	Localização	δ (graus)	R_f (Ω)	Número de casos simulados	Percentual de acerto
A-T	Pontos A a H	0 e 90	0; 10; 100	48	100%
B-T	Pontos A a H	0 e 90	0; 10; 100	48	100%
C-T	Pontos A a H	0 e 90	0; 10; 100	48	100%
AB-T	Pontos A a H	0 e 90	0; 10; 100	48	100%
AC-T	Pontos A a H	0 e 90	0; 10; 100	48	100%
BC-T	Pontos A a H	0 e 90	0; 10; 100	48	100%
ABC-T	Pontos A a H	0 e 90	0; 10; 100	48	100%
AB	Pontos A a H	0 e 90	0; 10; 100	48	100%
AC	Pontos A a H	0 e 90	0; 10; 100	48	100%
BC	Pontos A a H	0 e 90	0; 10; 100	48	100%
ABC	Pontos A a H	0 e 90	0; 10; 100	48	100%

Capítulo 7

Conclusões

O presente trabalho teve por objetivo o desenvolvimento de uma metodologia para proteção de retaguarda de um sistema elétrico de potência de grande área através de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS), mais especificamente, para redes de transmissão de energia elétrica. A metodologia é baseada no contínuo monitoramento e na proteção de um SEP de grande área voltada para linhas de transmissão.

Alguns países no mundo possuem grande extensão e, por conseguinte, grandes redes de transmissão de energia. Por isso, conforme visto no levantamento bibliográfico, o monitoramento de SEP de grande área tem crescido de forma relevante, e diversas aplicações reais já podem ser constatadas.

Nesse contexto, os SMFS são de crucial importância para o desenvolvimento da metodologia, uma vez que, quando aplicados a sistemas de monitoramento de grandes áreas, podem fornecer dados de tensão e corrente sincronizados em vários locais remotos do sistema elétrico. Dessa maneira, o algoritmo proposto usufrui dos dados de tensão e corrente provenientes dos sistemas de monitoramento para execução da proteção diferencial de retaguarda para linhas de transmissão, baseando-se, principalmente, na diferença do ângulo de fase da corrente de sequência positiva entre duas linhas interconectadas, e no menor nível de tensão entre todos os barramentos.

Pelo algoritmo de proteção de retaguarda implementado, fundamentado na filosofia de proteção diferencial que se baseia na detecção da inversão do fluxo de potência, detecta-se a linha de transmissão faltosa mediante os dados de tensão e corrente remotamente adquiridos pelo SMFS.

As simulações sobre o SEP compreenderam todas as possibilidades de curtos-circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos, sem e com o envolvimento da terra, variando-se o ângulo de incidência e resistência da falta dentro de uma faixa de valores encontrada em situações reais. Os resultados encontrados na pesquisa mostram a eficiência da metodologia proposta, alcançando as prescrições primárias de um sistema de proteção (velocidade, confiabilidade, seletividade e sensibilidade).

Considerando a metodologia aplicada, afirma-se a obtenção de 100% de acerto na distinção entre os barramentos envolvidos e, como consequência, na indicação da linha de transmissão em falta. Assim, a metodologia desenvolvida apresenta-se bastante robusta no que se refere à distinção entre falta internas e externas em um sistema de transmissão.

Sendo assim, concluiu-se que é factível a aplicação da metodologia proposta na proteção de retaguarda de um SEP caracterizado por uma grande área de cobertura, vindo a atender aos propósitos de um sistema de proteção digital, desde que esteja disponível uma confiável e veloz infraestrutura de comunicação para o tráfego dos dados necessários.

Entretanto, apesar de todos os benefícios esperados com o uso das PMU na proteção de retaguarda, ressalta-se que toda transformação e mudança para melhoria de qualquer processo devem ser encaradas com muita seriedade e critério, pois podem resultar em situações de maior risco não previstas. Nos sistemas elétricos, os riscos estão sempre presentes e é dever dos profissionais e pesquisadores do referido setor detectá-los e tentar minimizá-los de acordo com critérios técnicos estabelecidos.

Como propostas de continuidade do trabalho, apontam-se:

- A aplicação desta metodologia em um simulador digital de sistemas de potência em tempo real, como no RTDS (do inglês, *Real Time Digital Simulator*), a fim de se alcançar uma maior semelhança com o que seria encontrado em situações reais (em campo); e

- Estabelecer diretrizes funcionais para que se possa aplicar em campo a proteção de retaguarda de linhas de transmissão conforme a delineada por esta pesquisa.

Referências Bibliográficas

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (2011). Informações técnicas. Brasília, DF, 2011. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/areaPerfil.cfm?idPerfil=2>>. Acesso em 02 Fevereiro 2011.

ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM. Rule Book. Leuven EMTP Center, 1987.

Andrade, S. R. C. **Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada**: Aplicações para Melhoria da Operação de Sistemas Elétricos de Potência. Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais, 2008.

Araújo, C. A. S.; Souza, F. C.; Cândido, J. R. R.; Dias, P. M. Proteção de Sistemas Elétricos. Rio de Janeiro: Editora interciência, 2002. ISBN: 85-7193-061-9.

Arruda, L. F. “*Smart Grid, Smart Metering e associados*”. Revista O Setor Elétrico. Edição 58. Novembro, 2010.

Begovic, M. “*Trends In Power System Wide Area Protection*”. IEEE Power System Conference and Exposition, pp. 1-2, Oct. 2004.

Bertsch, J.; Carnal, C.; Karlsson, D.; McDaniel, J.; Vu, K. “*Wide Area Protection and Power System Utilization*”. Proceedings of the IEEE, vol. 93, no. 5, May. 2005.

Burnett Jr., R. O.; Butts, M. M.; Cease, R. O.; Centeno, V.; Michel, G.; Murphy, R. J.; Phadke, A. G. “*Synchronized Phasor Measurements of a Power System Event*”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 9, pp. 1643-1649, Aug. 1994.

Caminha, A. C. Introdução à Proteção de Sistemas Elétricos. São Paulo: Edgard Blücher, 1977.

Carpinelli, G.; Di Perna, C.; Caramia, P.; Varilone, P.; Verde, P. “*Methods for Assessing the Robustness of Electrical Power Systems Against Voltage Dips*”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, no. 1, pp. 43-51, Jan. 2009.

- Carvalho, J. R.; Coury, D. V.; Jorge, D. C.; Delbem, A. C. B.; Simões, E. V. “*Algoritmos Genéticos Aplicados à Medição Fasorial e Projeto de PMUs*”. VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica – CBQEE. Florianópolis, 2009.
- Centeno, V.; Hu, Y.; Vu, K.; Meeteren H. V.; Varadan, S.; Avramovic, B.; Novosel, D.; Phake, A.; Araújo, C. (2011). Projeto ESTAL: Utilização de Fasores no Sistema Interligado Nacional do ONS. Brasília, DF, Abril, 2007.
- Chen, C. S.; Liu, C. W.; Jiang, J. A. “*A New Adaptive PMU Based Protection Scheme for Transposed and Untransposed Parallel Transmission Lines*”. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 17, no. 2, pp. 395-404, Apr. 2002.
- Chenine, M.; Nordström, L. “*Investigation of Communication Delays and Data Incompleteness in Multi-PMU Wide Area Monitoring and Control Systems*”. International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems, EPECS, Nov. 2009.
- Chenine, M.; Nordström, L. “*Survey on Priorities and Communication Requirements for PMU-Based Applications in the Nordic Region*”. IEEE Bucharest Power Tech Conference, Oct. 2009.
- Christopoulos, C.; Wright, A. Electrical Power System Protection. 2nd Edition. Kluwer Academic Publishers. 1999. ISBN: 0-412-81760-8.
- Ciro, D.; Danelli, A.; Pozzi, M.; Cece, S.; Gianuzzi, G.; Sforza M. “*Wide Area Monitoring and Control System - the Italian research and development*”. TERNA e CESI - Bienal do Cigré, 2006.
- Coury, D. V.; Oleskovicz, M.; Giovanini, R. Proteção Digital de Sistemas Elétricos de Potência: Dos Relés Eletromecânicos aos Microprocessados Inteligentes. São Carlos: Universidade de São Paulo, 2007. ISBN: 978-85-85205-78-2.
- Dambhare, S.; Soman, S. A.; Chandokar, M. C. “*Adaptive Current Differential Protection Schemes for Transmission-Line Protection*”. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, no. 4, pp. 1832-1841, Oct. 2009.
- Decker, I. C.; Agostini, M. N.; Dotta, D.; Silva, A. S.; Zimath, S. L.; Meyer, B.; Moraes, R.; Voskis, H. “Curso Sobre Medição Fasorial: Teoria e Prática”. Florianópolis, SC, 2007. Disponível em: <http://www.ceb5.cepel.br/arquivos/artigos_e_documentos/>

Curso_de_Medicao_Sincronizada_de_Fasores/Topico%201%20-%20Visao%20Geral%20-%20Decker.pdf>. Acesso em 12 Abril 2007.

Dutra, R. A.; Brandi, E. M.; Bigaran, J. C.; Vianna, L. F. G.; Strücker, A. “*Ultrapassando os Limites de Comprimento de Linha para a Proteção Diferencial*”. IX Seminário Técnico de Proteção e Controle. Belo Horizonte, 2008.

EDP (2011). EDP no Brasil - Curiosidades sobre energia elétrica Brasília. Disponível em: <http://www.energiasdobrasil.com.br/energia/pesquisadores_estudantes/energia_eletrica/curiosidades/curiosidades.asp>. Acesso em 24 Março 2011.

Eissa, M. M.; Masoud, M. E.; Elanwar, M. M. M. “*A Novel Back Up Wide Area Protection Technique for Power Transmission Grids Using Phasor Measurement Unit*”. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, no. 1, pp. 270-278, Jan. 2010.

Fabiano, L.; Soares, M.; Caviola, M.; Bertsh, J. “*Customer Benefits of Systems for Wide Monitoring & Control*”. Artigo apresentado no VII SNTPC - ABB, Rio de Janeiro, Brasil, Jun. 2005.

Filho, J. E. S.; Borba, G. M. D.; Ramos, M. A. F. “*Novas aplicações utilizando um PDC e rede de PMUs de baixo custo*”. Artigo apresentado no X STPC, Recife, Brasil, Out. 2010.

Filho, J. M. Manual de Equipamentos Elétricos. 3ª Edição. Editora LTC, 2005. ISBN: 978-85-216-1436-4.

Fitzgerald, A. E.; Jr, C. K.; Umans, S. D. Máquinas Elétricas. 6ª Ed. São Paulo: Bookman, reimpressão 2008. ISBN: 978-85-60031-04-7.

Fuchs, R. D. Transmissão de Energia Elétrica – Linhas Aéreas. Rio de Janeiro: LTC, 1977.

Hall, I.; Beaumont, P. G.; Baber, G. P.; Shuto, I.; Saga, M.; Okuno, K.; Ito, H. “*New Line Current Differential Relay using GPS Synchronization*”. Artigo aceito para apresentação em 2003 IEEE Bologna PowerTech Conference, Jun. 2003.

Hauer, J. F. “*Validation of phasor calculations in the macrodyne PMU for California-Oregon Transmission Project tests of March 1993*”. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, no. 3, pp. 1224-1231, Jul. 1996.

Horowitz, S. H.; Phadke, A. G. Power System Relaying. Third Edition. Research Studies Press Ltd, 2008. ISBN: 978-0-470-05712-4.

IEEE 1344-1995, **IEEE Standard for Synchrophasors for Power System**: Norma técnica. 1995, 65 p.

Jneczko, C. Apostila de Transformada de Fourier Discreta. Curitiba: Universidade Tecnológica do Paraná, 2011.

Jiang, J. A.; Yang, J. Z.; Lin, Y. H.; Liu, C. W.; Ma, J. C. “*An Adaptive PMU Based Fault Detection-Location Technique for Transmission Lines - Part I Theory and algorithms*”. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 15, no. 2, pp. 486-493, Apr. 2000.

Jiang, J. A.; Lin, Y. H.; Yang, J. Z.; Too, T. M.; Liu, C. W. “*An Adaptive PMU Based Fault Detection-Location Technique for Transmission Lines - Part II PMU Implementation and Performance Evaluation*”. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 15, no. 4, pp. 1136-1146, Oct. 2000.

Kindermann, G. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. Volume 1. 2ª Edição Modificada e Ampliada. Florianópolis: Edição do Autor, 2005. ISBN: 85-900853-1-7.

Kindermann, G. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. Volume 2. 1ª Edição. Florianópolis: Edição do Autor, 2006. ISBN: 85-900853-6-8.

Kindermann, G. Curto-Circuito. 4ª Edição. Modificada e Ampliada. Florianópolis: Edição do Autor, 2007. ISBN: 85-900853-3-3.

Leirbukt, A.; Uhlen, K.; Palson, M. T.; Gjerd, J. O.; Vu, K.; Kirdeluten, O. “*Voltage Monitoring and Control for Enhanced Utilization of Power Grids*”. Power System Conference and Exposition, IEEE PES , vol. 1, pp. 342-347, Oct. 2004.

Lellys, D.; Arruda, G. A. G.; Vidal, D. “*Modernas Técnicas para Proteção e Monitoração de Linha de Transmissão*”. IX Seminário Técnico de Proteção e Controle. Belo Horizonte, 2008.

Li, H. Y.; Potts, S.; Pickering, S. D. A.; Caunce, B. R. J.; Weller, G. C. “*A New Type of Differential Feeder Protection Relay Using the GPS for Data Synchronization*”. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 12, no. 3, pp. 1090-1099, Jul. 1997.

- Martin, K. E.; Hamai, D.; Adamiak, M. G.; Anderson, S.; Begovic, M.; Benmouyal, G.; Brunello, G.; Burger, J.; Cai, J. Y.; Dickerson, B.; Gharpure, V.; Kennedy, B.; Karlsson, D.; Phadke, A. G.; Salj, J.; Skendzic, V.; Sperr, J.; Song, Y.; Huntley, C.; Kasztenny, B.; Price, E. “*Exploring the IEEE Standard C37.118–2005 Synchrophasors for Power Systems*”. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 4, pp. 1805-1811, Oct. 2008.
- Martínez, E. M. “*Wide area measurement & control system in Mexico*”. Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Nanjing, China, Apr. 2008.
- Miranda, A. L. L. **Projetos de Filtros Digitais para Análise de Sinais do Sistema Elétrico**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.
- MME (2011). Ministério de Minas e Energia. Brasília, DF, 2011. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/menu/projetos/projetos_estal.html> . Acesso em 20 Setembro 2011.
- Monticelli, A.; Garcia, A. Introdução a Sistemas de Energia Elétrica. Campinas: Editora Unicamp, 2003. ISBN: 85-268-0662-9.
- Moraes, R. M.; Hu, Y. “Novas aplicações utilizando um PDC e rede de PMUs de baixo custo”. Artigo apresentado no X STPC, Recife, Brasil, Out. 2010.
- Naduvathuparambil, B.; Valenti, M. C.; Feliachi, A. “*Communication Delays in Wide Area Measurement Systems*”. Proceedings of the Thirty-Fourth Southeastern Symposium on System Theory, pp. 118-122. Nov, 2002.
- NASPI – North American SynchroPhasor Initiative (2011). Website. Princeton, NJ, 2011. Disponível em: <<http://www.nerc.com/page.php?cid=1|9|119>> . Acesso em 11 Abril 2011.
- NERC – North American Electric Reliability Corporation (2011). Website. Disponível em: <<http://www.naspi.org/pmu/pmu.stm>> . Acesso em 11 Abril 2011.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (2012). Dados técnicos – SINDAT. Brasília, DF, 2012. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>> . Acesso em 02 de Agosto de 2012.
- Oppenheim, A. V.; Schafer, R. W.; Buck, J. R. Discrete-Time Signal Processing. Second Edition. New Jersey: Prentice Hall, 1999. ISBN: 0-13-754920-2.

- Parks, T. W.; Burrus, C. S. Topics in digital signal processing: Digital Filter Design. John Wiley & Sons, Inc. 1987.
- Phadke, A. G.; Thorp, S. J.; Karimi, K. J. “*State Estimation with Phasor Measurements*”. Power Engineering Review, IEEE. Vol. PER-6, no. 2, pp. 48, Feb. 1986.
- Phadke, A. G. “*Synchronized Phasor Measurements – A Historical Overview*”. Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES. Vol 1, pp. 476-479, Oct. 2002.
- Phadke, A. G.; Ibrahim, M.; Hlibka, T. “*Fundamental Basis for Distance Relaying with Symmetrical Components*”. IEEE Transactions on PAS, vol. PAS-96, no. 2, pp. 635-646, Mar/Apr. 1977.
- Phadke, A. G.; Thorp, S. J. Computer Relaying for Power Systems. John Wiley & Sons Inc, 1988. ISBN: 0-471-92063-0.
- Phadke, A. G.; Thorp, S. J. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. Springer Science, 2008. ISBN: 978-0-387-76535-8.
- Phadke, A. G.; Kasztenny, B. “*Synchronized Phasor and Frequency Measurement under Transient Conditions*” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 24, pp. 89-95, Jan. 2009.
- Phadke, A. G.; Thorp, J. S.; Adamiak, M. G. “*A New Measurement Technique for Tracking Voltage Phasor, Local System Frequency, and Rate of Change of Frequency,*” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. PAS-102, pp. 1025-1033, May. 1983.
- Prikler, L.; Hoidalén, H. K. ATPDraw 5.6 User’s Manual. 2009.
- Proakis, J. G.; Manolakis, D. G. Digital Signal Processing – Principles, Algorithms and Applications. Fourth Edition. Prentice Hall, 2007. ISBN: 0-13-187374-1.
- Projeto MedFasee (2011). Website. Florianópolis, SC, 2011. Disponível em: <http://150.162.1.150/~labplan/open.php?pk=1&fk=1&id_ses=3>. Acesso em 11 Abril 2011.
- Prysmian (2011). Website. Disponível em: <http://www.prysmianclub.com.br/revista/PCLub_32/curtas.html>. Acesso em 21 Abril 2011.

- Rusch, R. J.; Good, M. L. “*Wyes and Wye Nots of Three-phase Distribution Transformer Connections*”. IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 26, no. 4, pp. 683-688, Jul/Aug. 1990.
- Sadiku, M. N. O.; Alexander, K. C. Fundamentos de Circuitos Elétricos. Porto Alegre: Bookman, 2003. ISBN: 85-363-0249-6.
- Schulz, R.P.; VanSlyck, L.S.; Horowitz, S.H. “*Applications of Fast Phasor Measurements on Utility Systems*”. Power Industry Computer Application Conference, 1989, pp. 49-55.
- Sciamana, M. “*Medição Inteligente*”. Revista o Setor Elétrico. Edição 58. Novembro, 2010.
- Da Silva, M. **Localização de Faltas em Linhas Utilizando a Teoria de Ondas Viajantes e Transformada Wavelet**. São Carlos: Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo, 2003.
- Da Silva, M. **Implementação de um Localizador de Faltas Híbrido para Linhas de Transmissão com Três Terminais Baseado na Transformada Wavelet**. São Carlos: Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo, 2008.
- Stevenson, W. D. Elementos de análise de sistemas de potência. McGraw-Hill, 1974.
- ERL PHASE (2012). TESLA 3000 POWER SYSTEM RECORDER. United States of America - USA, Florida, 2012. Disponível em: <[http:// www.beckwithelectric.com/docs/specs/TESLA_3000-SP.pdf](http://www.beckwithelectric.com/docs/specs/TESLA_3000-SP.pdf)>. Acesso em 02 de Agosto de 2012.
- Thorp, J.S.; Phadke, A.G.; Horowitz, S.H.; Begovic, M.M. “*Some Applications of Phasor Measurements to Adaptive Control*”. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, no. 2, pp. 791-798, May. 1988.
- Ushikubo, M. F.; Romeiro Filho, J. N. R. “*Simulação em Tempo Real de Faltas Utilizando ATP, simulador de Potências e GPS*”. XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Emergia Elétrica. Foz do Iguaçu, 1999.
- Wilson, R. E. “*PMUs [phasor measurement unit]*”. IEEE Potentials, vol. 13, no. 2, pp. 26-28, Apr. 1994.

- Wilson, R. E.; Sterlina, P. S. "Verification of measured transmission system phase angles". IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, no. 4, pp. 1743-1747, Oct. 1996.
- Xie, X.; Xin, Y.; Xiao, J.; Wu, J.; Han, Y. "*WAMS Applications in Chinese Power Systems*". IEEE Power and Energy Magazine, vol. 4, no. 1, pp. 54-63, Jan/Feb. 2006.
- Yan, D. "*Wide Area Protection and Control System with WAMS Based*". IEEE International Conference on Power System Technology, Oct. 2006.
- Zhang, C.; Bo, Z.; Zhang, B.; Klimek, A.; Han, M.; Tan, J. "*An Integrated PMU and Protection Scheme for Power Systems*". Proceedings of the 44th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Sep. 2009.

APÊNDICE A – Programa fonte do ATP do SEP analisado

```

BEGIN NEW DATA CASE
C -----
C Generated by ATPDRAW  maio, segunda-feira 7, 2012
C A Bonneville Power Administration program
C by H. K. Høidalen at SEfAS/NTNU - NORWAY 1994-2009
C -----
POWER FREQUENCY          60.
$DUMMY, XYZ000
C dT >> Tmax >> Xopt >> Copt >
  2.E-5   .1   60.
    500   1   1   1   1   0   0   1   0
C   1     2     3     4     5     6     7     8
C
34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901
234567890
/BRANCH
C < n1 >> n2 >> ref1 >> ref2 >> R >> L >> C >
C < n1 >> n2 >> ref1 >> ref2 >> R >> A >> B >> Leng >> <><> 0
C 350MVA, reatância de dispersão 10%
  TRANSFORMER          X0006A 1.E6          0
    9999
1X0047AX0047C          .0926 1.8E4
21A          71.4292.89E5
  TRANSFORMER X0006A          X0006B
1X0047BX0047A
21B
  TRANSFORMER X0006A          X0006C
1X0047CX0047B
21C
C 150MVA, Reatância de dispersão 10%
  TRANSFORMER          X0012A 1.E6          0
    9999

```

1X0048AX0048C	.216 1.8E4		
22A	166.672.89E5		
TRANSFORMER X0012A		X0012B	
1X0048BX0048A			
22B			
TRANSFORMER X0012A		X0012C	
1X0048CX0048B			
22C			
C 100MVA, Reatância de dispersão 10%			
TRANSFORMER	X0016A 1.E6		0
9999			
13A	250.2.89E5		
2X0051A	19.04479674.		
TRANSFORMER X0016A		X0016B	
13B			
2X0051B			
TRANSFORMER X0016A		X0016C	
13C			
2X0051C			
C 100MVA, Reatância de dispersão 10%			
TRANSFORMER	X0019A 1.E6		0
9999			
15A	250.2.89E5		
2X0050A	19.04479674.		
TRANSFORMER X0019A		X0019B	
15B			
2X0050B			
TRANSFORMER X0019A		X0019C	
15C			
2X0050C			
4A	3.		0
4B	3.		0
4C	3.		0
X0050A	53.7322.889		0

X0050B	53.7322.889	0
X0050C	53.7322.889	0
X0051A	53.7322.889	0
X0051B	53.7322.889	0
X0051C	53.7322.889	0
X0051A	30.	0
X0051B	30.	0
X0051C	30.	0
X0050A	31.	0
X0050B	31.	0
X0050C	31.	0
X0001C	100.	0
1A	2.E3	0
1B	2.E3	0
1C	2.E3	0
2A	700.	0
2B	700.	0
2C	700.	0
4A	256.48109.26	0
4B	256.48109.26	0
4C	256.48109.26	0

C 150MVA, Reatância de dispersão 10%

TRANSFORMER X0043A 1.E6 0

9999

1X0052AX0052C .216 1.8E4

23A 166.672.89E5

TRANSFORMER X0043A X0043B

1X0052BX0052A

23B

TRANSFORMER X0043A X0043C

1X0052CX0052B

23C

C LT12

```

$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT12.lib, C12A##, C12B##, C12C##, C21A##, C21B##
$$
, C21C##
C LT13
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT13.lib, C13A##, C13B##, C13C##, X0002A, X0002B
$$
, X0002C
C LT1
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT25.lib, C25A##, C25B##, C25C##, X0003A, X0003B
$$
, X0003C
C LT34
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT34.lib, C34A##, C34B##, C34C##, C43A##, C43B##
$$
, C43C##
C LT23
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT23.lib, X0049A, X0049B, X0049C, C32A##, C32B##
$$
, C32C##
C LT45
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT45.lib, X0023A, X0023B, X0023C, C54A##, C54B##
$$
, C54C##
C LT13
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT13.lib, X0002A, X0002B, X0002C, X0035A, X0035B
$$
, X0035C
C LT13
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT13.lib, X0035A, X0035B, X0035C, X0036A, X0036B
$$
, X0036C
C LT13
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT13.lib, X0036A, X0036B, X0036C, X0037A, X0037B
$$

```



```

, X0037C
C LT13
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT13.lib, X0037A, X0037B, X0037C, C31A##, C31B##
$$
, C31C##
C LT1
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT25.lib, X0003A, X0003B, X0003C, X0038A, X0038B
$$
, X0038C
C LT1
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT25.lib, X0038A, X0038B, X0038C, X0039A, X0039B
$$
, X0039C
C LT1
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT25.lib, X0039A, X0039B, X0039C, X0040A, X0040B
$$
, X0040C
C LT1
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT25.lib, X0040A, X0040B, X0040C, C52A##, C52B##
$$
, C52C##
C LT23
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT23.lib, C23A##, C23B##, C23C##, X0049A, X0049B
$$
, X0049C
C LT45
$INCLUDE, C:\ATP\Work\LT452.lib, C45A##, C45B##, C45C##, X0023A, X0023B
$$
, X0023C
/SWITCH
C < n 1>< n 2>< Tclose><Top/Tde>< Ie ><Vf/CLOP>< type >
2A C23A MEASURING 1
2B C23B MEASURING 1
2C C23C MEASURING 1

```

1A	C12A			MEASURING	1
1B	C12B			MEASURING	1
1C	C12C			MEASURING	1
5A	C52A			MEASURING	1
5B	C52B			MEASURING	1
5C	C52C			MEASURING	1
2A	C21A			MEASURING	1
2B	C21B			MEASURING	1
2C	C21C			MEASURING	1
1A	C13A			MEASURING	1
1B	C13B			MEASURING	1
1C	C13C			MEASURING	1
X0049AX0001A		.05	1.		0
X0049BX0001B		.05	1.		0
X0049CX0001C		.05	1.		0
3A	C31A			MEASURING	1
3B	C31B			MEASURING	1
3C	C31C			MEASURING	1
3A	C32A			MEASURING	1
3B	C32B			MEASURING	1
3C	C32C			MEASURING	1
2A	C25A			MEASURING	1
2B	C25B			MEASURING	1
2C	C25C			MEASURING	1
3A	C34A			MEASURING	1
3B	C34B			MEASURING	1
3C	C34C			MEASURING	1
5A	C54A			MEASURING	1
5B	C54B			MEASURING	1
5C	C54C			MEASURING	1
4A	C45A			MEASURING	1
4B	C45B			MEASURING	1
4C	C45C			MEASURING	1
4A	C43A			MEASURING	1

4B C43B MEASURING 1

4C C43C MEASURING 1

/SOURCE

C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP
>

14X0047A	14696.9385	60.		-1.	.1
14X0047B	14696.9385	60.	-120.	-1.	.1
14X0047C	14696.9385	60.	-240.	-1.	.1
14X0048A	14696.9385	60.	-5.	-1.	.1
14X0048B	14696.9385	60.	-125.	-1.	.1
14X0048C	14696.9385	60.	-245.	-1.	.1
14X0052A	14696.9385	60.	-7.	-1.	.1
14X0052B	14696.9385	60.	-127.	-1.	.1
14X0052C	14696.9385	60.	-247.	-1.	.1

/OUTPUT

4A 4B 4C 1A 1B 1C 2A 2B 2C X0047AX0047BX0047CX0048A
 X0048BX0048C3A 3B 3C 5A 5B 5C
 X0051AX0051BX0051CX0050AX0050B
 X0050CX0052AX0052BX0052C
 BLANK BRANCH
 BLANK SWITCH
 BLANK SOURCE
 BLANK OUTPUT
 BLANK PLOT
 BEGIN NEW DATA CASE

BLANK