

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDREY DIAS MARQUES PIEROZAN
LUCAS RAUSIS LOURENÇO PINTO
VITOR HUGO ALVES SALLUM

**IMPACTO DAS INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS PARA DETECÇÃO E
LOCALIZAÇÃO DE FALTAS A PARTIR DAS SUBESTAÇÕES**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO 2

CURITIBA

2017

ANDREY DIAS MARQUES PIEROZAN
LUCAS RAUSIS LOURENÇO PINTO
VITOR HUGO ALVES SALLUM

IMPACTO DAS INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS PARA DETECÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE FALTAS A PARTIR DAS SUBESTAÇÕES

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina ET70L - Trabalho de Conclusão de Curso 2 do curso de Engenharia Elétrica – Ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica – DAELT – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Câmpus Curitiba, como requisito obrigatório para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: **Professora Dra. Nastasha Salame
Silva**

CURITIBA

2017

ANDREY DIAS MARQUES PIEROZAN
LUCAS RAUSIS LOURENÇO PINTO
VITOR HUGO ALVES SALLUM

IMPACTO DAS INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS PARA DETECÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE FALTAS A PARTIR DAS SUBESTAÇÕES

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 24 de novembro de 2017.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemarielen Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Nastasha Salame Silva, Dra.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientadora

BANCA EXAMINADORA

Ulisses Chemin Netto, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Raphael Augusto De Souza Benedito, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Paulo Cicero Fritzen, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, a Deus, pelo dom da vida.

Aos nossos pais, que forneceram as bases necessárias para nossa formação.

A professora Nastasha Salame da Silva, pela orientação deste trabalho, por todos os desafios apresentados, apoio, dedicação e pela singela amizade construída ao longo desse um ano de reuniões e conversas.

Ao professor Ildemar Cassana Decker, pelo apoio, sugestões e disponibilidade para que este trabalho fosse elaborado. A sua contribuição foi fundamental para a realização desta pesquisa.

Um agradecimento especial ao Gilmar Krefta, por seu apoio imensurável, discussões, contribuições, por todo o conhecimento transmitido e por colocar a disposição recursos que foram fundamentais para a realização deste trabalho.

Aos nossos amigos que contribuíram nessa jornada.

As nossas famílias pelo companheirismo, incentivo, alegrias partilhadas e compreensão nas horas ausentes.

*“Tenha em mente que tudo que você aprende
na escola é trabalho de muitas gerações.
Receba essa herança, honre-a, acrescente a ela e,
um dia, fielmente, deposite-a nas mãos de seus filhos.”*

Albert Einstein

RESUMO

PIEROZAN, A. D. M.; PINTO, L. R. L.; SALLUM V. H. A.. **Impacto das Inovações Tecnológicas Para Detecção e Localização de Faltas a Partir das Subestações**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba – Paraná, 2017.

A motivação para esta pesquisa foi oriunda da nova redação dos procedimentos de rede, onde houve um incremento de tecnologias que devem ser consideradas nas futuras ampliações do sistema de transmissão elétrico brasileiro. Neste trabalho é realizado um “*review*” da literatura a respeito da localização de faltas, concernente as tecnologias contemporâneas aplicadas nas subestações de energia elétrica, apresentando soluções alternativas que tem em sua proposta, agregar novas funcionalidades as tecnologias existentes, propiciando redução de custo na operação, manutenção e disponibilidade de fornecimento de energia elétrica. Adicionalmente, de maneira sintetizada, é arrolada a proteção de sistemas de transmissão, abordando os tipos de relés de proteção, realizando um panorama dos relés eletromecânicos, eletrônicos até a tecnologia mais recente dos *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) no processo de eliminação de faltas do sistema de energia elétrica. No atual cenário do Sistema Interligado Nacional (SIN), é imprescindível abordar a norma IEC 61850, padrão de comunicação desenvolvido para o setor elétrico, que alterou a concepção e operação das subestações de energia elétrica. Corroborando a este aspecto é realçado o incremento de novos algoritmos para, por exemplo, realizar a localização de faltas através de ondas viajantes. Embasamento apropriado a Medição Sincronizada Fasorial é reportado, em virtude dos desafios a serem superados para possibilitar ao Operador Nacional do Sistema (ONS) um monitoramento mais acurado do SIN. A partir da reflexão e debate da literatura, foi explorado casos de aplicações nas instalações físicas dos agentes transmissores de energia elétrica, observando as necessidades de aprimoramento, as benesses propiciadas pelo uso dessas tecnologias e as análises sobre os registros gerados que auxiliam na tomada de decisões.

Palavras-chave: Subestações. Ondas Viajantes. IEC 61850. Detecção de Faltas. Medição Fasorial

ABSTRACT

PIEROZAN, A. D. M.; PINTO, L. R. L.; SALLUM V. H. A.. **Impact of Technological Innovations for the Detection and Location of Faults from Substations**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba – Paraná, 2017.

The recently released draft for the network procedures, in which it is shown an increase in the amount of technologies required for future expansions of the Brazilian power grid, is the main motivation for this research. A literature review is carried out regarding fault location, concerning contemporary technologies applied in power substations, and presenting alternate solutions that not only seek to add new functionalities, but allow cost reduction in operation, maintenance and availability of electricity supply. Additionally, the protection of transmission systems is addressed, regarding the types of protection relays, from the electromechanical and electronic relays, up to the recent technology of Intelligent Electronic Devices (IEDs) in the fault elimination process. It is presented the IEC 61850 norm, concerning communication protocols developed for the electrical sector, an important subject to delve due to the current state of development of the Brazilian's National Interconnected System (SIN), which changed the design and operation of electric power substations. This aspect is corroborated by the increment of new algorithms to perform the fault location through traveling waves, for instance. It is also presented the Synchronized Phasor Measurement System (SPMS), in regards of the challenges to be overcome to allow the National System Operator (ONS) to monitor the SIN more accurately. From the discussion of the literature, cases of applications in physical installations of transmission agents were explored, observing the needs of improvement, the benefits provided by the use of these technologies and the analysis on the records that aid in the decision making.

Keywords: Substations. Traveling Waves. IEC 61850. Fault Detection. Fasorial Measurement

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema de monitoramento convencional.	24
Figura 2 - Subsistemas de um sistema de proteção.	25
Figura 3 - Relé eletromecânico de armadura em charneira.	27
Figura 4 - Unidades básicas de um relé estático.	29
Figura 5 - Relé estático de sobrecorrente de tempo definido.	29
Figura 6 - Principais subsistemas de um relé digital.	31
Figura 7 - Relé microprocessado.	33
Figura 8 - Conjunto de Protocolos IEC 61850.	37
Figura 9 - Níveis de comunicação IEC 61850.	39
Figura 10 - Níveis hierárquicos para o Sistema de Automação de Subestações.	43
Figura 11 - Exemplo de comunicação horizontal entre IEDs.	44
Figura 12 - Tempos de repetição das mensagens GOOSE.	45
Figura 13 - Esquemático de um Sistema de Medição Fasorial.	53
Figura 14 - Estrutura geral da PMU.	55
Figura 15 - Funções básicas PDC.	58
Figura 16 - Esquema de janelamento aplicado a um sinal de corrente.	67
Figura 17 - Ondas incidente, refletida e transmitida.	71
Figura 18 - Diagrama de reflexões para um linha monitorada em dois terminais.	73
Figura 19 - Comparação entre tecnologias para medição de grandezas elétricas.	80
Figura 20 - Arquitetura da aquisição de medição sincrofasorial da Concessionária de energia elétrica.	82
Figura 21 - Tela inicial do aplicativo em tempo real.	83
Figura 22 - Diferença de resolução entre sistema SCADA e SPMS.	84
Figura 23 - Software alertando comportamento anormal de frequência.	85
Figura 24 - Aba mostrando subfrequência maior que 0,1Hz em todo o sistema.	87
Figura 25 - Sobreexcitação durante ocorrência no sistema interligado.	88
Figura 26 - (a) Variação de tensão na barra na conexão com grande consumidor. (b) Tempo para início da recuperação da tensão na barra do grande consumidor.	89
Figura 27 - Tensão de 233,219kV na barra de 230 kV da subestação (antes da entrada em operação do BC1 estando fora de operação o BC2) e de 235,475kV (após a entrada do BC2).	89

Figura 28 - Oscilação de potência entre máquinas em barra de geração.	91
Figura 29 - Cálculo de frequência de oscilação em regime permanente.	91
Figura 30 - Frequência de oscilação inter máquinas após eliminação da falta.	91
Figura 31 - Oscilação de potência percebida pela SMSF (atuação do controle das máquinas).	92
Figura 32 - Parâmetros elétricos da linha BTA-JGI mostrado em tempo real pelo SPMS.	92
Figura 33 - Exemplo de localização de falta devido a um curto-circuito trifásico	94
Figura 34 - Exemplo de localização de falta devido a um curto-circuito monofásico	95
Figura 35 - Forma de onda das TWs na ocorrência na /T PGN/KCL 230 kV	96
Figura 36 - Forma de onda das TWs na ocorrência de uma falta na LT BTA/JGI 230 kV.....	97
Figura 37 - Localização da falta por TW na LT PGN/KCL 230 kV	99
Figura 38 - Localização da falta por TW na LT BTA/JGI 230 kV	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Partes da IEC 61850.	37
Tabela 2 - Camadas OSI.	40
Tabela 3 - Questionário aplicados a agentes de transmissão de energia elétrica.	75
Tabela 4 - Variação de tensão medida no histórico do PDC nas barras adjacentes da subestação com a energização dos respectivos bancos de capacitores desta SE e comparadas com o simulado no ATP.	90

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

A/D	Analógico/Digital
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ATP	<i>Alternative Transient Program</i>
BMTE	Belo Monte Transmissora de Energia
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CLP	Controlador Lógico Programável
CPU	<i>Central Processing Unit</i>
DFT	<i>Discrete Fourier Transform</i>
DNP	<i>Distributed Network Protocol</i>
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
GTD	Geração, Transmissão e Distribuição
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IHM	Interface Homem – Máquina
ISO	<i>International Organization for Standardization</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MU	<i>Merging Unit</i>
Mvar	Mega Volt-Ampére reativo
MW	Mega Watts
NETL	<i>National Energy Technology Laboratory</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
OSI	<i>Open Systems Interconnection</i>
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i>

PLC	<i>Power Line Communication</i>
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCD	<i>Substation Configuration Description</i>
SCL	<i>Substation Configuration Language</i>
SCM	<i>System Condition Monitoring</i>
SV	<i>Sample Values</i>
SED	<i>System Exchange Description</i>
SEE	Sistemas de Energia Elétrica
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNPTEE	Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
SPMS	<i>Synchronized Phasor Measurement System</i>
TC	Transformador de Corrente
TCP/IP	<i>Transmission Control Protocol/Internet Protocol</i>
TI	Tecnologia da Informação
TP	Transformador de Potencial
TW	<i>Traveling Waves</i>
UAC	Unidade de Aquisição Central
UTC	<i>Universal Time Coordination</i>
UTR	Unidade Terminal Remota
UHVDC	<i>Ultra High Voltage Direct Current</i>
VLAN	<i>Virtual Local Area Network</i>
VPN	<i>Virtual Private Network</i>
XML	<i>Extensible Markup Language</i>
WAN	<i>Wide Area Network</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO GERAL	15
1.1. INTRODUÇÃO.....	15
1.2. OBJETIVOS DO TRABALHO.....	19
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO.....	20
1.4. CONSIDERAÇÕES.....	21
2. PANORAMA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	22
2.1. INTRODUÇÃO.....	22
2.2. PRÍNCIPIO DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO.....	25
2.3. HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DOS RELÉS.....	26
2.3.1. <i>Relés Eletromecânicos</i>	27
2.3.2. <i>Relés Estáticos</i>	28
2.3.3. <i>Relés Digitais</i>	30
2.3.3.1. <i>Introdução</i>	30
2.3.3.2. <i>Arquitetura dos relés digitais</i>	31
2.4. DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS INTELIGENTES.....	34
2.4. CONSIDERAÇÕES.....	35
3. A NORMA IEC 61850	36
3.1. INTRODUÇÃO.....	36
3.2. BARRAMENTOS DE INTERFACE.....	39
3.3. MODELO DE DADOS DEFINIDO PELA NORMA IEC 61850.....	42
3.4. MENSAGENS DE COMUNICAÇÃO.....	42
3.4.1. <i>Mensagem GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event)</i>	43
3.4.2. <i>Mensagem MMS (Manufacturing Message Specification)</i>	45
3.5. LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO DA NORMA.....	46
3.6. PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO ANTERIORES À NORMA.....	47
3.7. CONSIDERAÇÕES.....	48
4. SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA	50

4.1.	INTRODUÇÃO	50
4.2.	TECNOLOGIA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA	51
4.3.	DISPOSITIVOS CONSTITUINTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADO	53
4.3.1.	<i>Sincrofasores e o Sistema de Sincronização</i>	54
4.3.2.	<i>Unidade de Medição Fasorial – PMU</i>	55
4.3.3.	<i>Concentrador de Dados Fasoriais – PDC</i>	57
4.3.4.	<i>Canais de Comunicação</i>	58
4.4.	DESEMPENHO DO SPMS	59
4.5.	APLICAÇÕES DO SPMS	59
4.5.1.	<i>Monitoramento e Controle em Tempo Real</i>	60
4.5.2.	<i>Estimação de Estados</i>	60
4.5.3.	<i>Gerenciamento de Congestionamento em Tempo Real</i>	61
4.5.4.	<i>Melhoria e Validação de Modelagem de Sistemas</i>	61
4.5.5.	<i>Análise Pós-Perturbação</i>	62
4.5.6.	<i>Separação Programada e Restauração do Sistema</i>	63
4.5.7.	<i>Proteção Adaptativa</i>	63
4.6.	CONSIDERAÇÕES	64
5.	FILOSOFIAS DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS PARA AS REDES ATUAIS E FUTURAS	65
5.1.	IMPORTÂNCIA DE UM LOCALIZADOR DE FALTA	65
5.2.	FUNDAMENTOS DA ANÁLISE DE COMPONENTES DE FREQUÊNCIA FUNDAMENTAL	66
5.3.	MÉTODOS BASEADOS NO CÁLCULO DA IMPEDÂNCIA	67
5.4.	FUNDAMENTOS DE ANÁLISE DE ONDAS VIAJANTES	70
5.5.	LOCALIZADORES DE FALTAS BASEADOS EM ONDAS VIAJANTES	72
5.5.1.	<i>Visão geral das TWs em uma linha de transmissão</i>	72
5.5.	CONSIDERAÇÕES	74
6.	ESTUDOS DE CASOS	75
6.1.	NORMA IEC 61850	78

6.1.1. Comparação de tecnologias de medição.....	78
6.1.2. Conclusão.....	81
6.2. SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA.....	81
6.2.1 Arquitetura.....	81
6.2.2. Aplicações e Resultados.....	83
6.2.2.1. Monitoramento em Tempo Real.....	84
6.2.2.2. Sobreexcitação sustentada.....	88
6.2.2.3. Questionamento de grande consumidor.....	88
6.2.2.4. Validação de Simulações.....	89
6.2.2.5. Oscilação de Potência em Unidades Geradoras.....	90
6.2.2.6. Parâmetros de linhas de transmissão.....	92
6.2.3. Consideração.....	92
6.3. LOCALIZAÇÃO DE FALTAS POR MEIO DE ONDAS VIAJANTES.....	93
6.3.1 Análise do evento observado por meio do método baseado em frequência fundamental.....	93
6.3.2 Análise do evento observado por meio do método baseado em TW.....	96
6.4. CONSIDERAÇÕES.....	101
7. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	102
7.1. CONCLUSÕES.....	102
7.2. CONTINUIDADE DA PESQUISA.....	103
REFERÊNCIAS.....	105
APÊNDICES.....	114

1. INTRODUÇÃO GERAL

1.1. INTRODUÇÃO

O objetivo principal dos Sistemas de Energia Elétrica (SEEs) é gerar, transmitir e distribuir energia elétrica aos consumidores de forma a atender a demanda segundo critérios estabelecidos por entidades regulamentadoras – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Operador Nacional do Sistema (ONS). Os SEEs vêm experimentando, a partir da reestruturação do setor elétrico iniciada na década de 1990, o uso cada vez mais intenso dos recursos energéticos existentes (MENEZES, 2012).

O SIN é o maior demonstrativo da necessidade e capacidade de desenvolvimento tecnológico brasileiro, visto que é formado por uma ampla malha de linhas de transmissão de alta e extra-alta tensão que se ramifica em mais de 100 mil quilômetros dentro do território nacional. Critérios como continuidade de fornecimento, qualidade da energia elétrica, confiabilidade, estabilidade, segurança e disponibilidade do sistema para todo o território nacional são preceitos do compromisso de entrega de energia elétrica (ANEEL, 2016).

O Brasil é um país de extensões continentais, o que torna o desafio de expansão e interligação da topologia do SIN ainda mais complexo e vital para o atendimento da crescente demanda de energia elétrica. Restrições políticas, socioambientais e escassez de investimentos tornam o desenvolvimento do setor demorado (MONTICELLI e GARCIA, 2011).

“Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 1,7% da energia elétrica requerida pelo país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica” (ONS, 2017).

A desregulamentação do mercado de energia elétrica, ocorrida na década de 1990, fomentou um cenário de busca por eficiência e de interligação de subsistemas com suas usinas, transformadores, geradores e linhas de transmissão (MONTICELLI, e GARCIA, 2011). Neste contexto, o mercado competitivo e a fontes de energias renováveis como eólica e

biomassa, com características intermitentes, exigem do sistema a preparação para novas dinâmicas de carga (FURSTENBERGER, 2010).

Esse desenvolvimento natural do mercado de energia elétrica também possibilitou benesses como: maiores unidades geradoras, menor capacidade de reserva, intercâmbio sazonal, transmissão fora de pico, demandas de emergência e o suporte para a tomada de decisão operacional mais assertiva, o que não exime o SIN dos problemas de estabilidade e blecautes (MONTICELLI e GARCIA, 2011; ROLIM, *et al.*, 1997).

O despacho e operação da energia elétrica do SIN são tarefas complexas, envolvendo diversas empresas operando interligadas, e que devem lidar com a volatilidade do sistema. Estiagem, entradas e saídas repentinas de carga, perda de componentes da transmissão, distribuição ou geração são fatores adversos que afetam diretamente não só a qualidade da energia elétrica, como a integridade do sistema (ROLIM, *et al.*, 1997).

É nesse contexto de restrições operativas que se apresenta a necessidade de uma supervisão mais refinada, baseada em históricos e previsões, e capaz de auxiliar na análise de dados e realizar ações mitigadoras automáticas em tempo real. Para tanto, faz-se necessário investir na modernização de infraestruturas, desenvolvimento de novas tecnologias, capacitação de profissionais e quebra de paradigmas (FURSTENBERGER, 2010; VANTI, 2003).

No âmbito da transmissão de energia elétrica, o advento dos *Smart Grids* (ou Redes Inteligentes) permite o uso das comunicações integradas e da Tecnologia da Informação (TI) para a transferência de dados entre os componentes da rede, centros de controle e subestações, informando seu estado operativo para tornar mais eficiente as tomadas de decisões, e definição de estratégias rápidas e efetivas para o controle e operação. Além disso, novas características são acrescidas à operação do SEE, tais como: auto-recuperação, suporte para fontes de energia alternativas, redução do impacto ambiental, maior competição no mercado, resultando em melhores índices de qualidade da energia elétrica e fornecimento (FURSTENBERGER, 2010).

Segundo o *Electric Power Research Institute* (EPRI), os *Smart Grids* podem ser definidos como:

“... sobreposição de sistemas de comunicação e controle unificados na infraestrutura existente, cujo objetivo é de prover a informação correta à entidade concernente no tempo esperado para a tomada de decisão correta. É um sistema que otimiza a entrega e demanda de energia elétrica, minimiza

perdas, se auto – recupera, e permite eficiência energética de última geração e aplicações de resposta da demanda” (SIDDIQUI, 2008).

O *National Energy Technology Laboratory* (NETL), laboratório vinculado ao Departamento de Energia dos Estados Unidos, identificou os avanços na área de TI, com os *Smart Grids* e suas comunicações integradas de banda larga, de alta segurança cibernética e de baixa latência, como alicerces para o avanço das áreas de medição, dispositivos avançados, controle/proteção avançados e suporte de decisão (HOROWITZ, *et al.*, 2010).

Um conceito relevante nos SEEs é o de falta ou defeito. Falta ou defeito em SEEs é o efeito ou consequência de uma ocorrência acidental em um trecho ou equipamento que acarreta sua indisponibilidade operativa em condições não programadas, impedindo-o de funcionar, e, portanto, de desempenhar suas funções em caráter permanente ou temporário. Um curto-circuito ou um condutor interrompido constituem uma falta (CAMINHA, 1983).

Considerando a competitividade do mercado de energia elétrica, a prevenção de falhas e defeitos nos equipamentos primários (transformadores, bancos de capacitores, bancos de reatores, transformados de tensão, transformadores de corrente e religadores) das subestações é considerada um fator diferencial relevante para a qualidade da energia elétrica e do serviço fornecido pelas concessionárias (FERREIRA, *et al.*, 2012).

A redução do número de faltas e defeitos que causam interrupções no suprimento de energia elétrica auxilia, consideravelmente, para o avanço dos índices de desempenho dos serviços prestados. Para lograr este objetivo, é necessária a adoção de práticas de manutenção mais eficientes, além da aplicação adequada dos recursos materiais, humanos e financeiros (FURSTENBERGER, 2010).

Índices como DEC¹ (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC² (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), definidos pelo Módulo 8 do PRODIST - Procedimentos de Distribuição - a partir de 2008, são demonstrativos utilizados pelas concessionárias de energia elétrica para avaliar a qualidade do fornecimento de energia elétrica. A manutenção preditiva, identificada pelos sistemas de monitoramento dos equipamentos das subestações, foi implementada em substituição das práticas de manutenção periódica e corretiva intensiva, corroborando com os índices apresentados (AYERS, *et al.*, 2011).

¹DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora.

² FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

O sistema de monitoramento de subestações tem por função supervisionar equipamentos das mesmas, tais como transformadores de potência, disjuntores, bancos de baterias em corrente contínua (CC) e chaves seccionadoras. A coleta dessas informações consiste num subproduto adequado da digitalização das mensagens de comunicação entre os IEDs de proteção, controle e monitoramento das subestações para as aplicações de proteção e automação em tempo real (KIMURA, *et al.* 2008).

O reaproveitamento dos dados desses IEDs para o propósito de monitoramento dos equipamentos reduz a necessidade de novos dispositivos, tais como sensores e medidores dedicados. O uso dos IEDs de proteção, controle e monitoramento como fonte de informações para designar as condições e desempenho dos dispositivos da subestação torna a implementação de um sistema de monitoramento atrativa sob o ponto de vista técnico-econômico (KIMURA, *et al.* 2008).

O uso de equipamentos inteligentes exprime a busca pela automação das subestações. Para tanto, o uso de dispositivos inteligentes deve ser aliado ao uso de ferramentas mais efetivas de monitoramento, como a *Phasor Measurement Unit* (PMU), ou unidade de medição fasorial. Este dispositivo faz parte de um sistema de monitoramento em tempo real de grandes áreas, e tem sido implementado em diversos países, com foco em desenvolver um sistema de proteção mais robusto, ou seja, capaz de funcionar de modo mais eficiente – melhoria de critérios como seletividade, confiabilidade e velocidade - em virtude de condições anormais de operação.

A troca de dados é necessária para o funcionamento de um sistema automatizado. No entanto, equipamentos possuem barreiras de comunicação intrínsecas à sua arquitetura interna (de fabricantes distintos), o que dificulta a sua integração com outros equipamentos e sistemas da rede. Para contornar estas barreiras, protocolos de comunicação foram desenvolvidos, cada um abordando certo aspecto do problema, mas distantes da solução ideal.

Baseado nisso foi desenvolvida a norma IEC 61850 – *Communication networks and systems for Power utility automation* (ou Redes e sistemas de comunicação para automação de instalações de potência, em tradução livre), norma esta com o objetivo de integrar a comunicação de equipamentos distintos sob um protocolo de comunicação geral.

No contexto delineado, observa-se que, à medida que o SIN se expande há necessidade de aprimorar os recursos humanos e tecnológicos para garantir a confiabilidade, a qualidade e a segurança do sistema elétrico. Uma supervisão mais refinada auxilia o operador na tomada de decisões e permite uma visualização mais acurada do sistema, antecipando cenários de despacho de carga, e concomitantemente, auxilia na detecção de eventuais

distúrbios no sistema. Nesse trabalho será arrolada a norma IEC 61850, os métodos de localização de faltas e o sistema de medição sincrofasorial, tecnologias que gradativamente vão ganhando mais espaço no âmbito do SEE.

1.2. OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo desta pesquisa é realizar uma revisão da literatura concernente as tecnologias contemporâneas aplicadas nas subestações de energia elétrica, sob o aspecto de detecção de faltas, abordando os relés de proteção - com foco nos relés microprocessados -; a norma IEC 61850; a localização de faltas em linhas de transmissão (LT) e ao *Synchronized Phasor Measurement System* (SPMS), e observar, por meio de exemplos práticos apresentados no XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE) e por um agente de transmissão, os impactos no SIN e os desafios da implementação dessas tecnologias.

O uso efetivo destas tecnologias requer de todos os profissionais envolvidos maior preparação frente às novas tecnologias para detecção de falta. Isso acarreta na demanda por maior investimento de recursos pelo setor produtivo e mudança cultural em relação ao conservadorismo de aplicação dessas evoluções tecnológicas no SEE.

1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO

Em sua totalidade, este documento é composto por sete capítulos, os quais serão brevemente apresentados a seguir.

Capítulo 1 – INTRODUÇÃO: Apresenta os aspectos gerais dos assuntos contemplados no trabalho, introduzindo a proposta, a motivação, as considerações iniciais, o objetivo, a relevância, enfim trazendo uma visão panorâmica dos assuntos arrolados.

Capítulo 2 – PANORAMA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA: Neste capítulo são apresentados dados e definições relevantes a respeito de geração e consumo de energia elétrica, formas de transmissão, subestações e tecnologias empregadas nos relés de proteção.

Capítulo 3 – NORMA IEC 61850: Apresenta a referida norma, sua definição, conceitos intrínsecos, objetivo da criação da norma, as vantagens obtidas e a contribuição que trouxe à área de Proteção, Controle e Medição do setor elétrico como um todo.

Capítulo 4 – MEDIÇÃO SINCRONIZADA FASORIAL: É abordado em virtude da nova redação em vigência dos Procedimentos de Rede do ONS e pela importância da temática frente à abrangência da supervisão em relação às faltas atinentes ao sistema de transmissão de energia elétrica.

Capítulo 5 – FILOSOFIAS PARA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS PARA AS REDES ATUAIS E FUTURAS: Apresenta uma análise teórica dos métodos sobre os quais estão alicerçadas as atuais filosofias de proteção utilizadas para proteção de subestações contra faltas e defeitos, em particular os métodos baseados em impedâncias ou nas análises de componentes fundamentais e os métodos baseados na teoria das ondas viajantes.

Capítulo 6 – ESTUDOS DE CASOS: são apresentados casos práticos monitorados por um agente de transmissão, os desafios enfrentados pelo ONS e as reflexões dos autores. A obtenção dos exemplos práticos, registrados em artigos técnicos da empresa, se deu por meio de visitas técnicas ao centro de operações de uma concessionária de transmissão de energia elétrica no intuito de familiarizar-se com *hardware* e com o *software* utilizados para aquisição dos parâmetros elétricos (fasores de tensão e corrente, frequência). Para tal foi realizada uma preleção por um especialista enfatizando as metodologias adotadas, os recursos despendidos para implementação nas instalações físicas da companhia e treinamento da equipe responsável por gerenciar/tratar as informações atinentes.

Adicionalmente, participou-se de seminários onde ocorreram debates a respeito dos temas desta pesquisa que evidenciaram os desafios enfrentados.

Capítulo7 – CONTINUIDADE DA PESQUISA: são apresentados os tópicos sugestivos para continuidade da pesquisa.

1.4. CONSIDERAÇÕES

O SIN a cada dia está mais complexo em virtude da sua constante expansão exigindo uma maior observabilidade para operação confiável.

Diante deste cenário, gradativamente, estão sendo inseridas no setor elétrico, inovações tecnológicas, tais como o padrão de comunicação IEC 61850, a medição fasorial sincronizada e a localização de faltas através das ondas viajantes.

Essas inovações demandam tempo para serem assimiladas, em virtude das particularidades trazidas consigo. Adicionalmente, implica em quebras de paradigmas institucionais, investimento em recursos humanos e troca de experiências entre os profissionais envolvidos.

No decorrer deste trabalho, é apresentado embasamento teórico a respeito das inovações tecnológicas mencionadas e casos de estudos que corroboram para aferir que as mesmas tendem a ganhar mais mercado a cada novo empreendimento de transmissão de energia elétrica implementado no Brasil, ou seja, em um futuro não muito distante torna-se-a consenso no setor elétrico, visando maior eficácia de desempenho e confiabilidade do SIN. Dessa forma, neste capítulo foi apresentado ao caro leitor, o cenário onde estas tecnologias serão aplicadas.

2. PANORAMA DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

2.1. INTRODUÇÃO

A capacidade instalada total no SEE brasileiro atingiu 152.563 MW no mês de abril de 2017, com consumo nacional acumulado nos últimos 12 meses de 575.118 GWh, distribuídos nos setores residencial, comercial, industrial, e participação do mercado livre de energia elétrica, conforme os dados do Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro (MME, 2017).

A transmissão de energia elétrica pode ser em corrente alternada (CA) ou CC. A flexibilidade e facilidade em modificar os patamares de tensão por meio de unidades transformadoras representam grandes atrativos dos sistemas CA (juntamente com os geradores trifásicos síncronos), o que justifica seu largo emprego (MONTICELLI, 2011). Para tanto a transmissão é feita a frequência de 60 Hz e em níveis de tensões padronizados, tais como: 138, 230, 345, 500 e 750 kV, pelo decreto lei nº 73080 de 5 de novembro de 1973.

Como exemplo de transmissão em CC, a Usina Hidrelétrica de Itaipu tem metade de sua geração transmitida por meio de transmissão em 600 kV e a primeira transmissão em 800 kV de *Ultra High Voltage Direct Current* (UHVDC) no Brasil está em fase de construção por meio de uma conexão de 2.086,9 km que transmitirá energia limpa gerada no norte do Brasil, a partir da subestação Xingu, localizada aproximadamente 17 km da Usina Hidrelétrica de Energia Belo Monte, no município de Anapu/PA, seguindo até a subestação Estreito, localizada no município de Ibiraci/MG (BMTE, 2014).

Os elos CC são normalmente utilizados para conectar dois sistemas de CA (que podem até operar em frequências diferentes, como o sistema brasileiro e paraguaio de Itaipu). Dois sistemas podem ser interligados por um elo CC quando as distâncias são muito elevadas (acima de 1000 km) ou ainda por razões operacionais, já que o elo CC praticamente isola os dois sistemas de muitos tipos de interferência (ruído audível e rádio interferência) que seriam observados se a ligação ocorresse em CA (SATO, 2013).

Independentemente das transmissões serem em CA ou CC, é necessário o auxílio de subestações para realizá-las. Subestações são conjuntos de sistemas específicos e interdependentes concebidos para atender ao SEE da melhor forma, satisfazendo os requisitos de proteção, manutenção e manobra, da forma mais eficiente e econômica (TEIXEIRA, *et al.*, 2017).

Nas subestações de transmissão estão instalados transformadores com função principal de abaixar/elevar as tensões das linhas de transmissão para níveis compatíveis (230 kV, 345 kV, 550 kV); nas subestações de distribuição a infraestrutura está voltada para reduzir os níveis de tensões provenientes das linhas de transmissão para níveis compatíveis com a distribuição como 13,8 kV, 34,5 kV e 69 kV (ARAÚJO, *et al.*, 2005).

Para o consumidor o sistema elétrico parece ter capacidade ilimitada, ser completamente estável, imperturbável e constante. No entanto, a realidade é que esse sistema depende não apenas das cargas conectadas a ele, mas também de condições externas, da vida útil dos equipamentos, defeitos de materiais, excessos de demanda e de ações humanas inapropriadas; fatores esses que causam perturbações prejudiciais ao sistema elétrico e àqueles conectados à rede (SATO, *et al.*, 2015).

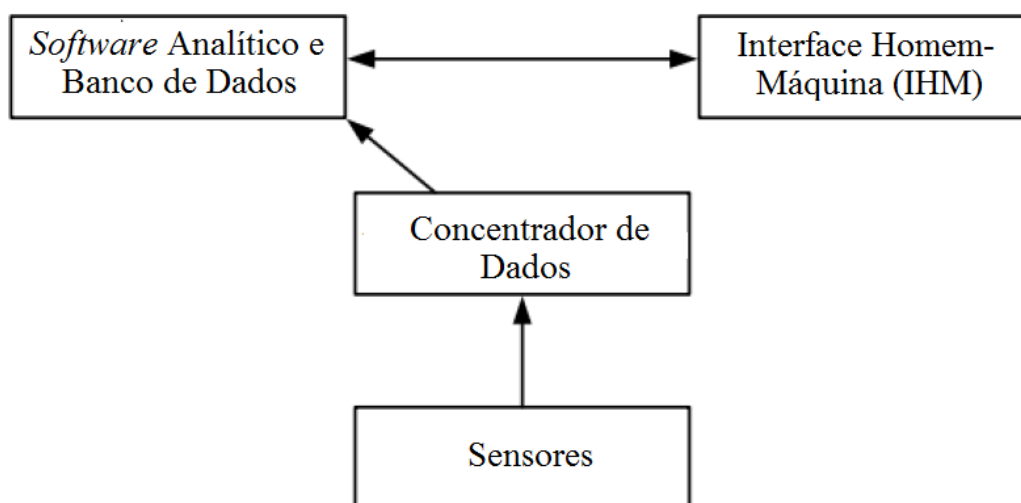
De forma a garantir a continuidade de serviço e a integralidade dos equipamentos frente às perturbações, os princípios básicos de operação da proteção devem garantir uma correta análise e diagnóstico do sistema, por meio de respostas rápidas, automáticas e precisas das ações corretivas visando retomá-lo para condições normais de operação. Deste modo, é assegurada a continuidade no fornecimento energia elétrica dos usuários, e a integridade dos elementos do SEE. Para isso, deve tanto alertar os operadores em caso de perigo não imediato, e retirar de serviço a instalação no caso de situações que possam deteriorar um equipamento ou a rede (COURY, *et al.*, 2011).

- *Sistemas de proteção podem ser definidos como sistemas aos quais estão associados todos os dispositivos necessários para detectar, localizar e comandar a eliminação de uma falta. A eficácia de um esquema de proteção é tanto maior quanto melhor forem atendidos os seguintes princípios:*
 - *Rapidez de operação – menor dano ao equipamento defeituoso com conseqüente diminuição do tempo de indisponibilidade e menor custo de reparo;*
 - *Seletividade e coordenação – a área de interrupção deve ficar restrita ao mínimo necessário para isolar completamente o elemento defeituoso, ou seja, um curto-circuito em um ponto do sistema não deve afetar outras partes;*
 - *Segurança – a pronta atuação dos esquemas de proteção diminui os efeitos destrutivos dos curtos-circuitos, aumentando a segurança pessoal (ARAÚJO, et al. 2005).*

Nesse contexto, são criados sistemas independentes de monitoramento dos equipamentos, que calculam de maneira centralizada as numerosas informações de dados provenientes de sensores instalados no campo para averiguar as condições reais dos

equipamentos e prognosticar a necessidade de manutenção por meio de análises pré-programadas (BERNARDES e AVELOO, 2009). A Figura 1 mostra um sistema de monitoramento convencional comumente usado em subestações.

Figura 1 - Sistema de monitoramento convencional.



Fonte: Bernardes e Aveloo (2009).

Os sensores instalados no campo coletam as grandezas, processam os sinais e os enviam para uma unidade concentradora de dados. Esses sensores, usualmente, são transformadores de potencial (TPs), transformadores de corrente (TCs), dispositivos de temperatura por resistência, sensores de umidade, de posição, transdutores de sinal, e outros (SILVA, 2003).

Unidades terminais remotas (UTR), controladores lógicos programáveis (CLP), computadores industriais, módulos de aquisição de dados, tem por objetivo concentrar os dados em uma localização única no interior da subestação (SILVA, 2003).

Após a realização da coleta e da concentração, os dados são enviados para uma base de dados relacional. O *software* analítico utiliza algoritmos que processam os dados recebidos, determinam a situação real dos equipamentos monitorados e com base nela avalia um intervalo de tempo até a próxima ação de manutenção (SILVA, 2003).

A IHM viabiliza que o usuário visualize os dados tratados e armazenados pelo *software* analítico (BERNARDES e AVELOO, 2009).

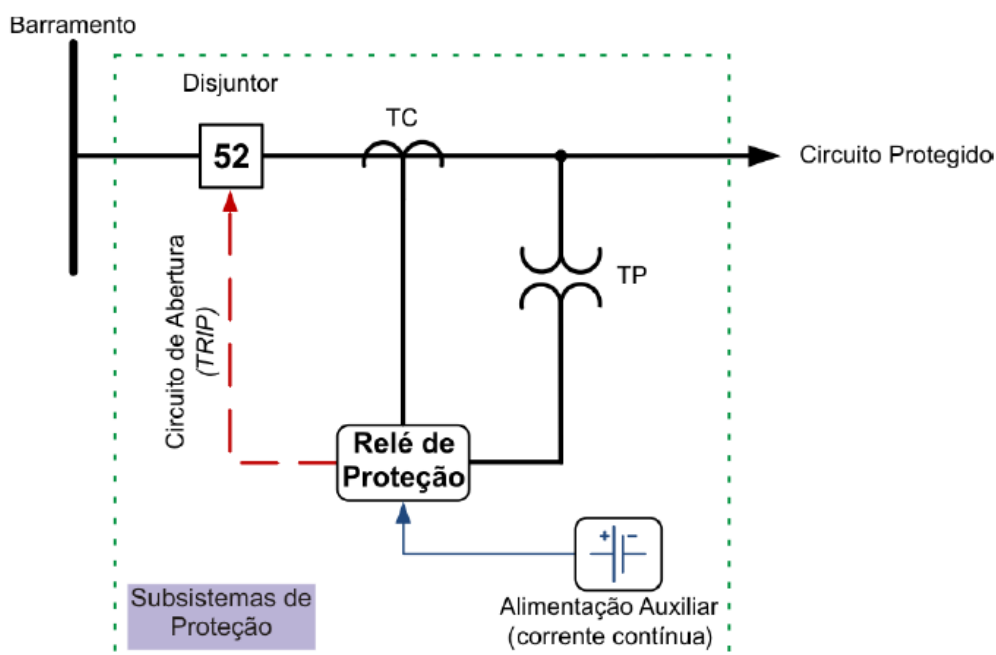
Para comandar os equipamentos de manobra, os relés de proteção possuem algoritmos com inúmeras rotinas, responsáveis por executar funções, tais como: função de sobrecorrente

(50/51), função de sobrecorrente direcional (67), função diferencial (87), dentre as definidas pela tabela *American National Standards Institute* (ANSI), em atendimento aos Procedimentos de Rede, frente ao tipo de sistema que se deseja proteger.

2.2. PRÍNCÍPIO DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO

Conforme a seção anterior, o sistema de proteção tem a função de isolar o trecho atingido pela falta impedindo que seus efeitos se propaguem para o restante do sistema. O sistema de proteção é constituído por diversos subsistemas que atuam no processo de remoção da falta. Esses subsistemas dizem respeito a um disjuntor, transdutores (TCs e TPs), relé e um banco de baterias, conforme a Figura 2.

Figura 2 - Subsistemas de um sistema de proteção.



Fonte: Netto (2016).

O disjuntor tem como função isolar o componente ou circuito sob falta, interrompendo a corrente quando esta encontra-se próxima do valor instantâneo zero. Tal medida pode ser tomada imediatamente após o início da falta, quando o valor do sinal da corrente estiver próximo a zero, ou como usualmente adotado, na segunda ou terceira ocorrência desse valor (ARAÚJO, *et al.* 2005). O disjuntor é operado energizando-se sua bobina de ação por um banco/conjunto de baterias, sendo o relé responsável pelo fechamento dos contatos entre o

banco de baterias e a bobina de ação do disjuntor. O banco de baterias fornece energia elétrica ao sistema de proteção e, pela sua própria filosofia de aplicação, é independente da linha ou sistema faltoso.

Os TPs e TCs constituem outra importante parte do sistema de proteção. Justificam-se pela necessidade de se reduzir a magnitude das grandezas envolvidas (tensões e correntes do sistema de energia elétrica) para níveis aceitáveis aos diversos equipamentos do sistema, bem como para acesso seguro do corpo técnico responsável (ARAÚJO, *et al.* 2005).

Para complementar o sistema como um todo, temos os relés, sendo responsáveis pela parte lógica da filosofia de proteção. Normalmente respondem a valores de tensão e correntes previamente estipulados e proveem a abertura ou não dos disjuntores na presença de situações de falta para as quais foram projetados (COURY, *et al.*, 2011).

2.3. HISTÓRICO DE EVOLUÇÃO DOS RELÉS

Os relés de proteção surgiram em meados do século XX e podem ser classificados, em relação à tecnologia aplicada, em eletromecânicos, estáticos e digitais. Os relés eletromecânicos eram projetados e construídos utilizando forças que eram geradas por meio da interação eletromagnética entre correntes e fluxos (MAMEDE e MAMEDE, 2011).

Com o desenvolvimento dos componentes semicondutores e de estudos das suas aplicabilidades, foram criados os relés de proteção conhecidos como relés estáticos ou de estado sólido, a fim de equiparar a necessidade de uma proteção mais confiável e de alto desempenho à grande expansão dos sistemas de potência, na década de 1960. Os relés estáticos utilizavam componentes eletrônicos discretos, ao contrário dos eletromecânicos, que utilizam componentes mecânicos (COVRE, 2011).

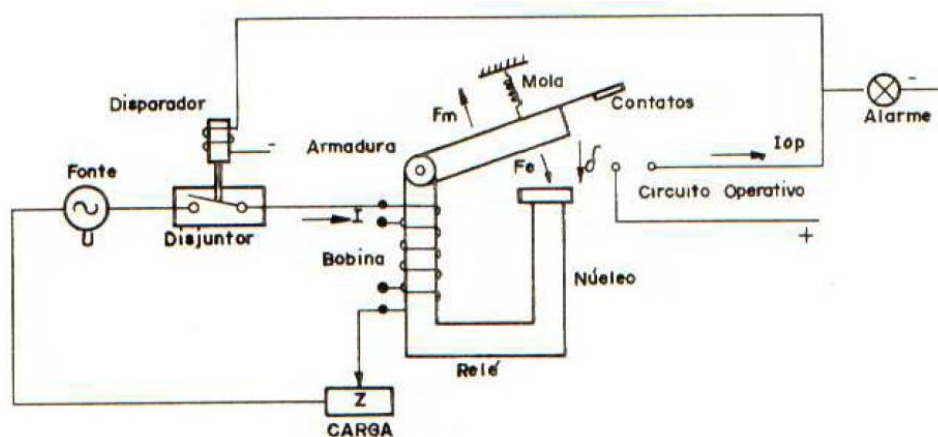
A evolução de microprocessadores, no início da década de 1970, propiciou uma grande modificação, tanto nos aspectos construtivos quanto na concepção de funcionamento dos relés de proteção, ocasionando o desenvolvimento dos relés microprocessados. Estes são gerenciados por um microprocessador específico, supervisionado por *software*, e com princípio de funcionamento fundamentado nos relés convencionais (COURY, *et al.*, 2011). A seguir são descritas, de maneira sucinta, as tecnologias dos relés de proteção.

2.3.1. Relés Eletromecânicos

Os relés eletromecânicos foram os primeiros a serem desenvolvidos no século XIX. A partir de uma entrada elétrica, que pode ser um sinal de tensão e corrente, obtinha-se uma saída em estados *on-off* dos contatos do relé (MAMEDE e MAMEDE, 2011). Tal funcionamento ocorre para todas as tecnologias construtivas para os relés de proteção. Com base na entrada, era gerada uma força devido à interação eletromagnética entre as correntes e o fluxo magnético sobre um condutor móvel (disco ou cilindro), análogo ao funcionamento de um motor (COURY, *et al.*, 2011).

Os relés eletromecânicos podem ser classificados quanto ao tipo construtivo: relés de armadura axial, atração eletromagnética, armadura em charneira, disco de indução, elemento térmico, entre outros (CAMINHA, 1983). A Figura 3 mostra um dos tipos construtivos mais simples, o relé de armadura em charneira, também chamado de relé elementar, devido sua simplicidade construtiva (COVRE, 2011).

Figura 3 - Relé eletromecânico de armadura em charneira.



Fonte: Caminha (1983)

Quando uma corrente I flui através da bobina do relé, uma força de tração F_e age no entreferro, fechando o circuito operativo através do contato móvel quando F_e for maior que a força resistente da mola ($F_e > F_m$) desencadeando todo o processo necessário para isolar o defeito o mais rápido possível (CAMINHA, 1983).

Malgrado os relés eletromecânicos atuarem com base nas entradas de tensão e corrente únicas ou múltiplas, eles são capazes de executar apenas um tipo de função, ou seja, são monofuncionais. No máximo podem executar funções relacionadas, como por exemplo, de

sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) ou funções de subtensão (27) e sobretensão (59), função de distância (21) e função de sobrecorrente diferencial (87) (COVRE, 2011).

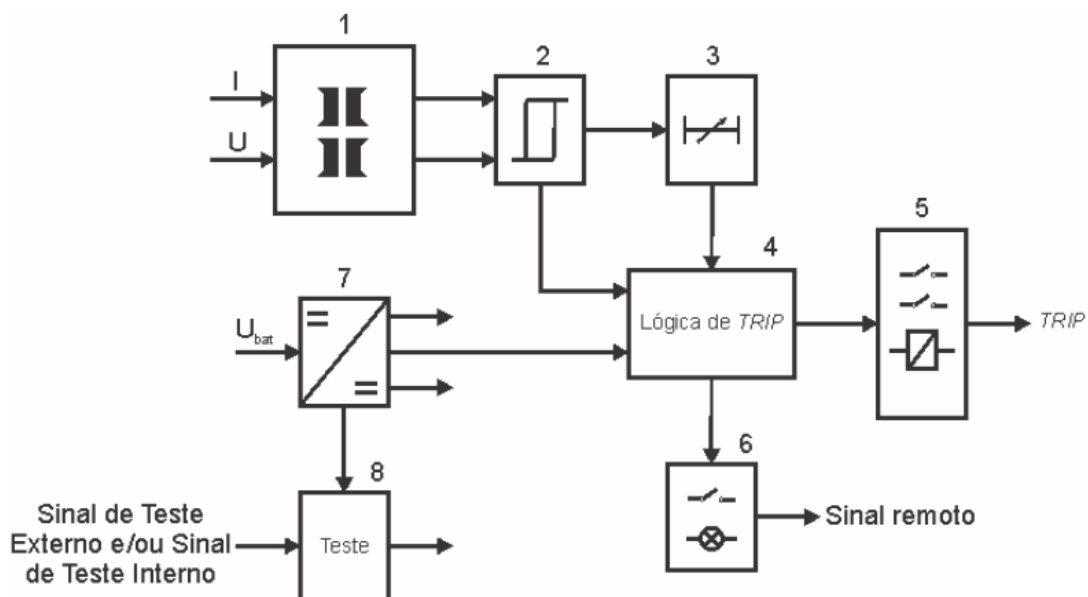
2.3.2. Relés Estáticos

O aumento da complexidade de interligações devido à expansão e desenvolvimento dos SEEs exigiu do sistema de proteção maior robustez, confiabilidade e alto desempenho a fim de responder às faltas e curto-circuitos de forma mais rápida, seletiva e estável (ARAÚJO, *et al.*, 2005).

Somado a essa crescente demanda de eficiência, o desenvolvimento dos componentes semicondutores e estudos das suas aplicações possibilitaram a criação do relé estático. Nome este originado em oposição aos eletromecânicos, já que eram construídos com componentes de estado sólido como transistores, diodos, resistores, capacitores, etc., para executar as funções de comparação e medição, sem a utilização de partes móveis (COURY, *et al.*, 2011).

Do prisma da funcionalidade, há pouca diferença entre os relés estáticos e os eletromecânicos: a maior está na operabilidade. Os relés estáticos possuem maior facilidade de interpretação, ajuste e operação por parte do usuário, permitindo não só melhorar a atuação dos esquemas de proteção tradicionais, mas também desenvolver esquemas de proteção mais avançados (COVRE, 2011). A Figura 4 apresenta, de forma simplificada, o diagrama de blocos de um relé estático:

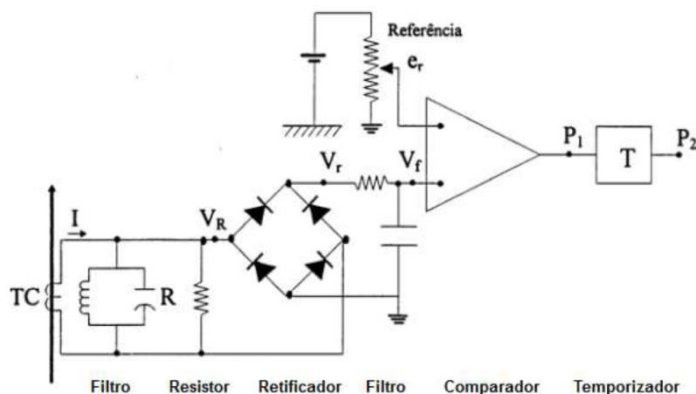
Figura 4 - Unidades básicas de um relé estático.



Fonte: Netto (2016).

O funcionamento se dá da seguinte forma: as grandezas elétricas de entrada são adaptadas para níveis compatíveis com a eletrônica do relé por meio da unidade conversora. Posteriormente, a unidade de medição executa a comparação dos sinais de entrada com os valores dessas grandezas previamente ajustados. Por fim, as ações corretivas ou indicações (comandos, alarmes) são acionadas pela unidade de saída, caso seja constatada discrepância entre os valores de entrada e os ajustados. A unidade de alimentação é responsável por alimentar os circuitos eletrônicos do relé (JARDINI, 1996). Na Figura 5 está ilustrado, de forma simplificada, o circuito de um relé estático de sobrecorrente de tempo definido.

Figura 5 - Relé estático de sobrecorrente de tempo definido.



Fonte: Jardini (1996).

Pela análise do circuito da Figura 5, os valores de entrada, provenientes de um TC passam por um filtro (circuito LR) e um resistor, que fica submetido a uma tensão V_R devido à corrente de entrada do sistema. Através de um retificador de ponte completa, V_R CA é convertida em V_R CC, que segue por um filtro e estabelece a tensão V_f . Esta é a tensão de entrada ajustada para a comparação interna do relé com o valor de referência e_r . Caso V_f seja maior que e_r , um pulso é gerado na saída do amplificador, que alimenta o circuito de temporização, produzindo um sinal de disparo no disjuntor associado (JARDINI, 1996).

Os relés estáticos possuem certas vantagens em relação aos eletromecânicos. A falta de componentes com inércia mecânica possibilita uma velocidade de operação mais rápida resultando em pouca manutenção, baixo nível de energia elétrica nos circuitos de medição e temporizações mais precisas. No entanto, o uso de componentes eletrônicos torna o relé estático menos robusto fisicamente, e com baixa tolerância às temperaturas extremas e umidade (COURY, *et al.*, 2011).

2.3.3. Relés Digitais

2.3.3.1. Introdução

A proteção digital dos SEEs iniciou seu desenvolvimento por volta da década de 1960 quando o computador começou a substituir paulatinamente muitas das ferramentas de análise na área de potência. No entanto, os computadores da época eram muito onerosos, além de suas velocidades serem bastante lentas para as funções de proteção dos relés, que exigem altas velocidades. Com a ascensão e o desenvolvimento da computação, viabilizou-se técnica e economicamente a implantação dos relés digitais nos anos posteriores (ANDERSON, 1999).

Hodiernamente, os projetos de novas subestações de energia elétrica utilizam essencialmente tecnologia dos relés de proteção digitais. Ademais, relés de proteção eletromecânicos e estáticos vêm também, pouco a pouco, sendo substituídos por modernos relés digitais (ARAÚJO, *et al.*, 2005). Com efeito, o tamanho, o consumo de potência e custo dos computadores diminuíram drasticamente no início da década de 1970, enquanto que a velocidade de processamento mais que dobrou (ANDERSON, 1999).

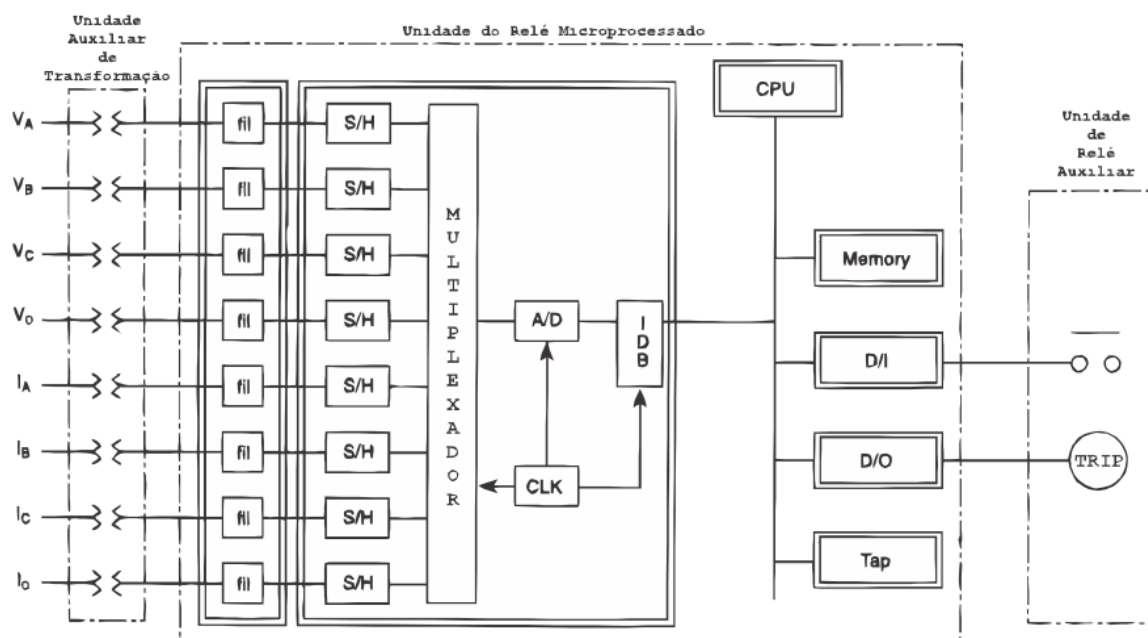
Os computadores auxiliaram no monitoramento em tempo real e controle dos SEEs. A presença da computação foi determinante na real implementação dos dispositivos digitais na proteção de sistemas, bem como na localização de faltas em LTs. Amplamente consolidados e

utilizados, os relés microprocessados agregam diversas funções além da função de proteção: medição, supervisão, registro de eventos, comunicação e programação do usuário (COVRE, 2011; HOROWITZ, *et al.*, 2010).

2.3.3.2. Arquitetura dos relés digitais

O funcionamento dos relés digitais é mais sofisticado do que o dos relés eletromecânicos e estáticos. A Figura 6 mostra os principais subsistemas de um relé digital.

Figura 6 - Principais subsistemas de um relé digital.



Fonte: Netto (2016).

A partir da entrada de sinais analógicos de tensão e corrente, provenientes do sistema elétrico, é realizada a conversão analógico-digital (A/D) que converte esses sinais para a forma digital em intervalos definidos pela taxa amostral. A partir daí é realizado o processamento dos dados pelo *software* e algoritmo apropriado, gerenciado por um microprocessador específico (COURY, *et al.* 2011).

Os sinais de entrada do relé são, concomitantemente, sinais discretos que demonstram o estado dos disjuntores, das chaves seccionadoras e de outros equipamentos de campo e sinais de tensão e corrente analógicos provenientes dos transformadores de entrada (módulo

de interface), que atenuam as tensões e correntes de entrada a níveis adequados aos microprocessadores (COURY, *et al.*, 2011).

Os filtros analógicos passivos passa baixas, também chamados de filtros *anti-aliasing*, têm por função evitar erros no processamento digital de sinais, fenômeno conhecido como sobreposição de espectros (*aliasing*). Por meio deles, a representação de um sinal pode ser fiel ao sinal analógico de entrada. A taxa mínima de amostragem para que a sobreposição de espectros seja evitada deve ser no mínimo igual ao dobro da frequência do sinal analógico estudado (COURY, *et al.* 2011).

Os dispositivos *sample and hold* têm função de amostrar as entradas analógicas e no mesmo instante disponibilizar os sinais ao multiplexador, o que reduz a deformação de uma amostragem não sequencial e a consequente operação incorreta da proteção.

O multiplexador possibilita um conversor A/D a analisar diversas entradas analógicas, tendo como base o momento de entrada. O conversor A/D converte os sinais analógicos em sinais digitais em intervalos definidos pela taxa amostral, de modo que haja compatibilidade entre os dados de entrada e a *Central Processing Unit* (CPU) (COURY, *et al.* 2011).

O processador do relé digital é responsável pelo controle de diversas funções: executar os algoritmos de proteção, controlar funções de tempo, realizar autodiagnóstico e comunicação com dispositivos periféricos.

Após o processamento dos dados ser realizado, as saídas do relé exprimem sinais discretos, que podem ser utilizados para estabelecer e interromper os valores de corrente envolvidos na energização de bobinas de abertura de disjuntores e outros elementos; para sinalização de operação e do estado funcional por meio de dispositivos de sinalização visíveis no exterior; e também portas de comunicação para troca de dados com outros equipamentos (COVRE, 2011). A Figura 7 mostra um exemplo típico de relé microprocessado.

Figura 7 - Relé microprocessado.



Fonte: Covre (2011).

Os relés digitais são dispositivos multifuncionais, apresentando uma miríade de funções como a diferencial (87), de sobrecorrente (50/51), de sobretensão (59) e subtensão (27), direcional (67/91/92), conforme definidas pela norma IEEE C37.2/2008, além de funções de medição, registro de eventos, oscilografia, comunicação e supervisão. Com efeito, como não possuem uma gama muito grande de funções, os relés eletromecânicos e estáticos são preteridos pelos digitais (MAMEDE e MAMEDE, 2011).

Dessa forma, pode-se decerto afirmar que os relés digitais são mais econômicos porquanto incorporam diversas funções de proteção no mesmo processador, têm capacidade de adaptação às condições de operação do sistema sem necessidade de substituição (proteção adaptativa), são mais confiáveis devido às funções de automonitoramento e mais flexíveis devido à capacidade de comunicação (COURY, *et al.* 2011).

Tem-se a seguir, algumas das características e funções dos relés digitais que merecem ser destacadas:

- Autossupervisão: é uma das principais funções que foram implantadas através da tecnologia digital, permitindo que o relé supervisione continuamente seus sistemas de *hardware* e *software* e, dessa forma, seja capaz de diagnosticar anormalidades que possam impedir seu correto funcionamento. O benefício está no aumento da confiabilidade do sistema de proteção, que no caso de algum tipo de mau funcionamento, pode acionar uma equipe de manutenção para imediatamente resolver o problema, diminuindo o tempo de indisponibilidade do sistema de proteção. Na ocorrência de um defeito, o relé pode se colocar fora de serviço a partir de um número predefinido de tentativas de *reset* ou gerar um alarme

ao sistema central. Esta característica dos relés digitais é um dos mais importantes argumentos técnicos que incorrem a seu favor (MAMEDE e MAMEDE, 2011).

- Integração digital: A tecnologia digital tornou-se a base dos sistemas empregados em subestações. Ações como medições, comunicação de dados, telemetria e controle são realizadas usando-se tecnologia digital. Nas modernas subestações, os relés digitais devem estar integrados naturalmente nesses sistemas (COVRE, 2011).

- Requisitos de espaço: os relés digitais têm a capacidade de executar várias funções em uma mesma plataforma graças à conversão dos sinais analógicos em digitais que servem de entrada para algoritmos que executam diversas funções de proteção (COVRE, 2011).

- Redução de cargas em TCs e TPs: a energia elétrica demandada pelos relés é fornecida por meio de fontes externas (baterias), resultando em baixo consumo de energia elétrica pelos mesmos, permitindo assim a utilização de transdutores com menor potência, e com menos problemas de saturação (COURY, *et al.* 2011).

- Localização de faltas: Essa é uma função bastante utilizada em linhas de transmissão e tem por objetivo determinar a distância entre o ponto de instalação do relé e o ponto de defeito, através de algoritmos incorporados ao relé (SAHA, *et al.*, 2010).

- Oscilografia: esta função tem por objetivo registrar os ciclos das grandezas analógicas em caso de faltas, armazenando os ciclos em condição pré e pós-falta. Os relés digitais modernos vêm com essa função incorporada e a utilizam para analisar as perturbações que ocorrem no sistema (COURY, *et al.* 2011).

2.4. DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS INTELIGENTES

Com o avanço da tecnologia, os relés digitais passaram a ter, cada vez mais, capacidade de processamento e se tornaram IEDs. O IED é um equipamento eletrônico multifuncional para proteção, controle, medição e monitoramento de sistemas elétricos provido de interface de comunicação que permite a atuação de bloqueios e intertravamentos por meio de interação com outros IEDs.

Com o aumento da capacidade de processamento e memória, os IEDs realizam funções mais apuradas, melhoram sua autossupervisão, e aumentam o processamento múltiplo, ou seja, um mesmo conjunto de dados pode ser processado por diferentes funções de maneira simultânea, aumentando a segurança e disponibilidade do sistema. Um dos principais

objetivos da norma IEC 61850 desenvolvida pela *International Electrotechnical Commission* (IEC) é a padronização na troca de informações entre os IEDs. A consequência desta padronização é a integração de IEDs de fabricantes distintos e interoperabilidade entre modelos.

Alcançar essa interoperabilidade de comunicação entre IEDs em subestações é possível segundo a norma IEC 61850, no entanto, requer integração funcional e engenharia avançada, pelo menos em sistemas multi-fabricantes (COSTA, 2010).

2.4. CONSIDERAÇÕES

Neste capítulo foi apresentado um panorama geral dos aspectos construtivos dos relés ao longo da história, desde os relés eletromecânicos até os microprocessados. Com o constante aperfeiçoamento da comunicação de alta velocidade, da capacidade computacional, e por meio de *upgrades* no *software* e reajustes nos parâmetros, estes dispositivos passaram a agregar cada vez mais funções, mostrando-se, com efeito, à prova de futuro e sendo a melhor opção para as empresas que desejam melhorar seus produtos gastando cada vez menos.

No capítulo 3, será abordada a norma IEC 61850, tratando sobre protocolos atinentes à troca de informações e/ou dados entre os níveis de automação que interagem em uma subestação.

3. A NORMA IEC 61850

3.1. INTRODUÇÃO

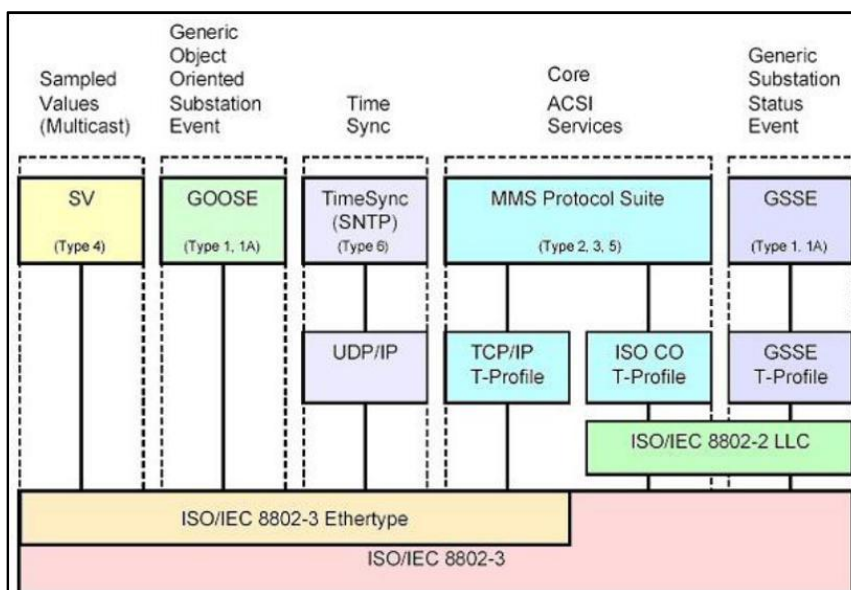
A norma IEC 61850 surgiu com o propósito de criar um padrão de comunicação, buscando a interoperabilidade entre IEDs de distintos modelos e fabricantes, possibilitando dessa forma o uso e a troca irrestrita de dados, no intuito de que cada equipamento seja capaz de desempenhar suas funções individuais e coletivas utilizando uma linguagem mais apurada, inteligente e simplificada (MARTINS, 2012).

Anteriormente a norma IEC 61850, cada fabricante possuía seu protocolo de comunicação dedicado aos seus produtos, com regras que definiam a ordem e o tipo das mensagens trocadas, específicas e próprias, com o código fechado. Adicionalmente, era necessário o uso de um equipamento de conversão de protocolos (*gateway*) ou então a aquisição de equipamentos do mesmo fabricante (BARRETO, 2013).

A norma IEC 61850 é um conjunto de normas e padrões que estabelece uma arquitetura de comunicação para sistemas elétricos. Para atender os requisitos de confiabilidade e tempo necessários a todas as aplicações para sistemas elétricos, será apresentado como a norma IEC 61850 estabelece protocolos que possibilitam o tráfego, via rede de comunicação, de sinais de proteção e automação (COUTINHO, 2015).

A Figura 8 ilustra o conjunto de protocolos abordados pela norma IEC 61850. A mensagem *Generic Object Oriented Substation Event* (GOOSE) (tipo1, 1A) e as amostras brutas de dados *Sample Values* (SV) (tipo 4) são de alta transmissão. A mensagem tipo 2 de média velocidade, tipo 3 de baixa velocidade e tipo 5 de função de transferência de pastas compõem o *Manufacturing Message Specification* (MMS). As mensagens tipo 6 são baseadas no tipo 3 com verificação de usuário e senha, e representam mensagens de comando. Por fim, a sincronização temporal é realizada de acordo com a IEEE 1588.

Figura 8 - Conjunto de Protocolos IEC 61850.



Fonte: SEL (2017).

Desde sua publicação entre os anos de 2001 e 2004, a norma trouxe soluções que padronizaram vários requisitos no que diz respeito a aspectos de comunicação e troca de informações de sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo incorporado novas partes a norma e assim, expandindo o objeto de aplicação para *Smart Grids*, todavia, as partes relacionadas diretamente à automação de subestações de energia elétrica, vão de 1 a 10, sendo que cada uma consiste em um documento que define as características que uma determinada implementação deve ter para estar em conformidade com a norma, conforme a Tabela 1 a seguir (COUTINHO, 2015):

Tabela 1 - Partes da IEC 61850.

IEC 61850	Redes e sistemas de comunicação em subestações
IEC/TR 61850-1	Parte 1: Introdução e visão geral
IEC/TS 61850-2	Parte 2: Glossário
IEC 61850-3	Parte 3: Requisitos gerais
IEC 61850-4	Parte 4: Gerenciamento de sistema e projeto
IEC 61850-5	Parte 5: Requisitos de comunicação para funções e modelos de dispositivos
IEC 61850-6	Parte 6: Linguagem descritiva de configuração para comunicação em

subestações elétricas relacionadas a IEDs

IEC 61850-7-1	Parte 7.1: Estrutura básica de comunicação para subestação e equipamentos alimentadores – Princípios e modelos
IEC 61850-7-2	Parte 7.2: Estrutura básica de informação e comunicação – Interface de serviço de comunicação abstrata (ASCI)
IEC 61850-7-3	Parte 7.3: Estrutura básica de comunicação para subestação e equipamentos alimentadores – Classes de dados comuns
IEC 61850-7-4	Parte 7.4: Estrutura básica de comunicação – Classes de nós lógicos compatíveis e classes de objetos de dados
IEC 61850-8-1	Parte 8: Mapeamento para serviço de comunicação específico (SCSM) – Mapeamento para MMS (ISO 9506-1 e ISO 9506-2) e para ISO/IEC 8802-3
IEC 61850-9-1	Parte 9.1: Mapeamento para serviço de comunicação específico (SCSM) – Valores amostrados sobre enlace serial unidirecional ponto a ponto
IEC 61850-9-2	Parte 9.2: Mapeamento para serviço de comunicação específico (SCSM) – Valores amostrados sobre ISO/IEC 8802-3
IEC 61850-10	Parte 10: Teste de conformidade

Fonte: *International Electrotechnical Commission (IEC, 2004)*.

Além do protocolo de comunicação padrão, a norma IEC 61850 proporcionou que parâmetros como intertravamentos, posição de equipamentos e bloqueios sejam realizados via lógica (MAHL, 2013).

O padrão descrito anteriormente permite o tráfego das informações de maneira hierárquica, partindo do barramento de processos, que é o responsável pela coleta de dados, passando pelos IEDs do *bay*, onde é realizado o processamento desses dados, até o barramento de estação, responsável pelo despacho de dados para a nuvem. A partir da nuvem, a mensagem de alerta do evento segue para os centros de operação da transmissora de energia elétrica e do ONS, no intuito de possibilitar a supervisão de eventuais falhas do sistema, bem como a operação remota, conforme ilustrado pela Figura 9 (COUTINHO, 2015).

A introdução da norma IEC 61850 no setor de sistemas de potência tem possibilitado o desenvolvimento de novos conceitos e filosofias de aplicação de sistemas de automação e proteção no grupo geração, transmissão e distribuição (GTD) (MARTINS, 2012).

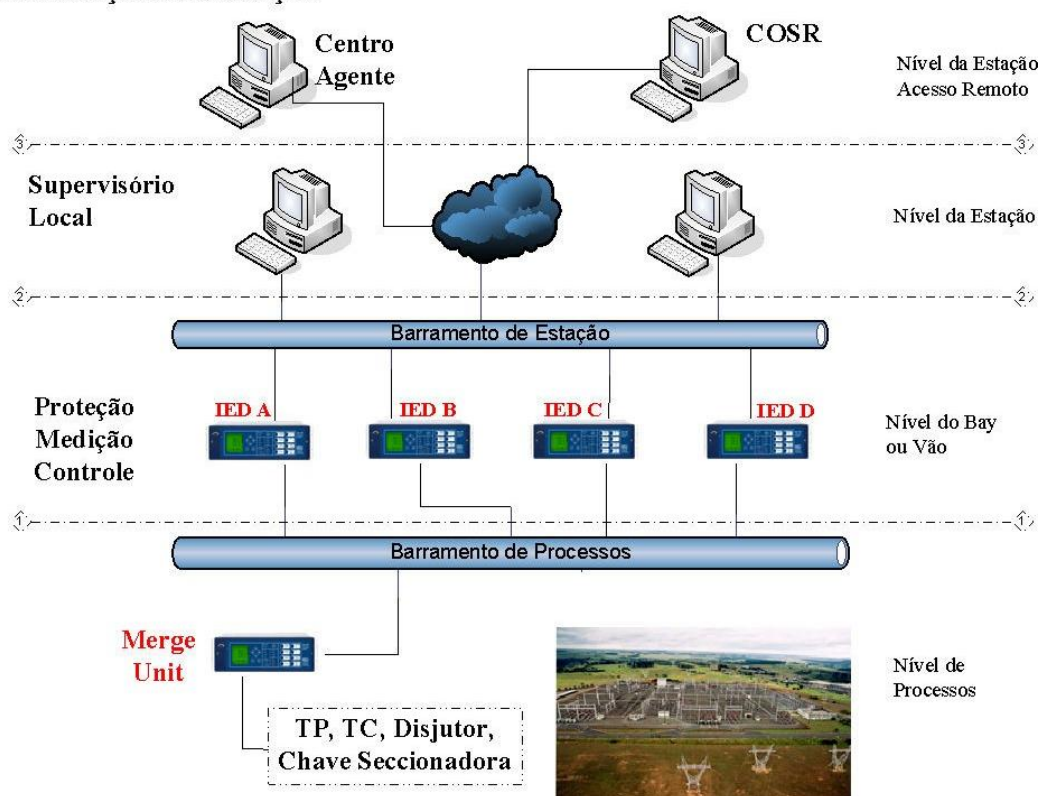
Para comunicação em uma subestação, a norma define basicamente três níveis de barramentos distintos, conforme abaixo descrito:

- comunicação entre sensores e seus IEDs- barramento de processo;
- comunicação entre IEDs-barramento de *bay*;
- comunicação entre IEDs e supervisorio - barramento de estação.

Na Figura 9 é possível observar um esquemático que representa os níveis de comunicação estabelecidos pela IEC 61850:

Figura 9 - Níveis de comunicação IEC 61850.

Norma IEC61850 - Sistemas e redes de comunicação em subestações



Fonte: Mahl (2013).

3.2. BARRAMENTOS DE INTERFACE

A norma IEC 61850 utilizou-se do modelo aberto *Open System Interconnection* (OSI), aplicado as redes de computadores comerciais para a comunicação dos IEDs. Este modelo criado em 1977, a partir da cooperação da *International Organization for Standardization*

(ISO) e a ANSI, estabeleceu um padrão para redes de informática para interconexão de sistemas, utilizando uma rede de comunicação baseado no modelo OSI (MAHL, 2013).

O modelo OSI é dividido em camadas, onde cada uma é responsável por um grupo de tarefas (BARRETO, 2013). A seguir são apresentadas, na Tabela 2, as camadas do modelo OSI.

Tabela 2 - Camadas OSI.

Camada	Funções
7 – Aplicação	Responsável pela interface entre o protocolo de comunicação e o <i>software</i> que requisitou a informação. Entre as funções executadas por esta camada, está o suporte ao uso de dados remotos, controle na transferência de arquivos, atividade de conexão e consulta a banco de dados e suporte ao operador
6 - Apresentação	Responsável pela interface de troca das informações. Nesta camada pode-se fazer a formatação dos dados, codificação dos dados, compactação e criptografia, de forma com que duas redes distintas possam se comunicar. Os <i>gateway</i> são dispositivos que atuam neste nível.
5 – Sessão / Transição	Esta camada permite que duas aplicações rodando em computadores diferentes estabeleçam comunicação. Tem a função de administrar e sincronizar diálogos entre dois processos de aplicação.
4 – Transporte	Camada responsável pela qualidade na entrega das informações para o devido destinatário. Isso inclui controle de fluxo, ordenação de pacotes de dados e correção de erros, garantindo que as mensagens sejam entregues sem erros na sequência, perdas ou duplicidade.
3 – Rede	Esta camada estabelece o protocolo de interface com a rede. Decide através de dispositivos como roteadores, qual deve ser o melhor caminho que os dados recebidos da camada de conexão devem seguir, tornando a comunicação pela Internet possível.
	Está relacionada ao reconhecimento do endereço da informação (pontos) e dos endereços físicos dos dispositivos.

2 – Enlace / Conexão

Nesta camada também são introduzidos os controles de início e fim de blocos de dados, detecção de eventuais erros ocorridos na camada física e endereçamento da mensagem para determinado equipamento.

1 – Físico

Estabelece as características físicas (elétricas e mecânicas) dos equipamentos eletrônicos. Camada onde o processo de comunicação é iniciado e o sinal elétrico é convertido de analógico para digital, quando recebe o sinal ou digital para analógico, quando transmite o sinal.

Fonte: Mahl (2013).

A norma IEC 61850 define que o protocolo SV atue somente no barramento de processo, no transporte das medidas analógicas que foram amostradas por *Merging Unit* (MU), módulo concentrador de entradas/saídas analógico/digital com processamento e interface de comunicação em SV com uma taxa de até 256 pontos por ciclo (MAHL, 2013). Em termos de *hardware*, busca-se o desenvolvimento de transdutores (TCs, TPs) e equipamentos de manobras (disjuntor, seccionadoras), para que os mesmos possuam processamento digital e interfaces óticas para comunicação direta com os níveis superiores (BARRETO, 2013).

Instalações reais não possuem o protocolo de barramento de processo (SV) implementado, pois há um conservadorismo nas concessionárias de energia, frente aos saltos tecnológicos. Quebra de paradigmas envolve mudanças de comportamento, implicam em determinado tempo para assimilação da evolução tecnológica, demandando em construção de conhecimento e investimento de recursos por parte das empresas. Em contrapartida, a instalação é projetada de forma que os sensores e atuadores de campo enviem sinais através de cabos de cobre diretamente aos IEDs. Os IEDs, por sua vez, executam toda a proteção e automação no nível de *bay* via mensagens GOOSE (COUTINHO, 2015).

O barramento de *bay* é modelado pelo protocolo GOOSE. A norma recomenda aplicação desse protocolo onde é necessária velocidade de transmissão e tempo de atuação, como *trip* de relés de proteção e lógicas de intertravamento. É definido para sinais de proteção e controle, por isso possui requisito de prioridade e executa funções sobre as camadas físicas e de enlace, respectivamente, no padrão *Ethernet* ligadas diretamente à camada de aplicação, conforme ilustrado pela Figura 9 (MAHL, 2013).

O barramento de estação é modelado pelo protocolo MMS. Ele ocupa o mesmo espaço dos protocolos DNP3 e IEC101, padronizando a comunicação para mensagens de supervisão e comandos remotos. Em virtude disso, as mensagens MMS são menos prioritárias que as mensagens GOOSE e SV, além dos tempos de transmissão chegar à ordem de segundos (COUTINHO, 2015).

O protocolo MMS utiliza a filosofia de Cliente e Servidor, realizando a comunicação para atender os sistemas de aquisição de dados dos *Station Configuration Description* (SCADA) ou outras funções em que os requisitos de tempo não são cruciais e, opera na camada de aplicação junto com as camadas de transporte e rede *Transmission Control Protocol/Internet Protocol* (TCP/IP - UDP/IP), de enlace e física (*Ethernet*) (COUTINHO, 2015).

3.3. MODELO DE DADOS DEFINIDO PELA NORMA IEC 61850

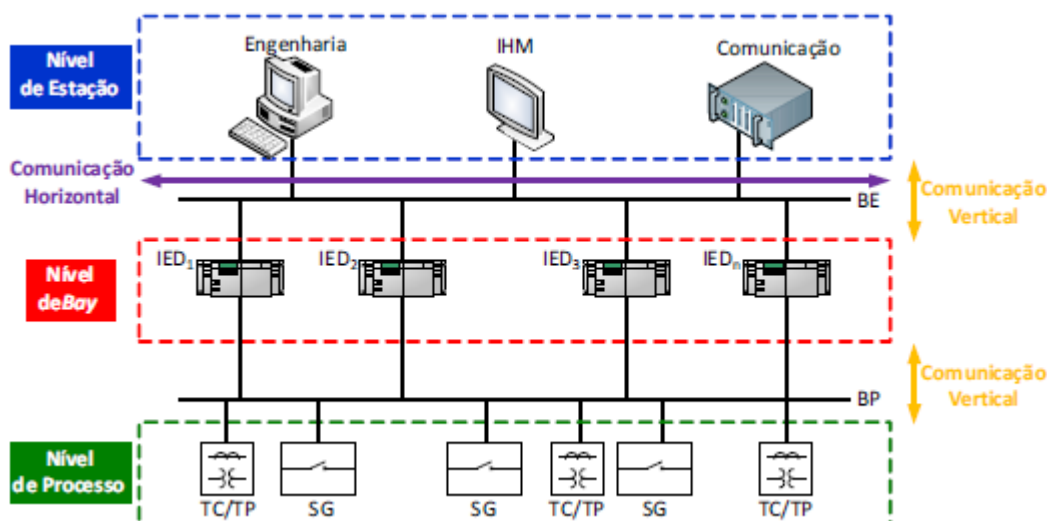
Os dispositivos físicos (disjuntores, TCs, TPs, etc) de uma subestação de energia elétrica tem seus dados modelados pela norma IEC 61850 para representar suas características e funções. Os nós lógicos que interagem entre si, identificam as funções ou partes de funções de proteção e controle existentes em uma subestação. Os IEDs são os responsáveis pela implementação dos nós lógicos (BARRETO, 2013).

O modelo de dados estruturado de maneira hierárquica na norma IEC 61850 é constituído pelos elementos a seguir e suas respectivas funções: IED é o *hardware* que suporta as implementações dos nós lógicos (funções); dispositivo lógico (*logical device*) é o que especifica um grupo de nós lógicos da mesma função; nó lógico (*logical node*) é o que representa a função de um equipamento; objeto de dados (*data object*) é o que representa um dado de uma função de automação e controle e; atributos de dados (*data attributes*) é o valor de um objeto de dados (BARRETO, 2013).

3.4. MENSAGENS DE COMUNICAÇÃO

Nesta seção será arrolada discussão no que diz respeito às mensagens de comunicação aplicadas para troca de dados entre relés no nível do *bay*, por meio das mensagens (GOOSE) de maneira horizontal e para reporte de dados dos relés para os centros de operação entre níveis diferentes, através das mensagens MMS de forma vertical, conforme exemplificado pela Figura 10.

Figura 10 - Níveis hierárquicos para o Sistema de Automação de Subestações.



Fonte: Netto (2012).

O protocolo SV não será abordado nesta seção, em virtude de não ser empregado em grande escala no setor produtivo, ou seja, requer desenvolvimento de tecnologia dos equipamentos que compõe o nível de processos e mudança de paradigmas dos profissionais das empresas do setor elétrico, conforme abordado anteriormente.

3.4.1. Mensagem GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*)

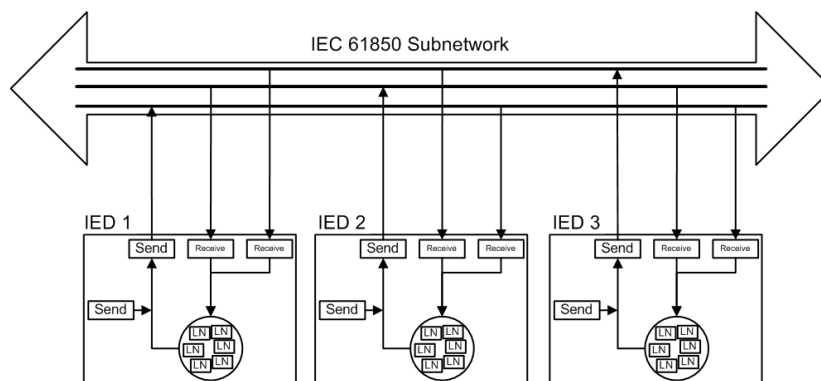
A mensagem GOOSE diz respeito à comunicação horizontal com elevada taxa de transmissão, com aplicação à automação e proteção de um sistema de potência. Conforme abordado na sessão anterior, há trocas de informações entre IEDs distintos, para a atuação de funções específicas de cada um deles que requerem informações diversas presentes no sistema. (MAHL, 2013).

O sistema de tráfego *multicast* é o responsável pela troca dessas mensagens, ou seja, interiormente a este modelo as mensagens são emitidas diametralmente nas camadas OSI, com posições inferiores e chegam de forma rápida aos terminais conectados à rede. Destarte, as mensagens GOOSE são absorvidas pelos equipamentos interessados e rejeitadas pelos demais equipamentos, garantindo assim a eficiência no tráfego de informações e garantindo que lógicas de proteção ou intertravamento de equipamentos prioritários possam operar de forma rápida e segura (COUTINHO, 2015).

Para que haja comunicação entre dois ou mais IEDs, a norma IEC 61850 se baseia no conceito do envio de *multicast* através da rede *Ethernet*. Quem necessita da informação

detecta o telegrama por seu endereço de origem. Na Figura 11 é elucidado um exemplo de comunicação horizontal, no qual são mostrados três IEDs comunicando entre si (MARTINS, 2012).

Figura 11 - Exemplo de comunicação horizontal entre IEDs.



Fonte: Martins (2012).

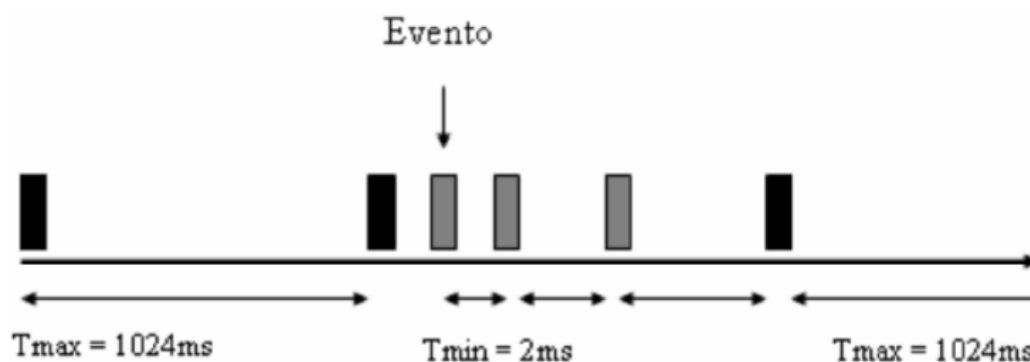
No tocante do envio de mensagens da comunicação horizontal, importante ressaltar que existe uma pré-condição a ser obedecida, ou seja, se faz necessário configurar o IED e a porta de comunicação para atender esse tipo de mensagem. As definições de projeto definem qual o endereço da interface será utilizado, além da ativação da porta de comunicação do IED. Para tanto, usa-se um *software* proprietário do fabricante e, configura seus equipamentos de proteção e automação de sistemas de potência (MARTINS, 2012).

Após a finalização do projeto no *software* do fabricante, é realizada a exportação desse projeto para um *software* responsável pela configuração dos endereços das mensagens desse modelo de protocolo. O mapa GOOSE é o responsável por esta configuração, ou seja, um documento é gerado durante a fase de projeto e serve de guia para toda a configuração desse tipo de comunicação (MARTINS, 2012).

As mensagens no protocolo GOOSE são reenviadas de acordo com o esquema de retransmissão, para aumentar a probabilidade de recebimento dos pacotes, pois não há confirmação de recebimento nas mensagens. Particularizando para implementação de um fabricante, a repetição no envio das mensagens GOOSE se dá continuamente a cada $T_{max} = 1024\text{ms}$ e $T_{min} = 2\text{ms}$ caso ocorra algum evento de falta no sistema de energia elétrica. Posteriormente ao caso de falta, é gerado uma nova mensagem incrementada de forma exponencial por um fator ' k ', no intuito de atingir o T_{max} , conforme está ilustrado na Figura

12. Caso não ocorram novos eventos, uma mensagem é repetida em períodos de tempo T_{max} (BARRETO, 2013).

Figura 12 - Tempos de repetição das mensagens GOOSE.



Fonte: Gurjão *et al.* (2006).

O modo de repetição ou retransmissão é o método utilizado pelo protocolo GOOSE para atingir um nível adequado de segurança de transmissão dos dados. Como dito anteriormente, nesse protocolo as mensagens são *multicast* em modo publicador/assinante e em virtude disso não há uma confirmação de recebimento de mensagens por parte dos dispositivos. Caso uma mensagem enviada apenas uma vez, não chegue a seu destino, inúmeros são os danos causados ao sistema de energia elétrica, por exemplo, uma mensagem de *trip* de disjuntor (BARRETO, 2013).

A norma IEC 61850 define que os *frames* (dados formatados em pacotes de informações, compostos por uma sequência de *bits*) seguem o padrão *Ethernet* para os protocolos apresentados. Os dados propriamente ditos seguem a linguagem orientada a objeto da norma (EHRENSPERGER, 2004).

3.4.2. Mensagem MMS (*Manufacturing Message Specification*)

A comunicação denominada vertical acontece entre níveis diferentes através das mensagens MMS. Nelas, o remetente determina o destinatário da informação e somente este tem acesso às informações enviadas, ou seja, as mensagens são ponto-a-ponto (MAHL, 2013).

O supervisor e os relés de proteção e/ou as Unidades de Aquisição Central (UACs) utilizam majoritariamente o protocolo de mensagens MMS, tendo como remetente os relés e as UACs da maioria desses pacotes de informação (BARRETO, 2013).

Através da requisição “*pooling*”, os sistemas supervisórios solicitam as mensagens MMS de forma cíclica, ou seja, de tempo em tempo é requisitado ao remetente o envio da informação. Caso ocorra alguma condição pré-estabelecida como mudança no valor de algum ponto, ocorre de maneira espontânea, o envio das mensagens MMS pelas UACs e relés ao supervisório. O tempo de resposta das mensagens MMS é na ordem de 100 a 200 ms (BARRETO, 2013).

Para que ocorra o enlace da comunicação de mensagens MMS, é necessário que o supervisório tenha o número de identificação IP dos remetentes.

3.5. LINGUAGEM DE PROGRAMAÇÃO DA NORMA

Para atender os preceitos da norma IEC 61850 é necessário que os equipamentos do sistema de proteção, controle e supervisão de subestações sejam capazes de gerar e ler arquivos em linguagem padrão de configuração denominada de *Substation Configuration Language* (SCL) baseada em *Extensible Markup Language 1.0* (XML) que é a linguagem de programação utilizada para escrever o SCL. A linguagem XML é largamente empregada, principalmente na criação de páginas da internet (BARRETO, 2013).

De acordo com a norma IEC 61850, a linguagem SCL é composta por seis arquivos para a descrição formal dos modelos. Cada arquivo deve possuir seu número próprio de revisão, no intuito de ser reconhecido em diferentes versões do mesmo arquivo. A extensão dos arquivos é responsável por diferenciá-los, pois cada arquivo possui função e conteúdo próprio. A seguir são apresentados os arquivos que compõem a linguagem SCL (BARRETO, 2013):

- *IED Capability Description* (ICD): Contém uma seção obrigatória, com todos os tipos de nós lógicos, atributos de dados e objetos de dados suportados pelo IED para descrever a capacidade do mesmo. Paralelamente, em seção adicional, permite a qualquer fabricante descobrir o número de pontos que tal IED pode enviar e receber através dos protocolos GOOSE ou MMS.
- *Instantiated IED Description* (IID): Realiza a conexão do sistema ao equipamento.
- *System Specification Description* (SSD): Discrimina as funções reservadas para o diagrama unifilar e dados que serão suportados por esta descrição.

- *System Configuration Description- SCD*: Representa os parâmetros de comunicação dos IEDs existentes em uma subestação.
- *Configured IED Description (CID)*: Determina o IP e MAC do IED a fim de prover comunicação com o sistema, ou seja, com quais equipamentos haverá a troca de dados (envio/recibo) através dos protocolos GOOSE e MMS e quais serão as informações contidas nesses dados.
- *System Exchange Description SED*: Descreve a troca de informações que existirá entre equipamentos de duas subestações terminais.

3.6. PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO ANTERIORES À NORMA

Vários protocolos não proprietários realizavam a integração de equipamentos de fabricantes diferentes antes da formulação da norma IEC 61850, não apenas na automação de subestações, mas também na automação industrial de um modo geral (BARRETO, 2013).

A seguir serão elucidados de maneira sucinta, os protocolos de automação comumente utilizados nas subestações de energia elétrica.

- O Protocolo *Distributed Network Protocol (DNP)* é utilizado em uma infinidade de redes e possui protocolo público, baseado em padrões abertos. O propósito de seu desenvolvimento ocorreu em virtude da necessidade de interoperabilidade entre sistemas elétricos e indústrias de segurança (BARRETO, 2013).

Largamente empregado para prover a troca de dados entre pontos de controle remoto com CLP. Desta forma, foi aplicado na comunicação dos IEDs com os centros de controles das concessionárias de energia elétrica, pois este protocolo pode ser implementado em qualquer sistema SCADA. Para a comunicação entre UTRs e IEDs, é recomendável o uso do IEC 870-5-101 ou DNP3 (BARRETO, 2013).

- O protocolo Modbus é um protocolo de comunicação de dados tradicional, difundido expressamente em sistemas de automação industrial, em virtude do seu baixo custo de aquisição. É aplicado para obtenção de sinais de instrumentos em redes de CLPs, estabelecer a comunicação entre IEDs, em arranjo mestre/escravo e opera em modo de requisição/resposta (BARRETO, 2013). A transmissão dos dados pode ser através do

TCP/IP sobre *Ethernet*, em relação ao tipo de dado esses podem ser discretos ou analógicos (NETTO, 2012).

- O protocolo IEC 60850-5-103 determina a descrição da ordem em que as mensagens serão enviadas, além das unidades de dados que especificam a disposição e os índices da mensagem. É aplicado em transmissão de dados entre equipamentos de proteção e controle com os IEDs (MAHL, 2013).

Durante a interface de informação, esse protocolo possui a habilidade de conectar dispositivos de proteção de fabricantes distintos para um sistema de controle de estação, sem ter que recorrer há artifícios adicionais (BARRETO, 2013).

- O protocolo IEC 60870-5-101 é baseado na utilização do protocolo *Ethernet*, através do sistema de acesso ao meio TCP/IP e utiliza padrões da série IEC 60870-5. Seu desenvolvimento ao longo dos anos originou o protocolo IEC 60870-5-104, responsável pela comunicação entre redes *Local Area Network* (LAN) e *Wide Area Network* (WAN) (MAHL, 2013).

Para monitorar processos, aplica-se o protocolo IEC 60870-5-101 a equipamento de controle e sistemas de transmissão, pois ele estabelece a funcionalidade para a interoperabilidade dos equipamentos de controle de fabricantes díspar para a comunicação entre subestações e centros de controle (BARRETO, 2013).

Há uma extensão deste protocolo, denominado de protocolo IEC 60870-5-104, apresentando alterações nos trabalhos das camadas físicas, *link*, rede e transporte. Utiliza a interface padrão TCP/IP para redes com conectividade LAN e roteadores para conexão com WAN (NETTO, 2012).

3.7. CONSIDERAÇÕES

Neste capítulo, foi apresentado um panorama sintetizado da norma IEC 61850, com destaque para os pontos preconizados pela referida norma com aplicabilidade em subestações de energia elétrica.

A utilização da base tecnológica digital estabelece um novo modelo de concepção dos empreendimentos de transmissão de energia elétrica, que necessitam ser assimilados pelos profissionais do setor elétrico. Atrelado a esta temática, será explorada de maneira mais detalhada nos capítulos 4 e 5, tecnologias para a detecção de faltas no SIN, que tornarem-se

obrigatórias pelo ONS a partir do leilão de transmissão 005/2016, e devem ser observados na nova redação dos Procedimentos de Rede. Dessa forma, os dois próximos capítulos tem por objetivo fornecer a base teórica para a realização da discussão dos estudos de casos e conclusões apresentados no capítulo 6.

4. SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

4.1. INTRODUÇÃO

A motivação para a pesquisa arrolada neste capítulo se deu, em virtude da redação vigente dos Procedimentos de Rede do ONS. Esta motivação despertou, em virtude da obrigatoriedade imposta pela ANEEL/ONS, de exigir dos agentes transmissores que contemplem em futuros empreendimentos de transmissão de energia elétrica, especificamente subestações, as unidades de medições sincrofasoriais.

O supervísório empregado em larga escala, desde o início da década de 1980 no Brasil é o sistema SCADA, baseado em dados provenientes de um conjunto de telemidas eficazes e redundantes das grandezas elétricas.

A análise dos dados obtidos pelo SCADA é realizada por ferramentas computacionais, conhecidas como Configurador de Rede e Estimador de Estados, em intervalos regulares de tempo (tipicamente 5 segundos), para que se conheça o estado do sistema e o perfil das tensões complexas nas barras (LIRA, 2010).

No entanto, o processamento destas medidas não é realizado instantaneamente, fazendo com que o processo não seja capaz de fornecer o estado real do sistema, mas sim uma estimativa baseada na redundância das medidas de estado em um instante próximo, mas anterior ao tempo real (LIRA, 2010).

Conseqüentemente, o estado do sistema e a resposta a contingências têm sua precisão acurada apenas em momentos temporariamente estacionários (*quasi - steadystate*). Em contrapartida, para momentos de flutuação de eventos, o estimador de estados e estudos *off-line* não são capazes de fornecer ao operador uma visão plena das condições operativas do SEE (HOROWITZ, *et al.*, 2010; LIRA, 2010).

O desenvolvimento, na década de 1990, de dispositivos de sincronização temporal introduziu a possibilidade de realizar medições diretas do estado operativo do SEE, ao invés de estimá-lo. Somado a isto, o desenvolvimento na área de computação e de telecomunicações, motivou o desenvolvimento de novas ferramentas para realizar a monitoração e avaliação da segurança de sistemas elétricos, de forma mais eficiente e rápida, a fim de acompanhar o aumento da complexidade dos SEE. A partir do ponto em que a estimação de estados não supre as necessidades de segurança, passa a ser necessária a análise em tempo real (NOVOSEL, *et al.*, 2007; LIRA, 2010).

Para a abordagem em tempo real, a utilização de medições fasoriais em detrimento de medições eficazes se apresenta como forte tendência de utilização. Ao contrário da estimação de estados, a tecnologia envolta da medição fasorial permite a monitoração dinâmica do sistema, o que contribui para a maior confiabilidade do SEE.

4.2. TECNOLOGIA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

O SPMS (*Phasor Measurement System*) é um novo paradigma na monitoração de sistemas. Com base nos avanços das áreas de processamento e armazenagem de dados, bem como nas comunicações de alta capacidade, o SPMS possibilita uma melhora na confiabilidade e segurança de SEE (LIRA, 2010).

O SPMS é o conjunto de subsistemas de sincronização, coleta, análise, comunicação e operação, cuja função principal é a de melhorar o planejamento, operação, manutenção e fluxo energético em uma rede interconectada. Por meio dele é possível obter dados de medições complexas sincronizadas no tempo, em qualquer instalação disposta no sistema elétrico, com elevadas taxas de atualização e o seu envio para centrais de coleta de dados (LIRA, 2010; NOVOSEL, *et al.*, 2007).

O elemento base do SPMS é a unidade de medição fasorial sincronizada, denominada de PMU. Este equipamento fica localizado em subestações, sendo responsável pela aquisição do fluxo de potência (MW e Mvar), frequência, tensões e correntes complexas das barras da subestação a todas elas associadas a um rótulo temporal. Ocorre então o processamento dos dados, para a obtenção de grandezas fasoriais (HOROWITZ, *et al.*, 2010; EHRENSPERGER, 2004; DECKER, *et al.*, 2005).

A tecnologia de PMUs é capaz de realizar a monitoração e controle da dinâmica do sistema em tempo real (com taxas de atualização de 20 a 60 vezes por segundo), uma melhora significativa em comparação com o sistema SCADA, cuja taxa de atualização é de segundos até minutos (NOVOSEL, *et al.*, 2007).

Esta alta taxa de informações transmitida com baixa latência provê à operação uma quantidade de informações suficientes para dar clareza ao estado real do sistema, mesmo durante eventos como: faltas em linhas de transmissão, flutuações na geração e outros eventos complexos na operação. Este é um contraste aos meios de estimação de estado tradicionais, que sofrem de inexistência e atraso das informações (SEL, 2011).

Os outros subsistemas componentes do SPMS são as estações de GPS, responsáveis pela sincronização temporal das medições; o concentrador de dados, denominado de *Phasor*

Data Concentrator (PDC), responsável por receber e reunir de forma coerente as medidas fasoriais enviadas pelas PMUs para o uso em aplicações; e as redes de comunicação, que viabilizam a transferência de dados entre subsistemas (HOROWITZ, *et al.*, 2010; EHRENSPERGER, 2004).

De acordo com HOROWITZ, *et al.*, (2010), o comportamento do sistema elétrico pode ser avaliado a partir do conjunto de tensões de sequência positiva em todos os barramentos de rede. É possível extrapolar, portanto, que com medições suficientes é possível medir o estado operativo do sistema, sem necessidade de estimação.

Para a completa observabilidade do sistema elétrico não é necessário instalar unidades PMUs em todos os barramentos, o que tornaria a implementação do SPMS onerosa. Ao invés disso, uma quantidade mínima de PMUs (segundo HOROWITZ, estudos apontam um mínimo de um terço de unidades instaladas nos barramentos), já permite obter uma imagem completa do estado do sistema. Isso se explica pelo uso das medições de correntes das linhas de transmissão, que possibilita a obtenção de uma estimativa da tensão em barramentos remotos (HOROWITZ, *et al.*, 2010).

Ainda assim, a implementação da tecnologia de medição fasorial requer investimentos para estudos, compra e atualização de equipamentos, manutenção, treinamento e recursos. É importante ressaltar que apesar dos benefícios, a tecnologia SPMS não é substituta do sistema SCADA, ao contrário, é vital a utilização em conjunto para agregar benefícios ao SEE (LIRA, 2010; EHRENSPERGER, 2004).

Como explicado ao longo do trabalho, o despacho e operação da energia elétrica em SEE são complexos, pois envolvem o trabalho de diversas empresas trabalhando interligadas com equipamentos de diversas arquiteturas, lidando com um sistema volátil, que é afetado direta e indiretamente por fatores diversos (estiagem, mudanças na curva de carga, entrada e saída de máquinas, etc).

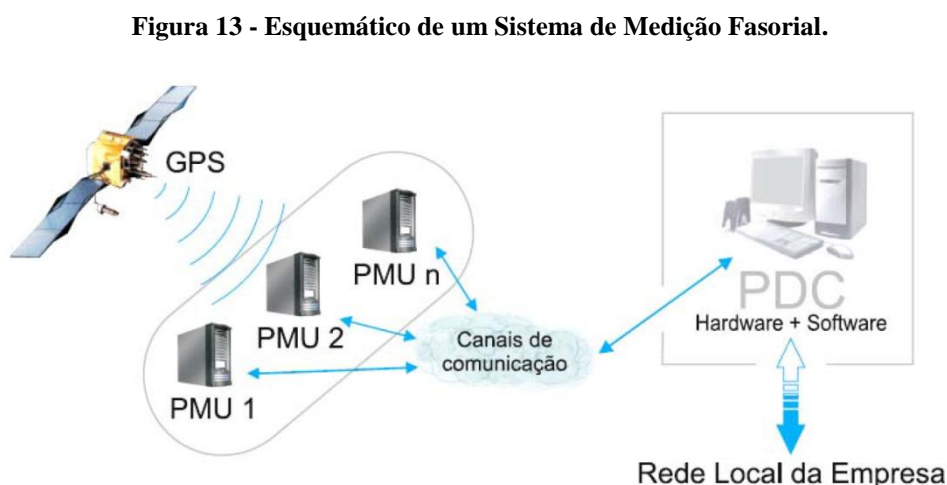
Neste contexto, começam a surgir problemas com restrições operacionais, limites operacionais e um SEE mais frágil, culminando em blecautes como vistos nos Estados Unidos e Canadá em 2003, Suécia e Dinamarca em 2004. No Brasil, em 1999 e 2002 ocorreram racionamentos devido ao congestionamento em corredores de transmissão, mesmo com as reservas energéticas saudáveis; em 2009 um blecaute devido ao desligamento de uma LT de 765 kV ocasionando desligamentos em cascata e interrupção de 40% da carga (LIRA, 2010; ONS, 2017).

Neste cenário surge o interesse do SPMS, a ser utilizado como ferramenta complementar aos sistemas em uso atualmente, mas trazendo evolução nas áreas de monitoração, análise de perturbações, análise de segurança e controle.

O desenvolvimento de normas como a IEEE C37.118 – *Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems*, e a introdução de dispositivos IEDs com funções integradas de PMUs têm removido barreiras para a sua implementação (LIRA, 2010; NOVOSEL, *et al.*, 2007).

4.3. DISPOSITIVOS CONSTITUINTES DO SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADO

Os dispositivos componentes do SPMS são interdependentes e são estruturados conforme uma hierarquia padrão, em que o fluxo de dados ocorre no sentido das PMUs até o PDC remoto. Na Figura 13, é possível ver um esquema do funcionamento básico do SPMS (LIRA, 2010):



Fonte: Lira (2010).

As medições de tensão e corrente de sequência positiva são realizadas e disponibilizadas por unidades PMU, dispostas em subestações do SEE, para o PDC, responsável pelo gerenciamento, armazenamento e disponibilização dos fasores. Como fonte única de sincronização dos PMUs é utilizado o GPS (LIRA, 2010).

4.3.1. Sincrofasores e o Sistema de Sincronização

A partir da utilização de fasores sincronizados no tempo, é possível suprir carências do sistema SCADA tradicional. Uma vez que a sincronização temporal por meio dos satélites do GPS dá rastreabilidade aos fasores adquiridos pelas PMUs, é possível organizar estes dados enviados por equipamentos de diversas localizações geográficas de forma cronológica. Somado a isso, o uso das comunicações *Ethernet* permite enormes taxas de transmissão de dados.

A norma IEEE C37.118/2011 referencia a equação (1) associada a um fasor:

$$X = X_r + jX_i = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) \cdot e^{j\varphi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \cdot (\cos \varphi + j \sin \varphi) \quad (1)$$

onde os índices r e i representam componentes reais e imaginárias, respectivamente, em coordenadas retangulares, $X_m/\sqrt{2}$ é o valor eficaz (rms) do sinal, φ é a sua fase instantânea relacionada à função cosseno na frequência fundamental sincronizada (LIRA, 2010; IEEE, 2011).

Para o cálculo de fasores, realizado nas unidades PMUs, pode ser utilizada a *Discrete Fourier Transform* (DFT), um dos métodos de estimação espectral mais utilizados para sinais elétricos. Na literatura também podem ser encontrados métodos como da Transformada Discreta de Cossenos, mínimos quadrados e variações da DFT (LIRA, 2010).

Para os SPMS, a grande distância geográfica entre subestações exige das unidades PMUs a utilização de uma mesma referencia temporal para os fasores calculados, de forma que possa haver exatidão nas medidas de diferença angular dos sincrofasores do sistema, e elas possam ser diretamente comparadas. É esta capacidade de comparar medições de locais diversos que diferencia o SPMS do SCADA. Por isso é necessário uma referência temporal única (LIRA, 2010; SEL, 2011).

O processo de sincronização interno do GPS leva em conta a distância entre satélites, através da estimação do tempo gasto por cada sinal para alcançar o receptor na terra, e com no mínimo 4 medições (de satélites distintos), para calcular a sua posição (LIRA, 2010; IEEE, 2011).

Da mesma forma é possível calcular o atraso da propagação de ondas de cada satélite, para assim sincronizar o relógio do receptor terrestre com o relógio dos satélites. Na terra, o receptor de GPS sincronizado retransmite o sinal de sincronismo para equipamentos em

subestações distintas, que fornecem rótulos aos sinais coletados pelo PMU em um *Universal Time Coordination* (UTC) (LIRA, 2010; HOROWITZ, *et al.*, 2010).

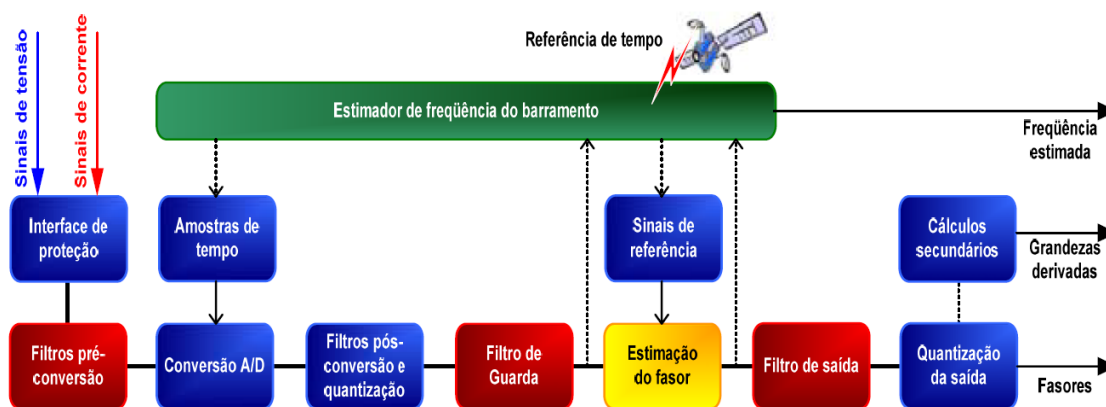
A fonte de sincronização deve ser acurada o suficiente para atender a requisitos de desempenho definidos pela norma IEEE C37.118/2011. Dentre eles estão requisitos de exatidão, disponibilidade, continuidade, integridade e área de cobertura (LIRA, 2010).

É importante destacar que a qualidade dos dados dos sincrofases é tão boa quanto à acurácia da fonte de sincronização, desempenho de exatidão e latência de PMUs, e principalmente pela inserção de erros atrelados aos transformadores de instrumentos. Tais fatores tornam a aplicação do SPMS em larga escala um desafio (LIRA, 2010; EHRENSPERGER, 2004).

4.3.2. Unidade de Medição Fasorial – PMU

A Figura 14 ilustra a estrutura básica da PMU.

Figura 14 - Estrutura geral da PMU.



Fonte: LIRA (2010).

O funcionamento simplificado inicia com o recebimento dos sinais de tensão e corrente provenientes dos canais de instrumentação. Esses dados são amostrados de forma sincronizada a uma taxa de 1 PPS (LIRA, 2010).

É importante notar a utilização de filtros em diversas etapas da conversão e análise, passos essenciais para remover componentes prejudiciais à exatidão dos fasores, conforme aludido no capítulo 3. No processo de conversão A/D, os dados filtrados recebem uma

etiqueta temporal, sincronizado com a referência de tempo UTC proveniente da fonte de sincronização. Com isso, há rastreabilidade da chegada da medição na PMU (LIRA, 2010).

A partir daí é realizado o processamento digital dos dados, por meio de um microprocessador, para a definição dos sincrofasores de sequência positiva atrelados a eles. Tendo em vista que o sistema opera em regime permanente, com frequência nominal, o conjunto de sincrofasores das barras fornecem o estado real do SEE (LIRA, 2010; LEANDRO, EHRENSPERGER, 2004).

Para a comunicação entre equipamentos, a norma IEEE C37.118-2011 define uma série de *frames*, com especificação de rótulo temporal da informação e o tipo de dado enviado. São eles “dados”, “configuração”, “cabeçalho” e “comando”, de acordo com a norma IEEE C37.118-2011 (EHRENSPERGER, 2004; DECKER, *et al.*, 2005):

- *Frame* de Dados: envia ao PDC os sincrofasores dos canais monitorados, variações de frequência do sistema e informações sobre a integridade dos canais de comunicação.
- *Frame* de Configuração: envia ao PDC/ PMU informações sobre a configuração da PMU. As informações são: nome da PMU, número de fasores medidos, número de canais digitais monitorados, nomes de cada canal, frequência nominal do sistema e a taxa de transmissão das medidas fasoriais.
- *Frame* de Cabeçalho: envia informações descritivas sobre a PDC/PMU, como transdutores, algoritmos e filtros analógicos utilizados, requisitados pelo operador.
- *Frame* de Comando: envia informações para o PDC/ PMU para o controle ou configuração.

De acordo com a IEEE C37.118.2-2011, as informações podem ser armazenadas da forma mais conveniente dentro da PMU ou PDC, mas para a transmissão, deverão ser formatadas conforme os frames supracitados. Mensagens e comandos recebidos, mas não compreendidos deverão ser descartados. Durante a operação normal, a PMU envia apenas *frames* de dados.

Os requisitos de desempenho esperados para o cálculo fasorial da PMU e taxas mínimas de envio de *frames* estão descritos na norma IEEE C37.118-2011. Dentre os parâmetros esperados estão o Erro Vetorial Total (*Total Vector Error*), Erro de Frequência (*Frequency Error*) e a Taxa de Mudança de Frequência (*Rate of Change of Frequency*), todos dentro dos respectivos limites (IEEE, 2011; LIRA, 2010).

Como exemplo, um erro temporal de 1 μ s corresponde a um erro de fase de 0,022° num sincrofasor da rede de 60 Hz. Caso o erro chegue a 0,57° haverá um TVE de 1%, o que corresponde a 26 μ s para 60 Hz (IEEE, 2011; LIRA, 2010).

4.3.3. Concentrador de Dados Fasoriais – PDC

Os dados dos sincrofasores são despachados pela PMU por meio de canais de comunicação até o PDC. Esta comunicação entre PMU e PDC é assíncrona e contínua, ou seja, não há coordenação da chegada de dados, podendo haver atrasos e perda de dados (LIRA, 2010).

Os *frames* contendo fasores, enviados por diversas PMUs, devem ser recebidos e manipulados pelo PDC. Além disso, ele também deve monitorar o estado SPMS, portanto ele é responsável por (LIRA, 2010; DECKER, *et al.*, 2005; YI HU, *et al.*, 2006):

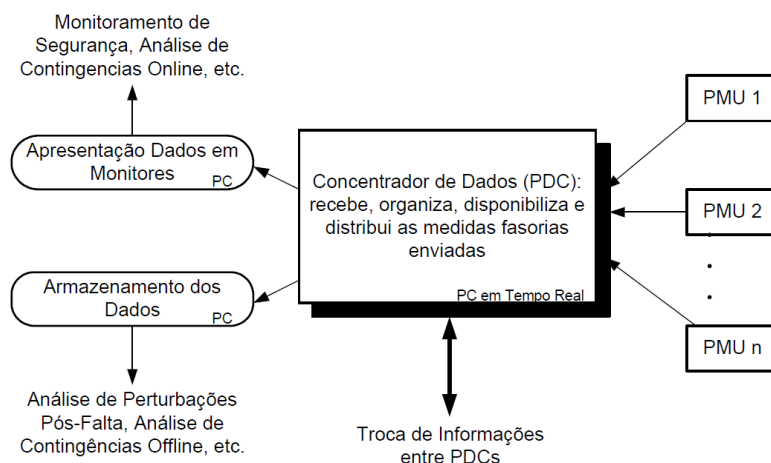
- Coordenação temporal dos sincrofasores: o contínuo fluxo de dados enviados pelas PMUs deve ser alinhado no tempo conforme seu rótulo temporal, bem como verificação da integridade de dados no caso de demora de chegada ao PDC.
- Armazenamento em banco de dados: os dados recebidos das PMUs devem ser armazenados (em banco de dados remotos e locais), para serem enviados ao ONS em caso de consultas.
- Funções de gerenciamento do sistema de aquisição de dados (monitoração e disponibilização de perda de dados, perda de sinal, falha de sincronismo das PMUs);
- Disponibilização de informações: o PDC tem como saída o fluxo de dados das PMUs processados (tanto para suporte à monitoração e controle em tempo real, para estudos *on – line* do SEE, ou requisitados pelo ONS).

A coordenação temporal é basilar para o funcionamento do SPMS. O PDC, assim como a PMU é sincronizado com a UTC da fonte de sincronismo, a fim de realizar de forma efetiva a monitoração de desempenho do sistema e o diagnóstico de problemas. Para manter a rastreabilidade de informações, além de armazenar os dados das PMUs, o PDC registra o tempo de chegada e saída dos pacotes de dados das PMUs (LIRA, 2010; YI HU, *et al.*, 2006).

Para executar as funções, o PDC implementa rotinas computacionais, executadas com programas que operam em tempo real. Fisicamente ele é constituído por uma CPU, com capacidade de realizar o tratamento de dados em tempo real; um disco rígido de memória para

gravar perturbações; entradas para recepção de dados fasoriais; e terminais de saída para comunicação com outros equipamentos. A Figura 15 demonstra as funções básicas do PDC (IEEE, 2011;EHRENSPERGER, 2004).

Figura 15 - Funções básicas PDC.



Fonte: Ehrensperger (2004).

A estrutura do PDC descrita não representa a totalidade de configurações possíveis, é uma representação genérica. O PDC deve ser idealizado de acordo com a arquitetura do SPMS: um sistema maior tem um fluxo maior de dados, o que requer uma grande taxa de transmissão; pode utilizar PDCs instalados localmente em subestações, com um PDC central remoto responsável pelo gerenciamento (LIRA, 2010).

4.3.4. Canais de Comunicação

A troca de informações entre os subsistemas do SPMS exige uma estrutura de comunicação que suporte um grande fluxo de dados de diversas PMUs, dispostas em regiões distantes, em direção aos PDCs, bem como a comunicação entre PDCs. Haja vista que qualquer falha na comunicação pode levar à perda de informações, é vital estruturar os canais de comunicação atendendo a requisitos mínimos de desempenho, descritos na norma IEEE C37.118 – 2011 (EHRENSPERGER, 2004;LIRA, 2010).

Além disso, para realizar a recuperação de dados em caso de falhas, podem ser desenvolvidos processos de armazenagem das medições locais nos PDCs das subestações, com função de preservar os dados locais para o reenvio de dados faltantes. Também é possível armazenar dados temporariamente nas PMUs (LIRA, 2010).

Os canais de comunicação podem ser sem fio (micro-ondas), ou com fio, como fibras ópticas, pela internet através de uma rede *Virtual Private Network* (VPN) e a tecnologia *Power Communication Line* (PLC), em conformidade com os requisitos de latência e taxa de atualização definidas pela IEEE C37.118 – 2011 (EHRENSPERGER, 2004).

4.4. DESEMPENHO DO SPMS

Para o funcionamento correto do SPMS, é necessário um nível aceitável de exatidão e latência de dados das PMUs. Todos os subsistemas componentes apresentam faixas de erro, e níveis esperados de exatidão agregados (LIRA, 2010).

O processo de sincronização do GPS apresenta exatidão angular de $0,022^\circ$, ou $1 \mu\text{s}$ no tempo para o SPMS. Diferenças entre fabricantes podem alterar o tipo de método computacional para cálculo de fasores, modificando os resultados. Os transdutores de tensão e corrente apresentam sérios problemas de acurácia (LIRA, 2010).

A área dos transdutores de tensão e corrente precisa de melhorias, uma vez que são eles que fornecem as medições de tensão e corrente à PMU. Estes instrumentos carecem de informações de ensaios em regime dinâmico, secundários com grandezas tratadas e compatíveis com sinais digitais, *softwares* para correção de erros provenientes de outros instrumentos, a fim de reduzir mais erros à medição. A introdução de novos tipos de transdutores (como o óptico), ainda não é possível devido ao preço da inovação (SKOK, *et al.*, 2007).

Para firmar um padrão de parâmetros de sincronismo, comunicação, exatidão, configuração e confiabilidade, foram desenvolvidas normas, a fim de unificar os requisitos do sistema e fomentar o desenvolvimento do SPMS (LIRA, 2010).

Hoje, o IEEE C37.118 – 2011 é a norma que rege sobre os parâmetros dos PMUs, PDCs e canais de comunicação, definindo valores mínimos de exatidão, latência, e tentando unificar protocolos de comunicação do SPMS. Em conjunto com a IEC 61850, têm – se as diretrizes para comunicação entre PMUs de diferentes fabricantes e outros sistemas.

4.5. APLICAÇÕES DO SPMS

Conforme descrito no trabalho, o SPMS representa uma evolução na área de monitoramento de sistemas de potência. No entanto, as aplicações das funcionalidades

alcançam áreas diversas, em que o alto fluxo de dados possibilita a completa imagem do SEE. Na próxima seção serão abordadas as principais aplicações para o SPMS.

4.5.1. Monitoramento e Controle em Tempo Real

Conforme descrito ao longo do trabalho, o monitoramento em tempo real fornece ao operador o comportamento e estado preciso do sistema. Esta imagem possui informações suficientes para o operador detectar, antecipar e corrigir quaisquer problemas durante eventos anormais (SKOK, *et al.*, 2007).

Durante a fase de planejamento, ou por meio de estudos *off – line*, os limites operativos do sistema são calculados com base em estimativas e previsões. Esta estimativa representa o estado estático, e normalmente possui dados conservadores, distintos dos limites reais (SKOK, *et al.*, 2007).

Medições fasoriais em barras do sistema auxiliam o operador a ter uma visão dinâmica do estado operativo, permitindo a tomada de decisão mais acertada para a situação. Assim, é possível realizar a operação mais próxima ao limite de estabilidade, sem prejudicar os níveis de segurança. Esta operação mais confiável melhora a eficiência do sistema implementado, reduzindo a necessidade de investimentos de melhorias futuras (LARSSON e BERTSCH, 2003;SKOK, *et al.*, 2007).

Outro benefício da maior confiabilidade nos limites de estabilidade é a possibilidade de melhorar o sistema de proteção, por meio da sua adaptação a um sistema de condições mapeáveis (SKOK, *et al.*, 2007).

Com a entrada no mercado da geração distribuída, a monitoração e controle em tempo real entram cada vez mais em voga, a fim de lidar com a volatilidade adicional desta tendência.

4.5.2. Estimação de Estados

A utilização de PMUs em conjunção com o processo de estimação de estados, apesar de ainda não ser muito aplicada, pode trazer diversas benesses. Ainda assim, é importante lembrar que a natureza dos dados utilizados em PMUs são diferentes dos métodos convencionais de estimação, impossibilitando a comparação direta de dados (NOVOSEL, *et al.*, 2007; PHADKE, *et al.*, 2009).

Para realizar a estimação de estados em conjunto, é possível realizar a inclusão direta de fasores através da modificação completa dos *softwares* em uso; ou realizar o processamento em dois estágios: no primeiro, ocorre a estimação tradicional, e no segundo, há outro processamento que incorpora os dados fasoriais (PHADKE, *et al.*, 2009).

4.5.3. Gerenciamento de Congestionamento em Tempo Real

O despacho de energia elétrica da geração é uma tarefa crítica do SEE, e visa satisfazer a demanda em todo o sistema de forma econômica, e satisfazendo os limites de transmissão das linhas (NOVOSEL, *et al.*, 2007).

O objetivo do gerenciamento de congestionamento não só é perceber situações de contingência que retirem o sistema do estado normal, como também de analisar as variações de dados (provenientes do estimador de estados) que possam influenciar em faltas. Para isso, é necessário manter o fluxo de potência pelas linhas de transmissão de acordo com a capacidade de transferência da linha, por meio de ajustes no despacho de energia elétrica (ZHU, *et al.*, 2005; NOVOSEL, *et al.*, 2007).

O método tradicional do gerenciamento de congestionamento se baseia na comparação do fluxo de potência da linha com um valor nominal calculado (com base no limite térmico, limite de tensão ou limite de estabilidade). Como estes valores são normalmente conservadores, o despacho passa a ser impreciso, custoso e ineficiente, com margens excessivas (NOVOSEL, *et al.*, 2007).

Com a utilização das medições em tempo real das PMUs, o cálculo dos limites e fluxo das linhas passa a ser acurado, permitindo a otimização do despacho e redução no congestionamento de potência (NOVOSEL, *et al.*, 2007).

4.5.4. Melhoria e Validação de Modelagem de Sistemas

A modelagem de sistemas de potência é uma parte vital da operação e gerenciamento de redes de energia elétrica. De estudos *off-line* a aplicações em tempo real, os modelos e *softwares* servem como ferramentas para os operadores lidarem com o SEE. Para estudos *off-line*, é possível realizar simulações e planejamento para situações adversas; e para a operação em tempo real, dá ao operador o método de interação com o sistema (NOVOSEL, *et al.*, 2007; HAY, *et al.*, 2015).

A modelagem de sistemas é uma tarefa trabalhosa e normalmente manual (devido à falta de métodos automatizados para a modelagem), além de que os dados de entrada (*input* de informação e parâmetros) estão sujeitos a erros humanos, dificilmente identificáveis (NOVOSEL, *et al.*, 2007).

Com base nisso, a utilização das medições das PMUs distribuídas pelo sistema, permitem a comparação de parâmetros, identificação de erros, e ajuste fino dos dados de modelos computacionais, tanto para aplicações *on-line* como *off-line* (NOVOSEL, *et al.*, 2007).

Referente às aplicações *on-line* para os modelos em regime permanente, foram desenvolvidos algoritmos de identificação e correção de erros de impedância, admitância, taps e outros (conhecidos como estimação de parâmetros), que seriam melhorados com o uso de sincrofasores (NOVOSEL, *et al.*, 2007).

Para modelos em regime dinâmico, a avaliação de parâmetros dinâmicos e oscilatórios é mais complexa, exigindo a avaliação da resposta completa do sistema (MITTELSTADT *et al.*, (2005).

4.5.5. Análise Pós-Perturbação

A fim de reconstruir os eventos subsequentes de uma perturbação, uma equipe de engenheiros deve analisar e sequenciar as situações ocorridas no pós-falta. A análise pós perturbação explicita a eficácia da operação do sistema de proteção, permitindo ajustes na filosofia utilizada, a fim de evitar falhas futuras (NOVOSEL, *et al.*, 2007; PATTERSON, 2005).

A utilização do SPMS em consonância com a análise é extremamente válida, devido à já presente sincronização temporal das medições, e pelo armazenamento local e remoto dos dados obtidos. Tais informações podem ser fornecidas regularmente, ou conforme necessidade (NOVOSEL, *et al.*, 2007).

É importante, no entanto, o desenvolvimento de *softwares* que auxiliem um humano a vasculhar a grande quantidade de dados, em busca das informações concernentes (ARAVIND, *et al.*, 2016).

4.5.6. Separação Programada e Restauração do Sistema

A separação planejada do SEE em diversos subsistemas isolados, chamados de ilhas, é a ação tomada quando o sistema está passando por oscilações eletromecânicas instáveis, e a queda do sistema é inevitável. Em situações extremas como esta, é mais seguro separar as ilhas de forma ordenada e depois da perturbação ser sanada, realizar a restauração do sistema (NOVOSEL, *et al.*, 2007).

Em um cenário ideal, as ilhas possuem características balanceadas de carga e geração, mas nem sempre é o caso, e a fim de balancear os parâmetros das ilhas, são realizadas ações de controle. Tais ações são tomadas com base no comportamento estimado do sistema, o que nem sempre é o comportamento real (NOVOSEL, *et al.*, 2007).

O uso das medições das PMUs ao invés de cenários pré – calculados melhoraria a eficácia das ações de controle. Por meio da PMU, é possível determinar se o SEE está seguindo para um estado instável e quais grupos geradores estão na beira da perda de estabilidade, bem como determinar as fronteiras das ilhas de forma dinâmica (NOVOSEL, *et al.*, 2007).

A sequente restauração do SEE após uma falta também é uma tarefa complexa, e de diversos estágios. Logo após a falta, o sistema está dividido em diversas ilhas. Após reconectadas separadamente, é realizada a conexão entre ilhas, até compor novamente o sistema de potência (NOVOSEL, *et al.*, 2007; GOLSHANI, *et al.*, 2015). Para uma situação como esta haverá uma checagem de sincronismo (ANSI 25).

Durante as reconexões é comum encontrar uma grande diferença angular entre subsistemas, e que, ao serem conectados, podem causar danos severos a equipamentos e até outra queda de energia elétrica (NOVOSEL, *et al.*, 2007).

Novamente, a localização e quantidade de PMUs são vitais para garantir a completa observabilidade do SPMS. Isto permite a monitoração de parâmetros das diversas ilhas de um sistema pós – falta, e pode ser utilizada pelos operadores para reenergizar o sistema de forma segura e rápida (GOLSHANI, *et al.*, 2015; NOVOSEL, *et al.*, 2007).

4.5.7. Proteção Adaptativa

A partir da desregulamentação da indústria de potência a nível mundial, os SEEs sofreram um aumento em sua complexidade, topologia e fluxo de potência, tornando-se dinamicamente mutáveis. Destarte, está mais difícil para os relés de proteção, mesmo os

microprocessados, aplicar uma parametrização que atenda todas as mudanças topológicas da rede elétrica (COURY, *et al.*, 2008) .

Para enfrentar este cenário, utiliza-se a proteção adaptativa, que ajusta funções automaticamente de acordo com determinadas condições do SEE (Horowitz e Phadke 1996).

A proteção adaptativa é uma técnica que permite a modelagem da área de proteção mediante mudanças nas condições do sistema, visando manter o melhor desempenho da mesma (XIA, LI *et al.*, 1994).

4.6. CONSIDERAÇÕES

Com a utilização dos SPMS, ocorre a melhoria da supervisão, fornecendo uma base de dados maior para estudos de proteção e monitoração em tempo real, culminando num aumento da segurança de todo o sistema.

Quando utilizados em conjunto com outras ferramentas de monitoração, como os métodos de localização de falta por ondas viajantes, passamos a ter um SEE preparado para diversas situações de operação.

A norma IEC 61850, permeando o funcionamento de IEDs e PMUs visa a integração da comunicação de equipamentos por meio de protocolos únicos de comunicação, solidificando a eficácia e eficiência da proteção de sistemas de energia elétrica.

5. FILOSOFIAS DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS PARA AS REDES ATUAIS E FUTURAS

5.1. IMPORTÂNCIA DE UM LOCALIZADOR DE FALTA

De todos os elementos que compõem o SEE, a LT é sem dúvida o mais vulnerável à falha. Ela, devido ao seu extenso tamanho, deve ser capaz de resistir às variações climáticas, além de sua manutenção ser em locais de difícil acesso, levando a uma maior dificuldade de reparos e monitoramento (MAMEDE e MAMEDE 2011).

Mamede e Mamede (2011) mostram que 68% das interrupções de energia elétrica têm origem nas LTs. As interrupções geram custos financeiros correspondentes às perdas de faturamento de uma concessionária devido à energia elétrica não vendida, bem como custos sociais porquanto os clientes podem ter perda de faturamento de sua unidade de negócio.

Teixeira, *et al.*,(2017) mostra que o termo qualidade da energia elétrica está relacionado com qualquer desvio que possa ocorrer na magnitude, forma de onda ou frequência da tensão e/ou corrente elétrica, que resulte em falha ou operação indevida dos equipamentos. Outrossim, se baseia na continuidade do fornecimento de energia elétrica. Destarte, a melhoria dos processos de restabelecimento do serviço de energia elétrica após faltas é um dos principais objetivos das concessionárias de distribuição de energia elétrica. E isto depende principalmente de localizar o ponto onde ocorreram as faltas permanentes rapidamente e de modo preciso (ABAD e GARCIA,2017).

Um localizador de falta é um sistema projetado para detectar uma falta com a mais alta precisão possível, aumentando a capacidade de proteção de determinado dispositivo/equipamento, por meio do emprego de algoritmos de localização de falta que estimam a distância em que se encontra a falta de um terminal (SILVA, *et al.*, 2008).

Vários métodos de localização de faltas têm sido propostos e desenvolvidos na literatura. Eles podem ser baseados em impedância (DAS, *et al.*, 2014), ondas viajantes (YONGLI, *et al.*, 2013),e no conhecimento, como técnicas de inteligência artificial (ZAYANDEHROODI, *et al.*, 2013) e análise estatística (MORA-FLÓREZ, *et al.*, 2009). Além disso outros autores sugerem procedimentos híbridos, que combinam dois ou mais desses métodos (NGU,*et al.*, 2010).

5.2. FUNDAMENTOS DA ANÁLISE DE COMPONENTES DE FREQUÊNCIA FUNDAMENTAL

Os métodos de localização de faltas baseados na análise de componentes de frequência fundamental estão alicerçados nos cálculos dos componentes fundamentais dos fasores de correntes e tensões, obtidos a partir de um ou mais terminais da linha, permitindo assim o estudo das variações do módulo e fase dessas grandezas durante a ocorrência da falta. Deve-se sempre recordar que esses fasores são compostos do componente fundamental, componente CC e uma determinada quantidade de harmônicos (PHADKE, *et al.*, 2009).

Depois de calculados por meio de algoritmos de estimação de fasores, os componentes fundamentais de tensões e correntes podem ser utilizados como entradas de algoritmos de localização de faltas, visando calcular a impedância aparente da LT durante a falta. A formulação dos algoritmos depende também do modelo de LT considerado e dos seus parâmetros como resistência, indutância, condutância, comprimento (SAHA, *et al.*, 2010).

A partir da década de 1970, com a difusão do uso de tecnologias digitais nos sistemas de proteção, foram concebidos os primeiros algoritmos de estimação de fasores, capazes de determinar o módulo e a fase de sinais periódicos de tensão e corrente a partir de um determinado conjunto de amostras (SILVA, 2003). Esses algoritmos utilizam técnicas baseadas, por exemplo, na teoria dos mínimos quadrados (AJAEI, *et al.*, 2008), nos filtros de Fourier (PHADKE, *et al.*, 2009) e na Transformada *Wavelet* (LIANG, *et al.*, 2004).

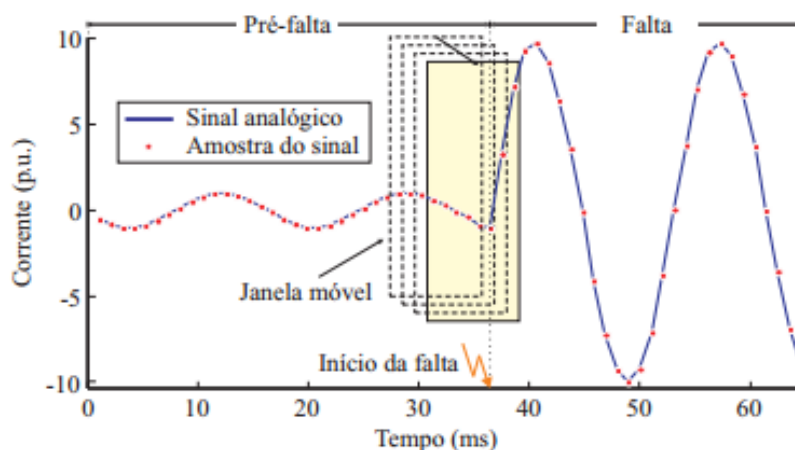
Todos os algoritmos referidos no parágrafo anterior, malgrado possuam equacionamentos distintos, requerem a digitalização e o posterior janelamento dos sinais analógicos a serem estimados (SAHA, *et al.*, 2010). A técnica de janelamento de sinais consiste em uma técnica visando aumentar as características espectrais do sinal amostrado evitando que as perdas espectrais do sinal sejam vultosas e causem perda de informação do sinal original (PHADKE, *et al.*, 2009).

O processo de digitalização dos sinais analógicos é a limitação da banda de frequência do sinal avaliado, uma vez que deve-se evitar que o conversor A/D cometa erros devido à sobreposição de espectros, conforme aludido no capítulo 2. Para limitar a banda de frequência, são empregados filtros passa-baixas, cuja frequência de corte deve ser menor que metade da frequência de amostragem considerada no processo de conversão A/D dos sinais averiguados (PHADKE, *et al.*, 2009).

Após a digitalização dos sinais, obtendo-se as amostras das formas de onda que serão analisadas, inicia-se o processo de janelamento, etapa mister para a estimação do módulo e da

fase de componentes de frequência fundamental. Nele, a cada instante de amostragem, a janela de dados desloca-se em uma posição tal que uma nova amostra de sinais é incluída na janela e a amostra anterior é eliminada. Esse processo é ilustrado na Figura 16 para um dado sinal de corrente durante os períodos de pré-falta e de falta (PHADKE, *et al.*, 2009).

Figura 16 - Esquema de janelamento aplicado a um sinal de corrente.



Fonte: Phadke (2009).

A cada atualização da janela de dados, é realizada a estimação do módulo e da fase do fasor na frequência fundamental relativo ao sinal avaliado. Caso consideremos os cálculos que os algoritmos de proteção devem realizar para estimar os componentes fundamentais, os mesmos produzirão fasores corretos apenas nas janelas que contêm amostras do sinal pré-falta ou pós-falta. Janelas que contêm dados de pré e pós-falta não podem ser ajustadas a uma senoide pura e por isso os fasores resultantes não têm nenhum significado e não devem ser utilizados como entradas dos algoritmos (SILVA, *et al.*, 2008).

5.3. MÉTODOS BASEADOS NO CÁLCULO DA IMPEDÂNCIA

Os algoritmos baseados no cálculo da impedância são os mais utilizados pelas concessionárias de energia elétrica, porquanto são baratos, requerem uma taxa de amostragem baixa e pouco esforço computacional (SALIM, *et al.*, 2011). Os métodos de um terminal foram os primeiros a serem empregados, onde a maior vantagem é a independência dos sistemas de comunicação e de sincronização de dados.

Takagi, *et al.*, (1982) apresentou um sistema de localização de faltas de um terminal baseado na filtragem dos sinais de tensão e corrente de apenas um terminal através da transformada discreta de Fourier, cujo objetivo é amainar a influência do fluxo de potência do SEE sob a localização de faltas estimadas.

“O algoritmo utiliza a transformação modal das componentes fundamentais dos sinais de tensão e corrente derivados da transformada de Fourier, bem como o teorema da superposição para separar as informações das condições pré-falta e sob falta. Uma relação $K(x)$ é obtida da razão entre as correntes da rede sob falta que fluem do ponto da falta em direção aos terminais da linha. Com isso, a equação de tensão no ponto da falta (V_F) é escrita em termos da resistência de falta (R_F), da corrente do terminal local da rede sob falta (I'_{FS}) e da constante $K(x)$.” (CAVALCANTE, 2011).

Esse método, conquanto, assume que as impedâncias de falta são puramente resistivas, podendo ocasionar erros severos dependendo da natureza do distúrbio. Além disso o efeito capacitivo dos condutores é desconsiderado, levando a erros na localização de faltas conforme o distúrbio se distancia do terminal monitorado (CAVALCANTE, 2011).

Eriksson, *et al.* (1985) utiliza dados de tensão e corrente em um terminal da linha para detectar a falta utilizando um Fator de Distribuição de Corrente, considerando a influência do terminal remoto utilizando o modelo completo da rede:

“Este método determina o ângulo da tensão no ponto de falta e a distância de falta. Para compensar as variações nos ângulos das impedâncias e determinar uma correta descrição da rede, ocorre o armazenamento dos valores representativos para a impedância da fonte. O algoritmo de localização determina a impedância aparente da falta com uma compensação para a queda de tensão na resistência de falta, eliminando assim os erros existentes na medição do tipo à impedância, ou seja, aquela que considera apenas a impedância aparente da linha. Como a impedância de sequência positiva não depende da resistência do pé de torre e nem da resistência do solo, as componentes de corrente de sequência zero foram eliminadas” (CAVALCANTE, 2011).

Salim, *et al.*, (2011) propôs outro algoritmo de um terminal que considera o efeito capacitivo da LT, visando contornar esse entrave. Sem embargo, assim como no algoritmo proposto por Takagi, *et al.*, (1982), as impedâncias de falta também são puramente resistivas.

A técnica proposta é mais adequada para aplicações *off-line*, pois utiliza processos iterativos que são considerados lentos para aplicações *on-line*.

Para tentar minorar os impactos das fontes de erro de um terminal - impedâncias puramente resistivas e efeitos capacitivos - passou-se a utilizar técnicas de dois ou mais terminais, usando medidas sincronizadas ou não (FERREIRA, *et al.*, 2012).

Johns, *et al.*, (1990) apresentou um método de localização de faltas usando componentes fundamentais com dois terminais, que se baseia no modelo de LT a parâmetros distribuídos. Como variáveis de entrada são utilizados os parâmetros de sequência positiva dos condutores e as medidas sincronizadas de tensão e corrente nas extremidades da LT. Malgrado essa técnica ser utilizada como base de outros algoritmos de localização de faltas, ela possui imprecisões na determinação dos parâmetros de sequência positiva da LT (LOPES, 2013).

Tziouvaras, *et al.*, (2001) apresentou técnicas de dois ou três terminais, utilizando dados sincronizados e não sincronizados. O método de dois terminais mostrou-se ser mais preciso que o de um e de multi-terminais, graças a isso passou a ser o mais empregado pelas concessionárias de energia elétrica. A técnica apresentada utiliza componentes simétricas de sequência negativa, dirimindo problemas de fluxo de potência pré-falta. O maior problema desse método é a necessidade de se conhecer os parâmetros da LT e das fontes equivalentes conectadas às extremidades da mesma (TZIOUVARAS, *et al.*, 2011).

Chunju, *et al.*, (2010) apresentou uma técnica de localização de faltas onde os fasores de tensão e corrente são obtidos nos dois terminais da linha através de PMUs. Os parâmetros da LT e das fontes são obtidos de forma *on-line*, por meio dos dados de tensão e corrente pré-falta. Por meio do cálculo das componentes simétricas de sequência positiva dos sinais superpostos de tensão e corrente e igualando-se as equações de tensão no ponto da falta vista dos dois terminais é possível obter o ponto onde a falta ocorreu (CHUNJU, *et al.*, 2010).

Visando minimizar a influência de imprecisões nos parâmetros da LT, várias técnicas para localização de faltas foram propostas. Tais técnicas têm como vantagem a não necessidade do cálculo *on-line* dos parâmetros da LT necessários para localizar a falta (Dawidowski, *et al.*, 2013).

Dentre as desvantagens dos métodos baseados no cálculo da impedância é que, além de realizarem leituras de tensão e corrente após a ocorrência da falta, necessitando a extinção do período transitório para que leituras fiéis sejam feitas, exigem parâmetros de linha muito precisos e dados da sequência de impedância. Parâmetros de linha também tendem a variar de

acordo com as condições de falta e isso tende a distorcer a exatidão desta aplicação (TZIOUVARAS, *et al.*, 2011).

Os métodos para estimação da localização de falta que serão vistos na seção seguinte, em oposição aos estudados nesta que utilizam os cálculos dos componentes fundamentais para obter a impedância aparente, requerem o uso de componentes de alta frequência para análise (BEWLEY, 1963).

5.4. FUNDAMENTOS DE ANÁLISE DE ONDAS VIAJANTES

A análise de transitórios originários da existência de curtos-circuitos em LTs é a base dos métodos de localização de faltas baseados na teoria das TWs e na análise de componentes de alta frequência. Os transitórios de tensão e corrente em uma LT se propagam como ondas eletromagnéticas a uma velocidade muito próxima a da luz (300.000 km/s) e são conhecidos como ondas viajantes – *Traveling Waves* (YONGLI, *et al.*, 2013).

Um dos algoritmos de proteção que utilizam TWs mais usados realiza a estimação da localização da falta através do intervalo de tempo entre a chegada da onda incidente e a correspondente onda refletida nos terminais da linha (BEWLEY, 1963).

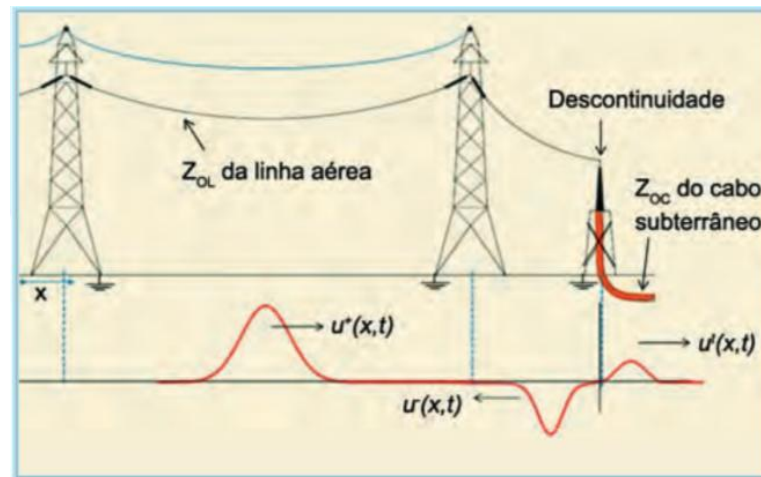
Para apreender o princípio das análises exigidas pelos métodos baseados em TWs, deve-se ter em mente que quando uma forma de onda aparece em um dos terminais de uma linha elétrica, uma tensão é gerada no início da linha, e se propaga até que a onda atinja uma descontinuidade, como uma falta, onde há uma mudança de impedância. A essa altura, uma onda é transmitida para o próximo meio de transmissão, enquanto outra onda é refletida rumo à origem (GALE, *et al.*, 1993).

No tocante aos métodos clássicos de localização de faltas que exercem a análise de TWs (*Traveling Waves*), sabe-se que o de um terminal é independente do sincronismo de dados, mas requer como ajuste a velocidade de propagação das TWs, a qual é calculada a partir dos parâmetros da linha monitorada (YONGLI, *et al.*, 2013). Outro inconveniente é que o método depende da detecção de ondas refletidas no ponto de falta, procedimento de difícil realização (SAHA, *et al.*, 2010).

Já em relação ao método clássico de dois terminais, conquanto o mesmo necessite apenas da detecção das primeiras ondas incidentes nos terminais da linha, esta abordagem é dependente da sincronização de dados e de dois ajustes: velocidade de propagação das TWs e comprimento da linha (DAS, *et al.*, 2014).

A Figura 17 mostra as ondas incidentes $u^+(x,t)$, refletida $u^-(x,t)$ e transmitida $u^t(x,t)$ em uma descontinuidade devida à modificação da linha área para cabo subterrâneo, cuja origem, situa-se na diferença entre a impedância característica da linha área Z_{0L} e a do cabo subterrâneo Z_{0C} .

Figura 17 - Ondas incidente, refletida e transmitida.



Fonte: Abad e García (2017).

O coeficiente de reflexão é definido conforme a equação (2):

$$\Gamma(x, t) = \frac{Z_{0C} - Z_{0L}}{Z_{0C} + Z_{0L}} \quad (2)$$

onde: Z_{0C} é a impedância característica do cabo subterrâneo e Z_{0L} é a impedância característica da linha aérea.

Identificando-se os instantes de incidência das TWs aos terminais monitorados, conhecendo-se o comprimento da LT e tendo em mente que a velocidade de propagação das ondas é próxima a da luz, é possível chegar a equações que associem a distância do ponto de falta ao terminal monitorado aos instantes de chegada das ondas viajantes ao extremo da linha (NGU, *et al.*, 2010).

Destarte, a estratégia fundamental para aplicação de métodos baseados em TWs é detectar os transitórios de falta no domínio do tempo. Isto posto, faz-se necessário o uso de dados sincronizados entre si, quando dois ou mais terminais são monitorados (GALE, *et al.*, 1993).

Quanto maior a confiabilidade na determinação do instante de incidência das ondas viajantes nos terminais da linha, mais confiável é o método de localização de faltas (LOPES, *et al.*, 2013).

Um outro modo de se descobrir faltas em uma LT por meio da análise de transitórios de falta é abalizando as frequências dominantes das ondas viajantes incidentes nos terminais da LT (SILVA, *et al.*, 2008). Esse procedimento é usado pelos métodos de localização de faltas baseados nas análises de alta frequência e, como não carecem de investigações no domínio do tempo, não necessitam de dados sincronizados (DAS, *et al.*, 2014).

5.5. LOCALIZADORES DE FALTAS BASEADOS EM ONDAS VIAJANTES

5.5.1. Visão geral das TWs em uma linha de transmissão

Um sistema completo de localização de faltas através de TWs compreende mais do que a localização propriamente dita da onda. O processo basilar de um sistema de localização de faltas por TWs compreende a detecção do pico da onda, marcação do tempo de chegada, e comparação deste tempo com o instante de chegada na outra extremidade da linha (MILLER, *et al.*, 2010).

Uma falta em um circuito gera TWs de tensão e de corrente. Qualquer uma delas pode ser usada para a detecção acurada da falta, a questão é qual dessas ondas – tensão ou corrente – produz o sinal mais facilmente detectável pelo relé (ZAYANDEHROODI, *et al.*, 2013).

Outras dificuldades que precisam ser suplantadas incluem conexões com TPs e TCs de proteção, filtros nos circuitos de entrada para evitar surtos e picos e processamento tanto nas frequências do SEE (1Hz a 3kHz) quanto nas frequências transitórias das ondas viajantes (10kHz a 600kHz) do dispositivo (MILLER, *et al.*, 2010).

Para analisar as TWs de tensão e de corrente em linhas de transmissão polifásicas, pode-se empregar um programa de transitórios eletromagnéticos como o “*Electromagnetic Transients Program*” (EMTP), que modela a LT levando-se em conta as variações da indutância e da capacitância (HEDMAN, 1965).

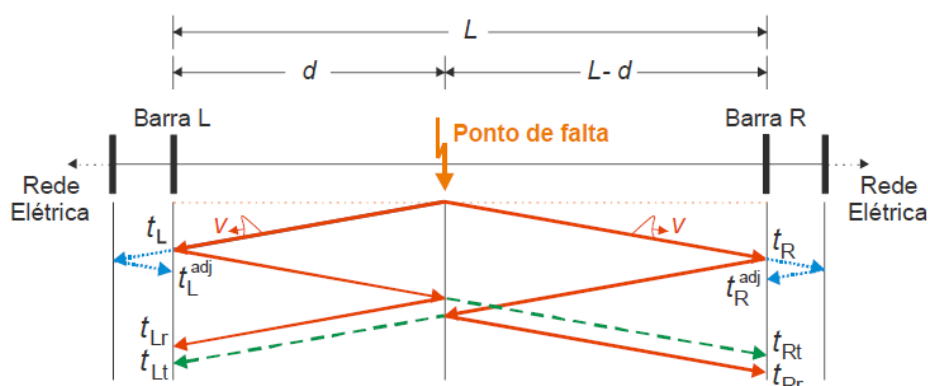
Os algoritmos de localização de faltas baseados em TWs mais comumente empregados podem ser de um terminal (tipo A) ou dois terminais (tipo D). O método tipo A utiliza a diferença de tempo entre o instante de chegada da primeira onda viajante e as reflexões sucessivas resultantes do ponto de localização da falta para calcular esse ponto. Um

dos préstimos desse método é a ausência do requerimento de um canal de comunicação.

Sem embargo, identificar as reflexões pode gerar um trabalho bastante intenso, porquanto elas podem ser provenientes da localização da falta, do terminal remoto ou de um ponto atrás do terminal local. Já os métodos de localização de falta tipo D operam com sincronização de sinais, utilizando dados de ambos os terminais e detecta o tempo de chegada da primeira onda viajante gerada por uma falta para o cálculo da distância da mesma (SILVA, *et al.*, 2008).

A Figura 18 mostra um diagrama de reflexões de uma falta onde L é o comprimento da linha, d é a distância da falta em relação à Barra L, v é a velocidade de propagação das TWs, t_L e t_R são, respectivamente, os instantes em que as primeiras TWs incidentes atingem as barras L e R, t_{Lr} e t_{Rr} são os instantes em que a TWs refletidas no ponto de falta incidem nas barras L e R, respectivamente, t_{Lt} e t_{Rt} são os instantes nos quais as frentes de onda refratadas no ponto de falta atingem as barras L e R, respectivamente, e t_L^{adj} e t_R^{adj} são os instantes em que as TWs refletidas em barras adjacentes atingem os terminais L e R da linha monitorada, respectivamente.

Figura 18 - Diagrama de reflexões para um linha monitorada em dois terminais.



Fonte: Saha, *et al.*, (2010).

Adotando-se a Barra L como referência, a distância d é calculada pelo algoritmo clássico de um terminal usando (SAHA, *et al.*, 2010):

$$d_{1class} = \frac{(t_{Lr} - t_L) \cdot v}{2} \quad (3)$$

Adicionalmente, assumindo que as medições tomadas dos terminais local e remoto se encontram sincronizadas, a distância d é calculada pelo algoritmo clássico de dois terminais usando (SAHA, *et al.*, 2010):

$$d_{2class} = \frac{L - (t_R - t_L) \cdot v}{2} \quad (4)$$

Avaliando (3) e (4), percebe-se que os métodos clássicos de um e dois terminais apresentam diferentes vantagens e desvantagens. Conquanto os métodos de um terminal não necessitem da sincronização de dados e nem do conhecimento do comprimento da linha L , eles dependem da detecção de TWs refletidas no ponto de falta, procedimento este, conforme aludido na seção 5.1, de difícil realização (SAHA, *et al.*, 2010). Com efeito, o instante t_{Lr} pode ser facilmente confundido com os instantes t_L^{adj} e t_{Lt} relacionados com a incidência de TWs refletidas em barras adjacentes e refratadas no ponto de falta, respectivamente.

Em contrapartida, os métodos de dois terminais não dependem da detecção de ondas refletidas, mas requerem a sincronização de dados. Tal característica limita a aplicação de tais métodos em sistemas desprovidos de uma referência de tempo comum (SAHA, *et al.*, 2010).

Ambas as formulações também usam como ajuste a velocidade de propagação das TWs, a qual é tradicionalmente calculada usando $v = \frac{1}{\sqrt{LC}}$, sendo L e C a indutância e capacitância por unidade de comprimento de sequência positiva da linha. Dessa forma, pode-se concluir que (2) e (3) dependem dos parâmetros da linha de transmissão monitorada, os quais, por sua vez, podem apresentar imprecisões (SAHA, *et al.*, 2010).

Instalações típicas possuem comunicação entre a subestação e o centro de controle, onde as ferramentas de análise computacionais restituem as informações das TWs obtidas nos terminais da linha e calculam a localização da falta (TZIOUVARAS, *et al.*, 2001).

5.6. CONSIDERAÇÕES

Este capítulo abarcou os fundamentos básicos para localização de faltas em linhas de transmissão dos métodos baseados em ondas viajantes e em componentes fundamentais (impedância). Estes, por dependerem dos parâmetros de linha (resistência, indutância, condutância e comprimento), revelam-se um pouco mais trabalhosos do que aqueles. Já os métodos baseados em TWs não dependem dos parâmetros da LT, facilitando a obtenção dos resultados.

No próximo capítulo serão abordadas ferramentas que, diferente deste que discorreu sobre filosofias de proteção para linhas de transmissão, servem para o monitoramento do sistema de potência em tempo real.

6. ESTUDOS DE CASOS

Neste capítulo são apresentados casos de aplicações práticas das temáticas arroladas no decorrer deste trabalho. Para lograr êxito nos registros coletados, contatamos várias empresas do setor elétrico brasileiro e nos pautamos em informes técnicos apresentados no XXIV SNPTEE, ocorrido entre os dias 22 a 25 de outubro de 2017.

Com o objetivo de obter detalhes peculiares ao cotidiano dos profissionais que já se deparam com as tecnologias abordadas neste trabalho, elaborou-se um questionário e, posteriormente, enviou-se a 10 concessionárias de transmissão de energia elétrica com concessão de empreendimentos, num espaço amostral de 5 (cinco) empresas. Na Tabela 3, são apresentadas as perguntas e respostas de uma empresa do setor, acerca do referido questionário:

Tabela 3 - Questionário aplicados a agentes de transmissão de energia elétrica.

Questionário
<p>1) A empresa possibilitou recursos para treinar seus colaboradores frente às tecnologias de medição fasorial, ondas viajantes e a norma IEC 61850?</p> <p>() Sim. Todas</p> <p>() Não. Apenas algumas. Quais: _____</p>
<p>2) Caso a resposta da pergunta 1) seja afirmativa, quais foram os setores destacados para a realização desses treinamentos?</p> <p>() Engenharia</p> <p>() Manutenção</p> <p>() Operação</p> <p>() Todas as anteriores</p> <p>() Outras. Quais? _____</p>
<p>3) Os treinamentos realizados foram suficientes para suprir todas as demandas ou ainda há necessidade de preenchimento de lacunas no convívio com essas novas tecnologias no cotidiano?</p> <p>() Suficiência em treinamento</p> <p>() Insuficiência nos treinamentos. Relatar as principais dificuldades encontradas.</p>

<p>4) A empresa decidiu instalar essas tecnologias para atender a requisitos do último edital ANEEL 05/2016 e atualizações dos Procedimentos de Rede ou foi uma iniciativa da própria empresa para tornar o sistema mais robusto e mais eficiente?</p> <p>() Atendimento ao edital</p> <p>() Iniciativa própria</p>
<p>5) Atualmente, em relação a todas as subestações pertencentes a operação da empresa, quantas são observadas pelo Sistema de Medição Sincronizada Fasorial (SMSF) e pelo método de Ondas Viajantes (TW)?</p> <p><i>Favor mencionar o número de subestações observadas e o total de todas as subestações sob operação da empresa.</i></p>
<p>6) Cite três benefícios observados com a implementação do SMSF e TW?</p>
<p>7) Qual a porcentagem destinada para implementação dessas tecnologias em um novo empreendimento frente ao custo total/global?</p>
<p>8) Fazendo uma comparação entre antes e depois das instalações dos SMSF e das TWs, qual foi o ganho em relação ao tempo de restabelecimento das condições operativas após a ocorrência de uma falta?</p>

Analisando as respostas, conforme as transcrições nos Apêndices, é possível particularizar a discussão sobre algumas questões e inferir que:

- Em relação à questão 1, tendo em vista o perfil da empresa (que por questões de solicitação, não terá seu nome divulgado) que contribuiu com as respostas do questionário, e que possui *know how* para atuação no setor elétrico, observa-se que a empresa é bem estruturada, proporciona treinamento aos colaboradores e não vislumbra o setor de transmissão de energia elétrica, meramente como um setor propício para investimentos, pelo contrário, realiza *upgrade* nas suas instalações objetivando atender as exigências do ONS e realizar pleno atendimento do produto energia elétrica aos seus milhares de consumidores.

- A questão 2, apesar de não ter a alternativa “engenharia” assinalada como resposta, demonstra que todos os departamentos / setores da empresa, possui engenheiros de aplicação, pois é inexecutável a realização de atividades inerentes a saltos tecnológicos, sem a parcela de contribuição dos engenheiros. A título de curiosidade, este projeto piloto vem sendo desenvolvido em parceria com fabricantes de equipamentos e conta com profissionais das mais variadas titulações acadêmicas.
- A resposta da questão 3, demonstra que a formação na graduação é apenas o começo frente ao cotidiano das atividades no setor produtivo. A tamanha complexidade de inovações tecnológicas requer de cada profissional entusiasmo e muita dedicação para assimilação dos problemas trazidos consigo.
- A resposta da questão 4, corrobora com a discussão realizada na questão 2, pois esta concessionária de energia elétrica, contribui com o ONS nas fases preliminares a efetiva implementação de saltos tecnológicos no SIN.
- Face ao indagado na discussão da questão 4, a resposta da questão 5, enaltece a tradição e efetiva participação que tem este agente de transmissão no SIN, pois a obrigatoriedade por parte da ANEEL / ONS para instalações que contenham equipamentos para realização de medição fasorial, vigoraram a partir do último leilão de transmissão de energia elétrica que ocorreu em meados do primeiro semestre de 2017 e, observa-se que esta concessionária de transmissão de energia elétrica já implementou estas novas tecnologias mencionadas em boa parte das suas instalações.
- As benesses das novas tecnologias ressaltadas na resposta da questão 6, traduz de forma sucinta, a motivação para a realização deste trabalho. Realizar um *review* da literatura e inferir que o SIN está gradativamente absorvendo estes saltos tecnológicos, abrilhantou o árduo processo que foi em desenvolver este trabalho.
- Observando os ganhos proporcionados pela implementação destas tecnologias, a resposta da questão 7, demonstra que o custo atinente a instalação das mesmas é desprezível, em relação ao montante global para instalação de obras de infraestrutura no setor elétrico. Por exemplo, em um empreendimento de 50

milhões de reais, a quantia de recursos destinadas a instalação destes saltos tecnológicos é de 2%.

- Para concluir a discussão acerca das respostas obtidas, a resposta da questão 8, possibilita a concessionárias de energia elétrica aumento de receita, em virtude de propiciar menor tempo para reparo em caso de falta, em consequência, melhores índices de disponibilidade do sistema, ou seja, pequena margem para passíveis multas aplicadas pela ANEEL.

Nas próximas subseções, serão apresentados casos práticos das tecnologias contemporâneas abordadas neste trabalho.

6.1. NORMA IEC 61850

6.1.1. Comparação de tecnologias de medição

Uma concessionária de transmissão de energia elétrica em parceria com empresa fabricante de relés digitais está desenvolvendo um projeto piloto sobre a norma IEC 61850. A finalidade do projeto é realizar as medições de grandezas elétricas, tais como tensão e corrente, através de MU instalada no pátio da subestação e comparar com as medições dos transdutores eletromagnéticos convencionais.

A MU é a interface entre a subestação analógica e a digital, conforme preconizado pela norma IEC 61850. Com a instalação destas unidades no pátio da subestação, próximo aos transdutores (TCs e TPs) e equipamentos como os disjuntores, possibilita a leitura e transmissão das mensagens GOOSE e, conseqüentemente, o controle dos disjuntores e comunicação com os demais IEDs e supervisórios. Também, por meio do protocolo *Sampled Values* IEC 61850-9-2LE, a MU traduz medições dos transdutores convencionais.

A Figura 19 apresenta o registro de leitura de tensão, posicionada no canto superior esquerdo, através da leitura convencional, mediante o uso de TP e fiação elétrica, representada pela cor azul. A cor magenta, exhibe o registro da mesma grandeza elétrica, através do uso de uma MU.

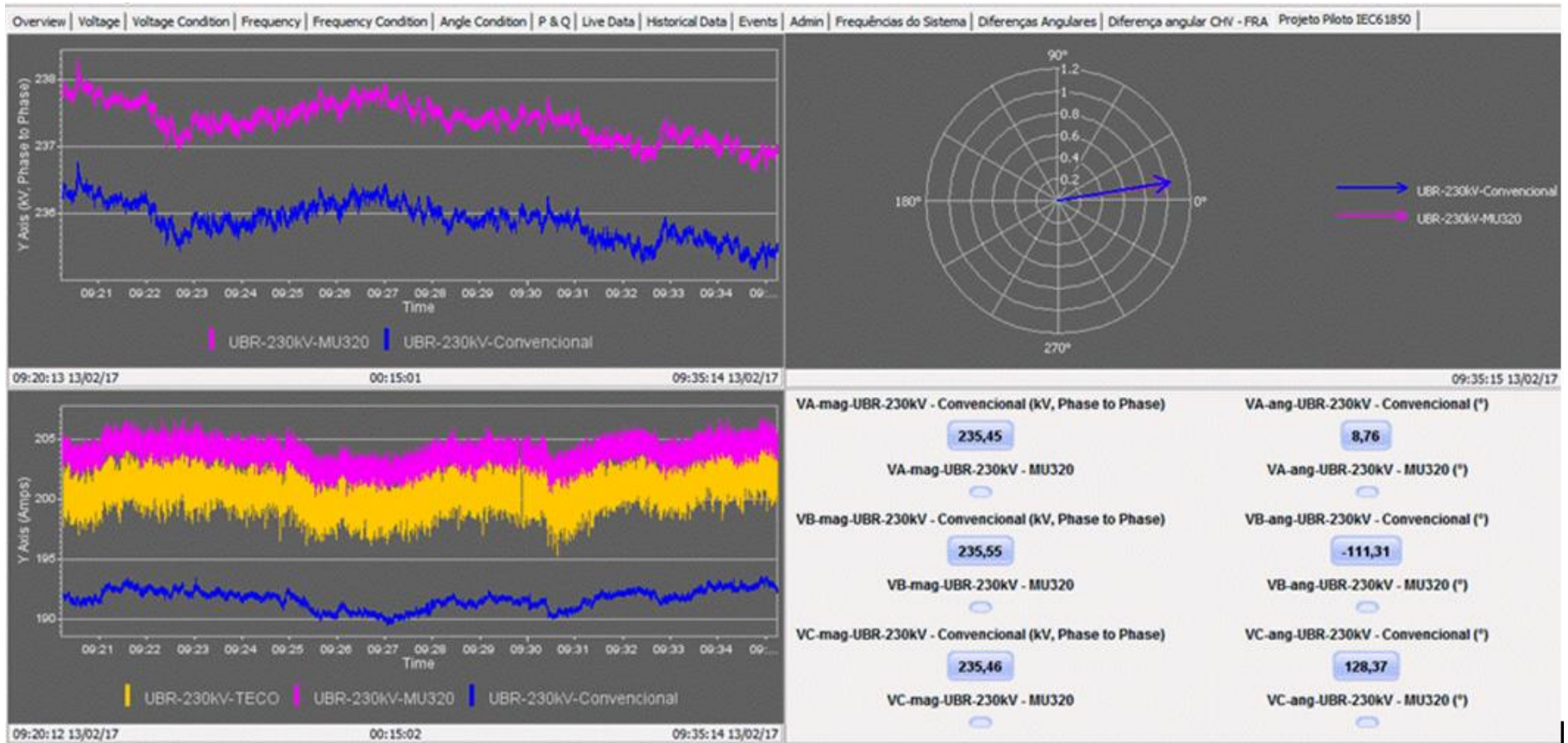
Há, notadamente, uma discrepância em relação nas medições registradas. Nota-se que a diferença representa aproximadamente 2 (dois) Volts de diferença. Este cenário desencadeia uma série de discussões, pois sinalizam a necessidade da imersão de novas tecnologias para se obter um retrato mais fiel do comportamento do sistema.

Na Figura 19, no lado direito da mesma, é demonstrado a leitura da diferença angular de tensão. Como o projeto está em fase de implementação, no momento desse registro, não foi possível observar a diferença desse parâmetro, frente às tecnologias comparadas.

No canto inferior esquerdo da Figura 19, há o registro da corrente elétrica, medida da forma convencional, através de transformadores de correntes ópticos e mediante a utilização da MU. Assim como na leitura da tensão elétrica, é perceptível que ocorrem registros diferentes para a mesma grandeza observada. A cor azul retrata a medição convencional, assim como a cor alaranjada apresentada a leitura do TC óptico e a cor magenta ilustra o valor lido por meio da MU.

Com uma divergência de aproximadamente 7% (sete por cento) da leitura, particularizando a análise entre a MU *versus* tradicional, remete a discussão de que há uma demanda cada vez mais significativa para o uso de tecnologias contemporâneas.

Figura 19 - Comparação entre tecnologias para medição de grandezas elétricas.



Fonte: Concessionária de transmissão de energia elétrica (2017).

6.1.2. Conclusão

Novas tecnologias trouxeram benefícios no campo de redes de transmissão. A tecnologia de comunicação está difundida no âmbito de redes de energia, possibilitando sistemas cada vez mais eficientes, conforme exigidas pelos SEEs e que respeitem a crescente demanda pelos altos padrões de automação. Estamos em direção a concepção de subestações inteiramente digitais, conectando os transdutores convencionais com as modernas soluções de automação de subestação através da norma IEC 61850.

6.2. SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

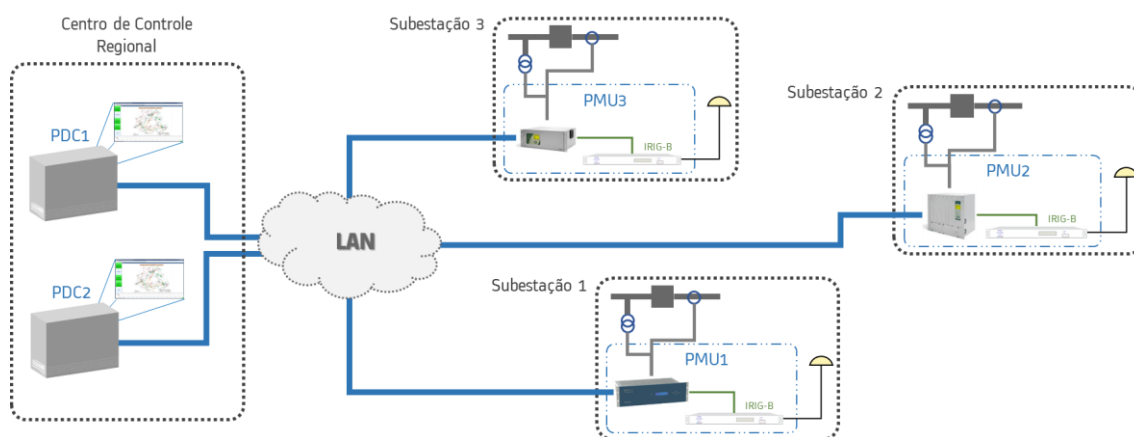
Uma concessionária de transmissão de energia elétrica instalou um SPMS em seus ativos, a fim de melhorar o monitoramento dinâmico do sistema em tempo real e fornecer dados com maior resolução para análise do histórico, tendo em vista a resolução insuficiente do histórico pelo sistema SCADA, para aplicações de análise em tempo real ou das ocorrências sistêmicas.

Com base nesse cenário, realizou-se uma análise de um estudo de caso da implementação do SPMS, onde são apresentadas as subestações monitoradas, a comunicação adotada, redundância do banco de dados, os aplicativos disponíveis no *software* do PDC e exemplos comparativos entre o histórico do SCADA com o do SPMS.

6.2.1 Arquitetura

As subestações analisadas, que compõem a rede básica da concessionária, têm as medições dos fasores realizadas por meio da função PMU presente nos registradores de perturbação (RDP), conforme a Figura 20. Estes dados são enviados para os dois PDCs redundantes por meio da rede corporativa LAN, que concentram e trabalham os dados de medição sincrofasorial.

Figura 20 - Arquitetura da aquisição de medição sincrofasorial da Concessionária de energia elétrica.



Fonte: Krefta, *et al.*, (2016).

Os PDCs se encontram instalados no mesmo local dos servidores do sistema SCADA da concessionária, e recebem dados de 37 subestações e 202 circuitos da rede básica. São eles os responsáveis pelo armazenamento, gerenciamento e disponibilização dos dados para seu uso em tempo real e análise *off-line*, por meio do aplicativo conhecido como *System Condition Monitoring (SCM)*.

O SCM monitora:

- magnitude e ângulo de tensão e corrente, potências ativa e reativa e frequência;
- diferenças angulares e parâmetros dinâmicos de linha de transmissão;

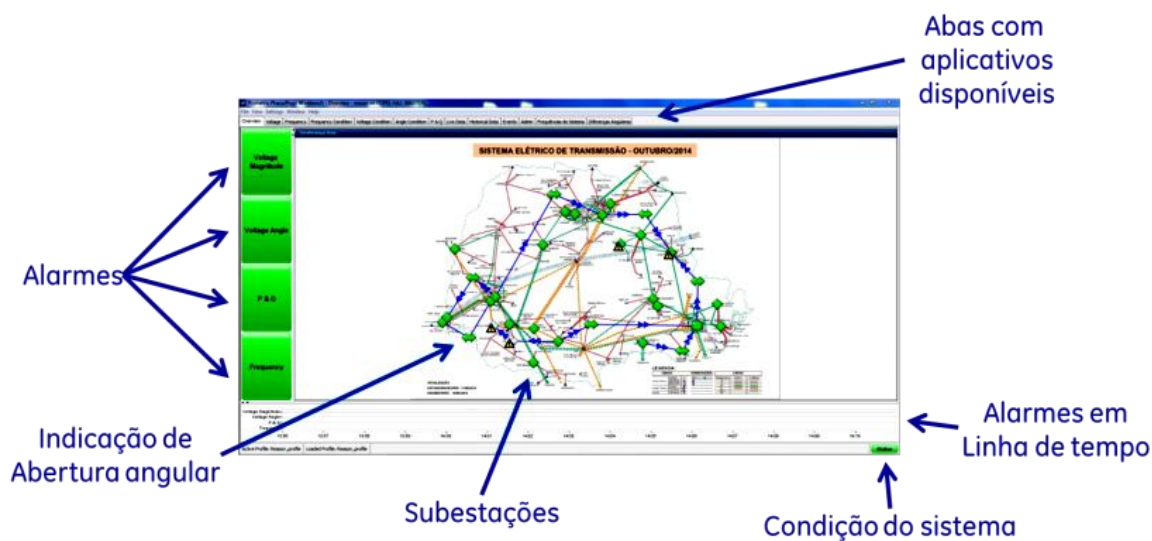
Para determinar se uma grandeza está dentro dos parâmetros normais do sistema, há um código de cores:

- Verde: a grandeza está dentro dos limites de operação;
- Amarelo: sinal de alerta; a grandeza está fora dos limites normais
- Vermelho: um alarme é disparado; a grandeza está em níveis críticos.

No caso do SPMS da concessionária, os limites de frequência são 59,5 Hz para alerta e 59 Hz para alarme.

O SCM também permite visualizações personalizadas de diversas grandezas selecionadas pelo usuário e a integração com SCADA existente por DNP3. A Figura 21 abaixo mostra a tela inicial dos aplicativos para tempo real.

Figura 21 - Tela inicial do aplicativo em tempo real.



Fonte: Krefta, *et al.*, (2016).

As aplicações para análise *off-line* podem ser observadas a seguir:

- Armazenamento dos dados enviados pelas PMUs, em arquivos de:
 - 3 meses com dados em alta resolução (1fasor por ciclo);
 - 6 meses com dados em baixa resolução (1fasor por segundo);
 - Armazenamento permanente por *trigger* (1 fasor por ciclo);
- Armazenamento de valores derivados das grandezas:
 - Sequências (+, -, 0), Potências (P, Q, $\cos(\Phi)$), Diferenças Angulares, Parâmetros de linhas;
 - Exportação de dados (COMTRADE, CSV, etc.)

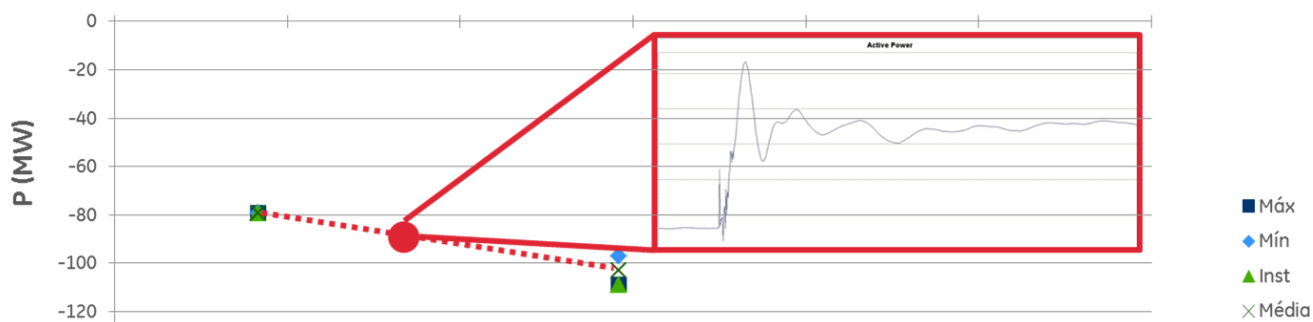
6.2.2. Aplicações e Resultados

A Figura 22 demonstra a diferença entre os dados históricos obtidos pelo sistema SCADA e os dados obtidos pelo SPMS. Enquanto o histórico do SCADA retorna quatro pontos (máximo, mínimo, instantâneo e média) a cada 15 minutos, o SPMS retorna um sincrofator por ciclo. Portanto, no intervalo entre dois registros do sistema SCADA, ocorrem mais de 54 mil registros do SPMS.

Analisando o gráfico, enquanto o SCADA mostra apenas um aumento na potência transmitida na linha, o SPMS tem capacidade de mostrar o comportamento da potência

quando ocorre uma falta sistêmica, com o período de falta e as oscilações de potência ocorridas por oscilações eletromecânicas de máquinas observadas na linha monitorada.

Figura 22 - Diferença de resolução entre sistema SCADA e SPMS.

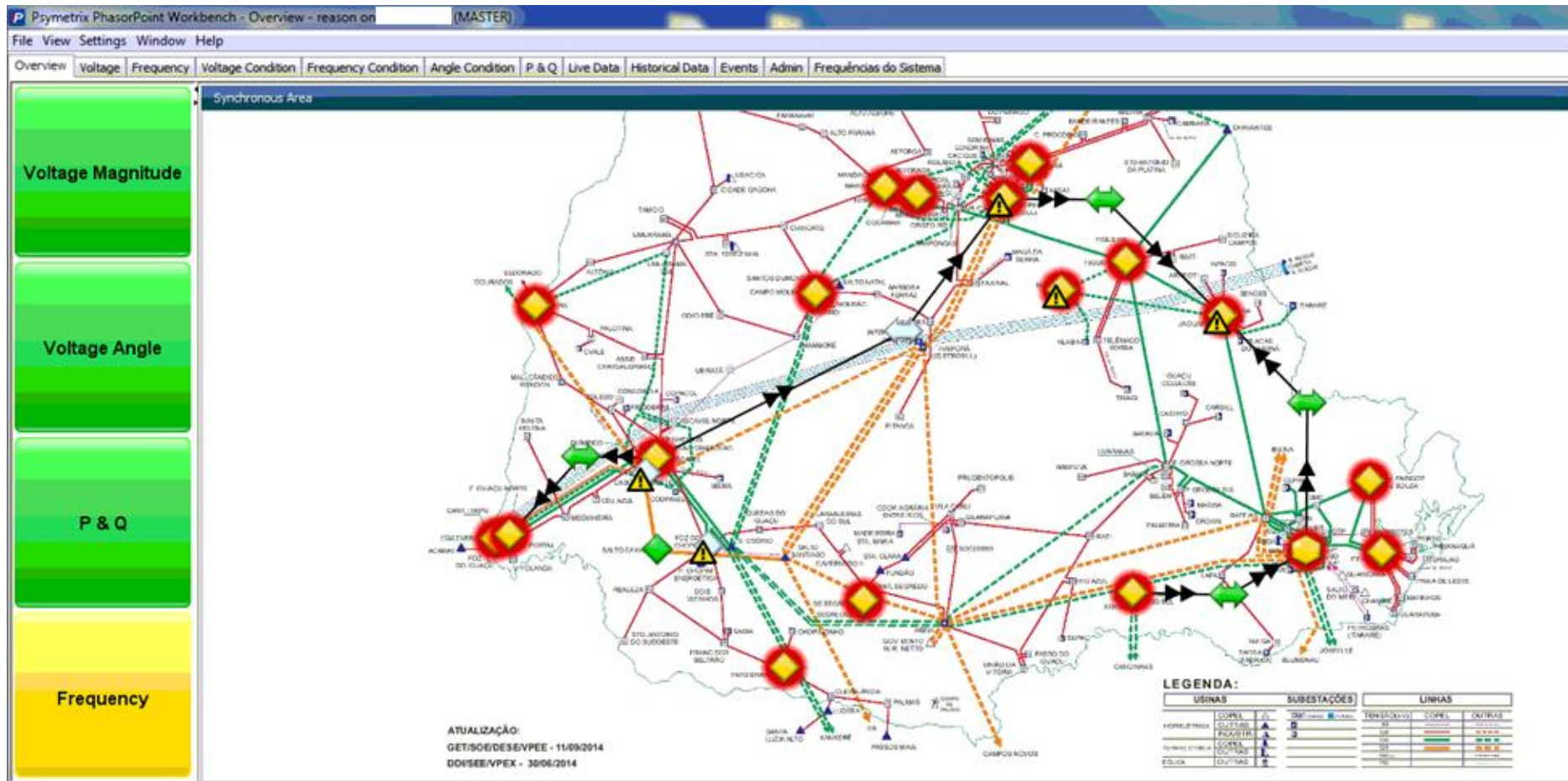


Fonte: Krefta, *et al.*, (2016).

6.2.2.1. Monitoramento em Tempo Real

A Figura 23 mostra a tela do aplicativo do PDC durante uma ocorrência no SIN. Uma vez que ocorreu uma perda significativa de geração, tem-se como consequência uma subfrequência em todo o sistema sendo que o *flag* de alarme no canto esquerdo inferior da tela passou para amarelo mostrando que o estado do sistema era de alarme. Os contornos em vermelho nos pontos referentes às subestações monitoradas indicam que o *status* anterior das PMUs era de alarme, ou seja, o sistema esteve em uma situação de alarme, e no momento da captura da tela, está em situação de alerta.

Figura 23 - Software alertando comportamento anormal de frequência.

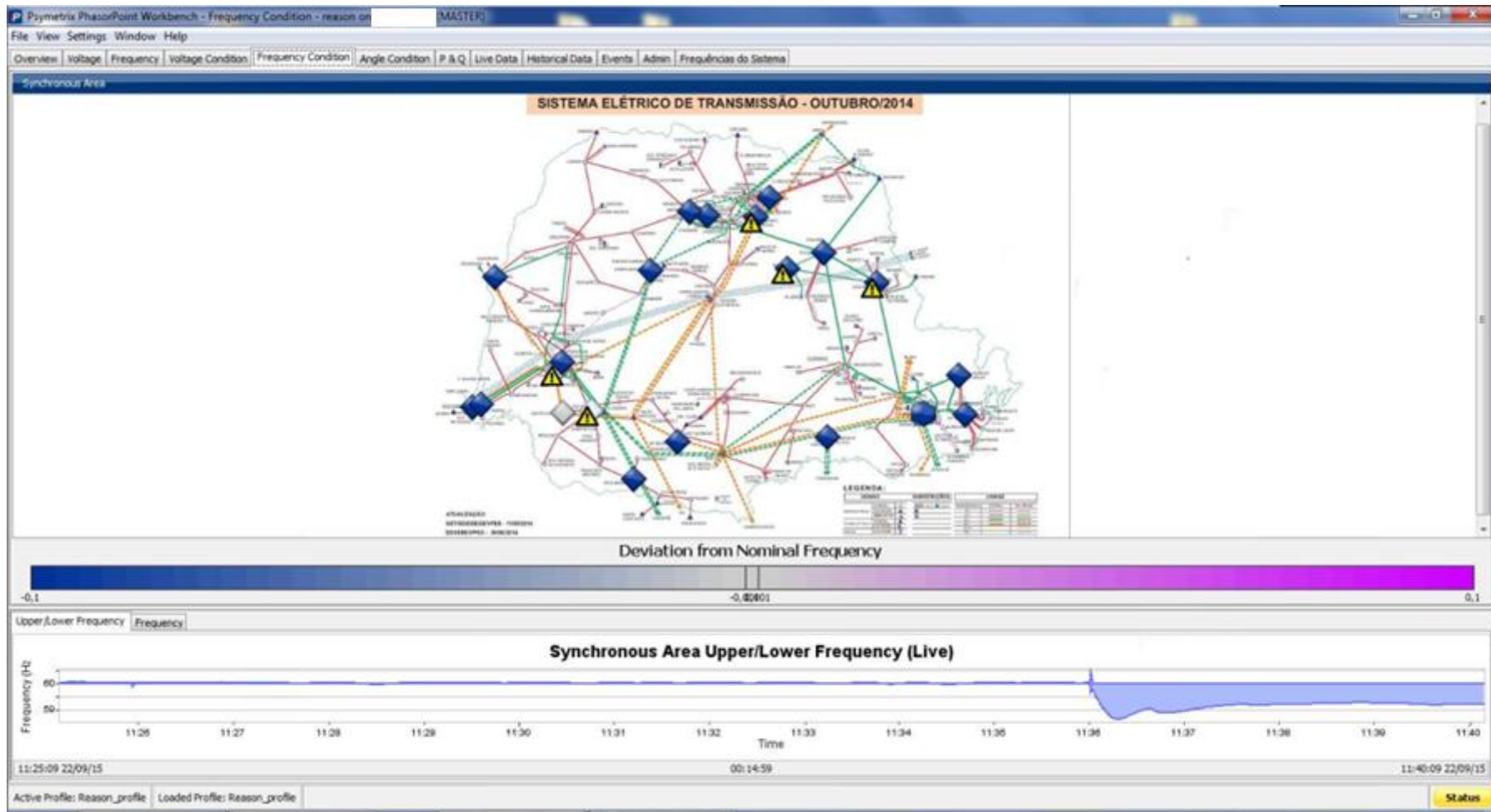


Fonte: Krefta, *et al.*, (2016)

Foi também analisado o comportamento detalhado da frequência do sistema. Na Figura 24, as PMUs são mostradas em uma escala de cores, permitindo-se identificar de forma visual a condição da frequência. PMUs com cor mais azulada indicam frequência menor que 60 Hz, e PMUs com cor magenta indicam frequência maior que 60 Hz.

Analisando-se a Figura 24, percebe-se que todas as PMUs, com exceção de uma, estão operando com valor de frequência menor que 59,9 Hz. Abaixo do mapa que mostra as PMUs é indicado o valor da frequência, nota-se que houve uma queda para valores abaixo de 59 Hz em dois momentos, e em seguida há uma recuperação do sistema, aumentando gradativamente a frequência.

Figura 24 - Aba mostrando subfrequência maior que 0,1Hz em todo o sistema.



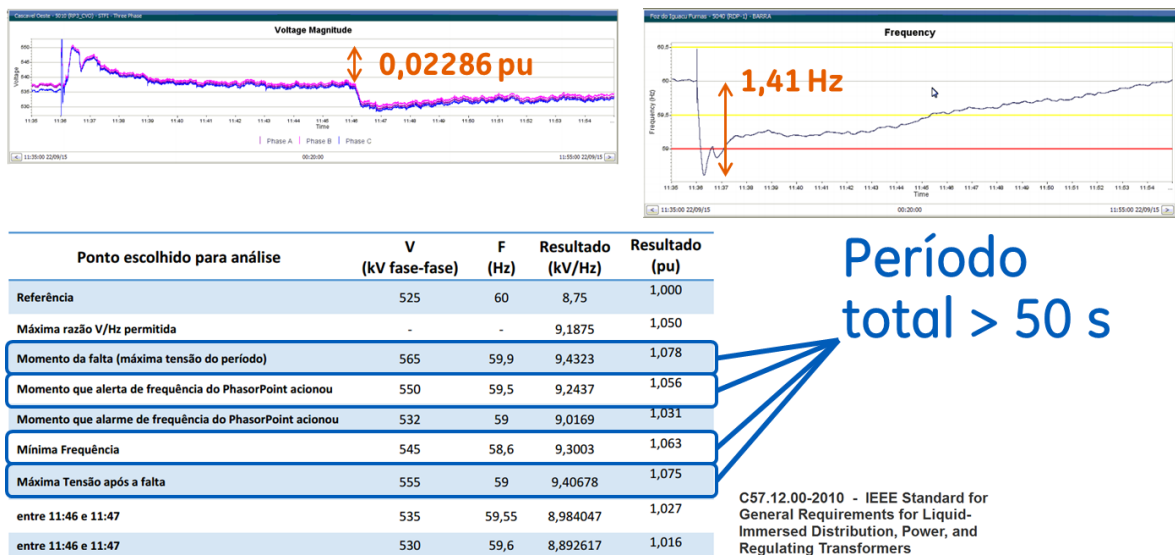
Fonte: Krefta, *et al.*, (2016).

6.2.2.2. Sobreexcitação sustentada

A Figura 25 está relacionada com a mesma ocorrência da Figura 23 e Figura 24, durante a perda de um bloco de geração.

É possível observar que houve sobretensão do sistema (chegando a 1,075 pu) em contrapartida da subfrequência observada. Isso ocorreu devido ao funcionamento de bancos de capacitores conectados à rede, mesmo durante a subfrequência sustentada. Assim, verificou-se a necessidade de instalar proteções de sobreexcitação para atuação nos disjuntores dos bancos de capacitores da rede.

Figura 25 - Sobreexcitação durante ocorrência no sistema interligado.



Fonte: Krefta, *et al.*, (2016).

6.2.2.3. Questionamento de grande consumidor

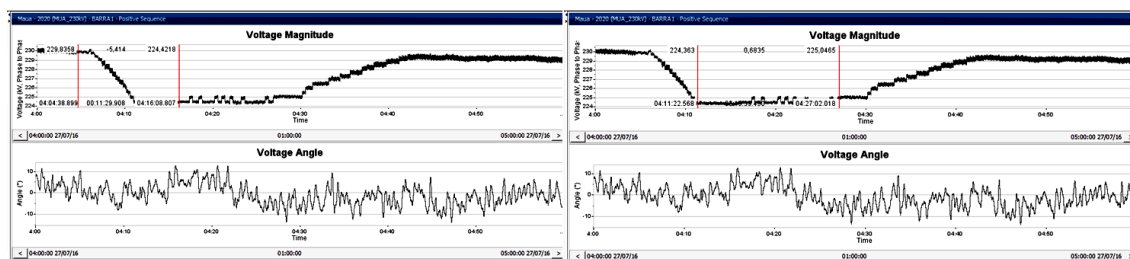
Um grande consumidor da concessionária emitiu solicitação relacionada à uma oscilação de tensão. Pela análise no sistema SCADA e registros de oscilografia, foi verificado a não ocorrência de oscilação.

Pela análise utilizando os registros dos PDCs, de acordo com a Figura 26, é possível verificar o afundamento de 5,14 kV, seguido de sete tentativas de restabelecimento, e sucesso apenas na oitava tentativa.

A informação passada ao consumidor seria diferente para cada sistema utilizado: pelo SCADA, não havia ocorrido nada e a tensão estava dentro da faixa de operação; pelo SPMS,

foi possível verificar que o afundamento ocorreu devido a manobras operacionais do sistema elétrico, sem ocorrências nas adjacências da barra. Assim, essa informação seria usada para alertar o consumidor a acertar seu sistema para se adequar às variações operacionais do sistema elétrico.

Figura 26 - (a) Variação de tensão na barra na conexão com grande consumidor. (b) Tempo para início da recuperação da tensão na barra do grande consumidor.



(a)

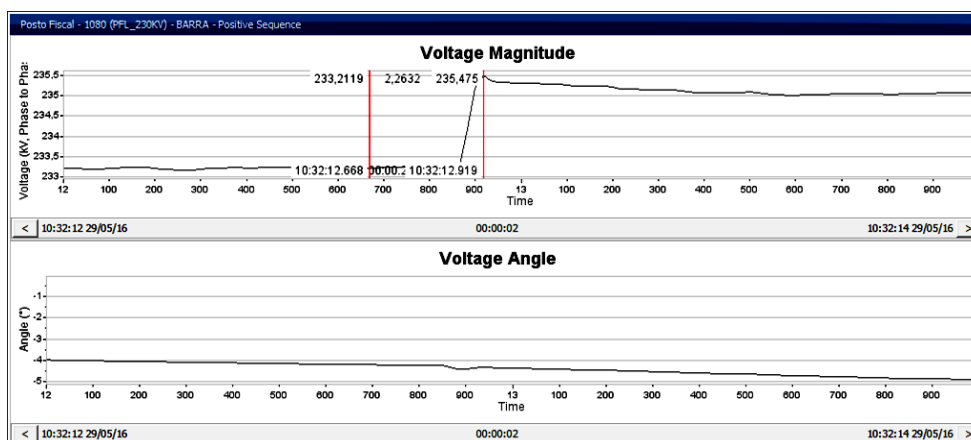
(b)

Fonte: Krefta, *et al.*, (2016).

6.2.2.4. Validação de Simulações

A validação de simulações, no caso a *Alternative Transient Program* (ATP), pode ser realizada devido aos registros dos PDCs. A entrada de operação de dois bancos de capacitores (BC1 e BC2) em uma subestação registrou uma elevação de tensão até 235,475 kV após a entrada em operação, como pode ser observado na Figura 27:

Figura 27 - Tensão de 233,219kV na barra de 230 kV da subestação (antes da entrada em operação do BC1 estando fora de operação o BC2) e de 235,475kV (após a entrada do BC2).



Fonte: Krefta, *et al.*, (2016).

A Tabela 4 demonstra a comparação entre os valores simulados pelo ATP e os medidos devido à entrada dos bancos de capacitores.

Tabela 4 - Variação de tensão medida no histórico do PDC nas barras adjacentes da subestação com a energização dos respectivos bancos de capacitores desta SE e comparadas com o simulado no ATP.

Subestação	Variação (%) simulada por ATP	Variação (%) da tensão na barra com a entrada do BC1 e sem o BC2 medido no histórico do PDC da concessionária	Variação (%) da tensão na barra com a entrada do BC2 e com o BC1 em operação medido no histórico do PDC da concessionária
1	1,9	0,97	0,83
2	1,8	0,91	0,88
3	1,7	0,65	0,56
4	1,5	0,58	0,55
5	1,5	0,61	0,57
6	1,3	0,39	0,27

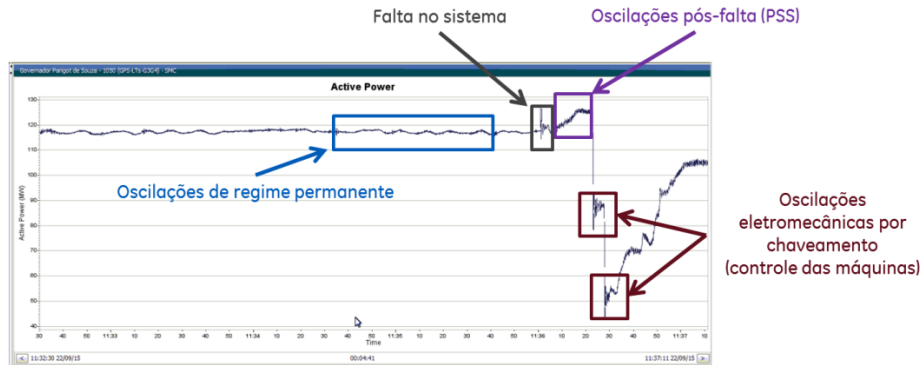
Fonte: Krefta, *et al.*, (2016).

A Tabela 4 demonstra que a variação simulada pelo ATP é conservadora quando comparada à medição sincrofasorial.

6.2.2.5. Oscilação de Potência em Unidades Geradoras

A utilização dos PDCs pode aprofundar o conhecimento sobre o comportamento e desempenho dos grupos geradores nas situações exemplificadas na Figura 28 - oscilações em regime permanente, durante a falta no sistema, durante o pós falta com a ação dos *Power System Stabilizer* (PSS) e oscilações eletromecânicas por chaveamento

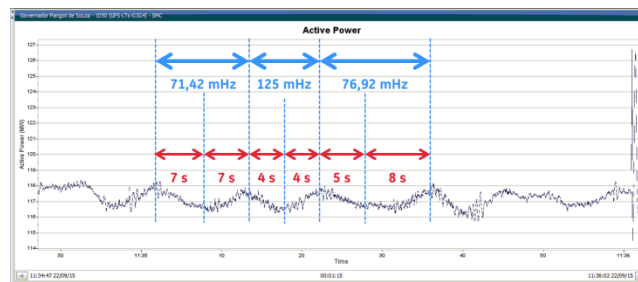
Figura 28 - Oscilação de potência entre máquinas em barra de geração.



Fonte: Krefta, *et al.*, (2016).

A Figura 29 mostra a tela do cálculo da frequência de oscilação inter-areas em regime permanente.

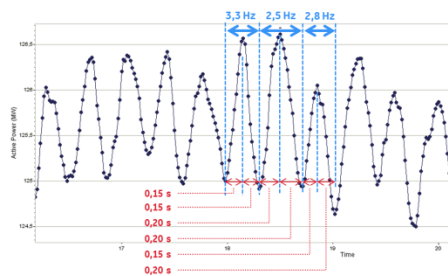
Figura 29 - Cálculo de frequência de oscilação em regime permanente.



Fonte: Krefta, *et al.*, (2016).

A Figura 30 mostra a frequência de oscilação inter-máquinas após a eliminação de falta.

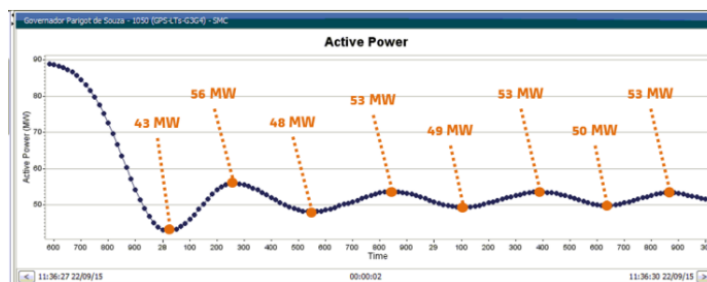
Figura 30 - Frequência de oscilação inter máquinas após eliminação da falta.



Fonte: Krefta, *et al.*, (2016).

A Figura 31 mostra o amortecimento da oscilação dos grupos geradores devido às ações de controle das máquinas, quando do chaveamento no sistema elétrico durante o restabelecimento da operação normal do sistema.

Figura 31 - Oscilação de potência percebida pela SMSF (atuação do controle das máquinas).



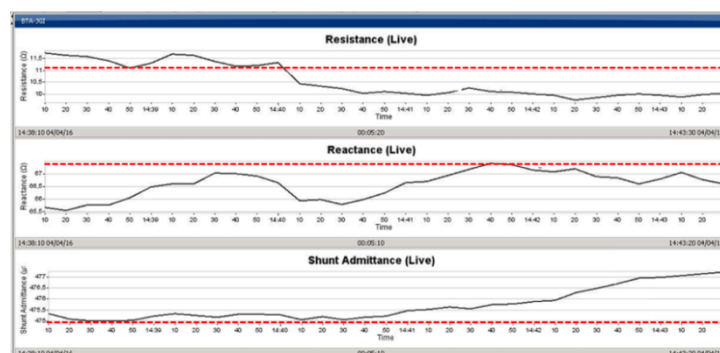
Fonte: Krefta, *et al.*, (2016).

6.2.2.6. Parâmetros de linhas de transmissão

Além da medição em tempo real e por histórico de dados das grandezas elétricas (tensão, corrente, potência e ângulos), o SPMS também pode realizar cálculo de parâmetros das linhas de transmissão, com base nas medições sincrofásicas. A fim de agregar funcionalidades ao sistema instalado, os dados obtidos e calculados pelos PDCs podem ser enviados ao SCADA por meio do protocolo DNP3.

Na Figura 32, é possível observar a tela de monitoramento em tempo real dos parâmetros de uma linha de transmissão. A linha vermelha nos gráficos, inserida para fins ilustrativos, mostra os valores de projeto dos parâmetros.

Figura 32 - Parâmetros elétricos da linha BTA-JGI mostrado em tempo real pelo SPMS.



Fonte: Krefta, *et al.*, (2016).

6.2.3. Consideração

Graças ao material disponibilizado, foi possível ver em primeira mão as ferramentas utilizadas para a análise do comportamento dinâmico do sistema, em comparação ao sistema

SCADA. Esta visualização do estado operativo permite ao sistema uma rápida detecção e diagnóstico de eventos.

6.3. LOCALIZAÇÃO DE FALTAS POR MEIO DE ONDAS VIAJANTES

Uma concessionária de transmissão de energia elétrica implementou sistemas de localização de faltas utilizando algoritmos baseados nos métodos de TWs, de forma a aperfeiçoar o sistema já instalado, que é baseado nos métodos de frequência fundamental.

Com base nesse cenário, realizou-se a análise de dois estudos de caso do funcionamento destes sistemas de localização de faltas (de frequência fundamental e TW, cada um aplicado a dois eventos distintos). A seguir, serão apresentadas as análises dois estudos de caso.

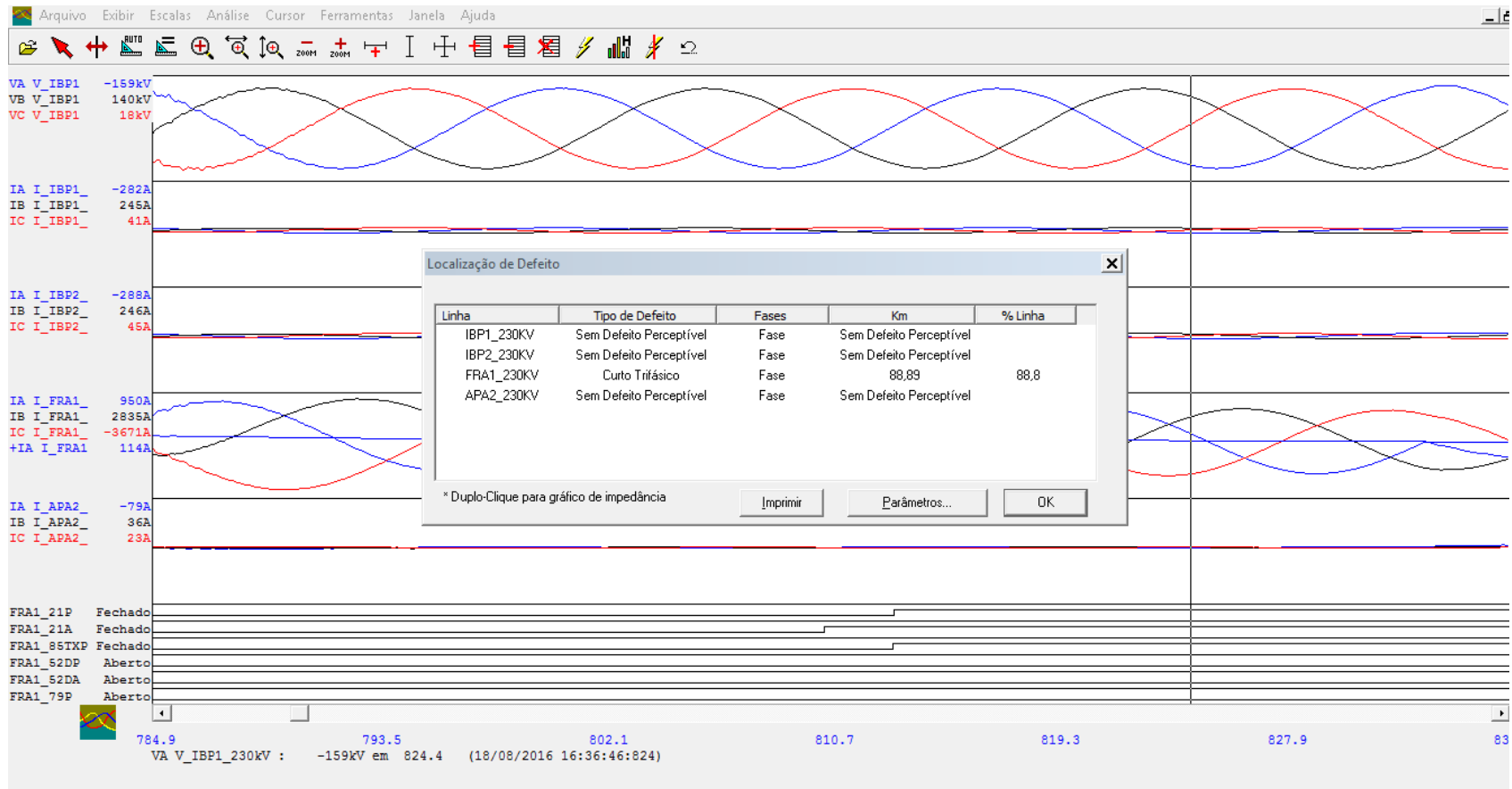
6.3.1 Análise do evento observado por meio do método baseado em frequência fundamental.

Através das figuras obtidas junto à concessionária de energia, foi realizada uma análise do método de localização de faltas baseado em frequência fundamental. A Figura 33 mostra três circuitos monitorados pela concessionária: o circuito FRA1; o circuito IBP1 e o circuito APA2. Analisando a Figura 33, tem-se que ocorreu um curto-circuito trifásico fase-terra de baixa impedância na linha FRA1 de 230 kV a 88,89 km do terminal LON (local onde está instalado o equipamento localizador de falta). O método de localização de faltas empregado pela concessionária é o estudado por Takagi, *et al.*, (1982), citado na seção 5.3. Por esse método ocorre uma divisão da tensão pela corrente elétrica, sendo possível calcular a impedância característica da linha.

A impedância calculada no ponto onde ocorreu a falta é uma fração da impedância característica total da linha, que no caso da Figura 33 é de 88,8% da impedância total.

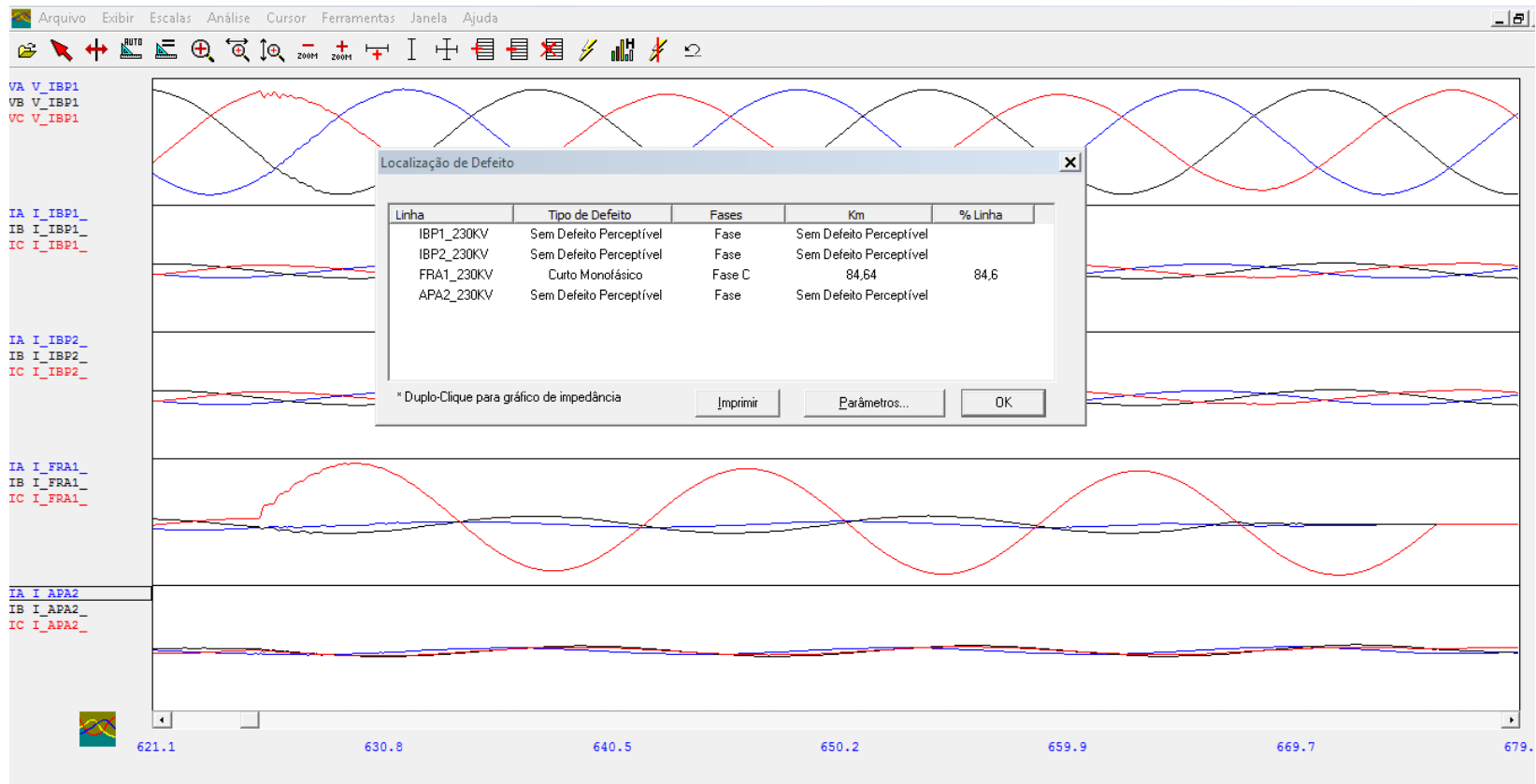
A Figura 34 mostra os mesmos circuitos da Figura 33, com a diferença de que agora ocorreu um curto-circuito monofásico na fase C da linha FRA1. Esse defeito ocorreu a 84,64 km do terminal LON. Nota-se impedância calculada no ponto onde ocorreu a falta é de 84,6% da impedância total.

Figura 33 - Exemplo de localização de falta devido a um curto-circuito trifásico



Fonte: Concessionária de transmissão de energia elétrica (2017).

Figura 34 - Exemplo de localização de falta devido a um curto-circuito monofásico



Fonte: Concessionária de transmissão de energia elétrica (2017).

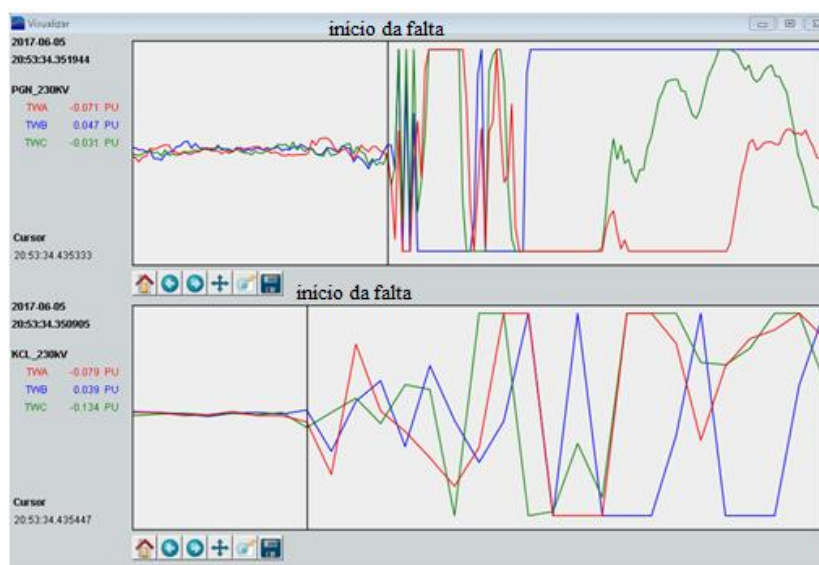
6.3.2 Análise do evento observado por meio do método baseado em TW

Foi realizada uma análise da aplicação do método de localização de faltas baseado em TWs. Os relés utilizados pela concessionária incluem informações da TW dentro do seu pacote de dados, sem afetar o desempenho do elemento diferencial. Conforme o capítulo 5, Os relés localizados nos terminais de cada LT trocam os tempos de chegada das TWs e usam essas informações para estimar a localização da falta, enviando então os resultados para o centro de controle num tempo de alguns segundos após a ocorrência da falta.

A Figura 35 e a Figura 36 mostram, respectivamente, o comportamento em alta frequência das TWs após a ocorrência de uma falta na LT que liga os terminais PGN e KCL e na LT que liga os terminais BTA e JGI. Na Figura 35 e na Figura 36, o gráfico superior mostra, respectivamente, a chegada da TW ao terminal PGN e ao terminal BTA e o inferior mostra, respectivamente, a chegada da TW ao terminal KCL e ao terminal JGI.

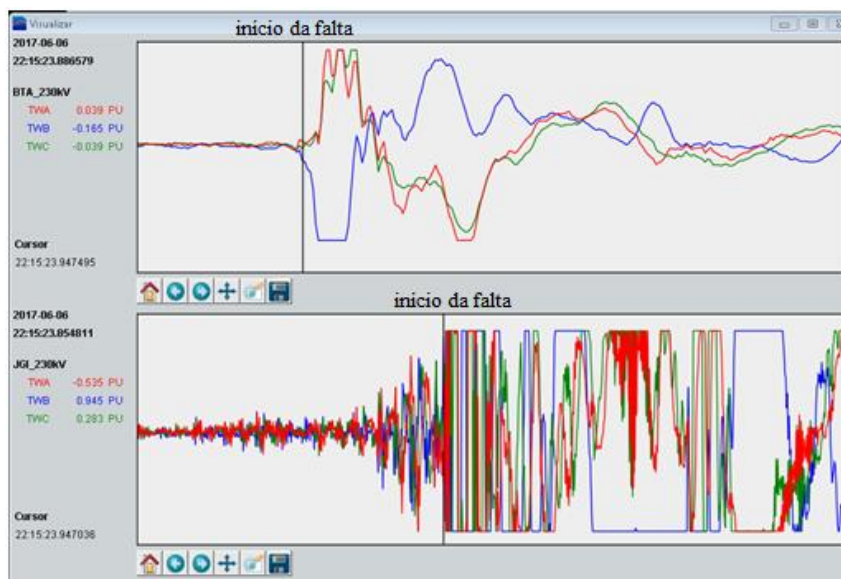
Ambas as faltas foram ocasionadas por descargas atmosféricas indiretas. Como a rede elétrica é dotada de uma blindagem com cabos para-raios, eles são submetidos à tensão induzida pelas descargas atmosféricas e pela corrente associada. Devido às capacitâncias próprias e mútuas entre os condutores de blindagem e os condutores vivos, é desenvolvida nestes uma onda de tensão acoplada. A frequência dessas ondas é da ordem de 0,1 a 1 MHz; não se trabalha mais na componente fundamental de 60 Hz.

Figura 35 - Forma de onda das TWs na ocorrência na /T PGN/KCL 230 kV



Fonte: Concessionária de transmissão de energia elétrica (2017).

Figura 36 - Forma de onda das TWs na ocorrência de uma falta na LT BTA/JGI 230 kV



Fonte: Concessionária de transmissão de energia elétrica (2017).

Uma vez que as TWs chegam às subestações, seus sinais de corrente necessitam ser medidos e fornecidos para o algoritmo de estimação de localização de faltas. As correntes na LTs são medidas usando TCs.

Na concessionária, as respostas dos TCs são otimizadas para operação à frequência de 60 Hz, porém as TWs operam em altas frequências.. Esse problema é superado pelo fato dos TCs possuírem boa resposta em alta frequência. Na concessionária, os TCs possuem uma passa banda utilizável (ponto -3 dB) de 500 kHz, *i.e.*, o TC construído para operar em 60 Hz funciona bem em frequência bem além da nominal.

O sistema de localização de faltas baseado em TW da concessionária é implementado em paralelo com a cadeia de aquisição de dados convencional, garantindo não haver qualquer interferência com as funções de proteção para missão crítica. Esse sistema utiliza conversores A/D de alta velocidade que amostram as correntes de fase até 10 MHz e cria relatórios de evento COMTRADE dedicados contendo informações das TWs.

Analisando a Figura 35 e Figura 36, antes da ocorrência do arco elétrico (*flashover*), tem-se apenas ruídos produzidos pela LT como, por exemplo, ruídos audíveis ou de rádio interferência. O momento de início da onda viajante na Figura 35 e Figura 36 é onde ocorre uma mudança súbita na amplitude da corrente. Na Figura 35, em particular, nota-se que a partir de um determinado momento a amplitude da onda viajante que se propaga na fase B da LT não varia mais, enquanto que das fases A e C continua variando. Isso ocorreu devido à

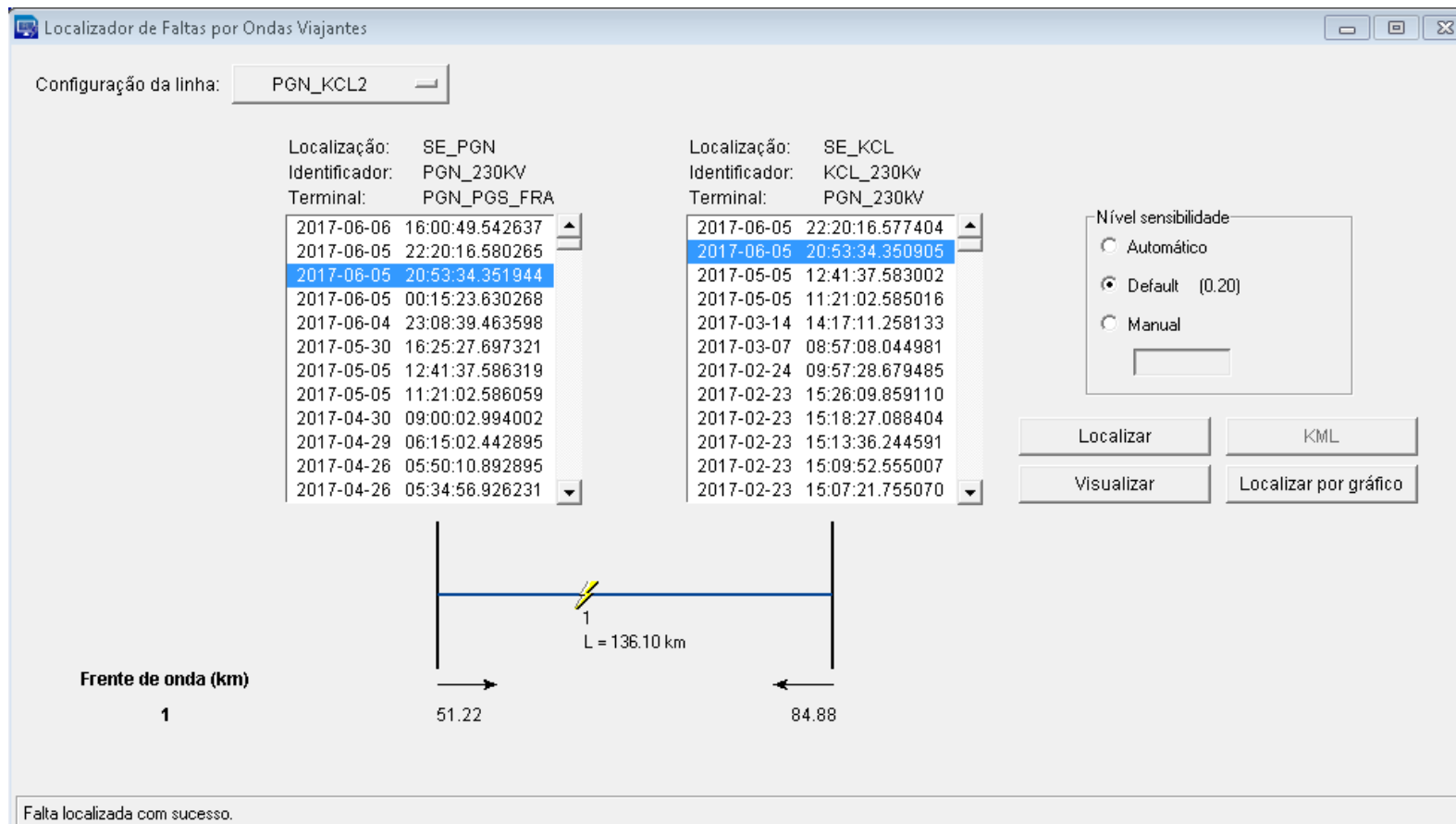
saturação do conversor A/D localizado dentro da placa responsável por capturar as TWs. O limite de captura do conversor A/D utilizado pela concessionária é de 10 MHz.

A saturação do conversor não representa um problema, pois o que interessa é a captura da forma de onda dos sinais e, por meio de filtragem, obter o tempo de chegada da frente de onda. O conversor A/D responsável pela captura dos sinais de ondas viajantes é diferente do conversor A/D convencional utilizado pela concessionária, responsável por capturar sinais analógicos de tensão e corrente em frequência nominal que não pode saturar dentro dos padrões de proteção adotados pelas concessionárias.

A Figura 37 e a Figura 38 mostram a localização da falta por TW. Nota-se que, por meio do método de Takagi, *et al.*, (1982) consegue-se determinar que, na Figura 37, a falta ocorreu a 51,22 km do terminal PGN e a 84,88 km do terminal KCL e na Figura 38 a 135,45 km do terminal BTA e a 650 m do terminal JGI.

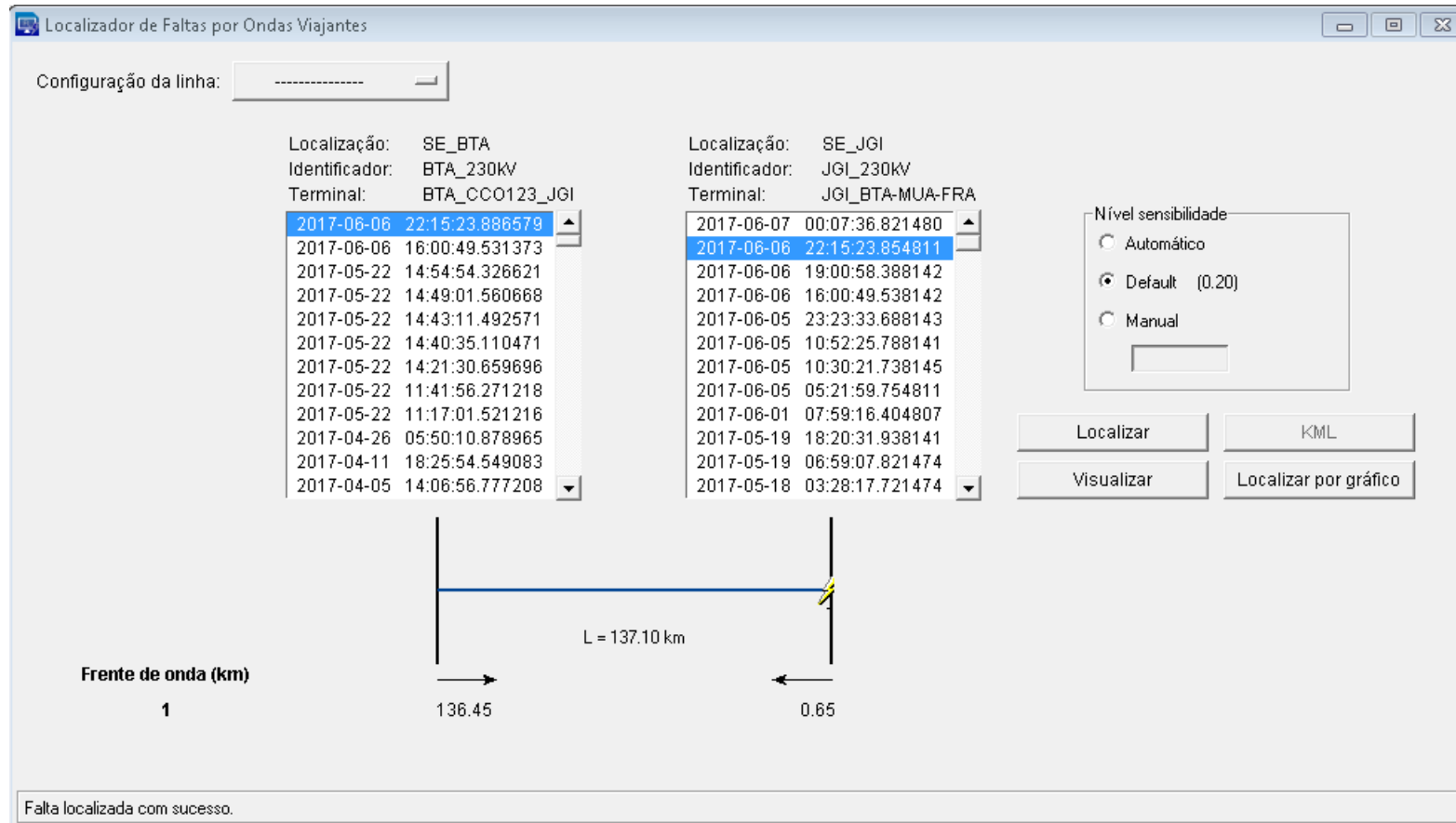
Como os relógios baseados no GPS fornecem uma precisão típica de ± 100 ns e uma precisão garantida de ± 500 ns, tem-se que estes tempos resultam em uma precisão de ± 300 m.

Figura 37 - Localização da falta por TW na LT PGN/KCL 230 kV



Fonte: Concessionária de transmissão de energia elétrica (2017).

Figura 38 - Localização da falta por TW na LT BTA/JGI 230 kV



Fonte: Concessionária de transmissão de energia elétrica (2017).

Conforme a o capítulo 5, a onda viajante se desloca do ponto de defeito até os dois terminais da LT. Ao chegar aos terminais da LT, a onda viajante encontra o receptor TP, que enviará os sinais da TW para os registradores, responsáveis pela conversão dos sinais analógicos das TWs em sinais digitais. Os registradores mandam os sinais das TWs para um *software* específico que calculará o tempo em que cada TW levou para chegar a cada um dos terminais.

6.4. CONSIDERAÇÕES

Nesta seção não foi feita uma análise pormenorizada das formas das ondas viajantes geradas visto que essas ondas operam em altas frequências, sendo bastante difícil a análise de seu comportamento. Na localização de falta usando o método de ondas viajantes, a questão proeminente para os operadores é o instante em que frente da onda viajante começa a se propagar do ponto de defeito até o equipamento receptor (TP e TC) para então encontrar o ponto da LT onde ocorreu o defeito.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

7.1. CONCLUSÕES

Neste trabalho de conclusão de curso foram abordadas algumas das tecnologias usadas na automação de subestações, bem como as usadas nos processos de localização de faltas em linhas de transmissão. A norma IEC 61850 foi criada com o objetivo de universalizar o protocolo de comunicação entre os IEDs. Como consequência direta, obtém-se uma redução considerável da quantidade de cabos e pontos de entradas e saídas dos equipamentos digitais. Outrossim, as múltiplas informações sobre o processo e sistema estão agora compartilhadas entre os diversos equipamentos e subsistemas.

Foi também discutido sobre os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada, cujas principais contribuições são a alta precisão, a elevada taxa de amostragem e a sincronização de medidas fasoriais, que o tornam apto a monitorar o sistema elétrico com maior precisão, além de permitir melhorias em várias atividades de operação, como a análise de eventos, o monitoramento, o controle e a proteção.

Por fim, abordou-se a importância de localizar um defeito em uma linha de transmissão de forma rápida e precisa, diminuindo assim o tempo das interrupções, gerando benefícios para as concessionárias e para o consumidor. Destacou-se a utilização dos métodos de localização de faltas baseados em componentes fundamentais e nos baseados em ondas viajantes.

O Capítulo 6 foi resultado do contato feito a empresas do setor elétrico e dos informes técnicos discutidos no XXIV SNPTEE. Por meio do contato com as empresas, foi possível obter dados e informações sobre como funciona na prática as tecnologias estudadas e a partir deles, fazer uma análise de casos reais ocorridos em uma concessionária de energia. Também, foram observados e estudados os benefícios da automação de subestações, mormente a capacidade de monitoramento e controle remoto e a redução de custos com manutenção do sistema. Tudo isso acaba por agregar maior confiabilidade ao sistema elétrico.

Por meio da revisão bibliográfica realizada e as respostas obtidas no questionário, os autores inferiram que estas tecnologias incipientes agregam recursos expressivos para operação e manutenção do SEE. Doravante, há necessidade de fomentar gradativamente a preparação dos profissionais envolvidos nas atividades relacionadas às tecnologias apresentadas.

Este trabalho também permitiu aos autores se depararem com a aplicação do pleno funcionamento destas tecnologias através de estudos de caso analisados em uma concessionária de transmissão de energia elétrica. Esta empresa do setor elétrico oportunizou a interação com as referidas tecnologias de maneira muito solícita, realizando a integração do setor produtivo com a academia.

A maior contribuição desta pesquisa para os autores foi obter um conhecimento extracurricular, porquanto estas temáticas não foram arroladas no programa do curso de Engenharia Elétrica da instituição, contribuindo com a transição vivenciada pelos autores, saindo da academia e imergindo no mercado e trabalho.

O impacto observado com a inserção destes saltos tecnológicos no setor elétrico possibilita uma maior observabilidade do sistema elétrico, corroborando para a tomada de decisões dos agentes transmissores e reduzindo a expressividade nas multas aplicadas pela ANEEL, referente à parcela variável.

Após a realização deste trabalho, observou-se que a universidade deve ter em suas instalações físicas, laboratórios com tecnologias contemporâneas para diferenciar seus futuros engenheiros a se deparar com requisitos empregados em larga escala no setor produtivo.

No contexto geral, este trabalho fomenta seus autores e a quem possa interessar, a aprofundarem os quesitos da pesquisa em futuros projetos de P&D, através de parceria academia / setor produtivo, no intuito de alcançar ganhos expressivos aos participantes e entidades no geral.

7.2. CONTINUIDADE DA PESQUISA

Como continuidade desta pesquisa é proposto:

- Aumentar a abrangência de respostas a novos questionários feitos as empresas do setor elétrico, frente à aplicação dessas tecnologias, seus ganhos, desafios, investimentos em recursos pessoais e patrimoniais, mudança de filosofia, como foi o processo como um todo, conforme formulário que desenvolvemos, porém não obtivemos êxito na respostas por parte dos agentes de transmissão;
- Simular casos reais, através de arquivos COMTRADE, com a finalidade de interpretar os registros disponibilizados pelos arquivos de oscilografia;
- Analisar como está a questão da calibração das PMUs, buscando investigar a confiabilidade desse sistema com aplicação no SIN;

- Conhecer pessoalmente o sistema MEDFASEE, desenvolvido pela LABPLAN e UFSC, no intuito de ampliar a discussão / pesquisa a respeito do Sistema de Medição Sincrofasorial;
- Estudar o aspecto econômico que essas novas tecnologias estão propiciando as empresas de transmissão, por exemplo, quantas horas de manutenção é despendida para reparo de uma falta, lançando mão da utilização do método de ondas viajantes para localização de faltas;
- Comparar as informações disponibilizadas em normativas com as brochuras do CIGRE, oriundas de discussões de seminários, pois em algumas situações as normas vigentes estão com conteúdo desafiados, tendo em vista as pesquisas desenvolvidas por universidades e empresas do setor elétrico.

REFERÊNCIAS

ABAD, M.; GÁRCIA, M.. **Localização de faltas em linhas de transmissão - tendências atuais e futuras**. Eletricidade Moderna, São Paulo, n. 515, p.46-54, fev. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Revisão 7 de 01/01/2016. Disponível em:<<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 11 de outubro de 2016.

AGOSTINI, M. N.; CRUZ, I. H.; FRANZEN T. A. **Merging Unit application for Synchronized Measurement Phasors**. In: XII Protection and Control Technical Seminar - STPC. Rio de Janeiro, Brazil, November 2014.

AJAEI, F.; SANAYE-PASAND, M. **Minimizing the impacto transients of capacitive voltage transformers on distance relay**. In: *Power System Technology and IEEE Power India Conference*, 2008. POWERCON 2008. Joint International Conference on. [S.l.: s.n.], 2008.

ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. McGraw-Hill, New York, 1999.

ARAÚJO, C. A.; SOUZA F. C.; CÂNDIDO J. R. R.; DIAS M. P. **Proteção de Sistemas Elétricos** (2 ed.). Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2005.

ARAVIND, M. N.; MATTHEW, A. **PMU Data Based Post Disturbance Analysis for a Large Grid Using Wavelets and Lyapunov Exponent**. In: IEEE Power System Conference, 1-6, 2016.

AYERS, L.; DOLEZILEK, D. **Using Dynamic Real-Time Substation Information to Reinvent Asset Management**. Proceedings of the 27rd Annual Western Power Delivery Automation Conference, Spokane, WA, April 2011.

BALDWIN, T. L.; MILI, L.; BOISEN, M. B.; ADAPA, R. **Power System Observability with Minimal Phasor Measurement Placement**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, No. 2, pp. 701-715, 1993.

BARRETO, L. H. **Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão em Subestações de Energia Elétrica: Uma visão geral**. Rio de Janeiro, 2013.

BERNARDES, R; AVELOO, F. **Power Quality Monitoring System: Improve Power System s Through IEDs**, proceedings of the 20th Annual International Conference on Electricity Distribution, Prague, Czech Republic, June 2009 .

BEWLEY, L. V. **Traveling Waves in Transmission Systems**. New York: John Wiley & Sons, Inc.

BELO MONTE TRANSMISSORA DE ENERGIA – BMTE. **Relatório de Impacto Ambiental: Linha de Transmissão CC ± 800 kV Xingu/Estreito** – Dezembro/2014.

CAMINHA, A. C. **Introdução a Proteção dos Sistemas Elétricos**. São Paulo. Editora Edgard Blucher. 1983.

CAVALCANTE, P. **Localização de Falhas em Linhas de Transmissão usando Morfologia Matemática**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal, 2011.

CHUNJU, Y. **One-terminal impedance fault location algorithm for single phase to earth fault of transmission line**. In: *Power and Energy Engineering Conference*, 2010

COSTA, F.; SOUZA, B.; BRITO, N. **Deteção de faltas evolutivas e múltiplos distúrbios em registros oscilográficos baseada na transformada wavelet discreta**. SBA Controle e Automação Sociedade Brasileira de Automação, v.21, 2010. ISSN 0103-1759.

COURY, D.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção Digital de Sistemas de Potência: os Relés Eletromecânicos aso Microprocessados Inteligentes**. *EESC-USP, São Carlos, SP*, 2011.

COURY, D.; GIOVANINI, R.; THORP, J. S. **Sistemas multi-agentes aplicados a proteção adaptativa de linhas de transmissão com três terminais**. SBA Controle & Automação, vol 19 n° 1. Natal, Mar.2008

COUTINHO, S. P. **Protocolos para sistemas Elétricos: IEC 61850**. Disponível em <https://industriaautomatica.wordpress.com/2015/09/26/protocolos-para-sistemas-eletricos-iec-61850/>. Acesso em 12 de março de 2017.

COVRE, H. **Integração de Dados dos Sistemas de Proteção de Subestações Distribuidoras**. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo. São Paulo, 2011.

DAS, S.; SANTOSO, S.; GAIKWAD, A.; PATEL, M. **Impedance-based fault location in transmission networks: theory and application**. Acesso em IEEE, vol. 2, 537-557, 2014.

DAWIDOWSKI, P.; BALCEREK, P.; IZYKOWSKI, J.; ROSOŁOWSKI, E. **ATP-EMTP investigation of two-end synchronized fault location on transmission lines not requiring line parameters**. *International Conference on Power Systems Transients*, Vancouver, Canada, July 2013.

DECKER, I. C.; AGOSTINI, M. N.; DOTTA, D.; ZIMATH, S. L. **Sistema de Medição Fasorial Sincronizada: Desenvolvimentos e Aplicação na Monitoração de Frequência do Sistema Elétrico Brasileiro**. SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Grupo V, 2005.

EHRENSPERGER, J. G. **Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina. Santa Catarina, 2004.

ERIKSSON, L. **An Accurate Fault Locator with Compensation for Apparent Reactance in the Fault Resistance Resulting from Remote and Infeed**, pag. 424-435, 1985.

FARROKH, A. **Contingency-Constrained PMU Placement in Power Networks**. IEEE Trans. Power Syst., vol. 25, no. 1, pp. 516- 523, 2010.

FERREIRA G. D.; GAZZANA, D. S.; BRETAS, A. S.; NETTO, A. S. **An unified impedance-based fault location method for generalized distribution systems**. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 1-8, 2012.

FURSTENBERGER, A. **Desenvolvimento de um Sistema de concentração de dados de medição fasorial sincronizada**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina. Santa Catarina, 2010.

GALE, P.; CROSSLEY, P.; BINGYIN, X.; YAOZHONG, G.; CORY, B.; BARKER, J. **Fault location based on Traveling Waves**. In: *Fifth International Conference on Developments in Power System Protection*. [S.l.: s.n.], 1993.

GOLSHANI, A.; SUN, W.; ZHOU, Q. **Optimal PMU Placement for Power System Restoration**. In: IEEE Power System Conference, 1-5, 2015.

GOU, B. **Generalized integer linear programming formulation for optimal PMU placement**. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1099–1104, 2008.

GURJÃO, E. C.; CARMO, U. A.; SOUZA, B. A. **Aspectos de Comunicação da Norma IEC61850**. Artigo disponível em http://www.ceb5.cepel.br/arquivos/grupos_trabalho. Acesso em 30 de abril de 2017.

HAY, S.; FERGUSON, A. **A Review of Power System Modelling Platforms and Capabilities**. In: IET – The Institution of Engineering and Technology. Paper 3 of 15, Part 3, 2015.

HEDMAN, D. E. **Propagation on Overhead Transmission Lines. I – Theory of Modal Analysis**, IEEE, 1965

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G.; RENZ, B. A. **The future of power transmission**. IEEE Power and Energy Magazine, 2010.

HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. **Power System Relaying**, John Wiley and Sons, 1996.

HU, Y.; CENTENO, V.; ARAÚJO, C. **Projeto do SMF do ONS: Especificação do Concentrador de Dados de Subestações**. Relatório de Licitação do ONS. 30 de Novembro de 2006.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems – IEEE Std C37.118.1 – 2011**.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – IEC. **IEC 61850-8-1: Communication networks and systems in substations: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3**. Geneva: IEC, 2004. 133p.

JARDINI, J. A. **Sistemas digitais para automação da geração, transmissão e Distribuição de energia elétrica**. São Paulo: [s.n.], 1996. p.15

JOHNS, A. T. **Accurate Fault Location Technique for Power Transmission Lines.** IEE Proceedings, 1990.

KREFTA, G. F.; RODRIGUES, R.; PIMENTEL, C. E.; AGOSTINI, M. N.; SOUZA, P. D.; PIRES, A. O. **Implementação e aplicações do sistema de medição sincronizada de fasores no sistema 230 / 525 kV da COPEL GT, XXIII SPTC – Seminário Técnico de Proteção e Controle,** 2016.

KIMURA, S.; ROTTA, A.; ABOUD, R.; MORAES, R.; ZANIRATO, E.; BAHJ, J. **Applying IEC 61850 to Real Life: Modernization.** Project for 30 Electrical Substations. proceedings of the 10th Annual Western Power Delivery Automation Conference, Spokane, WA, Abril 2008.

LARSSON, M.; BERTSCH, J. *Monitoring and Operation of Transmission Corridors,* Power Tech Conference Proceedings, IEEE Bologna, Vol. 3, nº 8, Junho de 2003.

LIANG, F.; JEYASURYA, B. **Transmission line distance protection using wavelet transform algorithm.** Power Delivery, IEEE Transactions on, v. 19, n. 2, 2004. ISSN 0885-8977.

LIRA, R. **Influência dos Canais de Instrumentação na Exatidão da Medição Fasorial Sincronizada.** Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina. Santa Catarina, 2010.

LOPES, F. V.; MELLO, Y. M. P. FERNANDES, D.; NEVES, W. L. A. **Real time Evaluation of PMU Based Fault Locators.** *International Conference on Power System Transients (IPST 2013),* Vancouver, Canada, 2013.

MAHL, D. **Desenvolvimento de uma arquitetura padrão para integração dos dados operacionais de usinas de geração de energia elétrica.** Florianópolis, 2013.

MAMEDE, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.** Ed LTC, Rio de Janeiro, 2011.

MARTINS, D. L. **Estudo de Caso na Automação, Proteção e Supervisão de uma Subestação de Classe 69 kV.** São Carlos, 2012.

MENEZES, A. V. **Proteção de retaguarda para linhas de transmissão aplicando medição fasorial sincronizada**. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos - EESC, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012. Cap. 1.

MILLER, H.; BURGER, J.; FISCHER, N.; KASZTENNY, B. **Modern line current differential protection solutions**. In: 2010 63rd *Annual Conference for Protective Relay Engineers*. [S.l.: s.n.], 2010.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro – Abril/2017**.

MITTELSTADT, W.; HAUER, J.; MARTIN, K.; LEE, H. **Evaluating the Dynamic Performance of Phasor Measurement Units: Experience in the Western Power System**. WECC Disturbance Monitoring Work Group, Interim Report, 2005.

MITTELSTADT, W.; MARTIN, K.; TAYLOR, C. **Development of State-of-the-Art Algorithms and Prototypes for Real-Time and Post Processing of Wide-Area PMU Measurements**. BPA Working Document, 2005.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. **Introdução a Sistemas de Energia Elétrica**. 2. ed. Campinas: Unicamp, 2011.

MORA-FLÓREZ, J. **K-means Algorithm and Mixture Distributions for Locating Faults in Power Systems**. *Electric Power System Research*, vol. 79, 714-721, 2009

NETTO, U. C. **Notas de aula do curso de proteção em sistemas elétricos**. Curso de Graduação da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2016.

NETTO, U. C. **Determinação de um Parâmetro para Monitoramento do Desempenho de Mensagens GOOSE do Padrão IEC 61850 Utilizadas em Subestações de Energia Elétrica**. 2012. 179f. Tese (Doutorado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

NGU, E. E.; RAMAR, K. **A new Impedance-based fault location method for radial distribution systems**. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 1-8,2010.

NOVOSEL, D.; VU, K.; CENTENO, V.; SKOK, S.; BEGOVIC, M. **Benefits of Synchronized – Measurement Technology for Power – Grid Applications**. In: System Sciences Proceedings of the 40th Hawaii International Conference, 2007.

OLIVEIRA, J. C. **Automação de Subestações de Energia Elétrica Utilizando Redes Ethernet na Norma IEC61850**. Universidade Cruzeiro do Sul. São Paulo, 2007.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Informativo ONS Ano I – nº 06. **ONS Apresenta relatório final sobre blecaute de 2009 de 11/2009**. Disponível em <<http://www.ons.org.br/newsletters/informativos/nov2009/06-materia01.html>>. Acesso em: 06 de junho de 2017.

PATTERSON, R. W. **The Importance of Power System Event Analysis**. In: 8th Annual Fault and Disturbance Analysis Conference, 1-9, 2005.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Computer Relaying for Power Systems**. 2nd. ed. New York, USA: John Wiley & Sons Inc, 2009.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S.; NUQUI, R. F.; ZHOU, M. **Recent developments in state estimation with phasor measurements**. IEEE/PES Power Syst. Conf. Expo., Seattle, WA, USA, 2009.

ROLIM, J. G.; BRASIL, F.; C. L. **Ferramentas computacionais inteligentes aplicadas à automação da operação de subestações de alta tensão**. III Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente – SBAI, 1997.

SAHA, M. M.; IZYKOWSKI, J.; ROSOLOWSKI, E. **Fault Location on Power Networks**. London: Ed. Springer, 2010. (Power Systems). ISBN 978-1-84882-885-8.

SALIM, R.; SALIM, K. C. O.; BRETAS, A. **Further improvements on impedance-based fault location for power distribution systems**. IET Generation, Transmission and Distribution, v. 5, n. 4, 2011. ISSN 1751-8687.

SATO, A. **Transmissão de potência em corrente contínua e corrente alternada: estudo comparativo** Guaratinguetá, 2013.

SATO, F.; FREITAS, W. **Análise de Curto-Circuito e Princípios de Proteção em Sistemas de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Editoria Elsevier, 2015.

SIDDIQUI, O. **The Green Grid: Energy savings and carbon emissions reductions enabled by a smart grid.** Technical Update. Electric Power Research Institute (EPRI), 2008.

SILVA, M. **Localização de Falhas em Linhas de Transmissão utilizando Teoria de Ondas Viajantes e Transformada Wavelet.** Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia de São Carlos – USP, 2003.

SILVA, M.; COURY, D.; OLESKOVICZ, M.; SEGATTO, E. **An alternative fault location algorithm based on wavelet transforms for three-terminal lines.** In: 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. [S.l.: s.n.], 2008.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, - SEL. **Journal of Reliable Power Volume 2, Number 2,** 2011.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, INC (SEL). **Proteção Avançada em Baixa Tensão,** 2017.

SKOK, S.; IVANKOVIC, I.; CERINA, Z. **Applications Based on PMU Technology for Improved Power System Utilization.** In: IEEE Power Engineering Society Meeting, 1-8, 2007.

TAKAGI, T.; YAMAKOSHI, Y.; YAMAURA, M.; KONDOW, R.; MATSUSHIMA, T. **Development of a new type fault locator using the one-terminal voltage and current data.** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-101, n. 8, 1982. ISSN 0018-9510.

TAKAGI, T.; MATSUSHIMA, T. **A new algorithm of an accurate fault location for ehv/uhv transmission lines: Part i – Fourier transformation method.** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. PAS-100, n.8, 1981. ISSN 0018-9510.

TEIXEIRA, M.; GAMBOA, L.; BLOCK, P. **Capítulo I: Introdução. O Setor Elétrico,** São Paulo, n. 132, p.24-30, fev. 2017.

TZIOUVARAS, D.; ROBERTS, J.; BENMOUYAL, G. **New multi-ended fault location design for two- or three-terminal lines.** In: Seventh International Conference on (IEE) Developments in Power System Protection, 2001. [S.l.: s.n.], 2001.

VANTI, M. R. V. **Melhoria da segurança dinâmica por otimização e algoritmos de programação não linear.** Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina. Santa Catarina, 2003.

Xia, Y. Q.; Li, K. **Adaptive Relaying Setting for Standalone Digital Distance Protection.** IEEE Transactions on Power Delivery 9(1): 480-91.

XU, B.; ABUR, A. **Observability analysis and measurement placement for systems with PMUs.** IEEE Power Eng. Soc. Power Systems Conf. Expo., vol. 2, 2004.

YONGLI, Z.; XINQUIAO, F. **Fault location scheme for a multi-terminal transmission line based on current traveling waves.** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 53, 367-374, 2013.

ZAYANDEHROODI, H.; FARHOODNEA, M.; MOHAMMADJAFARI, M. **An optional radial basis function neural network for fault location in a distribution network with high penetration of DG units.** Measurements, vol 46, 3319-3327, 2013

ZHU, J.; HWANG, D.; SADJADPOUR, A. **Real Time Congestion Monitoring and Management of Power Systems.** IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Transcrição do questionário respondido pela empresa “A”.

Questionário
<p>1) A empresa possibilitou recursos para treinar seus colaboradores frente às tecnologias de medição fasorial, ondas viajantes e a norma IEC 61850?</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Sim. Todas</p> <p><input type="checkbox"/> Não. Apenas algumas. Quais: _____</p>
<p>2) Caso a resposta da pergunta 1) seja afirmativa, quais foram os setores destacados para a realização desses treinamentos?</p> <p><input type="checkbox"/> Engenharia</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Manutenção</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Operação</p> <p><input type="checkbox"/> Todas as anteriores</p> <p><input type="checkbox"/> Outras. Quais? _____</p>
<p>3) Os treinamentos realizados foram suficientes para suprir todas as demandas ou ainda há necessidade de preenchimento de lacunas no convívio com essas novas tecnologias no cotidiano?</p> <p><input type="checkbox"/> Suficiência em treinamento</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Insuficiência nos treinamentos. Relatar as principais dificuldades encontradas.</p> <p>Resp.: Assimilação das novas tecnologias e segurança na tomada de decisão em tempo real baseados em soluções ainda não consagradas pelo uso e familiarização.</p>
<p>4) A empresa decidiu instalar essas tecnologias para atender a requisitos do último edital ANEEL 05/2016 e atualizações dos Procedimentos de Rede ou foi uma iniciativa da própria empresa para tornar o sistema mais robusto e mais eficiente?</p> <p><input type="checkbox"/> Atendimento ao edital</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Iniciativa própria</p>
<p>5) Atualmente, em relação a todas as subestações pertencentes a operação da empresa, quantas são observadas pelo Sistema de Medição Sincronizada Fasorial (SMSF) e pelo método de Ondas Viajantes (TW)?</p> <p>Favor mencionar o número de subestações observadas e o total de todas as subestações sob operação da empresa.</p>

<p>Total de subestações: 44 SE's</p> <p>Subestações observadas com SMSF e TW: 40 SE's</p>
<p>6) <i>Cite três benefícios observados com a implementação do SMSF e TW?</i></p> <p>Resp.: <u>Maior observabilidade do sistema elétrico;</u> <u>Maior agilidade e maior exatidão nas localizações de faltas;</u> <u>Menor tempo em localizar defeitos com menor impacto na multa referente à Parcela Variável.</u></p>
<p>7) <i>Qual a porcentagem destinada para implementação dessas tecnologias em um novo empreendimento frente ao custo total/global?</i></p> <p>% = 1 a 2%</p>
<p>8) <i>Fazendo uma comparação entre antes e depois das instalações dos SMSF e das TWs, qual foi o ganho em relação ao tempo de restabelecimento das condições operativas após a ocorrência de uma falta?</i></p> <p>Antes: 2 hora(s) de manutenção</p> <p>Depois (com SMSF e TW): 1 hora(s) de manutenção</p>

APÊNDICE B – Transcrição do questionário respondido pela empresa “B”.

Questionário
<p>1) A empresa possibilitou recursos para treinar seus colaboradores frente às tecnologias de medição fasorial, ondas viajantes e a norma IEC 61850?</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Sim. Todas</p> <p><input type="checkbox"/> Não. Apenas algumas. Quais: _____</p>
<p>2) Caso a resposta da pergunta 1) seja afirmativa, quais foram os setores destacados para a realização desses treinamentos?</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Engenharia</p> <p><input type="checkbox"/> Manutenção</p> <p><input type="checkbox"/> Operação</p> <p><input type="checkbox"/> Todas as anteriores</p> <p><input type="checkbox"/> Outras. Quais? _____</p>
<p>3) Os treinamentos realizados foram suficientes para suprir todas as demandas ou ainda há necessidade de preenchimento de lacunas no convívio com essas novas tecnologias no cotidiano?</p> <p><input type="checkbox"/> Suficiência em treinamento</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Insuficiência nos treinamentos. Relatar as principais dificuldades encontradas.</p> <p>Resp.: Necessitamos de tempo para familiarização com estas tecnologias incipientes.</p>
<p>4) A empresa decidiu instalar essas tecnologias para atender a requisitos do último edital ANEEL 05/2016 e atualizações dos Procedimentos de Rede ou foi uma iniciativa da própria empresa para tornar o sistema mais robusto e mais eficiente?</p> <p><input type="checkbox"/> Atendimento ao edital</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Iniciativa própria</p>
<p>5) Atualmente, em relação a todas as subestações pertencentes a operação da empresa, quantas são observadas pelo Sistema de Medição Sincronizada Fasorial (SMSF) e pelo método de Ondas Viajantes (TW)?</p> <p><i>Favor mencionar o número de subestações observadas e o total de todas as subestações sob operação da empresa.</i></p> <p>Total de subestações: 16 SE's</p>

Subestações observadas com SMSF e TW: 11 SE's
<p>6) <i>Cite três benefícios observados com a implementação do SMSF e TW?</i></p> <p>Resp.: <u>Agilidade no restabelecimento dos serviços;</u> <u>Menor tempo de reparo;</u> <u>Localização de faltas mais rebuscada.</u></p>
<p>7) <i>Qual a porcentagem destinada para implementação dessas tecnologias em um novo empreendimento frente ao custo total/global?</i></p> <p>% = 3%</p>
<p>8) <i>Fazendo uma comparação entre antes e depois das instalações dos SMSF e das TWs, qual foi o ganho em relação ao tempo de restabelecimento das condições operativas após a ocorrência de uma falta?</i></p> <p>Antes: 3 hora(s) de manutenção Depois (com SMSF e TW): 1 hora(s) de manutenção</p>

APÊNDICE C – Transcrição do questionário respondido pela empresa “C”.

Questionário
<p>1) A empresa possibilitou recursos para treinar seus colaboradores frente às tecnologias de medição fasorial, ondas viajantes e a norma IEC 61850?</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Sim. Todas</p> <p><input type="checkbox"/> Não. Apenas algumas. Quais: _____</p>
<p>2) Caso a resposta da pergunta 1) seja afirmativa, quais foram os setores destacados para a realização desses treinamentos?</p> <p><input type="checkbox"/> Engenharia</p> <p><input type="checkbox"/> Manutenção</p> <p><input type="checkbox"/> Operação</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Todas as anteriores</p> <p><input type="checkbox"/> Outras. Quais? _____</p>
<p>3) Os treinamentos realizados foram suficientes para suprir todas as demandas ou ainda há necessidade de preenchimento de lacunas no convívio com essas novas tecnologias no cotidiano?</p> <p><input type="checkbox"/> Suficiência em treinamento</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Insuficiência nos treinamentos. Relatar as principais dificuldades encontradas.</p> <p>Resp.: Novidades trazidos com estas tecnologias, necessitam da troca de informações entre os profissionais em seu cotidiano.</p>
<p>4) A empresa decidiu instalar essas tecnologias para atender a requisitos do último edital ANEEL 05/2016 e atualizações dos Procedimentos de Rede ou foi uma iniciativa da própria empresa para tornar o sistema mais robusto e mais eficiente?</p> <p><input type="checkbox"/> Atendimento ao edital</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Iniciativa própria</p>
<p>5) Atualmente, em relação a todas as subestações pertencentes a operação da empresa, quantas são observadas pelo Sistema de Medição Sincronizada Fasorial (SMSF) e pelo método de Ondas Viajantes (TW)?</p> <p><i>Favor mencionar o número de subestações observadas e o total de todas as subestações sob operação da empresa.</i></p> <p>Total de subestações: 17 SE's</p>

Subestações observadas com SMSF e TW: 11 SE's
<p>6) <i>Cite três benefícios observados com a implementação do SMSF e TW?</i></p> <p>Resp.: <u>Menor tempo para manutenção, Menor impacto na RAP (Receita Anual Permitida) e possibilidade de supervisão mais ampla do sistema.</u></p>
<p>7) <i>Qual a porcentagem destinada para implementação dessas tecnologias em um novo empreendimento frente ao custo total/global?</i></p> <p>% = 1,5%</p>
<p>8) <i>Fazendo uma comparação entre antes e depois das instalações dos SMSF e das TWs, qual foi o ganho em relação ao tempo de restabelecimento das condições operativas após a ocorrência de uma falta?</i></p> <p>Antes: 4 hora(s) de manutenção</p> <p>Depois (com SMSF e TW): 1 hora(s) de manutenção</p>

APÊNDICE D – Transcrição do questionário respondido pela empresa “D”.

Questionário
<p>1) A empresa possibilitou recursos para treinar seus colaboradores frente às tecnologias de medição fasorial, ondas viajantes e a norma IEC 61850?</p> <p><input type="radio"/> Sim. Todas</p> <p><input checked="" type="radio"/> Não. Apenas algumas. Quais:___Treinamentos por iniciativa própria dos profissionais do setor de engenharia_____</p>
<p>2) Caso a resposta da pergunta 1) seja afirmativa, quais foram os setores destacados para a realização desses treinamentos?</p> <p><input checked="" type="radio"/> Engenharia</p> <p><input type="radio"/> Manutenção</p> <p><input type="radio"/> Operação</p> <p><input type="radio"/> Todas as anteriores</p> <p><input type="radio"/> Outras. Quais? _____</p>
<p>3) Os treinamentos realizados foram suficientes para suprir todas as demandas ou ainda há necessidade de preenchimento de lacunas no convívio com essas novas tecnologias no cotidiano?</p> <p><input checked="" type="radio"/> Suficiência em treinamento</p> <p><input type="radio"/> Insuficiência nos treinamentos. Relatar as principais dificuldades encontradas.</p>
<p>4) A empresa decidiu instalar essas tecnologias para atender a requisitos do último edital ANEEL 05/2016 e atualizações dos Procedimentos de Rede ou foi uma iniciativa da própria empresa para tornar o sistema mais robusto e mais eficiente?</p> <p><input checked="" type="radio"/> Atendimento ao edital</p> <p><input type="radio"/> Iniciativa própria</p>
<p>5) Atualmente, em relação a todas as subestações pertencentes a operação da empresa, quantas são observadas pelo Sistema de Medição Sincronizada Fasorial (SMSF) e pelo método de Ondas Viajantes (TW)?</p> <p>Favor mencionar o número de subestações observadas e o total de todas as subestações sob operação da empresa.</p> <p>Total de subestações: SE's</p> <p>Subestações observadas com SMSF e TW: SE's</p>
<p>6) Cite três benefícios observados com a implementação do SMSF e TW?</p>

Resp.: Não implementada ainda, apenas em fase de estudos.

7) Qual a porcentagem destinada para implementação dessas tecnologias em um novo empreendimento frente ao custo total/global?

% =

8) Fazendo uma comparação entre antes e depois das instalações dos SMSF e das TWs, qual foi o ganho em relação ao tempo de restabelecimento das condições operativas após a ocorrência de uma falta?

Antes: hora(s) de manutenção

Depois (com SMSF e TW): hora(s) de manutenção

APÊNDICE E – Transcrição do questionário respondido pela empresa “E”.

Questionário
<p>1) A empresa possibilitou recursos para treinar seus colaboradores frente às tecnologias de medição fasorial, ondas viajantes e a norma IEC 61850?</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Sim. Todas</p> <p><input type="checkbox"/> Não. Apenas algumas. Quais: _____</p>
<p>2) Caso a resposta da pergunta 1) seja afirmativa, quais foram os setores destacados para a realização desses treinamentos?</p> <p><input type="checkbox"/> Engenharia</p> <p><input type="checkbox"/> Manutenção</p> <p><input type="checkbox"/> Operação</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Todas as anteriores</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Outras. Quais? _Diretoria, Gerência_____</p>
<p>3) Os treinamentos realizados foram suficientes para suprir todas as demandas ou ainda há necessidade de preenchimento de lacunas no convívio com essas novas tecnologias no cotidiano?</p> <p><input type="checkbox"/> Suficiência em treinamento</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Insuficiência nos treinamentos. Relatar as principais dificuldades encontradas.</p> <p>Resp.: Demanda tempo para assimilação destas tecnologias. Trabalho multidisciplinar para completa integração dos sistemas de supervisão, proteção e controle.</p>
<p>4) A empresa decidiu instalar essas tecnologias para atender a requisitos do último edital ANEEL 05/2016 e atualizações dos Procedimentos de Rede ou foi uma iniciativa da própria empresa para tornar o sistema mais robusto e mais eficiente?</p> <p><input type="checkbox"/> Atendimento ao edital</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Iniciativa própria</p>
<p>5) Atualmente, em relação a todas as subestações pertencentes a operação da empresa, quantas são observadas pelo Sistema de Medição Sincronizada Fasorial (SMSF) e pelo método de Ondas Viajantes (TW)?</p> <p><i>Favor mencionar o número de subestações observadas e o total de todas as subestações sob operação da empresa.</i></p>

<p>Total de subestações: 37 SE's</p> <p>Subestações observadas com SMSF e TW: 21 SE's</p>
<p>6) <i>Cite três benefícios observados com a implementação do SMSF e TW?</i></p> <p>Resp.: <u>Compatível com tecnologias modernas de comunicação;</u></p> <p><u>Permite visualizar o comportamento dinâmico dos ativos;</u></p> <p><u>Aumento da confiabilidade dos empreendimentos de transmissão de energia,</u></p> <p><u>utilizando tecnologia de medição fasorial para registro de distúrbios e operação em</u></p> <p><u>tempo real</u></p>
<p>7) <i>Qual a porcentagem destinada para implementação dessas tecnologias em um novo empreendimento frente ao custo total/global?</i></p> <p>% = 1%</p>
<p>8) <i>Fazendo uma comparação entre antes e depois das instalações dos SMSF e das TWs, qual foi o ganho em relação ao tempo de restabelecimento das condições operativas após a ocorrência de uma falta?</i></p> <p>Antes: 2 hora(s) de manutenção</p> <p>Depois (com SMSF e TW): 1 hora(s) de manutenção</p>