



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

NATHALIA MOTA CUNHA

**ESTUDO TEÓRICO DOS SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES DE
TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO**

Recife
2019

NATHALIA MOTA CUNHA

**ESTUDO TEÓRICO DOS SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES DE
TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito da disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso (EL403).

Orientador: Prof. Dr. Augusto César Cavalcanti de Oliveira.

Catálogo na fonte
Bibliotecário Josias Machado, CRB-4 / 1690

C972e Cunha, Nathália Mota.
Estudo teórico dos sistemas de automação de subestações de transmissão e distribuição / Nathália Mota Cunha. - Recife 2019.
72 folhas, il., figs., tabs.

Orientador: Augusto César Cavalcanti de Oliveira.

TCC (Graduação) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Departamento de Graduação em Engenharia Elétrica, 2019.
Inclui Referências.

1. Engenharia elétrica. 2. Subestação elétrica. 3. Redes de comunicação. 4. Integração de sistemas. I. Oliveira, Augusto César Cavalcanti de (orientador). II. Título.

621.3 CDD (22. ed.)

UFPE
BCTG/2019-237

NATHALIA MOTA CUNHA

**ESTUDO TEÓRICO DOS SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES DE
TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito da disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso (EL403).

Aprovado em: ____/____/____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Augusto César Cavalcanti de Oliveira (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Fabrício Bradaschia
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Zanoni Dueire Lins
Universidade Federal de Pernambuco

Dedico este trabalho aos meus pais, que me proporcionaram a melhor educação que poderiam oferecer.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, que apesar de todas as dificuldades, me ajudaram na realização do meu objetivo de me tornar a primeira engenheira da família. Agradeço ao meu namorado, que esteve comigo e me deu apoio sempre.

Agradeço aos meus amigos de trabalho, colegas de curso e professores por toda a ajuda e apoio durante este período tão importante da minha formação acadêmica e a todas as pessoas que direta ou indiretamente contribuíram para a minha formação profissional.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise teórica descritiva acerca dos sistemas de automação de subestações elétricas de transmissão e distribuição, discorrendo sobre seus componentes, requisitos técnicos, interface entre a automação da subestação e seus equipamentos associados, arquitetura de comunicação e tecnologias incorporadas às subestações que permitiram o processo de automação. Serão também abordados alguns conceitos importantes para o entendimento do processo de automação, tais como dispositivos eletrônicos inteligentes (IED), integração de IEDs, unidades de terminal remoto (RTU), concentrador de dados, dados operacionais e dados não operacionais. Por último, será mostrada a importância da integração de todos os dispositivos eletrônicos inteligentes (IED) e funções de controle, automação e monitoramento através de redes de comunicação locais (LAN) na subestação com a rede corporativa de longa distância (WAN) via serviço de comunicação de dados. Este trabalho foi motivado pelo fato de a maioria das literaturas técnicas que abordam automação de subestações estarem disponíveis apenas em língua estrangeira, tendo, portanto, a intenção de servir de forma didática como base teórica para estudos posteriores, permitindo ao leitor aprender sobre o que é uma subestação, como esta é dividida fisicamente, seus arranjos, principais elementos, responsabilidades e aplicações práticas do sistema de automação de uma subestação digital.

Palavras-chave: Subestação. Automação. Integração. Comunicação.

ABSTRACT

This study presents a descriptive theoretical analysis about transmission and distribution substation automation systems, discussing about its components, technical requirements, interface between substation automation and its associated equipments, communication architecture and technologies added to the substations which allowed the process of automation. It will also be presented some important concepts to the comprehension of the automation process, such as intelligent electronic devices (IED), IED integration, remote terminal unit (RTU), data concentrator, operational and nonoperational data. Lastly, it will be shown the importance of IED and control, automation and monitoring functions integration through local area networks in the substation with the company wide area network via data communication services. This study is motivated by the fact that most of the technical literature concerning about substation automation systems are only available in foreign languages, therefore, it intends to be useful as a didactical guideline to future studies, and it allows the reader to learn about the concept of a substation, the physical layouts, arrangements, main components, responsibilities and practical applications of the digital substation automation system.

Keywords: Substation. Automation. Integration. Communication.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Antigo painel de controle	15
Figura 2 – Relé de bandeira (flag relay)	16
Figura 4 – Exemplo de arranjo dos circuitos primários de uma subestação.....	20
Figura 5 – Exemplo de leiaute físico de uma subestação.	22
Figura 6 – Transformador de potência trifásico	23
Figura 7 – Ciclo de carregamento diário do transformador de potência.	24
Figura 8 – Disjuntor de alta tensão (1600A/SF6), SE Ilha do Retiro (Celpe).....	26
Figura 9 – Transformador de potencial capacitivo.....	28
Figura 10 – Precisão de um conversor A/D.....	34
Figura 11 – Rede de fibra óptica distribuída para sistema SCADA e automação	43
Figura 12 – Laço de fibra óptica	44
Figura 13 – Diagrama de arquitetura funcional do sistema de automação.	51
Figura 14 – Sistema de automação da subestação.	55
Figura 15 – Configuração do sistema de automação da subestação.....	58
Figura 16 – (a) Proteção via fios condutores e (b) proteção via LAN.....	60
Figura 17 – (a) Proteção via fiação e (b) proteção via GOOSE utilizando LAN.	61
Figura 18 – Sistema antifalha de barra inteligente.	63
Figura 19 – Exemplo de seccionador para isolação automática de trechos em falta.	64
Figura 20 – Interface de analisador de perturbações de subestação.....	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características de sensores de medição com novas tecnologias.	35
Tabela 2 – Arquitetura de cinco camadas para integração e automação.....	49
Tabela 3 – Principais caminhos de dados da subestação até a concessionária.	50
Tabela 4 – Vantagens e desvantagens dos sistemas de automação de subestação.	69

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CLP	Controlador Lógico Programável
GPS	<i>Global Positioning System</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
MCE	Monitoramento de Condições do Equipamento
ONS	Operador Nacional do Sistema
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SAS	Sistema de Automação da Subestação
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
WAN	<i>Wide Area Network</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	OBJETIVOS	17
1.2	ORGANIZAÇÃO TEXTUAL	17
2	COMPONENTES E REQUISITOS TÉCNICOS DA SUBESTAÇÃO	18
2.1	ARRANJOS DOS BARRAMENTOS E ÁREA DA SUBESTAÇÃO	19
2.2	EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO	22
2.2.1	Transformadores de Potência	22
2.2.2	Disjuntores	25
2.2.3	Transformadores de Instrumentação	27
2.2.3.1	Transformador de Corrente	27
2.2.3.2	Transformador de Potencial	28
2.2.4	Outros equipamentos primários	29
2.3	OUTRAS CONSIDERAÇÕES	29
3	INTERFACE ENTRE AUTOMAÇÃO E SUBESTAÇÃO	30
3.1	COMPONENTES DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO	30
3.2	DESAFIOS NO AMBIENTE FÍSICO DA SUBESTAÇÃO ...	31
3.3	MEDIÇÕES	32
3.3.1	Características dos Dados Digitalizados	33
3.3.2	Novas tecnologias de medição	35
3.3.3	Dispositivos de Medição	35
3.3.3.1	Transdutores	36
3.3.3.2	Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs)	36
3.4	MONITORAMENTO DE ESTADO	37

3.4.1	Desempenho dos contatos	37
3.4.2	Ambiguidade	38
3.5	FUNÇÕES DE CONTROLE	38
3.5.1	Dispositivos Eletrônicos Inteligentes para Automação	39
3.6	REDES DE COMUNICAÇÃO DENTRO DA SUBESTAÇÃO	41
3.6.1	Rede Ponto a Ponto	41
3.6.2	Rede Ponto para Multiponto	41
3.6.3	Rede Par a Par (<i>peer-to-peer</i>)	42
3.6.4	Sistemas com Fibra Óptica	43
3.6.4.1	Configuração em Laço (<i>Loop</i>)	44
3.6.4.2	Configuração em Estrela	45
3.6.4.3	Limitações de Mensagem	45
3.6.4.4	Ethernet através de Fibra Óptica	45
3.7	OUTRAS CONSIDERAÇÕES	46
4	AUTOMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO	47
4.1	DEFINIÇÕES E TERMINOLOGIAS	47
4.2	SISTEMAS ABERTOS	49
4.3	ARQUITETURA FUNCIONAL E CAMINHO DE DADOS ...	50
4.4	ARQUITETURA FUNCIONAL DOS SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO E INTEGRAÇÃO DA SUBESTAÇÃO	51
4.5	SUBESTAÇÕES NOVAS VS. EXISTENTES	52
4.6	MONITORAMENTO DE CONDIÇÕES DO EQUIPAMENTO	53
4.6.1	Protocolos de Comunicação IEC 61850	53
4.7	QUESTÕES TÉCNICAS DO SISTEMA DE INTEGRAÇÃO E AUTOMAÇÃO	54

4.7.1	Requisitos Técnicos dos Sistemas de Telecomunicação	54
4.7.2	Responsabilidades do Sistema de Automação da Subestação	55
4.7.3	Arquitetura do Sistema	56
4.7.4	Processador Principal da subestação	57
4.7.5	<i>Local Area Network</i> (LAN) da Subestação	57
4.7.6	Central de Armazenamento de Dados	59
4.8	FUNÇÕES E APLICAÇÕES	60
4.8.1	Integração dos Sistemas de Proteção	60
4.8.2	Funções de Automatização	62
4.8.2.1	Sistema Antifalha de Barras e Restabelecimento Automático de Cargas	62
4.8.2.2	Seccionadores de Linha	63
4.8.3	Aplicações à Nível da Concessionária	65
4.8.3.1	Análise de Perturbações	65
4.8.3.2	Monitoramento de Equipamento em Tempo Real	66
4.9	AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES	67
4.10	OUTRAS CONSIDERAÇÕES	69
5	CONCLUSÕES	70
	REFERÊNCIAS	71

1 INTRODUÇÃO

O principal objetivo na operação do sistema elétrico, segundo Padilla (2016), é manter o balanço de energia entre a geração e a demanda de maneira econômica. Isso frequentemente requer mudanças na configuração do sistema para manter parâmetros de frequência e tensão em níveis previamente especificados. Mudanças típicas no sistema são: conexão e desconexão de transformadores, linhas de transmissão, reatores *shunt* e compensadores estáticos de energia reativa. Tais mudanças na configuração do sistema são feitas através de instalações presentes nas estações de geração e nas subestações ao longo da transmissão e distribuição.

De acordo com a norma Neoenergia (2017), uma subestação pode ser definida como parte do sistema elétrico que compreende um conjunto de equipamentos, dispositivos de manobras, proteção, controle, transformação, condutores e outros acessórios, além de obras civis e estruturas de montagem que funcionam de forma interdependente para atender ao sistema elétrico.

Essencialmente, as subestações podem ser classificadas em quatro tipos, segundo McDonald (2007). O primeiro tipo é a subestação de uma estação de geração. Essas instalações conectam os geradores às redes de transmissão e distribuição. As subestações de geração tendem a ser amplas e são submetidas a condições de planejamento, orçamento e construção diferentes dos demais projetos de subestação. Por sua natureza particular, a subestação de geração não será tratada aqui.

Outro tipo de subestação tipicamente conhecida é a subestação de consumidor. Esse tipo de subestação funciona como a principal fonte para o fornecimento de energia elétrica para um único consumidor. Os requisitos técnicos e econômicos para esse tipo de instalação dependem mais das especificações e necessidades do consumidor que das necessidades do sistema elétrico, logo, esse tipo de instalação também não será o foco principal desse trabalho.

O terceiro tipo de subestação trata da transferência em massa de potência ao sistema elétrico e é chamado de estação de transmissão. Essas grandes subestações geralmente se situam nos pontos finais de linhas de transmissão que se originam de subestações de geração e fornecem energia para alimentar subestações de distribuição. Elas são fundamentais para manter a integridade e confiabilidade do sistema elétrico e permitem que grandes blocos de energia sejam

transmitidos da geração para os grandes centros de carga. Por se tratar de estações estratégicas e geralmente muito onerosas em relação à construção e manutenção, esse tipo de subestação será um dos tópicos principais abordados.

O quarto tipo de subestação é a subestação de distribuição. Estas são as instalações mais comuns no sistema elétrico. São elas que abastecem os circuitos de distribuição que alimentam diretamente a maioria dos clientes. Estas são tipicamente localizadas próximas aos centros de carga. Visto que a construção de subestações de distribuição dá origem à maioria dos projetos de construção do sistema, essas instalações serão o outro principal tópico a ser trabalhado.

Até algumas décadas atrás, o controle de subestações elétricas era baseado em sistemas que consistiam em elementos de eletrônica discreta e equipamentos eletromecânicos, em que as diversas funções eram executadas de maneira separada por subsistemas específicos, de acordo com Padilla (2016). Apesar de sua confiabilidade por serem independentes, esses sistemas também eram caros, pois demandavam grandes investimentos em cabos, cubículos e trabalho de construção civil. Nessa época, as subestações eram controladas através de largos quadros de controle localizados na casa de controle principal, como mostra a Figura 1.

Figura 1 – Antigo painel de controle



Fonte: Padilla, 2016.

Um dos componentes mais simbólicos desta época foi o relé de bandeira (*flag relay*), que era a principal maneira de acionar alarmes para chamar a atenção do operador da subestação, como mostra a Figura 2.

Figura 2 – Relé de bandeira (*flag relay*).



Fonte: Padilla, 2016.

Mais recentemente, quando sistemas de controle e outros sistemas secundários começaram a incorporar novas tecnologias de comunicação e Dispositivos Eletrônicos Inteligentes, também conhecidos pela sigla em inglês IED (*Intelligent Eletronic Device*), o conjunto completo de instalações e funcionalidades secundárias foi chamado de “Sistemas de Automação de Subestação” (SAS).

As funções mais importantes dos sistemas de automação de subestação são, de acordo com Padilla (2016):

- Controle;
- Monitoração;
- Alarme;
- Medição;
- Parametrização e monitoramento de relés de proteção;
- Controle e monitoramento do sistema de potência auxiliar;
- Regulação de tensão.

Em suma, os sistemas de automação de subestação se encarregam do processo de aquisição de dados, controle, monitoração e sistemas de alarme associados com os equipamentos de alta tensão que pertencem ao sistema primário, permitindo às concessionárias de energia monitorar, controlar e coordenar remotamente os componentes de distribuição/transmissão instalados na subestação.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho consiste no estudo teórico/bibliográfico dos sistemas de automação de subestações de transmissão e distribuição, com objetivos didáticos, visto que a maior parte da literatura técnica acerca do tema se encontra em língua estrangeira, tendo intenção de proporcionar ao leitor um entendimento geral acerca dos elementos, interfaces e arquiteturas funcionais da subestação, bem como mostrar aplicações práticas dos sistemas de automação de subestação na melhoria da confiabilidade do sistema elétrico, servindo como base para futuros estudos.

1.2 ORGANIZAÇÃO TEXTUAL

O material é organizado em 5 capítulos; O Capítulo 1 estabelece uma breve apresentação do tema, delimita o objeto de estudo do trabalho, objetivos e metodologia utilizada; o Capítulo 2 traz os principais equipamentos primários que compõem uma subestação e suas características, alguns requisitos técnicos básicos que precisam ser atendidos por determinação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para os equipamentos, arranjo físico dos barramentos e área da subestação; no Capítulo 3 são abordadas as interfaces entre o sistema de automação e os equipamentos da subestação, bem como os meios de comunicação entre os dispositivos; no Capítulo 4 são definidos os principais conceitos relacionados aos sistemas de automação de subestação e mostradas a arquitetura funcional do sistema, algumas funções e aplicações da automação na operação do sistema elétrico.

Para entender como funciona o sistema de automação aplicado aos elementos da subestação, é necessário ter um entendimento básico dos equipamentos de potência que compõem uma subestação, quais as grandezas que precisam ser monitoradas e os arranjos mais comuns dos elementos, como mostra o Capítulo 2 a seguir.

2 COMPONENTES E REQUISITOS TÉCNICOS DA SUBESTAÇÃO

Como é dito em Padilla (2016), fisicamente, as subestações compreendem um grupo de equipamentos que dependem da tensão de operação da subestação, chamado de equipamentos primários e uma série de elementos menores de baixa tensão necessários ao operador para realizar mudanças na configuração do sistema de potência, chamados elementos secundários.

O grupo de equipamentos de alta tensão compreende equipamentos de chaveamento utilizados para manter ou interromper o fluxo de energia, transformadores instrumentais e, muitas vezes, transformadores de potência.

Este capítulo aborda características físicas e exigências técnicas regulamentadas relacionadas aos principais equipamentos primários da subestação, para entendimento do papel de cada componente e quais grandezas relacionadas a estes precisam ser monitoradas, além de apresentar a principal tecnologia de medição, os transformadores de instrumentação.

De acordo com ONS (2017), para garantir condições de funcionamento apropriadas às instalações conectadas à Rede Básica, o Operador Nacional do Sistema (ONS) estabelece um conjunto de critérios mínimos a serem seguidos na instalação dos elementos básicos de funcionamento do sistema, tratam-se dos Procedimentos de Rede ONS.

O “Submódulo 2.3 – Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos” dos Procedimentos de Rede ONS estabelece os requisitos mínimos que devem ser atendidos para a subestação e seus equipamentos e se aplica às instalações de transmissão que pertencem as Rede Básica ou que venham a pertencer a Rede Básica. Também estão submetidos aos critérios desse submódulo os agentes de geração, distribuição, exportação/importação, bem como consumidores que sejam responsáveis por subestações que façam conexão com a Rede Básica. Abaixo são trazidas algumas das exigências técnicas deste submódulo.

2.1 ARRANJOS DOS BARRAMENTOS E ÁREA DA SUBESTAÇÃO

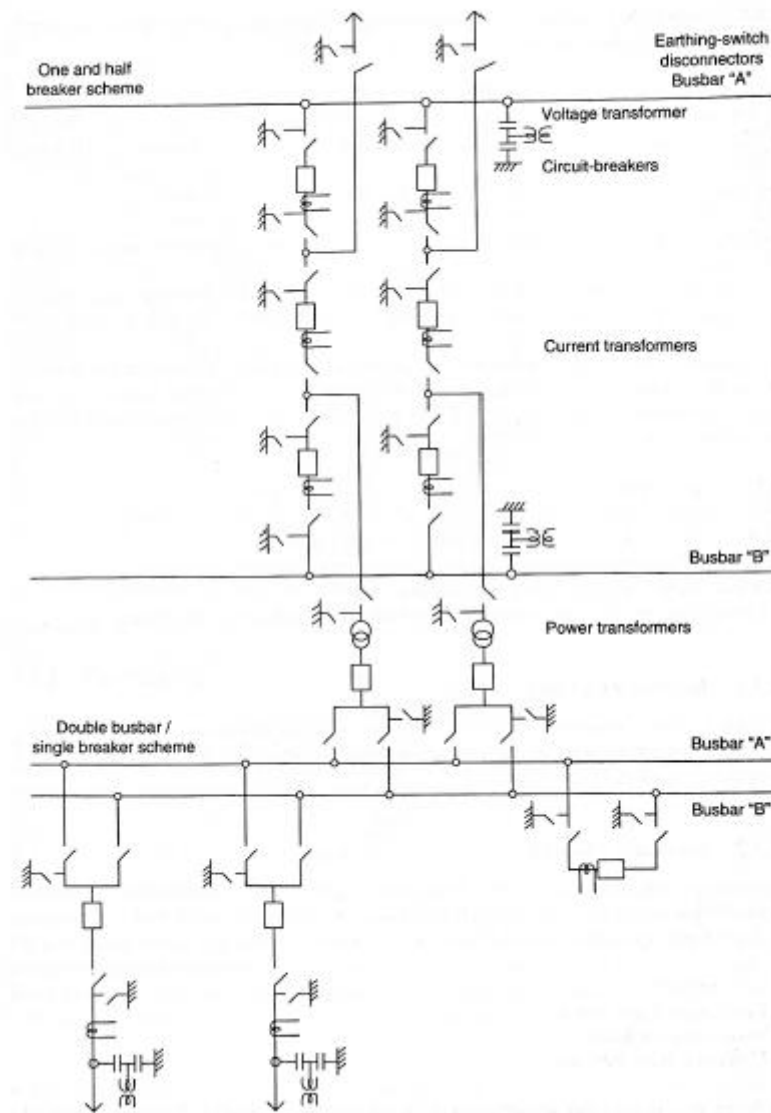
Basicamente, há dois tipos de arranjo de barramento a serem seguidos em subestações com isolamento a ar conectadas à Rede Básica divididos por classe de tensão, como trata ONS (2017). São estes:

- (a) Barramentos de tensão igual a 230 kV: arranjo barra dupla com disjuntor simples a quatro chaves;
- (b) Barramentos de tensão igual ou superior a 345 kV: arranjo barra dupla com disjuntor e meio.

Os arranjos podem ser vistos na Figura 3. Como descreve Padilla (2016), no arranjo “barra dupla com disjuntor e meio” todos os disjuntores estão fechados em condições normais de operação, assim, ambas as barras estão energizadas. Quando ocorre uma falta em qualquer um dos circuitos de entrada ou saída, é acionado um *trip* (disparo) nos dois disjuntores associados e nenhum outro circuito é afetado. Este arranjo oferece as seguintes características:

- Alta disponibilidade no suprimento de energia;
- Se uma falha ocorre em qualquer uma das barras, isso não acarreta em desconexão dos circuitos de saída.
- Se uma falha ocorrer em qualquer um dos disjuntores instalados conectados diretamente às barras, isso não resulta em desconexão dos circuitos de saída.
- Qualquer uma das barras pode ser tirada de serviço a qualquer momento para fins de manutenção.
- Flexibilidade para propósitos de operação do sistema de potência e para manutenção.
- Os disjuntores e transformadores de corrente devem ser capazes de suportar a soma da corrente de carga dos dois circuitos de entrada ou saída associados.
- O uso de relés e de religamento automático requer complexidade nas configurações, uma vez que o disjuntor do meio é responsável por funções em ambos os circuitos associados.

Figura 3 – Exemplo de arranjo dos circuitos primários de uma subestação.



Fonte: Padilla, 2016.

Já no arranjo “barra dupla com disjuntor simples”, em condições operativas normais cada circuito é conectado a ambas as barras. Quando um disjuntor de saída precisa ser retirado para fins de manutenção, pode ser realizado *bypass* do equipamento e seu respectivo circuito passa a ser protegido pelo disjuntor acoplado ao sistema. Esse arranjo dispõe das seguintes características:

- Cada circuito de saída ou de entrada deve estar conectado a ambas as barras.
- Uma falha num disjuntor de um alimentador (disjuntor de saída) acarretará em saída de serviço de todos os outros circuitos conectados às barras.

- Ambas as barras devem ser desconectadas em caso de necessidade de manutenção.
- Esse esquema permite um nível de flexibilidade intermediário.
- A manutenção em um dos disjuntores pode ser feita mantendo-se todos os circuitos em serviço.

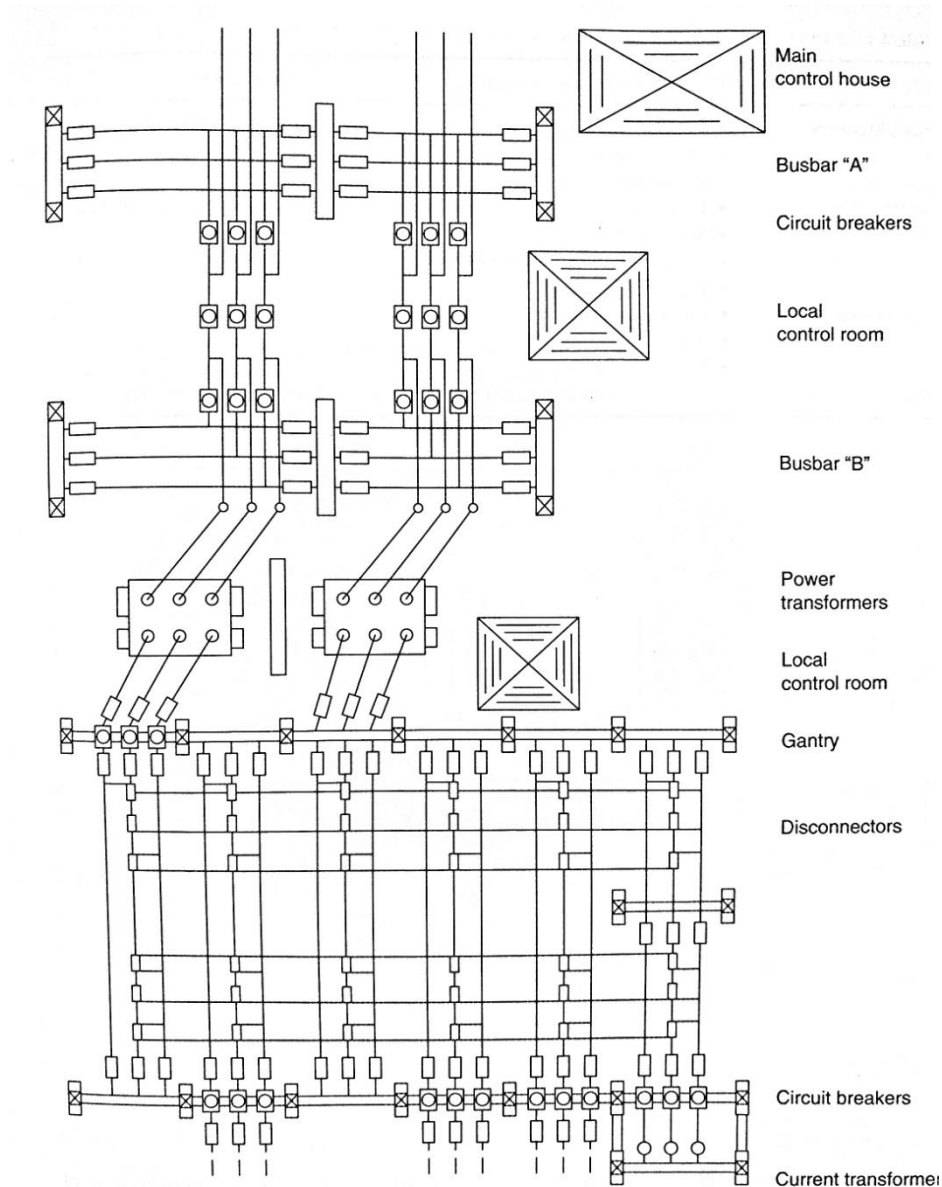
Há uma variedade de arranjos primários de subestação padronizados, escolhidos pelos donos da subestação levando em conta diversos fatores, tais como flexibilidade operacional, custo total da instalação, assim como requisitos de confiabilidade e disponibilidade. Como estabelece ONS (2017), estes demais arranjos de barramento podem ser aplicados, incluindo os de tecnologia a SF₆, contanto que seu desempenho seja igual ou acima dos arranjos estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema. Esse desempenho deve ser acompanhado de evidências, apresentando-se estudos de confiabilidade, flexibilidade operativa e disponibilidade ao ONS.

A disposição física dos elementos de uma subestação depende fortemente do arranjo primário adotado, de forma que, para cada um dos arranjos padronizados, há um leiaute típico correspondente. Segundo Padilla (2016), o leiaute físico tipicamente adotado para os esquemas um disjuntor e meio e barra dupla com disjuntor simples é mostrado na Figura 4.

Em situações onde há conflito em relação ao arranjo da subestação, algumas variações no leiaute típico devem ser avaliadas, levando-se em considerações fatores diversos, como tamanho e configuração geométrica do terreno da subestação, requisitos de manutenção, separação elétrica dos elementos, possibilidades para a localização do centro de controle, situação das rodovias ao entorno, fatores ambientais, tipo de condutor primário (rígido ou flexível), aspectos estéticos, etc.

Em todo caso, o projetista do sistema de automação da subestação deve saber de antemão a disposição física definitiva dos elementos da subestação (número de construções de alvenaria, localização dos componentes, distâncias) de forma a levar em consideração estes aspectos para projetar as soluções de automação e características dos dispositivos.

Figura 4 – Exemplo de leiaute físico de uma subestação.



Fonte: Padilla, 2016.

2.2 EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO

A seguir são descritos os principais equipamentos primários presentes em uma subestação de distribuição ou transmissão.

2.2.1 Transformadores de Potência

Essencialmente, a função do transformador é elevar ou rebaixar tensões de um nível nominal para outro do sistema elétrico. Como é descrito por Padilla (2016),

os transformadores são os maiores aparatos da subestação e são compostos por um enrolamento primário, um enrolamento secundário e em alguns casos, um terminal terciário. Esses enrolamentos são construídos em cobre ou alumínio em volta de um núcleo magnético comum. Os enrolamentos são imersos em um tanque metálico cheio de óleo isolante, ao qual estão ligados diversos acessórios necessários ao desempenho ótimo do transformador. As opções de construção incluem as três fases inseridas num único tanque em comum ou unidades monofásicas separadas. A Figura 5 mostra um transformador de potência trifásico.

Figura 5 – Transformador de potência trifásico.



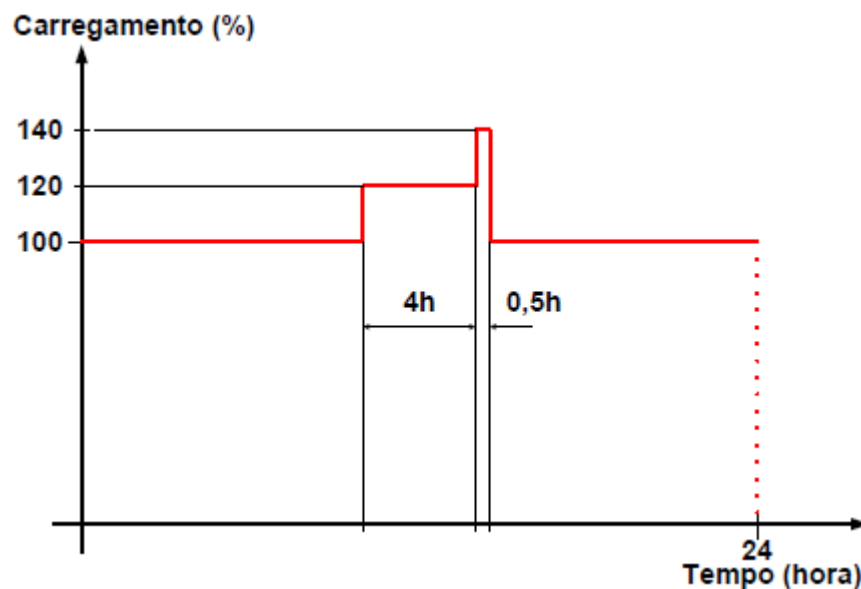
Fonte: Arquivo pessoal.

Transformadores de alta potência são equipados com sistemas de refrigeração baseados em trocadores de ar/óleo, com ventilação natural ou forçada. Eles normalmente possuem reguladores de *tap* em carga que facilitam a regulação da tensão secundária. Alguns dos acessórios típicos dos transformadores são:

- Válvula de alívio de pressão: normalmente uma mola carregada designada para reduzir a pressão dentro do tanque rapidamente ao normal. Geralmente um conjunto chaves de *trip* é fornecido para propósitos de monitoração e sinalização;
- Termômetro de óleo: termômetro para indicar a temperatura do óleo isolante, mostra externamente indicadores de temperatura;

- Sensor de temperatura dos enrolamentos: esse é um arranjo combinado para obter a temperatura dos enrolamentos a partir de métodos indiretos, baseado no fato de que a diferença de temperatura entre os enrolamentos e o óleo dielétrico no tanque do transformador depende da corrente que passa pelos enrolamentos. O dispositivo recebe como entrada a informação do termômetro de óleo e adiciona o efeito da corrente à temperatura do enrolamento. Essa corrente é obtida a partir de transformadores de corrente instalado nas buchas do transformador.
- Relé Buchholz: qualquer problema interno como falha dielétrica ou descargas parciais recorrentes podem causar a liberação de bolhas de gás, que se acumulam no topo do tanque do transformador. O relé Buchholz detecta essas bolhas e ativa as chaves para alarme ou sinais de *trip*.
- Indicador de nível de óleo: a função desse acessório é detectar mudanças abruptas no nível de óleo do transformador que possam ser causadas por vazamentos ou faltas internas. Ele é munido de um contato de alarme para alertar sobre condições de baixo nível de óleo.

Figura 6 – Ciclo de carregamento diário do transformador de potência.



Fonte: ONS, 2008.

De acordo com ONS (2017), as unidades de transformação devem ter capacidade de operação em sua potência nominal em regime permanente. Os transformadores devem estar dimensionados para três cenários de operação: carregamento em condições normais de operação, emergências de curta duração e

emergências de longa duração e deve operar sem problemas em 120% de sua capacidade nominal por até 4 horas do seu ciclo de vida diário, assim como operar com 140% de sua potência nominal por até 30 minutos do seu ciclo diário, ambos podem ocorrer no mesmo ciclo diário, como mostra a Figura 6.

2.2.2 Disjuntores

Disjuntores de potencia são equipamentos compostos de três polos idênticos montados numa base comum ou em suportes individuais. Cada polo consiste em uma ou mais câmaras onde ocorre a interrupção da corrente. Os dispositivos de seccionamento são utilizados para prover isolamento da instalação, chaveamento de cargas e interrupção de correntes de falta e sobrecarga, de acordo com Padilla (2016). A magnitude e duração da corrente de falta são significantes na seleção do equipamento utilizado.

A operação e manutenção do sistema também devem ser consideradas quando da seleção do equipamento. Uma decisão importante é se a operação será tripolar, em que as três fases obedecem ao mesmo comando simultaneamente ou monopolar, em que os polos podem ser operados de forma independente. Segundo ONS (2017), os disjuntores que fazem parte da Rede Básica devem possuir dois circuitos de disparo redundantes, que funcionam de forma independente, além de circuitos lógicos que detectam divergência entre os polos e acionamento monopolar. O ciclo de operação destes deve atender a esquemas de acionamento monopolar e tripolar. Já os disjuntores com tensões nominais iguais ou abaixo de 138 kV devem possuir compatibilidade com esquemas de acionamento e religamento automático tripolar.

A abertura dos polos do disjuntor gera um arco, que deve ser extinto rapidamente, de forma segura e completa. O tempo máximo de interrupção da corrente depende da classe de tensão de operação, sendo de dois ciclos para classes de tensão de 800, 550, 460 e 362 kV e de três ciclos para as classes de tensão de 242, 145 e 72,5 kV, na frequência de 60 Hz, de acordo com o submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2017).

Em muitos disjuntores de alta tensão, as câmaras de interrupção são preenchidas com gás SF₆. A rigidez dielétrica desse gás depende da sua densidade,

e por isso é necessário contatos auxiliares de densidade, que consistem em comutadores de temperatura.

Ainda de acordo com ONS (2017), os disjuntores das unidades de transformação e dos bancos de capacitores em derivação devem possuir sistemas de limitação dos transitórios de energização desses equipamentos para evitar sobretensões, subtensões ou sobrecorrentes que possam afetar o funcionamento da rede ou provoquem atuação indevida dos sistemas de proteção e controle. Todos esses mecanismos de operação devem ser mantidos e monitorados para garantir a correta atuação do disjuntor. A Figura 7 mostra um disjuntor de alta tensão de uma subestação (SE) de distribuição.

Os disjuntores são montados com um ou mais cubículos de controle, contendo vários dispositivos e acessórios, tais como:

- Bobina de *trip*;
- Bobina de fechamento;
- Contatos auxiliares refletindo a posição do disjuntor (aberto ou fechado);
- Monitor de densidade para supervisão do SF₆;
- Chave seletora para escolher se a operação é local ou remota.

Figura 7 – Disjuntor de alta tensão (1600A/SF₆), SE Ilha do Retiro (Celpe).



Fonte: Arquivo pessoal.

2.2.3 Transformadores de Instrumentação

Os transformadores de instrumentação são projetados para fornecer dados elétricos aos instrumentos de medição, relés e outros dispositivos similares. Há basicamente dois tipos de transformadores de instrumentação:

- Transformador de Potencial (TP): é conectado entre duas fases do sistema de potência ou entre fase e terra e converte a tensão primária do circuito para uma tensão normalizada mais baixa.
- Transformador de corrente (TC): é conectado em série com os barramentos do sistema de potência e converte a corrente que flui no circuito primário numa corrente proporcionalmente menor.

Esses aparatos permitem a separação dos dispositivos de medição e outros componentes secundários, proporcionando um ambiente seguro para lidar com todo o sistema secundário.

Os transformadores de instrumentação devem ser dimensionados de acordo com sua aplicação, determinando-se as relações nominais, número de núcleos e enrolamentos secundários, classe de exatidão, etc.

2.2.3.1 Transformador de Corrente

O princípio de funcionamento dos TCs é baseado na transformação por indução. Apesar de todos os TCs apresentarem o mesmo princípio de funcionamento, há diferenças nas suas características construtivas a depender da finalidade de seu uso.

Transformadores de corrente utilizados para medição apresentam núcleos feitos de materiais de permeabilidade alta, com corrente de magnetização baixa, perdas reduzidas e classe de exatidão menor (0,3, 0,6 e 1,2%) devido à necessidade de pequenos erros. No entanto, entram facilmente em saturação, a partir de valores cerca de quatro vezes a sua corrente nominal primária.

Já os TCs de proteção têm seus núcleos feitos de material de permeabilidade magnética consideravelmente menor, permitindo que entrem em saturação apenas para valores muito superiores a sua corrente nominal (cerca de 20 vezes a corrente nominal). Por consequência, a classe de exatidão dos TCs de proteção é de 10%, para valores de corrente até 20 vezes a corrente nominal.

A ABNT determina que a corrente nominal do enrolamento secundário do TC seja normalizada em 5 A. Já as correntes nominais primárias podem apresentar os seguintes valores: 5, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60, 75, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 800, 1200, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000 e 8000 A.

2.2.3.2 Transformador de Potencial

Os transformadores de potencial podem ser construídos a partir do princípio de divisão capacitiva ou a partir do princípio da indução. O método construtivo a partir do princípio da indução se assemelha aos transformadores convencionais, já o princípio da divisão capacitiva utiliza um divisor capacitivo conectado entre fase e terra do sistema de potência e um transformador indutivo montado ao pé do aparato, como mostra a Figura 8.

Figura 8 – Transformador de potencial capacitivo.



Fonte: Padilla, 2016.

O enrolamento secundário do referido transformador indutivo provê uma tensão de 120 V a todos os componentes do sistema de automação da subestação que necessitam desta tensão. O uso do divisor capacitivo se justifica pelo alto custo de se fabricar um TP com grande número de enrolamentos para altas tensões.

2.2.4 Outros equipamentos primários

Abaixo são descritos os demais equipamentos primários:

- Supressores de surto: estes equipamentos consistem em uma cadeia de discos de metal-óxido de zinco monopolar que são utilizados para proteger os equipamentos primários da subestação limitando as sobretensões de transitório (como sobretensões de descargas atmosféricas, sejam elas diretas ou induzidas) e sobretensões de chaveamento.
- Reatores *shunt*: uma estrutura de bobina conectada ao circuito primário para controle da potência reativa em sistema de potencia de alta/extra-alta tensão, atua compensando o efeito capacitivo de longas linhas de transmissão.
- Banco de capacitores *shunt*: essa instalação consiste em um grande número de unidades capacitivas montadas em forma de “prateleiras” com o propósito de controle da potência reativa do sistema.

2.3 OUTRAS CONSIDERAÇÕES

Conhecidos os principais equipamentos primários utilizados para manter o fluxo de potência na subestação (disjuntor e transformador) e os transformadores para instrumentos, responsáveis por oferecer réplicas dos dados elétricos (analógicos) da instalação e fornecer aos dispositivos de medição, é possível avançar para o entendimento das interfaces entre o sistema de automação e os elementos da subestação, tratado no capítulo a seguir.

3 INTERFACE ENTRE AUTOMAÇÃO E SUBESTAÇÃO

Um sistema de automação de subestação depende da interface entre a subestação e seus equipamentos associados para promover o alto nível de confiança demandada pelo controle e operação do sistema de potência, conforme exposto por McDonald (2007).

Neste capítulo são abordadas as interfaces entre os equipamentos de potência e os dispositivos de medição e os desafios desses dispositivos em relação ao meio físico da subestação, também são trazidas as características do processo de conversão analógico/digital, bem como os meios e arranjos de comunicação entre os dispositivos.

Os Sistemas de Automação de Subestação (SAS) utilizam uma série de dispositivos integrados num arranjo funcional pelos sistemas de comunicação com o propósito de monitoração, controle e configuração da subestação.

3.1 COMPONENTES DO SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO

Como discorrido por McDonald (2007), os SAS incorporam dispositivos eletrônicos inteligentes baseados em microprocessadores, os quais fornecem sinais de saída e entrada ao sistema ao mesmo tempo em que desempenham função de controle primário ou processamento. Os IEDs mais comuns no ambiente da subestação são relés de proteção, supervisores de carga, processadores de dados, controladores lógicos programáveis (CLPs) e os diversos controladores dos equipamentos de potência. Outros dispositivos podem estar presentes, dedicados a funções específicas para o SAS, como transdutores, sensores de posição e conjuntos de relés de interposição. Dispositivos dedicados usualmente utilizam controladores ou equipamentos de interface como unidades remotas de telemetria com o objetivo de se conectar ao sistema de automação.

Os dispositivos eletrônicos baseados em microprocessadores ofereceram avanços na automação dos processos dentro da subestação, porém, trouxeram consigo fragilidade física em relação ao ambiente hostil da subestação.

3.2 DESAFIOS NO AMBIENTE FÍSICO DA SUBESTAÇÃO

Os dispositivos eletrônicos apresentam alta sensibilidade a falhas provocadas por tensões induzidas, mesmo que de baixa intensidade e, de acordo com McDonald (2007) estão ainda susceptíveis a mau funcionamento quando submetidos a fatores ambientais ao ar livre, não apenas em relação às variações de temperatura, mas também à umidade, radiação solar, contaminação por poluentes, atmosferas corrosivas, entre outros, podendo provocar danos aos componentes e diminuição da vida útil, como é descrito a seguir.

Um aspecto físico desafiador para os equipamentos do sistema de automação da subestação é a temperatura. Segundo McDonald (2007) as edificações de controle das subestações são geralmente climatizadas (providas de aquecedores ou ar-condicionado, a depender da região). A temperatura ambiente pode variar de níveis abaixo de 0°C a acima de 40°C. Essa variação nos níveis de temperatura pode causar instabilidade nos componentes de medição dos IEDs, nas unidades remotas de telemetria e nos transdutores. Estabilidade na temperatura é importante para os equipamentos do SAS e precisa fazer parte da especificação dos equipamentos pelos fabricantes. A norma IEEE 1613 (IEEE, 2003) define requisitos ambientais para os equipamentos de comunicação dos sistemas de automação da subestação.

Ainda de acordo com Mc Donald (2007), do ponto de vista elétrico, a subestação também está sujeita a cenários severos. Altos níveis de interferência eletromagnética e transitórios são gerados pela operação de equipamentos de potência e seus sistemas de controle. Chaveamentos, operação de disjuntores, capacitores e mudanças de *tap* podem gerar acoplamento e transitórios que afetam a fiação de controle e potência da subestação. Subestações de extra-alta tensão também possuem campos eletrostáticos de alta magnitude que intensificam o acoplamento. O potencial de terra aumenta durante a ocorrência de faltas ou chaveamentos, o que pode prejudicar o funcionamento de equipamentos eletrônicos. Um aterramento efetivo da subestação é crítico para controlar os efeitos dos ruídos elétricos nos equipamentos eletrônicos.

Os efeitos dos ruídos podem ser mitigados com a utilização de supressores de surto, blindagem de cabos, assim como separação de cabos. Os surtos podem ser suprimidos por capacitores, metal-óxido varistores (MOVs), semicondutores de

sobretensão aplicados a transformadores de instrumentação e também supressores de surto dentro dos equipamentos. Entretanto, os supressores de surto também podem causar problemas de confiabilidade. Estes devem ter capacidade de absorção de energia suficiente e serem coordenados. Falhas múltiplas em supressores de surto podem causar curtos-circuitos de alguns sinais para a terra, causando mau funcionamento e até falsos sinais de *trip*.

3.3 MEDIÇÕES

A função de medição no sistema de automação da subestação é uma das mais significantes e fornece informações atualizadas necessárias ao funcionamento do sistema de potência. Estas medições são obtidas a partir de dados analógicos fornecidos por TPs, TCs, contatos auxiliares e demais tecnologias de medição e servem de entrada para dispositivos de medição, onde sofrem conversão analógico/digital, que pode adicionar características aos dados, impactando no seu uso final, como disposto nos tópicos a seguir.

De acordo com McDonald (2007), as instalações elétricas dos sistemas de automação de subestação reúnem parâmetros tais como corrente, tensão, potência ativa e potência reativa. Medidas de energia ativa e reativa também são importantes para fins de análise financeira. Outras medidas como temperatura do transformador, pressão do gás dielétrico dos equipamentos e nível de óleo do tanque do transformador também podem ser incluídas no escopo de medições necessárias ao sistema. Geralmente, a posição de *tap* dos transformadores e a posição do regulador de tensão também são consideradas como medidas.

Essas medidas servem de entrada para IEDs, transdutores e sensores de diversas especificações. Estes dispositivos convertem as saídas dos transformadores instrumentais em valores digitais para serem transmitidos por um protocolo de comunicação ou em tensões ou correntes em Corrente Contínua (CC) que possam ser facilmente convertidos por um comunicador SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) ou um controlador de automação da subestação.

O sistema SCADA é um sistema de supervisão e aquisição de dados que faz uso de software para realizar monitoramento e supervisão de dados e dispositivos de sistemas de controle conectados por sistemas de comunicação, segundo Padilla (2016).

É importante identificar qual a finalidade da medição quando da especificação do dispositivo de medição e da definição de sua localização dentro da subestação, de acordo com McDonald (2007), uma vez que os IEDs não têm sempre a mesma funcionalidade e podem não ser adequados para determinado uso.

De forma semelhante, o posicionamento de um sensor para atender às funções primárias de um IED pode não ter a localização correta para obter a medição necessária. Por exemplo, a medição feita por um sistema de controle de um religador no lado do enrolamento secundário de um transformador, quando a medição necessária deveria ser feita no lado primário, levando em conta as perdas de energia ativa e reativa nos enrolamentos do transformador, que não seriam levados em consideração na medição feita no primário. Outro exemplo seria medir a tensão numa barra adjacente à medição da corrente para alimentar o controle de um seccionador.

É importante destacar que, no planejamento do sistema de automação da subestação, o valor econômico do dado a ser medido deve ser pesado em relação ao custo da sua medição. Isso afeta o *design* e a interface do sistema de medição e define o nível de desempenho necessário aos equipamentos. Escolher um equipamento com desempenho maior que o necessário encarece o custo total da instalação, porém escolher sistema com baixo desempenho aumenta os custos quando o sistema de medição precisa ser atualizado ou expandido.

3.3.1 Características dos Dados Digitalizados

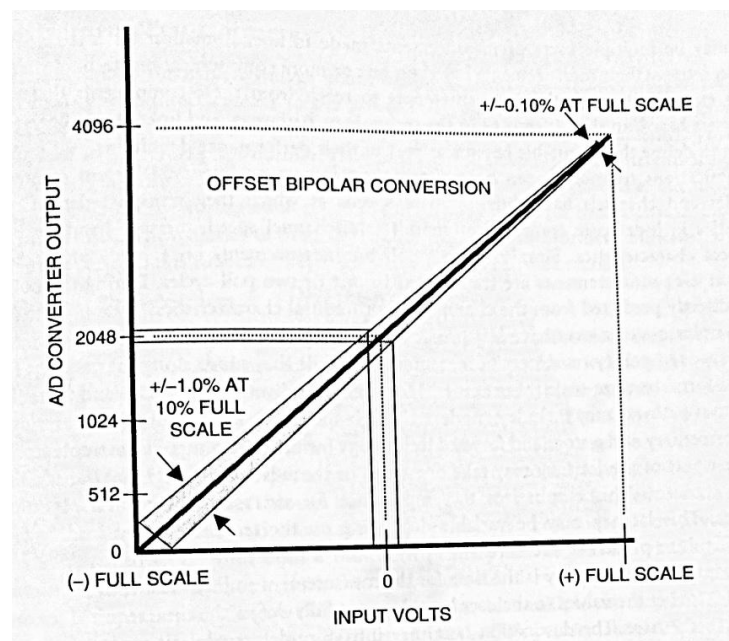
O processamento de medidas em CA em sinais digitais para o sistema de automação da subestação modifica a exatidão das medições, o que podem impactar no uso final da informação.

Segundo Mc Donald (2007), no ambiente analógico, um sinal pode apresentar qualquer valor dentro do seu alcance. No ambiente digital, os valores podem apresentar apenas valores discretos dentro de uma faixa. O conjunto de valores é transmitido pelo processo de conversão analógico/digital (A/D). Os incrementos dentro no conjunto de valores digitais são determinados pela mínima resolução do conversor A/D e do número de estados que podem resultar dessa conversão. Vamos tomar como exemplo um conversor A/D que possui uma resolução mínima de 1,0 mV e cujo alcance é de 4095 incrementos (4,095 V). O incremento

normalmente é expresso pelo formato binário do conversor, nesse caso, 12 bits. Para que seja feita a conversão, cada entrada que é convertida deve estar dentro de uma escala, de forma que todo o alcance dos dados de entrada caia dentro da faixa de 0–4,095 V. Se as entradas podem assumir valores positivos e negativos, então o alcance da conversão é dividido pela metade (2,047 V), oferecendo um alcance efetivo de $\pm 2,047$ V.

A resolução mínima de uma medição processada por este conversor é dada pelo conjunto completo de valores possíveis de entrada dividido pelo número de estados, 4095 para unipolar e 2047 para bipolar. Por exemplo, se a tensão de uma barra de valor nominal 13,8 kV devesse ser convertida, considerar uma escala completa de 15 kV seria uma escolha razoável. A resolução mínima dessa medição é, portanto, $15000/4095$ ou 3,66 V. Um display que mostrasse os valores na casa das unidades ou décimos estaria mostrando um valor “enganoso”, já que o valor mostrado não pode ter uma resolução de 1 V ou menos, mas apenas de 3,66 V. A resolução mínima de qualquer medição digitalizada afeta diretamente o uso dessa medição no processo ou cálculo do qual faz parte. A resolução mínima pode ser melhorada aumentando a resolução do conversor A/D, por exemplo, utilizando um conversor com 16 bits, ou seja, com 65535 estados. No exemplo acima, a resolução seria de $15000/65535$ ou 0,46 V. Quanto menor a resolução, maior o preço do equipamento, o que pode não ser economicamente viável.

Figura 9 – Precisão de um conversor A/D.



Fonte: McDonald, 2007.

Ainda de acordo com McDonald (2007), conversores A/D têm suas especificações de exatidão estabelecidas para a escala completa, mas normalmente não apresentam o desempenho esperado para valores no meio da escala ou em faixas mais baixas. Além disso, conversores que processam entradas bipolares ou CA tem dificuldade na medição de valores próximos do zero (ponto médio da escala). A Figura 9 ilustra uma faixa de exatidão para valores convertido em função da ordem do valor.

3.3.2 Novas tecnologias de medição

Já existem novas tecnologias de medição no mercado que não são baseadas em transformadores com núcleo de ferro. Cada uma dessas tecnologias possui uma aplicação particular, conforme McDonald (2007). Na Tabela 1 é mostrada uma lista com algumas dessas tecnologias e sua característica particular.

Tabela 1 – Características de sensores de medição com novas tecnologias.

Tecnologia de Medição	Característica Principal
Transformadores de corrente com núcleo de ar	Grande faixa de operação sem saturação
Bobinas de Rogowski	Grande faixa de operação sem saturação, pode ser embarcada em isolantes
Sensores de efeito Hall	Pode ser embarcado em isoladores Line Post
Óptico-magnético	Alta precisão, faixa de operação dinâmica, peso e tamanho reduzido
Divisor resistivo	Baixo custo

Fonte: McDonald, 2007.

3.3.3 Dispositivos de Medição

As novas subestações integradas mudaram significativamente a maneira de se obter medições para automação. Como trata McDonald (2007), os antigos sistemas de supervisão e monitoramento dependiam de transdutores para converter sinais de TC e TP em algo que pudesse ser lido por sistemas de comunicação

SCADA ou equipamentos de monitoramento. Atualmente, os IEDs já fazem o processo de conversão direta de sinais CA em sinais digitais.

Seja a medição derivada de conversão direta por um IED ou por um transdutor analógico com um processo de digitalização externo, funcionalmente, os resultados são os mesmos. Entretanto, os IEDs utilizam canais de comunicação para transmitirem diretamente sinais digitais para os controladores do sistema de automação da subestação, o que não ocorre para conversões analógicas associadas à digitalização externa.

Quando os IEDs e canais de comunicação podem atender às demandas do sistema, transdutores associados a dispositivos de conversão separados tornam-se redundantes. A seguir são descritos os processos de obtenção de dados utilizando transdutores e IEDs, de acordo com McDonald (2007).

3.3.3.1 Transdutores

Os transdutores medem os parâmetros do sistema elétrico conectando-se aos secundários dos transformadores instrumentais (TP e TC). Eles fornecem sinais de baixa energia em escala que representam as medidas do sistema elétrico que os controladores do sistema de automação podem facilmente interpretar. Os transdutores também isolam o controlador de interface do sistema de automação em relação ao sistema elétrico. Os sinais de saída dos transdutores são tensões e correntes em CC na faixa de algumas dezenas de volts ou miliamperes. Um sistema de comunicação SCADA ou outro dispositivo do tipo processa e transmite os sinais do transdutor digitalizados.

Os transdutores que medem parâmetros do sistema elétrico são projetados para serem compatíveis com a saída dos transformadores de instrumentação. As entradas de tensão estão na faixa de 120 ou 115 V em CA e as correntes de entrada estão na faixa de 0-5 A. As saídas dos transdutores normalmente utilizam cabos de par trançados e blindados para evitar a influência de interferências eletromagnéticas.

3.3.3.2 Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs)

Os avanços tecnológicos tornaram prático o uso de medidores eletrônicos de subestação, relés de proteção e até mesmo religadores e reguladores como fontes

de medição. As medições feitas a partir de IEDs são convertidas diretamente para a forma digital e transmitidas ao sistema de automação via canais de comunicação enquanto o IED exerce suas funções primárias.

O canal de comunicação do IED se torna uma via de transferência de dados importante e requer atenção em relação à segurança, confiabilidade e, mais importante, taxa de transferência. Estes canais têm influência direta nas funções de monitoramento de estado e controle no sistema de automação.

3.4 MONITORAMENTO DE ESTADO

Indicação de estado é uma função importante do sistema de automação da subestação. De acordo com McDonald (2007), qualquer indicação do sistema que possa ser representada em um número discreto de estados pode ser interpretada como uma indicação de estado (status ou binário). Nestes casos, o dispositivo de monitoramento pode assumir status como “ligado ou desligado”, “aberto ou fechado”, “dentro ou fora”, sendo que estados intermediários não são importantes ou não são prováveis. Alguns exemplos são disjuntores, chaves seccionadoras, religadores, carregadores de bateria, etc.

Em muitos casos, indicações de estado se originam de contatos de chaves auxiliares que estão atuadas mecanicamente pelo dispositivo monitorado. Muitos IEDs fornecem indicações de estado a partir de chaves eletrônicas internas que funcionam como contatos. As seções a seguir tratam de dois fatores fundamentais para o funcionamento confiável da função de monitoramento de estado no sistema de automação, desempenho dos contatos e ambiguidade de estados, de acordo com McDonald (2007).

3.4.1 Desempenho dos contatos

O comportamento mecânico de um relé ou chave de contato auxiliar pode causar complicações no monitoramento de estados. Os contatos podem abrir ou fechar eletricamente diversas vezes quando o contato móvel se aproxima e trepida em relação ao contato estacionário quando está realizando a transição (aberto-fechado). Muitas transições de estado podem ocorrer antes que os contatos finalmente estejam fixos em sua posição final. O ponto de entrada do sistema pode

interpretar a oscilação dos contatos como múltiplas operações do equipamento primário. Uma série de técnicas podem ser usadas para minimizar os efeitos da trepidação dos contatos. IEDs geralmente possuem algoritmos para minimizar os efeitos dessas trepidações em seus softwares. Estes algoritmos permitem ao usuário ajustar a tolerância em relação às oscilações dos contatos, entretanto, esta pratica pode encobrir sérios problemas nos equipamentos, como mau funcionamento dos contatos, curtos-circuitos.

3.4.2 Ambiguidade

O monitoramento de estado pode estar sujeito a certo grau de ambiguidade. Quando um equipamento monitorado é representado por uma única entrada, uma mudança de estado é inferida quando essa entrada muda. Contudo, um único sinal de entrada não necessariamente indica que o estado mudou, pode ter relação com o equipamento estar desenergizado ou com uma má interpretação do sinal. É necessário levar esta ambiguidade em consideração ao projetar o sistema de monitoramento. Dispositivos que possuem grande impacto no sistema caso seus estados sejam mal interpretados devem possuir duas entradas, de forma que duas mudanças complementares devem ocorrer para que se garanta o estado final do dispositivo.

3.5 FUNÇÕES DE CONTROLE

As funções de controle da instalação da automação da subestação permitem chaveamentos de rotina ou de emergência, operação local ou remota para equipamentos da subestação, além de ações programadas com lógica. Controles na automação da subestação são normalmente aplicados a disjuntores, religadores, seccionadores, segundo McDonald (2007). Também são comuns controles para reguladores de tensão, transformadores com mudança de *tap*, desconexões motorizadas, etc.

Uma variedade de saídas está disponível para IEDs e controladores da automação da subestação, os quais podem fornecer controles momentâneos com tempo delimitado e intertravamento. O intertravamento é comumente associado ao bloqueio de disjuntores com religação automática ou controladores de tensão com

chaveamento de capacitores. A seção seguinte discorre sobre algumas aplicações de IEDs na função de controle no sistema de automação da subestação.

3.5.1 Dispositivos Eletrônicos Inteligentes para Automação

Os IEDs comumente tem sua capacidade de controle acessível a partir de suas portas de comunicação. Relés de proteção, painéis de medição, controles de religadores e reguladores são dispositivos comuns com capacidade de controle. Eles oferecem a possibilidade de controlar equipamentos da subestação sem os tradicionais RTUs (unidade de terminal remoto) ou relés de intertravamento como interface, e algumas vezes, sem nenhum circuito de controle adicional. Ao contrário, a interface de controle está embutida no IED.

Quando o controle dos equipamentos é feito por IEDs através de canais de comunicação, a integridade desses canais e a segurança do sistema que transmite a mensagem são fatores que se tornam importantes. Seus protocolos podem também não ter detectores de erro eficientes, o que pode levar a mau funcionamento. Além disso, os requisitos para ter o controle de supervisão desabilitado para fins de teste e manutenção não devem afetar as funções primárias do IED.

O interesse pelo uso de CLPs (controladores lógicos programáveis) em subestações tem aumentado. Os CLPs têm trazido aplicações em diversos sistemas de controle industrial e possuem uma variedade de módulos de saída/entrada, processadores e opções de comunicação disponíveis. Estes estão bem amparados com ferramentas de desenvolvimento e tem uma linguagem de programação padrão, IEC-61131-3, o que proporciona portabilidade para o usuário do software do CLP.

A norma IEC-61131-3 tem como objetivo oferecer metodologias de construção de lógicas de programação para CLPs de forma estruturada e modular, de forma que permita a quebra dos programas em partes gerenciáveis (IEC, 1993).

Grande parte dos dispositivos eletrônicos inteligentes utilizados na automação de subestações são dispositivos de proteção. Abaixo, são abordados alguns desses dispositivos e suas aplicações, de acordo com Csanyi (2019).

- Relé de proteção diferencial

Uma alternativa para a proteção de linhas que tem se tornado cada vez mais comum é a proteção diferencial. A proteção diferencial é baseada nas leis de

Kirchoff, que estabelece que a soma de todas as correntes em um nó deve ser 0 em um sistema ideal. Isso significa para aplicação na proteção de uma linha que a corrente que é medida entrando na linha deve ser a mesma na saída.

O que soa como uma subtração trivial na verdade não é nada trivial, visto que o sistema de potência não é ideal. Correntes capacitivas de carregamento, linhas não transpostas ou comunicação assimétrica, causando rotação de fase, flutuações de sincronização de tempo e taps de transformadores são alguns exemplos de fatores que mudam o fluxo de corrente ou influenciam os dados enviados para os IEDs. É necessária estabilização avançada para criar um esquema de proteção diferencial avançado. É necessário um tipo de comunicação com banda larga e baixa latência para a troca de dados analógicos no processo de algoritmos diferenciais, normalmente é utilizado fibra óptica.

- Relé de proteção para transformadores

Os transformadores são equipamentos críticos no sistema elétrico. Estes demandam longo tempo para reparos e reposição. Conseqüentemente, a proteção de transformadores deve limitar os danos a um transformador sob falha. Algumas funções de proteção, como proteção por sobre-excitação e proteção de temperatura podem identificar condições de operação que podem causar falha no transformador.

As falhas nos transformadores podem ser classificadas como:

- Falha nos enrolamento devido a curto-circuito.
- Faltas no núcleo (falha de isolamento no núcleo, lâminas em curto).
- Falhas de terminal (terminais abertos, perda de conexão, curto-circuito).
- Falhas de comutação de tap em carga (falhas mecânicas, elétricas, curto-circuito, sobreaquecimento).

É comum para os relés modernos fornecer todas as funções de proteção necessárias em um único pacote, em contraste com os antigos relés eletromecânicos.

- Relé de proteção de barra

Quando da seleção de relés para proteção de barramentos, a maior preocupação é a habilidade do esquema do relé de proteção de conter a atuação em faltas em linha próximas. A atuação para faltas nos barramentos, motivo pelo qual é utilizado o relé diferencial, é o menor dos problemas.

O relé diferencial é o método mais sensível e confiável para a proteção de barras em subestações de distribuição e transmissão. Relés de proteção de

sobrecorrentes apresentam um *delay* na coordenação com os sistemas de proteção de linhas de transmissão e distribuição.

3.6 REDES DE COMUNICAÇÃO DENTRO DA SUBESTAÇÃO

Os sistemas de automação de subestação são baseados em IEDs que compartilham informações e funcionalidades em virtude de sua capacidade de comunicação. Segundo McDonald (2007), as interconexões de comunicação podem utilizar fios rígidos de cobre, fibra óptica, comunicação *wireless* (sem fio) ou uma combinação destes. O sistema de comunicação é a “cola” que interliga todo o sistema. Os caminhos de comunicação podem variar em complexidade a depender do objetivo final do sistema. As seções a seguir mostram os tipos mais comuns de redes, de acordo com suas respectivas arquiteturas de conexão e meio físico utilizado, como abordado por McDonald (2007).

3.6.1 Rede Ponto a Ponto

O *link* de comunicação de um IED para o sistema de automação da subestação pode ser apenas uma conexão ponto a ponto, onde o IED se conecta diretamente ao controlador do sistema de automação. Muitos IEDs se conectam ponto a ponto a um controlador de múltiplas portas ou concentrador de dados, que serve como ponto de concentração de comunicação. Em instalações antigas, o caminho de comunicação era uma simples conexão serial RS-232, que não suporta múltiplos dispositivos no mesmo canal. O RS-232 é tipicamente utilizado em pequenas distâncias, de até 15 metros.

3.6.2 Rede Ponto para Multiponto

A maioria dos sistemas de automação se baseia em conexões ponto para multiponto nos IEDs. IEDs que compartilham do mesmo protocolo de comunicação aderem a uma linha compartilhada onde compartilham um canal. O controlador do sistema de automação usa esse caminho como um nó de comunicação em que o controlador do sistema de automação controla o tráfego no canal. Todos os dispositivos conectados ao barramento comum devem ser endereçáveis, de modo

que apenas um dispositivo se comunique por vez. O controlador do sistema de automação se comunica com um dispositivo de cada vez, de forma a prevenir colisão na comunicação.

As portas RS-485 são mais comuns para conexões ponto para multiponto. São utilizados cabos de cobre entrançados e blindados, terminados em cada extremidade da barra com um resistor de resistência igual impedância característica do cabo. As portas RS-485 suportam até 32 dispositivos no canal. O comprimento máximo aceitável do canal é de 1200 m. Quanto maior o comprimento do canal, maior se torna o risco de erro, devido às reflexões na linha de transmissão, exigindo uma velocidade de tráfego mais reduzida.

3.6.3 Rede Par a Par (*peer-to-peer*)

Há uma tendência crescente na comunicação de IEDs de adesão a comunicação *peer-to-peer*. Neste tipo de comunicação, cada dispositivo tem igual acesso a barra de comunicação e pode se comunicar com qualquer outro dispositivo. Um sistema *peer-to-peer* deve fornecer meios de prevenir colisão de mensagens, ou detectá-las e mitigá-las.

Os sistemas de comunicação de CLP e alguns outros sistemas de controle utilizam um esquema em que é passada uma “chave” para dar controle aos dispositivos associados à barra. Uma mensagem de transmissão (a “chave”) é passada de dispositivo para dispositivo ao longo no sistema de comunicação, a qual dá autoridade ao dispositivo para transmitir a mensagem. Diferentes esquemas controlam a quantidade de tempo de acesso cada “chave” permite. Enquanto o dispositivo tiver a “chave”, este pode transmitir mensagem a qualquer outro dispositivo da barra. Esses barramentos devem ser RS-485 ou arranjos de cabo axial de maior velocidade. Quando a chave é perdida ou o dispositivo falha, a barra é reiniciada. Portanto, neste esquema deve haver um mecanismo que recapture a ordem.

Outra maneira de compartilhar um nó comum como um *peer* (par) é o esquema CSMA/CD (*Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection*). A camada física da Ethernet é definida pela norma IEEE 802.x e é um esquema desse tipo. Ethernet é amplamente utilizada no ambiente de tecnologia da informação e está encontrando seu espaço nas subestações. Ethernet pode ser cabo coaxial ou

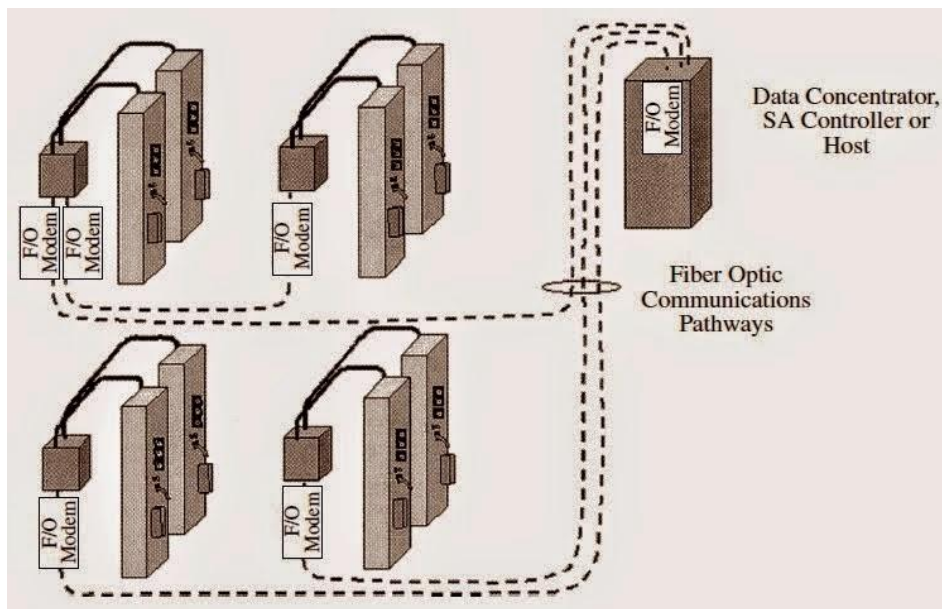
par de cabos trançados. Um número crescente de IEDs está aderindo ao uso de LAN (*Local Area Network*, ou rede de área local) dentro da subestação para conectar os dispositivos.

3.6.4 Sistemas com Fibra Óptica

Ainda de acordo com McDonald (2007), a fibra óptica é um excelente meio de comunicação na subestação. Esta isola os dispositivos eletricamente por não ser condutora. Este é um fator muito importante, considerando-se que altos níveis de campo eletromagnético irradiado e de tensões transitórias fazem parte do ambiente da subestação.

A fibra óptica pode ser utilizada em lugar de cabos de cobre usados para fazer conexões ponto a ponto. Um conversor é necessário para fazer a transição do meio elétrico para a fibra. Os conversores mais comuns são Ethernet e RS-232. A fibra óptica é ideal para conectar dispositivos em diferentes edificações da subestação. A Figura 10 mostra um sistema SCADA distribuído através da subestação conectado por fibra óptica.

Figura 10 – Rede de fibra óptica distribuída para sistema SCADA e automação



Fonte: McDonald, 2007.

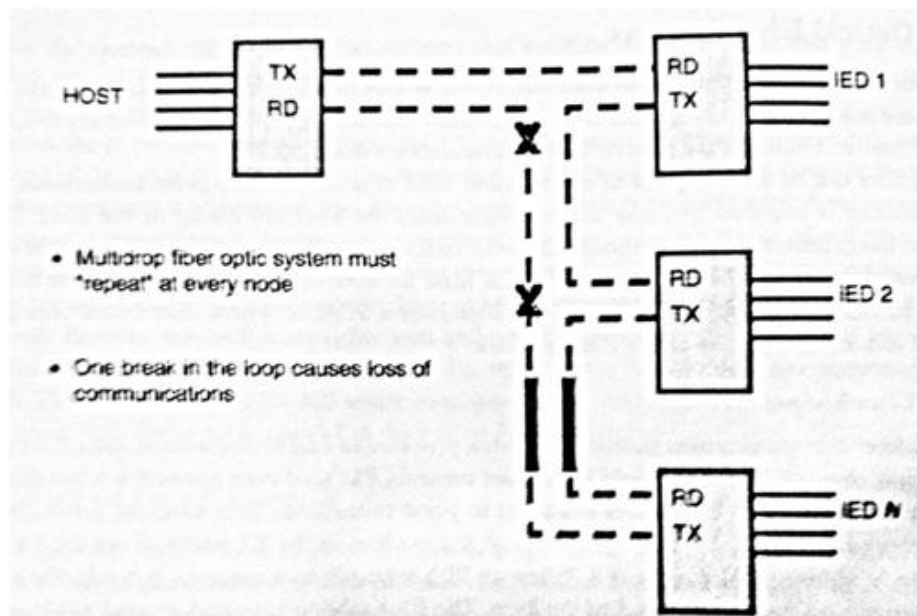
As seções a seguir discorrem sobre as possíveis configurações de comunicação utilizando a fibra óptica (em laço e em estrela), de acordo com McDonald (2007).

3.6.4.1 Configuração em Laço (Loop)

Encaminhamentos de fibra de baixa velocidade são comumente destinados para interligar múltiplos IEDs em um canal comum dentro da subestação. Enquanto a fibra é uma conexão ponto a ponto, os modems de fibra exercem a função de repetidor. As mensagens passam através do modem, entrando na porta RX e saindo pela porta TX para formar um laço, como mostra a Figura 11 abaixo. Quando um IED responde uma mensagem, o loop (laço) é quebrado, a mensagem inicial é interrompida e a mensagem de resposta é encaminhada para o dispositivo principal do loop. A fibra óptica é encaminhada por todos os dispositivos para formar o loop. Entretanto, uma quebra no loop torna todos os IEDs inacessíveis. Uma nova abordagem para essa arquitetura é utilizar modems bidirecionais para obter dois caminhos de passagem no loop.

Algumas instalações empregam loops bidirecionais para alcançar múltiplas pequenas subestações próximas a um ponto de acesso para evitar construir múltiplos pontos de acesso. Quando o ponto de acesso é uma linha de fio metálico que precisa ser isolada, a economia pode ser substancial.

Figura 11 – Laço de fibra óptica



Fonte: McDonald, 2007.

3.6.4.2 Configuração em Estrela

A configuração em loop nem sempre se adéqua às aplicações da subestação. Alguns leiautes de subestação se adéquam mais a configuração estrela, onde todos os encaminhamentos se direcionam para um único ponto. Para lidar com a topologia estrela há algumas alternativas. A mais simples é utilizar cabos de fibra multiencordados fazer um loop com emendas no ponto central. Entretanto, existem modems de fibra para configuração estrela que eliminam a necessidade de loops. Esse modem suporta múltiplas portas de fibra óptica e as combina em uma única porta. Normalmente, a porta mestre é uma conexão RS-232, em que mensagens de saída na porta RS-232 são enviadas para todas as portas de fibra óptica e mensagens de retorno são afuniladas da porta de entrada do RS-232 para o lado recebedor da porta RS-232.

3.6.4.3 Limitações de Mensagem

Nas duas configurações apresentadas há duas limitações impostas pelo meio, de acordo com McDonald (2007). A primeira é que não há nenhuma provisão para a contenção de mensagens ou detecção de colisão. Portanto, o protocolo de comunicação deve ser do tipo mestre-escravo ou o modem terá de lidar com a possibilidade de colisão. Em topologias de fibra óptica em loop, mensagens de saída serão injetadas no loop para trafegar por todo o laço e reaparecer como uma mensagem recebida pelo dispositivo que enviou a mensagem. Isso pode ser confuso para alguns dispositivos, pois o dispositivo deve ser capaz de ignorar as próprias mensagens.

3.6.4.4 Ethernet através de Fibra Óptica

À medida que IEDs se tornam mais prontos para configuração em rede e instalações de sistema SCADA nas subestações adquiriram topologias mais orientadas para configurações em rede, conexões de Ethernet com fibra óptica aumentam sua aplicação nas subestações. Como a Ethernet tem um sistema de detecção de colisão, a necessidade de controlar a colisão de mensagens é desnecessária.

3.7 OUTRAS CONSIDERAÇÕES

Os dispositivos de interface entre os equipamentos de potência e o sistema de automação evoluíram no processo de aquisição de dados, proporcionando a conversão direta de sinais analógicos em CA para dados digitais utilizando IEDs. Os sistemas de comunicação, que podem apresentar redes com configurações diversas, como ponto-a-ponto, ponto-para-multiponto e par-a-par, são o meio de interligação desses dispositivos inteligentes e, mais além, são o meio de interligação entre as diversas funções do sistema de automação da subestação. O capítulo a seguir discorre sobre a arquitetura de interligação entre os equipamentos, dispositivos e os sistemas de armazenamento de dados a partir da comunicação, bem como as aplicações práticas do sistema de automação na subestação.

4 AUTOMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO

O setor elétrico está sofrendo um processo de migração dos sistemas de controle, anteriormente baseados em sistemas analógicos, para os sistemas digitais, segundo McDonald (2007). O cumprimento de normas de fornecimento de energia pela agência reguladora, pressões econômicas no sentido de forçar a redução do tamanho dos sistemas e o mercado econômico têm forçado as concessionárias de energia a reexaminar suas práticas operacionais e organizacionais.

Este capítulo aborda algumas definições importantes para o entendimento do sistema de automação de subestações, como se dá a arquitetura funcional do sistema de automação e a integração dos dispositivos. Também é abordada a função de monitoramento de condições dos equipamentos e a principal norma que rege os dispositivos de monitoração, a IEC 61850. São discutidas as principais responsabilidades do sistema de automação de subestação, suas aplicações práticas no aumento da confiabilidade do sistema elétrico e os principais fatores econômicos que envolvem a relação entre automação de subestações e as redes elétricas inteligentes.

Os conceitos descritos a seguir levam ao melhor entendimento do sistema de automação de subestações, dando embasamento para o entendimento da visão geral acerca do tema.

4.1 DEFINIÇÕES E TERMINOLOGIAS

A integração e automação da subestação podem ser divididas em cinco níveis, segundo McDonald (2007), como mostra a Tabela 2. O nível mais baixo é o nível dos equipamentos da subestação, tais como disjuntores e transformadores. Os três níveis intermediários são implementação do IED, integração do IED e aplicações da automação da subestação. Todas as instalações de transmissão/distribuição de energia estão empregando IEDs em suas subestações. O foco atualmente é na integração dos IEDs. Uma vez que isto é feito, o foco é direcionado para quais as aplicações que devem ser operadas a nível da subestação. O nível mais alto é a conexão com a concessionária de energia, em que há múltiplos caminhos de dados funcionais entre a subestação e os empreendimentos da empresa.

As definições de alguns termos importantes para o entendimento do sistema de automação da subestação são apresentadas a seguir, de acordo com McDonald (2007): IED, integração de IEDs, automação de subestação, unidades de terminal remoto (RTU – do inglês “*remote terminal unit*”), concentrador de dados, dados operacionais e dados não operacionais.

IED: qualquer dispositivo que incorpora um ou mais processadores com capacidade de receber ou enviar dados ou controles de (ou para) uma fonte externa (ex: medidor eletrônico multifuncional, relés digitais, controladores).

Integração de IEDs: integração das funções de proteção, aquisição de dados e controle em um número mínimo de plataformas para reduzir os custos de investimento e operação, reduzir os espaços de painel e sala de controle e eliminar fontes de dado e equipamentos redundantes.

Automação da subestação: desenvolvimento das funções de operação da subestação e seus alimentadores e aplicações entorno dos sistemas supervisório de controle e aquisição de dados (SCADA) e do processamento de alarme para o controle integrado de tensão/potência reativa com o objetivo de otimizar o gerenciamento de ativos de capital e aumentar a eficiência da operação e manutenção com mínima intervenção humana.

RTU convencional: é um dispositivo eletrônico controlado por micro processador que faz interface entre os dados físicos e o sistema de controle distribuído ou SCADA, fazendo a transmissão de dados para um sistema mestre e utilizando mensagens do sistema mestre para controlar objetos conectados.

Concentrador de dados: projetado principalmente para a integração de IEDs e possui capacidade limitada para entradas e saídas com conexão a fio.

Dados operacionais: são valores instantâneos de dados analógicos ou status do sistema de potência (ex: tensão, corrente, potência ativa, potência reativa, status do disjuntor, posição da chave). Os dados operacionais são transportados para a estação SCADA principal com a frequência da taxa de digitalização do sistema SCADA, utilizando o protocolo de comunicação do sistema. O tempo é um fator crítico para esse tipo de dado, que é utilizado para monitorar e controlar o sistema de potência (ex: abrir disjuntores, mudar o ajuste de *tap*, indicar falha de equipamento).

Dados não operacionais: consiste em arquivos e formas de onda (ex: síntese de eventos, relatórios oscilográficos de eventos ou registros de eventos sequenciais)

além de dados “SCADA” que apresentam um estado lógico ou um valor numérico. Este tipo de dado não é necessário para operação e controle do sistema de potência, entretanto, é um dado valioso para ser recebido e monitorado em um curto período de tempo.

Tabela 2 – Arquitetura de cinco camadas para integração e automação.

Nível de automação e integração
Comunicação com a Concessionária de Energia
Aplicações da Automação da Subestação
Integração de IEDs via Concentrador de Dados/ Processador Principal da Subestação
Implementação do IED
Equipamentos do sistema Elétrico de Potência

Fonte: McDonald (2007).

Entendidos os conceitos a respeito dos dados e dispositivos, é necessário compreender os sistemas abertos, peça chave na integração dos dispositivos no sistema de automação da subestação.

4.2 SISTEMAS ABERTOS

Um sistema aberto, de acordo com McDonald (2007) é um sistema que envolve padrões que independem de fabricantes, de forma que o software pode ser aplicado a diferentes plataformas e pode interoperar com outras instalações em sistemas locais ou remotos. Sistemas abertos permitem futuras atualizações com diversos fornecedores a baixos custos a serem integrados com relativa facilidade e baixo risco. Atualizações podem ser feitas sem que seja necessária a substituição completa dos dispositivos. Não há mais a necessidade de depender de apenas um fabricante para a implementação completa. Os benefícios de um sistema aberto incluem longa expectativa de vida do sistema, proteção do investimento, possibilidade de atualização e expansão. Entretanto, o sistema aberto não define nenhum protocolo em específico, também diversas ambiguidades nesta metodologia que podem ser interpretadas de diversas formas, levando a incompatibilidade entre os dispositivos.

4.3 ARQUITETURA FUNCIONAL E CAMINHO DE DADOS

Há três principais caminhos de dados da subestação até a empresa de distribuição/transmissão, segundo McDonald (2007), como pode ser visto no Tabela 3. O caminho de dados mais comum transmite os dados operacionais para o sistema SCADA da instalação a cada 2 a 4 segundos. O caminho de dados mais desafiador é transmitir os dados não operacionais para o centro de armazenamento de dados da empresa. Os desafios associados a esse caminho de dados incluem as características dos dados (não necessariamente valores digitais e analógicos, mas arquivos e formas de onda), a periodicidade da transferência de dados (não contínuo, mas sob demanda) e os protocolos utilizados para obter esses dados a partir dos IEDs (não são padronizados, são protocolos próprios dos fabricantes dos IEDs).

Outro desafio é a decisão se os dados são enviados diretamente da subestação para a casa de armazenamento de dados ou se são solicitados da casa de armazenamento ou ambos. O terceiro caminho de dados é o acesso remoto aos IEDs passando através da arquitetura de integração da subestação, isolando um único IED da subestação.

Tabela 3 – Principais caminhos de dados da subestação até a concessionária.

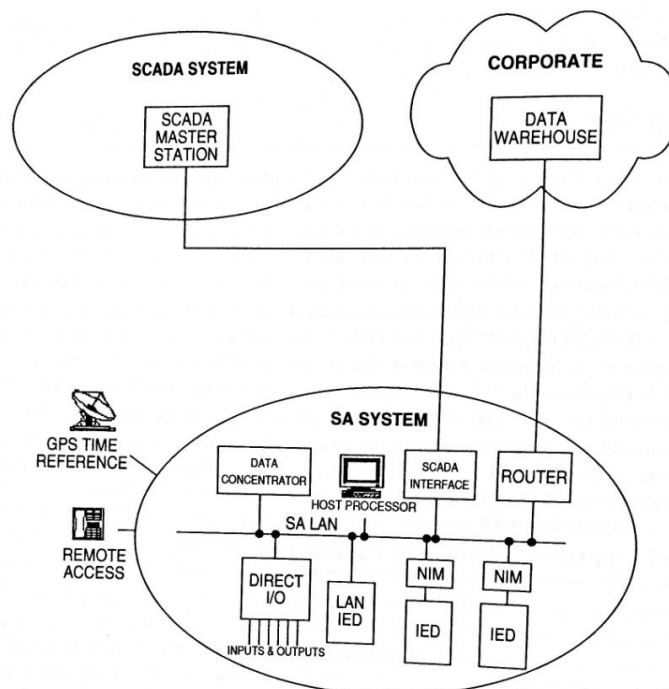
Caminhos de dados dos níveis de automação e integração		
Conexão com a concessionária de energia		
Dados operacionais para o sistema SCADA	Dados não operacionais para a sala de armazenamento de dados	Acesso remoto ao IED
Aplicações da Automação da Subestação		
Integração dos IEDs		
Aplicações dos IEDs		
Equipamentos do sistema de potência		

Fonte: McDonald (2007).

4.4 ARQUITETURA FUNCIONAL DOS SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO E INTEGRAÇÃO DA SUBESTAÇÃO

O diagrama de arquitetura funcional da Figura 12 mostra os três caminhos de dados funcionais da subestação para a concessionária de energia, assim como o sistema SCADA e a sala de armazenamento de dados, de acordo com McDonald (2007).

Figura 12 – Diagrama de arquitetura funcional do sistema de automação.



Fonte: McDonald (2007).

O caminho de dados operacionais para o sistema SCADA utiliza o protocolo de comunicação atualmente aderido pelo sistema SCADA. Os dados não operacionais dos IEDs do sistema de automação da subestação trafegam até a sala de armazenamento, seja sendo solicitado pela sala de armazenamento de dados por uma aplicação do sistema de automação ou sendo enviado do sistema de automação para a sala de armazenamento de dados baseado em um *trigger* (gatilho) de um evento ou em tempo.

O satélite do sistema de posicionamento global (GPS) mostrado na Figura 12 estabelece a referência de tempo ao sistema de automação da subestação e aos IEDs. Ainda de acordo com McDonald (2007), o processador principal proporciona uma interface gráfica ao usuário e o sistema de informações históricas para arquivamento dos dados operacionais e não operacionais. A interface SCADA sabe

quais pontos do sistema de automação da subestação são enviados para o sistema SCADA, assim como o protocolo do sistema SCADA. Os IEDs habilitados para LAN (*Local Area Network*) podem ser conectados diretamente a rede LAN do sistema de automação. Os IEDs não habilitados para LAN necessitam de um módulo de interface de rede para conversão de protocolo e interface física.

A arquitetura funcional apresentada traz a esquematização de uma subestação digital projetada para integrar suas funções e dispositivos. As subestações já existentes, porém, precisam se adaptar a esta nova configuração, integrando suas antigas unidades de terminal remoto aos novos IEDs.

4.5 SUBESTAÇÕES NOVAS VS. EXISTENTES

O projeto de uma subestação nova tem a vantagem de dar ao projetista a liberdade de escolhas dentre todas as possibilidades aplicáveis. Como dito por McDonald (2007), a nova subestação terá tipicamente vários IEDs com diferentes funções e a maioria dos dados operacionais para o sistema SCADA virá desses IEDs. Os IEDs são integrados com caminhos duplos de comunicação digital. A pequena quantidade de dados com entradas e saídas que utilizem fios pode ser adquirida utilizando controladores lógicos programáveis (CLPs). Geralmente, não há RTUs convencionais em subestações novas. A funcionalidade do RTU é endereçada utilizando IEDs e CLPs e uma rede de integração utilizando comunicação digital.

Em subestações existentes, há diversas alternativas de abordagem, a depender se a subestação possui um RTU convencional instalado. A concessionária tem três opções para os RTUs convencionais da subestação existente: integrar RTUs com IEDs; integrar o RTU como outro IED da subestação; e eliminar os RTUs e usar IEDs e CLPs, como em uma subestação nova. Primeiramente, muitas concessionárias tem integrado IEDs com RTUs convencionais existentes, visto que RTUs dão suporte comunicação com equipamentos à jusante e dão suporte aos protocolos de comunicação dos IEDs. Essa abordagem de integração funciona bem para o caminho de dados operacionais, mas não suporta os caminhos de dados não operacionais e de acesso remoto. Os dois últimos caminhos devem ser feitos fora do RTU convencional. Segundo, se a concessionária deseja manter seus RTUs convencionais, a abordagem mais adequada seria integrar o RTU na arquitetura de integração da subestação como outro IED. Desta forma, o RTU pode ser facilmente

“aposentado” quando as entradas e saídas com entrada a fio passarem pela transição para virem essencialmente dos IEDs. Terceiro, os RTUs podem ser velhos e difíceis de sustentar e o projeto de automação da subestação pode ser uma boa oportunidade para aposentar estes RTUs antigos.

4.6 MONITORAMENTO DE CONDIÇÕES DO EQUIPAMENTO

Muitas concessionárias tem empregado monitoramento de condições de equipamento (MCE) para manter o funcionamento dos equipamentos elétricos em sua máxima condição de operação, minimizando assim o número de interrupções, segundo McDonald (2007). Com o MCE, os parâmetros de operação dos equipamentos são automaticamente monitorados para detectar o aparecimento de diversas condições anormais de operação. Isso permite que a equipe de operação da subestação tome ações em tempo hábil quando forem necessárias melhoras na confiabilidade e assim estender a vida útil do equipamento. Essa abordagem é aplicada mais frequentemente em transformadores da subestação e disjuntores de alta tensão.

IEDs de MCE estão sendo implementados por muitas concessionárias. Na maioria das implementações, o link de comunicação com o IED é feito via linha telefônica. Ainda de acordo com McDonald (2007), para facilitar a integração desses IEDs à arquitetura da subestação, o IED de MCE deve aceitar pelo menos um dos protocolos mais utilizados atualmente: Modbus, Modbus Plus, DNP3 ou IEC 870-5-101 ou 104. Além disso, um caminho de migração para IEC 61850 é desejável. Este protocolo é brevemente descrito a seguir.

4.6.1 Protocolos de Comunicação IEC 61850

O escopo geral da norma IEC 61850 é tem o objetivo de dar suporte a todas as funções que são desempenhadas pelo sistema de automação da subestação, de acordo com MESMAEKER et al (2005). Seu objetivo principal é a interoperabilidade. Além disso, a norma permite a livre alocação dessas funções e aceita qualquer filosofia de sistema, desde arquiteturas de comunicação distribuídas até configurações centralizadas.

O modelo de dado da norma é de objeto orientado, agrupando dados nos menores conjuntos possíveis se referindo às menores funções possíveis a serem implementadas de forma independente. Esses pequenos grupos de dados são chamados de nós lógicos. Os nós lógicos e todos os dados e atributos são nomeados de acordo com a semântica da normalizada.

Cada IED adepto da norma IEC 61850 deve ser configurado utilizando ferramentas dedicadas. Isso significa que a leitura e processamento dos arquivos de configurações devem estar de acordo com a linguagem descritiva de configuração da subestação da norma IEC 61850, assim como o modelo de dados, o serviço de acesso de dados e as conexões de comunicação. Isso permite a integração do sistema utilizar dados compreensíveis de todos os dispositivos.

4.7 QUESTÕES TÉCNICAS DO SISTEMA DE INTEGRAÇÃO E AUTOMAÇÃO

Há diversos pontos importantes na integração e automação da subestação. Essas questões são discutidas a seguir nas seguintes áreas: responsabilidades do sistema, arquitetura do sistema, processador principal da subestação, requisitos do sistema LAN da subestação, protocolos LAN da subestação, interfaces de comunicação e sala de armazenamento de dados, de acordo com McDonald (2007).

4.7.1 Requisitos Técnicos dos Sistemas de Telecomunicação

Os sistemas de telecomunicação têm utilização principal na teleproteção e transmissão de dados. Alguns requisitos técnicos de telecomunicação são estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Os sistemas de proteção, registro de perturbações e telecomunicações devem ser integrados, permitindo acesso remoto a todos os dados. É importante que essa integração não restrinja a operação dos componentes primários da subestação.

Vale salientar que, apesar da integração funcional e de comunicação entre os sistemas de proteção, monitoramento e controle, os equipamentos utilizados na teleproteção dos elementos da rede básica devem ser dedicados, ou seja, usados especificamente para proteção e não compartilhado com outras aplicações. É necessário também que haja chaves de teste que permitam a realização de

intervenções nesses equipamentos de teleproteção sem que seja preciso desligar a linha de transmissão.

Quando é feita a comunicação direta entre os conjuntos de proteção, é necessária a utilização de fibra óptica ou canais multiplex de alta velocidade, com mínima largura de banda de 64 kbps.

4.7.2 Responsabilidades do Sistema de Automação da Subestação

O sistema de automação da subestação deve fazer interface com todos os IEDs na subestação. Os dados de todos os IEDs devem ser enviados para a concessionária para abastecer o centro de armazenamento de dados ou ser enviado para um local de armazenamento adequado. O sistema processa dados e controles dos usuários e do centro de armazenamento e deve oferecer uma interface genérica ao usuário, evitando dependência de fornecedores. O sistema deve ser atualizado a partir de um esquema de informe, por exceção, em que as mudanças de status devem ser reportadas apenas quando mudam de estado entre as sondagem, e mudanças nos pontos de dados analógicos só devem ser reportadas quando excedem sua faixa limite. Isso reduz as cargas nos sistemas de comunicação.

O sistema deve gerenciar os IEDs e dispositivos na subestação. O sistema deve estar ciente dos endereços de cada IED, alternar caminhos de comunicação, além de conhecer os status de todos os IEDs a todo o momento.

Figura 13 – Sistema de automação da subestação.



Fonte: ABB, 2019.

O sistema deve prover troca de dados e controles para dar suporte a central de armazenamento de dados e proporciona um ambiente para dar suporte as aplicações do usuário. A Figura 13 mostra um sistema de automação da subestação.

4.7.3 Arquitetura do Sistema

Os tipos de dado e controle que são esperados do sistema vão depender da escolha dos IEDs e dispositivos do sistema. Isso deve ser endereçado numa base subestação-para-subestação. O requisito primário é que as leituras analógicas sejam obtidas de tal forma que forneçam uma representação precisa de seus valores.

O concentrador de dados estoca todos os dados analógicos e status disponíveis na subestação. Há três níveis de troca de dados e requisitos associados ao sistema de integração e automação.

➤ Nível 1 – dispositivos de campo

Cada dispositivo eletrônico (relé, medidor, CLP, etc.) possui memória interna para armazenar alguns ou todos os dados a seguir: valores analógicos, mudanças de status, sequência de eventos e qualidade de energia. Estes dados são geralmente armazenados em fila no modo FIFO (primeiro a entrar, primeiro a sair, do inglês “*first in first out*”).

➤ Nível 2 – concentrador de dados da subestação

O concentrador de dados da subestação deve captar cada dispositivo para obter valores de dados analógicos e mudanças de estados a uma taxa de coleta consistente com o sistema SCADA da instalação (pontos de status a cada 2 segundos, valores analógicos a cada 2 a 10 segundos, etc.). O concentrador de dados da subestação deve manter uma base de dados local.

➤ Nível 3 – sistema SCADA e centro de armazenamento de dados

Todos os dados necessários para a operação do sistema elétrico devem ser enviados ao sistema SCADA via link de comunicação pelo concentrador de dados. Todos os dados necessários a propósitos não operacionais devem ser enviados à sala central de armazenamento de dados.

O centro de armazenamento de dados é necessário para dar suporte à arquitetura de troca de dados entre o sistema e os usuários corporativos na rede de

longa distância (WAN – do inglês *Wide Area Network*). Esta configuração proporciona aos usuários informações atualizadas e elimina a necessidade de espera para acessar utilizando uma única linha de comunicação com o sistema.

4.7.4 Processador Principal da subestação

O processador principal de uma subestação deve ser baseado em padrões industriais e alta capacidade de rede, tais como Ethernet, TCP/IP, Windows, Linux, etc., e também deve suportar uma arquitetura aberta. Uma interface de usuário puramente gráfica deve ser fornecida, como, por exemplo, computadores com sistema operacional Windows e deve haver interfaces para sua aplicação (ex: Excel, Access, etc.). O processador principal da subestação deve ser flexível, expansível e transportável para múltiplas plataformas de hardware.

O processador principal da subestação pode ser do tipo simples, redundante ou distribuído, a depender da aplicação. Para uma pequena subestação de distribuição, o processador principal pode ser simples (único). Para uma grande subestação de transmissão, deve haver processadores redundantes para fornecer uma cópia de segurança, no caso de falha. Fornecedores que oferecem um sistema de processamento distribuído com níveis de redundância podem apresentar maior custo-benefício para grandes subestações. Os CLPs podem ser utilizados como controladores, executando programas de aplicação especiais no nível da subestação. Subestações secundárias menores possuem IEDs, mas não necessitam de um processador principal, usando um concentrador de dados para integração dos IEDs.

4.7.5 Local Area Network (LAN) da Subestação

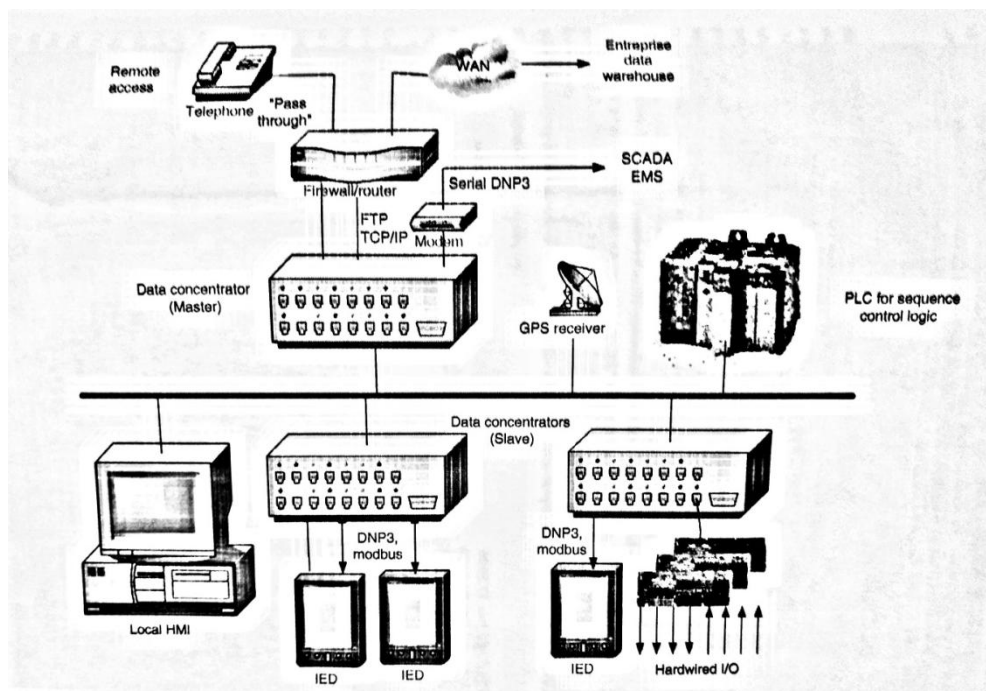
Uma rede local (LAN) é uma rede de comunicação, tipicamente de alta velocidade dentro da subestação, que faz extensão até o campo de equipamentos. A rede LAN permite a transferência rápida de medições, indicações, ajustes de controle e dados históricos e de configuração entre dispositivos eletrônicos inteligentes dentro da área da subestação. Os benefícios alcançáveis utilizando-se dessa arquitetura incluem redução da quantidade e complexidade da fiação utilizada para interligar os dispositivos; aumento na largura de banda disponível para

comunicação para suportar atualizações mais rápidas e funções mais avançadas; além de benefícios menos tangíveis, como fornecer condições para futuras atualizações.

A rede local (LAN) da subestação deve estar de acordo com os padrões industriais para garantir interoperabilidade e o uso de dispositivos *plug-and-play* (dispositivos prontos para uso assim que são conectados). Os princípios de arquitetura aberta devem ser seguidos, incluindo o uso de protocolos de padrão industrial (ex: IEEE 802.x [Ethernet]). A tecnologia LAN empregada deve ser aplicável ao ambiente da subestação e facilitar a interface com equipamentos no nível de processamento (IEDs, CLPs), enquanto proporciona imunidade e isolamento em relação aos ruídos da subestação.

A LAN deve possuir taxa de transferência e largura de banda suficiente para sustentar a integração de aquisição de dados, controle, requisitos de proteção. O tempo de resposta para a transferência de dados deve ser determinístico, ou seja, não depende de probabilidade, e repetível.

Figura 14 – Configuração do sistema de automação da subestação.



Fonte: McDonald (2007).

A LAN deve suportar comunicação *peer-to-peer* para funções de proteção de alta velocidade, assim como transferência de arquivos para configurações de IED e programas de CLP. Uma transferência de dados utilizando prioridade permitiria que

dados com baixa prioridade tais como arquivos de configuração fossem baixados sem que houvesse prejuízo na transferência de dados com criticidade de tempo.

Há requisitos de velocidade rigorosos para interligação e teledisparo (*trip*) na transferência de dados, os quais a LAN deve atender. A LAN deve atender chaveamentos e dar suporte a roteadores para a interface WAN da concessionária. A Figura 14 mostra a configuração de um sistema de automação de subestação.

4.7.6 Central de Armazenamento de Dados

A central de armazenamento de dados permite que os usuários acessem os dados da subestação enquanto mantém um *firewall* (programa que protege uma rede confiável de um acesso externo não confiável) para proteger os sistemas de controle e operação da subestação. Ambos os dados operacionais e não operacionais são necessários na central de armazenamento de dados. A concessionária deve determinar quem usará os dados do sistema de automação da subestação, a natureza de sua aplicação, o tipo de dado necessário, com que frequência o dado necessita ser armazenado e o tipo de acesso necessário para cada usuário.

A central de armazenamento de dados é um servidor ou grupo de servidores que buscam dados das fontes de dados locais da subestação, os quais tipicamente estão ligados a sistemas como SCADA, automação da subestação, sistemas de controle distribuídos gerenciamento de manutenção e sistemas de informação do cliente. A central de armazenamento acessa e arquiva esses dados, centraliza e integra esses dados em informação única que é entregue ou acessada pelos grupos de usuários.

O erro de muitas empresas é encarar o sistema de integração e automação como estritamente a instalação de dispositivos de monitoramento e controle computadorizados na subestação. Um passo crucial e muitas vezes negligenciado é a integração desses dispositivos com as instalações da concessionária de energia, focando no lado de fora da subestação, assim como se foca na parte de dentro. Sem a integração com a concessionária, o conceito do centro de armazenamento de dados falha em entregar os benefícios oferecidos por esses dispositivos.

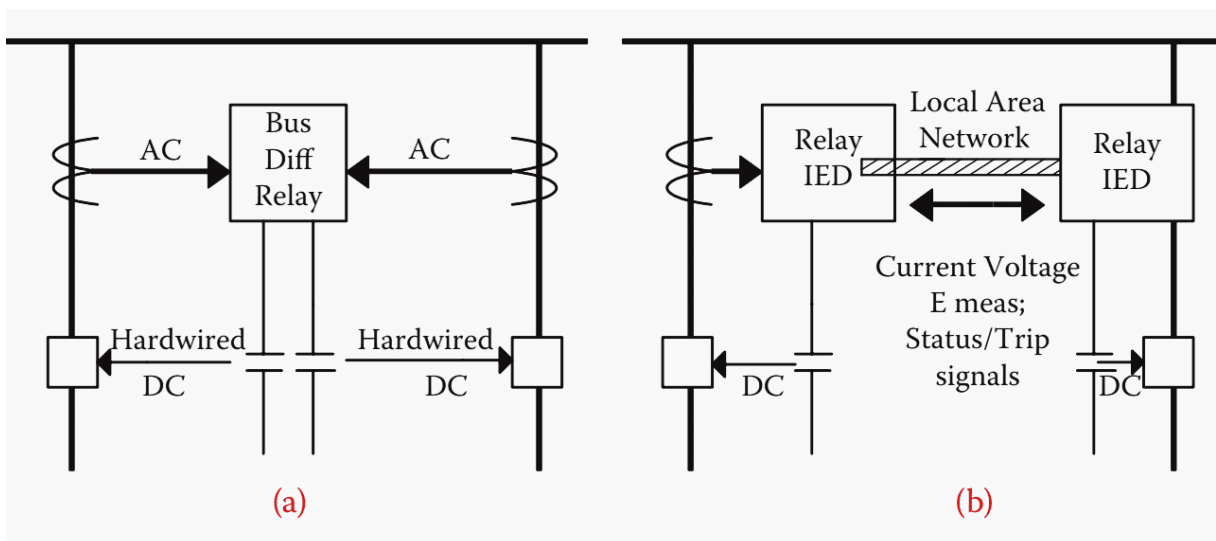
4.8 FUNÇÕES E APLICAÇÕES

O sistema de automação da subestação tem o objetivo claro de reduzir a intervenção humana para promover o aumento da eficiência operativa do sistema, reduzindo custos em longo prazo. Mas quais são as aplicações e os ganhos práticos da automação na operação e manutenção? As seções abaixo irão elaborar e exemplificar essas funções práticas, de acordo com *Electrical Engineering Portal* (Csanyi, 2019).

4.8.1 Integração dos Sistemas de Proteção

Na abordagem mais tradicional, os relés de proteção se conectavam a entradas através de fios condutores vindas de transformadores instrumentais e desses relés era m transmitidos os sinais de *trip* para os disjuntores, como mostrado na Figura 15 a seguir.

Figura 15 – (a) Proteção via fios condutores e (b) proteção via LAN.



Fonte: Csanyi, 2019.

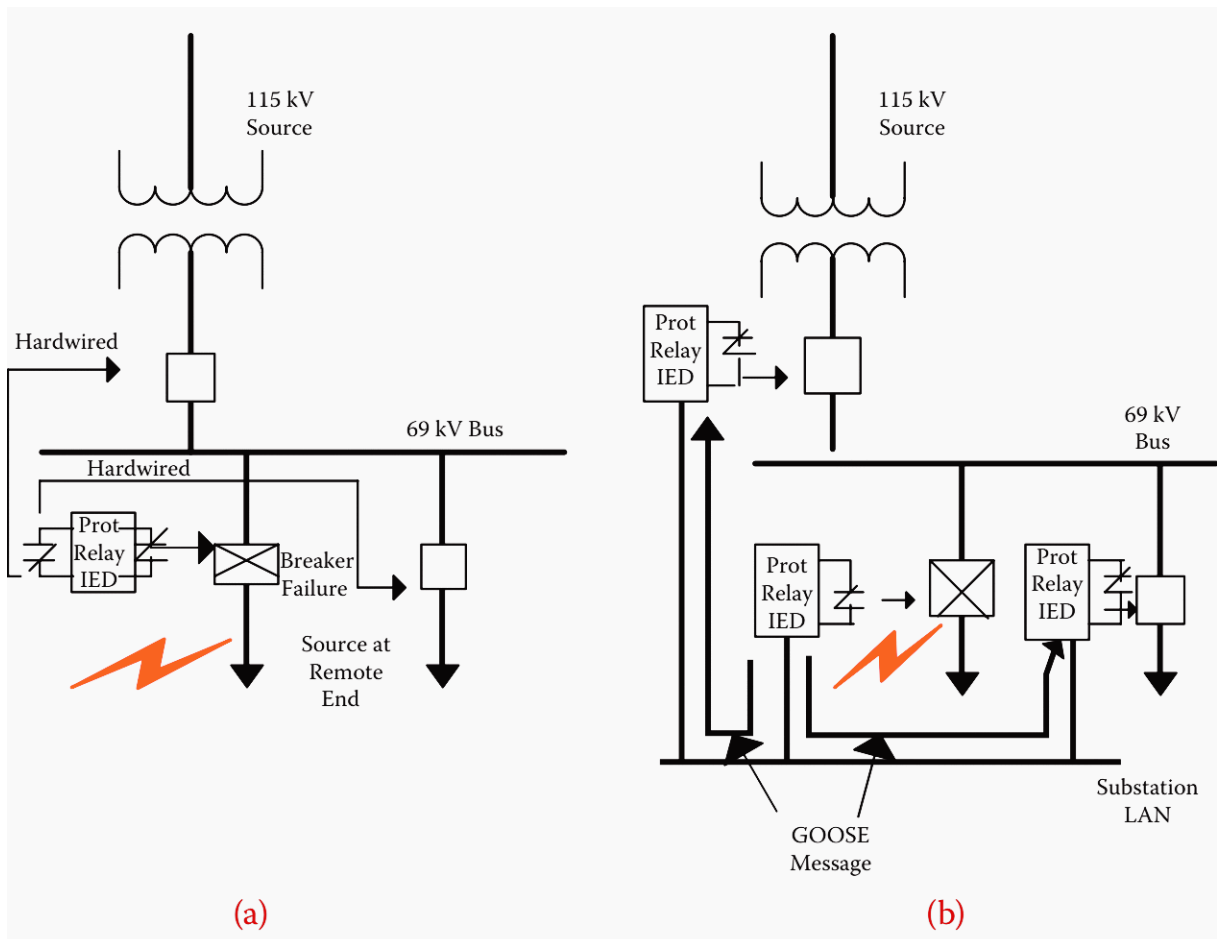
Na abordagem moderna baseada em IEDs, a informação vinda dos transformadores instrumentais chegará até os IEDs conectados ao relé via LAN, informações são trocadas pelos relés via LAN e o disjuntor receberá o sinal de *trip* via mensagem GOOSE. As mensagens GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) são mensagens que carregam informações entre os IEDs. São responsáveis apenas pelo tráfego de mensagens que informam sobre a atuação de

qualquer proteção ou sinal digital. Tais mensagens conseguem ser mais rápidas do que a própria atuação física de uma proteção de um relé para outro.

No caso de falha no disjuntor, no sistema de proteção a fio tradicional, a fiação transmitiria o sinal de *trip* para a proteção a montante, como mostra a Figura 16a abaixo. Por outro lado, nos esquemas de proteção modernos, a proteção a montante é atuada via LAN, como mostra a Figura 16b, o que reduz o cabeamento e utiliza caminhos alternativos.

Funções de proteção tais como religamento automático e proteção diferencial podem ser implementadas, e falhas nos disjuntores podem ser tratadas com efetividade. O benefício se dá no fato de relés de proteção separados serem evitados e, portanto, há aumento de desempenho e confiabilidade.

Figura 16 – (a) Proteção via fiação e (b) proteção via GOOSE utilizando LAN.



Fonte: Csanyi, 2019.

4.8.2 Funções de Automação

As aplicações da automação na automatização de eventos na subestação incluem sistema antifalha de barras, restabelecimento automático de cargas e monitoração de estados de equipamentos, como é mostrado a seguir.

4.8.2.1 Sistema Antifalha de Barras e Restabelecimento Automático de Cargas

Este artifício é utilizado na maioria das vezes em subestações de distribuição, em que há dois transformadores e um disjuntor de ligação normalmente aberto.

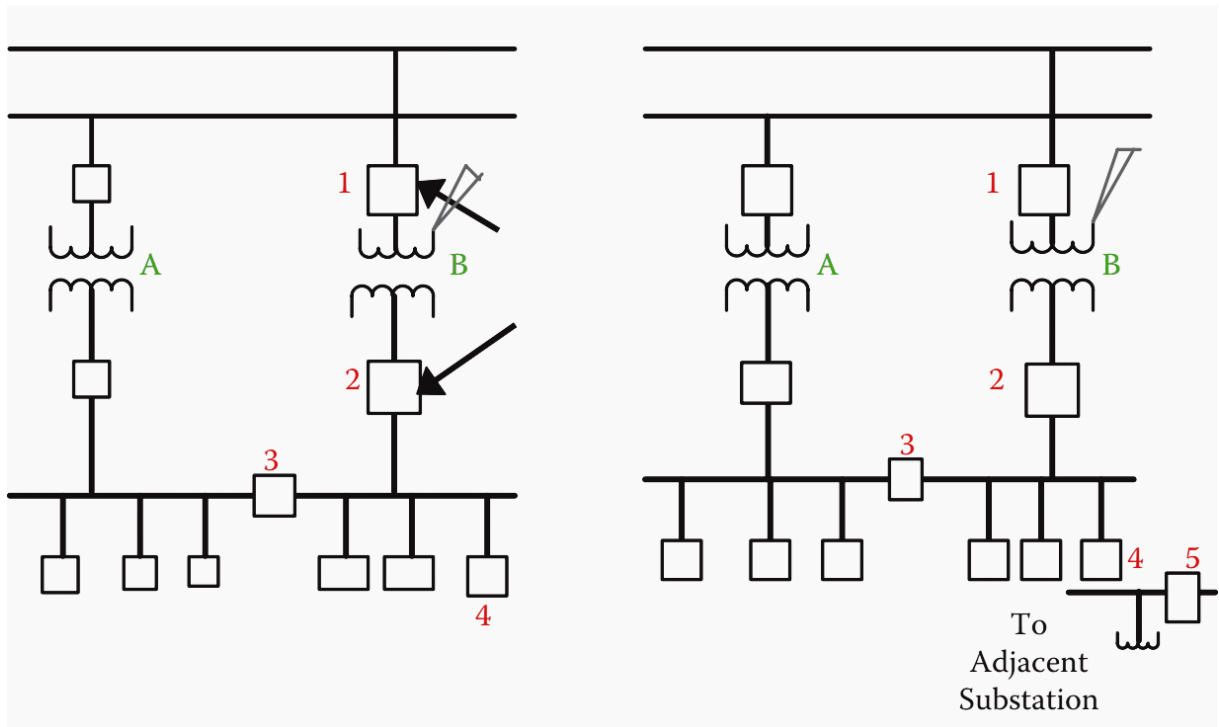
Quando o transformador de uma subestação falha, o sistema antifalha de barra simples transfere a carga para o transformador saudável, o que pode ocasionar sobrecarga no transformador saudável e levar a uma nova falha. Por isso, o sistema antifalha de barra tem sido desabilitado em alguns casos.

A capacidade da subestação é limitada pela carga (sobrecarga) que o transformador saudável pode suportar. Entretanto, num sistema antifalha inteligente, o sistema de automação da subestação irá garantir que o transformador saudável não está sobrecarregado.

Isso pode ser feito realizando o alívio de carga de um ou mais alimentadores temporariamente. Estes alimentadores podem ser supridos por subestações adjacentes fechando uma chave de interligação para transferência de carga, e a perda de carga pode ser minimizada. Os benefícios desse esquema são primordialmente o aumento da confiabilidade do sistema, já que a transferência de carga é realizada assim que possível. O tempo de interrupção de fornecimento pode ser reduzido de 30 minutos para 1 minuto.

A Figura 17 mostra uma falta no transformador B. Os disjuntores 1 e 2 receberão o *trip* isolarão o transformador B, e o disjuntor 3 será fechado para transferir a carga para o transformador A, que pode ficar sobrecarregado e ter que aliviar a carga abrindo o disjuntor 4. Entretanto, a carga pode ser transferida de forma subsequente conectando automaticamente a linha a uma subestação adjacente, fechando o disjuntor 4.

Figura 17 – Sistema antifalha de barra inteligente.



Fonte: Csanyi, 2019.

4.8.2.2 Seccionadores de Linha

As subestações de distribuição comumente suprem linhas sem que haja um disjuntor de proteção do lado de alta nas mesmas. Isso cria um problema, uma vez que uma carga considerável pode ser perdida até que as equipes de operação cheguem ao local.

O objetivo do esquema de seccionadores de linha é identificar a seção da linha que sofreu a falta, isolar a seção e restabelecer o suprimento da parte da linha que não foi afetada. Mais uma vez, os benefícios são aumento na confiabilidade, de forma que o suprimento de energia pode ser restaurado assim que possível.

Cerca de 80% das falta nas linhas aéreas de média tensão são devido a causas transitórias e, portanto, podem se autoeliminar. Desta forma, para restabelecer o suprimento do alimentador após a atuação do disjuntor, diferentes sistemas de religamento automático são empregados.

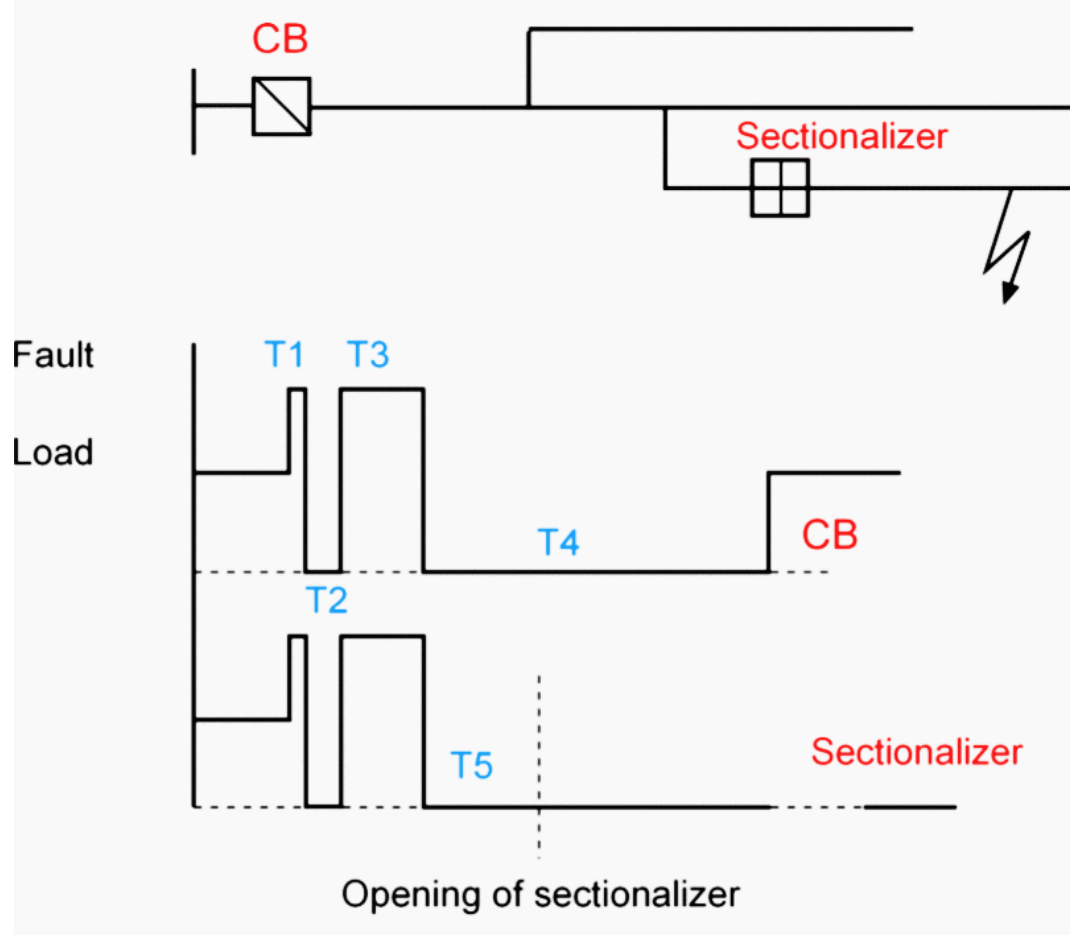
Nesses casos, a solução ótima é a utilização de seccionadores automáticos. Quando o seccionador é equipado com mecanismo de operação motorizado, transformadores instrumentais e mecanismos de controle, este é dito automático.

Estes seccionadores automáticos trabalham em coordenação com equipamentos de proteção a montante, utilizando o período de desenergização durante o processo de religação automática para isolar seções com faltas.

Os seccionadores automáticos contam as tentativas de religamento feitas pelo equipamento a montante, como os disjuntores da subestação e após um determinado número de tentativas, ele automaticamente abre durante o período de desenergização.

O diagrama mostrado na Figura 18 a seguir mostra a utilização do seccionador automático de um alimentador radial em conjunto com o sistema de religamento automático do disjuntor.

Figura 18 – Exemplo de seccionador para isolação automática de trechos em falta.



Fonte: Csanyi, 2019.

Quando a falta ocorre na linha aérea após o seccionador, o relé de proteção da subestação e o seccionador reconhecem o caso.

O relé de proteção da subestação inicia a sequência de religamento automático dando sinal de *trip* para o disjuntor no intervalo de tempo T1. O

seccionador reconhece a ação. Após um tempo pré-estabelecido (T2), o circuito tenta o religamento (fecha). Uma vez que a falta não foi solucionada, o disjuntor recebe um novo *trip* após um tempo T3. O seccionador começa o seu processo de abertura durante o período T4 em que o alimentador está desenergizado. A abertura de fato do seccionador se dá após o tempo de comando T5.

Após a abertura do seccionador, o disjuntor faz uma nova tentativa de religamento, energizando o trecho saudável do alimentador.

4.8.3 Aplicações à Nível da Concessionária

Uma vez que a subestação é automatizada, muitas são as aplicações que podem ser estendidas para o nível da concessionária de energia.

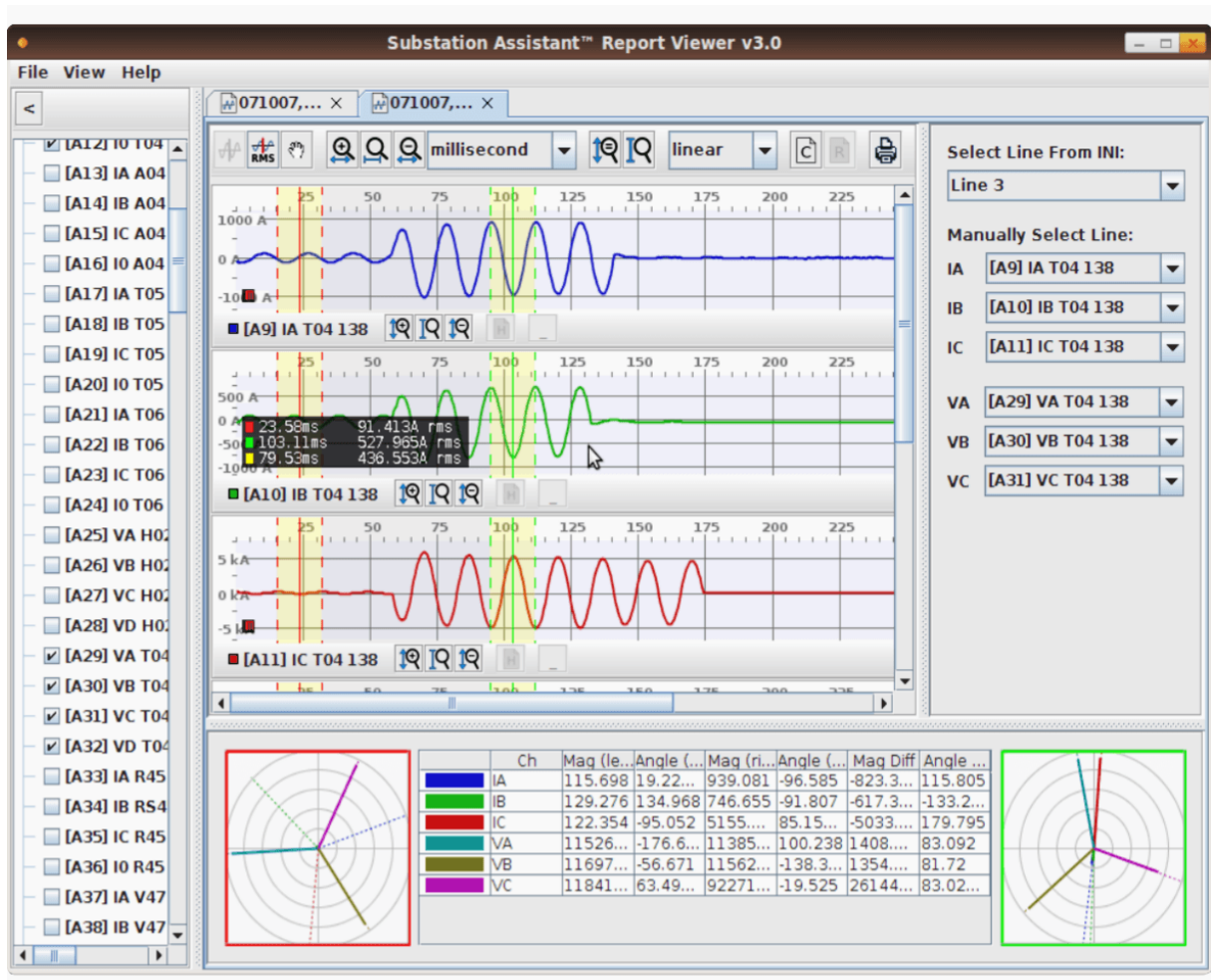
4.8.3.1 Análise de Perturbações

A análise de perturbações no sistema é uma vantagem trazida pela implementação de IEDs na subestação, visto que estes tem a capacidade de gravar formas de onda de faltas e também a facilidade de associar os dados operacionais ao tempo dos acontecimentos.

Esses valores podem ser utilizados para recriar a sequência de perturbações e a associação de tempo no nível de milissegundos ou menos pode dar ao operador acesso à situação e tomada de medidas corretivas para a próxima perturbação.

Na Figura 19 a seguir pode ser vista uma interface computadorizada de análise de perturbações na subestação.

Figura 19 – Interface de analisador de perturbações de subestação.



Fonte: Csanyi, 2019.

4.8.3.2 Monitoramento de Equipamento em Tempo Real

Tradicionalmente, os equipamentos do sistema de potência são carregados de acordo com a capacidade nominal em circunstâncias normais, enquanto que se o equipamento é monitorado em tempo real, o carregamento pode ser baseado em condições reais, ao invés de suposições conservadoras.

Como exemplo, se um transformador é detectado com um ponto quente, este terá seu carregamento reduzido, devido ao risco de catástrofes. Monitorando a real temperatura do enrolamento, a carga pode ser também aumentada em 5 a 10 %, aumentando a utilização do equipamento.

4.9 AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E REDES ELÉTRICAS INTELIGENTES

As redes elétricas inteligentes propõem uma maneira mais eficiente de suprir e consumir energia. Como dito em Cisco (2019), em sua essência, a rede elétrica inteligente é uma rede de comunicação de dados integrada com o sistema de potência que permite aos operadores do sistema coletar e analisar dados acerca dos sistemas de geração, transmissão, distribuição e consumo, tudo quase em tempo real. As tecnologias de comunicação das redes inteligentes proporcionam informações preditivas e recomendações às concessionárias de energia, seus fornecedores e clientes acerca de como melhor gerenciar o sistema.

Para atingir essa visão de informações quase em tempo real, uma transformação deve ocorrer na infraestrutura dos sistemas de comunicação, particularmente nos sistemas de transmissão e distribuição. Enquanto a comunicação moderna tem evoluído de modems telefônicos para redes IP, muitas concessionárias de energia ainda utilizam acesso por modems e comunicação serial às suas subestações. Os sistemas antigos SCADA utilizando RTU localizados na subestação não conseguem acompanhar a evolução dos sistemas inteligentes da nova geração. Desde o advento da norma IEC 61850 que flexibiliza a utilização de IEDs, implementação de roteadores IP e Ethernet, muitas empresas prestadoras de serviço de energia estão agora prontas para transformar suas redes seriais em comunicação baseada em IP.

A migração para estes sistemas de transmissão e distribuição está se estabelecendo para trazer mais automação e inteligência para atender a uma série de fatores econômicos e regulatórios que dizem respeito aos sistemas de potência. Os principais fatores econômicos ligados à automação de subestações estão listados a seguir, de acordo com Cisco (2019).

- Redução de custos operacionais: a convergência de múltiplos sistemas de controle e monitoramento em uma única rede IP e priorização do tráfego de informações traz redução dos custos operacionais. Este tipo de rede reduz o tempo das interrupções de fornecimento e os tempos de resposta. Também há a redução de gastos com força de trabalho e deslocamento, aplicando o capital humano na operação dos sistemas inteligentes.
- Reduz despesas de capital: à medida que a demanda por energia elétrica continua a crescer, as concessionárias devem atender às solicitações do

sistema em horário de pico, visto que é um setor regulado. A automação da subestação pode proporcionar rápida resposta à demanda, o que reduz a necessidade de construir tantas instalações elétricas.

- Atendimento às regulamentações: a infraestrutura de energia é considerada por muitos como uma questão de interesse econômico e de segurança nacional. Por conta disto, existe um sistema de regulação do setor elétrico, que no Brasil é exercido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o qual faz exigências acerca da segurança, monitoramento e gerenciamento dos parâmetros críticos do sistema elétrico, tais como o DEC, o FEC, valores de sobretensão e subtensão, qualidade de energia, etc.

A partir do que foi exposto nos capítulos anteriores, pode-se depreender a respeito do sistema de automação de subestações que, uma solução com grande custo-benefício na atualização e aprimoramento das subestações envolve os seguintes objetivos:

- Integrar todos os relés e funções de controle, automação e monitoramento através de Ethernet LANs (*Local Area Network*) na subestação;
- Introduzir o sistema de integração LAN e protocolo IEC 61850 de forma prática, para substituir a antiga fiação e simplificar a integração e fluxo de dados.
- Organizar as funções de proteção utilizando as novas gerações de relés para aumentar a confiabilidade e segurança do sistema, enquanto drasticamente reduz o número de dispositivos necessários.

Além disso, os sistemas de automação de subestação devem conter as partes funcionais principais a seguir:

- Interface homem-máquina com base de dados do processo.
- Porta de dados separada para controle supervisão remoto via SCADA.
- Relógio mestre para referência de tempo (referência de GPS).
- Aquisição e coleta dos dados relevantes para a subestação e distribuição dos dados onde são necessários.
- Troca de dados entre os diferentes componentes do sistema.

De forma geral, podemos resumir as vantagens e desvantagens da automação da subestação como mostra o comparativo do Tabela 4.

Tabela 4 – Vantagens e desvantagens dos sistemas de automação de subestação.

Vantagens	Desvantagens
Redução nas perdas das linhas	Problemas comunicação da subestação e entre a rede de controle local e remoto
Aumento na qualidade da energia	Complexidade na arquitetura com diversos fornecedores
Redução de despesas	Problemas de confiabilidade e redundância dos dispositivos
Uso otimizado da energia	Integridade e segurança de dados
Aumento na confiabilidade do sistema	Sensibilidade dos IEDs aos fenômenos ambientais da subestação
Integração com redes elétricas inteligentes	

Fonte: Elaboração própria.

4.10 OUTRAS CONSIDERAÇÕES

Neste capítulo foi apresentada a arquitetura funcional do sistema de automação da subestação, que envolve equipamentos de potência, caminhos de dados operacionais e dados não operacionais, centros de armazenamentos de dados e comunicação com as concessionárias. Foi possível compreender que a comunicação tem papel fundamental para a integração dos dispositivos nessa arquitetura e a normalização dessa comunicação facilita a utilização de sistemas abertos. As aplicações práticas do sistema de automação no aumento da confiabilidade do sistema são diversas, mas, de forma geral, todas essas aplicações têm o objetivo de diminuir a intervenção humana no sistema, minimizando falhas.

5 CONCLUSÕES

O desenvolvimento do presente estudo possibilitou ao leitor conhecer brevemente os principais equipamentos do sistema primário de uma subestação, suas aplicações no sistema de potência e quais as grandezas associadas a eles que devem ser monitoradas pelo sistema de automação da subestação. Também foi possível compreender como se dá a interface entre os equipamentos do sistema elétrico de potência e o sistema de automação da subestação, que acontece, mais frequentemente, através de dispositivos eletrônicos inteligentes baseados em microprocessadores, que realizam a conversão dos dados analógicos em digitais e fornecem sinais de saída e entrada ao sistema aos sistemas de supervisão, controle, monitoramento e proteção. São mostrados também os tipos mais comuns de redes de comunicação entre os dispositivos, de acordo com suas respectivas arquiteturas de conexão e meio físico utilizado para interligação.

Por fim, espera-se que o leitor possa entender a arquitetura funcional do sistema de automação da subestação, a importância da comunicação para a integração dos dispositivos nessa arquitetura e que a normalização dessa comunicação facilita a utilização de sistemas abertos. Foi possível também conhecer as aplicações práticas do sistema de automação na operação do sistema elétrico, que vem aumentando a confiabilidade do sistema e os fatores econômicos envolvidos na automação de subestações e o papel desta no desenvolvimento de redes elétricas inteligentes.

As subestações são a parte do sistema elétrico onde são realizadas manobras necessárias à operação do sistema. As subestações de transmissão e distribuição, foco deste estudo, transmitem grandes blocos de energia para os centros de carga e são indispensáveis para a integridade do sistema elétrico. Portanto, é de extrema importância conhecer os processos que tornam a operação dessas subestações automatizada, trazendo mais confiabilidade para o sistema e atendendo às demandas de energia da sociedade.

REFERÊNCIAS

ABB. **Substation Automation Systems**. [S. l.], [2018]. Disponível em: <http://new.abb.com/substation-automation/systems>. Acesso em: 14 out. 2018.

ABB. **Line Differential Protection**. [S. l.], [2019]. Disponível em: <http://new.abb.com/substation-automation/products/protection-control/line-differential-protection>. Acesso em: 14 jun. 2019.

CISCO. **Substation Automation for Smart Grid**. USA: [s. n.], 2010. Disponível em: http://www.krec.ir/Automation/white_paper_Substation_Automation_for_the_Smart_Grid.pdf. Acesso em: 20 jun. 2019.

CSANYI, Edvard. **Power Transformer Protection Relaying (overcurrent, restricted earth fault and differential)**. [S. l.], 12 nov. 2018. Disponível em: <http://electrical-engineering-portal.com/power-transformer-protection-relaying-overcurrent-restricted-earth-fault-differential>. Acesso em: 15 jun. 2019.

CSANYI, Edvard. **Why to Automate Power Substation**. [S. l.], 9 jul. 2018. Disponível em: <http://electrical-engineering-portal.com/why-to-automate-power-substation>. Acesso em: 15 jun. 2019.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC-61131-3: Programmable Languages PLC Software Structure, Languages and Program Execution**. Genève: IEC, 1993.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. **IEEE 1613: Environmental and Testing Requirements for Communications Networking Devices in Electric Power Substations**. New York: IEEE, 2003.

MESMAEKER, Ivan *et al.* Substation Automation based on IEC 61850. *In: REGIONAL CIGRÉ CONFERENCE, 6., 2005, Cairo. Anais [...]*. Switzerland: ABB Switzerland, 2005. p. 1-3.

MCDONALD, John D. **Electric Power Substations Engineering**. 2. ed. Boca Ranton: CRC Press, 2007.

NEOENERGIA. **NOR.DISTRIBU-ENGE-0023**: Fornecimento de Energia Elétrica em Média Tensão de Distribuição à Edificação Individual. Pernambuco: NEOENERGIA, 2017.

MYRDA, Paul; DONAHOE, Kevin. The True Vision of Automation. **IEEE Power & Energy Magazine**, New York, v. 5, p. 32-44, 2007.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede Submódulo 2.3**: Requisitos mínimos para subestações e seus equipamentos. Rio de Janeiro: ONS, 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede Submódulo 2.6**: Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicação. Rio de Janeiro: ONS, 2008.

PADILLA, Evelio. **Substation Automation Systems**: Design and Implementation. 1. ed. Venezuela: John Wiley and Sons, 2016.