

CENTRO UNIVERSITÁRIO SAGRADO CORAÇÃO – UNISAGRADO

LAYANE FERNANDA LIRA

COMPARAÇÃO ENTRE SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL E DIGITAL

BAURU

2023

LAYANE FERNANDA LIRA

COMPARAÇÃO ENTRE SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL E DIGITAL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte dos requisitos para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica - Centro Universitário Sagrado Coração.

Orientador: Prof. Dr. Tiago Forti da Silva.

BAURU

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD

L768c	<p>Lira, Layane Fernanda</p> <p>Comparação entre subestação convencional e digital / Layane Fernanda Lira. -- 2023. 32f. : il.</p> <p>Orientador: Prof. Dr. Tiago Forti da Silva.</p> <p>Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Centro Universitário Sagrado Coração - UNISAGRADO - Bauru - SP</p> <p>1. Subestação convencional. 2. Subestação digital. 3. Transformadores. 4. Disjuntores. 5. Qualidade de energia. I. Silva., Tiago Forti da. II. Título.</p>
-------	---

LAYANE FERNANDA LIRA

COMPARAÇÃO ENTRE SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL E DIGITAL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como parte dos requisitos para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica - Centro Universitário Sagrado Coração.

Aprovado em: 29/11/2023.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Tiago Forti da Silva (Orientador)
Centro Universitário Sagrado Coração

Prof. Dr. Danilo Sinkiti Gastaldello (Avaliador)
Centro Universitário Sagrado Coração

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus, fonte inesgotável de sabedoria e guia constante em todas as jornadas da vida. À minha família, meus pais e irmãos, pilares de amor, apoio e inspiração. Sem o incentivo deles, este caminho teria sido mais desafiador. Às amigas sinceras, verdadeiras âncoras em tempestades e fontes de alegria nos dias ensolarados.

Cada desafio superado e conquista alcançada é resultado do suporte e encorajamento dessas pessoas especiais. Este trabalho é dedicado a todos que, de alguma forma, contribuíram para a minha jornada acadêmica. Agradeço por compartilharem comigo este momento de realização e aprendizado.

Agradeço também aos professores e orientadores, que guiaram meus passos e enriqueceram meu conhecimento. Suas contribuições foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

Finalmente, expresso minha profunda gratidão a todos que, de alguma forma, fizeram parte desta jornada. Que a luz de Deus continue a iluminar nossos caminhos, e que a amizade e o apoio mútuo permaneçam firmes em nossos corações.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Para-raio de Subestação de Energia.....	14
Figura 2 – Transformador de Subestação de Energia.....	15
Figura 3 – Chave seccionadora de Subestação de Energia.....	17
Figura 4 – Disjuntor de Subestação de Energia.....	18
Figura 5 – TC de Subestação de Energia.....	19
Figura 6 – Comparação de IEDs eletromecânico e digital.....	22
Figura 7 – Subestação de Lorena.....	28

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CLPs	<i>Programmable Logic Controllers</i>
DNP3	<i>Distributed Network Protocol 3</i>
GOOSE	<i>Generic Object-Oriented Substation Event</i>
IEDs	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
IoT	Internet das Coisas
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
RTUs	<i>Remote Terminal Units</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	11
2 METODOLOGIA.....	12
3 SUBESTAÇÃO DE ENERGIA	13
4 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL E DIGITAL ..	14
4.1 Para-ráio.....	14
4.2 Transformadores	15
4.3 Chaves seccionadoras	16
4.4 Disjuntores.....	18
4.5 Transformadores de corrente (TC) e Transformadores de potencial (TP)	19
5.1 Dispositivos Eletrônicos Inteligentes- IEDs.....	21
5.2 Unidades Terminais Remotas- RTUs	22
5.3 Controladores lógicos programáveis- CLPs	23
5.4 Equipamentos de comunicação	23
5.5 SCADA (Controle Supervisório e Aquisição de Dados).....	23
5.6 Tipos de protocolo de comunicação	24
5.6.1 Subestação Digital	24
5.6.2 Subestação Convencional	26
6 SUBESTAÇÃO LORENA, A PRIMEIRA DIGITAL DO SIN	28
7 CONCLUSÃO.....	30
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	31

COMPARAÇÃO ENTRE SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL E DIGITAL

Layane Fernanda Lira¹
Prof. Dr. Tiago Forti da Silva²

¹Graduanda em Engenharia Elétrica pelo Centro Universitário Sagrado Coração (UNISAGRADO)
layaneferlira@gmail.com

²Orientador: Prof. Dr. Tiago Forti da Silva.

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise comparativa entre subestações convencionais e digitais, explorando os conceitos, tecnologias, equipamentos e princípios de funcionamento de ambos os sistemas. As subestações convencionais utilizam equipamentos e sistemas eletromecânicos, operando de forma analógica ou discreta, com intervenção humana. Por outro lado, as subestações digitais utilizam equipamentos eletrônicos e sistemas de controle digitais, permitindo funções automatizadas e integradas em tempo real. Os principais equipamentos de uma subestação convencional incluem transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, para-raios e transformadores de corrente e potencial, enquanto em uma subestação digital são utilizados dispositivos eletrônicos, como disjuntores inteligentes, sensores de corrente e tensão, e controladores lógicos programáveis (CLPs). A transição para subestações digitais traz benefícios, como maior flexibilidade, eficiência e qualidade de energia, mas também apresenta desafios relacionados à segurança cibernética e interoperabilidade. O estudo discute também os principais equipamentos encontrados em uma subestação digital, como IEDs, RTUs, CLPs, equipamentos de comunicação e o sistema SCADA.

Palavras-chave: Subestação convencional; Subestação digital; Transformadores; Disjuntores; Qualidade de energia.

ABSTRACT

This paper presents a comparative analysis between conventional and digital substations, exploring the concepts, technologies, equipment, and principles of operation of both systems. Conventional substations use electromechanical equipment and systems, operating in an analog or discrete manner, with human intervention. On the other hand, digital substations use electronic equipment and digital control systems, allowing for automated and integrated functions in real-time. The main equipment in a conventional substation includes transformers, circuit breakers, disconnect switches, surge arresters, and current and voltage transformers, while a digital substation employs electronic devices such as intelligent circuit breakers, current and voltage sensors, and programmable logic controllers (PLCs). The transition to digital substations brings benefits such as increased flexibility, efficiency, and power quality, but also presents challenges related to cybersecurity and interoperability. The study also discusses the main equipment found in a digital substation, such as IEDs, RTUs, PLCs, communication equipment, and the SCADA system.

Keywords: Conventional substation; Digital substation; Transformers; Circuit breakers; Power quality.

1 INTRODUÇÃO

As subestações de energia elétrica são componentes fundamentais do sistema elétrico de potência, responsáveis pela transformação da energia elétrica de alta para média ou baixa tensão, permitindo sua distribuição aos consumidores finais. Ao longo do tempo, diversas tecnologias e técnicas foram desenvolvidas para aprimorar o desempenho e a eficiência desses equipamentos, sendo a digitalização uma das mais recentes e importantes evoluções.

A subestação convencional é caracterizada pelo uso de equipamentos e sistemas eletromecânicos, que operam de forma analógica ou discreta, com intervenção humana em muitos casos. Já a subestação digital é uma evolução desse modelo, baseada no uso de equipamentos eletrônicos e sistemas de controle digitais, capazes de realizar funções automatizadas e integradas em tempo real.

Na subestação convencional, o transformador é o componente principal, responsável pela mudança de tensão elétrica e pela separação das partes energizadas e não energizadas do sistema. Além disso, outros equipamentos são utilizados, como disjuntores, chaves seccionadoras, para-raios e transformadores de corrente e potencial. O controle e monitoramento desses componentes é realizado por meio de instrumentos analógicos, relés e sistemas de supervisão e controle centralizados.

Por outro lado, na subestação digital, os componentes e sistemas são mais avançados e integrados, permitindo um maior nível de automação e controle. O transformador continua sendo o componente principal, mas os demais equipamentos são substituídos por dispositivos eletrônicos, como disjuntores inteligentes, sensores de corrente e tensão, e controladores lógicos programáveis (CLPs). O controle e monitoramento desses componentes é realizado por meio de sistemas de comunicação e controle em tempo real, baseados em redes digitais e protocolos padronizados.

Dessa forma, esta pesquisa se propõe a realizar uma comparação entre as subestações convencionais e digitais, apontando as principais diferenças em termos de equipamentos, recursos e características operacionais.

2 METODOLOGIA

Este trabalho tem como objetivo geral realizar uma comparação entre as subestações digitais e convencionais, elencando suas principais características, semelhanças e diferenças, tanto construtivos quanto operacionais.

Para isso, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- Analisar os conceitos e princípios de funcionamento de subestações convencionais e digitais.
- Investigar as tecnologias e sistemas utilizados em subestações convencionais e digitais.
- Comparar as características de subestações convencionais e digitais.
- Avaliar os custos e benefícios de implantação de subestações digitais em comparação com subestações convencionais.
- Discutir as perspectivas de evolução da tecnologia de subestações digitais e seus impactos no setor elétrico.

Assim, o restante deste trabalho está organizado da seguinte maneira: No capítulo 3 é fornecida uma definição de subestação de energia, para no capítulo 4 serem apresentados os equipamentos comuns aos dois tipos de subestações. No capítulo 5 abordam-se as particularidades das subestações digitais, permitindo uma análise da subestação digital de Lorena como exemplo das vantagens desse tipo de empreendimento.

Finalmente no capítulo 7 é realizado um balanço deste trabalho, traçando-se algumas conclusões e indicando-se possíveis tópicos para pesquisas futuras.

3 SUBESTAÇÃO DE ENERGIA

Uma subestação de energia é uma instalação elétrica essencial no sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica. Segundo a definição do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO, 2018) "Subestações são conjuntos de máquinas, aparelhos e circuitos cuja finalidade é permitir a adequação dos níveis de tensão de um sistema elétrico às necessidades de transporte, distribuição e utilização da energia elétrica"

As subestações desempenham um papel crucial na transferência eficiente da energia elétrica gerada para os consumidores finais. Elas possibilitam a modificação dos parâmetros elétricos, como tensão e corrente, para tornar a energia adequada para transmissão e distribuição. Segundo o livro *Power System Analysis and Design* (Glover, Sarma e Overbye, 2011), "As subestações são usadas para transferir energia elétrica entre diferentes tensões de transmissão e distribuição, bem como para regular e controlar o fluxo de energia nas linhas de transmissão".

As subestações geralmente contêm transformadores, que desempenham um papel crucial na alteração da tensão elétrica. Conforme explicado por Burke (2018), os transformadores são utilizados nas subestações para elevar a tensão para transmissão em longas distâncias e reduzi-la para distribuição local, com o objetivo de melhorar a eficiência do sistema elétrico.

Além disso, as subestações são equipadas com dispositivos de proteção, como disjuntores, relés e fusíveis, para garantir a segurança e a estabilidade do sistema elétrico. Conforme descrito pela Schneider Electric (2016), em seu Guia de Instalação Elétrica, "Os dispositivos de proteção em uma subestação são projetados para detectar e isolar falhas no sistema elétrico, como curtos-circuitos, sobrecargas e outros eventos anormais, a fim de evitar danos aos equipamentos e interrupções no fornecimento de energia".

Em resumo, uma subestação de energia é uma instalação elétrica que desempenha um papel fundamental na transmissão, distribuição e adequação dos níveis de tensão da energia elétrica gerada, permitindo um fornecimento confiável aos consumidores finais.

4 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL E DIGITAL

Os principais equipamentos encontrados em uma subestação convencional e digital incluem para-raios, transformadores, chaves seccionadoras, disjuntores, e transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP):

4.1 Para-ráio

Conforme descrito pela Schneider Electric (2016), "Os para-raios são dispositivos de proteção instalados nas subestações para desviar correntes de surto para o solo, protegendo os equipamentos contra danos causados por sobretensões". Conforme mencionado por Dalrosso (2011, p.25), os dispositivos para-raios são empregados com a finalidade de resguardar as instalações e os equipamentos dos sistemas de potência contra sobretensões atmosféricas e aquelas resultantes de manobras, sendo um para-ráio apresentado na Figura 1.

Figura 1. Para-raio de Subestação de Energia.



Fonte: Balestro (2023).

Ao considerar os para-raios em subestações digitais, destaca-se a possibilidade de integração com sistemas digitais de automação e monitoramento. Nesse contexto, esses dispositivos podem ser projetados para se comunicarem com sistemas de automação e monitoramento digital, sendo equipados com sensores que possibilitam o monitoramento do estado do para-raios.

Alguns para-raios digitais podem apresentar recursos avançados, como a incorporação de tecnologias avançadas, a exemplo dos para-raios de óxido metálico (MOV), que oferecem maior eficácia na proteção contra sobretensões (Sendi, 2010).

A introdução de tecnologias digitais nos para-raios digitais permite a implementação de estratégias de manutenção preditiva. Dessa forma, esses dispositivos podem suportar a realização de manutenção no momento adequado, evitando falhas e contribuindo para uma operação mais eficiente e segura da subestação elétrica.

Embora a função principal dos para-raios seja a mesma em subestações digitais e convencionais, os para-raios digitais apresentam recursos adicionais de monitoramento, comunicação e manutenção preditiva. A escolha entre um para-raios digital ou convencional dependerá das necessidades específicas de cada subestação e do projeto em questão.

Mamede (2009) acrescenta que os para-raios são equipamentos destinados a reduzir o nível de sobretensão a valores compatíveis com os suportados pelos equipamentos da subestação, protegendo o sistema elétrico contra sobretensões transitórias de manobra ou provenientes de descargas atmosféricas, ou seja, sobretensões de curta duração.

4.2 Transformadores

Conforme explicado por Burke (2018) "Os transformadores são utilizados nas subestações para elevar a tensão para transmissão em longas distâncias e reduzi-la para distribuição local, melhorando a eficiência do sistema elétrico". Conforme Figura 2:

Figura 2. Transformador de Subestação de Energia.



Fonte: Acesso Brasil Seguros (2023).

Os transformadores desempenham um papel fundamental tanto em subestações digitais quanto em convencionais, compartilhando essencialmente a mesma função de converter a tensão de um nível para outro, facilitando a transmissão e distribuição de energia elétrica. Em subestações digitais, no entanto, a utilização de transformadores pode envolver

características específicas para atender às demandas de sistemas de automação e monitoramento avançados.

A função principal dos transformadores em subestações convencionais reside na conversão de tensão de alta para baixa, ou vice-versa, permitindo a transmissão e distribuição segura de eletricidade. A operação e o controle desses transformadores, conforme destacado por Dalrosso (2011, p.25), são comumente realizados de maneira manual ou por meio de relés e dispositivos de proteção independentes. O monitoramento do estado do transformador nessas subestações é geralmente limitado a verificações visuais e medições periódicas.

Em contraste, os transformadores em subestações digitais são projetados para integração com sistemas de automação e controle digital. Esses transformadores, equipados com sensores e dispositivos de monitoramento avançados, podem transmitir dados em tempo real para sistemas de supervisão e controle, utilizando protocolos como o IEC 61850. Conforme destacado por Almeida, Ezequiel (2011), a principal vantagem na adoção da norma IEC 61850 reside na facilidade de comunicação entre todos os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs).

Os transformadores digitais possibilitam o monitoramento contínuo de parâmetros como temperatura, níveis de óleo e condições de carga, proporcionando a detecção precoce de problemas. Isso permite uma abordagem mais orientada para a prevenção na manutenção, conforme apontado por Mamede (2009). Além disso, alguns transformadores digitais possuem recursos de autodiagnóstico que podem alertar automaticamente sobre condições anormais ou falhas potenciais.

Embora a função principal dos transformadores seja a mesma em subestações digitais e convencionais, os transformadores digitais são projetados para operar com um maior nível de integração com os sistemas de automação e controle avançados. Essa integração possibilita um monitoramento mais preciso e eficaz do estado do transformador, contribuindo para uma operação mais confiável da subestação elétrica. A escolha entre um transformador digital ou convencional dependerá das necessidades específicas de cada subestação e do projeto em questão.

4.3 Chaves seccionadoras

Segundo a Associação Brasileira de Normas Técnicas ABNT (2005) "As chaves seccionadoras são equipamentos empregados para isolar seções de linhas ou circuitos, permitindo a realização de manutenção e reparos sem interromper a energia para todo o sistema".

Figura 3. Chave seccionadora de Subestação de Energia.



Fonte: General Eletric Company, 2020.

Os seccionadores de alta tensão têm várias funções nas subestações, sendo comum realizar manobras em circuitos ou isolar equipamentos para manutenção (Carvalho, 1995). No contexto das chaves seccionadoras, em subestações convencionais, operam manualmente, sem recursos de comunicação, seguindo um cronograma de manutenção fixo ou baseado em falhas. Em contraste, as chaves seccionadoras em subestações digitais são operadas automaticamente, com comunicação avançada, como o protocolo IEC 61850, permitindo monitoramento em tempo real (Carvalho, 1995). Registrando eventos, as chaves digitais orientam a manutenção para a prevenção, reduzindo custos e aumentando a confiabilidade.

Resumidamente, as diferenças entre chaves seccionadoras em subestações digitais e convencionais estão na operação automatizada, comunicação avançada e monitoramento nas chaves digitais, contribuindo para operação eficiente e confiável da subestação elétrica, com implementação variável conforme as especificações e o projeto de cada subestação.

Quanto à definição técnica, a chave seccionadora é um dispositivo mecânico de manobra para isolar um circuito elétrico, conduzindo correntes sob condições normais e anormais, como curto-circuito (ABNT NBR 6935:1985). Projetadas para manobrar sem carga, é necessário que o disjuntor esteja aberto. Sua principal função é garantir uma distância segura de isolamento após abertura, assegurando que o circuito esteja mecanicamente e visualmente isolado (Prazeres, 2010).

4.4 Disjuntores

De acordo com o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO, 2018) "Os disjuntores são dispositivos utilizados para interromper o fluxo de corrente elétrica em uma subestação, garantindo a proteção contra sobrecargas e curtos-circuitos".

Figura 4. Disjuntor de Subestação de Energia.



Fonte: OMS (2016).

Os disjuntores desempenham um papel crucial nas subestações, exigindo uma escolha cuidadosa para atender às funções e características nominais necessárias, com ênfase na capacidade nominal de interrupção (Carvalho, 1995). Esses dispositivos mecânicos conduzem e interrompem correntes em condições normais e anormais, como curto-circuito, operando sob carga (Prazeres, 2010). Não sendo dispositivos inteligentes, eles dependem de relés de proteção para receber comandos de abertura. Nas subestações, tanto digitais quanto convencionais, desempenham o papel crucial de proteger o sistema elétrico contra sobrecargas e curtos-circuitos. No entanto, os disjuntores digitais incorporam recursos avançados de comunicação e monitoramento (Carvalho, 1995).

Em subestações convencionais, os disjuntores operam eletromecanicamente, utilizando mecanismos físicos para abrir e fechar circuitos em situações de sobrecarga ou curto-circuito. Geralmente, carecem de recursos avançados de comunicação, com monitoramento local e comunicação limitada com sistemas de supervisão e controle. A manutenção nesse contexto segue um cronograma fixo ou reage a falhas.

Por outro lado, os disjuntores em subestações digitais operam digitalmente, utilizando tecnologia digital para controlar e monitorar operações, oferecendo maior precisão e controle. Equipados com recursos de comunicação, como o protocolo IEC 61850, permitem a transmissão de dados em tempo real para sistemas de supervisão e controle, possibilitando monitoramento remoto. Alguns desses disjuntores digitais possuem recursos de autodiagnóstico, detectando problemas internos e notificando operadores antes de falhas. A

manutenção é orientada para a prevenção, baseada em dados e diagnósticos contínuos, visando reduzir custos e aumentar a confiabilidade.

Em resumo, as diferenças entre disjuntores em subestações digitais e convencionais estão principalmente relacionadas à capacidade de comunicação, monitoramento avançado e recursos de autodiagnóstico incorporados nos digitais, contribuindo para uma operação mais eficiente e confiável. A implementação de disjuntores digitais pode variar de acordo com as especificações e o projeto de cada subestação.

4.5 Transformadores de corrente (TC) e Transformadores de potencial (TP)

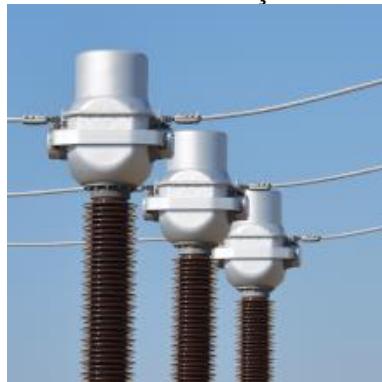
Os transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP) desempenham um papel crucial em subestações, fornecendo medições precisas de corrente e tensão, respectivamente. Eles são utilizados para diversos fins, incluindo proteção, medição e controle do sistema elétrico.

De acordo com a Schneider Electric (2016), os transformadores de corrente desempenham o papel de medir a corrente elétrica em uma subestação, fornecendo sinais apropriados para os dispositivos de proteção e medição. Da mesma forma, os transformadores de potencial são utilizados para medir a tensão elétrica em uma subestação, fornecendo sinais adequados aos dispositivos de proteção e medição.

Esses transformadores são fundamentais para fornecer sinais seguros e precisos para os dispositivos de proteção e medição, permitindo um controle eficaz e seguro do sistema elétrico.

Eles permitem que a corrente e a tensão sejam transformadas em níveis adequados para a operação dos dispositivos de proteção, medição e controle da subestação. Isso é essencial para garantir a precisão das medições, a detecção de falhas e a tomada de decisões corretas para a operação segura do sistema elétrico.

Figura 5. TC de Subestação de Energia.



Fonte: Artech (2020).

Os transformadores de potencial (TPs) desempenham um papel fundamental nas subestações ao permitirem que instrumentos de medição e proteção operem com segurança, eliminando a necessidade de possuírem tensão de isolamento da rede à qual estão conectados (Mamede Filho, 2010). Sua configuração básica inclui um enrolamento primário de muitas espiras e um enrolamento secundário que gera a tensão desejada, geralmente padronizada em 115 V. Isso possibilita o dimensionamento de instrumentos em tamanhos menores, com componentes de isolamento de baixa voltagem.

De acordo com a ABNT NBR 6855:1992, o transformador de potencial é um transformador de instrumentos cujo enrolamento primário está conectado em derivação com um circuito elétrico, reproduzindo no circuito secundário a tensão do circuito primário em uma proporção definida e adequada para uso em instrumentos de medição, controle e proteção.

Em subestações digitais, tanto os Transformadores de Potencial (TPs) quanto os Transformadores de Corrente (TCs) desempenham funções semelhantes de medição de tensão e corrente, respectivamente, para fins de proteção, controle e monitoramento do sistema elétrico. Entretanto, os modelos digitais desses dispositivos oferecem vantagens em termos de precisão, estabilidade e capacidade de comunicação.

Transformadores de Potencial (TPs) digitais frequentemente proporcionam maior precisão e estabilidade, permitindo calibração remota e ajustes facilitados. Eles são projetados para comunicação em tempo real com sistemas de automação e controle, possibilitando monitoramento contínuo da tensão.

No caso dos Transformadores de Corrente (TCs) digitais, eles também oferecem maior precisão e estabilidade, podendo ser ajustados remotamente. Além disso, alguns modelos possuem dimensões físicas menores, economizando espaço nas subestações. Os TCs digitais apresentam recursos avançados de proteção, como detecção de faltas e notificação em tempo real de condições anormais.

Em resumo, os TPs e TCs em subestações digitais superam seus equivalentes convencionais em precisão, estabilidade e capacidade de comunicação, contribuindo para uma operação mais eficiente e confiável do sistema elétrico. A escolha entre TPs e TCs digitais ou convencionais dependerá das necessidades específicas de cada subestação e do projeto (Carvalho, 1995).

5 SUBESTAÇÃO DIGITAL

A subestação digital é uma evolução das subestações convencionais, incorporando tecnologias digitais avançadas para melhorar o desempenho, a eficiência e a confiabilidade do sistema elétrico. Ela utiliza equipamentos eletrônicos inteligentes e sistemas de comunicação integrados para monitorar, controlar e proteger os componentes da subestação.

Segundo o relatório "*Digital Substations: Benefits, Challenges, and Solutions*" publicado pela *International Electrotechnical Commission* (IEC, 2018), a subestação digital apresenta uma série de benefícios. Ela permite uma operação mais flexível e eficiente, com maior capacidade de automação e controle remoto. Além disso, proporciona melhorias na qualidade da energia, detecção de falhas mais rápida e precisa, e otimização dos processos de manutenção e diagnóstico de equipamentos.

A implementação da subestação digital requer a adoção de tecnologias como a Internet das Coisas (IoT), comunicação em tempo real, protocolos de comunicação padronizados e sistemas de monitoramento avançados. Essas tecnologias permitem a coleta de dados em tempo real e a integração de dispositivos e sistemas, permitindo uma supervisão mais detalhada e uma tomada de decisão mais informada.

No entanto, a transição para subestações digitais também apresenta desafios. O relatório da IEC destaca a necessidade de considerar questões de segurança cibernética, interoperabilidade entre diferentes sistemas e dispositivos, além do treinamento e capacitação adequados dos profissionais envolvidos.

Em resumo, a subestação digital é uma nova abordagem que utiliza tecnologias digitais para aprimorar a operação, o controle e a proteção das subestações elétricas. Ela oferece uma série de benefícios, como maior flexibilidade, automação e qualidade de energia.

Uma subestação digital é composta por vários equipamentos eletrônicos e sistemas de comunicação integrados. Alguns dos principais equipamentos encontrados em uma subestação digital incluem:

5.1 Dispositivos Eletrônicos Inteligentes- IEDs

São dispositivos eletrônicos inteligentes que desempenham funções específicas, como relés de proteção, controladores de automação, medidores digitais e dispositivos de monitoramento. Esses dispositivos são interconectados e se comunicam por meio de redes digitais.

Os relés de proteção são responsáveis por monitorar o estado dos equipamentos e sistemas da subestação, detectando e respondendo a condições anormais, como falhas elétricas, sobrecorrente, sobretensão, entre outras. Eles atuam rapidamente para isolar as falhas e proteger o sistema elétrico contra danos (Schneider, 2016). Conforme Figura 6 apresentando o avanço tecnológico dos IEDs (na esquerda relé de proteção eletromecânico e na direita relé de proteção digital, ambos com a mesma função):

Figura 6. Comparação de IEDs eletromecânico e digital.



Fonte: Imagem tirada pela autora.

5.2 Unidades Terminais Remotas- RTUs

As Unidades Terminais Remotas (RTUs) são fundamentais em subestações, desempenhando um papel crucial na coleta e transmissão de dados provenientes de sensores e dispositivos nas instalações para o sistema de supervisão e controle. Conforme mencionado por Schneider Electric (2016), essas unidades são responsáveis por receber informações de sensores que medem grandezas elétricas, como corrente, tensão, temperatura e pressão, além de dados provenientes de dispositivos como disjuntores, chaves seccionadoras e transformadores.

As RTUs desempenham um papel essencial ao consolidar esses dados e enviá-los para o sistema de supervisão e controle. Isso permite a visualização, análise e tomada de decisões em tempo real, contribuindo para a eficiência e segurança do sistema elétrico da subestação.

5.3 Controladores lógicos programáveis- CLPs

Os Controladores Lógicos Programáveis (CLPs) são dispositivos essenciais na automação e controle das operações de uma subestação, conforme destacado por especialistas do setor, como indicado pela Schneider Electric (2016). Esses controladores têm a capacidade de realizar funções de controle, monitoramento e lógica de operação, desempenhando um papel central na transição para subestações digitais.

Os CLPs são fundamentais para proporcionar maior precisão, eficiência e confiabilidade às operações das subestações elétricas, contribuindo significativamente para sua modernização e digitalização. Sua notável capacidade de processamento, flexibilidade de programação e integração eficiente com outros dispositivos os tornam elementos-chave nesse processo de avanço tecnológico (Schneider Electric, 2016).

5.4 Equipamentos de comunicação

Os equipamentos de comunicação desempenham um papel crucial em uma subestação digital, permitindo a troca de informações e dados entre os diversos dispositivos e sistemas presentes na instalação. Eles fornecem a infraestrutura necessária para a transmissão confiável e segura dos dados, garantindo uma comunicação eficiente no ambiente da subestação. Isso inclui redes de comunicação Ethernet, protocolos de comunicação como o IEC 61850 e sistemas de comunicação sem fio.

5.5 SCADA (Controle Supervisório e Aquisição de Dados)

O SCADA, Sistema de Controle e Aquisição de Dados, desempenha um papel crucial na automação industrial e controle de processos, incluindo subestações elétricas. Ele coleta, monitora e processa dados em tempo real, permitindo a supervisão eficaz e tomada de decisões. Lahouar et al. (2017) destacam sua importância na detecção de falhas, enquanto Lopes et al. (2018) ressaltam a integração de vários protocolos de comunicação, crucial para a eficiência do sistema elétrico. Em resumo, o SCADA é essencial para automação em subestações, proporcionando visão abrangente das operações.

Algumas características e funcionalidades do sistema SCADA em uma subestação digital incluem:

- Monitoramento em tempo real: O sistema SCADA coleta e exibe informações em tempo real sobre o status dos equipamentos, parâmetros elétricos, alarmes e eventos na subestação. Isso permite aos operadores obter uma visão abrangente e atualizada do sistema elétrico, facilitando a tomada de decisões informadas e a resposta rápida a eventos anormais.
- Controle remoto: O SCADA permite que os operadores controlem remotamente dispositivos e equipamentos na subestação, como disjuntores, chaves seccionadoras e transformadores. Isso proporciona maior flexibilidade e eficiência na operação, reduzindo a necessidade de intervenção física e melhorando a segurança dos operadores.
- Aquisição de dados: O sistema SCADA coleta e registra dados de sensores, medidores e dispositivos conectados na subestação. Isso inclui informações sobre corrente, tensão, potência, temperatura e outros parâmetros elétricos. Os dados adquiridos podem ser usados para análises, monitoramento de desempenho e manutenção preditiva.

5.6 Tipos de protocolo de comunicação

Segundo Nogueira, Bruno Vasquez (2007), em subestações, são empregados diversos protocolos, sendo alguns deles considerados como os principais e mais amplamente utilizados:

5.6.1 Subestação Digital

As subestações digitais fazem parte da infraestrutura elétrica moderna e utilizam diversos tipos de protocolos de comunicação para monitoramento, controle e proteção:

- IEC61850

A norma IEC 61850 é amplamente utilizada em subestações digitais para comunicação entre dispositivos elétricos. Ela define um conjunto de protocolos e padrões para garantir a interoperabilidade entre os equipamentos. "A IEC 61850 é uma norma internacional que padroniza a comunicação entre os dispositivos na automação de subestações elétricas (IEC, *"IEC 61850 - The Standard for Power Utility Automation"*).

- *DNP3 (Distributed Network Protocol 3)*

O Protocolo de Rede Distribuída 3 (DNP3) é uma tecnologia essencial para subestações digitais, proporcionando uma eficiente troca de informações entre dispositivos distribuídos na infraestrutura elétrica. Desenvolvido para aplicações de supervisão e controle, o DNP3 é conhecido por sua robustez e eficácia na transmissão de dados em ambientes industriais.

Hunt, Doran, Shelt e Lauletta (2003) destacam a ampla adoção do DNP3 em sistemas de automação para monitoramento e controle de processos industriais, o que inclui seu papel vital em subestações elétricas. O protocolo se destaca pela sua capacidade de proporcionar uma comunicação eficiente e confiável, contribuindo para a operação precisa e segura de subestações digitais.

Na subestação digital, o DNP3 facilita a coleta e transmissão de dados provenientes de sensores, dispositivos e outros elementos do sistema elétrico, permitindo uma supervisão em tempo real e suportando decisões informadas. Sua aplicação contribui para uma maior eficiência operacional e confiabilidade do sistema elétrico em ambientes digitais.

- *Modbus*

O protocolo Modbus é frequentemente usado em subestações para a comunicação entre dispositivos como relés de proteção e controladores. "O Modbus é um protocolo de comunicação amplamente empregado em sistemas de automação de subestações elétricas para monitoramento e controle de dispositivos" (Schneider, 2016).

- *MMS (Manufacturing Message Specification)*

O protocolo MMS é utilizado para a troca de mensagens entre sistemas de automação em subestações e é frequentemente associado à norma IEC 61850. "O MMS é um protocolo de comunicação comumente utilizado em subestações digitais para permitir a troca de informações entre dispositivos de automação" (IEC 61850 and MMS, s.d).

- *GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event)*

O GOOSE é um protocolo de comunicação amplamente utilizado em sistemas de automação de subestações elétricas, sendo parte integrante do padrão IEC 61850. Este protocolo foi especificamente desenvolvido para proporcionar uma comunicação eficiente e confiável em ambientes de automação de subestações.

Conforme definido no padrão IEC 61850-8-1:2011, o GOOSE possibilita a transmissão de informações críticas de eventos em tempo real entre dispositivos, como relés de proteção, de maneira direta e rápida, sem depender de um mestre central. Essa abordagem descentralizada contribui significativamente para uma resposta ágil a eventos críticos no sistema elétrico, melhorando a eficiência e a confiabilidade das operações.

5.6.2 Subestação Convencional

As subestações convencionais também empregam vários tipos de protocolos de comunicação para monitoramento, controle e proteção, embora esses protocolos possam diferir dos usados em subestações digitais.

- *Protocolo IEC 60870-5 (ou IEC 870-5)*

O protocolo IEC 60870-5 é frequentemente usado em subestações convencionais para comunicação entre dispositivos. Ele é especialmente comum em sistemas de automação de subestações mais antigos. "O protocolo IEC 60870-5, também conhecido como IEC 870-5, é amplamente utilizado em subestações convencionais para permitir a troca de informações entre dispositivos de controle e monitoramento" ("*IEC 60870-5 - Telecontrol equipment and systems*", s.d).

- *Protocolo DNP3 (Distributed Network Protocol 3)*

O Protocolo de Rede Distribuída 3 (DNP3) desempenha um papel relevante em subestações convencionais, proporcionando uma comunicação eficiente entre dispositivos distribuídos no sistema elétrico. Hunt, Doran, Shelt e Lauletta (2003) destacam a ampla adoção do DNP3 em sistemas de automação, ressaltando sua eficácia na transmissão de dados em ambientes industriais, o que inclui seu uso em subestações elétricas convencionais.

- *Modbus*

O protocolo Modbus é outro protocolo que pode ser encontrado em subestações convencionais, especialmente em sistemas legados. "O protocolo Modbus é utilizado em algumas subestações convencionais para facilitar a comunicação entre dispositivos e sistemas de controle" (Schneider, 2016).

- *Protocolo IEC 61850*

Embora seja mais associado a subestações digitais, o protocolo IEC 61850 também pode ser implementado em subestações convencionais em sistemas mais modernos ou em processos de atualização. "O protocolo IEC 61850, em alguns casos, é adotado em subestações convencionais para melhorar a comunicação entre dispositivos" ("*IEC 61850 - The Standard for Power Utility Automation*", s.d).

É importante destacar que a escolha do protocolo em subestações convencionais pode variar amplamente com base na idade da instalação, nos requisitos específicos do sistema e nas tecnologias utilizadas. Esses protocolos desempenham um papel fundamental na operação e na segurança das subestações convencionais, permitindo a comunicação eficaz entre os dispositivos elétricos e os sistemas de controle.

- *Comparativo*

Os protocolos em subestações digitais, como IEC 61850, DNP3 e Modbus, são comumente usados para implementar sistemas de automação avançados, fornecendo comunicação eficaz entre dispositivos em tempo real. Em subestações convencionais, o IEC [60870-5, DNP3 e Modbus podem ser encontrados, mas a sua implementação é geralmente associada a sistemas mais antigos, com menor capacidade de automação em comparação com as subestações digitais. Subestações digitais tendem a adotar protocolos mais modernos, como IEC 61850, que oferecem maior interoperabilidade e recursos avançados de comunicação. Em ambos os casos, a escolha do protocolo depende da infraestrutura existente, dos requisitos do projeto e da necessidade de integração com sistemas de supervisão e controle.

6 SUBESTAÇÃO LORENA, A PRIMEIRA DIGITAL DO SIN

A subestação de Lorena, operada pela ISA CTEEP, é destacada como a primeira subestação digital do Sistema Interligado Nacional (SIN) no Brasil. Essa subestação utiliza tecnologias avançadas de automação e controle, oferecendo benefícios significativos em termos de eficiência, confiabilidade e segurança.

Segundo a ISA CTEEP (2021), a subestação de Lorena, com sua implementação digital, representa um marco importante no setor elétrico. Ela é capaz de integrar e controlar uma ampla gama de equipamentos e sistemas por meio de uma infraestrutura de comunicação avançada, proporcionando uma operação mais eficiente e precisa.

Com a utilização de IEDs (*Intelligent Electronic Devices*), como relés de proteção, controladores lógicos programáveis (CLPs) e unidades terminais remotas (RTUs), a subestação de Lorena pode monitorar e controlar diversos aspectos do sistema elétrico de forma inteligente. Esses dispositivos são responsáveis por coletar dados de sensores, analisar informações em tempo real e tomar decisões automatizadas para garantir a operação adequada e segura da subestação.

A implementação de uma subestação digital como a de Lorena traz benefícios significativos, como maior agilidade na detecção e resposta a falhas, melhoria na eficiência energética, redução do tempo de manutenção e aumento da disponibilidade do sistema elétrico.

Dessa forma, a subestação digital de Lorena, como destacado pela ISA CTEEP, representa um avanço importante no setor elétrico brasileiro, demonstrando o potencial das tecnologias digitais para aprimorar o desempenho e a confiabilidade das subestações do SIN.

Figura 7. Subestação de Lorena.



Fonte: ISA CTEEP (2021).

7 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo analisar as subestações convencionais e digitais, investigando suas características, tecnologias, desempenho, eficiência, confiabilidade, segurança e benefícios.

As subestações convencionais são compostas por equipamentos e sistemas eletromecânicos, operando de forma analógica ou discreta. Os componentes principais incluem transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, para-raios e transformadores de corrente e potencial. O controle e monitoramento desses componentes são realizados por meio de instrumentos analógicos, relés e sistemas centralizados.

Por outro lado, as subestações digitais são uma evolução do modelo convencional, utilizando equipamentos eletrônicos e sistemas de controle digitais. Os dispositivos principais são disjuntores inteligentes, sensores de corrente e tensão e controladores lógicos programáveis (CLPs). O controle e monitoramento são feitos por meio de sistemas de comunicação e controle em tempo real, com base em redes digitais e protocolos padronizados.

A implantação de subestações digitais traz diversos benefícios, como maior automação, controle remoto, melhoria na qualidade de energia, detecção mais rápida de falhas e otimização dos processos de manutenção. No entanto, também apresenta desafios, como questões de segurança cibernética, interoperabilidade e treinamento adequado dos profissionais.

Em resumo, as subestações de energia desempenham um papel fundamental na transmissão, distribuição e adequação dos níveis de tensão da energia elétrica gerada. As subestações digitais representam uma evolução significativa, aproveitando as tecnologias digitais para melhorar o desempenho, a eficiência e a confiabilidade do sistema elétrico.

Com base na análise realizada, é possível concluir que a transição para subestações digitais é uma tendência crescente no setor elétrico, devido aos benefícios que oferecem. No entanto, é importante considerar cuidadosamente os desafios associados à implementação dessas subestações e garantir a segurança e a integração adequadas dos sistemas.

As subestações digitais têm o potencial de transformar a maneira como a energia elétrica é gerada, transmitida e distribuída, promovendo uma operação mais eficiente, confiável e sustentável do sistema elétrico.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). (2018). **Avaliação da Conformidade de Subestações de Energia Elétrica - Requisitos Gerais**. Recuperado de: <https://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001062.pdf>
- Glover, J. D., Sarma, M. S., & Overbye, T. J. (2011). **Power System Analysis and Design** (5th ed.). Cengage Learning.
- Burke, J. J. (2012). **Electric Power Generation, Transmission, and Distribution** (3rd ed.). CRC Press.
- Schneider Electric. (2016). **Electrical Installation Guide - Part 3: Protection, Control and Electrical Devices**. Recuperado de: <https://www.se.com/ww/en/download/document/Electrical-Installation-Guide-2016-Part>
- Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). **NBR 14039 - Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**. Rio de Janeiro, 2005.
- Burke, J. J. (2012). **Electric Power Generation, Transmission, and Distribution** (3rd ed.). CRC Press.
- CEMIG DISTRIBUIÇÃO. **Manual de Operação e Manutenção - Subestações**. [S.l.], [s.d.]. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/pt-br/a-cemig/servicos-solucoes-e-orientacoes/orientacoes/Paginas/manual-operacao-manutencao-subestacoes.aspx>.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **Digital Substations: Benefits, Challenges, and Solutions**. Genebra, 2018.
- Balestro**. Disponível em: <http://www.balestro.com.br>. Acesso em: 05 de Agosto de 2023.
- Acesso Brasil Seguros**. Disponível em: <http://www.acessobrasilseguros.com.br>. Acesso em: 01 de Outubro de 2023.
- General Electric Company, Circuit Breakers**, 2020. Disponível em Acesso em: 15 de mar. de 2020.
- OMS Engenharia**. Disponível em: <http://www.omsengenharia.com.br>. Acesso em: 23 de Novembro de 2023.
- Arteche**. Disponível em: <http://www.artech.com>. Acesso em: 01 de Novembro de 2023.
- IEC (International Electrotechnical Commission). IEC 61850 - **The Standard for Power Utility Automation**. Genebra: IEC, 2011.
- Schneider Electric. **Understanding Modbus**. Disponível em: <http://www.schneider-electric.com>. Acesso em: 20 de Setembro de 2023.

IEC (International Electrotechnical Commission). **IEC 61850 and MMS**. Genebra: IEC, [s.d].

IEC. (2011). **IEC 61850-8-1:2011 - Communication networks and systems for power utility automation** - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3.

IEC (International Electrotechnical Commission). **IEC 60870-5 - Telecontrol equipment and systems**. Genebra: IEC, [s.d].

MAMEDE, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3ed. São Paulo, LTC, 2009. 778 f.

DALROSSO, Ricardo Gomes. **Projeto de subestação de médio porte**. 2011. 75 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

ALMEIDA, Ezequiel Mendes de. **NORMA IEC 61850 – NOVO PADRÃO EM AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES**. 2011. 72 f. - Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2011.

ABNT. NBR 6935:1985. **Chaves para corrente alternada até 1000 V**. Rio de Janeiro, 1985.

PRAZERES, R. A. **Redes de distribuição de Energia Elétrica e Subestações**. 22ª. ed. Curitiba. Base Editorial Ltda, 2010

CARVALHO, Antonio Carlos Cavalcanti de et al. **Disjuntores e Chaves: Aplicação em Sistemas de Potencia**. Niterói: Eduff, 1995.

MAMEDE FILHO, João. **Manual de equipamentos elétricos**. 3 ed. RIO DE JANEIRO: LTC, 2010.

NOGUEIRA, Bruno Vasquez. **PROTOCOLO DE COMUNICAÇÃO IEC 61850**. 2007. 48 f. - Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Salvador – Unifacs, Salvador, 2007.

Hunt, S., Doran, K., Shelt, S., & Lauletta, T. (2003). "**SCADA Communications Protocol Performance Test and Evaluation**" (No. ANL/DIS-03-7). Argonne National Lab (ANL), Argonne, IL, Estados Unidos.

Lahouar, S., Teghem, J., & Colot, A. (2017). "**SCADA systems vulnerability assessment: A review**." IEEE Access, 5, 17388-17409.

Lopes, C., Silva, N., Pereira, J., & Afonso, J. L. (2018). "**Integration of IEC 61850 and IEC 61499 standards for substation automation: A review**." Energies, 11(4), 885.

ISACTEEP. **Imagens Interligação Elétrica Subestação Lorena**. Disponível em: <https://www.isactEEP.com.br/pt/imagens-interligacao-eletrica-subestacao-lorena>. Acesso em: 13 de Novembro de 2023.

SENDI. Definição de Limites Operacionais em Para-raios a Óxido Metálico com base na corrente de fuga. (2016). Disponível em <https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/Definic%C3%A7%C3%A3o-de-Limites-Operacionais-em-Para-raios-a-Oxido-Metalico-com-base-na-corrente-de-fuga.pdf>. Acesso em 10 de Dezembro de 2023.