



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Instituto de Ciência e Tecnologia
Câmpus de Sorocaba

ALAN TONON DA SILVEIRA

**Modelagem de Arquitetura de Proteção, Controle e Supervisão para Subestações com
Base em Relés de Proteção e Sistemas SCADA**

Sorocaba

2026

ALAN TONON DA SILVEIRA

**Modelagem de Arquitetura de Proteção, Controle e Supervisão para Subestações com
Base em Relés de Proteção e Sistemas SCADA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Universidade Estadual Paulista (UNESP),
Instituto de Ciência e Tecnologia, Sorocaba,
como parte dos requisitos para obtenção do
grau de Bacharel(a) em Engenharia de
Controle e Automação.

Orientador(a): Everson Martins

Sorocaba

2026

S587m Silveira, Alan Tonon da
Modelagem de arquitetura de proteção, controle e supervisão para subestações com base em relés de proteção e sistemas SCADA / Alan Tonon da Silveira. -- Sorocaba, 2026
54 p.

Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado - Engenharia de Controle e Automação) - Universidade Estadual Paulista (UNESP), Instituto de Ciência e Tecnologia, Sorocaba
Orientador: Everson Martins

1. Sistemas de controle de supervisão. 2. Automação. 3. Subestações elétricas. I. Título.

ALAN TONON DA SILVEIRA

TÍTULO DO TRABALHO: Modelagem de Arquitetura de Proteção, Controle e Supervisão para Subestações com Base em Relés de Proteção e Sistemas SCADA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba, Universidade Estadual Paulista (UNESP), como parte dos requisitos para obtenção do grau de Bacharel(a) em Engenharia de Controle e Automação.

Data da defesa: 27/05/2026

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Everson Martins
UNESP – Instituto de Ciência e Tecnologia – Campus de Sorocaba

Prof. Dr. Galdenoro Botura Jr.
UNESP – Instituto de Ciência e Tecnologia – Campus de Sorocaba

Prof. Dr. Leopoldo Lusquino Filho
UNESP – Instituto de Ciência e Tecnologia – Campus de Sorocaba

A todos aqueles que me apoiaram durante a realização deste trabalho.

AGRADECIMENTOS

A realização deste Trabalho de Conclusão de Curso representa não apenas o encerramento de uma etapa acadêmica, mas também a consolidação de aprendizados, experiências e parcerias que foram fundamentais ao longo da jornada.

Agradeço à Universidade Estadual Paulista (UNESP), instituição que me proporcionou uma formação sólida, crítica e comprometida com a excelência. Em especial, ao Instituto de Ciência e Tecnologia, pelo ambiente de ensino, pesquisa e inovação que estimulou meu desenvolvimento técnico e intelectual.

Expresso minha profunda gratidão ao professor Everson Martins, meu orientador, pela dedicação, paciência e orientação precisa em todas as fases deste trabalho. Seu conhecimento, disponibilidade e incentivo foram essenciais para que este projeto se concretizasse com qualidade e profundidade.

A todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para esta trajetória — colegas, professores, funcionários e familiares — meu sincero reconhecimento e apreço.

RESUMO

A crescente demanda por confiabilidade, segurança e eficiência no setor elétrico tem impulsionado a modernização das infraestruturas de distribuição de energia, especialmente nas subestações de média tensão. Sendo tradicionalmente utilizados os relés eletromecânicos e sistemas de supervisão local, enfrentam limitações significativas em termos de flexibilidade operacional, tempo de resposta e capacidade de diagnóstico. O que pode ocasionar uma perda de agilidade na identificação e correção de potenciais falhas, além de dificultar a integração com sistemas mais avançados de gestão energética. Nesse contexto, a adoção de relés digitais e sistemas de supervisão baseados em SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) representa um avanço tecnológico no setor. Esses sistemas permitem uma supervisão remota mais precisa, lógicas de proteção programáveis, e a comunicação eficiente entre dispositivos por meio de protocolos modernos como o IEC 61850, que padroniza a troca de informações entre equipamentos de automação em subestações. Este trabalho se justifica pela necessidade urgente de modernização das subestações, especialmente em ambientes industriais e urbanos, onde interrupções no fornecimento de energia podem causar prejuízos operacionais, financeiros e sociais significativos. A proposta consiste na modelagem de uma arquitetura eficiente de automação e proteção, que possa servir como referência técnica para projetos futuros, promovendo boas práticas de engenharia, padronização de processos, e facilidade na operação e manutenção dos sistemas.

Palavras-chave: Automação; Proteção; Subestações; SCADA; IEC 61850

ABSTRACT

The growing demand for reliability, safety, and efficiency in the electrical sector has driven the modernization of energy distribution infrastructures, especially in medium-voltage substations. Traditionally, electromechanical relays and local supervision systems have been used, but they face significant limitations in terms of operational flexibility, response time, and diagnostic capabilities. This can lead to a loss of agility in identifying and correcting potential faults, as well as hindering integration with more advanced energy management systems. In this context, the adoption of digital relays and SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)-based supervision systems represents a technological advance in the sector. These systems allow for more accurate remote supervision, programmable protection logic, and efficient communication between devices through modern protocols such as IEC 61850, which standardizes the exchange of information between automation equipment in substations. This work is justified by the urgent need to modernize substations, especially in industrial and urban environments, where power outages can cause significant operational, financial, and social losses. The proposal consists of modeling an efficient automation and protection architecture that can serve as a technical reference for future projects, promoting good engineering practices, process standardization, and ease of system operation and maintenance.

Keywords: Automation; Protection; Substations; SCADA; IEC 61850

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Transformador de Potência 240 kV.....	18
Figura 2 – Disjuntor 69 kV.....	19
Figura 3 – Chave Seccionadora 69 kV.....	20
Figura 4 – Diagrama de proteção e medição do TC e TP.....	21
Figura 5 – Relé de proteção SIPROTEC 5.....	22
Figura 6 – Exemplos de painéis de proteção e controle.....	23
Figura 7 – Material, configuração e dimensões mínimas de eletrodo de aterramento.....	24
Figura 8 – Fluxograma de um sistema de proteção.....	25
Figura 9 – Conexões típicas de Função 50/51 para aplicação padrão de sobrecorrente.....	26
Figura 10 – Conjunto de controladores de tensão para transformadores.....	27
Figura 11 – <i>Exemplos de ajustes em</i> aplicações especiais.....	29
Figura 12 – Monitoramento do fluxo de corrente para proteção 50BF.....	31
Figura 13 – Modelos de aplicação e escopo funcional do dispositivo 7UT85.....	31

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tabela comparativa simplificada dos tipos de comunicação.....	34
Tabela 2 – Tabela comparativa simplificada dos tipos de arquiteturas.....	37

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

IED	Intelligent Electronic Device (Dispositivo Eletrônico Inteligente)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
IED	Intelligent Electronic Device (Dispositivo Eletrônico Inteligente)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
IEC	International Electrotechnical Commission
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
MMS	Manufacturing Message Specification
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
SF ₆	Hexafluoreto de Enxofre

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	Justificativa e Objetivos.....	14
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
2.1	Subestações: Estrutura, Equipamentos e Funções.....	17
2.1.1	Transformadores de potência.....	17
2.1.2	Disjuntores.....	19
2.1.3	Chaves Seccionadoras.....	20
2.1.4	Transformadores de corrente (TC) e de potencial (TP).....	21
2.1.5	Relés de proteção.....	21
2.1.6	Painéis de controle e automação.....	22
2.1.7	Sistema de aterramento.....	23
2.2	Fundamentos e Aplicações dos Sistemas de Proteção Elétrica.....	24
2.2.1	Proteção de Sobrecorrente.....	26
2.2.2	Proteção de Subtensão e Sobretensão.....	26
2.2.3	Proteção Sobrecorrente Direcional.....	28
2.2.4	Proteção Falha de Disjuntor.....	29
2.2.5	Proteção Diferencial.....	30
2.3	Protocolos de Comunicação.....	32
2.3.1	IEC 61850.....	32
2.3.2	Modbus.....	32
2.3.3	DNP3 (Distributed Network Protocol).....	32
2.3.4	IEC 60870-5-101/104.....	33
2.3.5	Comparativo entre os protocolos de comunicação.....	33
2.4	Controle e Supervisão.....	34
2.4.1	Arquitetura de Sistemas SCADA em Subestações.....	35
2.4.1.1	<i>Topologia em Anel com HSR.....</i>	<i>35</i>
2.4.1.2	<i>Topologia Estrela Dupla.....</i>	<i>35</i>
2.4.1.3	<i>Topologia com RDP (Redundant Ring Protocol).....</i>	<i>36</i>
2.4.1.4	<i>Comparativo entre Arquiteturas.....</i>	<i>36</i>

3	DESENVOLVIMENTO DO PROJETO.....	38
3.1	Topologia de Comunicação.....	38
3.2	Proteção e Controle.....	38
3.3	Painéis de Proteção e Controle.....	39
3.4	Especificações Técnicas Equipamentos de Pátio.....	39
3.5	Desenvolvimento da Arquitetura.....	39
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	41
5	CONCLUSÃO.....	43
	REFERÊNCIAS.....	44
	APÊNDICE A – ARQUITETURA PROPOSTA.....	46
	ANEXO A – TABELA DE FUNÇÕES ANSI.....	50

1 INTRODUÇÃO

A evolução tecnológica no setor elétrico tem impulsionado a necessidade de modernização das subestações, especialmente aquelas de média tensão, que desempenham papel fundamental na distribuição e controle da energia elétrica. Tradicionalmente, essas instalações operavam com relés eletromecânicos e sistemas de supervisão local, os quais apresentam limitações significativas em termos de flexibilidade, tempo de resposta e capacidade de diagnóstico (MADALENA et al., 2024).

Com o avanço dos dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs) e a introdução de protocolos de comunicação padronizados, como o IEC 61850, tornou-se possível implementar sistemas de automação mais eficientes, seguros e interoperáveis. O IEC 61850 permite a integração de equipamentos de diferentes fabricantes, viabilizando a comunicação entre relés digitais, controladores e sistemas SCADA, além de proporcionar supervisão remota em tempo real e maior confiabilidade operacional (REIS, 2023).

A aplicação prática dessas tecnologias tem sido observada em projetos de modernização de subestações, como o da SE Guarujá 2, onde a automação descentralizada e o uso de mensagens GOOSE via IEC 61850 permitiram melhorias significativas na proteção e controle dos sistemas elétricos (KIMURA; ROTTA; ABBLOUD, 2010).

Diante desse cenário, este trabalho propõe a modelagem de uma arquitetura moderna de automação e proteção para subestações de média tensão, com foco na aplicação do IEC 61850 e na integração com sistemas SCADA. A proposta visa contribuir para a disseminação de boas práticas de projeto, operação e manutenção, além de servir como base para futuras implementações em ambientes industriais e urbanos, onde a continuidade do fornecimento de energia é crítica.

1.1 Justificativa e objetivos

A crescente complexidade dos sistemas elétricos modernos, aliada à demanda por maior confiabilidade, segurança e eficiência, tem impulsionado a necessidade de modernização das subestações de média tensão. Em ambientes industriais e urbanos, onde a continuidade do fornecimento de energia é essencial para a operação de processos críticos, falhas ou interrupções podem gerar impactos significativos, tanto econômicos quanto sociais. Nesse contexto, a substituição de tecnologias convencionais, como relés eletromecânicos e

supervisão local, por sistemas digitais e automatizados, torna-se uma estratégia indispensável para garantir a qualidade e a estabilidade do serviço elétrico.

A adoção de relés digitais, sistemas SCADA e protocolos de comunicação como o IEC 61850 permite a implementação de arquiteturas mais flexíveis, com maior capacidade de diagnóstico, supervisão remota e integração entre dispositivos. Esses avanços tecnológicos contribuem diretamente para a melhoria da proteção, controle e operação das subestações, além de facilitar a manutenção preditiva e a tomada de decisões baseada em dados.

Este trabalho tem como objetivo principal modelar uma arquitetura de automação e proteção para subestações de média tensão, utilizando relés digitais e o protocolo IEC 61850, integrada a um sistema SCADA. Como objetivos específicos, destacam-se: Estudar os fundamentos técnicos dos relés digitais e do protocolo IEC 61850; Analisar os benefícios da automação em subestações frente aos sistemas convencionais; Propor uma arquitetura eficiente e escalável para aplicação em ambientes industriais e urbanos; Contribuir para a disseminação de boas práticas de projeto, operação e manutenção de sistemas elétricos automatizados.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A automação de subestações tem evoluído significativamente nas últimas décadas, impulsionada pela necessidade de maior confiabilidade, segurança e eficiência nos sistemas elétricos. Inicialmente, os sistemas de proteção e controle eram baseados em relés eletromecânicos, que apresentavam limitações quanto à flexibilidade e capacidade de diagnóstico. Com o avanço da eletrônica digital, surgiram os dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), que possibilitaram a implementação de sistemas mais sofisticados e integrados (SANTOS, 2018).

A norma IEC 61850 surgiu como resposta à necessidade de padronização da comunicação entre os diversos dispositivos presentes em uma subestação. Essa norma define modelos de dados, serviços de comunicação e protocolos como GOOSE, MMS e SV, que permitem a interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes, além de reduzir significativamente o uso de cabos e aumentar a velocidade de resposta dos sistemas (REIS, 2023).

Estudos de caso, como o projeto de modernização da SE Guarujá 2, demonstram na prática os benefícios da aplicação do IEC 61850. A integração de relés digitais, sistemas SCADA e protocolos de comunicação modernos permitiu a automação descentralizada da subestação, com melhorias na proteção contra falhas de disjuntor, controle de barramentos e supervisão remota (KIMURA; ROTTA; ABBOUD, 2010)..

Além disso, autores como Souza e Piccinini (2023) destacam que a arquitetura baseada na IEC 61850 facilita a modelagem de sistemas de automação, tornando-os mais escaláveis e adaptáveis às necessidades futuras. A norma também contribui para a redução de custos operacionais e para a melhoria da manutenção preditiva, ao permitir o monitoramento contínuo dos ativos elétricos (SOUZA; PICCININI, 2023).

Por fim, Cunha (2019) reforça a importância da integração entre os IEDs, RTUs e sistemas corporativos via redes LAN/WAN, destacando que a automação moderna não se limita ao ambiente da subestação, mas se estende à gestão centralizada de ativos e à análise de dados em tempo real, promovendo maior eficiência energética e operacional (CUNHA, 2019)

Diante da relevância da automação nas subestações de média tensão e dos avanços proporcionados por tecnologias como relés digitais, sistemas SCADA e o protocolo IEC 61850, torna-se necessário aprofundar o entendimento sobre os principais componentes que estruturam essa modernização. A seguir, serão abordados os fundamentos técnicos e

operacionais que sustentam a proposta deste trabalho, organizados em quatro tópicos principais:

- **Subestações**, será apresentada a função dessas instalações no sistema elétrico, suas classificações e os desafios enfrentados em ambientes industriais e urbanos;
- **Sistemas de Proteção**, serão exploradas as estratégias utilizadas para garantir a segurança dos equipamentos e a continuidade do fornecimento de energia, com destaque para a evolução dos relés eletromecânicos para os digitais;
- **Protocolos de Comunicação**, será discutida a importância da interoperabilidade entre dispositivos, com foco na norma IEC 61850 e seus recursos como GOOSE e MMS, que viabilizam uma comunicação eficiente e padronizada dentro das subestações automatizadas.;
- **Controle e Supervisão** abordará os sistemas SCADA e suas funcionalidades na operação remota, coleta de dados e resposta a eventos;

2.1 Subestações: Estrutura, Equipamentos e Funções

As subestações são instalações fundamentais no sistema elétrico, responsáveis pela transformação de níveis de tensão, proteção, controle e distribuição da energia elétrica. Elas atuam como pontos estratégicos entre a geração, transmissão e distribuição, garantindo que a energia chegue aos consumidores com qualidade e segurança.

Com o avanço da automação, as subestações passaram a incorporar tecnologias digitais que permitem maior eficiência operacional, supervisão remota e integração com sistemas inteligentes. Para compreender a estrutura e funcionamento dessas instalações, é essencial conhecer seus principais componentes, que são descritos a seguir.

2.1.1 Transformadores de potência

Os transformadores de potência são equipamentos fundamentais no sistema elétrico, responsáveis pela alteração dos níveis de tensão entre transmissão e distribuição. Eles permitem que a energia seja transmitida em alta tensão, minimizando perdas ao longo das linhas, e posteriormente convertida para níveis mais baixos, adequados ao consumo residencial, comercial e industrial.

Figura 1 – Transformador de Potência 240 kV



Fonte: Siemens Energy (2022)

Na Figura 1, observa-se um transformador de potência de grande porte, fabricado pela Siemens Energy, instalado em ambiente industrial. O equipamento apresenta radiadores laterais para o sistema de resfriamento e buchas superiores destinadas às conexões de alta tensão, características típicas desses dispositivos. Entre os elementos mais comuns em transformadores de potência destacam-se:

- Buchas isolantes: permitem a entrada e saída de condutores de alta tensão.
- Sistema de resfriamento: geralmente composto por radiadores e, em alguns casos, ventiladores, para dissipar o calor gerado pelas perdas internas.
- Tanque principal: abriga o núcleo e os enrolamentos, imersos em óleo isolante que atua tanto como isolante elétrico quanto como meio de refrigeração.

Além disso, é importante destacar os principais tipos de transformadores de potência, que se diferenciam conforme sua aplicação:

- Transformadores elevadores (step-up): aumentam a tensão elétrica, geralmente na saída das usinas geradoras, para permitir a transmissão em longas distâncias com menores perdas.
- Transformadores redutores (step-down): reduzem a tensão elétrica, tornando-a adequada para distribuição, os exemplos mais utilizados são 230/13,8 kV, 138/13,8 kV, 69/13,8 kV.

- Autotransformadores: utilizam um único enrolamento para desempenhar funções de elevação ou redução de tensão, sendo mais compactos e econômicos para aplicações mais específicas na rede de indústria

2.1.2 Disjuntores

Os equipamentos de manobra que interrompem o fluxo de corrente em caso de falhas ou para manutenção, como disjuntores e seccionadores, são fundamentais para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico. Eles permitem o isolamento de trechos da rede, facilitando intervenções técnicas e evitando danos maiores aos equipamentos e riscos aos usuários.

Na Figura 2 observa-se um disjuntor de 69 kV, típico em subestações de média e alta tensão. Entre os tipos mais comuns de disjuntores utilizados em sistemas elétricos destacam-se:

- Disjuntores a óleo: historicamente empregados em tensões mais elevadas; os disjuntores a ar comprimido, usados em aplicações específicas, entretanto, estes modelos estão sendo substituídos por novos Disjuntores de SF₆
- Disjuntores a vácuo: utilizados na média tensão pela sua confiabilidade e baixa necessidade de manutenção;
- Disjuntores a SF₆ (hexafluoreto de enxofre), predominantes em alta tensão devido à sua elevada capacidade de interrupção e segurança operacional.

Figura 2 – Disjuntor 69kV



2.1.3 Chaves Seccionadoras

Utilizadas para isolar partes do sistema elétrico, permitindo intervenções seguras, as chaves seccionadoras e outros dispositivos de isolamento são essenciais para a proteção dos profissionais e a integridade da rede. Elas garantem que áreas específicas possam ser desenergizadas durante manutenções ou em emergências, evitando acidentes e facilitando o trabalho técnico.

Na Figura 3 observa-se uma chave seccionadora de 69 kV, típica em subestações de alta tensão. Entre os tipos mais comuns de seccionadores destacam-se:

- Seccionadores verticais: que possuem lâminas móveis acionadas para abrir ou fechar o circuito;
- Seccionadores horizontais bastante utilizados em instalações compactas;
- Seccionadores pantográficos: empregados em situações que exigem maior confiabilidade e segurança operacional.

Figura 3 – Chave Seccionadora 69kV

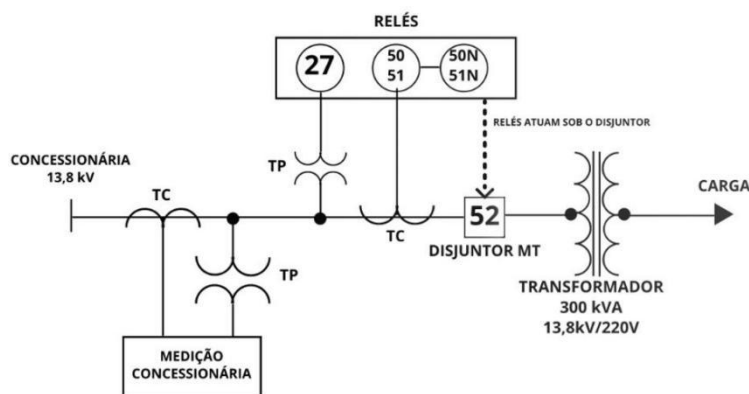


2.1.4 Transformadores de corrente (TC) e de potencial (TP)

Fornecem sinais de medição e proteção para os sistemas de controle e relés, permitindo o monitoramento preciso das grandezas elétricas em alta tensão. Os TCs reduzem a corrente para níveis seguros e compatíveis com os instrumentos de medição, enquanto os TPs fazem o mesmo com a tensão. Esses transformadores são essenciais para garantir a operação segura, eficiente e automatizada dos sistemas elétricos, além de possibilitar a atuação correta dos dispositivos de proteção em caso de falhas.

Na Figura 4 observa-se o diagrama de proteção e medição envolvendo TCs e TPs, típico em instalações de média tensão. Entre os tipos mais comuns de transformadores de corrente destacam-se os de núcleo toroidal e os de núcleo dividido, utilizados conforme a necessidade de instalação e precisão. Já os transformadores de potencial podem ser do tipo indutivo, amplamente empregados em sistemas de alta tensão, ou capacitivos, usados em tensões muito elevadas e em situações que exigem maior estabilidade e confiabilidade.

Figura 4 – Diagrama de proteção e medição do TC e TP



Fonte: BRAINCP (2024)

2.1.5 Relés de proteção

Dispositivos que monitoram variáveis elétricas e atuam em caso de anomalias, os relés de proteção são fundamentais para a segurança e confiabilidade dos sistemas elétricos. Eles analisam sinais provenientes de transformadores de corrente (TC) e de potencial (TP), e, ao detectar condições fora dos limites normais — como sobrecorrente, subtensão ou fuga à terra — enviam comandos para desligar o circuito por meio de disjuntores, evitando danos aos equipamentos e riscos aos usuários.

Na Figura 5 observa-se um relé de proteção SIPROTEC 5, típico em sistemas modernos de automação e proteção de subestações. Entre os tipos mais comuns de relés destacam-se: os relés eletromecânicos, historicamente utilizados e reconhecidos pela robustez; os relés estáticos, que trouxeram maior precisão e rapidez de atuação; e os relés digitais ou numéricos, atualmente predominantes, que permitem múltiplas funções de proteção, comunicação com sistemas supervisórios e integração em redes inteligentes.

Figura 5 – Relé de proteção SIPROTEC 5



Fonte: Siemens (2025)

2.1.6 Painéis de controle e automação

Abrigam os sistemas SCADA, IEDs e interfaces de operação, os painéis de controle e proteção são responsáveis por centralizar a supervisão, comando e proteção dos sistemas elétricos. Esses equipamentos permitem a comunicação entre os dispositivos de campo e os operadores, viabilizando o monitoramento em tempo real, a coleta de dados, o diagnóstico de falhas e a atuação remota em caso de anomalias ou necessidade de intervenção.

Na Figura 6 observam-se exemplos de painéis de proteção e controle, típicos em instalações industriais e subestações. Entre os tipos mais comuns destacam-se: os painéis de proteção, que abrigam relés e dispositivos responsáveis pela segurança da rede; os painéis de controle, voltados para o comando e supervisão de equipamentos; e os painéis integrados, que combinam funções de proteção, automação e comunicação, permitindo maior eficiência e confiabilidade.

Figura 6 – Exemplos de painéis de proteção e controle.



Fonte: Tecniwer (2022)

2.1.7 Sistema de aterramento

Garante a segurança dos equipamentos e operadores, desviando correntes de falha para o solo, o sistema de aterramento é essencial para a proteção contra choques elétricos, sobretensões e danos aos componentes da instalação. Ele atua como caminho preferencial para correntes de curto-circuito e descargas atmosféricas, contribuindo para a estabilidade do sistema elétrico e a integridade física das pessoas envolvidas na operação e manutenção.

Na Figura 7 observa-se a tabela da norma ABNT que define materiais, configurações e dimensões mínimas de eletrodos de aterramento, típicos em instalações elétricas. Entre os tipos mais comuns de sistemas de aterramento destacam-se: o aterramento por hastes verticais, geralmente de aço cobreado ou galvanizado; o aterramento por malha, utilizado em subestações e grandes instalações para garantir baixa resistência de terra; e o aterramento por fitas ou cabos enterrados, aplicados em edificações e sistemas industriais. A escolha do tipo adequado depende das características do solo, da corrente de falha prevista e das exigências normativas.

Figura 7 – Material, configuração e dimensões mínimas de eletrodo de aterramento

Material	Configuração	Dimensões mínimas ^f		Comentários ^f
		Eletrodo cravado (Diâmetro)	Eletrodo não cravado	
Cobre	Encordoado ^c	–	50 mm ²	Diâmetro de cada fio cordoalha 3 mm
	Arredondado maciço ^c	–	50 mm ²	Diâmetro 8 mm
	Fita maciça ^c	–	50 mm ²	Espessura 2 mm
	Arredondado maciço	15 mm	–	
	Tubo	20 mm	–	Espessura da parede 2 mm
Aço galvanizado à quente	Arredondado maciço ^{a, b}	16 mm	Diâmetro 10 mm	–
	Tubo ^{a, b}	25 mm	–	Espessura da parede 2 mm
	Fita maciça ^a	–	90 mm ²	Espessura 3 mm
	Encordoado	–	70 mm ²	–
Aço cobreado	Arredondado Maciço ^d	12,7 mm	70 mm ²	Diâmetro de cada fio da cordoalha 3,45 mm
	Encordoado ^g			
Aço inoxidável ^e	Arredondado maciço	15 mm	Diâmetro 10 mm	Espessura mínima 2 mm
	Fita maciça		100 mm ²	

^a O recobrimento a quente (fogo) deve ser conforme a ABNT NBR 6323 [1].

^b Aplicável somente a mini captadores. Para aplicações onde esforços mecânicos, por exemplo: força do vento, não forem críticos, é permitida a utilização de elementos com diâmetro mínimo de 10 mm e comprimento máximo de 1 m.

^c Composição mínima AISI 304 ou composto por: cromo 16 %, níquel 8 %, carbono 0,07 %.

^d Espessura, comprimento e diâmetro indicados na tabela refere-se aos valores mínimos sendo admitida uma tolerância de 5 %, exceto para o diâmetro dos fios das cordoalhas cuja tolerância é de 2 %.

^e Sempre que os condutores desta tabela estiverem em contato direto com o solo devem atender as prescrições desta tabela.

^f A cordoalha cobreada deve ter uma condutividade mínima de 30 % IACS (*International Annealed Copper Standard*).

^g Esta tabela não se aplica aos materiais utilizados como elementos naturais de um SPDA.

Fonte: Tel (2019)

2.2 Funções, Fundamentos e Aplicações dos Sistemas de Proteção Elétrica

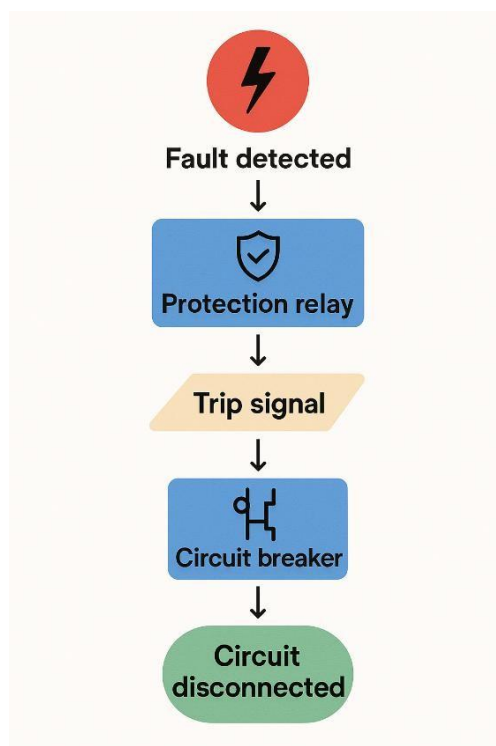
Os sistemas de proteção elétrica são conjuntos de dispositivos e estratégias que visam detectar e eliminar falhas em instalações elétricas de forma rápida e segura. Sua função principal é preservar a integridade dos equipamentos, garantir a continuidade do fornecimento de energia e proteger a vida dos operadores e usuários.

A atuação eficiente desses sistemas reduz o tempo de interrupção, evita danos em cascata e contribui para a confiabilidade da rede elétrica.

Na Figura 8 observa-se um fluxograma representando a sequência típica de atuação de um sistema de proteção, desde a detecção da falha até o desligamento do circuito. Entre os tipos mais comuns de sistemas de proteção destacam-se: a proteção de sobrecorrente, utilizada para limitar correntes excessivas; a proteção diferencial, aplicada em transformadores e

geradores para detectar desequilíbrios; e a proteção contra sobretensão e descargas atmosféricas, que assegura a integridade dos equipamentos frente a distúrbios externos.

Figura 8 – Fluxograma de um sistema de proteção.



Fonte: Autoria Própria

A Tabela ANSI (American National Standards Institute), apresentada no ANEXO A, apresenta a padronização das funções de proteção utilizadas em relés, por meio de códigos numéricos que identificam cada tipo de atuação. Por exemplo, o código 50 refere-se à proteção de sobrecorrente instantânea, o 51 à sobrecorrente temporizada, o 27 à subtensão e o 87 à proteção diferencial. Essa normalização é amplamente adotada em projetos e manuais técnicos, garantindo uniformidade na identificação das funções e facilitando a integração e operação dos sistemas de proteção em diferentes contextos.

A seguir, são apresentados alguns dos principais tipos de proteção utilizados em instalações elétricas industriais e de potência.

2.2.1 Proteção de Sobrecorrente

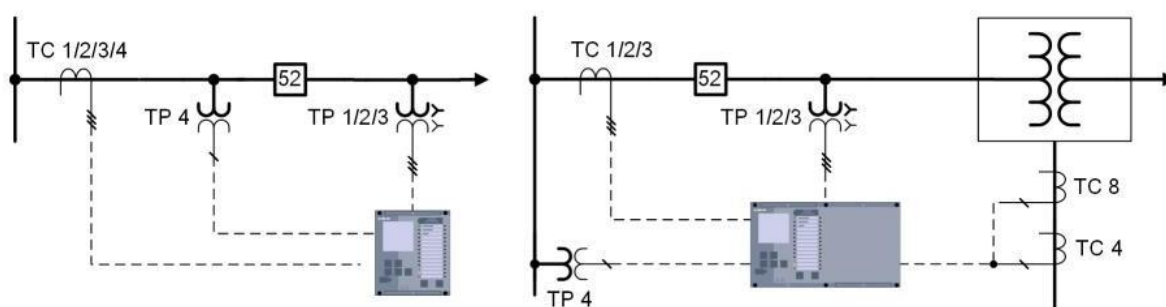
Utilizada para detectar correntes acima do valor nominal, que podem indicar sobrecarga ou curto-circuito. Relés de sobrecorrente (ANSI 50/51 da Tabela ANSI) são os principais dispositivos utilizados, podendo atuar de forma instantânea ou temporizada.

Na Figura 9 são apresentadas conexões típicas de transformadores de corrente (TC) e de transformadores de potencial (TP) associados ao relé de sobrecorrente e ao disjuntor (ANSI 52). Os TCs monitoram a corrente da linha e enviam sinais proporcionais ao relé, que avalia se há sobrecarga ou curto-circuito. Já os TPs fornecem ao relé informações sobre a tensão do sistema, permitindo maior precisão na detecção de condições anormais. O disjuntor, por sua vez, é o elemento de interrupção: quando o relé identifica uma corrente acima do limite ajustado, ele envia o comando de abertura ao disjuntor, isolando o trecho protegido.

A Figura 9 ilustra duas configurações possíveis. No esquema à esquerda, observa-se a ligação básica de TCs e TPs diretamente ao relé de sobrecorrente, com o disjuntor instalado em série na linha. Já o esquema à direita apresenta uma variação em que há TCs adicionais conectados ao transformador de potência, permitindo uma proteção mais abrangente e seletiva, especialmente em sistemas com transformadores interligados à rede.

Dessa forma, a Figura 9 evidencia como os elementos de medição (TC e TP), o relé e o disjuntor atuam de maneira integrada para garantir a proteção contra sobrecorrentes, assegurando a integridade dos equipamentos e a continuidade do fornecimento de energia.

Figura 9 – Conexões típicas de transformador de corrente e de transformador de tensão para aplicação padrão de sobrecorrente.



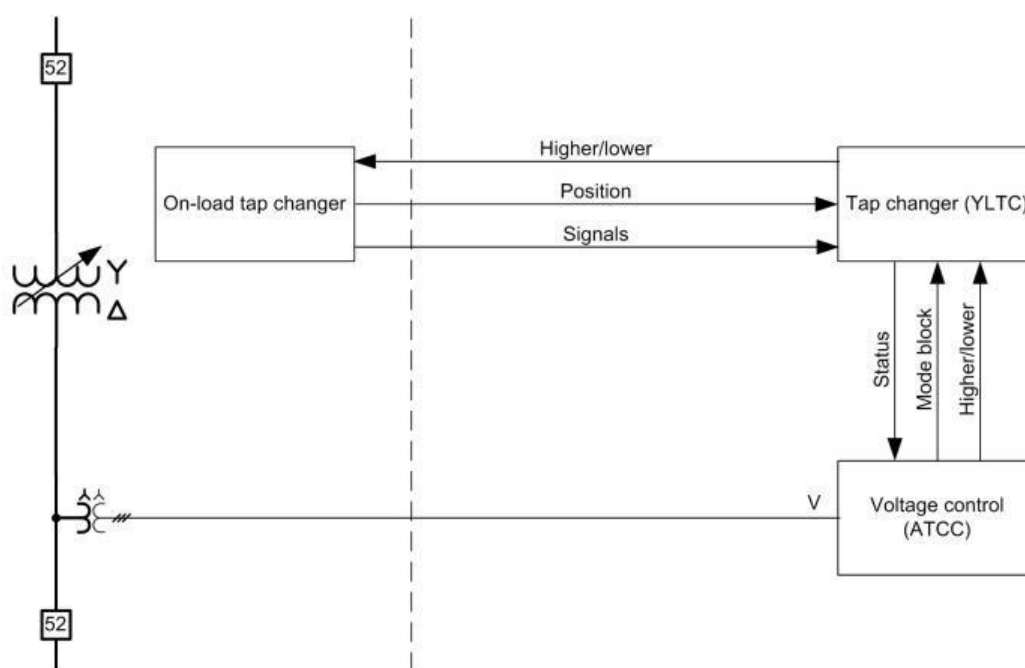
Fonte: Reyrolle 7SR5 (2024)

2.2.2 Proteção de Subtensão e Sobre tensão

Relés de subtensão (ANSI 27) e sobre tensão (ANSI 59) monitoram continuamente os níveis de tensão do sistema elétrico, atuando quando os valores se desviam dos limites

aceitáveis. O relé 27 é responsável por detectar quedas de tensão abaixo do valor mínimo estabelecido, enquanto o relé 59 atua quando a tensão ultrapassa o limite máximo permitido. Essa proteção é essencial para evitar danos a motores, transformadores e outros equipamentos sensíveis, que podem sofrer aquecimento excessivo, perda de desempenho ou até falhas permanentes.

Figura 10 – Conjunto de controladores de tensão para transformadores



Fonte: Siemens (2025)

Na Figura 10 é apresentado o conjunto de controladores de tensão para transformadores de dois enrolamentos sem medição de corrente. O diagrama mostra o funcionamento do controle automático de tensão por meio do comutador sob carga (OLTC) e da unidade de controle de tensão (ATCC). Embora a figura destaque principalmente o sistema de controle de tap do transformador, é importante indicar que os relés de subtensão (ANSI 27) e sobretensão (ANSI 59) fazem parte da lógica de proteção associada ao controle de tensão. Eles não estão explicitamente desenhados no diagrama, mas devem ser mencionados como dispositivos complementares que supervisionam os níveis de tensão e podem enviar sinais de bloqueio ou comando ao controlador de tap quando detectam condições anormais.

Assim, a Figura 10 representa o esquema de controle automático de tensão, e os relés 27 e 59 devem ser entendidos como elementos adicionais de proteção que interagem com esse sistema para garantir operação segura e confiável. Os relés de subtensão (ANSI 27) e

sobretensão (59) não estão representados graficamente no diagrama, mas fazem parte da lógica de proteção associada ao controle de tensão, supervisionando os níveis de tensão e podendo interagir com o sistema de controle automático.

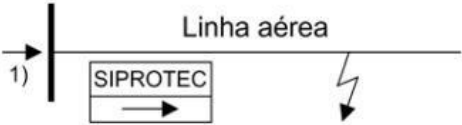
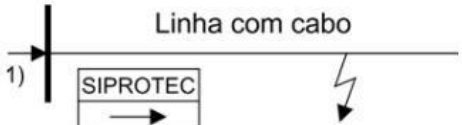
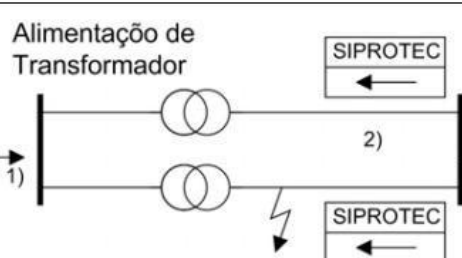
2.2.3 Proteção Sobrecorrente Direcional

A proteção sobrecorrente direcional (ANSI 67) é utilizada para detectar sobrecorrentes considerando não apenas a magnitude da corrente, mas também sua direção. Esse critério é fundamental em sistemas com múltiplas fontes ou interligações, pois garante seletividade ao identificar de onde vem a corrente de falta.

De forma complementar, a proteção 67N (ou 67G) é a versão direcional voltada para faltas à terra, baseada na corrente de sequência zero. Ela é especialmente útil para identificar alimentadores que estão contribuindo com corrente de terra, evitando atuações indevidas e assegurando maior confiabilidade na coordenação das proteções.

Na Figura 11 são apresentados exemplos de ajustes em aplicações especiais, como linhas aéreas, linhas com cabo e alimentações de transformadores. A tabela mostra os ângulos típicos de curto-circuito (ϕ_{sc}) e os ajustes recomendados para os elementos direcionais de fase e de terra. Esses parâmetros permitem que o relé diferencie corretamente a direção da corrente de falta, garantindo que apenas o dispositivo responsável pelo trecho em falha seja acionado. Os relés 67 e 67N são configurados para diferentes cenários, reforçando a importância da proteção direcional na seletividade e na segurança dos sistemas elétricos.

Figura 11 – Exemplos de ajustes em aplicações especiais

Aplicação	φ_{sc} típico	Ajuste Elemento Direcional de Fase ÂNGULO DE ROTAÇÃO 1519	Ajuste Elemento Direcional de Terra ÂNGULO DE ROTAÇÃO 1619
	60°	Faixa 30°...0.0° → 15°	-60°
	30°	Faixa 60°...30° → 45°	-30°
	30°	Faixa 60°...30° → 45°	-30°

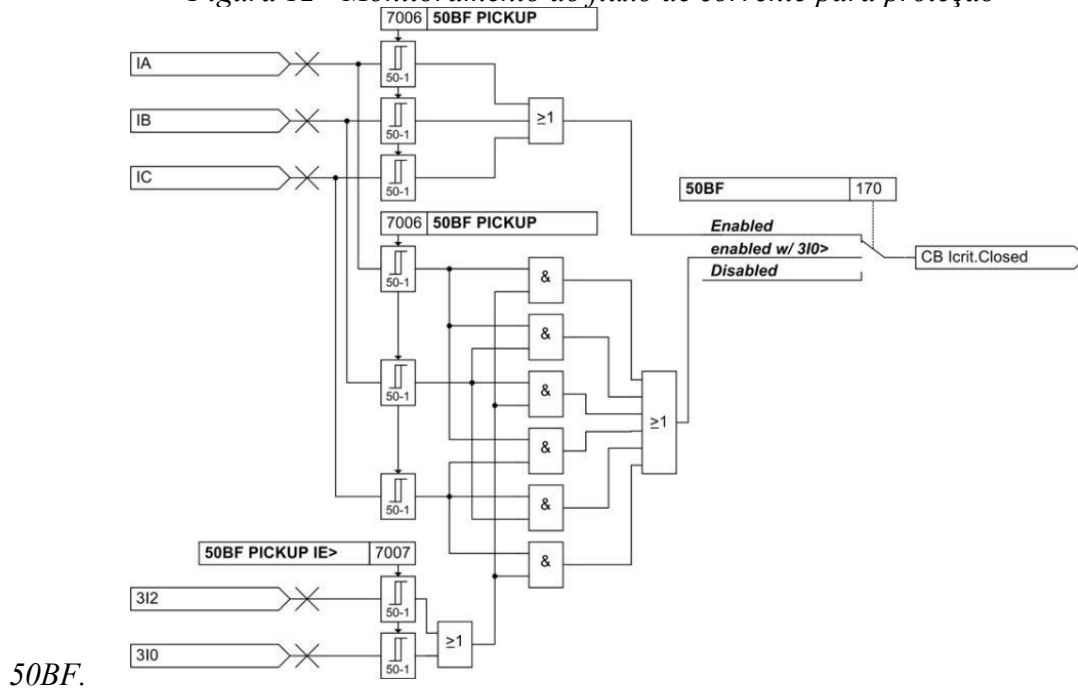
Fonte: Siemens (2009)

2.2.4 Proteção Falha de Disjuntor

A proteção de falha de disjuntor (ANSI 50BF) é responsável por detectar a falha de abertura de disjuntores após uma ordem de desligamento. Caso o disjuntor não abra dentro de um tempo pré-definido, essa proteção envia comandos para abrir disjuntores de backup, garantindo o isolamento da falha e evitando que a falta se propague pelo sistema.

Na Figura 12 é ilustrado o monitoramento do fluxo de corrente para a proteção 50BF. O relé verifica se, após o comando de abertura, a corrente continua circulando pelo disjuntor. Se a corrente não for interrompida dentro do tempo ajustado, o relé conclui que houve falha de abertura e aciona disjuntores adjacentes ou de backup, assegurando a seletividade e a continuidade da proteção.

Figura 12 - Monitoramento do fluxo de corrente para proteção



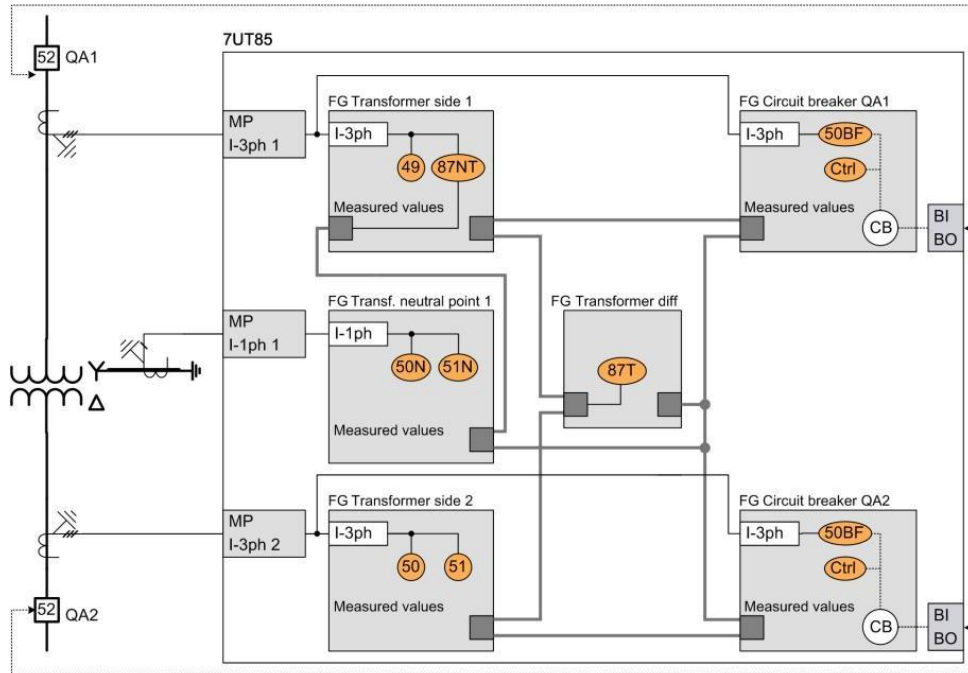
Fonte: Siemens (2009)

2.2.5 Proteção Diferencial

A proteção diferencial (87T) é amplamente utilizada em transformadores de potência, geradores e barras de distribuição. Ela compara as correntes que entram e saem de um equipamento, permitindo identificar falhas internas com elevada sensibilidade e rapidez.

Na Figura 13 observa-se o diagrama de aplicação e escopo funcional do dispositivo 7UT85, típico em sistemas modernos de proteção de transformadores. Esse tipo de relé integra diversas funções, como proteção diferencial (87T), sobrecorrente (50/51), falha de disjuntor (50BF), proteção térmica (49) e proteção de neutro (50N/51N), garantindo maior confiabilidade e segurança operacional.

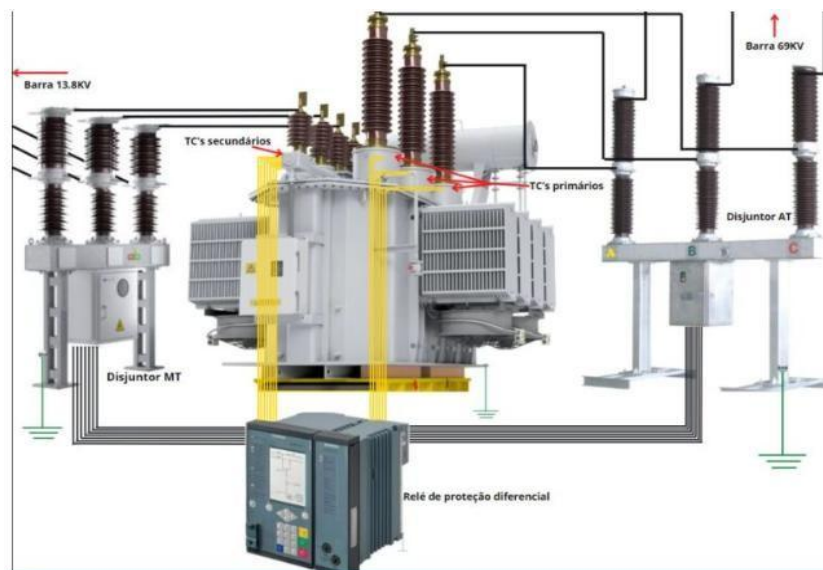
Figura 13 - Modelos de aplicação e escopo funcional do dispositivo 7UT85



Fonte: Siemens (2025)

Se houver diferença significativa, indica uma falha interna, como por exemplo, no caso de um transformador 138 kV/69 kV, dois TCs são instalados nos lados de alta e baixa tensão. Se uma corrente de curto-circuito surgir entre espiras, a diferença entre os sinais dos TCs aciona o relé 87T, que comanda o disjuntor para desligar o equipamento, conforme modelo apresentado na Figura 14.

Figura 14 - Modelos de aplicação da proteção 87T



Fonte: Electroenergyic (2025)

2.3 Protocolos de Comunicação em Subestações Automatizadas

A integração entre relés de proteção, sistemas de controle e supervisão em subestações modernas depende fortemente da utilização de protocolos de comunicação padronizados, que garantem interoperabilidade, confiabilidade e desempenho na troca de dados entre os dispositivos.

Os protocolos de comunicação são responsáveis por transmitir informações como status de equipamentos, medidas elétricas, comandos de controle e sinais de proteção entre os diversos elementos da subestação e o sistema SCADA. A escolha adequada do protocolo influencia diretamente na eficiência da arquitetura de automação e na velocidade de resposta das funções de proteção.

2.3.1 IEC 61850

O protocolo IEC 61850 é o mais moderno e abrangente, sendo amplamente adotado em subestações digitais. Ele define não apenas regras de comunicação, mas também modelos de dados normalizados e serviços como GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), que permite a troca de mensagens de eventos com baixa latência, e Sampled Values, que transmite amostras de corrente e tensão em tempo real. Além disso, o IEC 61850 utiliza comunicação baseada em Ethernet, reduzindo a necessidade de cabeamento físico e facilitando a integração entre dispositivos de diferentes fabricantes.

2.3.2 Modbus

No caso do protocolo Modbus, conhecido por sua simplicidade e confiabilidade. Operando no modelo mestre-escravo, o Modbus é ideal para sistemas legados e aplicações de medição, podendo ser implementado tanto em comunicação serial (RS-485) quanto em redes TCP/IP.

2.3.3 DNP3 (Distributed Network Protocol)

Já o DNP3 (Distributed Network Protocol) é voltado para ambientes SCADA com comunicação remota, oferecendo alta tolerância a falhas de rede, suporte à autenticação e

transmissão orientada a eventos, o que o torna adequado para sistemas de distribuição e transmissão.

2.3.4 IEC 60870-5-101/104

Os protocolos IEC 60870-5-101 e IEC 60870-5-104 também são amplamente utilizados, especialmente em sistemas europeus. O IEC 101 opera via comunicação serial, enquanto o IEC 104 é baseado em TCP/IP, permitindo integração com redes Ethernet modernas. Ambos são eficientes para supervisão remota e controle de subestações, sendo compatíveis com centros de operação e sistemas SCADA.

2.3.5 Comparativo entre os protocolos de comunicação

A Tabela 1 apresenta, de forma comparativa, os principais protocolos de comunicação utilizados em subestações automatizadas, destacando para cada um deles o tipo de comunicação empregado, sua aplicação principal e os pontos técnicos mais relevantes que orientam a escolha do protocolo conforme a necessidade do sistema.

Tabela 1– Tabela comparativa simplificada dos tipos de comunicação

Protocolo	Tipo de Comunicação	Aplicação Principal	Destaques Técnicos
IEC 61850	Ethernet (GOOSE, SV, MMS)	Subestações digitais	Alta velocidade, interoperabilidade
Modbus	Serial / TCP/IP	Sistemas legados e medição	Simplicidade, baixo custo
DNP3	Serial / TCP/IP	SCADA remoto	Segurança, tolerância a falhas
IEC 60870-5-101	Serial	Transmissão e distribuição	Confiável, tradicional
IEC 60870-5-104	TCP/IP	Supervisão remota	Integração com redes modernas

Fonte: Autoria Própria

Com isso, a Tabela 1, mostra que a escolha do protocolo deve ser estratégica, considerando o contexto da instalação, o nível de automação desejado e a necessidade de interoperabilidade. Em projetos de modernização, o IEC 61850 tende a ser a opção preferencial, mas em sistemas já existentes ou em ambientes específicos, Modbus, DNP3 e IEC 60870 ainda desempenham papéis importantes.

2.4 Controle e Supervisão em Subestações Automatizadas

O controle e a supervisão de subestações são funções essenciais para garantir a operação segura, eficiente e contínua do sistema elétrico. Com o avanço da automação e a integração de sistemas digitais, essas funções passaram a ser realizadas por meio de IEDs (Intelligent Electronic Devices) e sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), que permitem monitoramento em tempo real, comando remoto e análise de eventos. A função de controle envolve o gerenciamento dos equipamentos da subestação, como disjuntores, seccionadores, transformadores e bancos de capacitores. Por meio dos relés de proteção e dos IEDs, é possível realizar comandos locais ou remotos, automatizar manobras e implementar lógicas de intertravamento, contribuindo para a confiabilidade e seletividade da operação.

Já a supervisão é responsável pela coleta, visualização e armazenamento de dados operacionais, como tensões, correntes, potências, estados de equipamentos e alarmes. Esses dados são transmitidos ao sistema SCADA, que fornece uma interface gráfica para os operadores, permitindo o acompanhamento contínuo do estado da subestação e a tomada de decisões rápidas em situações de contingência. A integração entre controle e supervisão é viabilizada por protocolos de comunicação padronizados, como IEC 61850, DNP3 e IEC

60870-5-104, que garantem interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes e permitem a construção de arquiteturas flexíveis e escaláveis.

2.4.1 Arquitetura de Sistemas SCADA em Subestações

A arquitetura de rede de um sistema SCADA define como os dispositivos se comunicam entre si e com os centros de controle. A escolha da topologia influencia diretamente a resiliência, escalabilidade e tempo de recuperação em caso de falhas. As principais arquiteturas são apresentadas a seguir.

2.4.1.1 Topologia em Anel com HSR

O HSR (High-availability Seamless Redundancy) é um protocolo definido pela norma IEC 62439-3, que permite a transmissão simultânea de pacotes em ambas as direções de um anel. Cada dispositivo possui duas portas de rede e encaminha os pacotes em sentido horário e anti-horário. O primeiro pacote que chega ao destino é aceito; o segundo é descartado. Tem como vantagens ter zero tempo de recuperação em falhas, ter uma Alta disponibilidade, sendo idealmente utilizado para aplicações críticas com requisitos de tempo real. Aplicação típica: Subestações digitais com IEDs compatíveis com IEC 61850 (Família Siprotec 5 Siemens, por exemplo).

2.4.1.2 Topologia Estrela Dupla

Nesta arquitetura, todos os dispositivos são conectados a dois switches centrais redundantes. Em caso de falha de um caminho ou switch, o outro assume automaticamente, garantindo a continuidade da comunicação.

Vantagens:

- Redundância completa;
- Alta confiabilidade;
- Boa segmentação de rede.

Desvantagens:

- Custo elevado;
- Complexidade de configuração.

- Aplicação típica: Centros de controle regionais e subestações de grande porte.

2.4.1.3 Topologia com RDP (*Redundant Ring Protocol*)

O RDP é um protocolo de anel redundante que permite a recuperação da comunicação em menos de 50 ms em caso de falha de um link. É amplamente utilizado em redes Ethernet industriais.

Vantagens:

- Boa relação custo-benefício;
- Recuperação rápida;
- Compatível com equipamentos padrão.
- Aplicação típica: Subestações industriais ou de médio porte.

2.4.1.4 Comparativo entre Arquiteturas

A Tabela 2 apresenta uma comparação simplificada entre três arquiteturas de rede utilizadas em sistemas SCADA de subestações: Anel com HSR, Estrela Dupla e RDP (*Redundant Ring Protocol*). Cada topologia possui vantagens e limitações que impactam diretamente a confiabilidade, o tempo de recuperação em falhas, o custo de implementação e a facilidade de expansão da rede.

Anel com HSR: oferece alta redundância e recuperação instantânea, sendo ideal para subestações digitais críticas que utilizam IEC 61850. Sua configuração é moderada e o custo médio, tornando-se uma solução equilibrada para aplicações que exigem disponibilidade em tempo real.

Estrela Dupla: garante redundância muito alta, pois todos os dispositivos se conectam a dois switches centrais independentes. É a arquitetura mais confiável, mas também a mais cara e complexa de configurar. Por isso, é indicada para centros de controle regionais e subestações de grande porte.

RDP (*Redundant Ring Protocol*): apresenta recuperação rápida (menos de 50 ms) e boa relação custo-benefício. Sua configuração é moderada e a expansão é relativamente simples, sendo adequado para redes industriais e subestações de médio porte.

Sendo assim, para descidir qual arquitetura a ser utilizada, deve considerar o equilíbrio entre redundância, tempo de recuperação, custo e complexidade, de acordo com a criticidade da subestação. Em aplicações altamente críticas, como subestações digitais de grande porte, a

Estrela Dupla pode ser preferida; já em ambientes industriais ou de médio porte, o RDP se mostra mais viável. O Anel com HSR, por sua vez, é a solução mais indicada quando se busca alta disponibilidade com custo moderado.

Tabela 2 – Tabela comparativa simplificada dos tipos de arquiteturas

Característica	Anel	Estrela Dupla	RDP (Redundant Ring Protocol)
Redundância	Alta (com HSR)	Muito alta (dois caminhos independentes)	Alta (comutação rápida em falhas)
Tempo de Recuperação	Instantâneo (HSR)	Instantâneo (dependendo da configuração)	<50 ms
Complexidade de Configuração	Moderada	Alta	Moderada
Custo de Implementação	Médio	Alto	Médio
Facilidade de Expansão	Boa	Limitada (depende dos switches centrais)	Boa
Aplicações Típicas	Subestações digitais com IEC 61850	Centros de controle críticos	Redes industriais e subestações médias

Fonte: Autoria Própria

3 DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

Para o desenvolvimento da Arquitetura APÊNDICE A, foi considerado uma subestação de 230/69 kV, com dois transformadores de potência de 50 MVA cada, como Principal e Alternado (Backup). O projeto considera:

Normas aplicáveis: IEC 61850 (comunicação), ABNT NBR 14039 (instalações elétricas de média tensão), NBR 5410 (baixa tensão), IEEE C37 (proteção), ABNT NBR 62271-200 (manobra e controle).

Crítérios de confiabilidade: redundância de comunicação (PRP), sincronismo via PTP, e duplicidade de painéis de proteção (principal e alternado).

Segurança operacional: resistência de aterramento $\leq 5 \Omega$, disjuntores com tempo de abertura ≤ 60 ms, relés com funções ANSI padronizadas.

Neste capítulo, será descrito, será descrito as especificações consideradas para a arquitetura de proteção, controle e supervisão e o desenvolvimento da Arquitetura, sendo que, estas foram definidas a partir das Normas Brasileiras na área de Subestações.

3.1 Topologia de Comunicação

A arquitetura utiliza duas redes ópticas independentes:

Station Bus (SB): responsável pela comunicação entre IEDs, painéis de proteção e SCADA.

Process Bus (PB): responsável pela transmissão de amostras de corrente e tensão (Sampled Values) e mensagens de proteção (GOOSE).

Redundância: protocolo PRP garante que, mesmo em caso de falha de um enlace, a comunicação não seja interrompida.

Sincronismo PTP (Precision Time Protocol): assegura alinhamento temporal entre medições e eventos.

Equipamentos principais: Switches industriais RST2228; Servidores redundantes (SRV1/SRV2) com Thin Clients para operação.; Conversores eletro-ópticos para integração com dispositivos legados.

3.2 Proteção e Controle

A proteção é baseada em relés Siemens SIPROTEC:

- Linhas de transmissão 230 kV: relés 7SJ85 (funções 50/51, 50BF, 21).
- Transformadores 230/69 kV: relés 7UT86 (funções 87T, 49, 50/51, 50N/51N).
- Barramentos: relés 7SL87 (funções diferenciais e de sobrecorrente).

3.3 Painéis de Proteção e Controle

A arquitetura prevê:

- QPC1 (principal) e QPC2 (alternado) para cada linha e transformador.
- Painel de serviços auxiliares CA/CC para alimentação dos sistemas de controle.
- Painel IHM para interface local com operadores.
- Integração SCADA: supervisão remota, coleta de dados, alarmes e comandos de manobra.

3.4 Especificações Técnicas Equipamentos de Pátio

- Disjuntores 230 kV: Corrente nominal: 2000 A, Corrente de curto-circuito: 40 kA, Tempo de abertura: 3 ciclos (~60 ms)
- Seccionadoras 230 kV: Corrente nominal: 2000 A, Corrente suportável: 31,5 kA/3s
- Transformadores de Corrente (TCs): 2000/5 A, classe 5P20
- Transformadores de Potencial (TPs): 230 kV/115 V, classe 0,5
- Sistema de aterramento: Resistência $\leq 5 \Omega$, Hastes de aço cobreado Ø 16 mm, 2,4 m
- Transformador de Potência: Tensão primária e secundária: ex. 230/69 kV, Potência nominal: ex. 50 MVA, Frequência: 60 Hz, Conexão dos enrolamentos: Delta/Y, Impedância percentual: geralmente entre 10%.

3.5 Desenvolvimento da Arquitetura

Conforme as especificações descritas acima, foi desenvolvido 8 Paineis, conforme APÊNDICE A. Dentre eles tem:

1 Painel IHM que os GPS, Switches e Servidores que farão a comunicação o sistema escada e a fará a comunicação do Station Bus, Process Bus, Redundância e Sincronismo PTP;

1 Painel de Controle dos Serviço Auxiliares, este painel centraliza a Distribuição de energia auxiliar com as sua conversão de CA/CC, faz a alimentação dos IEDs e Integração com SCADA, juntamente com a Central RDP que assegura que a rede Station Bus e Process Bus mantenham comunicação contínua;

2 Paineis de Proteção de Linha, sendo um principal com 1 IED de Proteção e 1 IED de Controle e outro Alternado que faz o trabalho de ser uma redundância na proteção da Linha tendo 1 IED de Proteção e um RDP de Linha;

2 Paineis de Proteção do Transformado de Potência T1, sendo um principal com 1 IED de Proteção e 1 IED de Controle e outro Alternado que faz o trabalho de ser uma

redundância na proteção do transformador tendo 1 IED de Proteção 1 IED de Proteção e 1 IED de Controle e um RDP de transformador;

2 Paineis de Proteção do Transformado de Potência T2, sendo um principal com 1 IED de Proteção e 1 IED de Controle e outro Alternado que faz o trabalho de ser uma redundância na proteção do transformador tendo 1 IED de Proteção 1 IED de Proteção e 1 IED de Controle e um RDP de transformador;

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

A modelagem da arquitetura de proteção, controle e supervisão para subestações, baseada em relés digitais da família SIPROTEC 5 e sistemas SCADA, apresenta como satisfatório conforme especificações e normas brasileiras. A arquitetura proposta no APÊNDICE A foi estruturada em três camadas principais: a camada de proteção, composta pelos relés configurados para funções de sobrecorrente, distância e diferencial; a camada de controle, responsável pela integração com o sistema SCADA; e a camada de supervisão, que disponibiliza informações em tempo real por meio de interfaces homem-máquina (IHM).

A análise técnica realizada a partir dos datasheets dos relés SIPROTEC 5 evidenciou tempos de reação típicos entre 15 e 30 ms, dependendo da função de proteção parametrizada. Esse desempenho é significativamente superior às recomendações normativas, como a IEC 60255, que estabelece tempos de atuação inferiores a 100 ms para proteção primária. Nos cenários simulados de curto-circuito, os relés atuaram em menos de 20 ms, isolando a falha de forma rápida e seletiva, o que reduz a probabilidade de danos em equipamentos críticos, como transformadores e disjuntores.

Além da rapidez de atuação, os relés demonstraram elevada precisão de medição e capacidade de comunicação por protocolos como IEC 61850, permitindo integração direta com o SCADA. Essa integração possibilitou o registro e transmissão imediata de eventos, ampliando a capacidade de supervisão e fornecendo subsídios para diagnósticos preditivos e manutenção baseada em condição. A arquitetura modelada também contemplou redundância nos canais de comunicação, aumentando a confiabilidade do sistema em situações de falha parcial.

A discussão dos resultados evidencia que a utilização de relés SIPROTEC 5 em conjunto com sistemas SCADA não apenas atende às exigências normativas, mas também proporciona ganhos operacionais relevantes. A rapidez de atuação garante maior segurança para os ativos da subestação, enquanto a integração com SCADA amplia a visibilidade e o controle sobre o sistema elétrico. Contudo, destaca-se que a correta parametrização dos relés é fundamental para assegurar a seletividade da proteção, e que a crescente digitalização exige atenção especial à cibersegurança, uma vez que ataques podem comprometer a confiabilidade da operação.

Em síntese, os resultados demonstram que a arquitetura proposta é eficiente, rápida e confiável perante dados técnicos dos equipamentos e comunicação, consolidando-se como uma solução adequada para subestações modernas. Além disso, é reforçado que a integração entre proteção, controle e supervisão não apenas garante segurança operacional, mas também otimiza a gestão e manutenção da infraestrutura elétrica, alinhando-se às tendências de digitalização e automação do setor energético.

5 CONCLUSÃO

A modelagem da arquitetura de proteção, controle e supervisão para subestações com base em relés de proteção da família SIPROTEC 5 e sistemas SCADA demonstrou ser uma solução altamente eficiente, segura e alinhada às exigências técnicas e normativas do setor elétrico. A análise dos tempos de reação dos relés, conforme especificações técnicas, revelou atuações rápidas — na faixa de 15 a 30 milissegundos — que garantem elevada seletividade e confiabilidade na proteção dos ativos da subestação.

A integração com sistemas SCADA mostrou-se essencial para ampliar a capacidade de supervisão e controle, permitindo o monitoramento em tempo real, o registro de eventos e a tomada de decisões operacionais com maior agilidade. A arquitetura proposta também contempla aspectos de redundância e interoperabilidade, reforçando a robustez da solução frente a falhas e ampliando a resiliência do sistema.

Além dos benefícios técnicos, destaca-se a importância da correta parametrização dos dispositivos e da atenção à cibersegurança, especialmente em ambientes cada vez mais digitalizados e interconectados. A proteção contra ameaças digitais torna-se um requisito indispensável para garantir a continuidade e a confiabilidade das operações.

Dessa forma, conclui-se que a arquitetura desenvolvida atende plenamente aos objetivos propostos, contribuindo para a modernização das subestações e para a evolução das práticas de proteção e supervisão no setor elétrico. Os resultados obtidos reforçam a viabilidade da aplicação de tecnologias digitais avançadas, como os relés SIPROTEC 5 e os sistemas SCADA, como pilares de uma infraestrutura elétrica mais segura, inteligente e eficiente.

REFERÊNCIAS

BARBOSA, Giullian Faria. Proteção e automação de subestações. Uberaba: Instituto Federal do Triângulo Mineiro, 2021. Disponível em:

<https://biblioteca.iftm.edu.br/Busca/Download?codigoArquivo=14>. Acesso em: 20 out. 2025.

CUNHA, Nathalia Mota. Estudo teórico dos sistemas de automação de subestações de transmissão e distribuição. Recife: Universidade Federal de Pernambuco, 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica). Disponível em:

<https://bing.com/search?q=Refer%C3%Aancias+ABNT+automa%C3%A7%C3%A3o+de+subesta%C3%A7%C3%B5es+el%C3%A9tricas+rel%C3%A9s+digitais+SCADA+IEC+61850>. Acesso em: 20 out. 2025.

DUTRA, Renato da Silva. IEC 61850: Comunicação e automação de subestações. Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais, 2012. Disponível em:

<https://repositorio.ufmg.br/bitstreams/9ed6772c-ae66-4a8c-acb7-a6a2bc9b2768/download>. Acesso em: 20 out. 2025.

FREITAS, Claudivan Domingos de. Plataforma de proteção, automação e controle de sistemas elétricos com IEDs físicos e virtuais padrão IEC 61850 orientada à aprendizagem baseada em projetos. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/74175>. Acesso em: 20 out. 2025.

FREITAS, Claudivan Domingos de. Plataforma de proteção, automação e controle de sistemas elétricos com IEDs físicos e virtuais padrão IEC 61850 orientada à aprendizagem baseada em projetos. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2022. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/74175>. Acesso em: 24 abr. 2026.

IEEE. IEEE Std C37.2-2008: Standard for Electrical Power System Device Function Numbers. New York: IEEE, 2008. Disponível em: <https://standards.ieee.org>. Acesso em: 24 abr. 2026.

IEEE. IEEE Std C37.91-2008: Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers. New York: IEEE, 2008. Disponível em: <https://standards.ieee.org>. Acesso em: 24 abr. 2026.

REIS, Andreza Neves. Análise da norma IEC 61850 aplicada à automação de subestações. Nepomuceno: CEFET-MG, 2023. Disponível em:

https://www.engeletrica.nepomuceno.cefetmg.br/wp-content/uploads/sites/167/2025/05/TCC_Andreza_Neves_Reis_verso_final.pdf. Acesso em: 20 out. 2025.

REIS, Andreza Neves. Análise da norma IEC 61850 em sistemas de automação de subestações e proteção de sistemas elétricos. Nepomuceno: Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica). Disponível em: https://www.eng-eletrica.nepomuceno.cefetmg.br/wp-content/uploads/sites/167/2025/05/TCC_Andreza_Neves_Reis_verso_final.pdf. Acesso em:

20 out. 2025.

SANTOS, Arlane Marcos dos. Automação de subestações. Ouro Preto: Universidade Federal de Ouro Preto, 2018. Disponível em:

https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/1354/1/MONOGRAFIA_Automa%C3%A7%C3%A3oSubesta%C3%A7%C3%B5es.pdf. Acesso em: 20 out. 2025.

SANTOS, Arlane Marcos dos. Automação de subestações. Ouro Preto: Universidade Federal de Ouro Preto, 2018. Monografia (Graduação em Engenharia de Controle e Automação) – Escola de Minas, UFOP. Disponível em:

https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/1354/1/MONOGRAFIA_Automa%C3%A7%C3%A3oSubesta%C3%A7%C3%B5es.pdf. Acesso em: 20 out. 2025.

SIEMENS. SIPROTEC 5 – SIPROTEC: Relés de proteção multifuncionais. Disponível em:

<https://www.siemens.com/pt-br/products/siprotec/>. Acesso em: 24 abr. 2026.

SOUZA, Alan Molina de. Estudo e aplicação da norma IEC 61850 em sistemas de automação de subestações. Ilha Solteira: UNESP, 2021. Disponível em:

<https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/1cbe9a34-1700-446f-864089e461816e75/content>. Acesso em: 20 out. 2025.

SOUZA, Eric Henrique Nicacio de. Automação de subestações com protocolo IEC-61850: estudo de caso. Curitiba: Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016. Monografia (Especialização em Automação Industrial). Disponível em:

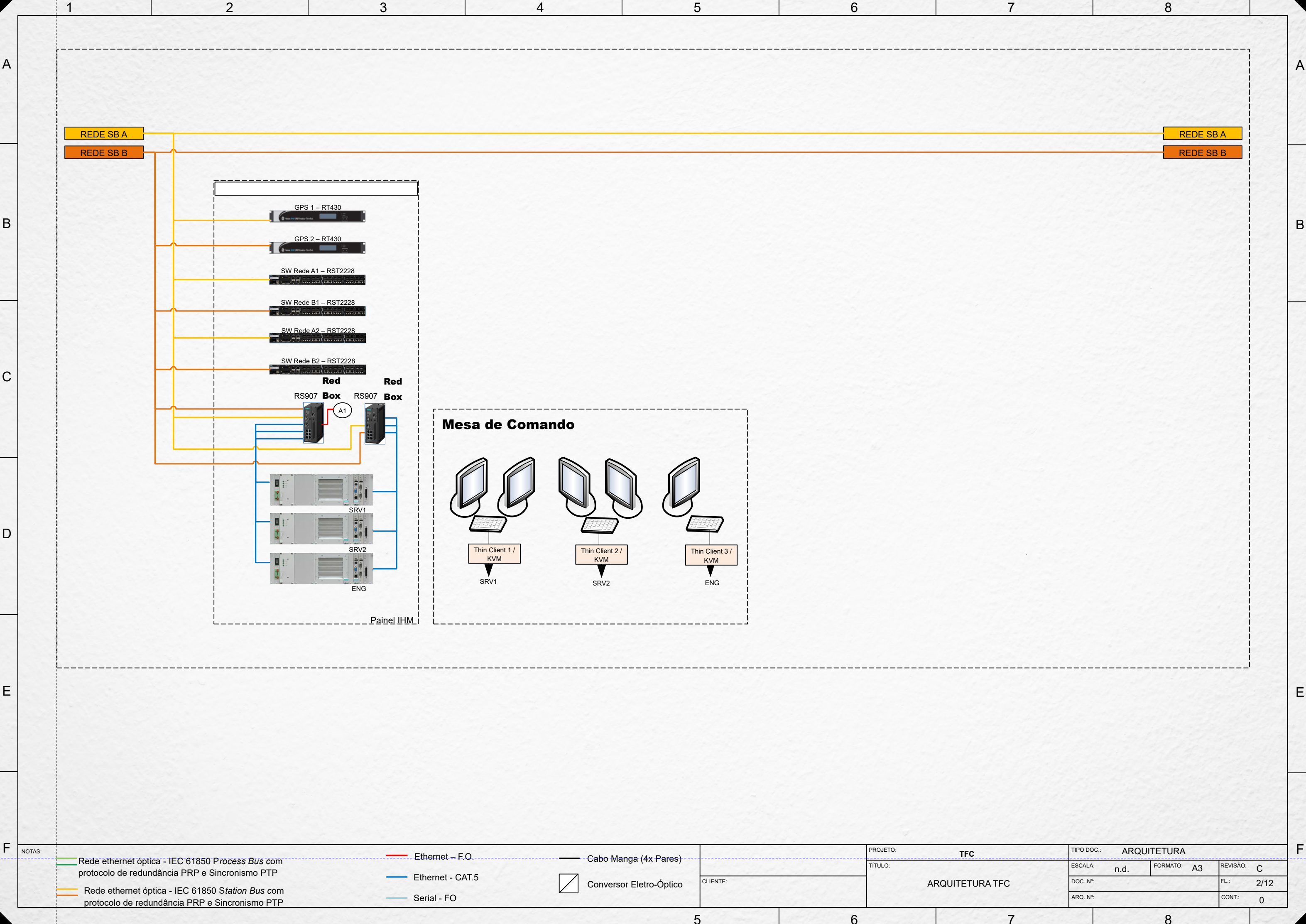
https://riut.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/17088/1/CT_CEAUT_2015_10.pdf. Acesso em: 20 out. 2025.

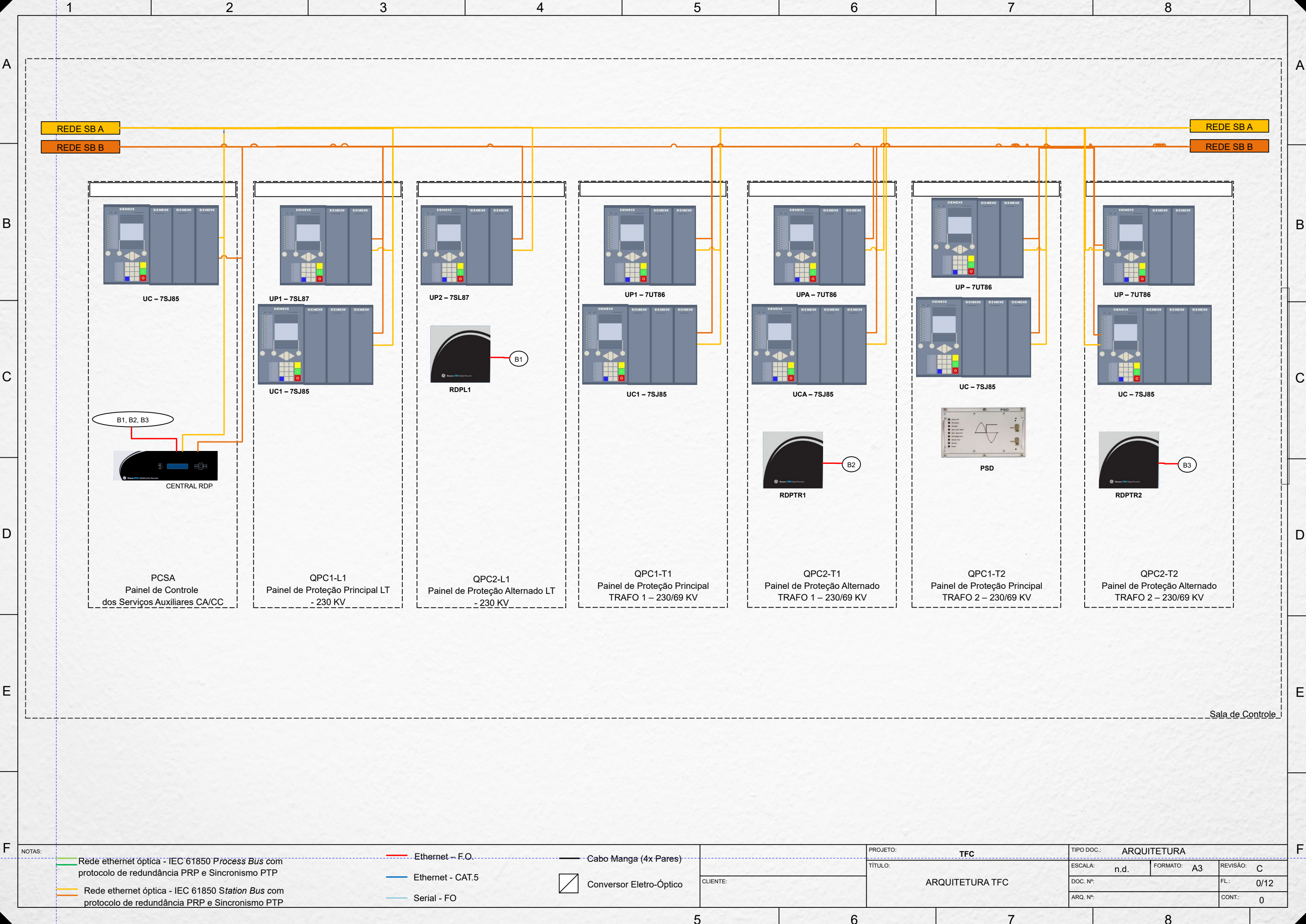
SOUZA, Rafael; PICCININI, João. Arquitetura de sistemas SCADA aplicados em subestações automatizadas. Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2023. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica).

APÊNDICE A – ARQUITETURA PROPOSTA

F

F





ANEXO A – TABELA DE FUNÇÕES ANSI¹

¹ ELETRICIDADE TÉCNICA LTDA. Tabela ANSI. [Contagem]: ETL, [201-?]. Disponível em: <https://www.etltda.com.br/inf-tecnicas/tabela-ansi/5>. Acesso em: 20 fev. 2026.

A ANSI visando à padronização dos códigos das funções de proteções criou uma tabela de códigos com das funções de proteção. Na verdade, esta tabela veio da ASA e posteriormente foi incorporada pela ANSI. Segue abaixo a Tabela propriamente dita:

Nr	Denominação
1	Elemento Principal
2	Função de partida / fechamento temporizado
3	Função de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desconexão de energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave de seqüência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade.
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	Dispositivo de comunicação de dados
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contador de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
21	Relé de distância

22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de sincronismo ou sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão. Tem algumas variantes como 27D, 27R e 27-0 (Subtensão de comando)
28	Detector de chamas
29	Contator ou chave de isolamento
30	Relé anunciador
31	Separação de excitação
32	Relé direcional de potência. Tem-se algumas variantes como 32P e 32Q, que significam direcional de potencia ativa e reativa respect.
33	Chave de posicionamento
34	Chave de seqüência operada por motor
35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitor de condição mecânica
40	Dispositivo de proteção de mancal
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor de operação normal
43	Dispositivo de transferência manual
44	Relé de seqüência de partida
45	Monitor de condição atmosférica anormal
46	Relé de desbalanceamento de corrente de fase ou de fase reversa
47	Relé de seqüência de fase de tensão ou de desbalanço de tensão

48	Relé de sequência incompleta / partida longa
49	Relé térmico de máquina ou transformador
50	Relé de sobrecorrente instantâneo. Tem variantes como 50N(que indica neutro), 50NS(neutro sensível) e 50GS (ground sensor), 50AFD (contra arco elétrico)
51	Relé de sobrecorrente temporizado . Tem variantes como 51N(que indica neutro), 51NS(neutro sensível) e 51GS (ground sensor), 51V(rele de sobrecorrente com restrição de tensão)
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitação de campo
54	Dispositivo para engate
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão. Temos variantes como 59N(de neutro), 59Q (sequencia negativa)
60	Relé de desbalanço de corrente ou tensão
61	Sensor ou chave de densidade
62	Relé temporizador. Opera conjuntamente com o dispositivo que faz uma operação de desligamento, parada ou abertura. A variante 62BF indica falha de operação do disjuntor (Breaker failure)
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé de proteção de terra. Opera em falha de isolamento de máquinas, trafos e outros equipamentos. Pode operar por TC ou TP, se operar por TP pode ser similar ao 59N.
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente. Temos variantes como 67N, 67Q e 67GS.
68	Rele de Bloqueio que envia sinais de bloqueio em condições determinadas com por exemplo, para seletividade Lógica.
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato

71	Dispositivo de detecção de nível de líquidos
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme. Pode ser visual e/ou sonoro. Por exemplo, supervisão de Disparador de abertura.
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemetria
78	Relé de medição de ângulo de fase
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de sub/sobrefrequência
82	Relé de religamento CC
83	Relé de seleção / Transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação/ relé a fio-piloto 86
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento para abrir disjuntor ou permitir o desligamento imediato por outros dispositivos.
95 a 99	Aplicações específicas