Especificação Técnica nº 0020

cod.: GRI-EDBR-CNS-GRI-0020 / CNS-NDBR-DBR-22-1478-EDBR

Versão nº 02 data: 27/10/2026

Assunto: Critério de Projeto de Sistema de Controle, Proteção e Supervisão de Subestações

Áreas de aplicação
Perímetro: Brasil
Função Apoio: -
Função Serviço: -
Linha de Negócio: Enel Grids

USO INTERNO E EXTERNO

Feedback Documentos Técnicos do SGI
(Link)

CONTEÚDO

1. OBJETIVOS DO DOCUMENTO E ÁREA DE APLICAÇÃO 3
2. GESTÃO DA VERSÃO DO DOCUMENTO 3
3. UNIDADES RESPONSÁVEIS PELO DOCUMENTO 4
4. REFERÊNCIAS 4
5. POSIÇÃO DO PROCESSO COM RELAÇÃO À ESTRUTURA ORGANIZACIONAL 7
6. SIGLAS E PALAVRAS-CHAVE 7
7. DESCRIÇÃO DO PROCESSO 9
7.1 Diretrizes gerais de arquitetura do SPCS e layout físico 10
7.1.1 Arquitetura Geral do SPCS 10
7.1.2 Identificação e Posicionamento dos painéis 17
7.2 Equipamentos, materiais e acessórios para o SPCS 20
7.2.1 Peças Sobressalentes 21
7.3 Requisitos obrigatórios a serem observados 21
7.3.1 Fiação 21
7.3.1.1 Disposição das ligações dos Condutores nos Aparelhos e Bornes (vista de trás) 21
7.3.1.2 Disposição e cores dos barramentos de serviços auxiliares 22
7.3.1.3 Identificação da fiação dos painéis 22
7.3.1.3.1 Fiação no mesmo painel 22
7.3.1.3.2 Fiação entre painéis diferentes 23
7.3.1.3.3 Identificação da bitola e cor dos condutores 23
7.3.1.3.4 Condutores a serem utilizados na fiação 23
7.3.1.3.5 Cabos de controle a serem utilizados para interligação entre painéis e equipamento de campo 24
7.4 Sistemas de alimentação dos equipamentos 24
7.5 Segurança intrínseca 25
7.6 Requisitos mínimos para funções de controle e proteção 26
7.6.1 Sistemas de Automação 27
7.6.2 Sistema de Proteção 28
7.6.3 Automatismos e intertravamentos 34
7.6.4 Modos de operação e acionamento dos equipamentos 37
7.6.5 Sensoriamento da casa de comando da subestação 38
7.7 Sistemas e equipamentos de medição de energia e balanço, faturamento 39

7.8 Instruções para elaboração do Projeto 40
8. ANEXOS 44
9. VISTOS 44

RESPONSÁVEL POR NETWORK DEVELOPMENT BRAZIL
Charles de Capdeville

Especificação Técnica nº 0020

cod.: GRI-EDBR-CNS-GRI-0020 / CNS-NDBR-DBR-22-1478-EDBR

Versão nº 02 data: 27/10/2026

Assunto: Critério de Projeto de Sistema de Controle, Proteção e Supervisão de Subestações

Áreas de aplicação
Perímetro: Brasil
Função Apoio: -
Função Serviço: -
Linha de Negócio: Enel Grids

Feedback Documentos Técnicos do SGI
(Link)

1. OBJETIVOS DO DOCUMENTO E ÁREA DE APLICAÇÃO

Este documento define o critério de projeto padrão para os sistemas de proteção, controle e automação para novas subestações, ampliação de uma seção de média ou alta tensão e, sempre que possível, em projetos de reformas e melhorias a serem implementadas nas subestações AT/MT da Enel. Ressalta-se que este documento não define requisitos para instalações de equipamentos ou sistemas instalados ao longo de alimentadores ou de linhas de alta tensão, mesmo que haja interação entre esses equipamentos, tais como indicadores de falta e chaves telecomandadas. As subestações e seu sistema de controle, proteção e supervisão devem ser projetados para a rápida detecção e isolamento de quaisquer anormalidades que representem uma ameaça imediata à confiabilidade, segurança e operação contínua da infraestrutura e redes, que por sua vez, impactam no serviço de qualidade aos respectivos clientes. As diretrizes para projeto e construção de novas subestações estão indicadas nas políticas 28, 49 e 73 do Grupo Enel. Preferencialmente, todos os requisitos definidos neste critério devem ser considerados para construção de novas instalações, reconstruções, expansões e/ou atualizações do sistema de proteção e controle nas subestações AT/MT existentes. Todavia, condições em instalações existentes podem fazer com que os requisitos sejam aplicados apenas parcialmente.

Este documento é aplicável em todas as empresas da Enel Brasil referentes à linha de negócios de Grids e para empresas contratadas e subcontratadas.

O presente documento aplica-se ao Grupo Enel no que diz respeito à sua atuação no Brasil, de acordo com as leis, regulamentos, acordos coletivos e normas de governança aplicáveis, incluindo a Lei Geral de Proteção de Dados, que em qualquer situação, prevalecem sobre as disposições contidas neste documento.

A Lei Geral de Proteção de Dados, Lei nº 13.709/2018 (LGPD) e GDPR (Regulamento U.E. 2016/679 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de abril de 2016), regulamentam o tratamento de dados pessoais. A LGPD define que tratamento é toda operação realizada com dados pessoais, como as que se referem a coleta, produção, recepção, classificação, utilização, acesso, reprodução, transmissão, distribuição, processamento, arquivamento, armazenamento, eliminação, avaliação ou controle da informação, modificação, comunicação, transferência, difusão ou extração, bem como que Dados Pessoais são todas as informações relacionadas a uma pessoa natural (pessoa física), que possa torná-la identificada ou identificável (tais como: nome, CPF, endereço, nome de familiares, perfil de consumo, geolocalização, número de Unidade Consumidora, etc., os quais de forma isolada ou associada com dois ou mais, possam identificar direta ou indiretamente um titular de dados pessoais).

Os Tratamentos de Dados Pessoais realizados durante as atividades descritas neste documento deverão estar devidamente mapeados no sistema de registro de tratamento de dados pessoais do Grupo Enel e deverão ocorrer em consonância com as regras de Proteção De Dados Pessoais, GDS e Segurança da Informação do Grupo Enel, estabelecidas nas respectivas Políticas e Procedimentos internos.

2. GESTÃO DA VERSÃO DO DOCUMENTO

Versão	Data	Descrição das mudanças
01	31/08/2022	Emissão da especificação técnica.
02	27/10/2026	A seguir segue resumo das alterações realizadas:

Versão	Data	Descrição das mudanças
		Itens excluídos: • 7.7 – Sistema de Segurança patrimonial; • 7.7.1 – Alarme Perimetral; • 7.7.1.1 – Tipo 1; • 7.7.1.2 – Tipo 2. • 7.7.2 – CFTV; • 7.7.2.1 – CFTV Analógico; • 7.7.2.2 – CFTV Digital; • 7.7.3 – Controle de acesso. Itens adicionados: • 7.2.1 – Peças Sobressalentes; • 7.3.1.3.5 – Cabos de controle a serem utilizados para interligação entre painéis e equipamento de campo; • 7.6.5 – Sensoriamento da casa de comando da subestação. Itens revisados: • 7.1.1 – Arquitetura Geral do SPCS; • 7.1.2 – Identificação e Posicionamento dos painéis; • 7.2 – Equipamentos, materiais e acessórios para o SPCS; • 7.3.1.3.4 – Condutores a serem utilizados na fiação; • 7.4 – Sistemas de alimentação dos equipamentos; • 7.6 – Requisitos mínimos para funções de controle e proteção; • 7.6.2 – Sistema de Proteção; • 7.6.3 – Automatismos e intertravamentos; • 7.7 – Sistemas e equipamentos de medição de energia e balanço, faturamento; • 7.8 – Instruções para elaboração do Projeto. Revisão geral do documento. Alteração da diretoria: OMBR para NDBR

3. UNIDADES RESPONSÁVEIS PELO DOCUMENTO

Responsável pela elaboração do documento:

- Enel Grids Brazil / Network Development Brazil / Engineering Sup & Global St. Adoption Brazil.

Responsável pela autorização do documento:

- Enel Grids Brazil / Network Development Brazil;

- Enel Grids Brazil / Network Development Brazil / Engineering Sup & Global St. Adoption Brazil;
- Enel Grids Brazil / Health, Safety, Environment and Quality Brazil / Quality Brazil.

4. REFERÊNCIAS

- Código de Ética Enel;
- Política de Direitos Humanos Enel;
- Programa Global de Compliance Enel;
- Plano de Tolerância Zero com a Corrupção Enel;
- ISO 9001 - Sistema de Gestão da Qualidade;
- ISO 14001 - Sistema de Gestão Ambiental;
- ISO 37001 - Sistema de Gestão Antissuborno;
- ISO 45001 - Sistema de Gestão de Segurança e Saúde Ocupacional;
- ISO 50001- Sistema de Gestão de Energia;
- ISO 55001 – Sistema de Gestão de Ativos;
- Política do Sistema de Gestão Integrado;
- Manual do Sistema de Gestão Integrado nº 25 – Enel Distribuição;
- Policy nº 1042 – Gerenciamento de Incidentes de Segurança de Dados Pessoais;
- Procedimento Organizacional nº 1626 – Aplicação da Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais no âmbito das Empresas do Grupo Enel.
- GSCM690 Family of AIS “compact” Enel type, technical specifications collection;
- GSCM734 Voltage transformer trolley for air insulated “compact” switchgear family;
- GSCM505 Extractable, vertical translation, three-pole, vacuum circuit breaker, Ur=24kV for air insulated “compact” switchgear family;
- GSCM770 MV Section for Primary Substation in container solution;
- GSCM735 Earthing trolley for air insulated “compact” switchgear family;
- GSC001 Underground Medium voltage cables;
- GSCC023 Single phase medium voltage cables for primary substations and special applications
- GSCH002 Hybrid Modules;
- GRI-EDBR-CNS-GRI-0007 / CNS-NDBR-DBR-19-0289-EDBR - Critérios de Projetos de Subestações de Distribuição AT/AT, AT/MT e MT/MT;

- GSTP901 Requisitos de segurança cibernética para dispositivos de proteção e controle;
- IEC 61850 – Communication Networks and Systems for Power Utility Automation - All Parts;
- IEC 60068-2 – Environmental Testing - Part 2: Tests - All Parts;
- IEC 60255-1 – Measuring Relays and Protection Equipment - Part 1: Common Requirements;
- ABNT NBR 15751:2013 – Sistema de aterramento de subestações – Requisitos;
- ABNT NBR 5410:2004 - Instalações elétricas de baixa tensão;
- ABNT NBR 5419:2015 – Proteção Contra Descargas Atmosféricas;
- ABNT NBR 13231:2015 – Proteção Contra Incêndio em Subestações Elétricas;
- ABNT NBR 16932:2020 – Redes e Sistemas De Comunicação Para Automação De Sistemas De Potência – Orientações Sobre Engenharia De Rede;
- GRI-EDBR-CNS-GRI-0041 / CNS-OMBR-MAT-19-0409-EDBR - Padrão de Subestação ATMT com Eletrocentro;
- PM-Br 204.01.4 - Condutor de Cobre Isolado em PVC - 750V;
- MAT-PMCB-EeA-22-2178-EDBR (PM-Br 199.33) IEDs de proteção e controle para subestações;
- MAT-PMCB-EeA-22-2173-EDBR (PM-Br 199.28) Distribuidores ópticos para aplicação em subestações;
- MAT-PMCB-EeA-22-2172-EDBR (PM-Br 199.27) Switches gerenciáveis para aplicação em subestações;
- MAT-PMCB-EeA-22-2154-EDBR (PM-Br 199.24) Relógio Sincronizador GPS para aplicação em subestações;
- MAT-PMCB-EeA-22-2168-EDBR (PM-Br 199.25) Concentrador Local/Gateway para aplicação em subestações;
- MAT-PMCB-EeA-22-2170-EDBR (PM-Br 199.26) Interface de Integração Gráfica para Subestações – IHM;
- MAT-PMCB-EeA-22-2174-EDBR (PM-Br 199.29) Cordão óptico, fibra óptica e conectores para aplicação em subestações;
- MAT-PMCB-EeA-22-2176-EDBR (PM-Br 199.31) Painéis elétricos para casa de comando de subestações;
- MAT-PMCB-EeA-22-2177-EDBR (PM-Br 199.32) Chaves de testes ou blocos de aferição para painéis em casa de comando de subestações;
- MAT-PMCB-EeA-22-2071-EDBR (PM Br 199.17) Disjuntores Termomagnéticos de Baixa Tensão;
- MAT-PMCB-EeA-22-2125-EDBR (PM-Br 230.09.1) Cabos de Controle.

5. POSIÇÃO DO PROCESSO COM RELAÇÃO À ESTRUTURA ORGANIZACIONAL

Value Chain: Engineering and Construction

Macro Process: Network Engineering

Process: Network Design

6. SIGLAS E PALAVRAS-CHAVE

Siglas e Palavras-Chave	Descrição
AT	Qualquer conjunto de níveis de tensão nominal entre 30/35kV e 230kV tensão operacional nominal entre as fases. NOTA: O valor limite entre Média Tensão e Alta Tensão depende das circunstâncias locais e históricas ou do uso comum
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COS	Central de Operação do Sistema
Dado Pessoal	Dado Pessoal é qualquer informação relacionada a pessoa natural identificada ou identificável, tais como nome, número de identificação, dados de localização, um identificador online ou a um ou mais dos elementos característicos de sua identidade física, fisiológica, genética, mental, econômica, cultural ou social (veja também Categorias especiais de dados pessoais).
Dados Pessoais Sensíveis (incluindo biométricos e referentes à Saúde)	No contexto de proteção de dados, merece especial atenção a categoria de dado pessoal sobre origem racial ou étnica, convicção religiosa, opinião política, filiação a sindicato ou a organização de caráter religioso, filosófico ou político, dado referente à saúde ou à vida sexual, dado genético ou biométrico, quando vinculado a uma pessoa natural. Esses dados são definidos pela LGPD como Dados Pessoais Sensíveis. • Dados genéticos: dados pessoais relativos às características genéticas, hereditárias ou adquiridas de uma pessoa física que fornecem informações unívocas sobre a fisiologia ou sobre a saúde de tal pessoa física, e que resultam designadamente da análise de uma amostra biológica da pessoa física em questão; • Dados biométricos: dados pessoais resultantes de um tratamento técnico específico relativo às características físicas, fisiológicas ou comportamentais de uma pessoa física que permitam ou confirmem a identificação única

Siglas e Palavras-Chave	Descrição
	dessa pessoa, tais como foto, vídeo, imagens da face ou dados de impressão digital; • Dados relativos à saúde: dados pessoais relacionados com a saúde física ou mental de uma pessoa física, incluindo a prestação de serviços de saúde, que revelem informações sobre o seu estado de saúde.
ECE	Esquema de Controle
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
General Data Protection Regulation or GDPR	Regulamento (UE) 2016/679 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de abril de 2016, relativo à proteção das pessoas naturais, no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais e à livre circulação desses dados; e que revoga a Diretiva 95/46 / CE.
GOOSE	Generic Object-Oriented Substation Event
GPS	Global Positioning System
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IED	Dispositivo cuja função principal é a de promover uma rápida retirada de serviço de um elemento do sistema, quando esse sofre um curto-circuito, ou quando ele começa a operar de modo anormal que possa causar danos ou, de outro modo, interferir com a correta operação do resto do Sistema
IHM	Interface homem-máquina - A Interface Homem-Máquina (IHM) é a interface entre o processo e os operadores – essencialmente, o painel de controle do operador. Esta é a principal ferramenta pela qual os operadores e supervisores de linha coordenam e controlam os processos industriais e de fabricação das plantas
Lei Geral de Proteção de Dados ou LGPD.	Lei Brasileira nº 13.709/18 promulgada em 14 de agosto de 2018, posteriormente alterada pela Lei 13.853/19, que dispõe sobre o tratamento de dados pessoais, inclusive nos meios digitais, por pessoa natural ou por pessoa jurídica de direito público ou privado, com o objetivo de proteger os direitos fundamentais de liberdade e de privacidade e o livre desenvolvimento da personalidade da pessoa natural.
MMS	Especificação de Mensagem de Fabricação
MT	Média Tensão
SCADA	Controle de Supervisão e Aquisição de Dados - Uma arquitetura de sistema de controle que usa computadores, comunicações de dados

Siglas e Palavras-Chave	Descrição
	em rede e interfaces gráficas de usuário para gerenciamento de supervisão de processos de alto nível, mas que usa outros dispositivos periféricos como PLC e controladores PID discretos para fazer interface com a planta de processo
SED	Subestação de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência é o conjunto constituído por centrais elétricas, subestações de transformação e de interligação, linhas e receptores, ligados eletricamente entre si. São grandes sistemas de energia que englobam geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.
SPCS	Sistema de proteção, controle e supervisão. Sistema ao qual estão associados todos os equipamentos necessários para detectar, localizar, iniciar e completar a eliminação de uma falta ou de uma condição anormal de operação de um sistema elétrico, além de permitir a supervisão e comando remotos da instalação.
TC	Transformador de Corrente
Titular dos Dados Pessoais	Pessoa natural a quem se referem os dados pessoais que são objeto de tratamento. Ele / ela entendido como uma pessoa natural identificada ou identificável.
TP	Transformador de Potencial. Transformador para instrumento cujo enrolamento primário é ligado em derivação com o circuito elétrico, e reproduz, no seu circuito secundário, uma tensão proporcional a do seu circuito primário, com sua posição fasorial substancialmente mantida em uma posição definida, conhecida e adequada para uso com instrumentos de medição, controle ou proteção
Tratamento	Toda operação realizada com dados pessoais, como as que se referem a coleta, produção, recepção, classificação, utilização, acesso, reprodução, transmissão, distribuição, processamento, arquivamento, armazenamento, eliminação, avaliação ou controle da informação, modificação, comunicação, transferência, difusão ou extração.

7. DESCRIÇÃO DO PROCESSO

Este documento define critérios para o projeto padrão do sistema SPCS aplicado em subestações AT/MT. Deve ser aplicado em novas subestações, ampliação de uma seção de média ou alta tensão e, sempre que possível, em projetos de reformas e melhorias. Estas subestações possuem casa de comando, edificada/alvenaria ou em solução compacta (container), sendo que todos os relés de proteção de linhas,

transformadores, barras, acoplamento, alimentadores, serviço auxiliar e banco de capacitores sejam digitais e localizados fisicamente no interior casa de comando. As Figuras 01 e 02 abaixo apresentam um exemplo de casas de comando que foram consideradas na elaboração deste documento.

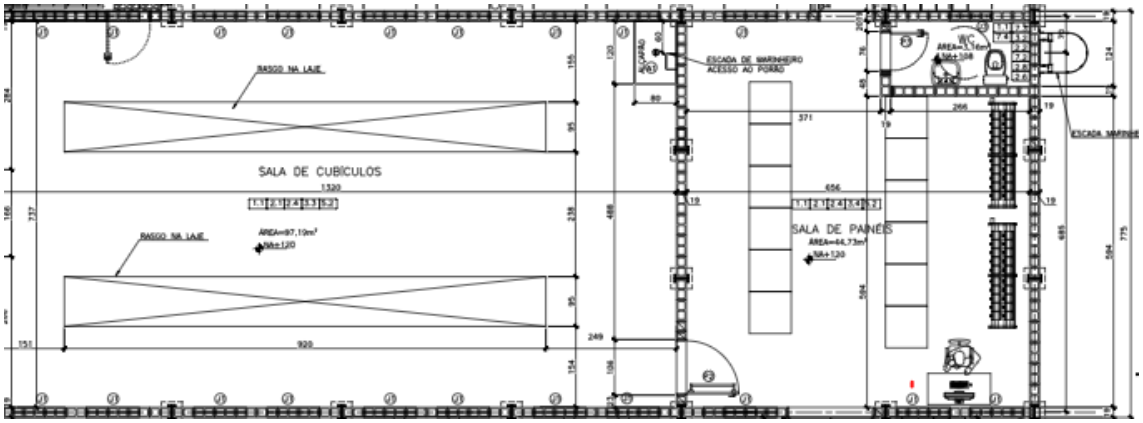


Figura 01 - Exemplo de casa de comando edificada com sala de cubículos e sala de painéis

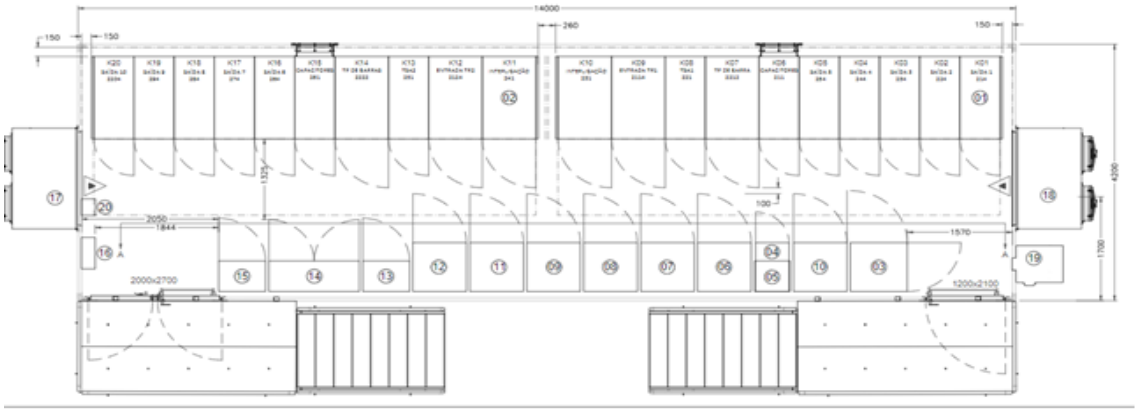


Figura 02 - Exemplo de casa de comando em container com cubículos e todos demais painéis

7.1 Diretrizes gerais de arquitetura do SPCS e layout físico

7.1.1 Arquitetura Geral do SPCS

O SPCS deve garantir um sistema robusto e adequado ao ambiente de trabalho, de fácil implementação, operação, manutenção e integração com o sistema existente. As principais características são:

- Sistema integrado realizando desde a aquisição de dados até o manuseio da informação;
- Sistema distribuído que permite suportar configurações ajustadas as necessidades;
- Sistema aberto a todo tipo de fabricante com possibilidade de incorporar novas funcionalidades;
- Sistema escalonável e modular que permita um crescimento de acordo com a evolução da instalação;

- Comunicação e protocolos conforme sistemas da IEC 61850, IEC 60870-5-104 e DNP3, com a utilização de IEDs e unidades de controle instalados no container, sala de comando ou sala de blindadas;
- Sobredimensionamento da capacidade de processamento, para permitir um crescimento funcional e de hardware sem degradação do comportamento;
- Sincronização horária por GPS;
- Utilização de fibra óptica ou cabo de rede blindado como meio de comunicação;
- Parametrização, oscilografia com consulta local e a distância (função de acesso remoto);
- Incorporação do registrador cronológico de eventos no próprio sistema;
- Telecomando e capacidade para incorporar novos automatismos;
- Funções de proteção e controle totalmente independentes;
- Capacidade de ser modificado ou mantido sem necessidade de sair fora de serviço;
- Simplicidade de operação para profissionais qualificados, capacitados e autorizados;

Na arquitetura do SPCS a norma IEC 61850 será a referência. O uso do perfil de comunicação da IEC 61850 permite alcançar a interoperabilidade entre os vários dispositivos (IEDs) instalados na subestação.

O SPCS é responsável por promover a operação segura da Subestação permitindo ao operador monitorar e controlar os equipamentos através de uma IHM local ou através do centro de controle a distância. Os equipamentos da subestação poderão ser operados também isoladamente através das interfaces no frontal dos relés de proteção.

O SPCS deve ser conectado aos equipamentos de operação/proteção (disjuntores, chaves) através de contatos físicos. Estes contatos podem ser multiplicados no painel de origem destes sinais na quantidade necessária para atender todos os outros subsistemas que necessitem da informação para sua correta operação, desde que não estejam disponíveis mais contatos auxiliares do próprio equipamento.

A arquitetura deste sistema contempla equipamentos de proteção e controle cuja rede local é composta por switches gerenciáveis integrados com os reles e supervisório do sistema utilizado na distribuidora em que é aplicado, compatível com a norma IEC 61850 a rede em fibras ópticas em estrela dupla. O sincronismo de tempo deverá ser realizado por um relógio sincronizador GPS.

O projeto do SPCS deve considerar os requisitos para cada um dos bays da subestação. O bay de AT é composto pela linha de alimentação da subestação, do barramento do módulo híbrido até as buchas primárias do transformador de potência. O bay do transformador de potência é composto somente pelo próprio transformador até o barramento secundário de MT. Por fim, o bay de MT é composto pelos equipamentos de MT desde o barramento secundário do transformador de potência até as saídas dos circuitos alimentadores do barramento de MT.

Notas:

- Toda subestação nova ou retrofit de subestações antigas deve prever a utilização de relé de frequência;
- Em reformas podem ser utilizados conversores, mesmo que não indicados nas arquiteturas propostas, de forma a permitir a conexão entre switches quando as mesmas existentes não tiverem portas dedicadas para fibra ópticas.
- Em reformas podem ser utilizadas Unidades de Aquisição, mesmo que não indicados nas arquiteturas propostas, quando os relés existentes não dispuserem de entradas digitais suficiente para realizar as supervisões necessárias.

As figuras abaixo apresentam a arquitetura padrão do SPCS, indicando os equipamentos existentes no sistema e as conexões entre eles, desde os IEDs de cada bay até a conexão ao Centro de Operação remoto. A Figura 03 apresenta a arquitetura padrão a ser seguida para novas instalações, a Figura 04 apresenta uma proposta sem redundância de Concentrador ou UTR, a Figura 05 apresenta a arquitetura padrão para os casos de subestações existentes e que seja necessário o uso de distribuidores ópticos de campo e de bandeja ao passo que a Figura 06 apresenta uma arquitetura com redes de comunicação redundantes, baseada no protocolo PRP, visando à alta disponibilidade do SPCS.

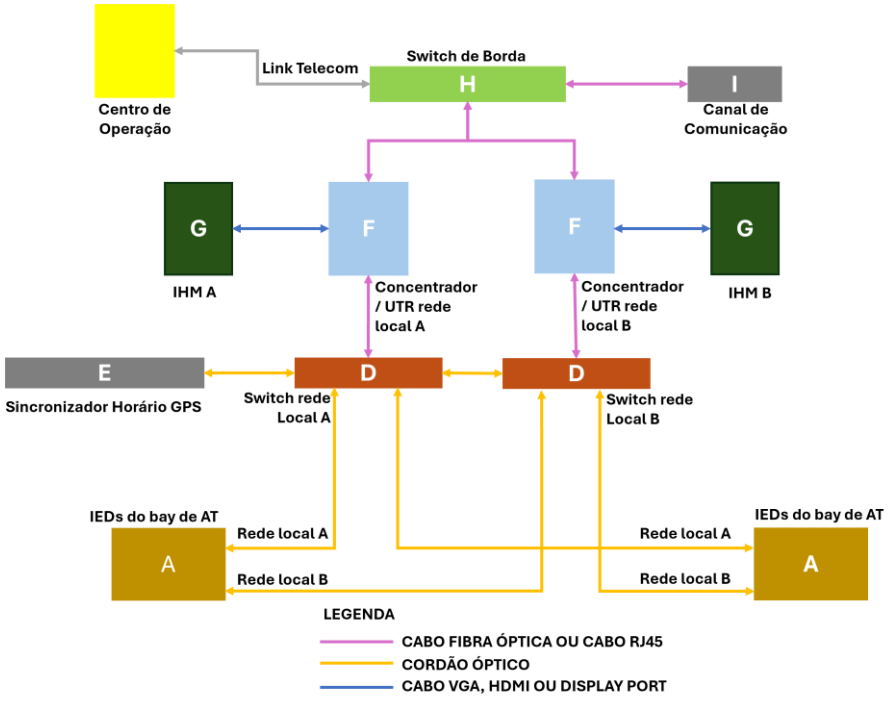


Figura 03 - Arquitetura proposta - Configuração Estrela Dupla - Com Redundância nos Concentradores/UTR

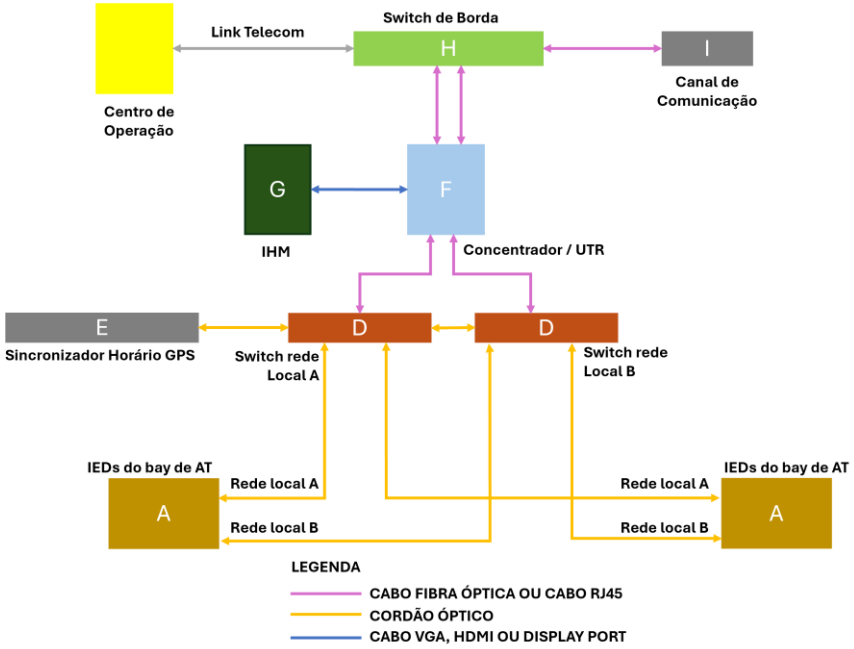


Figura 04 - Arquitetura Proposta - Configuração Estrela Dupla - Com Concentrador/UTR único

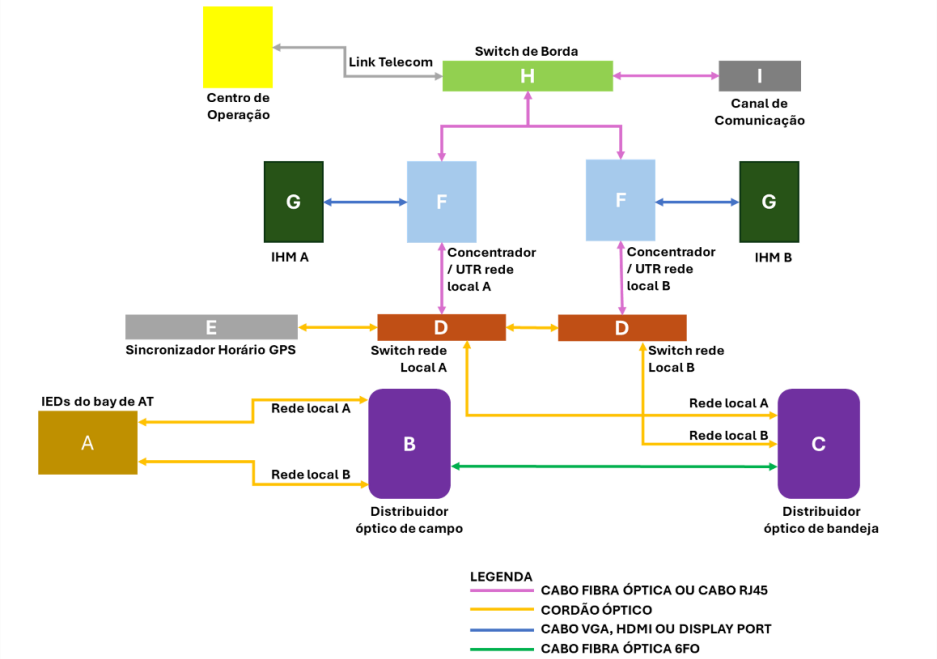


Figura 05 - Arquitetura proposta com aplicação de distribuidores ópticos

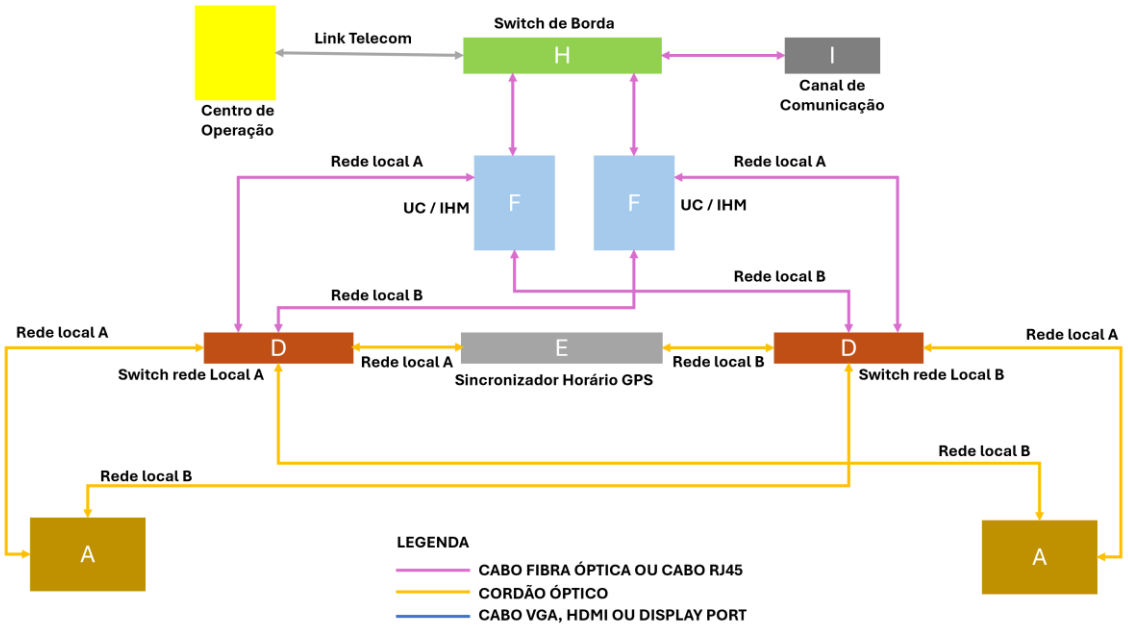


Figura 06 - Arquitetura Proposta utilizando o protocolo PRP

A arquitetura da Figura 06 utiliza o protocolo PRP para garantir redundância e alta disponibilidade das comunicações. A solução é composta por duas redes Ethernet fisicamente independentes, denominadas Rede Local A e Rede Local B, às quais os equipamentos participantes da rede redundante são conectados simultaneamente. Dessa forma, a comunicação permanece disponível mesmo diante da falha de um equipamento, enlace ou de uma das redes, desde que o caminho redundante permaneça disponível.

A comunicação com o Centro de Operação e com o sistema de rádio é realizada por meio do switch de borda e dos equipamentos de comunicação/UC-IHM, integrados às redes redundantes. O sincronismo de tempo é fornecido por um sincronizador GPS, conectado de forma redundante às Redes Locais A e B.

A. IEDs dos bays de AT e MT

Os IEDs do SPCS referentes aos bays de AT e MT deverão utilizar duas redes distintas para comunicação (arquitetura em estrela dupla), conforme Figura 07 abaixo. Esta conexão se dará através de fibra óptica.

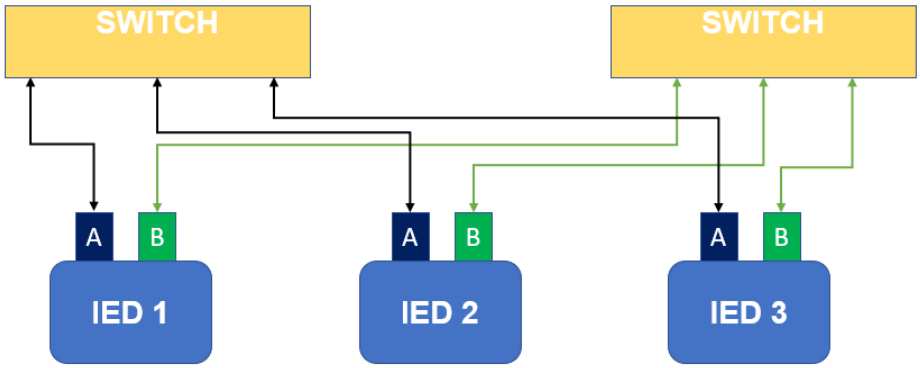


Figura 07 - Arquitetura em estrela dupla

B. Distribuidor óptico de campo

O distribuidor óptico de campo é um equipamento opcional na arquitetura padrão. Ele fará a conexão entre os IEDs instalados em campo (para subestações existentes) e os distribuidores ópticos de bandeja instalados na casa de controle da subestação através de fibra óptica.

C. Distribuidor óptico de bandeja

Para os projetos em que se faz necessário a instalação de distribuidores ópticos de campo, deverá haver distribuidores ópticos de bandeja instalados na casa de comando. Este equipamento é utilizado para a conexão entre os IEDs, os distribuidores ópticos de campo e os switches das redes locais. Esta conexão se dará através de fibra óptica.

D. Switch da rede local

Os switches da rede local farão a conexão do distribuidor entre o óptico de bandeja (caso seja prevista na arquitetura), sincronizador de horário GPS e concentradores. Os switches deverão estar conectados entre si para comunicação redundante através de fibra óptica. Será adotado como padrão o uso de 2 switches por rede. Porém dependendo da quantidade de IEDs conectados em cada equipamento pode-se ter uma quantidade maior de switches necessárias para o projeto.

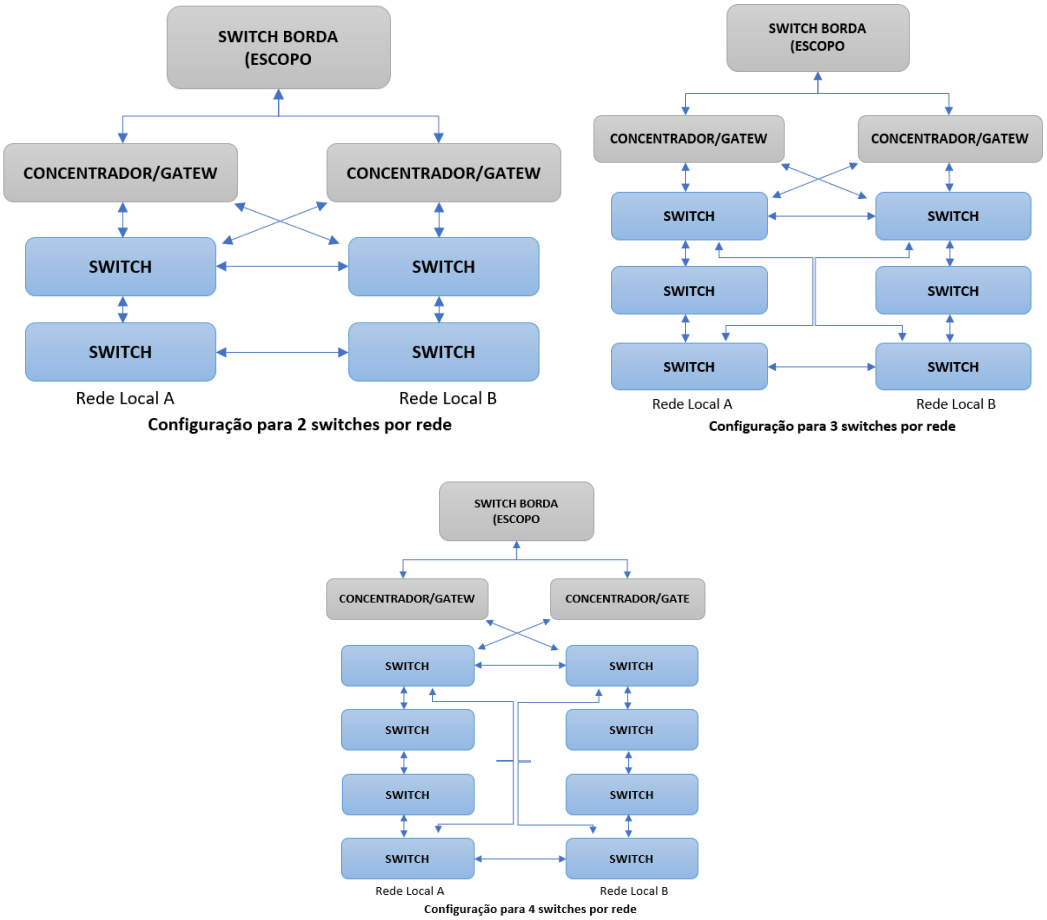


Figura 08 - Tipos de conexão de Switches

E. Sincronizador de horário GPS

O Sincronizador de horário GPS sincroniza os relógios internos dos IEDs, Concentradores, unidades de proteção / controle e switches das redes locais. Sua conexão se dará através de fibra óptica com um dos switches da rede local.

F. Concentrador / Unidade Terminal Remota (UTR)

O concentrador e a UTR possuem a função de integrar todos os dispositivos do SPCS com o centro de operação remoto/local.

O SPCS deverá possuir até 2 concentradores ou 2 UTRs, os quais irão integrar todo o sistema para garantir a redundância do sistema. Cada concentrador ou UTR deverá estar conectado à rede dos Switches da rede local, através de cabo de fibra óptica ou cabo RJ45 e ao Switch de borda da mesma forma, com cabo de fibra óptica ou cabo RJ45.

G. IHM

O SPCS poderá possuir até 2 IHMs. Cada IHM deverá estar conectada através de cabo VGA, HDMI ou Display Port a um concentrador ou UTR. A IHM deverá suportar todo o comando dos equipamentos da subestação bem como trazer os eventos ocorridos. Deverão possuir senha de acesso para garantir a segurança operativa da subestação.

Nota: Avaliar a condição de implantação da 2ª IHM em locais onde não é possível incluir devido falta de espaço para alocação na porta traseira do painel.

H. Switch de borda

O SPCS deverá possuir Switch de borda, que fará a comunicação dos equipamentos da subestação com o SCADA central através do(s) concentrador(es) ou UTR(s) instalado(s).

A Unidade de GDS fará toda a gestão de aquisição deste equipamento bem como as conexões com o link do Control Center e toda sua configuração.

I. Canal de comunicação

O canal de comunicação na subestação com o Control Center ficará conectado ao switch de borda.

A Unidade de GDS fará toda a gestão de aquisição do canal de comunicação bem como as conexões com o link com Control Center e toda sua configuração.

O canal de comunicação principal entre a subestação e o Control Center deve ser realizado através de rede própria da Enel. Não será permitida a utilização de por exemplo, comunicação via GPRS ou outro tipo de comunicação que possa ser vulnerável a ataques cibernético ou pane no sistema de comunicação de operadoras locais (terceiros).

J. Medidores

Deverá possuir medições conforme capítulo 7.7 desta especificação.

Deve ser verificada a necessidade de instalação de medidores de energia conectados aos enrolamentos de medição dos TCs e TPs das entradas e saídas de linhas AT, transformadores, alimentadores e transformadores de serviços auxiliares. Os medidores devem ser aplicados tanto para atender a requisitos regulatórios relacionados à qualidade da tensão quanto para obtenção de dados necessários a estudos e análises da rede.

7.1.2 Identificação e Posicionamento dos painéis

Os painéis e equipamentos do SPCS deverão estar fisicamente alocados dentro ou fora da casa de comando. A Figura 09 abaixo ilustra uma configuração de referência para posicionamento dos painéis, sendo que a quantidade e a disposição destes deverão ser definidas para cada projeto de subestação. Os concentradores, switches, baterias, IEDs do transformador e linhas de AT serão instalados no setor de baixa tensão.

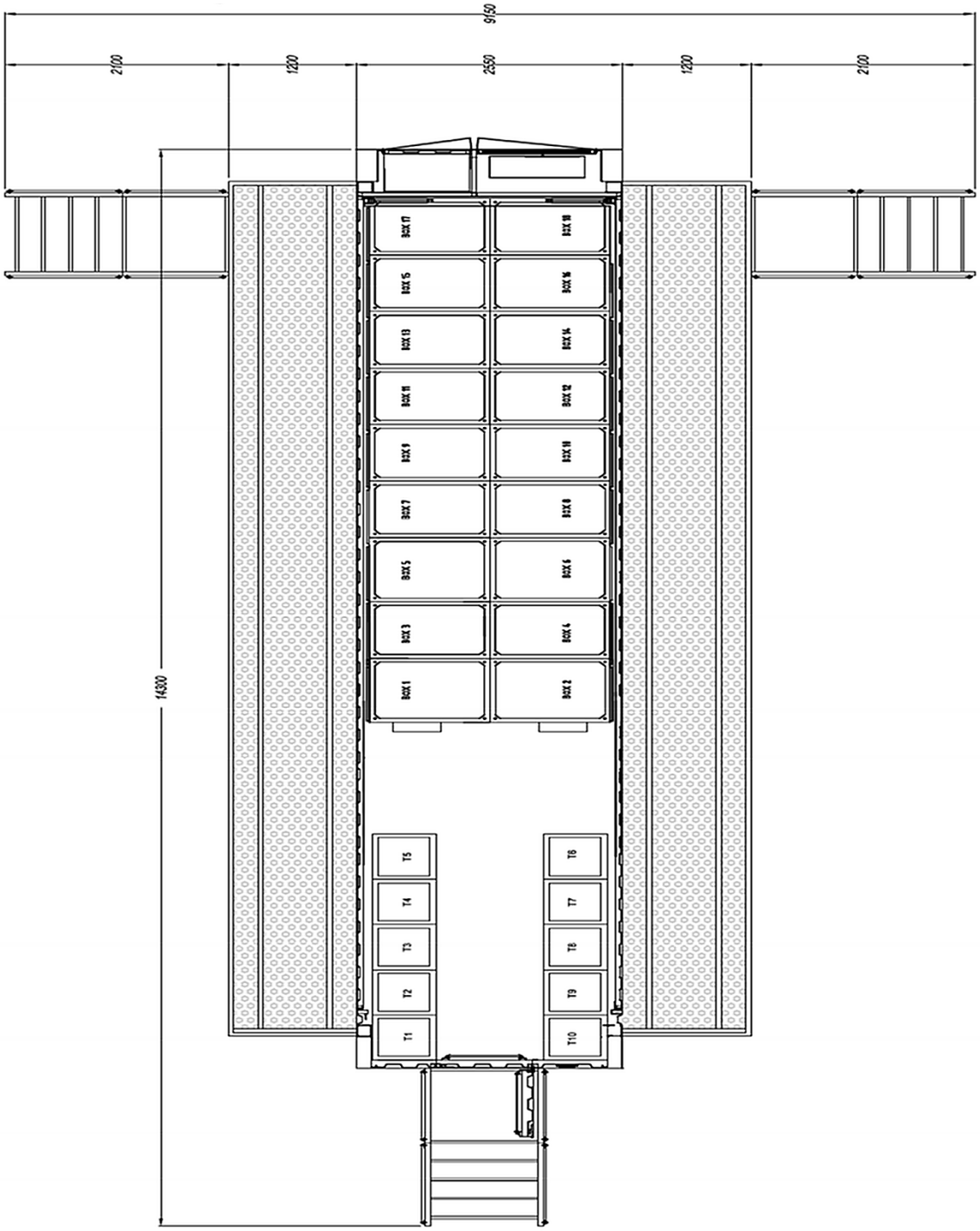


Figura 09 - Layout padrão para casa de comando com uso de container

Assim, os painéis de baixa tensão nos quais estarão acondicionados os equipamentos que compõem o SPCS estão na parte da lateral esquerda da Figura 09 e Figura 10 identificados nos painéis T1 a T10.

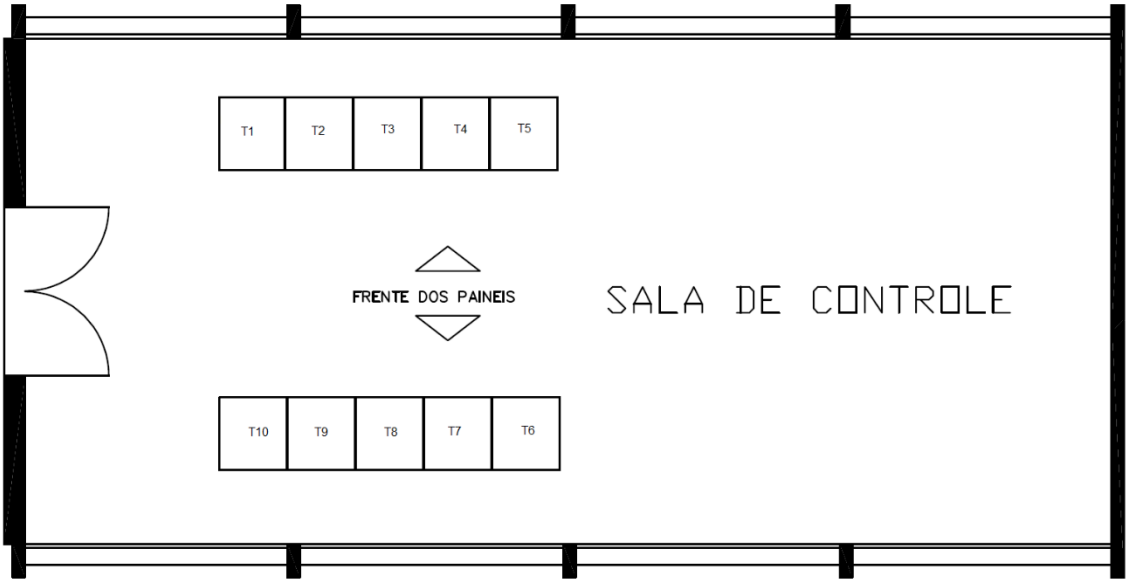


Figura 10 - Exemplo de Layout para posicionamento dos painéis na sala de controle em alvenaria

A funcionalidade e descrição destes painéis são:

- T1 – Rack de baterias ou sala de baterias;
- T2 – Retificadores;
- T3 – Painel de Medição;
- T4 - Painel de serviço Auxiliar (CA);
- T5 – Painel de serviço auxiliar (CC);
- T6 – Painel de Telecomunicações;

Nota: Switches de borda e itens relacionados a comunicação da subestação.

- T7– Painel de rede local;

Nota: Switches gerenciáveis e Distribuidores Ópticos.

- T8 – Painel de IHM (supervisório);

Nota: 1 relógio sincronizado por satélite GPS, 02 concentradores, 01 controladora para serviços auxiliares (CA e CC) para gerenciamento, até 2 (dois) Monitores com tela de 19” tipo touch screen e KVM (1 teclado e 1 mouse).

- T9 – Painel de Proteção da Linha de Distribuição de Alta Tensão;

  Terá 2 IEDs para proteção de cada Linha. Não há previsão de uso de controladora digital.

  Observação: comandos de chave seccionadora e estado de disjuntor deverão ser aquisitados/ajustados pelos IEDs. Cada linha terá 2 IEDs com as mesmas funções (redundância) de proteção.

  Nota: Deverão ser utilizados enrolamentos de TC dedicados para cada IED.

- T10 – Painel de Proteção do Transformador de Força;

  Cada painel terá 2 IEDs (com proteção diferencial) para proteção do transformador (bay entre transformador e disjuntor secundário de barra).

  Observação: comandos de chave seccionadora e proteção intrínseca do transformador deverão ser aquisitados/efetuados pelos IEDs.

  Nota: No painel do transformador pode haver a possibilidade de conter o relé de frequência (ERAC).

7.2 Equipamentos, materiais e acessórios para o SPCS

As características técnicas e requisitos mínimos para equipamentos, materiais e acessórios do SPCS estão descritos nas especificações técnicas listadas na Tabela 01.

Tabela 01 - Equipamentos, materiais e acessórios para o SPCS

Equipamento/material	Código da especificação	Título da especificação
IEDs	MAT-PMCB-EeA-22-2178-EDBR (PM-Br 199.33)	IEDs de proteção e controle para subestações
Distribuidor óptico de campo e de bandeja	MAT-PMCB-EeA-22-2173-EDBR (PM-Br 199.28)	Distribuidores ópticos para aplicação em subestações
Switch	MAT-PMCB-EeA-22-2172-EDBR (PM-Br 199.27)	Switches gerenciáveis para aplicação em subestações
GPS	MAT-PMCB-EeA-22-2154-EDBR (PM-Br 199.24)	Relógio Sincronizador GPS para aplicação em subestações
Concentrador Local/Gateway	MAT-PMCB-EeA-22-2168-EDBR (PM-Br 199.25)	Concentrador Local/Gateway para aplicação em subestações
IHM	MAT-PMCB-EeA-22-2170-EDBR (PM-Br 199.26)	Interface de Integração Gráfica para Subestações - IHM

Equipamento/material	Código da especificação	Título da especificação
Fibra óptica e cordões	MAT-PMCB-EeA-22-2174-EDBR (PM-Br 199.29)	Cordão óptico, fibra óptica e conectores para aplicação em subestações
Painéis elétricos e painéis de comando	MAT-PMCB-EeA-22-2176-EDBR (PM-Br 199.31)	Painéis elétricos para casa de comando de subestações
Chave de testes ou blocos de aferição	MAT-PMCB-EeA-22-2177-EDBR (PM-Br 199.32)	Chaves de testes ou blocos de aferição para painéis em casa de comando de subestações
Sensores para a casa de comando da subestação	MAT-PMCB-EeA-2026-2613-EDBR (PM-Br 192.04)	Sensores de fumaça, temperatura e umidade para instalação no interior da casa de comando da subestação
Sistemas e equipamentos de medição de energia e balanço, faturamento	MAT-PMCB-EeA-26-2596-EDBR (PM-Br 199.03)	Medidor eletrônico para Medição Operacional

7.2.1 Peças Sobressalentes

A previsão de peças sobressalentes em projetos de Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) de subestações é uma prática recomendada para garantir a manutenção, a disponibilidade operacional e a redução do tempo de indisponibilidade em caso de falhas.

Durante a fase de projeto executivo, deverá ser elaborada uma Lista de Peças Sobressalentes (LPS), contendo a identificação dos equipamentos críticos do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão, código do fabricante, quantidade instalada, quantidade recomendada para estoque, prazo de fornecimento e classificação de criticidade.

7.3 Requisitos obrigatórios a serem observados

7.3.1 Fiação

7.3.1.1 Disposição das ligações dos Condutores nos Aparelhos e Bornes (vista de trás)

Os “links”, relés e medidores trifásicos, disjuntores termomagnéticos trifásicos, deverão ter seus terminais ligados de modo que, olhando o painel por trás, se tenha da esquerda para a direita ou de baixo para cima as seguintes ligações das fases:

- **NEUTRO, AZUL, BRANCA, VERMELHA.**

As ligações de entrada dos condutores de corrente ou potencial devem ser feitas sempre pela parte inferior dos “links”, e suas saídas para os aparelhos, pela parte superior.

As ligações dos condutores de corrente, potencial e corrente alternada dos serviços auxiliares nos bornes terminais do painel deve seguir a seguinte ordem de faseamento de baixo para cima ou da esquerda para a direita:

- **NEUTRO, AZUL, BRANCA, VERMELHA.**

7.3.1.2 Disposição e cores dos barramentos de serviços auxiliares

Os barramentos de serviços auxiliares deverão, quando vistos pelo lado de trás do painel, estar dispostos da forma abaixo indicada. Deverá também ser considerada a disposição das barras no painel, na posição vertical, uma atrás da outra deve obedecer a seguinte ordem, vistas da porta traseira para o frontal:

- Barramento de CA: Azul, Branca e Vermelha.
- Barramento de CC: Negativa (preta), Positiva (branca).

Cores dos barramentos:

- Fase Vermelha
- Fase Branca
- Fase Azul
- Neutro: Azul claro
- Terra: Amarela
- Positivo: Branca
- Negativa: Preta

7.3.1.3 Identificação da fiação dos painéis

7.3.1.3.1 Fiação no mesmo painel

Os condutores de interligação do painel deverão ser identificados nas duas extremidades pelo sistema de endereçamento, através de código alfanumérico, contendo três campos separados por hífen (-), onde:

- **O campo 1** - é aquele mais próximo da extremidade do condutor, e indica o número do borne do componente de origem da respectiva ligação;
- **O campo 2** - indica a identificação do componente de destino ao qual o condutor está ligado. Esta identificação deve ser feita, através de códigos padronizados, acrescido do índice numérico para diferenciar componentes de mesma função (mesmo que haja só um componente de mesma função, este deve receber um índice “1”);
- **O campo 3** - indica o número do borne do componente de destino ao qual o condutor está ligado.

Todo componente deve ser identificado no desenho de fiação com seu respectivo código, escrito dentro de uma elipse.

Nota: Quando o componente tiver no esquema funcional identificações de sua função e/ou tipo, então, estes deverão também ser identificados no desenho de fiação.

7.3.1.3.2 Fiação entre painéis diferentes

A interligação da fiação entre cubículos de conjuntos blindados onde não são utilizados cabos para esse fim, deve ser feita através de bornes terminais e não diretamente dos bornes dos aparelhos. Neste caso, o **campo 2** deve conter ainda a identificação do cubículo.

7.3.1.3.3 Identificação da bitola e cor dos condutores

O condutor de bitola mais utilizada deve ser indicado em forma de nota. Os condutores de bitola diferente da comum deverão ser identificados individualmente. Os “jumpers” poderão ser identificados individualmente ou através de nota, considerando nesse último caso que a bitola do fio de “Jumper” nunca deve ser inferior à dos outros fios ligados a este “jumper”, ou seja, deve ter no mínimo a mesma capacidade de condução de corrente dos outros fios ligados ao “jumper”.

7.3.1.3.4 Condutores a serem utilizados na fiação

A cor da isolação dos condutores a serem utilizados na fiação dos circuitos de controle, serviços auxiliares, sinalização e alarmes deve ser padrão para todo o fornecimento.

Os condutores a serem aplicados na fiação devem ser dimensionados conforme PM-Br 204.01.4 - Condutor de Cobre Isolado em PVC - 750V, em sua última versão.

As características principais dos condutores a serem utilizados na fiação dentro dos painéis são as seguintes:

Tabela 02 - Seção nominal mínima dos condutores

Utilização	Seção Nominal Mínima	Cor da Isolação
TC	4 mm²	De acordo com o padrão local
TP	4 mm²	De acordo com o padrão local
Circuitos de Controle	1,5 mm²	De acordo com o padrão local
Circuitos de alarme e sinalização	1,5 mm²	De acordo com o padrão local

Deverá ser levado em consideração o dimensionamento correto dos condutores conforme NBR 5410 (carga e proteção do condutor), podendo as seções mínimas descritas neste item alteradas para maior conforme inclusive projeto de dimensionamento da proteção. O memorial de cálculo deverá constar na documentação do projeto.

7.3.1.3.5 Cabos de controle a serem utilizados para interligação entre painéis e equipamento de campo

Os cabos de controle são utilizados para a interligação entre painéis e equipamentos de uma subestação, permitindo a transmissão de sinais de comando, proteção, supervisão, sinalização, medição e intertravamento.

Os cabos de controle a serem aplicados para interligação entre painéis e equipamento de campo devem ser dimensionados conforme MAT-PMCB-EeA-22-2125-EDBR (PM-Br 230.09.1) - Cabos de Controle, em sua última versão.

Sua escolha deve considerar a função do circuito, seção dos condutores, tensão de isolamento, condições de instalação e necessidade de blindagem ou segregação para evitar interferências eletromagnéticas.

Os cabos devem ser instalados de forma organizada em canaletas, eletrocalhas, leitos ou eletrodutos, com identificação adequada em ambas as extremidades. As conexões devem utilizar terminais e acessórios compatíveis, garantindo segurança e confiabilidade.

Após a instalação, os circuitos devem ser submetidos às verificações e ensaios de continuidade, isolamento, correspondência dos pontos e funcionamento dos comandos, sinalizações, intertravamentos e sistemas de proteção.

7.4 Sistemas de alimentação dos equipamentos

Para o dimensionamento dos condutores, disjuntores e atendimento da segurança do sistema de alimentação de baixa tensão do SPCS, deverão ser levados em consideração os critérios definidos na MAT-PMCB-EeA-22-2071-EDBR (PM Br 199.17) em sua última versão.

Deverá ser previsto para a proteção de cada equipamento no projeto, circuitos individuais de CA e CC, protegidos por seus respectivos disjuntores termomagnéticos bipolares.

Os cabos do sistema de proteção, controle e comunicação devem ser constituídos por circuitos independentes e devidamente protegidos de tal modo que numa eventual falha na alimentação de um sistema não interrompa ou prejudique o bom funcionamento dos demais. Todos os elementos necessários devem ser considerados de modo a permitir a operação remota da subestação, garantindo a interoperabilidade entre os equipamentos de proteção, o sistema de controle remoto da subestação e o Centro de Controle da Distribuidora.

O SPCS deverá possuir redundância de fontes de CA (TRSA) e CC (retificador) para garantir fonte ininterrupta de energia aos equipamentos. O SPCS deverá possuir redundância de fontes de CA (TRSA) e CC (retificadores) para garantir fonte ininterrupta de energia aos equipamentos.

Os circuitos CA oriundos dos secundários dos TP devem ter as seguintes proteções:

- **Proteção Geral**: todos os transformadores de potencial TP devem ter disjuntores termomagnéticos tripolares, com contatos auxiliares supervisionados pelo sistema digital, na caixa de ligação ou junção;
- **Proteção Individual**: todos os relés devem ter no circuito CC proteção individual através de disjuntores termomagnéticos tripolares, com contatos auxiliares supervisionados pelo sistema digital.

Na Tabela 03 são apresentadas as características principais de alimentação dos equipamentos da Enel Distribuição Ceará / Enel Distribuição Rio / Enel Distribuição São Paulo.

Tabela 03 - Sistemas de alimentação

Característica	Enel Distribuição Ceará	Enel Distribuição Rio	Enel Distribuição São Paulo
Número de fases AT e MT	3	3	3
Frequência (Hz)	60	60	60
Tensão BT CA (Vca)	380/220	220/127	220/127
Tensão auxiliar CC (Vcc)	125 (+10%-20%)	125 (+10%-20%)	125 (+10%-20%)

7.5 Segurança intrínseca

O SPCS deverá proporcionar a segurança das pessoas, da instalação e dos equipamentos instalados através de dispositivos e proteção dimensionados conforme normas vigentes.

O projeto não deverá conter partes energizadas expostas como de conectores, cabos, réguas, equipamentos em geral.

Quanto às condições de trabalho, devem ser verificadas:

- Segurança e facilidade para o pessoal nas manobras locais de equipamentos e nos serviços de manutenção;
- Sinalização adequada de todos os riscos (elétricos, mecânicos etc.).
- Conformidade com as disposições das Normas Regulamentadoras do Ministério do Trabalho aplicáveis (NR 10, NR 18, NR 33 e NR 35);
- Adoção de sinalização adequada de segurança, destinada à advertência e à identificação e atenderas situações a seguir:
    - Identificação de circuitos elétricos;
    - Travamentos e bloqueios de dispositivos e sistemas de manobra e comandos;
    - Restrições e impedimentos de acesso.

Os circuitos secundários dos TC **deverão estar claramente identificados** promovendo o trabalho durante a manutenção. A régua de bornes **deverá possuir proteção acrílica** para evitar a retirada de cabeamento de TC com o equipamento em funcionamento.

7.6 Requisitos mínimos para funções de controle e proteção

A digitalização e recentes avanços tecnológicos, considerando a disponibilidade de novos dispositivos e protocolos de comunicação, permitem melhores níveis de desempenho para supervisão, controle e proteção de subestações. Neste contexto, o padrão IEC 61850 define protocolos de comunicação e sistemas para os IEDs de subestação, sendo a referência para os projetos de SPCS a serem implementados em novos projetos, reformas e ampliações. Todavia, atualmente nem todos dos atuais dispositivos se adequam à IEC 61850; por esta razão, soluções híbridas podem ser utilizadas em etapas de transição até que se tenha a digitalização completa das instalações. A Figura 11 abaixo mostra os conceitos sobre os níveis no sistema de proteção e controle da subestação de acordo com a IEC 61850:

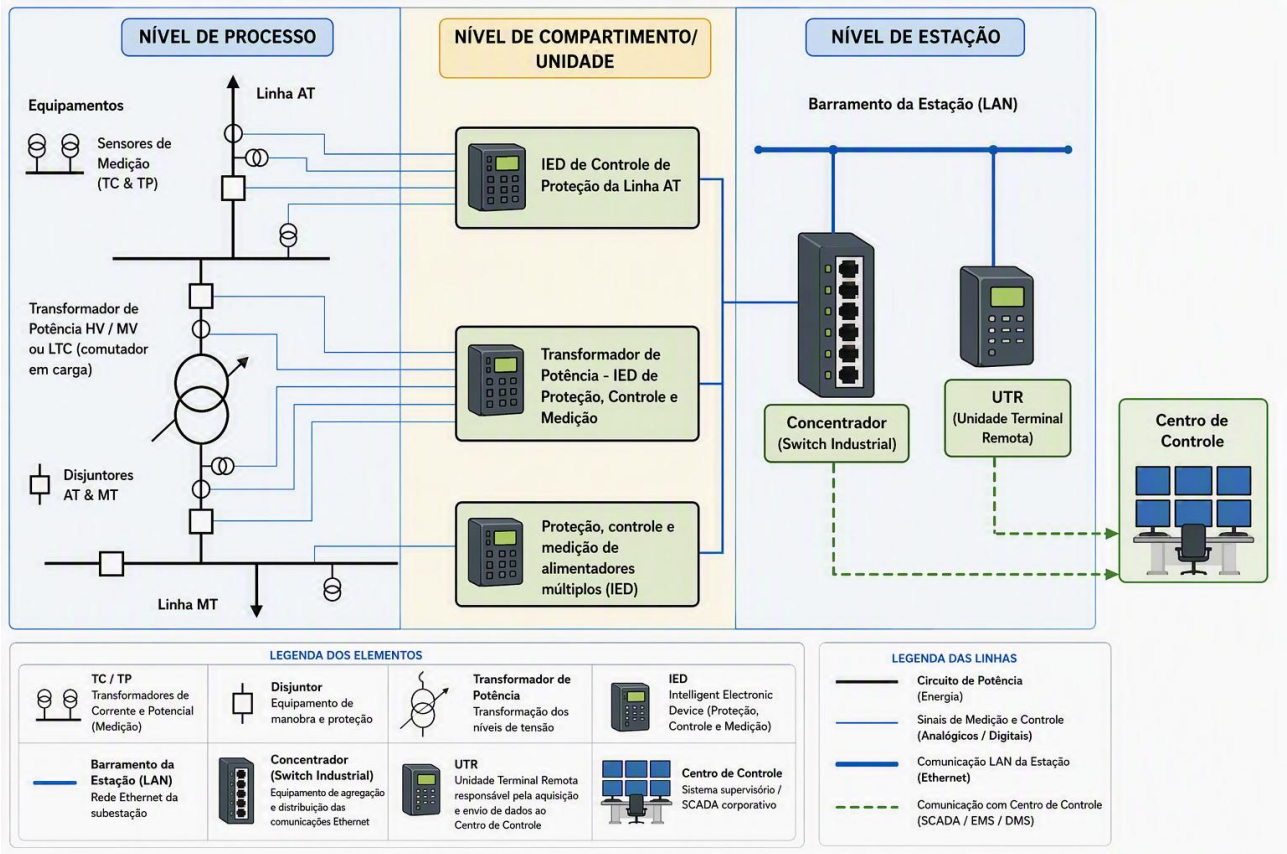


Figura 11 - Configuração do Sistema de Proteção e Controle de Subestações

O SPCS deve considerar a instalação de sistema de tele proteção que será executado através de conexão relé-a-relé via OPGW, fibra óptica ou link de rádio. Caso o relé de proteção do terminal remoto associado a este empreendimento seja incompatível, o mesmo deve ser substituído por um adequado. Os serviços associados devem estar incluídos no fornecimento.

Os níveis de processo e de estação são interligados por uma rede de alta velocidade de comunicação, que é o barramento de estação. A estrutura física deste barramento consiste em um arranjo ao qual as portas de todos os IEDs são conectadas. Através deste barramento, é possível realizar consultas, comandos e medidas em todos os dispositivos em uma sequência pré-definida, mas também será possível que haja a comunicação espontânea partindo de diferentes IEDs. Esta rede funcionará mediante o uso de mensagens cliente/servidor MMS para comunicação entre dispositivos no nível de vão e de estação (comunicação vertical), e por MMS mais GOOSE para comunicação entre dispositivos no nível de vão (comunicação horizontal). Adicionalmente poderá ser utilizado o protocolo de comunicação DNP3 (para sistema supervisório). Deve ser avaliado a adequação dos tempos envolvidos nos processos de comunicação dos dispositivos do SPCS em relação à resposta desejada do sistema frente a falhas e surtos no SEP para preservar a condição física de equipamentos e mitigar risco a vida.

7.6.1 Sistemas de Automação

O SPCS a ser implementado nas subestações deve ser tal que atenda às funcionalidades apresentadas na seção 7.1. O SPCS deve possuir uma arquitetura funcional com os seguintes níveis:

- Nível 0: nível equipamento;
- Nível 1: nível de posição (vão);
- Nível 2: nível de subestação;
- Nível 3: nível de SCADA do Controle/Operação Remoto.

No nível 0, o comando do equipamento se faz em modo Local com os dispositivos de comando disponíveis nos gabinetes de comando de cada equipamento primário (disjuntor, seccionador, transformador). Neste nível a seleção de operação em modo Local ou Remoto se realiza com chaves seletoras próprias de cada equipamento. A seleção do local nesse nível bloqueia todos os níveis superiores.

No Nível 1, o sistema contempla a instalação de IED, dois por vão. Os IEDs devem basear-se em tecnologia de microprocessador com operação em tempo real. As IEDs devem contemplar todas as funções relativas à operação de equipamentos de uma posição, tais como comandos de abrir-fechar, intertravamentos, aquisição de dados etc. Neste nível, a seleção de operação em modo LOCAL no IED ou em modo REMOTO se realiza com um seletor LOCAL/REMOTO no IED.

O Nível 2 deve cumprir as funções de controlar e monitorar todos os componentes da subestação, e realizar a comunicação local com o Nível 1 e remota com o Nível 3. O Nível 2 deve ser composto de, no mínimo, os seguintes componentes e subsistemas:

- Unidades de Controle da Subestação (Concentradores/Gateway/Computadores industriais);
- Microcomputador realizando a função de IHM, com teclado, mouse e monitor;
- Rede local.

O controle realizado em forma local na subestação deve ser a partir da IHM, ao estar o SPCS no modo SED (Subestação de Distribuição) ou “Local”. Para operar a partir desse nível, os seletores “Local-Remoto” de

cada equipamento devem estar em “Remoto”, e o seletor “LOCAL/REMOTO” da IED deve estar em modo “REMOTO”.

O Nível 3: Neste nível o controle se realiza remotamente, a partir do Centro de Operação mediante um sistema supervisório. Neste caso o SPCS deve estar no modo COS ou remoto. Deve-se implementar os níveis 1 e 2, e garantir uma perfeita integração destes com os Níveis 0 e 3.

7.6.2 Sistema de Proteção

Os sistemas de proteção devem ser projetados para monitorar a operação de uma rede elétrica e iniciar ações automaticamente para impedir e limitar a extensão e a duração das interrupções de serviço devido a falhas ou condições potencialmente anormais. O sistema de proteção da subestação deve atender as premissas dispostas nesta especificação e, quando disponível, os equipamentos de proteção devem ser conforme especificações globais. Sistemas de proteção devem considerar pelo menos as seguintes características:

- Confiabilidade: as proteções devem detectar e isolar as falhas e operar onde apropriado;
- Seletividade: as proteções devem discriminar entre condições normais e anormais do sistema em coordenação com outras proteções;
- Velocidade: as proteções devem operar rapidamente para minimizar a duração da falha e os danos ao equipamento e restaurar o sistema rapidamente de acordo com a seletividade definida;
- Sensibilidade: as proteções devem ser capazes de detectar a falha de nível mínimo (falha de corrente/tensão) na zona protegida.
- Requisitos adicionais decorrentes da interação da subestação com outros agentes do SEP, e requisitos aplicáveis conforme órgão regulador ou por demandas de agentes externos.

Os dispositivos IED que desempenham as funções de proteção devem dispor de auto supervisão contínua e de autodiagnóstico para detectar falta de bateria, falhas físicas e lógicas, com indicação local e remota de indisponibilidade do relé. Os dispositivos de controle permitem operar remotamente o equipamento no nível da subestação (por exemplo, disjuntores, seccionadores motorizados, comutadores de derivação em carga e outros), desempenhando todas as funções de proteção e controle necessárias. Sua tecnologia digital permite a troca bidirecional de informações (interoperabilidade).

O IED permitirá a implementação de lógicas de controle, considerando as diferentes variáveis disponíveis em cada uma delas. No mínimo, as lógicas de controle que os dispositivos devem considerar são:

- Diagnósticos de autodiagnóstico de sua operação e condições anormais;
- Supervisão de transdutores de tensão e corrente;
- Supervisão e monitoramento da posição de controle (por exemplo, disjuntores, interruptores, fonte de alimentação CA/CC);
- Abertura/Fechamento de disjuntores ou outro equipamento localmente ou remotamente.
- Outras funções lógicas ou de controle podem ser solicitadas para os diferentes equipamentos da subestação, dependendo da especificidade de cada subestação.

A rede de comunicação deve ser baseada em uma rede LAN (barramento da estação). A quantidade de entradas e saídas digitais é indicada nas especificações técnicas dos dispositivos que devem ser dimensionados para que atendam à quantidade de pontos para que todas as lógicas necessárias sejam implementadas. Os dispositivos e o sistema de controle e proteção devem permitir acesso remoto para atividades de manutenção, apresentando registro temporário (oscilografia), registros de eventos e falhas e parâmetros de proteção.

A chave Local/Remoto existente nos equipamentos de disjunção em nenhuma condição deve bloquear ou inibir as funções de proteção do relé associado, impedindo que este envie comando de abertura para o disjuntor. A função de falha do disjuntor (50/62BF) deve permitir sua ativação/desativação por completo e ser implementada entre as IEDs. Neste sentido, quando da desativação dessa função, o relé não deve permitir que qualquer evento associado a falha no sistema de abertura do disjuntor venha a ativá-la causando a abertura do disjuntor de retaguarda indevidamente.

O relé de sobrecorrente associado ao disjuntor geral de alta tensão deve enviar o sinal de trip diretamente para o disjuntor geral, sem intermédio do esquema lógico de transferência (43). Todos os relés devem apresentar os registros cronológicos de eventos na ordem decrescente de tempo, ou seja, do mais recente para o mais antigo. Os relés que contemplam as funções de neutro sensível (50/51NS) e neutro convencional (50/51N) devem permitir a inibição destas funções de forma independente. Vale salientar que a inibição destas funções deve ser possível tanto em modo local como remoto. Os relés com a função de localização de falta ativam devem enviar medida analogia de distância para os níveis 2 e 3.

Todos os relés que contemplam a função de religamento (função 79) devem estar aptos para enviar comando de abertura e religamento, cumprindo todo o ciclo de religamento do equipamento de disjunção associado. Todos os relés devem contemplar medições de correntes trifásicas e de neutro (A), correntes do último curto-circuito trifásicas e de neutro (A), tensões trifásicas e de neutro (V), e grandezas calculadas: potência ativa (W), potência reativa (VAr), energia reativa (VAr/h), energia ativa (Wh), fator de potência e oscilografia, conforme requerido nas Especificações de Relés de Proteção – IEDs.

Para as subestações com barra dupla, os vãos protegidos através de disjuntores devem ser de tal forma que a atuação da proteção ocorre através de um esquema (físico ou lógico) de transferência da proteção (função 43). A função de transferência da proteção pode assumir um dos seguintes estados: Normal (N) e Transferida (T). Se o comando de abertura enviado pelo relé encontra a função 43 no estado N, o relé atua diretamente sobre o disjuntor principal. Caso a função 43 esteja na posição ET, o sinal de abertura é enviado para o disjuntor principal e para o disjuntor de transferência, e quando a função 43 está na posição T, o sinal enviado comanda a abertura somente do disjuntor de transferência. A função 43 pode ser implementada através de meio físico, mas deverá ser preferencialmente implementada através de lógica entre as IEDs para os vãos de entrada e saída de linha de alta tensão e para os vãos dos transformadores.

A arquitetura do sistema de proteção mostrada na Figura 12 apresenta os princípios gerais dos recursos de projeto de proteção do SPCS para uma subestação AT/MT.

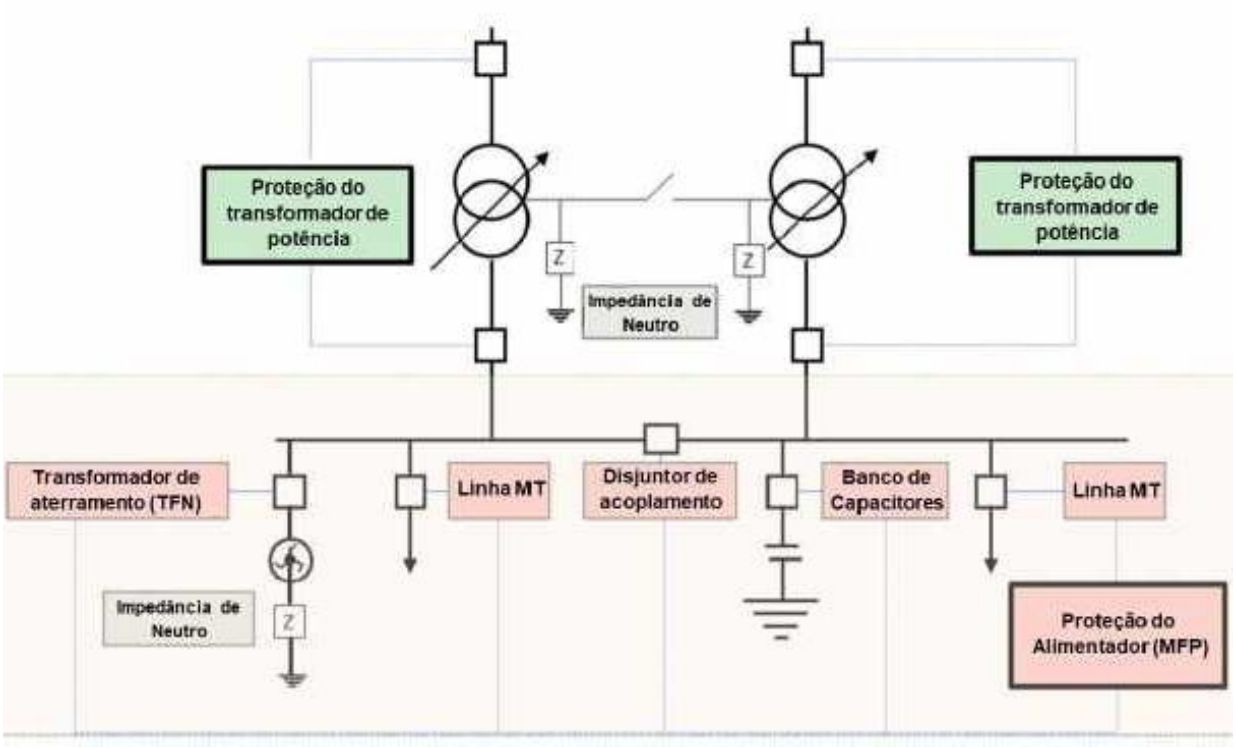


Figura 12 - Principais dispositivos de funções de proteção para uma subestação AT/MT

A Figura 12 mostra os dispositivos de proteção associados aos disjuntores da subestação AT/MT. A arquitetura de proteção será uma referência para novos projetos e pode ser complementada com equipamentos ou funções exigidas pelos regulamentos locais. Os esquemas das subestações AT/MT com um (1) ou dois (2) transformadores de potência considera a mesma filosofia e dispositivos. Para outros leiautes de subestações, como subestações AT/AT, AT/MT ou MT/MT, devem ser observados, quando possível, as diretrizes aqui indicadas, além de outras necessárias conforme especificidade de cada subestação.

Os dispositivos de proteção e controle para subestações AT/MT correspondem ao seguinte:

a. Proteção de entradas e saídas de linhas AT;
b. Proteção do transformador de potência;
c. Proteção do barramento de MT e dos alimentadores;
d. Proteção dos bancos de capacitores AT/MT.
e. Proteção do serviço auxiliar;

Esses dispositivos, quando apropriado, devem atingir a definição de equipamento de proteção de acordo com as partes da IEC 60255, e/ou protocolo padrão de comunicação IED de acordo com as partes da IEC 61850. O uso do padrão de comunicação IEC 61850 (protocolos MMS e GOOSE) e DNP3 permite alcançar a interoperabilidade entre os vários dispositivos (IEDs) instalados na subestação. Além disso, a norma IEC

61850 permite o conceito de "Ampliação Digital da Subestação Primária" (ADSP), no caso de funções avançadas (por exemplo, seleção inteligente de falhas).

Na proteção de transformadores, é necessário utilizar um controlador de transformador e um equipamento de interface inteligente (monitor) entre o transformador e o sistema de controle/proteção da SED.

a) Proteção das Entradas/Saídas de Linha de AT

As proteções AT referem-se aos disjuntores das linhas AT (line in – line out, ou seja, LILO) e outros componentes AT. Se os disjuntores da linha AT fizerem conexão direta com a transmissora de energia ou instalações de geração de energia, as proteções da linha AT devem cumprir os requisitos da transmissora de energia e/ou os regulamentos locais obrigatórios. A arquitetura de proteção AT deve incluir um dispositivo de proteção de backup adicional, pois um nível de proteção primário e um secundário devem ser implementados. Outras possíveis topologias especiais devem ser projetadas caso a caso (por exemplo, proteção de barra de barramento 87SB no caso especial de vários barramentos ou linhas de alta tensão). O sistema de proteção adotado para entradas de linhas de AT deve contemplar entradas analógicas suficientes, conforme características do projeto da SED.

Os IEDs multifunção (principal e alternada) da entrada/saída de linha enviam comando de abertura para o disjuntor de entrada de linha. Na subestação AT/AT com dois barramentos de AT, os IEDs também podem enviar comando de abertura para o disjuntor de transferência de acordo com o estado da função 43 (N, ET, T). A função 87L, quando habilitada, funciona como proteção principal e a habilitação desta só pode ser efetivada quando no outro terminal da linha também houver a função 87L disponível, devendo o relé ser do mesmo modelo e fabricante em ambos os terminais.

- Devem ser utilizadas as funções de distância (21) e sobrecorrente direcional de fase (67) e neutro (67N), em ambas as cadeias de proteção (principal e alternada) com tele proteção, sendo a função de distância (21) considerada a função principal para defeitos fase-fase e a função 67 a função de retaguarda.
- Para proteção de barras é preferencial o uso da proteção diferencial de barras (87B), tendo como segunda opção as proteções de sobrecorrente (50/51 e 50/51N). Para os casos de subestações de interligação, o uso do diferencial de barras (87B) é mandatório.
- A função falha de disjuntor (50/62BF) existente no IED deve enviar sinal de trip para os disjuntores que são fonte de alimentação da falha na linha e enviar para o terminal remoto (quando a tele proteção for utilizada), utilizando a função de transferência de proteção associada aos disjuntores.

b) Proteção do Transformador de Potência

Os transformadores de potência das subestações são protegidos através das proteções intrínsecas que fazem parte do projeto do transformador, dentre elas:

- Relé de temperatura do óleo (26);
- Relé de temperatura do enrolamento (49);
- Relé de ruptura de membrana (RM);
- Relé de gás (63);

- Válvula de alívio de pressão (63A);
- Relé de pressão do CDC (63C);
- Relé de nível do óleo (71);
- Relé do fluxo de óleo do CDC (80);
- Relé de regulação do OLTC (90).

Outras funções podem ser habilitadas neste relé, conforme características do projeto da SED. As proteções intrínsecas devem enviar trip de alta velocidade e atuar sobre o relé de bloqueio. O relé de bloqueio (função 86), quando recebe sinal de trip de uma proteção principal, exerce a função de comandar a abertura dos disjuntores associados e ao mesmo tempo bloquear o fechamento destes disjuntores. O relé de bloqueio deve ser do tipo biestável ou biestável lógico com recurso para reset local e remoto. As proteções térmicas do transformador são exercidas por uma unidade microprocessada denominada monitor de temperatura. O monitor de temperatura contempla o relé de temperatura do enrolamento (função 49) e o relé temperatura do óleo (função 26). Este monitor deve conter, no mínimo, os seguintes contatos para cada função:

- A função de temperatura do óleo deve estar associada a, no mínimo, duas saídas digitais configuradas em função da classe térmica do transformador.
- A função de temperatura do enrolamento deve estar associada a saídas digitais configuradas e os estágios de acionamento dos ventiladores e alarmes devem estar conforme características do projeto da SED. Estas saídas digitais devem ser configuráveis em função da classe térmica do transformador.

O relé de indicação de nível do óleo (função 71) deve apenas gerar alarme para nível alto de óleo (1º Estágio) e para o nível baixo de óleo (2º Estágio). As proteções intrínsecas do transformador serão aquisitadas por uma unidade microprocessada que também será responsável pelo monitoramento e comando do comutador de TAP sob carga (OLTC). A indicação de posição do TAP do transformador deverá estar integrada aos níveis 2 e 3, assim como o comando manual de subida e descida do TAP. As medidas de temperatura de óleo e do enrolamento devem integradas aos níveis 2 e 3.

Os vãos de transformação das SED são protegidos através das proteções definidas conforme características do projeto da SED. O sistema de proteção do vão de transformação deve contemplar um relé com as funções diferencial e sobrecorrente multifunção protegendo a zona entre os TCs de bucha de AT e MT do transformador de potência. Dependendo do arranjo, utiliza-se proteção diferencial estendida. O relé diferencial recebe sinal de corrente dos TCs instalados nas buchas de AT e MT (fase e neutro) do transformador de potência.

c) Proteção do barramento de MT e alimentadores

A seção de média tensão da subestação está dividida em duas zonas de proteção, protegidas por relés distintos. A primeira zona, que abrange o trecho entre as buchas de média tensão do transformador até o disjuntor geral, está protegida através das funções de sobrecorrente (50/51, 50/51N e 51G) do relé diferencial. No IED multifunção que protege a segunda zona de proteção, responsável pela proteção da barra principal de média tensão, devem ser disponibilizadas, no mínimo, as seguintes funções:

- Funções sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase;
- Funções instantâneas (50N) e temporizada (51N) de neutro;
- E a função de falha do disjuntor (62BF).

Outras funções podem ser habilitadas neste relé, caso a unidade de estudo da proteção e operação do sistema considerar conveniente. O relé deve dispor de recursos para a implementação de um esquema de seletividade lógica para bloqueio das funções instantâneas associadas ao disjuntor geral de média tensão vinculada ao pick-up dos relés dos alimentadores. Este esquema é implementado através de mensagens GOOSE entre os relés citados anteriormente. As funções de proteção deste relé devem atuar diretamente sobre o disjuntor geral de média tensão.

O sistema de proteção adotado nas saídas dos alimentadores de distribuição das SED deve contemplar um IED multifunção, recebendo sinal de corrente dos TCs instalados no alimentador e sinal de tensão dos TPs instalados na barra de média tensão. Os alimentadores das SED são protegidos através das proteções definidas conforme características do projeto.

As seguintes funções devem ser implementadas para controle para disjuntores MT nos seguintes compartimentos: Linhas de MT; acoplador de disjuntores; Bancos de capacitores (incluindo correção do fator de potência); Controle TFN. Se possuir a proteção de detecção de arco elétrico embarcada no bay, deverá ter a função de trip via mensagens GOOSE para a abertura das fontes e bloqueios de fechamento destas, até o reset manual desta função. Esta proteção deve estar integrada ao sistema no Nível 2 e Nível 3.

O IED multifunção da saída de alimentador deve enviar comando de abertura diretamente para o alimentador. O relé deve dispor de recursos para a implementação de um esquema de seletividade lógica para bloqueio das funções instantâneas associadas ao disjuntor geral de média tensão vinculada ao pick-up dos relés dos religadores. Este esquema é implementado através de mensagens GOOSE entre os relés citados anteriormente. A seletividade lógica deve estar associada a função de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada de fase (51) e instantânea e temporizada de neutro (50/51N), definidas conforme características do projeto da SED. Estas funções devem enviar um sinal para o relé de retaguarda, através do esquema de seletividade lógica inibindo a atuação das funções de sobrecorrente do relé de retaguarda, sempre que as funções de sobrecorrente do relé de alimentador iniciarem sua atuação. A função falha de disjuntor (62BF), existente neste relé, deve enviar sinal de trip para o(s) disjuntor(es) geral de barra de média e/ou para o disjuntor de transferência e de interligação de barra. As funções de proteção de linha MT devem ser definidas conforme as características e os requisitos do projeto da SED.

d) Proteção dos bancos de capacitores

O sistema de proteção adotado para bancos de capacitores das subestações deve ser definido conforme características do projeto da SED.

O sistema de proteção adotado nos bancos de capacitores das subestações deve contemplar um relé de sobrecorrente multifunção, recebendo sinal do TC de desequilíbrio do banco e dos TCs associado ao disjuntor sinal de tensão dos TPs instalados na barra de média tensão. Outras funções podem ser habilitadas neste relé, caso a unidade de estudo da proteção e operação do sistema considerar conveniente.

O relé de sobrecorrente multifunção do banco de capacitor deve enviar comando de abertura diretamente para o disjuntor do banco. A função falha de disjuntor (62BF), existente neste relé, deve enviar sinal de trip

para o(s) disjuntor(es) geral de barra de média e/ou para o disjuntor de transferência e de interligação de barra. A função 61 recebe sinal do TC de desequilíbrio do banco de capacitores e envia comando de abertura e bloqueio (86) para o disjuntor. As funções de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase, funções instantâneas (50N) e temporizada (51N) de neutro, recebem sinal do transformador de corrente associado ao disjuntor do banco, mas também envia comando de abertura e bloqueio (86) para este disjuntor.

e) Proteção do serviço auxiliar

A proteção do serviço auxiliar deve considerar o dimensionamento da proteção do transformador de serviço auxiliar – TSA MT/BT e de cada um dos circuitos CA e CC de baixa tensão. O projeto da proteção do serviço auxiliar deve considerar as necessidades e funcionalidades para o pleno funcionamento das fontes redundantes de CA e CC. A proteção dos circuitos BT CC e CA devem ser dimensionados conforme normas aplicáveis e dispositivos ou kits de proteção de surto devem ser implementados onde necessário para a proteção dos equipamentos.

Deverá haver um cubículo específico para cada TSA, sendo que o transformador do serviço auxiliar também deverá possuir chave fusível para proteção e conexão em seu primário. O cubículo deve contemplar um relé de sobrecorrente multifunção, que permita a implementação de todas as funções necessárias para o pleno funcionamento do serviço auxiliar e seus automatismos.

7.6.3 Automatismos e intertravamentos

A seguir são apresentadas as características relacionadas aos automatismos e intertravamentos. Entretanto, deverão ser consideradas as particularidades e os requisitos específicos do projeto da SED.

Outros intertravemos podem ser definidos em exceção aos descritos nesse documento desde que que seja realizado com a concordância da central de operações e Unidade Local.

- **Religamento automático**

Os relés de proteção das saídas de AT e MT devem ter a função de religamento. O relé deve permitir habilitar/desabilitar esta função por tele controle. O religamento automático somente deve ser iniciado por ação da proteção e após a confirmação da abertura efetiva do disjuntor, constituindo-se na ação do fechamento automático do disjuntor, após decorrido o tempo morto pré-ajustado e sujeito a intertravamentos para efetivação do equipamento. Deve ser dotado de rotina operacional programável local e remotamente para as seguintes condições de religamento fora de serviço e de religamento em serviço.

Deve ser possível executar ciclos de religamento com faixas de ajuste de tempo. O relé deve permitir ajustar o tempo “morto” de qualquer ciclo de forma independente. Após a realização dos ciclos de religamentos programados, religador deve acionar um temporizador de reset ajustado de 5s a 60s dentro do qual o religamento não mais será executado. As configurações dos modos de religamento, valores dos tempos mortos e forma de operação do religamento, devem ser realizadas através do nível 1, 2 ou 3.

O religamento deve ser bloqueado sempre que houver defeito no disjuntor, como por exemplo, baixa pressão do gás isolante etc., como também na atuação de proteções que sejam impeditivas a reenergização da linha ou do alimentador, como por exemplo, falha no disjuntor. É necessário o bloqueio do comutador do transformador em falhas na rede de média tensão. Essa proteção situa-se na casa de comando.

O religamento deve ser bloqueado também quando o disjuntor for aberto manualmente pelo operador, após o tempo ajustado, nas energizações de linhas com ou sem defeito presente. Um contador nos dispositivos deve ser previsto para o registro do número de religamentos efetuados.

- **Falta Geral**

O SPCS deve dispor de um automatismo que em caso de falta geral pode, a critério da área de operação da Enel, comandar a abertura automática de todos os equipamentos de disjunção dos alimentadores e banco de capacitores. Considera-se falta geral quando não há sinal de tensão e corrente no barramento secundário do transformador. Este automatismo deve ser implementado através da função de Subtensão (27) existente nos IEDs de alimentadores e bancos de capacitores.

A função de Subtensão (27) somente deve ser ativada após o SPCS verificar e confirmar a existência de uma falta geral na média tensão da subestação. A função de Subtensão (27) somente deve ser ativada se for confirmada a falta de sinal de tensão alternada no secundário do Transformador de Potencial do barramento MV e a falta de sinal de corrente no secundário do Transformador de Corrente da entrada do barramento. Esta lógica deve levar em consideração a configuração com barra aberta e barra fechada.

- **Reposição do Sistema**

O SPCS deve dispor de um automatismo para reposição do sistema elétrico da subestação com escalonamento temporal, de modo automático ou manual, a critério do órgão de operação da Enel. Este automatismo deve ser configurável pelo usuário. Deve ser executado atendendo os seguintes passos:

  - Preparar a posição do comutador de TAP dos transformadores antes do início da reposição das cargas;
  - Após a entrada de cada carga, o SPCS deve verificar o nível de tensão no barramento de 15 kV. Caso o SPCS verifique que a tensão no barramento esteja inferior ao valor de referência pré-estabelecido, o SPCS deve comandar a entrada de um Banco de Capacitores.

- **Alívio de Carga**

O SPCS deve prever esquemas de alívio de carga, de forma a propiciar o corte de alimentadores, conforme o escalonamento definido pela operação. Usualmente, estes esquemas de alívio de carga podem ser denominados localmente por ERAC, Esquema de Controle de Emergência dentre outros. Os esquemas podem estar inseridos em um contexto que envolva outras subestações e agentes externos interligados ao SEP. Assim, este automatismo deverá considerar todos os requisitos que se espera da subestação e seus IEDs nas situações de alívio de carga. O automatismo deve ter a flexibilidade para funcionar tanto para barra aberta como para barra fechada:

  - Mínimo/máximo de tensão;
  - Mínimo frequência;
  - Através da monitoração das correntes de pick-up das proteções de barra.

- **Controle para Banco de Capacitores**

Deverá ser implementado automatismos para controle de banco de capacitores com, no mínimo, as seguintes características:

- Disponibilizar recursos para comandar até quatro bancos de capacitores por barra;
- Permitir habilitação em modo automático ou manual;
- Permitir realização de automatismo através de concentrador (SCADA local);
- Ser configurável;
- Permitir habilitar ou desabilitar qualquer dos bancos de capacitores de forma independente;
- Dispor de portas de comunicação suficientes para controlar, aquisitar e parametrizar local e remotamente;
- Permitir programação da sequência de operação de Entrada/Saída de bancos de capacitores, conforme exemplos abaixo:
  - 1234: todos os capacitores com o mesmo valor e a entrada da esquerda para direita;
  - 4321: todos os capacitores com o mesmo valor e a entrada da direita para esquerda;
  - 1111: todos os capacitores com o mesmo valor e a entrada é ordenada pelo número de comutação de cada estágio. O capacitor que menos sofreu comutação deve ser o próximo a ser ligado ou desligado;
  - Outras sequências para casos de bancos de potência diferentes conectados mesma barra;
- Configuração da potência dos bancos de capacitores: Faixa de Variação – 0 a 10,8 MVAr;
- Disponibilizar os registros das operações de cada Banco de Capacitores, de forma a permitir identificar o número de comutações de cada Bancos de Capacitores e zerar as comutações, quando desejado;
- Permitir selecionar a conexão e as relações de transformação dos Transformadores de Potencial;
- Permitir selecionar as relações de transformação dos Transformadores de Corrente;
- Possuir entrada de bloqueio de operação no caso de atuação da proteção dos bancos de capacitores e de proteção da barra de MT;
- Permitir controlar o banco de capacitores por tensão, fator de potência, potência reativa ou tempo.

- **Controle de Transformadores de Potência das Subestações**

Todos os transformadores dispõem de comutador de derivação em carga para regulação de tensão. Os comutadores de derivação sob carga podem ser configurados para serem comandados de modo manual ou automático. A forma normal de operação deve ser a regulação automática de tensão. A configuração da opção

regulação automática/manual deve ser permitida a partir do COS ou da subestação. Estando a regulação em modo manual, deve ser possível subir/baixar derivações a partir do COS ou da subestação. Os transformadores dispõem de um medidor de temperatura que permite o controle automático da ventilação dos transformadores. Esta deve ser a forma normal de operação. No entanto, também deve ser possível forçar a ventilação a partir do COS. Esta opção permite aos operadores comandar a ventilação forçada de um transformador em forma antecipada, quando se prevê um aumento de carga. Os transformadores de potência podem ser energizados em AT com carga em MT desde que os bancos de capacitores estejam desenergizados. Isto é particularmente aplicável em algumas operações automáticas, tais como transferência de um circuito de alimentação em AT a outro circuito. A aplicação deste critério melhora os tempos de reposição frente a interrupções. As proteções do transformador devem ser implementadas conforme diagramas unifilares e os ajustes de proteção definidos de acordo com as características do projeto da SED. A indicação de posição do TAP do transformador deverá estar integrada aos níveis 2 e 3, assim como seu comando manual de subida e descida.

- **Tele controle da Subestação**

O tele controle da subestação deve ser realizado a partir do Centro de Controle do Sistema, para tanto deve estar incorporada a funcionalidade de tele controle no Sistema Integrado de Controle, Medição e Proteção. O SPCS deve dispor, no mínimo, de dois meios de comunicação.

7.6.4 Modos de operação e acionamento dos equipamentos

O Sistema permite três modos de funcionamento:

- **Modo de Observação**: Este modo deve permitir a visualização de diagramas unifilares, medidas, estado de equipamentos, alarmes e recuperação de eventos. Neste modo, mediante senha de acesso, deve ser possível acessar o programa de comunicação com as proteções;
- **Modo de Operação**: Este modo deve permitir que o operador possa realizar todas as funções inerentes a operação do sistema elétrico: comando de equipamentos; visualização de medidas; visualização e reconhecimento de alarmes e eventos; habilitação e desabilitação de automatismo; visualização e recuperação de registros e impressão de relatórios;
- **Modo de Administração**: Neste modo o SPCS estará configurado de forma que o administrador possa realizar as seguintes funções: construção de novas telas gráficas; manutenção no SPCS; apoio do sistema; desenvolvimento de novas aplicações de automatismo; troca de parametrização; configuração de base de dados; criação de símbolos; definição de relatórios diversos; desenvolvimento de programas de aplicação.

Os níveis são realizados por meio de dois barramentos de interconexão, barramento da estação e de processo: o barramento da estação interconecta todos os compartimentos com o nível de supervisão da subestação e carrega informações de controle como medição, intertravamento e operações. O barramento de processo interconecta IEDs dentro de compartimentos que realizam medições em tempo real para dispositivos de proteção e controle.

7.6.5 Sensoriamento da casa de comando da subestação

A Casa de Comando da Subestação deverá possuir sistema de monitoramento ambiental integrado ao Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS), permitindo a supervisão contínua das condições internas do ambiente e a geração de alarmes para operação e manutenção.

O sistema de sensoriamento deverá contemplar, no mínimo, os seguintes dispositivos:

a) Sensor de Fumaça

Deverão ser instalados sensores de fumaça apropriados para ambientes elétricos, destinados à detecção precoce de princípios de incêndio na Casa de Comando. Os sensores deverão possuir contato de saída para integração ao sistema supervisório ou comunicação digital compatível com a arquitetura adotada no projeto. A atuação do sensor deverá gerar, no mínimo:

- Alarme local;
- Sinalização no sistema supervisório da subestação;
- Registro de evento com data e hora;
- Disponibilização do alarme ao Centro de Operação por meio dos protocolos de comunicação DNP-3 ou IEC 60870-5-104.

A quantidade e o posicionamento dos sensores deverão atender às dimensões do ambiente e às recomendações do fabricante, garantindo cobertura integral da área monitorada.

b) Sensor de Temperatura

Deverão ser instalados sensores de temperatura para monitoramento contínuo das condições térmicas da Casa de Comando. Os valores medidos deverão ser disponibilizados para supervisão, armazenamento histórico e geração de alarmes configuráveis. Deverão ser previstos, no mínimo:

- Alarme de temperatura alta;
- Alarme de temperatura muito alta (crítica);
- Registro histórico das medições;
- Disponibilização das informações ao Centro de Operação.

Os limites de alarme deverão ser parametrizáveis e definidos conforme os requisitos operacionais do empreendimento e as recomendações dos fabricantes dos equipamentos instalados.

c) Sensor de Umidade Relativa

Deverão ser instalados sensores de umidade relativa do ar para monitoramento contínuo das condições ambientais internas da Casa de Comando. O sistema deverá permitir a supervisão em tempo real dos valores medidos e a emissão de alarmes quando os limites estabelecidos forem ultrapassados. Deverão ser previstos, no mínimo:

- Alarme de umidade elevada;
- Alarme de umidade excessiva (crítica);

- Registro histórico das medições;
- Disponibilização das informações ao Centro de Operação.

Os sensores deverão possuir precisão compatível com aplicações industriais e permitir integração ao SPCS por meio de sinais analógicos ou protocolos de comunicação compatíveis com a arquitetura do sistema.

d) Integração ao SPCS

Todos os sensores deverão ser integrados ao Sistema de Proteção, Controle e Supervisão, por intermédio de UTR, IED ou controlador de automação da subestação, conforme a arquitetura adotada. As informações de status, medições e alarmes deverão ser disponibilizadas ao sistema supervisório local e remoto, permitindo:

- Monitoramento em tempo real;
- Registro sequencial de eventos (SOE);
- Armazenamento histórico das grandezas monitoradas;
- Emissão de alarmes e notificações operacionais;
- Apoio às atividades de manutenção preditiva e operação da subestação.

A solução adotada deverá garantir elevada confiabilidade operacional e permitir futuras expansões sem necessidade de alterações significativas na infraestrutura existente.

7.7 Sistemas e equipamentos de medição de energia e balanço, faturamento

Como padrão, será adotada a medição nos 4 níveis: **Linhas de Transmissão**, **Transformador de Potência**, **circuitos alimentadores e circuito do Serviço Auxiliar**, sempre que possível, para atender as características distintas de perdas em região, que podem possuir linhas de transmissão e circuitos de distribuição extensos.

- **Linhas de Transmissão**

O padrão de medição de Linhas de Transmissão será com TC e TP de medição instalado no módulo híbrido, onde o medidor poderá ser instalado no painel de proteção LDAT.

- **Transformador de Potência**

O padrão de medição do Transformador de Potência será com TC e TP de medição instalado lado no secundário. O medidor será instalado no painel de medição da Subestação (casa de controle).

- **Circuito alimentador**

O padrão de medição de Circuito Alimentador será a utilização do TP instalado no barramento secundário do Transformador de Potência e a utilização do TC de proteção/medição do circuito. O Medidor será instalado no painel do circuito alimentador (conjunto blindado).

- **Circuito do Serviço Auxiliar (Transformador de Serviço Auxiliar)**

O padrão de medição de circuito do serviço auxiliar relacionado ao consumo próprio do barramento interligado aos transformadores de serviço auxiliar deve contemplar uma medição própria capaz de informar medidas para cálculos de consumos próprios da subestação. O medidor deve ser instalado no conjunto blindado associado ao transformador de serviço auxiliar.

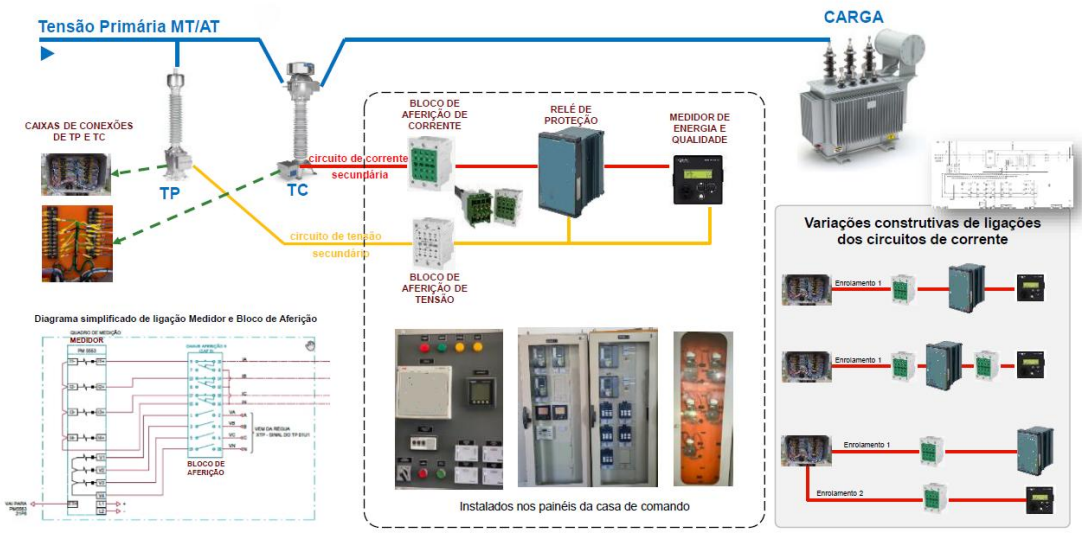


Figura 13 - Exemplo de conexão do sistema de medição

7.8 Instruções para elaboração do Projeto

Deverão ser confeccionados em formato A1, A2, A3 ou A4, com legenda padronizada da Enel os seguintes desenhos listados seguir:

a. Unifilar

Deve basear-se no anteprojeto e estar coerente com a planta geral da subestação no que diz respeito à disposição física dos equipamentos, barramentos e circuitos de entrada ou saída no terreno da subestação.

- Deve representar os circuitos dos transformadores de instrumento de corrente e potencial e equipamentos auxiliares, identificando os relés quanto a sua função (conforme norma NBR 5175) e indicar as principais linhas de atuação e intertravamento de proteção, indicando ainda características de operação tais como transferência automática, religamento automático. Deve representar os equipamentos, com respectivas redes de comunicação, acessórios e linhas de atuação;
- Os circuitos de entrada e saída deverão ser identificados, exceto os circuitos de distribuição.
- Deve indicar as características dos diversos equipamentos instalados (disjuntores, transformadores, transformadores de corrente, transformadores de potencial,) tais como

identificação Enel (número), quantidade, fornecedor, tipo, tensão corrente, potência (capacidade), nº do dossiê etc. A identificação (a numeração dos disjuntores, transformadores, barramentos deverão ser feitas de acordo com orientação fornecida pela Enel).

- Para transformadores de força, banco de capacitores, transformadores de corrente e transformadores de potencial, estes devem ser indicados no diagrama de ligação.

b. Trifilar

- Deve basear-se no unifilar e estar coerente com a planta geral da estação no que diz respeito à posição física dos equipamentos barramentos e circuitos de entrada ou saída no terreno da estação.
- Deve identificar os circuitos de corrente, potencial, controle e auxiliares indicando as ligações de relés, links, fusíveis, medidores, respectivos bornes, bornes terminais dos equipamentos e painéis;
- Deve indicar as características dos diversos equipamentos. Os disjuntores pertencentes ao conjunto blindado deverão ter, além das características acima requisitadas, a indicação do cubículo a que pertence.
- Deve representar os equipamentos digitais, com respectivas redes de comunicação e linhas de atuação.

c. Esquema

- Devem-se mostrar os circuitos de controle, proteção, alarmes, sinalização e serviços auxiliares baseados nos esquemas básicos fornecidos pela Enel.
- Deve indicar os bornes terminais dos painéis e equipamentos, onde exista interligação;
- As interligações entre bornes terminais de painéis ou equipamentos, deverão ser identificadas através de nomenclatura;
- Deve mostrar equipamentos como disjuntores, chaves faca motorizadas, delimitados por linha tracejada envolvendo os componentes básicos do equipamento.

d. Vistas

- Deve mostrar a disposição dos aparelhos na frente do painel;
- Deve adotar escala padronizada conforme orientação da Enel;
- Deve representar o barramento mímico (quando houver) de forma coerente com a disposição física da subestação;
- Deve indicar o contorno frontal externo dos aparelhos.
- Os aparelhos deverão ser dispostos de maneira a formarem um conjunto estético e funcional.
- Painéis, relés, medidores, chaves, links deverão ser identificados com etiquetas, indicando nestas, sua função, fase (neutro), finalidade;

- Sempre que possível os aparelhos deverão ser distribuídos entre os diversos painéis de acordo com as funções destes: manobra, proteção, serviços auxiliares, alarmes. Conforme conveniências poderão ser instaladas num mesmo painel aparelhos com funções diferentes, por exemplo, um mesmo painel contendo sistema de alarmes e sinalização;
- No caso de painel ser projetado para instalação junto com outros existentes na subestação, deve ser mantido o alinhamento dos barramentos mímicos e dos aparelhos (relés, chaves, links);
- Deverão ser confeccionados em folhas separadas, formato A3 ou A4, as listas do material contido nos painéis, bem como listas de etiquetas, plaquetas e anunciadores de alarme (se houver).

e. Fiação

- Deve representar as ligações elétricas entre componentes do painel de acordo com os trifilares e esquemas;
- As ligações entre os componentes deverão ser identificadas através do método de endereçamento;
- Toda a fiação destinada a interligar painéis, painel-equipamento, deve ser levada ao bloco de bornes terminais do respectivo painel;
- As ligações internas entre componentes deverão ser feitas com cabos isolados de cores padronizadas e seção nominal adequadamente, conforme função;
- Os aparelhos deverão ser representados de acordo com a disposição adotada na furação, conservando suas posições relativas, porém vistos do lado da fiação. A representação deve ser feita de modo a mostrar o componente o mais fiel possível quanto ao seu formato físico (formato, disposição dos bornes);
- Os bornes deverão ser agrupados de maneira a facilitar a ligação dos cabos, sendo que os agrupamentos dos circuitos de corrente deverão ser os mais inferiores do grupo de bornes do painel.
- Os bornes de blocos terminais deverão ser dispostos verticalmente nas laterais do painel, com exceção dos bornes com capacidade de corrente acima de 50A, os quais poderão ser instalados horizontalmente na parte inferior, conforme conveniência.
- Um dos lados do bloco de bornes terminais deve ser utilizado para fiação do painel e o outro para ligação dos cabos de interligação onde cada borne terminal deve ter ligado no lado da fiação no máximo de dois condutores.
- Um dos lados do bloco de bornes terminais deve ser utilizado para fiação do painel e o outro para ligação dos cabos de interligação onde cada borne terminal deve ter ligado no lado da fiação um máximo de dois condutores.
- Deverão ser previstas canaletas com dimensões convenientes independentes para passagem da fiação, cablagem e fibra óptica, com canaleta exclusiva, quando possível.

- Em cada painel deve ser previsto um circuito para iluminação e aquecimento, de acordo com o padrão Enel.
- Deverão ser colocadas etiquetas coladas, pintadas ou, quando não possíveis crachás no lado de trás do painel, com inscrição do código de fiação de cada componente (não colocar sobre o equipamento).
- O desenho de fiação de um painel, sempre que possível, deve estar representado numa mesma folha.

f. Lista de material

- Deverá ser apresentada lista de material com todos os componentes previstos no SPCS.
- A lista de material deverá ser segmentada por painel e uma lista completa do projeto, o qual deverá ser entregue em arquivo eletrônico editável (formato de texto Word e planilha Excel) e em formato pdf.

g. Cabeamento Elétrico

- Representar essencialmente as interligações, por meio de cabos, entre os bornes de painéis, painel-equipamento ou equipamento-equipamento. Exceção poderá ser feita neste desenho, caso seja necessário mostrar alguma alteração na fiação interna ou instalação de algum componente auxiliar no painel ou equipamento.

Esta exceção deve ser considerada apenas quando a alteração envolvida for pequena, caso contrário, esta alteração deve ser mostrada em um desenho complementar de fiação.

- Os cabos e seus condutores deverão ser identificados adequadamente.
- No caso de painéis ou cabinas as ligações dos cabos poderão ser representadas no desenho de fiação ou em desenho separado, conforme conveniência.
- Todos os blocos de bornes terminais pertencentes a um mesmo painel ou equipamento deverão ser identificados e delimitados por meio de linha cheia que abrangerá os bornes e outros componentes que porventura precisem ser representados.
- Os painéis e equipamentos deverão ter suas características principais indicadas, tais como: identificação, Fornecedor, potência, tensão, corrente, nº do dossiê.
- As ligações dos transformadores de corrente e de potencial de coluna deverão ser levadas a uma caixa de interligação de onde serão ligados os cabos de interligação.
- Nas caixas de interligação de transformadores de potencial deverá ser previstos disjuntores termomagnéticos para proteção com contato auxiliar para fase e neutro. Deverá possuir, adicionalmente, contato auxiliar para alarme de atuação de disjuntor térmico desarmado.

h. Cablagem óptica

- Deve representar essencialmente as interligações, por meio de cabos, entre os terminais de equipamento-equipamento entre cubículos. Esta exceção deve ser considerada apenas quando a alteração envolvida for pequena, caso contrário, esta alteração deve ser mostrada em um desenho complementar de fiação.
- Os cabos deverão ser identificados adequadamente.
- No caso de painéis ou cabinas as ligações dos cabos poderão ser representadas no desenho de fiação ou em desenho separado, conforme conveniência.
- Os painéis e equipamentos deverão ter suas características principais indicadas, tais como: identificação, Fornecedor, potência, tensão, corrente, nº do dossiê.

Listas de cabos

- Os cabos deverão ser relacionados, numerados e agrupados de acordo com sua função, obedecendo de um modo geral a seguinte ordem: alarmes, teles supervisão de alarmes, comando, telecomando, sinalização, tele sinalização, comunicação óptica, alimentação CC, alimentação CA, potencial, corrente, telemedição e iluminação do pátio.
- Os cabos deverão ser relacionados numa tabela em folha formato A3 ou A4.
- Deve ser prevista na listagem dos grupos por função uma reserva de espaço para acréscimo de outros cabos, levando-se em conta previsão de futuras ampliações.

8. ANEXOS

Este documento não possui anexos.

9. VISTOS

☐ **Quality Brazil**	☐ **Engineering Sup & Global St. Adoption Brazil**
Flavia da Silva Barauna Flavia Da Silva Barauna Signed by Flavia Da Silva Barauna Data: 29/10/2026 19:31:34 CET	Jonas Henrique Do Carmo Jonas Henrique Do Carmo Signed by Jonas Henrique Do Carmo Data: 05/11/2026 14:49:40 CET

CHARLES DE CAPDEVILLE
Signed by CHARLES DE CAPDEVILLE
Data: 05/11/2026 17:55:55 CET