

**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: Infraestrutura e Redes

## CONTEÚDO

1.	OBJETIVOS DO DOCUMENTO E ÁREA DE APLICAÇÃO .....	3
2.	GESTÃO DA VERSÃO DO DOCUMENTO.....	4
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 .....	15
7.2	EQUIPAMENTOS, MATERIAIS E ACESSÓRIOS PARA O SPCS .....	18
7.3	REQUISITOS OBRIGATÓRIOS A SEREM OBSERVADOS .....	19
7.3.1.	FIAÇÃO.....	19
7.3.1.1.	DISPOSIÇÃO DAS LIGAÇÕES DOS CONDUTORES NOS APARELHOS E BORNES (VISTA DE TRÁS) 19	19
7.3.1.2.	DISPOSIÇÃO E CORES DOS BARRAMENTOS DE SERVIÇOS AUXILIARES .....	19
7.3.1.3.	IDENTIFICAÇÃO DA FIAÇÃO DOS PAINÉIS .....	20
7.3.1.3.1.	FIAÇÃO NO MESMO PAINEL.....	20
7.3.1.3.2.	FIAÇÃO ENTRE PAINÉIS DIFERENTES .....	20
7.3.1.3.3.	IDENTIFICAÇÃO DA BITOLA E COR DOS CONDUTORES .....	21
7.3.1.3.4.	CONDUTORES A SEREM UTILIZADOS NA FIAÇÃO .....	21
7.4	SISTEMAS DE ALIMENTAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS.....	21
7.5	SEGURANÇA INTRÍNSECA .....	22
7.6	REQUISITOS MÍNIMOS PARA FUNÇÕES DE CONTROLE E PROTEÇÃO .....	23
7.6.1.	SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO .....	24
7.6.2.	SISTEMA DE PROTEÇÃO.....	25
7.6.3.	AUTOMATISMOS E INTERTRAVAMENTOS.....	35

**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: Infraestrutura e Redes

---

7.6.4.	MODOS DE OPERAÇÃO E ACIONAMENTO DOS EQUIPAMENTOS .....	39
7.7	SISTEMA DE SEGURANÇA PATRIMONIAL.....	39
7.7.1.	ALARME PERIMETRAL .....	40
7.7.1.1.	TIPO 1.....	40
7.7.1.2.	TIPO 2.....	41
7.7.2.	CFTV.....	42
7.7.2.1.	CFTV ANALÓGICO .....	42
7.7.2.2.	CFTV DIGITAL.....	43
7.7.3.	CONTROLE DE ACESSO .....	44
7.8	SISTEMAS E EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO DE ENERGIA E BALANÇO, FATURAMENTO .....	44
7.9	INSTRUÇÕES PARA ELABORAÇÃO DO PROJETO .....	45
8.	ANEXOS.....	49

RESPONSÁVEL POR GERENCIAMENTO DE PROJETOS & CONSTRUÇÃO BRASIL  
**Fernando Andrade**

**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: Infraestrutura e Redes

## 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 se aplica a Infraestrutura e Redes Brasil, na operação e distribuição Rio de Janeiro, Ceará e Goiás e São Paulo.

A presente política 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 torna-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, conforme a Instrução Operacional n. 3341 - Gerenciamento de Registro de Tratamento de Dados Pessoais 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, listados no item 4 deste documento.

**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: Infraestrutura e Redes

## 2. GESTÃO DA VERSÃO DO DOCUMENTO

Versão	Data	Descrição das mudanças
1	31/08/2022	Emissão da especificação técnica.

## 3. UNIDADES RESPONSÁVEIS PELO DOCUMENTO

Responsável pela elaboração do documento:

- Gerenciamento de Projetos & Construção Brasil

Responsável pela autorização do documento:

- Gerenciamento de Projetos & Construção Brasil
- Qualidade Brasil.

## 4. REFERÊNCIAS

- Procedimento Organizacional n.375 Gestão da Informação Documentada;
- Código Ético do Grupo Enel;
- Plano de Tolerância Zero à Corrupção;
- Enel Human Rights Policy;
- Enel Global Compliance Program (EGCP);
- Política do SGI;
- ISO 9001 - Sistema de Gestão da Qualidade;
- ISO 14001 - Sistema de Gestão Ambiental;
- ISO 45001 - Sistema de Gestão de Segurança e Saúde Ocupacional;
- ISO 50001- Sistema de Gestão de Energia;
- ISO 37001 - Sistema de Gestão Antissuborno;
- Policy n.344 - Application of the General Data Protection Regulation (EU Regulation2016/679) within the scope of the Enel Group.;
- Procedimento Organizacional n.1626 – Aplicação da Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais no âmbito das Empresas do Grupo Enel;
- Policy n.243 - Segurança da Informação;
- Policy n.33 – Information Classification and Protection.

**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: Infraestrutura e Redes

- Policy n.347 – Policy Personal Data Breach Management.
- Policy n.1042 – Gerenciamento de Incidentes de Segurança de Dados Pessoais;
- Instrução Operacional n.3341 – Gerenciamento de Registro de Tratamento de Dados Pessoais;
- Instrução Operacional n.3340 – Metodologia para Processo de Avaliação de Impacto na Proteção de Dados;
- Policy n.241 – Gestão de Crises e Incidentes Brasil;
- Policy n.25 – Management of Logical Access to IT Systems;
- Policy n.37 - Enel Mobile Applications;
- Procedimento Organizacional n.34 - Application Portfolio Management;
- Procedimento Organizacional n.35 - GDS Initiatives Planning and Activation;
- Procedimento Organizacional n.36 - Solutions Development & Release Management;
- Instrução Operacional n.944 - Cyber Security Risk Management Methodology;
- Policy n.28 – Global Infrastructure and networks HV, MV and LV network development technical criteria;
- Policy n.49 – Global Infrastructure and Networks HV/MV Substation Design Technical Criteria;
- Policy n.73 – Global Infrastructure and Networks HV/HV Substation Design Technical Criteria;
- Policy n.398 – Global Infrastructure and Networks - Design and construction for HV, MV, LV end customers connections;
- Policy n.478 – Global Infrastructure and Networks, Design of HV/MV Substations Protection and Control System;
- Policy n.482 – Global Infrastructure and Networks, Criteria for MV/MV Substations design;
- Operating Instruction N° 1865 – Global Infrastructure and Networks - Fire hazard prevention for HV/MV substations;
- Operating Instruction N° 2421 – Global Infrastructure and Networks, Construction Specification HV / MV substations “Liberty 1”;
- 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

**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: Infraestrutura e Redes

- GSCH002 Hybrid Modules;
- GETP111 – Global Energy Transition Standard Protection and control devices for HV/MV substation – Multi-functional Transformer Protection (MTP);
- GSTZ111 - Global Infrastructure and Networks Global Standard - Power Supply Station (PSS) for HV/MV Substation;
- GSTZ112 - Global Infrastructure and Networks Global Standard Power Switchgear and Controlgear assembly (PSC) for HV/MV Substation;
- Instrução Operacional n. 1482 – Critérios técnicos de projeto e construção de subestações AT/MT;
- Instrução Operacional n. 1483 – Critérios técnicos de projetos de subestação AT/AT;
- Especificação Técnica no. 289 - 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;
- CNS-OMBR-MAT-19-0409-EDBR-Padrão de Subestação ATMT com Eletrocentro;
- PM-Br 204.01.0 - 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;

**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: Infraestrutura e Redes

- 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.

## 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
CFTV	Circuito Fechado de TV
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.



**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: Infraestrutura e Redes

Siglas e Palavras-Chave	Descrição
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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;</li> <li>• 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 dessa pessoa, tais como foto, vídeo, imagens da face ou dados de impressão digital;</li> </ul> <p>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.</p>
ECE	Esquema de Controle de Emergência
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
PM&C-ES&GSA	Unidade de Engenharia SUP & Adoção ST



**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: Infraestrutura e Redes

<b>Siglas e Palavras-Chave</b>	<b>Descrição</b>
SCADA	Controle de Supervisão e Aquisição de Dados - Uma arquitetura de sistema de controle que usa computadores, comunicações de dados 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
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 Figura 1 e Figura 2 abaixo apresentam um exemplo de casas de comando que foram consideradas na elaboração deste documento.

**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: Infraestrutura e Redes

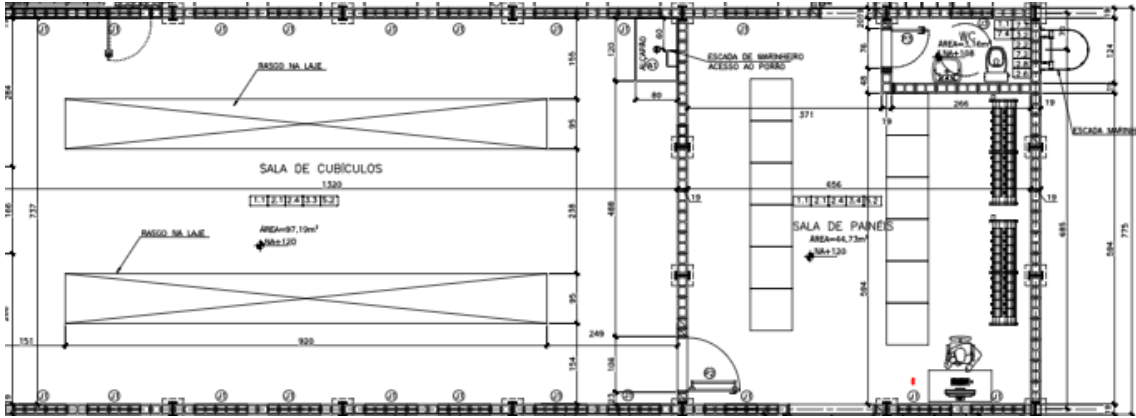


Figura 1 – Exemplo de casa de comando edificada com sala de cubículos e sala de painéis

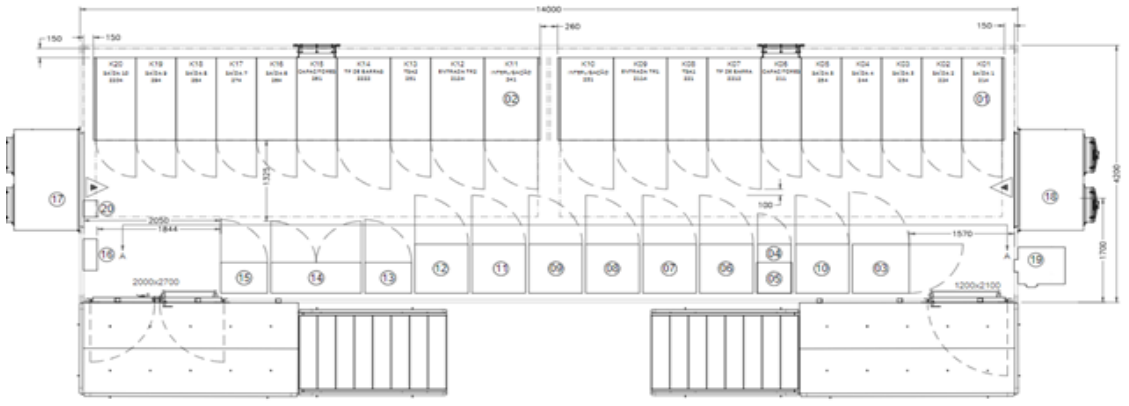


Figura 2 – Exemplo de casa de comando em container com cubículos e todos demais painéis

**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;

**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: Infraestrutura e Redes

- 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 e 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 relés e supervisor 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.

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 3 apresenta a arquitetura padrão a ser seguida para novas instalações, ao passo que a Figura 4 apresenta a arquitetura padrão para os casos de subestações existentes e que seja necessário o uso de distribuidores ópticos de campo e de bandeja.

**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: Infraestrutura e Redes

**ARQUITETURA PROPOSTA**

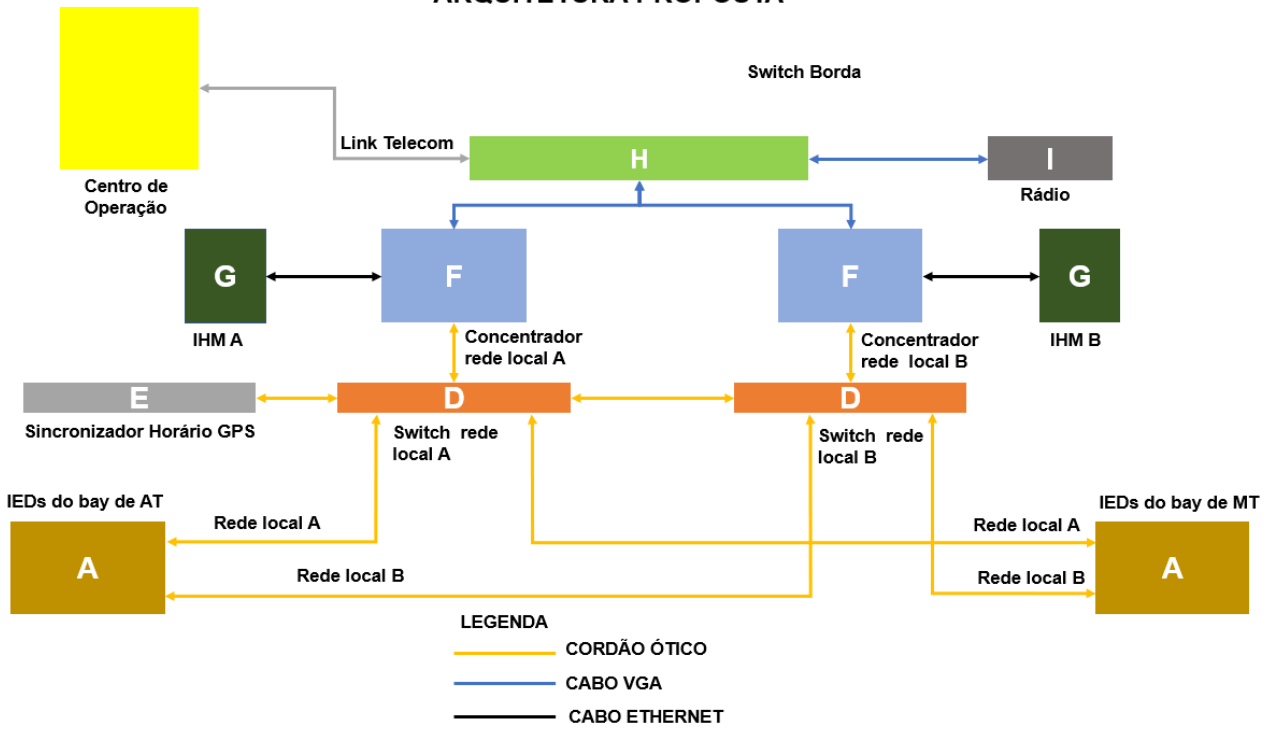


Figura 3 – Arquitetura proposta

**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: Infraestrutura e Redes

**ARQUITETURA PROPOSTA COM APLICAÇÃO DE DISTRIBUIDORES ÓTICOS**

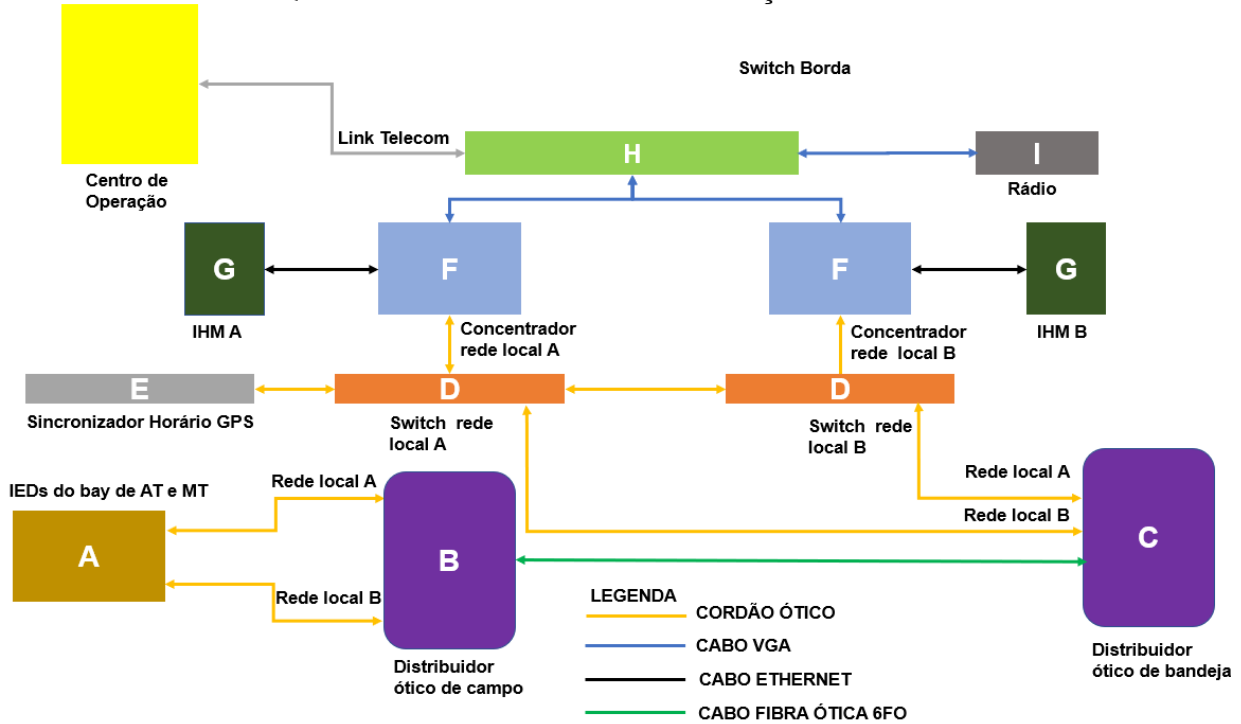


Figura 4 - Arquitetura proposta com aplicação de distribuidores ópticos

**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 5 abaixo. Esta conexão se dará através de fibra óptica.

**ARQUITETURA EM ESTRELA DUPLA**

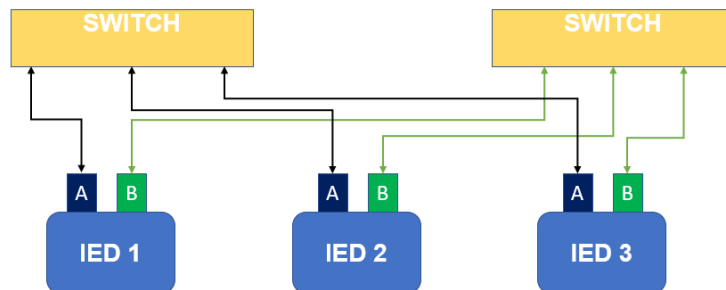


Figura 5 - Arquitetura em estrela dupla

**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: Infraestrutura e Redes

**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 3 ou 4 switches por rede, conforme listado abaixo.

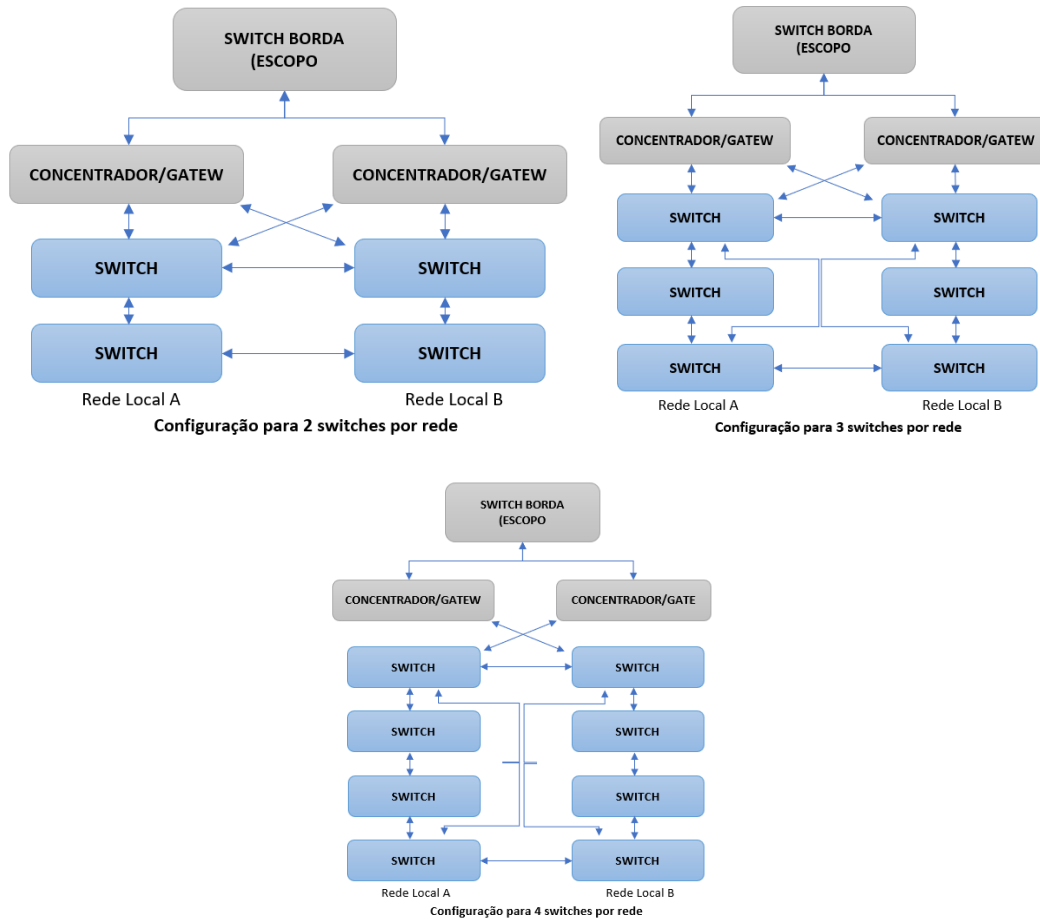


Figura 6 - Tipos de conexão de Switches

**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: Infraestrutura e Redes

## **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**

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

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

## **G. IHM**

O SPCS poderá possuir até 2 IHMs. Cada IHM deverá estar conectada através de cabo VGA a um concentrador. 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 dos 2 concentradores instalados para redundância do sistema.

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.

### **o 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 do canal de comunicação bem como as conexões com o link com Control Center e toda sua configuração.

## **I. Medidores**

Deverá possuir medições conforme capítulo 7.8 desta especificação.

### **7.1.2. Identificação e Posicionamento dos painéis**

Os painéis e equipamentos do SPCS deverão estar fisicamente alocados dentro da casa de comando. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** abaixo ilustra a quantidade e posição dos painéis. Os concentradores, switches, baterias, PSS, PSC, IEDs do transformador e linhas de AT serão instalados no setor de baixa tensão



**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: Infraestrutura e Redes

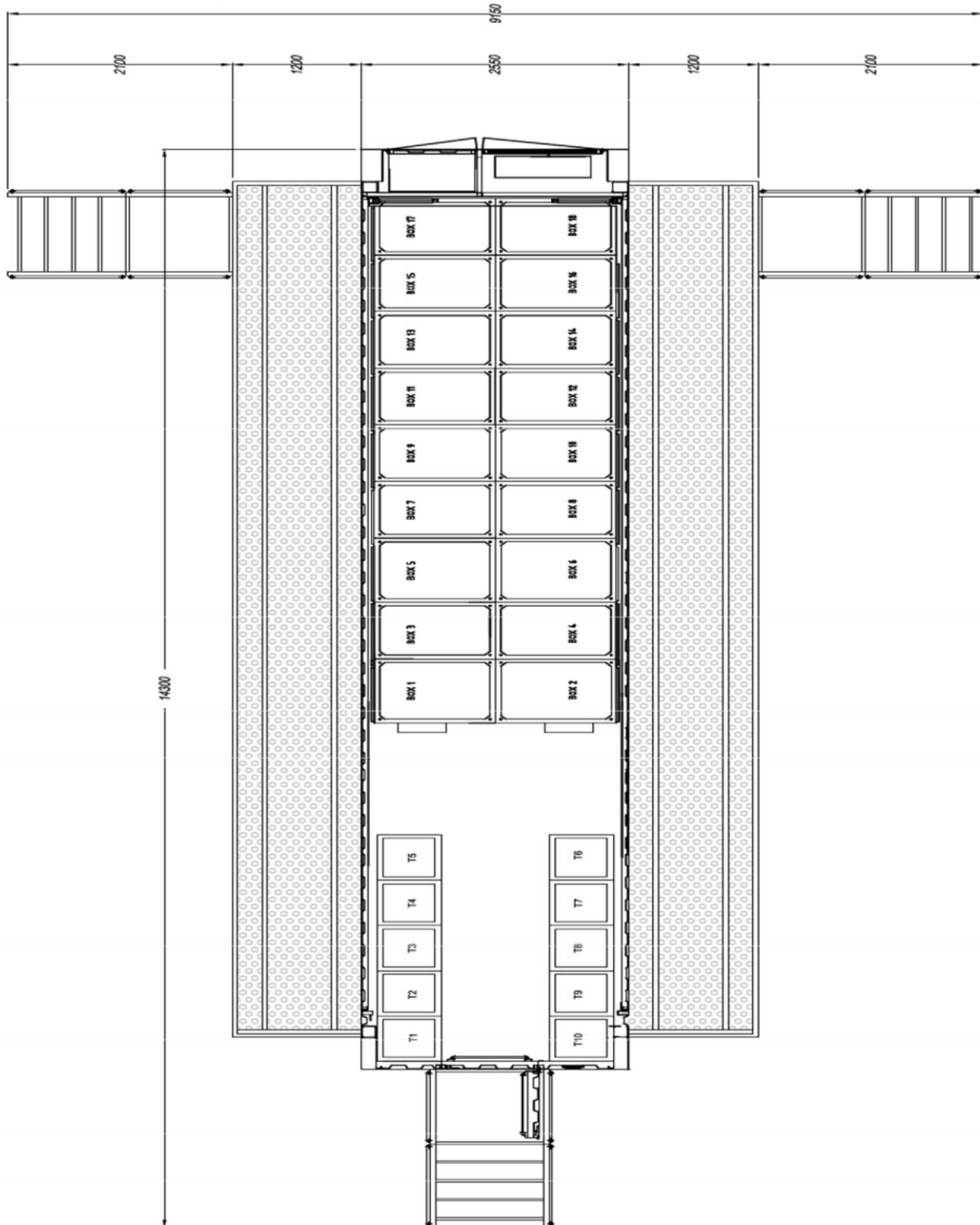


Figura 7- Layout padrão para casa de comando Liberty1 com uso de container

**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: Infraestrutura e Redes

Assim, os painéis de baixa tensão nos quais estarão acondicionados os equipamentos que compõem o SPCS estão na parte da lateral esquerda da **Erro! Fonte de referência não encontrada.**7 e Figura 8 identificados nos painéis T1 a T10.

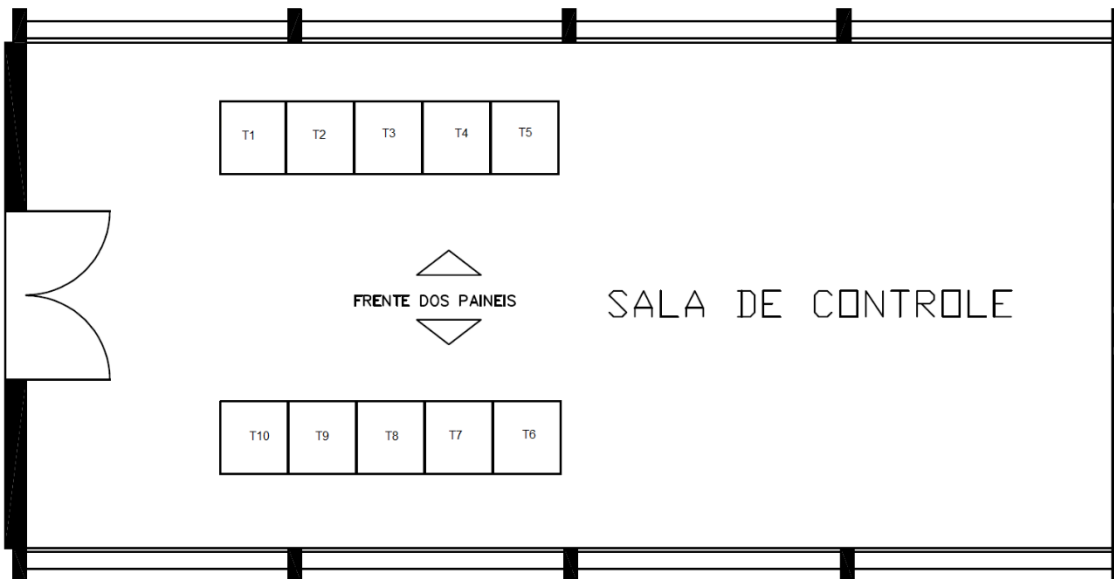


Figura 8 – Exemplo de Layout para posicionamento dos painéis na sala de controle em alvenaria

A funcionalidade e descrição destes painéis são:

- T1 – Painel de baterias;
- T2 – Retificadores (PSS)
- T3 – Painel de serviço Auxiliar – PSC (lado DC);
- T4 – Painel de serviço auxiliar – PSC (lado AC);
- T5– Painel de Telecomunicações;

switches de borda e itens relacionados a comunicação da subestação. Este painel e os itens contidos serão de responsabilidade de GDS.

- T6– Painel de rede local

Switches gerenciáveis e Distribuidores Ópticos.

- T7 – Painel de IHM (supervisório)

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).

**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: Infraestrutura e Redes

- T8 – Painel de Proteção da Linha de Distribuição de Alta Tensão 1 e 2;

Terá 2 IEDs para proteção de cada Linha. Não há previsão de uso de controladora digital (PADRÃO LIBERTY).

**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. Deve levado em consideração a configuração do módulo híbrido contido na GSCH002.

- T9 – Painel de Proteção do Transformador de Força 1;

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).

- T10 – Painel de Proteção do Transformador de Força 2;

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:** Caso a subestação possua ERAC, no painel do transformador deve conter o relé de frequência.

## 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 1.

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

**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: Infraestrutura e Redes

Equipamento/material	Código da especificação	Título da especificação
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
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

Tabela 1 - Equipamentos, materiais e acessórios para o SPCS

### 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

**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: Infraestrutura e Redes

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**

**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: Infraestrutura e Redes

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 preferencialmente preta. A cor escolhida deve ser padrão para todo o fornecimento.

O documento PM-Br 204.01.0 - Condutor de Cobre Isolado em PVC - 750V deverá ser atendido para a aquisição dos condutores.

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

Utilização	Seção Nominal Mínima	Cor da Isolação
TC	4 mm <sup>2</sup>	Vermelha
TP	4 mm <sup>2</sup>	Verde
Circuitos de Controle	1,5 mm <sup>2</sup>	Preto
Circuitos de alarme e sinalização	1,5 mm <sup>2</sup>	Preto

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.

## 7.4 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) ou especificação global que a substitua.

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

**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: Infraestrutura e Redes

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 CA proteção individual através de disjuntores termomagnéticos tripolares, com contatos auxiliares supervisionados pelo sistema digital.

Na Tabela 2 são apresentadas as características principais de alimentação dos equipamentos da Enel Distribuição Ceará / Enel Distribuição Goiás / Enel Distribuição Rio / Enel Distribuição São Paulo.

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

Tabela 2 – Sistemas de alimentação

## 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, régua, 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 atender as situações a seguir:



**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: Infraestrutura e Redes

- 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 9 abaixo mostra os conceitos sobre os níveis no sistema de proteção e controle da subestação de acordo com a IEC 61850:

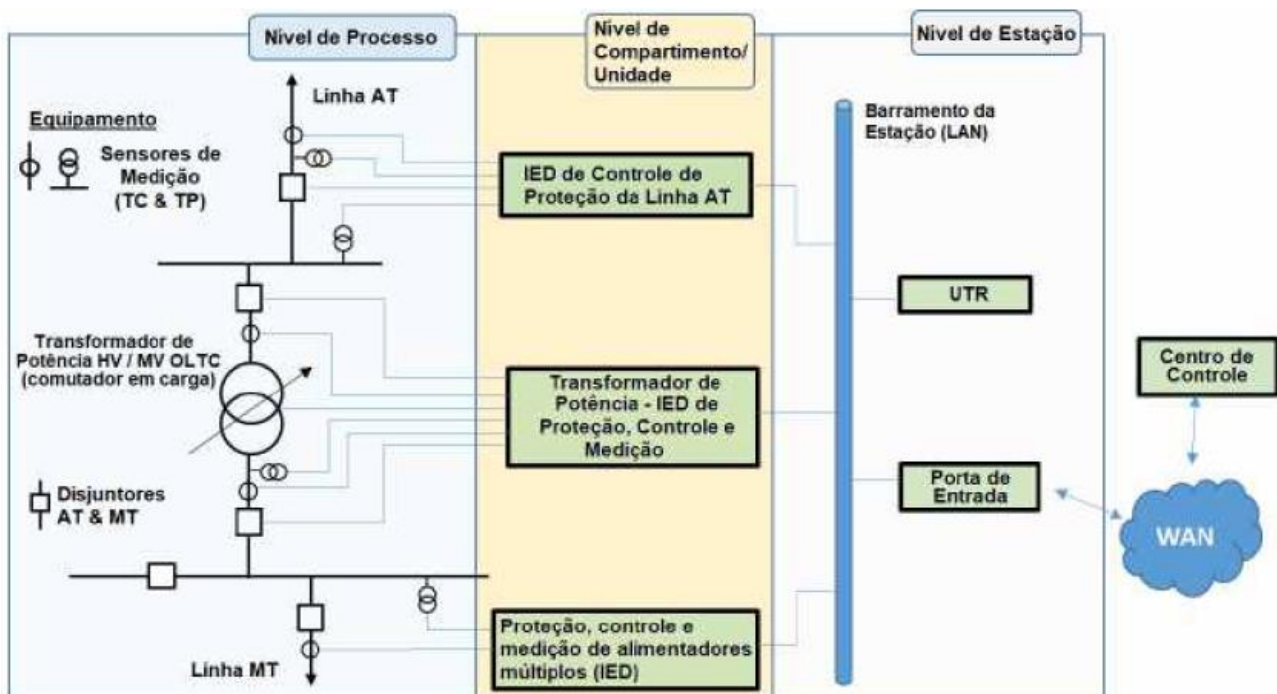


Figura 9 - Configuração do Sistema de Proteção e Controle de Subestações

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.

**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: Infraestrutura e Redes

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 de fibras ópticas às quais 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. 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, conforme IEC 61850, 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, uma por vão. As 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 IED ou em modo SISTEMA se realiza com um seletor "IED/SISTEMA" que deve fazer parte do 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 "IED-SISTEMA" da IED deve estar em modo "SISTEMA".

**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: Infraestrutura e Redes

O Nível 3: Neste nível o controle se realiza remotamente, a partir do Centro de Operação mediante um sistema supervisor. 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

**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: Infraestrutura e Redes

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 através de mensagem GOOSE 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 ativa 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), Em Transferência (ET) 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 apresenta os princípios gerais dos recursos de projeto de proteção do SPCS para uma subestação AT/MT.

**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: Infraestrutura e Redes

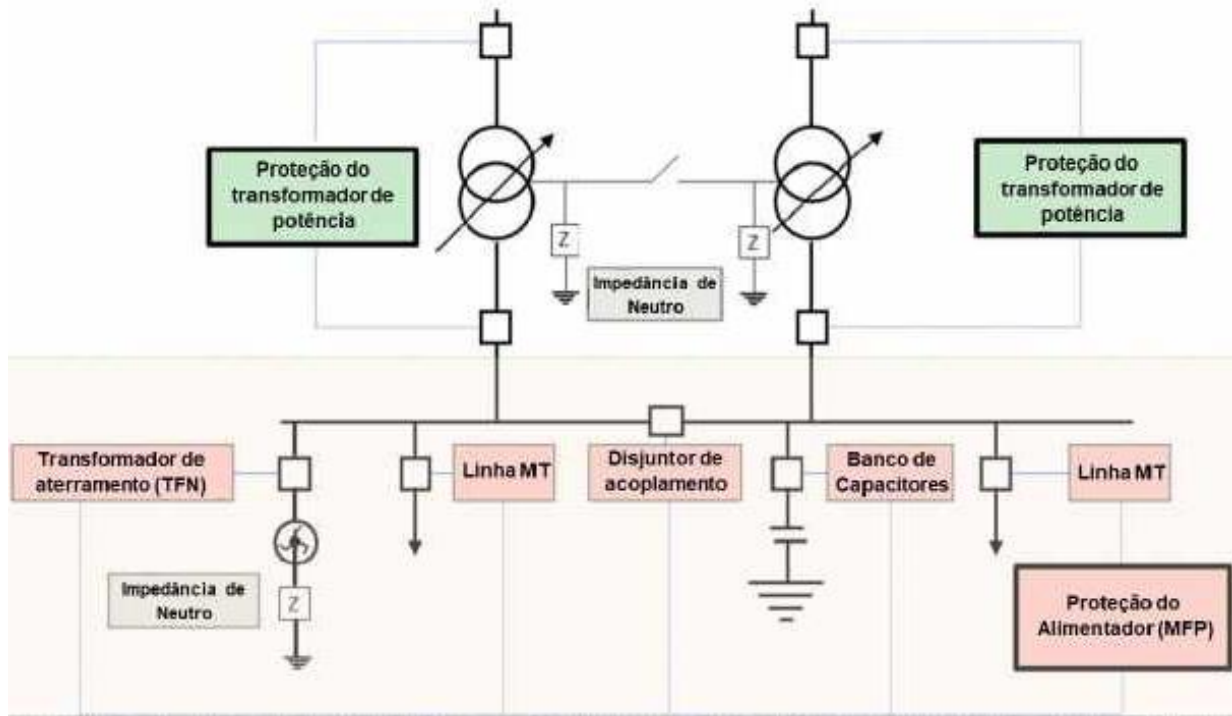


Figura 9 – Principais dispositivos de funções de proteção para uma subestação AT/MT

A Figura 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 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 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).



**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: Infraestrutura e Redes

**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 para a leitura de 4 TCs e 3TPs. Os dispositivos de proteção de alta tensão suportam pelo menos as seguintes funções:

- Verificação ou supervisão do circuito de Inter bloqueio / trip (3);
- Função de distância (21) com esquema de tele proteção (85) em ambos os IEDs, quando aplicável;
- Função de distância de neutro (21N);
- Função de sincronismo (25);
- Função de Subtensão (27);
- Função de sobrecorrente de sequência negativa (46);
- Conductor partido (46A), também conhecido como (I2/I1);
- Função de sobrecorrente instantânea de fase (50);
- Função de sobrecorrente temporizada (51) de fase;
- Função de sobrecorrente instantânea de neutro (50N);
- Função de sobrecorrente instantânea temporizada de neutro (51N);
- Função de sobretensão (59);
- Função de sobretensão residual (59N);
- Função de falha do disjuntor (50/62BF);
- Função de sobrecorrente direcional de fase (67);
- Função de sobrecorrente direcional de neutro (67N);
- Função de medição de ângulo de fase (78);
- Religamento (79);
- Sub/sobre frequência (81);
- Diferencial de Linha (87L) como principal e Distância (21) como retaguarda (tele proteção), quando aplicável. No caso de linhas subterrâneas de alta tensão e linhas aéreas curtas de alta tensão;
- Localizador de falhas (FLOC);
- Fechamento sob falta (SOTF);
- Oscilografia (OSC).

**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: Infraestrutura e Redes

Caso a caso, apenas algumas funções acima mencionadas podem ser necessárias ou ativadas. Eventualmente, outras funções podem ser necessárias devido a condições regulatórias ou contratuais ou por configurações especiais da rede de alta tensão. Algumas linhas radiais de alta tensão podem exigir no IED apenas a ativação de poucas funções como sobrecorrente (50/51) e / ou direcional (67). Para habilitação e atuação das principais funções de proteção, devem ser verificados:

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.

As funções de Subtensão (27) e sobretensão (59) deste relé devem ser habilitadas somente nos casos em que o estudo da proteção e operação julgue necessário.

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 TDD 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).



**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: Infraestrutura e Redes

Outras funções podem ser habilitadas neste relé, caso a unidade de estudo da proteção e operação do sistema considerar conveniente. 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. Vale salientar que o procedimento normal de operação é o reset local. 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 conforme Tabela 3.

Classe Térmica do transformador	Temperatura	Alarme 1º Estágio	Alarme 2º Estágio
55°C	Topo do Óleo	85°C	95°C
	Enrolamento	95°C	105°C
55/65°C	Topo do Óleo	85°C	95°C
	Enrolamento	105°C	115°C
60/65°C	Topo do Óleo	90°C	100°C
	Enrolamento	105°C	115°C
65°C	Topo do Óleo	95°C	105°C
	Enrolamento	105°C	115°C

Tabela 3 – Estágios de alarme em função da temperatura do óleo

- A função de temperatura do enrolamento deve estar associada a três saídas digitais configuradas da seguinte forma: uma saída digital deve comandar a entrada em funcionamento do banco de ventiladores, o 1º Estágio de Ventilação deve entrar em operação quando a temperatura do enrolamento atingir 60°C e 2º Estágio de ventilação quando a temperatura do enrolamento atingir 70 C e as demais saídas digitais devem gerar alarmes, ficando a responsabilidade de comandar a abertura dos disjuntores por conta da área de operação. Estas saídas digitais devem estar configuradas em função da classe térmica do transformador conforme Tabela 3.

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 listadas a seguir. Todavia, outras funções podem ser habilitadas neste relé, caso a unidade de estudo da proteção e operação do sistema considerar conveniente.

- Função de Subtensão (27 / 27DC);

**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: Infraestrutura e Redes

- Função de reversão ou desbalanceamento de tensão (47);
- Função de sobrecorrente instantânea de fase (50);
- Função de sobrecorrente temporizada (51) de fase; Função de sobrecorrente instantânea de neutro (50N);
- Função de sobrecorrente instantânea temporizada de neutro (51N);
- Função de sobrecorrente temporizado de terra (51G);
- Função de sobretensão (59);
- Função de sobretensão residual (59N);
- Função de falha do disjuntor (50/62BF);
- Sub/sobre frequência (81 / 81R);
- Função de bloqueio (86);
- Diferencial (87).
- Relé de corrente de equilíbrio de fase (46). Sobrecorrente de Sequência Negativa
- Proteção contra discrepância de postes (52 PD)
- Proteção térmica de imagem da impedância neutra MT à terra (49G)
- Relé de religamento de CA / religamento automático (79)
- Proteção de terra do transformador (64T)
- Oscilografia (OSC)

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. No relé diferencial multifunção deve ser disponibilizadas, no mínimo, as seguintes funções: diferencial (87), funções de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase e instantânea (50N) e temporizada (51N) de neutro associadas à alta tensão; funções de sobrecorrente instantânea (50) e temporizada (51) de fase, instantânea de neutro (50N) e função de sobrecorrente de terra (51G), associadas à média tensão. As funções de sobrecorrente devem atuar diretamente sobre os disjuntores principal e sobre o disjuntor geral de média tensão. Na subestação AT/AT com dois barramentos de AT, o relé de sobrecorrente também pode enviar comando de abertura para o disjuntor de transferência de acordo com o estado da função 43 (N, ET, T). O relé diferencial (função 87) deve atuar de forma simultânea sobre o disjuntor de média tensão e sobre os disjuntores principal e/ou de transferência de alta tensão através da função de transferência da proteção (função 43). Além disso, a função 87 deve atuar sobre o relé de bloqueio (função 86). No relé de sobrecorrente multifunção instalado do lado de alta tensão do transformador de potência devem ser disponibilizadas, no mínimo, as seguintes 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). As funções de proteção deste relé devem atuar diretamente sobre os disjuntores da alta tensão. A proteção de

**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: Infraestrutura e Redes

Subfrequência/sobre frequência deve estar disponibilizada no IED. Um IED de frequência deverá ser instalado para aquelas subestações em que for necessário atendimento de ERAC.

Para subestações AT/AT e subestações MT/MT, as diretrizes definidas acima devem ser aplicadas conforme possível. Outros requisitos podem ser necessários conforme a especificidade de cada subestação.

**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 deve ser disponibilizadas, no mínimo, as seguintes 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 seguintes proteções:

- Função de Subtensão (27 / 27DC);
- Função de sobrecorrente de sequência inversa (46);
- Condutor partido (46A), também conhecido como (I2/I1);
- Função de sobrecorrente instantânea de fase (50);
- Função de sobrecorrente temporizada (51) de fase;
- Função de sobrecorrente instantânea de neutro (50N);
- Função de sobrecorrente instantânea temporizada de neutro (51N);
- Função de sobrecorrente instantânea temporizada de neutro sensível (51NS);
- Função de sobretensão (59 / 59N);
- Função de falha do disjuntor (50/62BF);
- Religamento (79);
- Sub/sobre frequência (81).
- Sobrecorrente direcional – fases e neutro (67 / 67N)
- Proteção contra desbalanceamento (46N). Desequilíbrio entre bancos de capacitores.

**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: Infraestrutura e Redes

- Fechamento sob falta (SOFT)
- Proteção direcional de sobrecarga ativa (32P) – Quando o compartimento corresponde ao cliente do autogerador.
- Dispositivo de verificação de sincronismo (25)
- Função de proteção de detecção de sobretensão (ES59B) - Linhas de MT com geração.
- Função de seletividade lógica (FSL)
- Oscilografia (OSC)
- Detecção de falha de alta impedância
- Dispositivo de monitoramento térmico (49) – Em caso de presença de TFN
- Buchholz (63) – Em caso de presença de TFN
- Nível de óleo (71) – Em caso de presença de TFN

Outras funções podem ser habilitadas neste relé, caso a unidade de estudo da proteção e operação do sistema considerar conveniente. 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). 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 a serem consideradas são:

- Sobrecorrente direcional de fase e neutro (67/67N);
- Sobrecorrente instantânea e temporizada de fase (50/51);
- Sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro (50/51N);
- Máxima potência ativa direcional (32P);
- Segunda harmônica por correntes de Inrush (2ndH REST).
- Subfrequência (81);
- Subtensão (27).

**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: Infraestrutura e Redes

Para subestações AT/AT e subestações MT/MT, as diretrizes definidas acima devem ser aplicadas conforme possível. Outros requisitos podem ser necessários conforme a especificidade de cada subestação.

**d) Proteção dos bancos de capacitores**

O sistema de proteção adotado para bancos de capacitores das subestações deve prever, no mínimo, as seguintes funções de proteção:

- Função de Subtensão (27);
- Função de sobrecorrente instantânea de fase (50);
- Função de sobrecorrente temporizada (51) de fase;
- Função de sobrecorrente instantânea de neutro (50N);
- Função de sobrecorrente instantânea temporizada de neutro (51N);
- Função de sobretensão (59);
- Função de sobretensão residual (59N);
- Função de falha do disjuntor (50/62BF);
- Função de desequilíbrio de neutro (61N);
- Função de bloqueio (86).

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

**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: Infraestrutura e Redes

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

- **Religamento automático**

Os relés de proteção das saídas de AT e MT devem ter a função de religamento. Esta função de religamento poderá ser efetuada pelo supervisor. 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**



**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: Infraestrutura e Redes

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;



**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: Infraestrutura e Redes

- 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;
- Permitir controlar o banco de capacitores por tensão, fator de potência, potência reativa ou tempo.

**a) Controle por Tensão**

A Unidade de Controle do banco de capacitores deve disponibilizar os seguintes valores para parametrização do controle por tensão:

- Faixa de Variação: 0,9275 pu a 1,0871 pu; degrau de 0,0007 em 0,0007;
- Tensão de Entrada de Bancos: Valor de tensão parametrizável conforme faixa de variação acima. Valores de tensão iguais ou inferiores a este valor forçam a entrada de Bancos;
- Tempo de Entrada: Faixa de Variação: 0,0 a 180,0 segundos; degrau de 1 em 1 s;
- Tensão de Saída de Bancos: Valor de tensão parametrizável conforme faixa de variação acima. Valores de tensão iguais ou superiores a este valor forçam a saída de Bancos;
- Tempo de Saída: Faixa de Variação: 0,0 a 180,0 segundos; degrau de 1 em 1 s.
- OFFSET de Tensão: Valores de Tensão medidos menores que o limite de Tensão superior ou inferior acrescido do offset, força a entrada ou saída dos Bancos – Faixa de Variação: 0 a 0,0735 pu, degrau de 0,0007 pu em 0,0007 pu.

**b) Controle por Fator de Potência**

A Unidade de Controle do banco de capacitores para o Controle por Fator de Potência deve disponibilizar os seguintes valores para parametrização:

- Faixa de Variação: 0,85 a 1,00 IND e 0,85 a 1,00 CAP; degrau de 0,01 em 0,01.
- Limite Inferior do Fator de Potência: corresponde a faixa inferior do FP programado. Valores de FP abaixo deste valor forçam a entrada de Bancos.
- Limite Superior do Fator de Potência: corresponde a faixa superior do FP programado. Valores de FP acima deste valor forçam a saída de Bancos.
- Restrição: o Controle por Tensão inferior e superior devem estar presentes.

**c) Controle por Potência Reativa**

A Unidade de Controle do banco de capacitores deve disponibilizar os seguintes valores para parametrização do controle por potência reativa:

- Faixa de Variação: 0 a 10,8 MVAR;
- Restrição: O Controle por Tensão inferior e superior devem estar presentes.

**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: Infraestrutura e Redes

**d) Controle por Tempo**

- Dias: (Segunda a Domingo), hora (00 as 24, degrau de 1 hora) e minutos (0 a 60, degrau de 1 minuto). Deverá apresentar no display a data atual do relógio, contendo dia, mês e ano. O dia atual estará apto a ser alterado.
- Bloqueio em Dias da Semana: Este parâmetro irá bloquear a atuação de tempo em dias específicos da semana.
- OFFSET de Tensão:
  - Hora de ativação (Controle de Tempo): Este parâmetro irá indicar qual hora e minuto o controle de tempo irá iniciar sua atuação, ou seja, a partir de quando os limites superior e inferior serão acrescidos do offset de tensão.
  - Hora de desativação (Controle de Tempo): Este parâmetro irá indicar qual hora e minuto o controle de tempo irá desabilitar sua atuação, ou seja, a partir de quando os limites superior e inferior estarão novamente atuando.
  - Restrição: Os Controles por Tensão inferior e superior devem estar presente

**e) Intertravamentos**

Os bancos devem ter operação bloqueada caso ultrapassem uma quantidade de comutação parametrizável em um determinado intervalo de tempo, também parametrizável. Deverá permitir automatismo tal que haja o intertravamento a partir de um número máximo de manobras permitidas no tempo de monitoração (faixa de Variação de 1 a 10, degrau de 1 em 1) mas também pelo tempo de monitoração do número máximo de manobras (faixa de Variação de 1 a 600seg; degrau de 1 em 1 segundo). Os demais intertravamentos devem ser implementados de acordo com a especificidade de cada projeto da subestação.

**• 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 por O&M. 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, um para a realização das funções de

**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: Infraestrutura e Redes

telecomando através do COS, e um segundo meio de comunicação, para a realização de funções de aquisição de oscilografia e tele acesso e/ou tele manutenção.

- **Tele alarme da Subestação**

Todas as subestações devem possuir tele alarme. Este equipamento não é contemplado no fornecimento do SPCS. Contudo, devem estar disponibilizados no SPCS os pontos necessários para conexão com o tele alarme. Mais detalhes devem ser tratados durante o planejamento da subestação.

#### **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.

#### **7.7 Sistema de segurança patrimonial**

O sistema de segurança patrimonial controla riscos ao patrimônio da Enel, como por exemplo danos causados por terceiros aos equipamentos e instalações das subestações de energia elétrica e assegura também a integridade física dos colaboradores que utilizam estes locais para trabalhos de manutenção. É constituído por três pilares fundamentais, alarme perimetral, CFTV e controle de acesso. Estes pilares em conjunto formam um robusto mecanismo de proteção.

Todos os equipamentos listados no item 7.7, sua aquisição, instalação e manutenção são de responsabilidade de Security, que deve fazer a gestão e garantir que o sistema de segurança patrimonial esteja sempre apto e em funcionamento pleno.

Os painéis do sistema de segurança patrimonial serão alocados na sala de comando da subestação. Conforme descrito no item 7.4 desta especificação, está previsto nos sistemas de alimentação dos

**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: Infraestrutura e Redes

---

equipamentos **2 circuitos individuais de CA dedicados**, para a alimentação dos equipamentos previstos no sistema de segurança patrimonial.

A Unidade de Security fará toda a gestão de acessos da subestação, inclusive sobre acionamento de unidade de vigilância móvel contratada Enel ou acionamento do policiamento da região para visita ao local. Ao mesmo tempo, a Unidade de Security informará a sala de controle sobre possíveis acessos não autorizados para que sejam tomadas as medidas operacionais cabíveis.

### **7.7.1.Alarme perimetral**

O alarme perimetral, tem como base sensores infravermelhos e sensor de presença, que são ligados em uma placa de alarme. Os tipos de alarme perimetral serão descritos a seguir.

#### **7.7.1.1. Tipo 1**

O sistema de alarme tipo 1 é composto por uma central de alarme monitorada, alimentada por fonte 12V 3 A com backup através de bateria de 12V 3A, em caso de falta de energia. Os sensores utilizados da zona 1 a zona 7 são do tipo “ativos de barreira” que estão espalhados de forma estratégica nas subestações com um transmissor ligado com cabo categoria 5 na zona da central de alarme, e um receptor ligado com cabo PP 12V. O sensor do tipo “detector de movimento” é responsável pela ZONA 8 (sala de comando).

**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: Infraestrutura e Redes

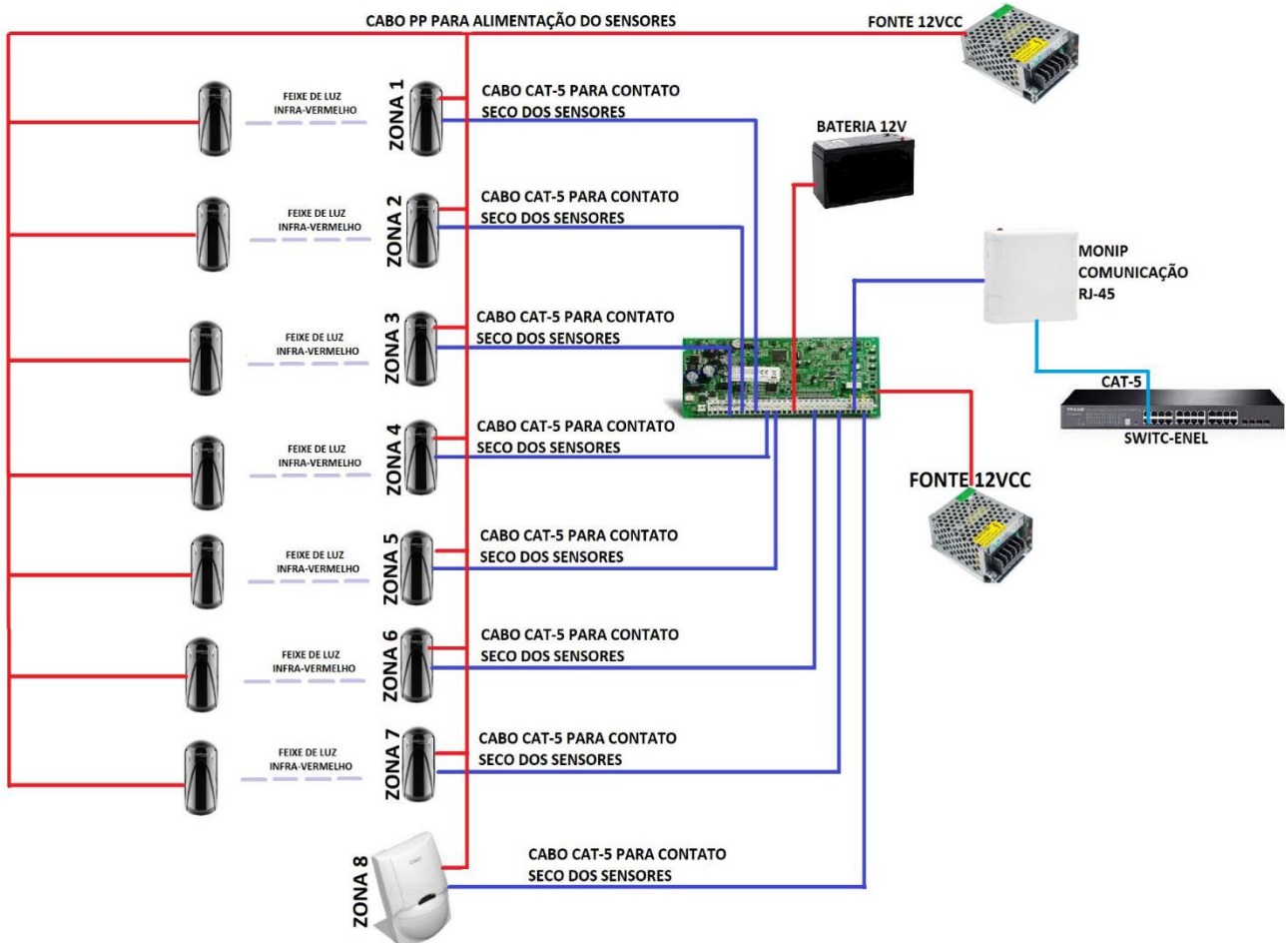


Figura 10 – Tipo 1

**7.7.1.2. Tipo 2**

O alarme tipo 2 é composto por uma placa com controladora inteligente para as zonas 1,2,3,4, duas leitoras entrada/saída e 1 eletroímã do portão principal, com uma placa com conectividade para dispositivos externos para as zonas 5,6,7,8. Duas leitoras entrada/saída e 1 eletroímã da sala de comando, ambas as placas são energizadas por uma fonte 12V 3 A, os sensores utilizados da zona 1 a zona 7 são “ativos de barreira” que estão espalhados de forma estratégica nas Subestações com um transmissor ligado com cabo PP para alimentação 12V e cabo categoria 5 para o contato seco dos sensores, na central de alarme, e um receptor ligado com cabo PP 12V, o Sensor “detector de movimento” é responsável pela ZONA 8 (sala de comando).

**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: Infraestrutura e Redes

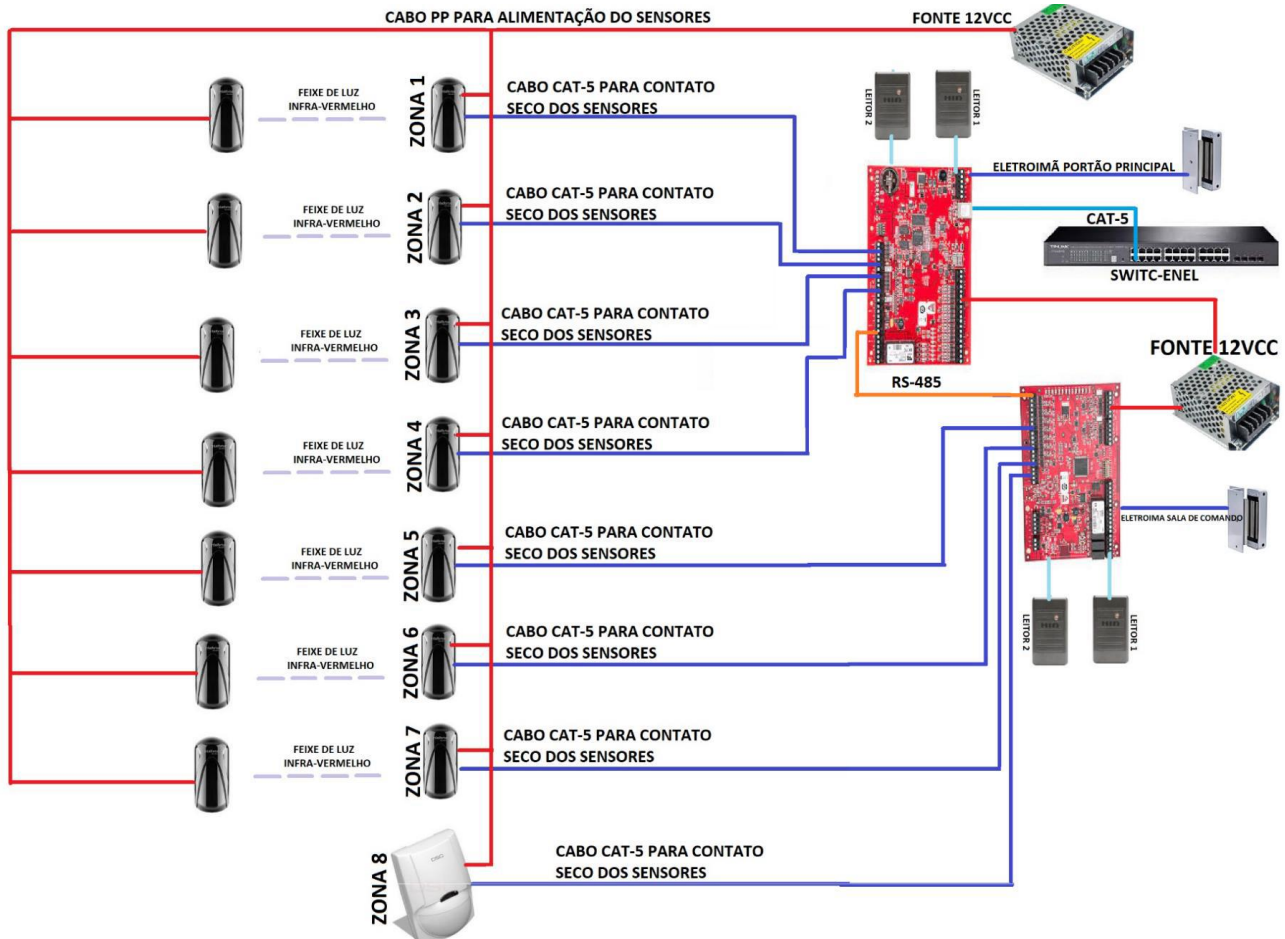


Figura 11 - WIT

**7.7.2.CFTV**

Todos os equipamentos que compõem o sistema de CFTV são energizados por fonte de 12VCC que está ligado em um circuito 110VAC de um quadro de disjuntor próprio dos sistemas de segurança eletrônica, toda câmera tem um quadro de comando composto por um conversor de mídia, 1 fonte 12VCC para câmera e outra para o conversor, 1 par de Balun , Do ponto da câmera até o quadro de comando é passado 1 cabo paralelo para alimentação da câmera via FONTE 12VCC e um cabo coaxial para trazer o sinal de vídeo até o conversor, depois através de fibra a imagem da câmera é transportada para o sub-rack através do DIO onde a saída de vídeo do sub-rack através de um cabo coaxial é ligado no seu respectivo canal do DVR.

**7.7.2.1. CFTV analógico**

No rack de CFTV, que está localizado na sala de comando, é composto por:

- 1 gravador de vídeo DVR;



**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: Infraestrutura e Redes

- 1 sub-rack de conversor de mídia ST;
- Régua com 9 tomadas;
- DIO de fibra óptico ST/ST;
- Cordão ótico ST/ST;
- Bandeja de emenda óptica;
- Emenda mecânica óptica;
- Conversor de mídia.

**TOPOLOGIA CFTV Analogico**

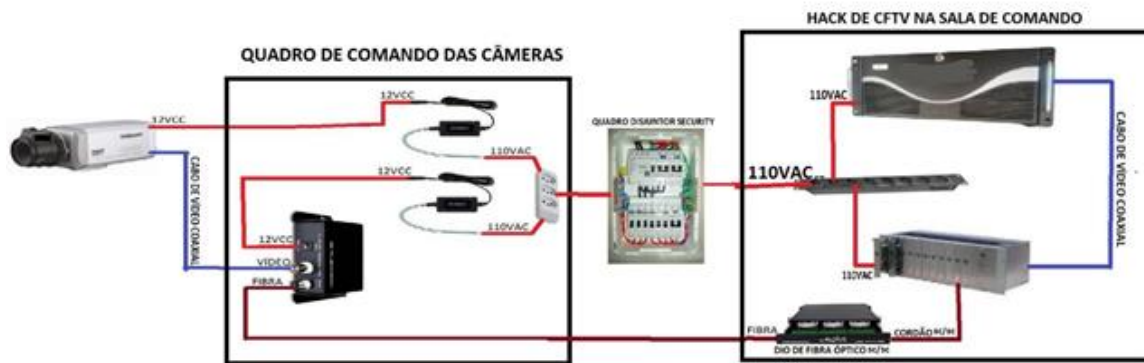


Figura 12 - CFTV Analógico

**7.7.2.2. CFTV digital**

No rack de CFTV, que está localizado na sala de comando, é composto por:

- 1 gravador de vídeo NVR;
- 1 sub-rack de conversor dados;
- Régua com 9 tomadas;
- DIO de fibra óptico SC/SC;
- Cordão ótico SC/SC;
- Bandeja de emenda óptica;
- Emenda mecânica óptica;
- Conversor de dados.



**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: Infraestrutura e Redes

**TOPOLOGIA CFTV DIGITAL**

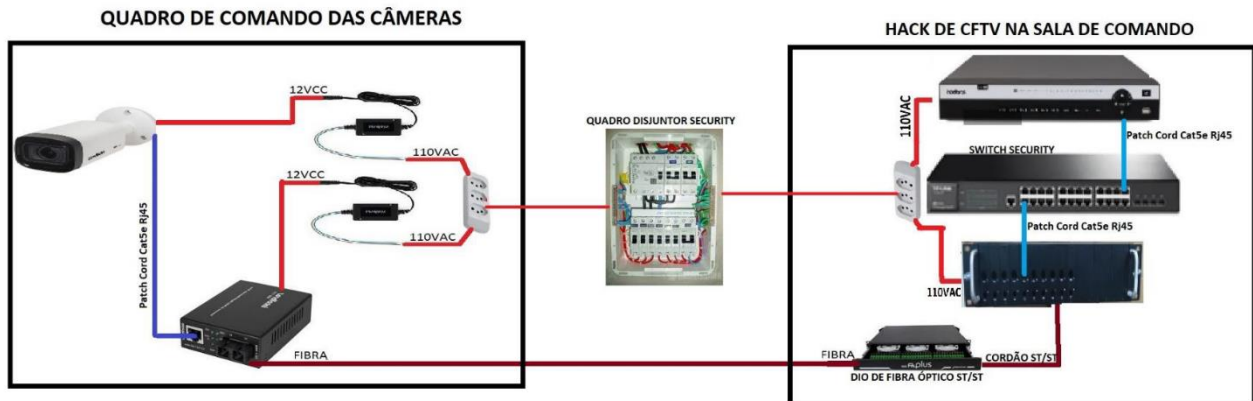


Figura 13- CFTV Digital

**7.7.3. Controle de acesso**

Todos os acessos operacionais são monitorados através do Sistema Integrado de Segurança.

Para portas comuns é usado o seguinte KIT:

- 1 controladora inteligente;
- 2 leitoras entrada/saída;
- 1 fonte 12vcc 3a;
- 1 kit de eletroímã.

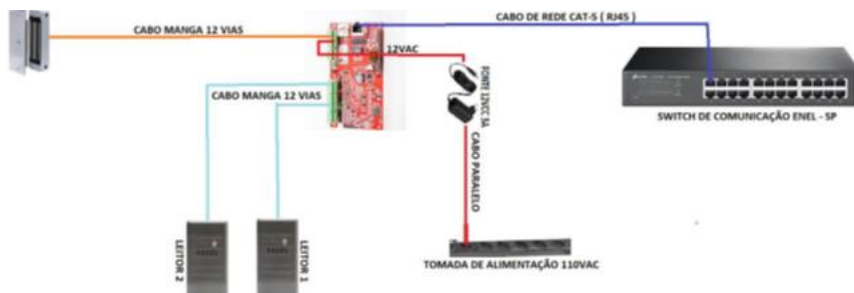


Figura 14 - Controle de acesso

**7.8 Sistemas e equipamentos de medição de energia e balanço, faturamento**

**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: Infraestrutura e Redes

Como padrão, será adotada a medição nos 3 níveis: **Linhas de Transmissão, Transformador de Potência e circuitos alimentadores**, 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.

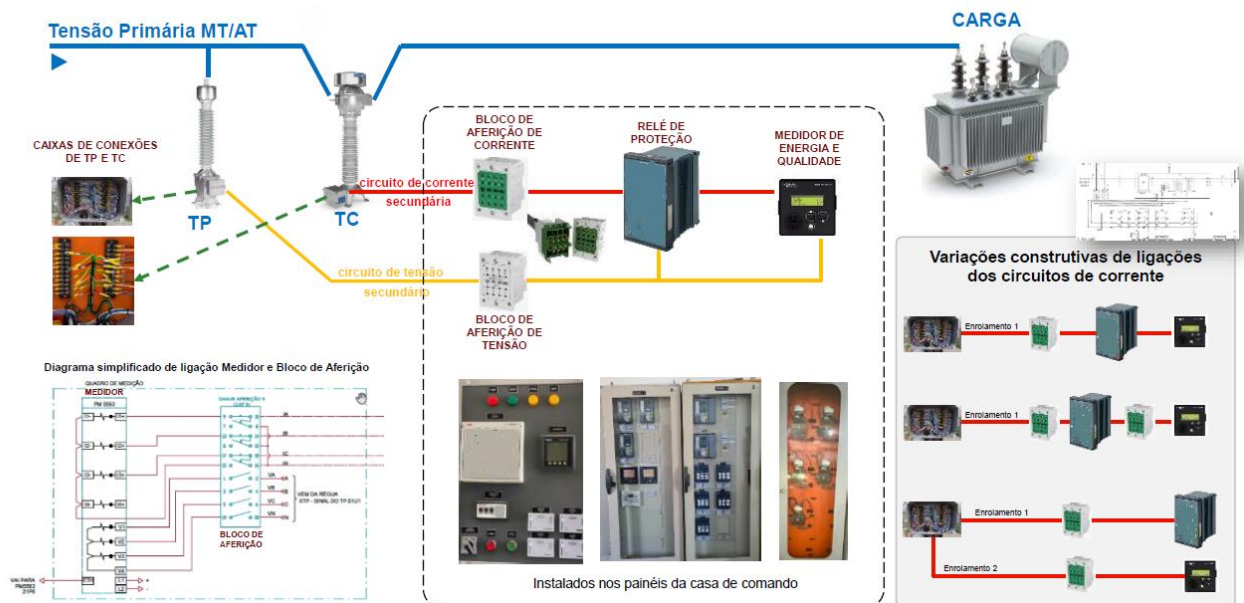


Figura 15 - Exemplo de conexão do sistema de medição

## 7.9 Instruções para elaboração do Projeto

**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: Infraestrutura e Redes

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;

**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: Infraestrutura e Redes

- 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);

**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: Infraestrutura e Redes

- 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.
- 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.

**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: Infraestrutura e Redes

- 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.

#### **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, teles 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.