

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

CONTEÚDO

1.	OBJETIVOS DO DOCUMENTO E ÁREA DE APLICAÇÃO	4
2.	GESTÃO DA VERSÃO DO DOCUMENTO.....	4
3.	UNIDADES RESPONSÁVEIS PELO DOCUMENTO	4
4.	REFERÊNCIAS	5
5.	POSIÇÃO DO PROCESSO COM RELAÇÃO À ESTRUTURA ORGANIZACIONAL.....	6
6.	SIGLAS E PALAVRAS-CHAVE.....	6
7.	DESCRIÇÃO DO MATERIAL.....	8
7.1	Hardware	8
7.1.1.	Condições Ambientais	8
7.1.2.	Alimentação	8
7.1.3.	Display	9
7.1.4.	Entradas e Saídas Digitais	9
7.1.4.1.	Entradas Digitais.....	9
7.1.4.2.	Saídas Digitais.....	9
7.1.4.3.	Entradas Analógicas.....	10
7.1.4.4.	Entradas de Tensão.....	10
7.1.4.5.	Entradas de Corrente.....	10
7.1.5.	Detalhes Construtivos.....	10
7.1.6.	Portas de Comunicação	11
7.1.7.	LEDs	11
7.1.8.	Botões.....	11
7.2	Características técnicas.....	11
7.2.1.	Software.....	11
7.3	Protocolos de Comunicação Associados	12
7.3.1.	Introdução	12
7.3.2.	Sincronismo de Tempo.....	13
7.3.3.	Sincronização do IED	13
7.3.3.1.	Elaboração da Hora.....	13
7.3.3.1.1.	Apresentação da Hora	13
7.3.3.1.2.	Precisão do Relógio de Base	13
7.3.3.1.3.	Sincronização dos IEDs.....	13
7.3.3.1.4.	Perda de Sincronismo.....	14
7.3.3.2.	Elaboração da Data	14
7.3.3.2.1.	Apresentação da Data	14
7.3.3.2.2.	Incremento da Data	14
7.3.3.2.3.	Acerto da Data	15
7.3.3.2.4.	Conversão de Formato	15

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

7.3.3.2.5.	Documentação.....	15
7.4	Medições	15
7.5	Lógica Interna.....	16
7.6	Funções de Proteção	16
7.6.1.	Função 21 – Proteção de Distância.....	16
7.6.2.	Função 25 – Verificação de Sincronismo	17
7.6.3.	Função 27 – Proteção de Subtensão	18
7.6.4.	Função 50/62BF – Proteção de Falha Disjuntor.....	18
7.6.5.	Função 50 HIF	18
7.6.6.	Função 50/50N/50G/50Q – Proteção de Sobrecorrente Instantâneo	18
7.6.7.	Função 51/51N/51G/51Q – Proteção de Sobrecorrente Temporizada	19
7.6.8.	Função 59 – Proteção de Sobretensão	19
7.6.9.	Função 67/67N/67G/67Q – Proteção de Sobrecorrente Direcional	19
7.6.10.	Função 79 – Religamento.....	19
7.6.11.	Função 81 – Sub/Sobrefrequência	20
7.6.12.	Função 87T – Proteção Diferencial de Transformador	20
7.6.13.	Função 87L – Proteção Diferencial de Linha.....	20
7.7	Oscilografia e Registro de Eventos	20
7.7.1.	Oscilografia.....	20
7.7.2.	Registro de Eventos	21
7.7.3.	Ciber Segurança	21
7.7.4.	Treinamento.....	21
7.8	Identificação	22
7.8.1.	No IED	22
7.8.2.	Na Embalagem	22
7.9	Homologação	23
7.10	Ensaio Tipo	23
7.11	Transporte, Embalagem e Acondicionamento	24
7.12	Fornecimento	24
7.13	Garantia	24
8.	ANEXOS.....	25
8.1	Características Técnicas Garantidas – CTG	25
8.2	IED DE PROTEÇÃO DE LINHA DE TRANSMISSAO (21 - DISTÂNCIA).....	26
8.3	IED DE PROTEÇÃO DE LINHA DE TRANSMISSAO (87L - DIFERENCIAL)	28
8.4	IED DE PROTEÇÃO DE TRANSFORMADOR (87T - DIFERENCIAL).....	30
8.5	IED DE PROTEÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES.....	32
8.6	IED DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE.....	34
8.7	IED DE PROTEÇÃO BARRA (87B - DIFERENCIAL)	36
8.8	CONTROLADOR DE BAY.....	37

Especificação Técnica no. 2178 (MAT-PMCB-EeA-22-2178-EDBR)

Versão no.00 data: 16/11/2022

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

RESPONSÁVEL POR PM & CONSTRUCTION BRAZIL
Fernando Andrade

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**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 os requisitos técnicos para aquisição de IEDs de proteção e controle para a serem utilizados em subestações AT/AT, AT/MT e MT/MT convencionais.

Este documento se aplica a ENEL Ceará, Goiás, Rio de Janeiro 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.

2. GESTÃO DA VERSÃO DO DOCUMENTO

Versão	Data	Descrição das mudanças
0	16/11/2022	Emissão da especificação técnica. Desenho cancelado MAT-NTBR-SGD-21-0015-INBR

3. UNIDADES RESPONSÁVEIS PELO DOCUMENTO

Responsável pela elaboração do documento:

- Engineering Sup & Global St. Adoption

Responsável pela autorização do documento:

- Engineering Sup & Global St. Adoption

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

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 Antisuborno;
- 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;
- 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;
- GSTP901 ver. 2;
- CNS-OMBR-MAT-19-0289-EDBR R-02;
- ABNT NBR IEC 60529 - Grau de proteção para invólucros de equipamentos elétricos (código IP);
- ANSI 37.21 Control Switchboards;
- ANSI C37.90 Relays and Relay Systems Associated With Electrical Power Apparatus;
- ANSI C37.90a Guide for Surge Withstand Capability (SWC) Tests;
- IEC 60255-5 Electrical Relays. Part 5: Insulation Coordination for Measuring Relays and Protection Equipment - Requirements and Tests;
- IEC 60255-22 Electrical Relays. Part 22: Electrical Disturbance Tests for Measuring Relays and Protection Equipment;
- IEC 61850 Communication Networks and Systems for Power Utility Automation;
- ANSI/IEEE C37.1 Definition, Specification, Analysis of System Used for Supervisory Control, Data Acquisition, and Automatic Control;
- ANSI/IEEE C37.90.1 Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Protective Relays and Relay Systems;

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

- ANSI/IEEE C37.90.2 Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference;
- IEEE C37.111 IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems;
- IEC 61000-4-29 Ed. 1.0 b, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-29: Testing and measurement techniques - Voltage dips, short interruptions and voltage variations on d.c. input power port immunity tests;
- IEC 61000-4-11:2020, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-11: Testing and measurement techniques - Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests for equipment with input current up to 16 A per phase.

Notas:

- 1) O fornecedor deve disponibilizar, para o inspetor da Enel, no local da inspeção, todas as Normas acima mencionadas, em suas últimas revisões.
- 2) Deverá ser usado o Sistema Internacional de Unidades (Sistema Métrico) para todo e qualquer fornecimento a ser realizado.

5. POSIÇÃO DO PROCESSO COM RELAÇÃO À ESTRUTURA ORGANIZACIONAL

Value Chain: Gestão da Rede

Macro Process: Gestão de Materiais

Process: Padronização de Componentes de Rede

6. SIGLAS E PALAVRAS-CHAVE

Siglas e Palavras-Chave	Descrição
AT	Alta Tensão – Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superiora 69 kV e inferior a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superiora 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL
ABNT/NBR	Associação Brasileira de Normas Técnicas/Normas Brasileiras
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: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

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"> Dados genéticos: dados pessoais relativos às características genéticas, hereditárias ou adquiridas de uma pessoa física que fornecem informações unívocas sobre a fisiologia ou sobre a saúde de tal pessoa física, e que resultam designadamente da análise de uma amostra biológica da pessoa física em questão; Dados biométricos: dados pessoais resultantes de um tratamento técnico específico relativo às características físicas, fisiológicas ou comportamentais de uma pessoa física que permitam ou confirmem a identificação única dessa pessoa, tais como foto, vídeo, imagens da face ou dados de impressão digital; Dados relativos à saúde: dados pessoais relacionados com a saúde física ou mental de uma pessoa física, incluindo a prestação de serviços de saúde, que revelem informações sobre o seu estado de saúde.
EDBR	Enel Distribuição Brasil - Conjunto das distribuidoras Enel Distribuição Ceará, Goiás, Rio de Janeiro e São Paulo.
EDCE	Enel Distribuição Ceará
EDGO	Enel Distribuição Goiás
EDRJ	Enel Distribuição Rio de Janeiro
EDSP	Enel Distribuição São Paulo
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.
GPS	Global Positioning System - Sistema de Posicionamento Global
IED	Intelligent Electronic Device - Dispositivo Eletrônico Inteligente
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.
MT	Média Tensão – Qualquer conjunto de níveis de tensão nominal superior a 1 kV e inferior a um valor entre 30 kV e 100 kV. NOTA: O valor limite entre média e alta tensão depende das circunstâncias locais históricas ou do uso comum. No entanto, a banda de 30 kV a 100 kV normalmente contém o limite aceito.
TC	Transformador de Corrente

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

Siglas e Palavras-Chave	Descrição
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
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.
VCA	Tensão Alternada
VCC	Tensão Contínua

7. DESCRIÇÃO DO MATERIAL

7.1 Hardware

7.1.1. Condições Ambientais

Os IEDs deverão ser apropriados para serem instalados nos pátios das subestações. As características ambientais para instalação estão descritas na Tabela 1.

Tabela 1 - Suportabilidade Térmica do IED

Características Ambientais	Instalação no Pátio
Temperatura de Operação (Mínimo de 16 horas por dia)	-20 a 80°C
Altitude	1000 m
Umidade	Até 95%

A operação durante a temperatura aceita por 16 horas por dia não deve afetar a vida útil do IED.

Caso os IEDs sejam instalados em salas sem refrigeração, as características de temperatura devem ser consideradas iguais às de instalação em pátio.

7.1.2. Alimentação

Os IEDs devem possuir alimentação full range:

- Tensão alternada: 120 – 240V;

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

- Tensão contínua: 10– 250V;

OU

- Tensão contínua: 48V.

A tensão de alimentação será definida durante o processo de compra.

Deve ser possível operar normalmente quando a tensão de alimentação medida nos bornes de alimentação dos circuitos auxiliares e de comando durante as operações de maneira que:

- A variação de tensão esteja dentro de 85% a 110 % da tensão nominal de alimentação (U_a);
- No caso de CC, a tensão de ondulação seja limitada a um valor não superior a 5% de U_a ;
- A queda de tensão e as interrupções de alimentação estejam dentro dos limites das IEC 61000-4-29 (tensão de alimentação CC) e IEC 61000-4-11 (tensão de alimentação CA).

7.1.3. Display

Os IEDs deverão ser fornecidos com display gráfico (capacidade de implementação de telas personalizadas pelo usuário, contendo diagramas, comandos e medições) ou, quando informado pela ENEL, display alfanumérico de 4 linhas.

7.1.4. Entradas e Saídas Digitais

7.1.4.1. Entradas Digitais

As entradas digitais deverão ser do tipo opto-isoladas e suas características de sensibilidade para acionamento estão descritas abaixo:

- Alimentação em 48 Vcc: 36 Vcc a 60 Vcc;
- Alimentação em 125Vcc: 93,75 Vcc a 156,25Vcc.

7.1.4.2. Saídas Digitais

As saídas digitais deverão ter as características conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Capacidade de Corrente - Saídas Digitais

Características	Saídas Convencionais	Saídas de Alta Capacidade
Tensão Nominal	250 Vcc	250 Vcc
Condução Contínua Mínima	5 A	5 A
Condução 0,5 s	10 A	10 A
Condução 30 ms	250 A	250 A

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

Fechamento e Condução 0,2 s	30 A	30 A
Interrupção com Carga L/R < 40ms	0,25 A	10 A

7.1.4.3. Entradas Analógicas

Os IEDs deverão atender a frequência de 60 Hz e devem possuir sequência de fases ABC e CBA.

7.1.4.4. Entradas de Tensão

As tensões secundárias dos TPs deverão ser de 115 V ou $115\sqrt{3}$ V e devem suportar continuamente 140 VCA e 230 Vca por 10 segundos.

7.1.4.5. Entradas de Corrente

Os valores nominais secundários dos TCs deverão ser de 5 A, preferencialmente podendo ser modificado via software para 1 A. As entradas de corrente deverão possuir as características de capacidade térmica conforme Tabela 3.

Tabela 3 - Capacidade Térmica - Entradas de Corrente

Característica	Corrente
Capacidade Térmica em Regime Permanente	4 x In
Capacidade Térmica de Curta Duração (1 s)	100 x In
Capacidade Dinâmica (0,5 ciclos)	250 x In (pico)

Os valores nominais das entradas de corrente poderão ser de 1 A caso solicitado durante o processo de compra.

7.1.5. Detalhes Construtivos

Os IEDs deverão ser fornecidos em caixas à prova de pó e umidade, próprias para a montagem semi-embutida nos painéis da sala de controle ou em conjuntos blindados de uso interno ou externo, com cuidados especiais quanto à compatibilidade elétrica e magnética. Todas as saídas deverão possuir isolamento galvânica, garantindo que não haverá fluxo de corrente.

Cada IED deverá ser equipado com dispositivos de proteção contra danos internos em componentes e contra operações indevidas, causados por surtos originários do sistema de potência. Estes dispositivos devem fazer parte integrante dos relés e devem existir em todo e qualquer ponto de entrada da caixa dos relés (qualquer entrada de cabos).

Os IEDs deverão ser protegidos contra sobretensões induzidas, tanto fora do IED, pela cablagem conectada, como dentro dele, causadas pela interrupção de circuitos indutivos e/ou capacitivos.

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

Cada IED deverá ser construído de modo a permitir a execução de testes quando estiver montado em painel sem a necessidade de retirada completa ou de partes e sem que seja preciso a desconexão de cablagem.

Todas as conexões de corrente no IED deverão ser do tipo olhal.

As placas internas devem possuir resina adequada para proteção contra insetos.

7.1.6. Portas de Comunicação

Os IEDs deverão possuir uma porta de comunicação frontal com interface ethernet (RJ45), USB ou serial (EIA-232) capaz de realizar comunicação com computador portátil permitindo a realização de configuração e visualização das informações do IED em tempo real.

Também deverão possuir uma porta EIA-232/EIA-485 em bornes terminais ou conector DB9.

Deverão possuir 2 portas ethernet (fibra ótica) 100 Base-FX, multimodo, conector LC, com capacidade de chaveamento automático entre elas quando da ocorrência de falha de comunicação em uma porta.

A porta ethernet (fibra ótica) deve ser capaz de trabalhar com dois protocolos de comunicação simultâneos (DN3.0 e IEC 61850) na mesma porta.

Deverão possuir 1 porta IRIG-B, em terminais ou coaxiais para conexão de equipamento de sincronismo de tempo.

7.1.7. LEDs

Os IEDs deverão possuir no mínimo 10 leds no seu frontal que poderão ter seu funcionamento configurado através do software, podendo ser acionados a partir de qualquer variável interna do equipamento.

7.1.8. Botões

Os IEDs deverão possuir no mínimo 4 botões no seu painel frontal que poderão ser configurados através do software, podendo ser utilizados dentro de qualquer lógica desenvolvida no mesmo.

7.2 Características técnicas

7.2.1. Software

Deverá ser fornecido com o IED um conjunto de todos e quaisquer programas computacionais (softwares) de suporte para instalação em microcomputadores que possuam sistema operacional Windows XP/7/8/10/11. Não deverá haver limite para o número de computadores onde os programas computacionais deverão ser instalados, sendo que a licença de instalação deles, se existir, deverá ser de uso corporativo. Tais programas deverão permitir ao usuário a parametrização de todos os elementos de proteção, lógicas internas, elementos de controle, portas de comunicação, registros de eventos, oscilografia e protocolos de comunicação. A geração de arquivos de ajuste deverá poder ser executada sem a necessidade de conexão com o relé de proteção, modo off-line.

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

Caso a parametrização do protocolo IEC61850 seja feita através de um programa diferente do software responsável pela configuração dos demais ajustes, o mesmo deverá ser fornecido. Este software deverá ter a capacidade de gerar os arquivos de configurações ICDs, CIDs e SCDs, deverá ser capaz de importar arquivos de outros fabricantes e não deve exigir a necessidade de configuração manual através de arquivos XML.

O software deverá permitir a leitura, edição e transferência de ajustes do IED ou para este. Também deverá possuir ferramentas computacionais para visualização e construção gráfica de lógicas internas aos relés de proteção. Os programas deverão também permitir a visualização de grandezas analógicas (correntes, tensões etc.), magnitudes e ângulos, os estados das saídas e das entradas digitais, das variáveis internas, e da ativação e desativação de elementos internos, além da sequência de eventos. Os programas computacionais devem ainda permitir ao usuário visualizar os registros oscilográficos gerados pelo relé, em formato gráfico, onde além das formas de onda de correntes e tensões de entrada do relé se possam incluir sinais digitais. Deverá ser possível a visualização de fasores e da composição harmônica das grandezas analógicas.

Caso os registros oscilográficos gerados pelo relé não atendam ao padrão solicitado no tópico 8.7.1 deverá ser fornecida ferramenta computacional que permita a sua conversão. Toda e qualquer atualização de software e firmware que venha a ocorrer deverá ser enviada a ENEL, através de mecanismos computacionais automáticos via internet, sem qualquer ônus adicional a ENEL durante todo o período de vigência da garantia contratada.

7.3 Protocolos de Comunicação Associados

7.3.1. Introdução

O protocolo de comunicação deverá seguir uma solução caracterizada por uma alta confiabilidade e performance nas suas comunicações.

A sua funcionalidade e capacidade de transferência de dados deverão estar associadas a uma grande flexibilidade à implementação de futuros upgrades.

O protocolo de comunicação deverá seguir uma orientação Standard desde o nível físico até o nível de aplicação, garantindo interoperabilidade entre fabricantes diferentes.

Assim sendo a escolha da(s) redes deverão ser feitas tendo em consideração não apenas a sua arquitetura física, assim como o seu relacionamento interfuncional.

Para as funções de supervisão e controle, os protocolos, baseado nas normas internacionais, utilizados para comunicação entre o sistema supervisor e os IEDs estão listados abaixo:

- DNP3.0 (Configurações verificar ANEXO-H);
- IEC60870-5-101;
- IEC60870-5-103;
- IEC60870-5-104;
- IEC61850-8-1 MMS.

Para o barramento estação o protocolo utilizado para comunicação entre os IEDs está listado abaixo:

- IEC61850-8-1 GOOSE.

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

Os dispositivos deverão ser capazes de disponibilizar arquivos oscilograficos e eventos através dos seguintes protocolos.

- SFTP;
- SCP;
- IEC-61850.

Caso o IED seja utilizado em redes que possuem protocolos fechados (Proprietários de fornecedores), deverá ser adquirido um gateway para efetuar a conversão do protocolo proprietário para os protocolos abertos (IEC 61850, DNP 3.0, IEC60870-5-104, etc.).

Não serão aceitos IEDs que possuam apenas protocolos proprietários em suas portas de comunicação.

7.3.2. Sincronismo de Tempo

O IED deverá ser sincronizado no mínimo através do protocolo NTP ou SNTP por uma rede de comunicação Ethernet e através de sinal IRIG-B. Alternativamente, em subestações onde não existir GPS ou havendo falha dele, deve ser possível a sincronização de tempo através do protocolo de comunicação entre IED e supervisor automaticamente após a detecção da falha do GPS.

O sistema de sincronismo principal deverá ser feito por Servidor de Tempo local, mas, em caso de falha, o IED deverá ser sincronizado a partir do Centro de Operações (Control Room).

7.3.3. Sincronização do IED

7.3.3.1. Elaboração da Hora

7.3.3.1.1. Apresentação da Hora

O IED deve datar todos os acontecimentos internos.

7.3.3.1.2. Precisão do Relógio de Base

A precisão do relógio de base deve ser superior a $\pm 10 \times 10^{-5}$ tendo em consideração todas as causas de variação.

7.3.3.1.3. Sincronização dos IEDs

O IED pode ser sincronizado pelas unidades de processamento por intermédio das vias de comunicação. A unidade de processamento deverá emitir a hora, para cada UP, nos seguintes casos:

- A cada reinicialização de um IED;
- Em cada período de 10 minutos;

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

- Após algum acerto de hora na unidade de processamento central;
- Após recepção da mensagem "perda de sincronismo".

Estas mensagens serão enviadas através de uma fila de espera de emissão da unidade de controle de posição considerada.

7.3.3.1.4. Perda de Sincronismo

O IED deve se sincronizar a partir da unidade de processamento ou de um sinal externo nas seguintes condições:

- Após inicialização (o IED inicializa-se no estado "perda de sincronismo");
- Periodicamente todos os 10 min;
- Após acerto de hora;
- Após recuperar da situação de "perda de sincronismo".

O IED deve controlar a sincronização periódica (de período igual a 10 min), e caso não receba nenhuma mensagem de sincronismo durante um período de 20 min deve declarar-se em "perda de sincronismo".

7.3.3.2. Elaboração da Data

7.3.3.2.1. Apresentação da Data

A data deverá ser expressa pelo seguinte conjunto de informação:

- DIA - Número do dia do mês (de 1 a 31);
- DIA DA SEMANA - Número representativo do dia da semana correspondente: (de 0 a 6 sendo 0 = Domingo, 1 = Segunda, 2 = Terça até 6 = Sábado);
- MÊS - Número do mês no ano (de 1 a 12);
- ANO - Número do ano (de 0 a 99).

7.3.3.2.2. Incremento da Data

A data deverá ser incrementada a cada passagem pela zero hora.

O tratamento da data deve atualizar corretamente todos os elementos que constituem a data, tendo em atenção o número de dias de cada mês. A data deve ser corretamente atualizada, tendo em atenção os anos em que o mês de fevereiro tem 28 ou 29 dias.

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

7.3.3.2.3. Acerto da Data

O acerto da data deve ser efetuado, nesta fase, diretamente no servidor de tempo local. O IED deverá transferir diretamente para a sua própria memória o conteúdo da mensagem de acerto de data sem a alterar.

Este não poderá obrigar a reinicialização do IED.

O acerto de data deverá ser efetuado nas seguintes condições:

- Após inicialização do IED;
- Após acerto da data manual.

7.3.3.2.4. Conversão de Formato

A data deverá possuir o seguinte formato:

- DIA (2 caract.) / MÊS (2 caract.) / ANO (2 caract.) / Hora (2 caract) / min (2 caract) / seg (2 caract) / milseg (>=3 caract)

7.3.3.2.5. Documentação

Deverá ser fornecida toda a documentação dos protocolos de sincronismo utilizado.

7.4 Medições

Os IEDs deverão ser capazes de medir e apresentar as informações de medição das seguintes grandezas analógicas:

- Correntes de fase (I_A , I_B e I_C), de neutro (I_N) e residual (I_G);
- Correntes de sequência (I_1, I_2 e I_0);
- Tensões de fase (V_A , V_B e V_C) e de sincronismo (V_S);
- Tensões de sequência (V_1, V_2 e V_0);
- Potência ativa e reativa por fase e trifásica (quatro quadrantes);
- Fator de potência por fase e trifásico;
- Demanda de corrente de fase, neutro e de sequência negativa;
- Demanda de potência ativa e reativa por fase e trifásica (quatro quadrantes);
- Energia ativa e reativa por fase e trifásica (quatro quadrantes);
- Frequência;
- Registro de valores máximos e mínimos de grandezas analógicas;
- Perfil de carga de sinais analógicos configuráveis;

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

- Registro individual e acumulativo das correntes de interrupção do disjuntor (I_{2t});
- Para os IEDs que possuam localização de falta, deve ser disponibilizada a medida da localização da falta em km.

7.5 Lógica Interna

Os IEDs devem possuir condições de criar configurações específicas através de variáveis lógicas voláteis e não voláteis e temporizadores, sendo requisito mínimo as seguintes quantidades:

- Variável volátil: 35;
- Variável não volátil (Biestáveis lógicos): 30;
- Temporizadores: 30.

As seguintes operações devem ser suportadas:

- E (AND);
- Ou (OR);
- Inversora (NOT);
- Comparador ($>$ $<$).

Os IED devem ter a capacidade de reportar resultados de lógicas através de todos os protocolos de comunicação.

Os IED's deverão garantir o status de suas logicas internas, antes de uma eventual perda de alimentação, mantendo o status das variáveis igual ao status em que se encontravam antes da perda de alimentação.

7.6 Funções de Proteção

Os IEDs deverão possuir as funções de proteção especificadas nos ANEXOS **8.2 a 8.8 desta especificação**. As características de algumas funções estão descritas nos próximos tópicos. Todas as funções de proteção deverão possuir pontos digitais que indiquem pickup, trip, fase atuada e qual estágio de cada proteção atuou.

7.6.1. Função 21 – Proteção de Distância

Os IEDs com proteção de distância deverão ser previstos para assegurar proteção seletiva, em sistema com neutro solidamente aterrado, sistemas delta, em que o neutro é obtido através de transformadores de aterramento ligados em estrela ou zig-zag com/sem resistor de aterramento. Além disto, a proteção seletiva deve ser assegurada em linhas de transmissão que possuem reatores para a injeção de potência reativa indutiva no sistema, para proteção de falhas trifásicas, bifásicas, bifásicas a terra, monofásicas a terra, com quatro zonas de proteção, sendo três direcionais no sentido da LT e uma com direcionalidade no sentido da LT, ou podendo ter sua direcionalidade invertida (zona reversa). Partida por subimpedância com supervisão de corrente.

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

Os IEDs deverão ter características de operação flexíveis, de forma a adequar os diferentes requisitos de seletividade durante as várias condições operativas do sistema. Preferencialmente devem ter as seguintes características:

- Faltas a terra: MHO e Quadrilateral;
- Faltas bifásicas: MHO e Quadrilateral;
- Faltas trifásicas: MHO e Quadrilateral.

Também deverão possuir LOOPS de medição diferentes para todas as zonas e tipos de falta que trabalhem simultaneamente, sem chaveamento.

Os IEDs devem ser capazes de executar os seguintes esquemas de teleproteção:

- POTT (Transferência de disparo por sobrealcance permissivo);
- PUTT (Transferência de disparo por subalcance permissivo);
- DCUB (Desbloqueio de comparação direcional);
- DCB (Bloqueio de comparação direcional);
- DTT (Transferência direta de TRIP);
- ECHO;
- Weak Infeed.

Os IEDs deverão permitir o desligamento trifásico instantâneo em caso de fechamento sobre falta (SOTF) situada dentro da zona de proteção.

Os IEDs também deverão permitir a compensação de indutância mútua homopolar em linhas paralelas. Também deverão ser capazes de possuir uma tensão de memória, sem zona morta, garantindo a correta atuação em caso de defeitos próximos ao barramento que gerem afundamentos de tensão.

Na ocorrência de uma oscilação de potência (Função 68) e na identificação de falta de tensão nos TPs (Função 60), o disparo da proteção de distância deverá ser bloqueado.

O relé deverá possuir ajustes independentes de alcance na direção reativa e resistiva para todas as zonas, com os seguintes alcances mínimos:

- Zona 1: 0,05 a 60 Ohms/fase;
- Zona 2: 0,05 a 60 Ohms/fase;
- Zona 3: 0,05 a 60 Ohms/fase;
- Zona 4: 0,05 a 60 Ohms/fase;
- Fator de compensação de sequência zero K_0 : 0,1 a 10;
- Ângulo de compensação de sequência zero K_0 : -180° a 180° .

7.6.2. Função 25 – Verificação de Sincronismo

A função de verificação de sincronismo deverá funcionar verificando as seguintes situações:

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

- Barra Morta/Linha Morta;
- Barra Viva/Linha Morta;
- Linha Viva/Barra Morta;
- Barra Viva/Linha Viva.

Também deverá permitir os seguintes ajustes:

- Escorregamento de frequência: 0,005 Hz a 0,5 Hz;
- Diferença de ângulo: 0° a 60°.

7.6.3. Função 27 – Proteção de Subtensão

A função de subtensão deverá permitir ajustes entre 30% e 100% da tensão nominal e ajustes de tempo de atuação entre 0 e 60 segundos. Deverá ser possível selecionar entre atuação trifásica e monofásica.

7.6.4. Função 50/62BF – Proteção de Falha Disjuntor

A função de falha disjuntor deverá permitir partida interna e externa, ambas parametrizáveis, garantindo a possibilidade do usuário de selecionar quais funções devem partir a proteção de falha disjuntor. Deverá possuir no mínimo dois estágios, com temporização configurável e independente, com faixa de tempo entre 0,05 e 2 segundos. Também deverá possuir atuação por supervisão de corrente e contato do disjuntor, que podem ser configurados de acordo com as possibilidades abaixo:

- Supervisão de corrente e contato do disjuntor;
- Supervisão de corrente.

7.6.5. Função 50 HIF

Algoritmo de detecção de falta de alta impedância ensaiado em laboratório acreditado (tais como KEMA, CEPEL, CESI, entre outros).

7.6.6. Função 50/50N/50G/50Q – Proteção de Sobrecorrente Instantâneo

A função de sobrecorrente instantânea de fase deverá possuir ajuste de 1 a 100 A secundários. As sobrecorrentes instantâneas de neutro, residual e sequência negativa deverão possuir ajuste de 0,5 a 100 A secundários. Todas as funções de sobrecorrente instantâneas deverão possibilitar a configuração de característica do tipo tempo definido, possibilitando o ajuste do tempo de atuação de 0 a 5segundo.

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

7.6.7. Função 51/51N/51G/51Q – Proteção de Sobrecorrente Temporizada

A função de sobrecorrente temporizada de fase deverá possuir ajuste de 0,25 a 12,5 A secundários. As sobrecorrentes instantâneas de neutro, residual e sequência negativa deverão possuir ajuste de 0,25 a 12,5 A secundários. Todas as funções de sobrecorrente temporizadas deverão possuir quatro tipos de curvas selecionáveis com característica de tempo normalmente inversa, muito inversa, extremamente inversa de acordo com a norma IEC 255-4 e ANSI.

7.6.8. Função 59 – Proteção de Sobretensão

A função de sobretensão deverá permitir ajustes entre 100% e 160% da tensão nominal e ajustes de tempo de atuação entre 0 e 60 segundos. Deverá ser possível selecionar entre atuação trifásica e monofásica.

7.6.9. Função 67/67N/67G/67Q – Proteção de Sobrecorrente Direcional

A função de sobrecorrente direcional de fase deverá possuir elemento instantâneo e temporizado, com característica de tempo normalmente inversa, muito inversa ou extremamente inversa, ajuste de corrente da unidade temporizada de 0,25 a 12,5A e a unidade instantânea de 1 a 100 A. Também deverá possuir ângulo de torque máximo ajustável para configuração da direcionalidade.

As funções de sobrecorrente direcional de neutro e residual, deverão possuir elemento instantâneo e temporizado, com característica de tempo normalmente inversa, muito inversa ou extremamente inversa, ajuste de corrente da unidade temporizada de 0,25 a 12,5A e a unidade instantânea de 0,5 a 100 A. Também deverá possuir ângulo de torque máximo ajustável para configuração da direcionalidade.

A função de sobrecorrente direcional de sequência negativa, deverá possuir elemento instantâneo e temporizado, com característica de tempo normalmente inversa, muito inversa ou extremamente inversa, ajuste de corrente da unidade temporizada de 0,25 a 12,5A e a unidade instantânea de 0,5 a 100 A. Também deverá possuir ângulo de torque máximo ajustável para configuração da direcionalidade.

Na perda de potencial deve ser possível escolher entre bloquear ou tornar não direcionais as funções de sobrecorrente direcionais.

7.6.10. Função 79 – Religamento

A função de religamento deverá possuir pelo menos 4 ciclos, com tempos de 0,1 a 180 segundos. Deverá efetuar o religamento tripolar. Deverá permitir a parametrização das funções de proteção que partirão o religamento e as condições de sincronismo que permitirão o fechamento do disjuntor.

Para os IEDs que são utilizados em alimentadores, o religamento deverá possuir duas funções adicionais, são elas:

- Sequência de Coordenação: Função utilizada para realizar a coordenação com o religador a jusante do alimentador, onde ao verificar o pickup e a não ocorrência do trip de determinadas funções de sobrecorrente parametrizadas, o IED deve pular para o próximo ciclo de religamento, mesmo sem a atuação da proteção.

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

- Salto de Religamento: Na atuação de determinadas funções de sobrecorrente parametrizadas, responsáveis por atuar em defeitos com níveis de corrente de curto mais altos, o IED deve saltar o ciclo de religamento que deveria executar e realizar o religamento com o tempo morto do ciclo seguinte, garantindo assim um maior tempo entre a abertura do disjuntor e o comando de religamento do mesmo.

7.6.11. Função 81 – Sub/Sobrefrequência

A função de sub/sobrefrequência deverá possuir ajustes na faixa de 50 a 65 Hz e temporização na faixa de 0,03 a 2 segundos. Deverá ser possível bloquear as funções de frequência no caso de subtensão.

7.6.12. Função 87T – Proteção Diferencial de Transformador

A função diferencial deverá ser para proteção de transformadores de dois ou três enrolamentos, conforme consulta previa ao contratante, e com as seguintes características técnicas mínimas:

- A proteção diferencial deverá ser trifásica, própria para proteção de transformadores de potência de 2 (dois) ou 3 (três) enrolamentos, adequada para detectar todos os tipos de defeitos na zona de detecção, entre os transformadores de corrente;
- O IED deverá manter a estabilidade mesmo durante a saturação dos TCs. Dispensar a utilização de TCs Auxiliares;
- O IED deverá possuir restrição de harmônicas (2^o, 4^o e 5^o), para evitar operação do relé durante a energização do transformador ou em condição de sobre-excitação do transformador;
- O IED deverá permitir a configuração de remoção de sequência zero e compensação angular em todos os enrolamentos.

7.6.13. Função 87L – Proteção Diferencial de Linha

A função diferencial de linha deve possibilitar a proteção de arranjos em anel, permitindo a configuração de múltiplos terminais.

7.7 Oscilografia e Registro de Eventos**7.7.1. Oscilografia**

Os IEDs deverão ser capazes de gerarem registros de oscilografias que contenham no mínimo, a data e horário, correntes, tensões, frequência, disparo de funções de proteção, além de sinais digitais configuráveis. Os registros de oscilografias deverão possuir tempo mínimo de 1 segundo, contemplando pré-falta, falta e pós falta. As oscilografias deverão possuir taxa de amostragem mínima de 32 amostras por ciclo.

A partida da oscilografia, o tempo total, de pré-falta e pós-falta deverão ser configuráveis via software. Os arquivos gerados deverão ser armazenados no IED em memória não volátil e cíclica e deve ser capaz de

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

armazenar 15 segundos de oscilografias. Os arquivos deverão ser gerados no formato COMTRADE (C37.111-2013). O IED deve permitir que os registros de oscilografias sejam coletados remotamente.

7.7.2. Registro de Eventos

O IED deverá ser capaz de registrar e armazenar os eventos sequenciais em memória não volátil e cíclica, no mínimo 1000 eventos com data e horário da ocorrência. A resolução do relógio interno deverá ser de no mínimo 1 milissegundo e a exatidão do tempo estampado deverá ser igual ou melhor que 5 milissegundos. Deverá ser possível configurar os sinais que serão registrados nos eventos.

7.7.3. Ciber Segurança

O FORNECEDOR deverá garantir que durante o desenvolvimento de software ou componentes baseados na Web pertencentes aos IEDs, os desenvolvedores aderiram às melhores práticas de desenvolvimento seguro (por exemplo, Diretrizes da OWASP). Para esse fim, será exigido aos FORNECEDORES informações de todas as disposições das diretrizes de segurança cibernética aplicadas. Define-se IED o conjunto de hardware e software fornecido. Verificadas possíveis falhas físicas ou sistêmicas que comprometam a segurança da informação durante o processo de fornecimento e período de implantação, de acordo com as políticas de segurança da informação do grupo ENEL, o processo será interrompido imediatamente e um comitê para análise da ocorrência será aberta pelo departamento de cyber segurança do grupo ENEL.

A contratada deverá compartilhar toda documentação precisa listando todos os serviços e produtos de software utilizados pelo IED, a fim de identificar componentes desnecessários para remoção.

A contratada deve verificar e confirmar se os componentes utilizados estão em sua última versão de atualização para o status atual.

Na subestação, o uso de mídia ou dispositivos removíveis deve ser permitido apenas para dispositivos fornecidos pela ENEL e usado apenas para atividades relacionadas ao IED durante o período de sua instalação.

Todas as interfaces de rede desnecessárias, portas de comunicação e unidades de mídia removíveis devem ser desativadas.

Eventuais dispositivos conectados não necessários ou não relacionados devem ser removidos.

Referência de cyber segurança para dispositivos de proteção e controle do grupo ENEL são regidos pela policy GSTP901 ver. 2 que deverá ser consultada para maiores detalhes.

7.7.4. Treinamento

O FORNECEDOR deverá prever treinamento para 15 colaboradores próprios e/ou contratados indicados por alguma das empresas dentro da EDBR, no estado do Ceará, Goiás, Rio de Janeiro ou São Paulo, com endereço definido durante o processo de compra.

A data do treinamento será definida em comum acordo entre Enel e o FORNECEDOR. O treinamento deverá ser agendado com uma antecedência mínima de 30 dias corridos.

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

O treinamento deve abordar no mínimo o seguinte conteúdo de ensino:

- Procedimento de utilização de software: Instalação, operação, conexão com equipamento, leitura e escrita de ajustes;
- Procedimento de utilização de hardware: Alimentação de entradas analógicas e digitais, saídas digitais, utilização da IHM;
- Abordagem sobre todas as funções de proteção existentes no IED;
- Criação de lógicas internas no IED;
- Configuração dos parâmetros de comunicação das portas e configuração de mapa de pontos nos protocolos de comunicação disponíveis no IED;
- Configuração de GOOSE: Importação e exportação de arquivos, criação de dataset e subscrição de pontos.
- Parametrização de entradas e saídas digitais, ajustes de proteção e demais elementos passíveis de configuração existentes no IED;
- Parametrização, aquisição e leitura dos arquivos de oscilografias e sequência de eventos;
- Procedimentos de testes práticos das funções de proteção (Fornecimento de IED e mala de testes);
- Procedimentos de instalação;
- Procedimentos de manutenção e calibração.

7.8 Identificação

7.8.1. No IED

Devem apresentar no mínimo as seguintes informações:

- a) Nome ou marca do fabricante;
- b) Mês e ano de fabricação.

7.8.2. Na Embalagem

As embalagens devem ser identificadas com, no mínimo, as seguintes informações:

- a) Nome ou marca do fabricante;
- b) Mês e ano de fabricação;
- c) Nome Enel;
- d) Identificação completa do conteúdo (tipo e quantidade);
- e) Número da nota fiscal;
- f) Massa bruta e líquida e dimensões do volume.

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

7.9 Homologação

Os IEDs à serem homologados a partir da data de publicação desta norma deverão passar pelo processo de TCA (Technical Conformity Assessment) regido pela norma global Enel GSCG002. Como parte do processo de TCA, o proponente deverá realizar os seguintes testes com o IED:

- Testes funcionais das funções de proteção e emissão de relatórios provenientes da mala de testes;
- Testes com as lógicas Skip Shot e Zone Sequence Coordination;
- Testes com a lógica para a entrada e saída para banco de capacitores;
- Testes de integração IEC 61850 GOOSE multimarca entre o IED do proponente e 2 IEDs de fabricantes diferentes a serem escolhidos no momento do teste. Neste teste serão simuladas as lógicas Transfer Trip, Inibição de proteção e falha de disjuntor;
- Testes com o envio de informações pelos protocolos de comunicação verticais (IEC 61850 MMS, DNP 3.0, etc.);
- Testes para o alívio de carga tipo self healing;
- Teste de integração com o Sistema SCADA da distribuidora Enel onde será instalado o IED. Nesta etapa, o FORNECEDOR deverá realizar junto a equipe regional de automação de cada empresa de distribuição Enel no Brasil.

Todos os equipamentos necessários para a realização da homologação (IEDs, switches, mala de testes, etc.) deverão ser fornecidos pelo FORNECEDOR e montados no laboratório da ENEL.

7.10 Ensaios Tipo

Além dos testes feitos para homologação, cada modelo de IEDs deve ser submetido aos seguintes ensaios:

- a) Inspeção geral e dimensional;
- b) Ensaio de calor seco conforme IEC 60068-2, o ensaio deve ser realizado com o relé operacional com as portas de comunicação funcionando, o equipamento deve suportar as seguintes condições operando normalmente e sem apresentar nenhum dano
 - 16 horas consecutivas de operação a 80°C;
 - 96 horas consecutivas de operação a 70°C;
- c) Ensaio de Capacidade de interrupção conforme a IEC 60255-1, deve ser realizado com o relé montado e em operação e ele deve suportar as condições indicadas na Tabela 4 - Ensaio de capacidade de

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

Tabela 4 - Ensaio de capacidade de interrupção

Parâmetro	Valor
Tensão de contato	125 Vcc
Ciclos de condução	≥ 10.000
Ciclos de interrupção	≥ 10.000
Capacidade de condução	≥ 1250 W a L/R = 40 ms
Capacidade de interrupção	≥ 1250 W a L/R = 40 ms
Corrente de interrupção	≥ 10 A a L/R = 40 ms
Corrente de tempo curto, ciclo de trabalho durante o teste (make and carry)	10 A 500 ms ON, 15 s OFF

- d) Teste de tensão de isolamento conforme especificado na IEC 60255-5, os testes de isolamento incluem:
- Teste de tensão de impulso;
 - Teste de isolamento dielétrica.

7.11 Transporte, Embalagem e Acondicionamento

- a) Prever embalagem que contribua com economia circular e meio ambiente, ou seja:
- b) Uso de embalagem reutilizável;
- c) Embalagem feita com matéria-prima reciclada.
- d) O material deve ser agrupado de forma adequada para evitar avarias na peça e no revestimento de zinco;
- e) O material deve ser agrupado em caixas de papelão paletizadas com massa máxima de 23kg;
- f) O acondicionamento deve ser adequado ao transporte previsto, às condições de armazenagem e ao manuseio, de comum acordo entre o fabricante e usuário.

7.12 Fornecimento

Para fornecimento à Enel Distribuição Ceará, Enel Distribuição Goiás, Enel Distribuição Rio e Enel Distribuição São Paulo deve-se ter protótipo previamente homologado.

7.13 Garantia

O fornecedor deve oferecer garantia contra qualquer defeito de fabricação do equipamento, qualquer componente (seja ele fabricado pelo fornecedor ou não), defeitos de projeto e acabamento do equipamento pelo prazo mínimo de 120 meses a partir da entrega do equipamento no almoxarifado a ser indicado pela Enel.

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

Todos os custos referentes à substituição e/ou reparos de qualquer componente, peças ou mesmo do equipamento em sua totalidade, inclusive aqueles relativos a qualquer tipo de transporte do equipamento, ou parte dele, devem ser suportados pelo fornecedor.

O fornecedor deverá, a qualquer tempo, quando notificado por qualquer empresa Enel dentro da EDBR e antes de expirado o prazo de garantia, efetuar prontamente a substituição de todo o IED, visando acabar

Com todos os defeitos, imperfeições ou partes falhas de materiais ou de fabricação, sendo todas as despesas referentes a este processo de responsabilidade do fornecedor.

Em caso de substituição ou reparo de qualquer componente em garantia o fornecedor se compromete a entregar o equipamento em condições de retorno à operação no prazo máximo de 30 dias corridos a partir da data de entrada do produto no fornecedor, caso isso não ocorra serão aplicadas as multas contratuais previstas no contrato de compra.

Caso o fornecedor se recuse a efetuar os reparos ou substituições necessárias após a notificação, a empresa Enel pertencente a EDBR se reserva o direito de executá-los através de pessoal próprio ou terceiro, visando corrigir qualquer defeito de fornecimento existente sem que isto afete a garantia do equipamento.

A empresa Enel pertencente a EDBR poderá exigir do fornecedor o ressarcimento de todos os custos referentes aos reparos realizados.

A aceitação do equipamento pela empresa Enel pertencente a EDBR, seja pela aprovação das provas exigidas, seja por eventual dispensa da inspeção, não eximirá, de modo algum, o fornecedor de sua responsabilidade em fornecer o equipamento em plena concordância com esta especificação, nem invalidará ou comprometerá qualquer reclamação que a empresa Enel pertencente a EDBR venha a fazer baseada na existência de material inadequado ou defeituoso.

O fornecedor deve garantir que, durante a vida útil do equipamento, fornecerá as peças e acessórios para reposição.

8. ANEXOS

8.1 Características Técnicas Garantidas – CTG

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

8.2 IED DE PROTEÇÃO DE LINHA DE TRANSMISSÃO (21 - DISTÂNCIA)

Funções de Proteção	
Item	Descrição
1	Distância de fase, quatro zonas tipo Mho eu tipo quadrilateral, com Partida por subimpedância, mínimo de 3 zonas para frente 1 zona para trás (21)
2	Distância de neutro, quatro zonas tipo Mho e tipo quadrilateral, com partida por subimpedância, mínimo de 3 zonas para frente 1 zona para trás (21G)
3	Proteção de Sobrecorrente Direcional de Fase, frente e/ou reversa (67)
4	Proteção de Sobrecorrente Direcional de Neutro, frente e/ou reversa (67N)
5	Sobrecorrente direcional residual, polarizado por corrente ou tensão de sequência zero ou tensão de sequência negativa (67G)
6	Direcional de sequência negativa (67Q)
7	Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51)
8	Sobrecorrente residual instantâneo e temporizado, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51G)
9	Sobrecorrente de sequência negativa instantânea e temporizada, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51Q)
10	Disparo e bloqueio por oscilação de potência (78/68)
11	Entrada de tensão de fase e neutro, independente para a função de sincronismo (25)
12	Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases, mínimo de 2 elementos para 27 e 2 elementos para 59 (27/59)
13	Sobretensão de neutro, mínimo de 2 elementos (59G)
14	Sobretensão de sequência negativa, mínimo de 2 elementos (59Q)
15	Falha de disjuntor (50/62BF)
16	Perda de potencial, com bloqueio das funções dependentes de tensão (60)
17	Sub/Sobrefrequência, mínimo de 2 elementos para subfrequência e 2 elementos para sobrefrequência (81)
18	Função de religamento para até no mínimo 4 religamentos (79)
19	Proteção de potência ativa e reativa (32/37)

Entradas e Saídas	
Item	Descrição
1	Mínimo de 32 Entradas Digitais
2	Mínimo de 20 Saídas Digitais Convencionais NA
3	Mínimo de 4 saídas digitais de alta capacidade NA
4	Saída de alarme, 1NF e 1NA com ponto comum
5	1 porta EIA-232/ EIA-485 em bornes terminais ou conector DB9
6	O IED deverá possuir duas interfaces óticas e com capacidade de chavear automaticamente entre as mesmas quando da ocorrência de falha na comunicação. Essas saídas óticas, com conectores LC, deverão comunicar em rede Ethernet com velocidade 100 Base-FX atendendo aos requisitos de redundância
7	O IED deverá possuir interface ethernet, USB ou serial para transmissão dados com computador portátil, no painel frontal da unidade para utilização do software do próprio FORNECEDOR
8	1 porta IRIG-B, em bornes terminais ou coaxiais
9	4 Canais de corrente (3 Fases + 1 Neutro)
10	4 Canais de tensão (3 Fases + 1 Sincronismo)
11	Fibra ótica monomodo 1310/1550 nm, conector LC, para comunicar-se com a unidade remota.

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

Protocolos de Comunicação	
Item	Descrição
1	Protocolo DNP 3.0
2	IEC 61850 (MMS e GOOSE)
3	Sincronização de tempo por IRIG-B e SNTP

Lógicas Adicionais	
Item	Descrição
1	Função 21N quadrilateral com unidade de medição resistiva que evita sobrealcances devido a condição pré-falta
2	Deteção de transitórios em TPCs
3	Compensação do tempo de fechamento do disjuntor na lógica de Sincronismo
4	Trecho morto (stub bus)
5	Energização sob falta (switch onto fault)
6	Invasão de carga (load encroachment)
7	Compensação de sequência zero independente para zona 1 e demais
8	Protocolo para a comunicação direta relé-a-relé, controle ou teleproteção sem a necessidade do equipamento teleproteção (PUTT, POTT, DCUB, DCB, DTT, etc.) ou lógica programável – Para uma distância de linha de até 100km ou para distâncias superiores a está, será informado no ato da contratação
9	Disponibilização de no mínimo 4 grupos de ajustes
10	O IED deverá possuir condições de criar configurações específicas através de variáveis lógicas voláteis e não voláteis e temporizadores, sendo requisito mínimo as seguintes quantidades: <ul style="list-style-type: none"> • Variável volátil: 35 • Variável não volátil (Biestáveis lógicos): 30 • Temporizadores: 30 As seguintes operações devem ser suportadas: <ul style="list-style-type: none"> • E (AND) • Ou (OR) • Inversora (NOT) • Comparador (> <) Os IEDs devem ter a capacidade de reportar resultados de lógicas através de todos os protocolos de comunicação
11	Algoritmo de localização de falta
12	Medição e supervisão da tensão CC da bateria

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

8.3 IED DE PROTEÇÃO DE LINHA DE TRANSMISSÃO (87L - DIFERENCIAL)

Funções de Proteção	
Item	Descrição
1	Distância de fase, quatro zonas tipo Mho e tipo quadrilateral, com Partida por subimpedância, mínimo de 3 zonas para frente 1 zona para trás (21)
2	Distância de neutro, quatro zonas tipo Mho e tipo quadrilateral, com partida por subimpedância, mínimo de 3 zonas para frente 1 zona para trás (21G)
3	Proteção de Sobrecorrente Direcional de Fase, frente e/ou reversa (67)
4	Proteção de Sobrecorrente Direcional de Neutro, frente e/ou reversa (67N)
5	Sobrecorrente direcional residual, polarizado por corrente ou tensão de sequência zero ou tensão de sequência negativa (67G)
6	Direcional de sequência negativa (67Q)
7	Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51)
8	Sobrecorrente residual instantâneo e temporizado, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51G)
9	Sobrecorrente de sequência negativa instantânea e temporizada, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51Q)
10	Disparo e bloqueio por oscilação de potência (78/68)
11	Entrada de tensão de fase e neutro, independente para a função de sincronismo (25)
12	Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases, mínimo de 2 elementos para 27 e 2 elementos para 59 (27/59)
13	Sobretensão de neutro, mínimo de 2 elementos (59G)
14	Sobretensão de sequência negativa, mínimo de 2 elementos (59Q)
15	Falha de disjuntor (50/62BF)
16	Perda de potencial, com bloqueio das funções dependentes de tensão (60)
17	Sub/Sobrefrequência, mínimo de 2 elementos para subfrequência e 2 elementos para sobrefrequência (81)
18	Função de religamento para até no mínimo 4 religamentos (79)
19	Proteção de potência ativa e reativa (32/37)
20	Proteção diferencial de linha (87L)

Entradas e Saídas	
Item	Descrição
1	Mínimo de 32 Entradas Digitais
2	Mínimo de 20 Saídas Digitais Convencionais NA
3	Mínimo de 4 saídas digitais de alta capacidade NA
4	Saída de alarme, 1NF e 1NA com ponto comum
5	1 porta EIA-232/ EIA-485 em bornes terminais ou conector DB9
6	O IED deverá possuir duas interfaces óticas e com capacidade de chavear automaticamente entre as mesmas quando da ocorrência de falha na comunicação. Essas saídas óticas, com conectores LC, deverão comunicar em rede Ethernet com velocidade 100 Base-FX atendendo aos requisitos de redundância
7	O IED deverá possuir interface ethernet, USB ou serial para transmissão dados com computador portátil, no painel frontal da unidade para utilização do software do próprio FORNECEDOR
8	1 porta IRIG-B, em bornes terminais ou coaxiais
9	4 Canais de corrente (3 Fases + 1 Neutro)
10	4 Canais de tensão (3 Fases + 1 Sincronismo)
11	Fibra ótica monomodo 1310/1550 nm, conector LC, para comunicar-se com a unidade remota.

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

Protocolos de Comunicação	
Item	Descrição
1	Protocolo DNP 3.0
2	IEC 61850 (MMS e GOOSE)
3	Sincronização de tempo por IRIG-B e SNTP

Lógicas Adicionais	
Item	Descrição
1	Função 21N quadrilateral com unidade de medição resistiva que evita sobrealcances devido a condição pré-falta
2	Detecção de transitórios em TPCs
3	Compensação do tempo de fechamento do disjuntor na lógica de Sincronismo
4	Trecho morto (stub bus)
5	Energização sob falta (switch onto fault)
6	Invasão de carga (load encroachment)
7	Compensação de sequência zero independente para zona 1 e demais
8	Protocolo para a comunicação direta relé-a-relé, controle ou teleproteção sem a necessidade do equipamento teleproteção (PUTT, POTT, DCUB, DCB, DTT, etc.) ou lógica programável – Para uma distância de linha de até 100km ou para distâncias superiores a está, será informado no ato da contratação
9	Disponibilização de no mínimo 4 grupos de ajustes
10	O IED deverá possuir condições de criar configurações específicas através de variáveis lógicas voláteis e não voláteis e temporizadores, sendo requisito mínimo as seguintes quantidades: <ul style="list-style-type: none"> • Variável volátil: 35 • Variável não volátil (Biestáveis lógicos): 30 • Temporizadores: 30 As seguintes operações devem ser suportadas: <ul style="list-style-type: none"> • E (AND) • Ou (OR) • Inversora (NOT) • Comparador (> <) Os IEDs devem ter a capacidade de reportar resultados de lógicas através de todos os protocolos de comunicação
11	Algoritmo de localização de falta
12	Medição e supervisão da tensão CC da bateria

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)
Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

8.4 IED DE PROTEÇÃO DE TRANSFORMADOR (87T - DIFERENCIAL)

Funções de Proteção	
Item	Descrição
1	Proteção diferencial (87)
2	Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada para cada lado do transformador, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51)
3	Sobrecorrente residual instantânea e temporizada para cada lado do transformador, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51G)
4	Sobrecorrente instantânea e temporizada de sequência negativa para cada lado do transformador, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51Q (46))
5	Falha de disjuntor para cada lado do transformador (50/62BF)
6	Proteção diferencial (87N/REF)
7	Volts/Hertz (24)
8	Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases, mínimo de 2 elementos para 27 e 2 elementos para 59 (27/59)
9	Sobretensão residual, mínimo de 2 elementos (59G)
10	Sobretensão de sequência negativa, mínimo de 2 elementos (59Q)
11	Sub/Sobrefrequência, mínimo de 2 elementos para subfrequência e 2 elementos para sobrefrequência (81)

Entradas e Saídas	
Item	Descrição
1	Mínimo de 24 Entradas Digitais
2	Mínimo de 16 Saídas Digitais Convencionais NA
3	Mínimo de 4 saídas digitais de alta capacidade NA
4	Saída de alarme, 1NF e 1NA com ponto comum
5	1 porta EIA-232/ EIA-485 em bornes terminais ou conector DB9
6	O IED deverá possuir duas interfaces óticas e com capacidade de chavear automaticamente entre as mesmas quando da ocorrência de falha na comunicação. Essas saídas óticas, com conectores LC, deverão comunicar em rede Ethernet com velocidade 100 Base-FX atendendo aos requisitos de redundância
7	O IED deverá possuir interface ethernet, USB ou serial para transmissão dados com computador portátil, no painel frontal da unidade para utilização do software do próprio FORNECEDOR
8	1 porta IRIG-B, em bornes terminais ou coaxiais
9	1 Canal de corrente de neutro para cara enrolamento
10	3 Canais de corrente para cada enrolamento (3 Fases)
11	3 Canais de medição analógico 4-20mA
12	3 Canais de tensão

Protocolos de Comunicação	
Item	Descrição
1	Protocolo DNP 3.0
2	IEC 61850 (MMS e GOOSE)
3	Sincronização de tempo por IRIG-B e SNTP

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

Lógicas Adicionais	
Item	Descrição
1	Medição da corrente diferencial, de restrição e 2º e 5º harmônicas
2	Medição do espectro frequencial contemplando até o 15º harmônico
3	Medição e supervisão da tensão CC da bateria
4	Bloqueio ou restrição de 2ª e 4ª harmônicas
5	Bloqueio de 5ª harmônica e componente CC
6	Remoção de sequência zero, selecionável para qualquer tipo de conexão de transformador
7	Monitoramento de desgaste do transformador devido a faltas externas passantes
8	Monitoramento do sistema de alimentação auxiliar CC (banco de baterias), fornecendo alarme para sub (27CC) ou sobretensão (59CC)
9	Monitoramento de desgaste dos contatos do disjuntor por polo
10	Controlador de TAP de transformadores com comutadores sob carga. O IED deverá promover a supervisão, comando, controle e proteção de comutadores sob carga (OLTC) – Função Relé 90
11	Contador de operações do comutador
12	Disponibilização de no mínimo 4 grupos de ajustes
13	<p>O IED deverá possuir condições de criar configurações específicas através de variáveis lógicas voláteis e não voláteis e temporizadores, sendo requisito mínimo as seguintes quantidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Variável volátil: 35 • Variável não volátil (Biestáveis lógicos): 30 • Temporizadores: 30 <p>As seguintes operações devem ser suportadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • E (AND) • Ou (OR) • Inversora (NOT) • Comparador (> <) <p>Os IEDs devem ter a capacidade de reportar resultados de lógicas através de todos os protocolos de comunicação</p>
14	Lógica de paralelismo entre transformadores e escolha de mestre/escravo
15	Bloqueio cruzado de harmônico

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

8.5 IED DE PROTEÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES

Funções de Proteção	
Item	Descrição
1	Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 4 de tempo inverso (50/51)
2	Sobrecorrente de neutro instantâneo e temporizado, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51N)
3	Proteção de desbalanço de corrente (61)
4	Sobrecorrente residual instantâneo e temporizado, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51G)
5	Sobrecorrente de sequência negativa instantânea e temporizada, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51Q)
6	Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases, mínimo de 2 elementos para 27 e 2 elementos para 59 (27/59)
7	Falha de disjuntor (50/62BF)

Entradas e Saídas	
Item	Descrição
1	Mínimo de 32 Entradas Digitais
2	Mínimo de 14 Saídas Digitais Convencionais NA
3	Mínimo de 4 saídas digitais de alta capacidade NA
4	Saída de alarme, 1NF e 1NA com ponto comum
5	1 porta EIA-232/ EIA-485 em bornes terminais ou conector DB9
6	O IED deverá possuir duas interfaces óticas e com capacidade de chavear automaticamente entre as mesmas quando da ocorrência de falha na comunicação. Essas saídas óticas, com conectores LC, deverão comunicar em rede Ethernet com velocidade 100 Base-FX atendendo aos requisitos de redundância
7	O IED deverá possuir interface ethernet, USB ou serial para transmissão dados com computador portátil, no painel frontal da unidade para utilização do software do próprio FORNECEDOR
8	1 porta IRIG-B, em bornes terminais ou coaxiais
9	4 Canais de corrente (3 Fases + 1 Neutro)
10	3 Canais de tensão

Protocolos de Comunicação	
Item	Descrição
1	Protocolo DNP 3.0
2	IEC 61850 (MMS e GOOSE)
3	Sincronização de tempo por IRIG-B e SNTP

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

Lógicas Adicionais	
Item	Descrição
1	Supervisão de falha de fusível ou disjuntor do transformador de potencial
2	Controle automático de entrada/saída dos bancos de capacitores por nível de tensão, fator de potência e potência reativa
3	1 elemento de Subtensão e 1 elemento de sobretensão no mínimo por banco de capacitores, com os tempos de comando para entrada/saída configuráveis (0-60s)
4	Disponibilização de no mínimo 4 grupos de ajustes
5	<p>O IED deverá possuir condições de criar configurações específicas através de variáveis lógicas voláteis e não voláteis e temporizadores, sendo requisito mínimo as seguintes quantidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Variável volátil: 35 • Variável não volátil (Biestáveis lógicos): 30 • Temporizadores: 30 <p>As seguintes operações devem ser suportadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • E (AND) • Ou (OR) • Inversora (NOT) • Comparador (> <) <p>Os IEDs devem ter a capacidade de reportar resultados de lógicas através de todos os protocolos de comunicação</p>

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)
Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

8.6 IED DE PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

Funções de Proteção	
Item	Descrição
1	Proteção de Sobrecorrente Direcional de Fase, frente e/ou reversa (67)
2	Sobrecorrente direcional residual (67G)
3	Proteção de Sobrecorrente Direcional de Neutro, frente e/ou reversa (67N)
4	Sobrecorrente direcional de sequência negativa (67Q)
5	Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51)
6	Sobrecorrente residual instantânea e temporizada, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51G)
7	Sobrecorrente de neutro instantânea e temporizada, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51N)
8	Sobrecorrente de fase e neutro com detecção de falta com alta impedância (50-HIF) caso solicitado no processo de compra
9	Sobrecorrente de sequência negativa instantânea e temporizada, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51Q (46))
10	Verificação de sincronismo (25)
11	Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases, mínimo de 2 elementos para 27 e 2 elementos para 59 (27/59)
12	Sobretensão residual, mínimo de 2 elementos (59G)
13	Sobretensão de sequência negativa, mínimo de 2 elementos (59Q (47))
14	Falha de disjuntor (50/62BF)
15	Função de religamento para até no mínimo 4 religamentos (79)
16	Sub/Sobrefrequência, mínimo de 2 elementos para subfrequência e 2 elementos para sobrefrequência (81)
17	Proteção Direcional de Potência (32)
18	Proteção de Fechamento Sob Falta (SOTF)

Entradas e Saídas	
Item	Descrição
1	Mínimo de 20 Entradas Digitais
2	Mínimo de 12 Saídas Digitais Convencionais NA
3	Mínimo de 4 saídas digitais de alta capacidade NA
4	Saída de alarme, 1NF e 1NA com ponto comum
5	1 porta EIA-232/ EIA-485 em bornes terminais ou conector DB9
6	O IED deverá possuir duas interfaces óticas e com capacidade de chavear automaticamente entre as mesmas quando da ocorrência de falha na comunicação. Essas saídas óticas, com conectores LC, deverão comunicar em rede Ethernet com velocidade 100 Base-FX atendendo aos requisitos de redundância
7	O IED deverá possuir interface ethernet, USB ou serial para transmissão dados com computador portátil, no painel frontal da unidade para utilização do software do próprio FORNECEDOR
8	1 porta IRIG-B, em bornes terminais ou coaxiais
9	4 Canais de corrente (3 Fases + 1 Neutro)
10	3 Canais de tensão

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO	
Item	Descrição
1	Protocolo DNP 3.0
2	IEC 61850 (MMS e GOOSE)
3	Sincronização de tempo por IRIG-B e SNTP

Lógicas Adicionais	
Item	Descrição
1	Cold load pickup
2	Coordenação de sequência de religamento com religadores existentes na rede de distribuição
3	Compensação do tempo de fechamento do disjuntor na lógica de sincronismo
4	Filtragem adaptativa em situação de saturação de TCs
5	I2/I1 (46BC) – Lógica de proteção para detecção de condutor partido
6	Lógica de detecção de múltiplos pickups
7	Disponibilização de no mínimo 4 grupos de ajustes
8	Salto de religamento
9	Algoritmo de localização de falta
10	Supervisão de falha de fusível ou disjuntor do transformador de potencial
11	<p>O IED deverá possuir condições de criar configurações específicas através de variáveis lógicas voláteis e não voláteis e temporizadores, sendo requisito mínimo as seguintes quantidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Variável volátil: 35 • Variável não volátil (Biestáveis lógicos): 30 • Temporizadores: 30 <p>As seguintes operações devem ser suportadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • E (AND) • Ou (OR) • Inversora (NOT) • Comparador (> <) <p>Os IEDs devem ter a capacidade de reportar resultados de lógicas através de todos os protocolos de comunicação</p>
12	Caso o IED seja utilizado para a proteção de transformadores sem o IED com proteção diferencial (87T), o mesmo deve possuir medição e supervisão da tensão CC da bateria

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

8.7 IED DE PROTEÇÃO BARRA (87B - DIFERENCIAL)

Funções de Proteção	
Item	Descrição
1	Proteção diferencial (87B)
2	Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51)
3	Sobrecorrente residual instantânea e temporizada, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51G)
4	Sobrecorrente de neutro instantânea e temporizada, mínimo de 4 elementos de tempo definido e 2 de tempo inverso (50/51N)
5	Falha de disjuntor (50/62BF)

Entradas e Saídas	
Item	Descrição
1	Quantidade de entradas digitais independentes a serem informadas no processo de compra
2	Quantidade de saídas digitais a serem informadas no processo de compra
3	Saída de alarme, 1NF e 1NA com ponto comum
4	1 porta EIA-232/ EIA-485 em bornes terminais ou conector DB9
5	O IED deverá possuir duas interfaces óticas e com capacidade de chavear automaticamente entre as mesmas quando da ocorrência de falha na comunicação. Essas saídas óticas, com conectores LC, deverão comunicar em rede Ethernet com velocidade 100 Base-FX atendendo aos requisitos de redundância
6	O IED deverá possuir interface ethernet, USB ou serial para transmissão dados com computador portátil, no painel frontal da unidade para utilização do software do próprio FORNECEDOR
7	1 porta IRIG-B, em bornes terminais ou coaxiais
8	Quantidade de canais de corrente a serem informadas no processo de compra. Nota: Distribuída e/ou centralizada.

Protocolos de Comunicação	
Item	Descrição
1	Protocolo DNP 3.0
2	IEC 61850 (MMS e GOOSE)
3	Sincronização de tempo por IRIG-B e SNTP

Lógicas Adicionais	
Item	Descrição
1	Proteção adaptativa de TCS conforme arranjo de manobras do barramento
2	Disponibilização de no mínimo 4 grupos de ajustes
3	O IED deverá possuir condições de criar configurações específicas através de variáveis lógicas voláteis e não voláteis e temporizadores, sendo requisito mínimo as seguintes quantidades: • Variável volátil: 35 • Variável não volátil (Biestáveis lógicos): 30 • Temporizadores: 30 As seguintes operações devem ser suportadas: • E (AND) • Ou (OR) • Inversora (NOT) • Comparador (> <) Os IEDs devem ter a capacidade de reportar resultados de lógicas através de todos os protocolos de comunicação

Assunto: IEDs de proteção e controle para subestações (PM-Br 199.33)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Infraestrutura e Redes

8.8 CONTROLADOR DE BAY

Entradas e Saídas	
Item	Descrição
1	Entradas digitais, no mínimo de 32 independentes NA
2	Saídas digitais, no mínimo de 16 independentes NA
3	Saída de alarme, 1NF e 1NA com ponto comum
4	Mínimo de 4 saídas digitais de alta capacidade NA
5	10 Entradas Analógicas de 4-20mA, caso solicitado durante o processo de compra.
6	1 porta EIA-232/ EIA-485 em bornes terminais ou conector DB9
7	O IED deverá possuir duas interfaces óticas e com capacidade de chavear automaticamente entre as mesmas quando da ocorrência de falha na comunicação. Essas saídas óticas, com conectores LC, deverão comunicar em rede Ethernet com velocidade 100 Base-FX atendendo aos requisitos de redundância
8	O IED deverá possuir interface ethernet, USB ou serial para transmissão dados com computador portátil, no painel frontal da unidade para utilização do software do próprio FORNECEDOR
9	1 porta IRIG-B, em bornes terminais ou coaxiais
10	4 Canais de corrente (3 Fases + 1 Neutro)
11	3 Canais de tensão

Protocolos de Comunicação	
Item	Descrição
1	Protocolo DNP 3.0
2	IEC 61850 (MMS e GOOSE)
3	Verificar necessidades do IEC 60850-5-103 em cada aplicação
4	Verificar necessidades do IEC 60850-5-104 em cada aplicação
5	Sincronização de tempo por IRIG-B e SNTP

Lógicas Adicionais	
Item	Descrição
1	<p>O IED deverá possuir condições de criar configurações específicas através de variáveis lógicas voláteis e não voláteis e temporizadores, sendo requisito mínimo as seguintes quantidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Variável volátil: 35 • Variável não volátil (Biestáveis lógicos): 30 • Temporizadores: 30 <p>As seguintes operações devem ser suportadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • E (AND) • Ou (OR) • Inversora (NOT) • Comparador (> <) <p>Os IEDs devem ter a capacidade de reportar resultados de lógicas através de todos os protocolos de comunicação</p>