



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA-UFU
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA-FEELT



**PROJETO DE SUBESTAÇÃO PARA CONEXÃO DE USINA DE
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMA DE MÉDIA TENSÃO**

NÉVITON CÉSAR SILVA OLIVEIRA

Uberlândia – MG
16 de janeiro de 2022

NÉVITON CÉSAR SILVA OLIVEIRA

**PROJETO DE SUBESTAÇÃO PARA CONEXÃO DE USINA DE
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMA DE MÉDIA TENSÃO**

Monografia apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos requisitos exigidos para obtenção de créditos na disciplina de trabalho de conclusão de curso de graduação em engenharia elétrica, sob orientação do Prof. Dr. Sérgio Ferreira de Paula.

Uberlândia – MG

16 de janeiro de 2022

SUMÁRIO

SUMÁRIO.....	1
LISTA DE FIGURAS	4
LISTA DE TABELAS	5
LISTA DE GRÁFICOS.....	6
LISTA DE ABREVIações E SIGLAS	7
RESUMO.....	9
ABSTRACT	10
1 INTRODUÇÃO	11
1.1 OBJETIVOS	14
2 GERAÇÃO EM USINAS SOLAR FOTOVOLTAÍCA.....	15
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	15
2.2 ELEMENTOS DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA ...	16
2.2.1 Módulos Fotovoltaicos	16
2.2.2 Inversores de Frequência	19
2.2.3 Elementos de Proteção	22
2.3 PROJETO DE USINAS FOTOVOLTAICAS	24
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	27
3 SUBESTAÇÕES	29
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	29
3.2 EQUIPAMENTOS DE UMA SEE	30
3.2.1 Para-raios	30
3.2.2 Disjuntores.....	32
3.2.3 Transformador de Corrente	34
3.2.4 Transformador de Potencial	36
3.2.5 Transformador de Potência	38
3.2.6 Barramentos	43
3.2.7 Chave Seccionadora	44
3.2.8 Religador	45
3.2.9 Muflas terminais.....	45
3.3 SISTEMA DE MEDIÇÃO.....	46
3.4 SISTEMA DE PROTEÇÃO	48
3.4.1 Relé de Sobrecorrente (50/51)	49
3.4.2 Relé Direcional de Sobrecorrente (67)	51
3.4.3 Relé Direcional de Potência (32)	52
3.4.4 Relé de Sobrecarga Com Restrição de Tensão (50/51 V).....	52
3.4.5 Relé de Subtensão (27).....	53
3.4.6 Relé de Sobretensão (59).....	53
3.4.7 Relé de Sub/Sobrefrequência (81 U/O).....	54
3.5 SISTEMA DE ATERRAMENTO	54

4	ESTUDO DE CASO	56
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	56
4.2	CÁLCULOS BÁSICOS DO SISTEMA.....	58
4.2.1	Correntes Nominais do Sistema	58
4.2.2	Corrente de <i>Inrush</i> dos Transformadores.....	59
4.2.3	Ponto ANSI dos Transformadores	59
4.3	EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	60
4.3.1	Disjuntores.....	60
4.3.2	Chaves Seccionadoras.....	61
4.3.3	Cabos do Ramal de Entrada e Muflas Terminais	61
4.3.4	Relé de Proteção.....	62
4.3.5	Transformadores de Corrente Para Proteção.....	63
4.3.6	Transformadores de Potencial para Proteção	63
4.3.7	Para-raios	63
4.3.8	Sistema de Medição para Faturamento.....	64
4.3.9	Sistema de Aterramento	64
4.3.10	Conjunto Blindado	66
4.3.11	Barramento.....	67
4.4	ESTUDO DE PROTEÇÃO	68
4.4.1	(32) Direcional de Potência – Sentido Concessionária.....	68
4.4.2	(32) Direcional de Potência – Sentido Acessante.....	68
4.4.3	(67 F) Direcional de Sobrecorrente de Fase - Sentido Concessionária	68
4.4.4	(67 N) Direcional de Sobrecorrente de Neutro - Sentido Concessionária	69
4.4.5	(67 F) Direcional de Sobrecorrente de Fase - Sentido Da Usina..	69
4.4.6	(67 N) Direcional de Sobrecorrente de Neutro - Sentido da Usina	70
4.4.7	(51 V) Sobrecorrente com Restrição de Tensão.....	70
4.4.8	(50/51 F) Sobrecorrente de Fase – Cubículo de Seccionamento.	70
4.4.9	(50/51 N) Sobrecorrente de Neutro – Cubículo de Seccionamento..	71
4.4.10	(27/59) Sub/Sobretensão – Cubículo de Seccionamento.....	72
4.5	COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO.....	72
4.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	77
5	CONCLUSÃO	78
	BIBLIOGRAFIA	80
	ANEXO A – PARECER DE ACESSO.	84
	ANEXO B – CATÁLOGO DOS DISJUNTORES.....	85
	ANEXO C – CATÁLOGO DAS CHAVES SECCIONADORAS.....	118
	ANEXO D – GUIA DE PARAMETRIZAÇÃO DO RELÉ.....	120

APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE MT DA USINA. ...	193
APÊNDICE B – DIAGRAMA UNIFILAR DA SEE.	195

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Módulo Fotovoltaico	16
Figura 2 - Curva característica de tensão, corrente e potência de um módulo fotovoltaico.	17
Figura 3 - Área para instalação de módulos fotovoltaicos.....	26
Figura 4 - Ligação dos enrolamentos de um transformador trifásico ou combinação de 3 monofásicos.	40
Figura 5 - Muflas terminais.	46
Figura 6 - Diagrama de operação da função 67 com tensão de referência a 90°.	51
Figura 7 - Diagrama de bloco do sistema.....	57
Figura 8 - Eletroduto subterrâneo do ramal de entrada (CEMIG).....	62
Figura 9 - Arranjo da malha de aterramento.....	65
Figura 10 - Caixa de inspeção para hastes de aterramento (CEMIG).....	65
Figura 11 - Detalhe da haste de aterramento e conector (CEMIG).....	66
Figura 12 - Planta de localização do conjunto blindado (SEE N° 04 - CEMIG).67	

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Inclinação dos painéis fotovoltaicos	25
Tabela 2 - Condições de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.	27
Tabela 3 - Características mínimas de para-raios.....	31
Tabela 4 - Características mínimas de disjuntores de MT.	34
Tabela 5 - Relação de correntes de TC's para projeto.....	36
Tabela 6 - Relação de tensões nominais de TP's para projeto.	38
Tabela 7 - Dimensionamento de transformador de aterramento com ligação zig-zag.	41
Tabela 8 - Dimensionamento de transformador para aterramento com ligação estrela aterrada-delta.	41
Tabela 9 - Ponto ANSI e duração máxima por intervalo de impedância.	42
Tabela 10 - Proteção mínima em função da potência.....	48
Tabela 11 - Valores definidos para cada tipo de curva de tempo inverso.	50
Tabela 12 - Eletrodos mínimos para sistema de aterramento de SE na CEMIG.	55
Tabela 13 - Dados do ramal de entrada.....	57
Tabela 14 - Dados dos transformadores.....	57
Tabela 15 - Dados da geração.....	58
Tabela 16 - Correntes nominais de cada disjuntor.....	60
Tabela 17 - Dados técnicos dos disjuntores.....	61
Tabela 18 - Dados técnicos das chaves seccionadoras.....	61
Tabela 19 - Dados das curvas do Gráfico 1.....	73

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Coordenograma de fase no sentido da concessionária.....	73
Gráfico 2 - Coordenação da proteção de neutro da SEE.	74
Gráfico 3 – Coordenação da proteção interna e da SEE.	75
Gráfico 4 - Curva de proteção dos transformadores 01 e 02 (1,0 MVA).	76
Gráfico 5 - Curva de proteção do transformador 03 (0,5 MVA).....	76

LISTA DE ABREVIACÕES E SIGLAS

ABNT	Associação brasileira de normas técnicas
ANEEL	Agência nacional de energia elétrica
AT	Alta tensão
BEN	Balanço Energético Nacional
BT	Baixa tensão
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CEMIG	Companhia energética de Minas Gerais
DPS	Dispositivo de proteção contra surtos
FP	Fator de Potência
GD	Geração distribuída
MCOV	<i>Maximum Continuous Operating Voltage</i> (máxima tensão de operação contínua)
MG	Minas Gerais
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i> (rastreador do ponto de máxima potência)
MT	Média tensão
NBR	Norma brasileira
ND	Norma de distribuição
NR	Norma regulamentadora
OC	Open Circuit (circuito aberto)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PVC	Policloreto de Vinila
REN	Resolução normativa
RTC	Relação de transformação de corrente
RTP	Relação de transformação de potencial
SC	<i>Short-circuit</i> (Curto-circuito)
SE	Subestação de entrada
SEE	Subestação de entrada de energia
SF6	Hexafluoreto de enxofre
SIN	Sistema Interligado Nacional

STC	<i>Standard test conditions</i> (condições padrões de teste)
TMS	Multiplicador de tempo
Trafo	Transformador
ZnO	Óxido de zinco

RESUMO

Em 2012, a ANEEL publicou a resolução normativa 482 que estabeleceu as condições gerais para que pequenos produtores de energia se conectassem às redes de distribuição e, posteriormente, criou o sistema de compensação, o qual possibilitou ao consumidor cativo a produzir sua própria energia a partir de uma fonte renovável. O propósito desta resolução era incentivar o uso de fontes renováveis. Com ela e os diversos incentivos criados para os sistemas de geração distribuída, notou-se um expressivo aumento nestes sistemas, com enfoque nos de geração solar fotovoltaica, inclusive, para os sistemas de minigeração, com potências superiores a 75 kW, que devem ser conectados em sistemas de média ou alta tensão, conforme a resolução 414 da ANEEL. Para viabilizar a conexão dos sistemas de minigeração e compatibilizar a tensão com os níveis adotados na distribuição, faz-se necessário a implantação de subestações de energia elétrica. Diante desta conjuntura, este trabalho está fundamentado no desenvolvimento de um projeto de uma subestação de entrada de energia para conexão de uma usina solar fotovoltaica na rede de distribuição de energia, visando acompanhar o desenvolvimento e crescimento destes novos empreendimentos, das tecnologias relacionadas e da regulamentação vigente, propiciando a contribuição para o desenvolvimento de conhecimentos mínimos destes sistemas e das subestações de energia para aplicação com geração distribuída, afim de manter a integridade e continuidade destes sistemas e de seus usuários e operadores.

Palavras chaves: Subestação, minigeração, usina, fotovoltaico e proteção.

ABSTRACT

In 2012, ANEEL published the normative resolution 482 which established the general conditions for small energy producers to connect to the distribution networks and, later on, created the compensation system, which allowed captive consumers to produce their own energy from a renewable source. The purpose of this resolution was to encourage the use of renewable sources. With it and the several incentives created for distributed generation systems, there was a significant increase of these systems, with a focus on photovoltaic solar generation, including for mini-generation systems, with powers greater than 75 kW, which must be connected to medium or high voltage systems, according to ANEEL's resolution 414. To enable the connection of mini-generation systems and make the voltage compatible with the levels adopted in the distribution, it is necessary to implement electric power substations. In the face of this environment, this work consists of the development of a Project for an input power substation for the connection of a photovoltaic solar plant to the distribution network, in order to monitor the development and growth of these new initiatives, related technologies and current regulations, providing the contribution to the development of minimum knowledge of these systems and energy substations for application with distributed generation, in order to maintain the integrity and continuity of these systems and their users and operators.

Key words: Electric substation, mini-generation, power plant, photovoltaic and protection.

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro iniciou a instalação das primeiras usinas hidrelétricas em 1910 e, em 1940, o brasileiro já vivenciava um racionamento do consumo de energia elétrica e isto voltou a ser evidenciado em diversos outros momentos da história. Com as sucessivas descobertas tecnológicas, ao longo dos tempos, tornou-se mais factível o aumento da qualidade de vida e desenvolvimento de novas tecnologias que acarretaram na evolução de diversos eixos da ciência, como a medicina. Atualmente, o consumo de energia elétrica é um forte indicador do desenvolvimento da economia de um país, demonstrando, assim, a tendência histórica ao aumento da demanda de energia elétrica e, conseqüentemente, da produção. A revolução industrial, como um dos momentos históricos que marca a aceleração do crescimento do consumo de energia, derivava, inicialmente, de fontes não renováveis, de caráter poluente, durabilidade finita e pouca facilidade de produção. Contudo, com o tempo, foram desenvolvidas diferentes formas de produção, a partir de variadas fontes [1].

De acordo com o Balaço Energético Nacional (BEN) de 2021, no Brasil, a principal fonte de geração de energia elétrica é a hídrica, sendo responsável por 65,2% da oferta interna. Entretanto, apesar da abundância hídrica do país, a implantação de novos projetos de grandes centrais geradoras tem se tornado cada vez menos viáveis e pouco atrativos, tendo em vista, principalmente, os impactos sociais e ambientais. Desta forma, é imprescindível explorar outras fontes de geração, buscando atender as necessidades de consumo da sociedade. Esse relatório já indica forte crescimento de outras fontes de geração de energia, como a eólica, solar e biomassa, que despontam para a diversificação da matriz energética brasileira e para a desvinculação do consumo de energia aos combustíveis fósseis, de valor elevado para produção e de caráter poluente [2].

De acordo com SANTOS, F. M. [1], o sistema elétrico brasileiro é composto, historicamente, principalmente por sistemas de geração centralizados, de grandes capacidades instaladas e, devido à alta dependência de recursos hídricos, distantes dos grandes centros urbanos. Neste sentido, para a efetiva disponibilização ao consumidor final, faz-se necessário grandes linhas de transmissão para o transporte desta energia dos centros de geração até os centros urbanos. Para isso, os níveis de tensão se alteram dentro do processo

de geração, transmissão e distribuição, permitindo a elevação da tensão e redução da corrente entre o processo de geração e transporte, possibilitando menores perdas por efeitos joules e menores quedas de tensão. Por fim, a tensão é reduzida para valores factíveis à operação e utilização, proporcionando mais segurança e simplicidade aos sistemas de distribuição. Desta forma, os sistemas podem ser subdivididos em, pelo menos, sistemas de alta, média e baixa tensão. No Brasil existe um sistema de transmissão que conecta todas as regiões do país, permitindo o transporte de grandes blocos de energia entre os subsistemas, contrabalanceando os perfis de consumo e geração de cada parte do país, onde a variação climática permite que se explore diferentes fontes de geração durante todo o ano. Este sistema, denominado de Sistema Interligado Nacional (SIN), também conhecido por Rede Básica, opera com tensões superiores a 230 kV e é gerido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [2].

No entanto, essa estrutura do sistema elétrico brasileiro tem se alterado nos últimos anos. Em 2012, com a REN 482 e, posteriormente, com a REN 687 de 2015, foi normatizado a instalação de geradores junto às cargas, para consumidores cativos – aqueles cujo o processo de compra da energia elétrica fica a cargo da concessionária ou permissionária - e o sistema de compensação de energia elétrica, onde se tornou possível a injeção do excedente de geração de energia elétrica, a partir de fontes incentivadas, tais como a hídrica, solar, eólica e biomassa, de forma distribuída e mais próxima à carga. Com isso, o consumidor passa a produzir sua própria energia e utilizar dos sistemas de distribuição como uma bateria virtual, onde é feita a injeção do excedente na rede e, na ocorrência do consumo excedente à capacidade de geração, as cargas serão supridas, parcialmente ou em sua totalidade, pelo sistema de distribuição e ao final do mês é feito o balanço entre consumo e geração. Assim, o cliente deve realizar o pagamento apenas do equivalente ao custo de disponibilidade do sistema de distribuição e do consumo não atendido pela geração, ou, de forma oposta, será criado créditos de energia para compensação futura, para os casos em que a geração for excedente ao consumo [4 e 5].

Desta forma, os sistemas de geração distribuída a partir de, principalmente, fonte solar fotovoltaica tiveram um grande salto nos últimos anos, transformando de forma significativa o perfil de consumo e geração do

país, eliminando etapas destes processos, simplificando-os, democratizando o acesso da energia renovável e não poluente, além de trazer maior economia para o consumidor. E, para que um consumidor autoprodutor se enquadre na resolução 482 e demais revisões, ele deve possuir gerador limitado a 5 MW e possuir como fonte primária de geração renovável [5].

Esta resolução permite ainda que a Geração Distribuída (GD) seja categorizada entre micro e minigeração distribuída, sendo que a micro GD é limitada à 75 kW e representa, sobretudo, a categoria de clientes atendidos em baixa tensão, enquanto a mini GD compreende o intervalo entre 75 e 5.000 kW, detendo os clientes atendidos em média e alta tensão. Esta resolução também estabelece quatro modalidades de geração: autoconsumo local, autoconsumo remoto, integrada a múltiplas unidades consumidoras e compartilhada. O autoconsumo local remete a união entre a presença de carga e geração, ocorrendo em um mesmo local, mas independente da simultaneidade entre elas. Já o autoconsumo remoto compreende as instalações, dentro da mesma área de concessão, que instalam e conectam o sistema à rede, para compensação dos créditos de energia em local(is) diferente(s) da geração, ou ainda, utilizar-se do excedente de geração de um autoconsumo local para outras unidades consumidoras em mesma titularidade. Os sistemas integrados às múltiplas unidades consumidoras são compostos principalmente de condomínios. E por fim, a geração compartilhada reúne, por meio de consórcio ou cooperativa, pessoas físicas e/ou jurídicas que compartilham de um sistema de geração, por meio da união de investimentos para implantação e manutenção do sistema, ou por meio do aluguel de cotas de usinas de terceiros [5].

A geração compartilhada, especialmente, contribuiu significativamente para o crescimento das unidades de geração classificadas em minigeração distribuída, compondo as denominadas fazendas solares, que têm como objetivo o aluguel de cotas que fornecem créditos de energia para seus associados. Assim, estas instalações possuem o mínimo de carga possível e almejam a maior capacidade de produção de energia. Este tipo de instalação proporciona maior democratização do acesso à geração de energia por fontes renováveis e mais barata para aqueles que não possuem capacidade de investimento ou área disponível para instalação. Além disso, o serviço de manutenção e operação do

sistema é terceirizado para profissionais capacitados, que buscam maior eficiência do sistema, maior continuidade e durabilidade.

Contudo, as fazendas solares, bem como as demais unidades de minigeração, implicam na inserção de etapas de transformação e proteção dos sistemas, que são conectados na média ou alta tensão das distribuidoras. Assim, surge a necessidade de implantação de subestações de entrada de energia, com o objetivo de adequar os níveis de tensão de geração para os da rede elétrica de distribuição. Essas também são responsáveis pela proteção do sistema, seccionamento e medição, viabilizando assim a conexão destes sistemas de geração à rede de distribuição local. Este fato se respalda na REN 414, que define a conexão de sistemas com demanda contratada superior a 75 kW, além das diversas outras condições normativas para conexão de um acessante, incluindo a orientação para definição do ponto de conexão, obras de reforma de rede e responsabilidades financeiras da concessionária e do cliente para viabilizar tal conexão [5 e 6].

1.1 OBJETIVOS

De acordo com o exposto, este trabalho tem por objetivo a realização de um projeto de subestação para atendimento a uma fazenda fotovoltaica, instalada em estruturas metálicas em solo, com capacidade instalada de 2500 kW, na modalidade de geração compartilhada, para atendimento a um consórcio, com intuito de implementar um sistema com maior eficiência e capacidade de geração, possibilitando a maior relação entre custo e benefício, proporcionando maior economia para seus associados. Este sistema será conectado à rede de distribuição no estado de Minas Gerais, sob concessão da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG).

Para atendimento ao objetivo proposto neste trabalho, serão apresentados, nos próximos capítulos, os aspectos básicos de projeto de um sistema de geração fotovoltaica e de subestação de energia elétrica, em conformidade com as necessidades da aplicação proposta, considerando o sistema de geração mencionado e as normas e regulamentação. Ademais, o projeto desenvolvido tratará apenas dos aspectos básicos para aprovação junto à concessionária, onde não serão contemplados os detalhamentos desenvolvidos em projetos executivos, projeto da malha de aterramento, estudos de curto-circuito, ou mesmo o projeto elétrico da geração.

2 GERAÇÃO EM USINAS SOLAR FOTOVOLTAÍCA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os sistemas de geração de energia solar fotovoltaica têm como principal benefício a fonte de energia inesgotável necessária, a irradiação solar. Tais sistemas tem grande facilidade para instalação em diversas localidades e com tecnologias que se tornam cada dia mais acessíveis. Além disso, os sistemas de geração distribuída, utilizando esse recurso, possibilitam a democratização e descentralização da produção de energia.

Tratando-se especificamente dos sistemas de minigeração distribuída, estes são dotados de potências que variam entre 75 e 5.000 kW de capacidade instalada, de acordo com a RN 482/2012 e demais revisões. Esta mesma resolução permite, atualmente, a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição das concessionárias ou permissionárias da região e permitem que o consumidor cativo usufrua do sistema de compensação de energia, em que o sistema conectado tem sua produção direcionada para a instalação local e, quando couber, para a rede de distribuição. Desta forma, é criado um crédito de energia gerada que pode ser compensado posteriormente pelo consumo relativo aos momentos de pouca ou nenhuma produção, como períodos nublados e noturnos. Para tanto, o cliente deve submeter à distribuidora local a validação do projeto de geração e, posterior a homologação, obtenção do parecer de acesso [5].

Esses minissistemas de geração possibilitam o atendimento de consumidores com considerável carga instalada e possibilitam a prática de um novo modelo de negócio, a geração compartilhada. Nesta modalidade, um conjunto de consumidores, vinculados por meio de uma cooperativa ou consórcio, podem distribuir entre si a geração de energia injetada na rede. Além disso, a instalação de um sistema de geração deste porte traz, também, grandes desafios técnicos, como maior robustez do sistema de proteção.

Os projetos realizados para atendimento de cooperativas e consórcios, mencionados anteriormente, são tipicamente instalados em solo, seja em fazendas ou na área urbana. E, por isso, trazem algumas facilidades técnicas, como maior liberdade para correta inclinação e direcionamento dos painéis fotovoltaicos, conforme será apresentado nas próximas páginas. Será, também,

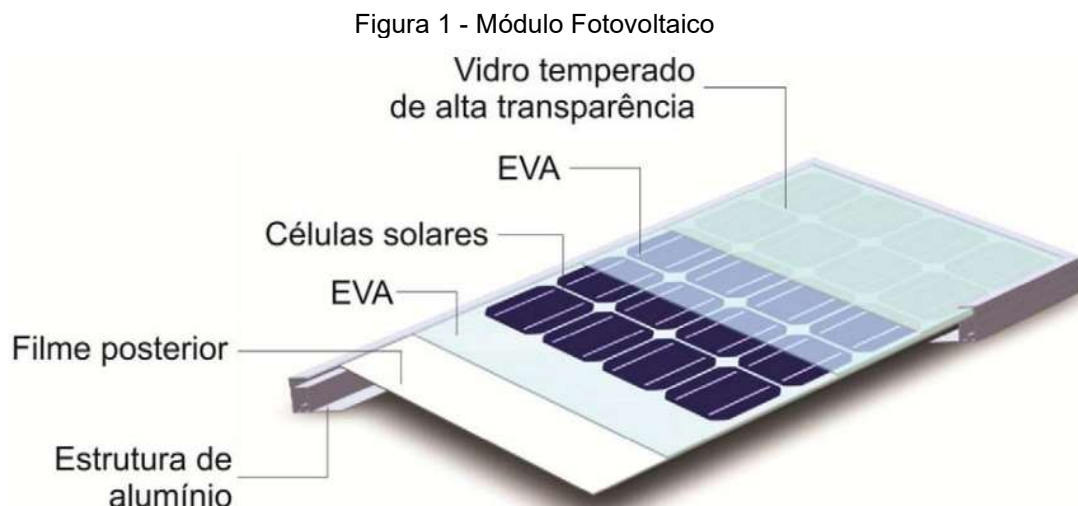
exposto os elementos e premissas de projetos que podem ser utilizadas, seguindo os padrões de segurança, eficiência e qualidade.

2.2 ELEMENTOS DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Um sistema de geração solar fotovoltaica é composto basicamente por módulos fotovoltaicos, inversores de frequência e elementos de proteção CC e CA. Esses elementos serão descritos a seguir.

2.2.1 Módulos Fotovoltaicos

De acordo com [7], os módulos fotovoltaicos são compostos por uma associação série e/ou paralelo de células fotovoltaicas, que, por sua vez, são constituídas de um material semicondutor. Estas células são, geralmente, de silício, mono ou policristalinas, capazes de gerar uma tensão máxima entre 0,5 e 0,8 volts. A associação destas células é realizada de tal forma que sejam alcançados valores maiores de tensão, corrente e, conseqüentemente, de potência de geração. Desta forma, é necessário que sejam implementadas técnicas de otimização e proteção destas células. Por isso, são comumente utilizados diodos *by-pass* para otimização do sistema; condutores de interconexão entre as células; materiais isolantes e molduras metálicas e de vidro para a proteção física, caracterizando-se assim o módulo fotovoltaico, conforme ilustra a Fig. 1.



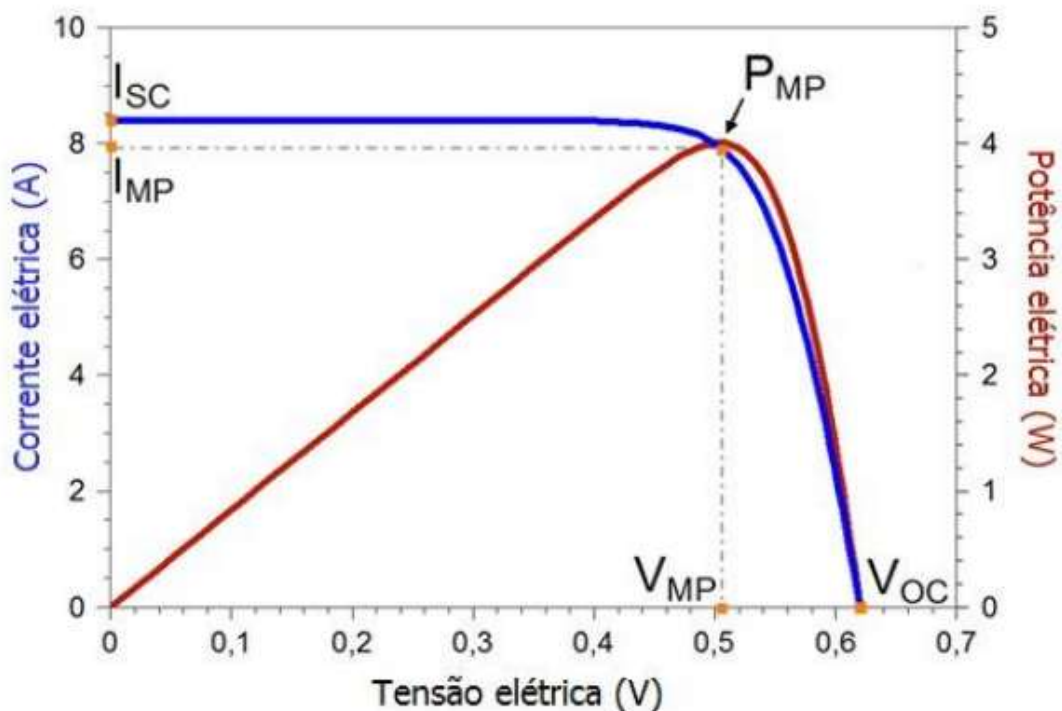
Fonte: [7], 2014 (P. 132).

Os diodos *by-pass*, que se encontram dentro da caixa de junção, têm por finalidade a otimização do módulo, uma vez que a associação destas células em série limita a produção de corrente em um único valor e igual ao menor valor gerado, de acordo com [8]. Desta forma, na ocorrência de algum fator que leve

alguma célula a valores muito baixos, o diodo poderá isolar apenas uma sequência de células, permitindo que o maior número possível continue operando. Pode-se citar como fator para redução de produção da célula: o sombreamento, acúmulo de sujeira, temperatura, depreciação, inclinação e orientação dos módulos. Quando algum destes fatores atingir o módulo de forma parcial, os diodos poderão atuar, conforme descrito anteriormente.

Estes módulos fotovoltaicos, utilizando-se dos materiais semicondutores e do efeito fotoelétrico, possuem comportamento incomum para tensão, corrente e, conseqüentemente, para potência. Conforme ilustra a Fig. 2, para relação entre tensão e corrente, pode-se destacar alguns pontos relevantes, como a corrente de curto-circuito, onde a tensão nos terminais do gerador é zero e a corrente atinge seu máximo valor. É importante ressaltar também a tensão de circuito aberto, pois, neste ponto, o módulo recebe irradiação, mas não está conectado a uma carga, resultando na falta de circulação de corrente, ou seja, corrente nula e tensão máxima. Contudo, como a potência é o produto entre essas duas grandezas, o valor máximo possível ocorre quando os valores de corrente e tensão são igualmente máximos, mas nunca nos pontos citados anteriormente [7].

Figura 2 - Curva característica de tensão, corrente e potência de um módulo fotovoltaico.



Fonte: [7], 2014 (P. 120).

Os pontos mencionados anteriormente e ilustrados na Fig. 2 são extremamente importantes para um projeto de geração solar fotovoltaica, visto que a potência desejada é a maior possível e a corrente de curto-circuito (*short circuit* – SC) e tensão de circuito aberto (*open circuit* – OC) podem ocorrer em regime de operação dos módulos, seja de forma intencional ou por falha no sistema. Por isso, essas informações são fornecidas pelo fabricante do módulo, em sua folha de dados, ou *datasheet*, em condições padrões de teste, ou *standard test conditions* – STC, onde se considera a irradiância de 1.000 W/m² e temperatura de operação de 25°C.

No entanto, é de fácil conclusão que os sistemas fotovoltaicos operam em condições diversas de irradiância e temperatura, variando muito durante o ano. Sendo assim, é importante verificar as variações de corrente e tensão em condições extremas de operação, com a maior e menor temperatura que este equipamento deverá suportar no decorrer de sua vida útil. Neste sentido, existem alguns fatores de correção que podem ser aplicados aos valores nominais de corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e potência máxima, visando a estimativa destas grandezas para valores de operação. O coeficiente β é relativo à variação de tensão de circuito aberto com a temperatura, o α é o coeficiente de variação de corrente de curto-circuito com a temperatura e γ é a soma dos dois coeficientes anteriores e determina a variação de potência com a variação de temperatura, de acordo com [7]. Estes coeficientes possuem valores típicos para cada tipo de material utilizado na fabricação das células fotovoltaicas e geralmente são indicados nas folhas de dados dos módulos.

Ainda de acordo com [7], os valores de tensão de circuito aberto, de corrente de curto-circuito e potência máxima, para determinada temperatura, podem ser obtidos por meio das equações abaixo, respectivamente.

$$V_{oc}(T) = V_{OC_{stc}} \cdot (1 + \beta \cdot (T - 25)) \quad (1)$$

$$I_{SC}(T) = I_{SC_{stc}} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 25)) \quad (2)$$

$$P_{MP}(T) = V_{MP_{stc}} \cdot I_{MP_{stc}} \cdot (1 + \gamma \cdot (T - 25)) \quad (3)$$

Onde:

T (°C) – Temperatura do módulo;

V_{oc} (V) – Tensão de circuito aberto (*open circuit* – OC);

$V_{OC_{stc}}$ (V) – Tensão de circuito aberto (*open circuit* – OC) em condições padrões de teste (*standard test condition* – STC);

β (1/°C) – Coeficiente de variação da tensão de circuito aberto pela variação de temperatura;

I_{sc} (A) – Corrente de curto-circuito (*short circuit* – SC);

I_{SCstc} (A) – Corrente de curto-circuito (*short circuit* – SC) em condições padrões de teste (*standard test condition* – STC);

α (1/°C) - Coeficiente de variação da corrente de curto-circuito pela variação de temperatura;

P_{MP} (W) – Máxima Potência;

V_{MPstc} (V) e I_{MPstc} (A) - Tensão e corrente de potência máxima (*maximum power*) em condições padrões de teste (*standard test condition* – STC);

γ (1/°C) – Coeficiente de variação da potência pela variação de temperatura.

E a temperatura do módulo pode ser obtida por meio de (4).

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t \times G \quad (4)$$

Onde:

T_{mod} (°C) – Temperatura do módulo;

T_{amb} (°C) – Temperatura ambiente de exposição do módulo;

K_t (°C.m²/W) – Coeficiente térmico para o módulo, podendo ser adotado o valor padrão de 0,03, se não for conhecido;

G (W/m²) – Irradiância incidente sobre o módulo.

Assim, é possível realizar uma análise mais crítica dos valores de tensão e corrente que serão obtidos na instalação, de acordo com o nível de irradiância e temperatura de operação. E, além dos dados já mencionados, é possível encontrar na folha de dados dos módulos algumas informações muito importantes para o projeto do sistema de geração fotovoltaico, como eficiência, dimensões físicas, expectativa de performance com o passar dos anos e várias outras informações que podem ser pertinentes conforme a aplicação desejada.

2.2.2 Inversores de Frequência

De acordo com [9], os inversores de frequência são equipamentos que realizam a conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). Por meio deste elemento é possível realizar a compatibilidade entre a fonte geradora e as cargas consumidoras desta energia, uma vez que os módulos fotovoltaicos produzem corrente contínua e as cargas, usualmente, são alimentadas em corrente alternada. Esta conversão acontece por meio de elementos eletrônicos, compostos por materiais semicondutores, que fazem o chaveamento do sistema, produzindo uma corrente alternada. Existem diversas tecnologias empregadas para este fim e cada uma delas poderá ser aplicada em diferentes situações.

Para os inversores aplicados na geração fotovoltaica, existe uma primeira grande distinção de tecnologia, os inversores conectados à rede e os isolados. Além disso, este equipamento pode ser dotado de um transformador ou não. Neste último caso, criou-se uma maior aceitação por dispensar os

transformadores, uma vez que isso produziria mais perdas no processo e implicaria em maiores ocupações físicas e maior peso. Este equipamento também pode ser segmentado em tipo de fornecimento CA, sendo monofásico ou trifásico. Por fim, existe uma diferenciação na configuração do sistema, podendo ser um inversor central, *string*, *multi-string*, e os micro inversores, de acordo com [9].

Ainda a partir de [9], os inversores de frequência para instalações fotovoltaicas, em tecnologias mais modernas, possuem um algoritmo de rastreamento da máxima potência, que tem como objetivo a obtenção da combinação ideal de corrente e tensão gerada pelos módulos fotovoltaicos, o que implica na maior potência de geração possível para cada momento do dia e, por conseguinte, da irradiância.

Os micros inversores são conectados individualmente em cada módulo e, sendo assim, tem menor capacidade e dimensões físicas. Mas, apesar de reduzir a preocupação com o monitoramento de produção dos módulos, conseguindo aproveitar melhor qualquer corrente e tensão gerada por módulo, e otimizar o sistema em caso de sombreamento, depreciação, orientação geográfica e/ou inclinação, eles demandam maior quantidade, devendo o projetista avaliar a viabilidade técnico e financeira comparada as demais tecnologias disponíveis no mercado [5].

Já os inversores centrais, são caracterizados pela conexão de toda a instalação dos módulos, podendo comportar uma sequência de módulos em série e/ou em paralelo, utilizando-se assim de apenas um equipamento para fazer a conexão entre todo o sistema de geração e a carga e/ou rede de distribuição. Neste caso, torna-se relevante a dificuldade de otimizar o sistema de geração, sendo necessário o uso de outros elementos que minimizem o descasamento de geração e as perdas por associação entre módulos [5].

Os inversores *strings* e *multi-strings* são muito semelhantes. Ambos se conectam ao sistema de geração por meio de uma sequência de módulos conectados em série, caracterizando-se uma *string*. A diferença entre eles é a capacidade de *strings* que podem ser conectadas em cada inversor, onde o inversor *string* suporta a conexão de apenas uma, sendo necessário mais de um inversor em caso de mais de uma série de módulos, e o inversor *multi-string* possibilita a conexão de mais de uma série [5].

As diferentes configurações existentes dependem, sobretudo, da dimensão do sistema e local de instalação. Os micros inversores e inversores centrais são mais recomendados para sistemas menores, sistemas de microgeração, geralmente para atendimento a cargas pontuais, como radares em rodovias, ou instalações residenciais de pequeno porte. No entanto, é importante considerar o local de instalação nas residências, uma vez que utilizar telhados com diferentes orientações e/ou com possíveis pontos de sombreamento exigem inversores mais modernos, como os inversores *strings* ou *multi-strings*.

Os sistemas de geração de grande e médio porte, como os sistemas de minigeração distribuída, exigem a utilização de inversores *multi-strings*, para melhor performance do sistema, dado que a capacidade de geração é elevada e a extensão física do sistema é muito considerável, implicando em diferentes pontos de sombreamento, irradiância e, até, de depreciação, que criam pontos quentes no sistema e reduzem a performance. Ou seja, estes inversores são dotados de mais de um rastreador de máxima potência independentes e cada um destes, por sua vez, pode admitir mais de uma *string*, caracterizando-se assim uma configuração série e paralelo [9].

Este equipamento, além do tipo de fornecimento poder alternar entre mono e trifásico, ele também pode variar quanto ao nível de tensão de entrada e de saída. Tais informações são fornecidas na folha de dados do inversor, além da corrente e potência de entrada e fornecimento. Estes dados são de extrema relevância para o correto dimensionamento dos arranjos e *strings*, visto que são indicados os valores mínimos e máximos para operação e melhor performance. Nos sistemas de minigeração distribuída, é inevitável projetar-se o sistema considerando inversores que suportem maiores níveis de tensão e corrente de entrada e, como resultado, de saída.

Além da folha de dados, os inversores devem ser acompanhados de certificados nacionais, emitidos pelo InMetro (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia), e/ou, quando aplicáveis, de certificações internacionais. Isto garante os padrões de qualidade praticados no Brasil e maior segurança ao sistema, dado que a regulação vigente exige certos requisitos e testes para estes equipamentos. Cita-se a função anti-ilhamento para sistemas conectados à rede de distribuição, onde o inversor deve desconectar os

geradores da rede em caso de interrupção do fornecimento de energia elétrica por parte da concessionária, garantindo maior proteção para o operador do sistema de distribuição, impedindo que a alimentação fornecida pelo sistema fotovoltaico acarrete acidentes [5 e 10].

2.2.3 Elementos de Proteção

Para realizar a proteção do sistema, devem ser consideradas as normas NBR 16690 e a NBR 5410, sendo que a primeira será tomada como direcionamento principal e a segunda de forma complementar. Podendo ser utilizados disjuntores, fusíveis, dispositivos de proteção contra surtos – DPS's, chaves seccionadoras e relés, dependendo da dimensão do sistema, do arranjo e equipamentos empregados, bem como do nível de tensão, corrente nominal e de curto-circuito da instalação, [11].

A NBR 16690 define as diretrizes de proteção contra sobrecorrente e curto-circuito e, de forma complementar, utiliza-se também a NBR 5410. A proteção contra curto-circuito é devida para a proteção dos circuitos do gerador em caso de faltas à terra ou curto-circuito entre os cabos condutores, caixas de junção, entre arranjos e demais equipamentos que compõem os circuitos de geração. Mas é importante ressaltar que os módulos fotovoltaicos são fontes de corrente limitadas, sendo que a elevação indevida de corrente se dá pela associação de módulos em paralelo e/ou interligação com outras fontes, como baterias, que podem ser empregadas em conjunto com os geradores fotovoltaicos, mas destacando que esta norma não trata sobre as proteções destas baterias, sendo necessária a consulta da norma competente.

Avaliando o sistema de geração fotovoltaico separadamente, ou seja, o conjunto módulo e inversor, é possível concluir necessidade da proteção de sobrecorrente em alguns pontos do circuito. Ao considerar um sistema de associação de módulos simples formando apenas uma *string*, ou seja, apenas com módulos em série, é recomendado pela NBR 16690 o uso de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente, mas não é impositivo. Ele é válido para conexão de até duas séries de módulos iguais conectados em paralelo, pois, na ocorrência de uma falta em alguma série, a corrente da segunda série fluirá para a primeira, mas nenhum dano poderá ocorrer no sistema, visto que ambas as séries compartilham da mesma capacidade de condução de corrente. No entanto, ao realizar a conexão de mais de duas séries de módulos em paralelo,

haverá o risco de exceder a capacidade de condução de corrente na série que, eventualmente, sofrer uma falta, tendo em vista que fluirá a soma das correntes fornecidas por cada série conectada naquele arranjo. Sendo assim, para os casos que se enquadrarem desta forma, é obrigatório o uso de um dispositivo contra sobrecorrente, para garantir a integridade do sistema. Ele é válido nas condições de associações em paralelo dos subarranjos montados através da conexão de séries de módulos em paralelo. Além disso, entende-se como dispositivos contra sobrecorrente: disjuntores, fusíveis ou qualquer outro que emprenhe a mesma função.

Considerando o exposto acima, os requisitos das NBR's citadas, a proteção contra sobrecorrente deve ser utilizada em séries fotovoltaicas se aplicada a seguinte inequação:

$$(N - 1) \times I_{SC_{mod}} > (I_{mod_{m\acute{a}x} OCPR}) \quad (5)$$

Onde:

N - é o número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo;

$I_{SC_{mod}}$ (A) - corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico;

$I_{Mod\ Máx\ OCPR}$ (A) - máxima corrente de proteção do módulo.

Desta forma, o dimensionamento dos dispositivos de proteção contra sobre corrente devem seguir os requisitos informados a seguir, conforme necessidade da ligação.

- Série fotovoltaica:

$$(2,4 \times I_{SC_{mod}}) > I_n > (1,5 \times I_{SC_{mod}}) \quad (6)$$

$$I_n \leq I_{mod_{m\acute{a}x} OCPR} \quad (7)$$

- Subarranjo fotovoltaico:

$$(2,4 \times I_{SC_{S-Arranjo}}) > I_n > (1,25 \times I_{SC_{S-Arranjo}}) \quad (8)$$

- Arranjo fotovoltaico:

$$(2,4 \times I_{SC_{arranjo}}) > I_n > (1,25 \times I_{SC_{arranjo}}) \quad (9)$$

Onde:

$I_{SC_{mod}}$ (A) - corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico;

$I_{(Mod\ Máx\ OCPR)}$ (A) - máxima corrente de proteção do módulo;

$I_{SC_{s-arranjo}}$ (A) - corrente de curto-circuito do subarranjo fotovoltaico;

$I_{SC_{arranjo}}$ (A) - corrente de curto-circuito do arranjo fotovoltaico.

Além disso, faz-se necessário o uso de dispositivos de proteção contra surtos - DPS, utilizados para limitar as sobretensões ocasionadas por descargas atmosféricas e surtos devidos às manobras de chaveamento. Neste caso, as

orientações descritas na NBR 16690 se sobrepõem as descritas na NBR 5410. Ademais, é orientado que este dispositivo de proteção esteja o mais perto possível do equipamento que se deseja proteger e em caso da existência de outras redes, deve-se considerar o uso de um dispositivo dedicado a elas, tais como redes de telecomunicações e sinalização. A escolha do DPS se dá por meio da definição da máxima tensão de operação contínua, com a tabela 49 da NBR 5410 (página 133) e demais determinações do item 6.3.5.2.4 desta norma [37]. Ademais, os DPS devem ser de classe II, conforme [7].

Por fim, é válido ressaltar que os dispositivos de proteção, sejam disjuntores, chaves, fusíveis, DPS ou outros, devem estar de acordo com o circuito de operação, sendo preparados para operação em corrente contínua e alternada, sendo vedada o uso de dispositivos de corrente alternada no circuito de corrente contínua, uma vez que o comportamento do sistema não será o mesmo, podendo provocar arcos elétricos de magnitude relevante, não estando previstos nos circuitos de corrente alternada.

2.3 PROJETO DE USINAS FOTOVOLTAICAS

Os sistemas de minigeração distribuída podem apresentar diversas variações, como a instalação em solo em fazendas para suportar as cargas vinculadas ao plantio, colheita e demais atividades. Mas, também, podem ser instalados para suprir cargas de industriais, residências e comércios localizados em centros urbanos. Ademais, podem ser instalados nos telhados de grandes balcões, *shoppings center*, estacionamentos e diversos outros locais, que possibilitem o atendimento de grandes cargas locais ou de outras localidades, caracterizando diferentes modalidades de fornecimento, conforme foi especificado anteriormente. Nesta seção, serão considerados os fatores relevantes para projetos de fazendas fotovoltaicas, com estruturas em solo e sem uso de rastreador solar, onde o principal objetivo será o máximo fornecimento de energia, conectado à rede de média tensão e enquadrado como geração distribuída, limitada em 5 MW.

Para realizar o projeto de um sistema fotovoltaico, nas condições estabelecidas anteriormente, é importante que seja, primeiramente, definida a área onde este projeto será executado. A partir deste ponto, será possível avaliar questões fundiárias, existência de reservas legais, áreas de preservação permanente, hidrografias e demais restrições. Assim, há a possibilidade de

definir a área útil de utilização e posteriormente, a capacidade para instalação. E para isso, faz-se relevante também as condições de relevo e estruturas de sombreamento, seja por meio de edificações ou vegetações, que impactarão no rendimento de geração do sistema. Em seguida, a definição do local e dos equipamentos que serão utilizadas nesta nova central geradora é extremamente importante para considerações de dimensão física e parâmetros elétricos.

Tendo em vista o percurso que o sol faz durante o dia e durante o ano, sendo que, durante o dia, há uma movimentação de leste a oeste, e durante o ano, em diferentes estações do ano, a variação ocorre entre norte e sul, com o posicionamento mais próximo ao equador no inverno. E considerando que a condição ideal para produção de energia se dá com a irradiação incidindo perpendicularmente ao painel fotovoltaico, a melhor condição de operação durante o ano todo é obtida com a orientação para o norte (em sistemas instalados no hemisfério sul), de acordo com [12]. Então, a inclinação em que os módulos deverão ser instalados pode ser obtida por meio da latitude do local de instalação, seguindo a tabela 1. Desta forma, o sistema de geração terá o melhor aproveitamento da irradiação solar durante o ano, conseguindo ponderar os ganhos e perdas em cada estação do ano, [12].

Tabela 1 - Inclinação dos painéis fotovoltaicos

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	10°
11° a 20°	Latitude
21° a 30°	Latitude + 5°
31° a 40°	Latitude + 10°
41° ou mais	Latitude + 15°

Fonte: [12], 2012 (P. 59).

Ademais, é definido o espaçamento entre os módulos do sistema, havendo duas possibilidades, de acordo com [12]. A primeira define como prioridade o maior aproveitamento da área, podendo haver sombreamentos entre módulos, obtido a partir de (10). E a segunda alternativa prioriza a maior eficiência de geração do sistema, considerando a distância mínima necessária para que não haja sombreamentos provocados por outros módulos. Essa distância pode ser calculada por (11).

$$d = 3,5 \cdot z \quad (10)$$

$$D = 2,25 \cdot L \quad (11)$$

Onde:

d (m) – Espaçamento entre mesas (final de uma fileira e começo de outra fileira);

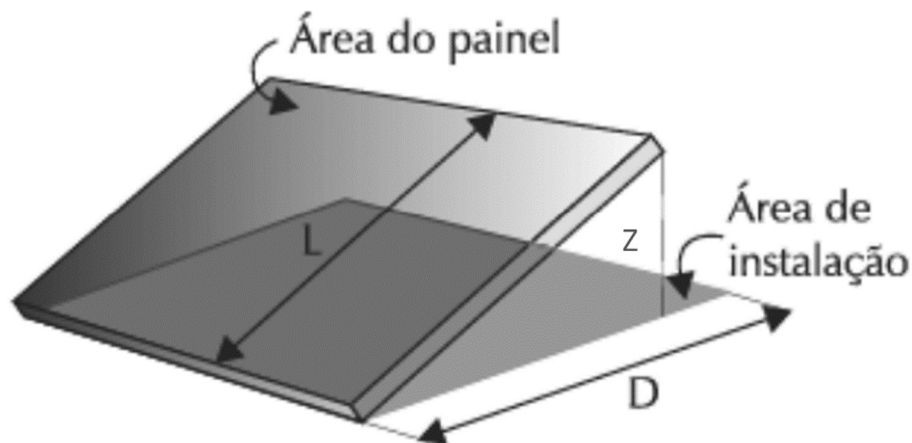
z (m) – Altura da haste de fixação do módulo ao solo;

D (m) – Distância entre o início das mesas;

L (m) – Largura das mesas.

A imagem a seguir exemplifica as variáveis tratadas anteriormente. Lembrando que a largura L pode remeter apenas a um módulo ou dois, de acordo com o tipo de estrutura de fixação utilizada.

Figura 3 - Área para instalação de módulos fotovoltaicos



Fonte: [12], 2012 (P. 64).

Em continuidade, é necessário realizar o dimensionamento correto do próprio sistema de geração, levando em conta as considerações já mencionadas anteriormente. Assim, a partir dos módulos e inversores definidos para a aplicação, o projetista deverá consultar, em suas respectivas folhas de dados, os parâmetros de tensão e corrente nominais, de circuito aberto e curto-circuito, para os módulos fotovoltaicos. Já para os inversores, faz-se relevante os parâmetros de tensão e corrente nominais, mínimos, máximos, de operação para cada MPPT, a quantidade de MPPT's e número de entrada em cada MPPT.

Deste modo, de acordo com [7], busca-se que o número de módulos em série deve ser mínimo para iniciar o MPPT, ou seja, deve ser maior que a tensão mínima do rastreador. E a tensão de circuito aberto, a maior tensão possível em cada módulo, seja inferior a tensão máxima suportada por cada inversor e MPPT. Além disso, a quantidade de *strings* ligadas em paralelo deve possuir uma soma de correntes de curto-circuito menores que a máxima corrente suportada pelo inversor e MPPT. Assim, é possível considerar os valores nominais de cada equipamento, mas em observância aos pontos destacados anteriormente, buscando a maior integridade do sistema. A tabela 2 apresenta os pontos de maior atenção a serem considerados no projeto destes sistemas, permitindo a escolha do número de módulos em série e em paralelo.

Tabela 2 - Condições de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Descrição	Condição
Número ideal de módulos associados para melhor performance do inversor e MPPT's.	$N_{nominal} = \frac{V_{nominal_{inv}}}{V_{nominal_{mód}}}$
Quantidade máxima de módulos em série para garantir integridade do inversor em caso de um circuito aberto.	$N_{série} < \frac{V_{nominal_{inv}}}{V_{OC_{mód}}}$
Quantidade máxima de <i>strings</i> em paralelo para garantir a integridade do inversor e das entradas MPPT.	$N_{paralelo} < \frac{I_{nominal_{MPPT(inv)}}}{I_{SC_{mód}}}$
Quantidade mínima de módulos associados em série para iniciar a operação dos rastreadores de máxima potência.	$N_{iniciar\ os\ MPPT} = \frac{V_{min_{MPPT(inv)}}}{V_{nominal_{mód}}}$

Fonte: [7], 2021.

A potência dos geradores se dará pela quantidade da potência e quantidade de módulos definidos. A potência disponibilizada em corrente alternada é definida pela potência e quantidade de inversores definidos. A capacidade máxima de injeção do sistema é a menor potência obtida entre os sistemas CC e CA (módulos e inversores).

No tocante à proteção dos sistemas, é necessário avaliar as aplicações de proteção acompanhadas com os inversores utilizados e, caso necessário, dimensionar dispositivos complementares e necessários para a devida conservação do sistema e de seus usuários, considerando os pontos dispostos anteriormente e na NBR 16690, 5410 e complementares.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Além das considerações feitas anteriormente sobre o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, faz parte do processo de projeto de uma unidade geradora, o protocolo e aprovação do projeto junto às concessionárias ou permissionárias da região de atendimento. Devendo-se elaborar a documentação estabelecida no módulo 3 do PRODIST, dentre elas, documento de responsabilidade técnica, memorial descritivo, diagramas unifilares e/ou trifilares, e seguir o processo de solicitação de acesso para obtenção do parecer de acesso, onde serão definidas as condições para conexão da unidade consumidora e eventuais reformas de rede, que poderão ter participação financeira do titular do parecer. O processo de solicitação de acesso para minigeração distribuída, a partir do protocolo, tem o prazo de 30 dias corridos, caso não sejam identificadas necessidades de reformas na rede, ou 60 dias corridos, caso haja tal necessidade. E somente após o recebimento, aceite e assinatura dos contratos e/ou aditivos, identificada a ausência de quaisquer pendências e da solicitação da vistoria que a central geradora poderá ser conectada à rede de distribuição da região.

Contudo, os projetos de sistemas fotovoltaicos, como qualquer outro, possuem diversas variáveis e premissas que são intrinsicamente ligadas as normas e regulações vigentes, da finalidade, estruturas existentes, recursos e vários outros pontos que determinam o rumo de um projeto, sendo de responsabilidade do projetista entender estes fatores, seguir os padrões normativos e prezar pela qualidade, economia e segurança, desde o processo de implantação do sistema, até o momento de operação. Devendo ser consultadas as resoluções da Aneel, normas das distribuidoras de energia elétrica, normas brasileiras e, quando não suficientes, internacionais, destacando-se a REN 482 e suas revisões, NBR 5410, NBR 16690, NR 10 e, especificamente para área de conexão da CEMIG, ND-5.3 e ND-5.31.

3 SUBESTAÇÕES

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

De acordo com o módulo 01 do PRODIST, subestações são um conjunto de instalações que reunidas destinam-se a proteção, medição, transformação e/ou manobra de grandezas elétricas. Além disso, elas têm por objetivo propiciar segurança, continuidade e supervisão do sistema que as integram. Podem ser classificadas quanto a instalação, função e seu nível de tensão [13].

De acordo com [14], quanto à instalação, uma subestação pode ser classificada como ao tempo, abrigada ou blindada. As subestações ao tempo são instaladas a céu aberto, sem proteção física dedicada para tal fim, estando sujeitas as variações e intempéries climáticos, necessitando de manutenções mais frequentes e maior cuidado com os isoladores. E, de forma contrária, as subestações abrigadas possuem proteção física em alvenaria, proporcionando maior proteção aos equipamentos presentes e controle de acesso, tanto para humanos, quanto animais. Já as blindadas, podem ser abrigadas em interiores de edificações ou ao tempo, mas os equipamentos são completamente isolados com componentes sólidos ou gás, ar comprimido ou gás FS6 (Hexafluoreto de enxofre).

Ainda de acordo com [14], relativo à função, as subestações podem ser elevadoras, abaixadoras, de distribuição, conversoras ou de manobra. As elevadoras são utilizadas para elevar o nível de tensão, estão presentes em centrais geradoras, objetivando a elevação da tensão de geração para níveis de transmissão. Em contraponto, as abaixadoras reduzem o nível de tensão e podem ser encontradas em complexos industriais, ou em intercepto entre sistemas de transmissão e subtransmissão. Já as de distribuição, reduzem os níveis de tensão para distribuição, podendo ser de propriedade das concessionárias ou de grandes clientes. As subestações conversoras estão relacionadas a conversão de frequência da rede, comumente utilizadas em sistemas de transmissão em corrente contínua, presentes nos elos que fazem a conversão entre corrente alternada e corrente contínua e vice-versa. Por fim, as subestações de manobra não alteram os níveis de tensão do sistema, mas permitem seccionar o sistema.

E para as condições relativas ao nível de tensão, as subestações podem ser de baixa tensão, até 1 kV, níveis utilizados para consumidores finais de

pequeno e médio porte, de tensão de distribuição ou média tensão, compreendida entre 1 kV e 36,2 kV, alta tensão, entre 36,2 kV e 138 kV, extra alta tensão, entre 138 kV e 500 kV, e ultra alta tensão, acima de 500 kV, [14].

Contudo, as subestações, de forma geral, possuem estruturas diferentes, a depender da finalidade, normas vigentes e viabilidade econômica, fica a cargo do projetista verificar qual tipo de subestação, em qual nível de tensão e para qual função. Neste sentido, a seguir serão apresentados os principais equipamentos relacionados a proteção, transformação, medição e manobra do sistema.

3.2 EQUIPAMENTOS DE UMA SEE

3.2.1 Para-raios

Os para-raios têm o papel de limitar os surtos de tensão que possam ocorrer no sistema, devido a descargas atmosféricas ou manobras no sistema, e garantir a proteção dos usuários e dos equipamentos, prevenindo a ocorrência de sobretensões superiores às que os equipamentos presentes estejam preparados para suportar. É preferível que ele seja instalado junto com o componente que se deseja proteger, para melhor efetividade, sendo necessário o uso sempre que houver alteração da tensão nominal do sistema, quando for alterado entre redes aéreas e subterrâneas e na entrada e saída de ramais. Além disso, a NBR 14039 exige que os para-raios com resistência não linear devam ser aterrados, com a ligação mais curta possível, sem curvas ou ângulos muito pronunciáveis, [14, 15 e 16].

Estes equipamentos são constituídos, geralmente, por resistores não lineares com ou sem centelhadores em série. Em operação normal, ele funciona como um isolador, mas na ocorrência de uma sobretensão, ele serve como um caminho alternativo para fluir parte da corrente e, assim, reduzir o valor da crista de tensão. Atualmente, os mais comuns são os de dióxido de zinco sem centelhadores, [14 e 17].

Para a escolha de um para-raios, é importante observar, dentre outros fatores, a tensão nominal do sistema, corrente de descarga nominal e suportabilidade às correntes de falta. Além da durabilidade e resistência que podem variar entre projetos, finalidades e instalações. Eles podem ser classificados quanto à sua funcionalidade, o que está muito ligado com a tensão nominal do sistema, podendo ser de estação, intermediários ou de

subtransmissão e de distribuição. Sendo que eles se distribuem entre as seguintes faixas de tensão: acima de 138 kV são os de estação, entre 35 kV e 138 kV são os intermediários ou de subtransmissão e, por fim, abaixo de 35 kV se referem aos de distribuição. Além disso, a classificação destes equipamentos se estende para o tipo de isolamento utilizados em sua fabricação, variando entre invólucros de vidro ou porcelana e polimérico, ou ainda encapsulados com isolamento com gás SF₆, [16 e 17].

O dimensionamento dos para-raios consiste na avaliação da tensão nominal de operação contínua do sistema, conhecida na literatura como MCOV (*Maximum Continuous Operating Voltage*), para sistemas com neutro aterrado, pode ser obtida a partir da equação abaixo:

$$U_{MCOV} = 1,1 \cdot U_{nf} \quad (12)$$

Onde:

U_{MCOV} (V) – é a máxima tensão de operação contínua;

U_{nf} (V) – é a tensão nominal de fase do sistema.

Além disso, a tensão nominal do equipamento será como 125% da tensão MCOV. Já a corrente de descarga, de acordo com [16], é considerada em 5, 10, 15 ou 20 kA, a depender do nível de tensão e robustez desejada para a aplicação, considerando as indicações das NBR's 6939, 16050, 15122 e complementares.

Neste sentido, observa-se os valores nominais suportáveis no sistema e, a partir dos valores definidos anteriormente, identifica-se no catálogo do fabricante o melhor equipamento para aplicação.

Contudo, a norma técnica da CEMIG, ND-5.3, define que os para-raios projetados tenham ao menos os dados informados na tabela abaixo, além da necessidade de eles serem com invólucro polimérico, de blocos resistores de ZnO, sem centelhadores e equipado com desligador automático, [26].

Tabela 3 - Características mínimas de para-raios.

Características dos para-raios	13,8 kV	23,1 kV	34,5 kV
Tensão nominal (kV)	12	21	30
Corrente nominal (kA)	10	10	10
Tensão residual máxima para corrente íngreme (10 kA - 1µs de frente) kV	48	84	120
Tensão residual máxima para corrente de descarga nominal (10 kA – 8/20) kV	43	76	108

Fonte: [26], 2020 (P. 59).

3.2.2 Disjuntores

Os disjuntores são equipamentos de proteção bastante conhecidos em sistemas elétricos, tendo aplicações desde a baixa tensão, eles proporcionam o seccionamento automático ou manual do sistema sob carga. Tem por funcionalidade proteger as instalações elétricas em que atua, interrompendo a passagem de correntes indesejadas que podem provocar danos físicos as instalações, como o aquecimento e/ou queima de equipamentos ali presentes.

De acordo com [14], os disjuntores podem ser aplicados de forma individual, fazendo a proteção de forma eletromecânica, onde a atuação deste equipamento estará ligada ao campo eletromagnético produzido pela passagem da corrente, ou então, poderá ser acionado por um relé, que pode ser, por sua vez, microprocessado ou eletromecânico. Com isso, é possível obter a devida limitação da corrente, seja de forma temporizada, ou seja, a interrupção estará vinculada ao nível de corrente que circula e o tempo que ela se apresenta no circuito, ou pode ser com atuação instantânea, onde o tempo não é um fator tão considerável e o valor da corrente é mais relevante para a atuação.

É relevante considerar que o aumento excessivo da corrente implicará fatalmente no aumento de potencial no sistema, podendo provocar sobretensões no processo de chaveamento/interrupção do sistema, bem como a consequente aparição de arcos elétricos, que são dotados de altas temperaturas, efeito luminoso que pode afetar os olhos do operador, além da incidência de incêndios e outros efeitos danosos. Por isso, é imperativo o uso de equipamentos ideais para o seccionamento do circuito com carga, sendo necessário o uso de encapsulamentos e formas de isolação que consigam extinguir tais arcos elétricos e suportem as temperaturas praticadas neste processo. Visto isso, a seguir serão apresentados os principais disjuntores utilizados para proteção.

Os disjuntores a ar comprimido utilizam, como o próprio nome sugere, o ar comprimido como material isolante. São muito eficientes nesta tarefa, mas requerem muita manutenção, visto que é necessário manter uma câmara de ar comprimido em um valor mínimo de pressão para operação correta do equipamento. Além da classificação quanto à técnica de interrupção, os disjuntores de forma geral, também podem ter seu fechamento realizado por meio de ar comprimido [14 e 17].

Disjuntores a óleo são pouco utilizados na atualidade, mas ainda podem ser encontrados em instalações antigas de subestações. O dispositivo se encontra imerso no óleo isolante e a extinção do arco elétrico é feita por meio de gases produzidos pela temperatura do fenômeno. Estes dispositivos possuem maior capacidade de explosão e incêndio, por isso não mais são utilizados [14 e 17].

Já os disjuntores a SF₆ (hexafluoreto de enxofre) utilizam o próprio gás para realizar a isolação e extinção do arco elétrico. Este gás está presente em diversos dispositivos como excelente isolante, que contemplam diversas outras vantagens, como a não toxicidade, não são inflamáveis, estáveis e não corrosivos [14 e 17].

Por fim, os disjuntores à vácuo são característicos pela ausência de gases ou líquidos para ruptura ou isolação. O próprio vácuo possui propriedades dielétricas ideais para realizar estas funções e possuem entre outras vantagens a curta duração do arco elétrico, operação rápida, possibilitando múltiplos religamentos e possuem pequeno volume de ocupação, sendo bastante utilizados em cubículos [14 e 17].

Quanto à classificação do acionamento, além do já mencionado ar comprimido, existe também os equipamentos acionados por meio de solenoide, que realizam a operação de fechamento dos contatos e carregamento da mola de abertura. Os disjuntores acionados por mola necessitam de motores para realizar o fechamento ou podem também ser realizados de forma manual. Além disso, o acionamento pode ser realizado por fluidos, o acionamento hidráulico, que armazenam a energia necessária para atuação em acumuladores hidráulicos e são restabelecidos por meio de uma bomba hidráulica [18].

Para determinação do disjuntor ideal para a aplicação, deve-se saber a tensão nominal do sistema, a corrente nominal e a corrente de curto-circuito simétrica. A tensão nominal é determinada pelo barramento em que se deseja conectar a subestação, no caso deste barramento ser a rede de distribuição, a concessionária deverá informar ao interessado a tensão de fornecimento. E a corrente nominal pode ser calculada conforme um circuito trifásico.

Contudo, para a área de concessão da CEMIG, a norma técnica ND – 5.3, [26], estabelece as especificações mínimas estabelecidas para disjuntores instalados em média tensão, conforme tabela a seguir:

Tabela 4 - Características mínimas de disjuntores de MT.

Características elétricas	13,8 kV	23,1 kV	34,5 kV
Uso	interno	interno	interno
Tensão nominal (kV)	15	25	35
Frequência (Hz)	60	60	60
Corrente nominal mínima (A)	350	350	600
Capacidade de interrupção simétrica mínima (kA)	12,5	12,5	12,5

Fonte: [26], 2020 (P. 57).

3.2.3 Transformador de Corrente

O transformador de corrente (TC) é um dos vários elementos de transformação do sistema. Este tem a característica de proporcionalidade para corrente, reduzindo os valores praticados no sistema para níveis condizentes aos equipamentos de medição e proteção. Os TC's, como um transformador, possuem como princípio de funcionamento a indução de um fluxo magnético em um núcleo de material ferromagnético a partir da circulação da corrente em um condutor, espira ou bobina, que induz tensão e corrente em circuitos magneticamente acoplados, por meio do núcleo, com um ou mais conjuntos de espiras. A capacidade de redução entre o circuito principal e o circuito induzido é intrinsecamente relacionado com a quantidade de espiras no circuito principal, ou primário do TC, e o circuito com grandezas induzidas, ou secundário do TC, [14 e 17].

De acordo com [18], os transformadores de corrente podem ser divididos em classe A e B, que possuem alta e baixa impedância interna, respectivamente. E quanto a forma construtiva, eles podem ser dos tipos enrolado, barra, janela, bucha com núcleo dividido com vários enrolamentos primários e com vários núcleos.

Os TC's do tipo enrolado possuem os condutores do circuito principal envolvendo mecanicamente o núcleo do transformador, implicando na obtenção de espiras no circuito primário. Os do tipo barra e janela tem o núcleo envolvendo o circuito primário, seja por meio de uma barra ou condutor, respectivamente, com passagem direta pelo núcleo. Já os do tipo bucha são semelhantes ao tipo janela, mas são projetados especificamente para serem instalados em buchas de outros equipamentos elétricos. Os de núcleo dividido também se assemelham ao de tipo janela, mas possuem a possibilidade de abertura do núcleo para envolvimento o elemento condutor da corrente, com partes articulares, e tem uma aplicação muito comum para além das subestações de energia, utilizados também em alicates amperímetros [14, 17 e 18].

Além disso, os TC's podem ser diferenciados a partir da quantidade de circuitos magneticamente acoplados e pelo meio que isto é feito. Eles podem ter múltiplos enrolamentos primários ou secundários isolados eletricamente entre si, ou possuir, a partir de um único circuito primário, múltiplos núcleos conectados.

E, como se sabe, o TC como transformador de corrente, possui singularidades, mas segue o mesmo princípio de operação de qualquer outro transformador, com a mesma estrutura representativa elétrica, uma impedância do circuito primário e outra do secundário, representando as perdas elétricas *joulicas* e de dispersão do fluxo magnético, e um ramo magnetizante, com uma impedância representativa das perdas por corrente de Foucault e histerese. De acordo com [18], a corrente que circula no primário de um TC deve ser igual a soma da corrente que circula no ramo magnetizante e no secundário, dadas as proporções de transformação do equipamento. Neste sentido, o erro do TC está vinculado com a corrente que circula no ramo magnetizante. Com isso, a exatidão é considerada como sendo uma característica intrínseca da construção e materiais utilizados neste equipamento. Além disso, outro ponto de atenção para os TC's é a saturação do núcleo magnético que, se ocorrer, demanda altas correntes para o ramo de magnetização, aumentando consideravelmente o erro do equipamento, limitando a capacidade de transformação de corrente com fidelidade e conseqüente falha na medição ou proteção do sistema.

Desta forma, ainda de acordo com [18], o nível de saturação do TC é definido considerando a sua finalidade, sendo que, para utilização com intuito de realizar a proteção do sistema, é necessário considerar um nível de saturação de 20 vezes a corrente de carga nominal, assim os equipamentos de proteção conseguirão receber corretamente os valores de falta. Por isso, para dimensionamento de um TC, deve-se calcular a corrente nominal do sistema e posteriormente verificar se 20 vezes a corrente primária é superior a corrente de curto-circuito, possibilitando sensibilizar corretamente a proteção, conforme (13). E, considerando que a relevância da medição consiste nas condições de carga do sistema, considera-se um nível de saturação do TC em 4 vezes a corrente nominal do sistema. Contudo, é importante ressaltar que a corrente para de curto-circuito em TC's de medição devem saturar para proteger os equipamentos presentes no secundário.

$$I_{TC} \geq \frac{MAIOR(I_{CC})}{k} \quad (13)$$

Onde:

I_{TC} (A) – Corrente primária nominal do TC;

MAIOR(I_{CC}) (A) – Maior corrente de curto-circuito, entre as monofásicas, bifásicas e trifásica;

K – Fator igual a 4 para medição ou 20 para TC de proteção.

E, além da saturação, é relevante avaliar a classe de exatidão do TC, que indica o erro que este equipamento irá apresentar em operação. Considera-se que os TC's utilizados para serviços de medição devam apresentar maior exatidão, principalmente os destinados para faturamento. Já os transformadores utilizados para serviços de proteção o erro se torna menos problemático para operação, podendo-se considerar classes de exatidão que variam entre 5% e 10% [18]. Contudo, é importante ressaltar que, conforme mencionado anteriormente, o erro deste equipamento tem relação direta com a forma e materiais utilizados na sua fabricação. Ao considerar erros menores, o projetista deve considerar que o preço de fabricação deverá aumentar devido aos materiais ferromagnéticos utilizados e haverá um aumento considerável no volume deste equipamento, sendo que este último é de grande importância para aplicações em subestações de cabines blindadas, pois o espaço nos cubilôs são uma limitação para o projetista, principalmente para sistemas de maior potência.

Por fim, a seguir serão apresentados os valores de relações típicas de TC's para projetos, considerando a corrente nominal em 5 A. Estes valores serão apresentados na tabela abaixo, onde são expostas as correntes primárias nominais dos TC's em ampères e a relação de transformação dos transformadores, considerando a corrente secundária padrão em 5 A, que foi extraída de [18].

Tabela 5 - Relação de correntes de TC's para projeto.

I_P	Relação	I_P	Relação	I_P	Relação	I_P	Relação
5	1:1	60	12:1	400	80:1	2500	500:1
10	2:1	75	15:1	500	100:1	3000	600:1
15	3:1	100	20:1	600	120:1	4000	800:1
20	4:1	125	25:1	800	160:1	5000	1000:1
25	5:1	150	30:1	1000	200:1	6000	1200:1
30	6:1	200	40:1	1200	240:1	8000	1600:1
40	8:1	250	50:1	1500	300:1	-	-
50	10:1	300	60:1	2000	400:1	-	-

Fonte: [18], 2013 (P.106).

3.2.4 Transformador de Potencial

Os transformadores de potencial (TP's) são utilizados, da mesma forma que os TC's, para viabilizar a reprodução de grandezas elétricas em níveis seguros de manipulação e condizentes com os equipamentos conectados. Eles possibilitam a isolamento galvânica entre os circuitos primários e secundários do

transformador. Reduzem os níveis de tensão da rede - praticados em média e alta tensão, ou seja, acima de 1 kV - para valores de operação de equipamentos de medição e proteção. São fabricados para alimentar equipamentos de alta impedância e são conectados em paralelo ao circuito, sem necessidade de seccioná-lo, [14 e 18].

Os TP's podem ser de dois tipos, indutivo ou capacitivo. O primeiro opera com aplicação de tensão no primário e replicação no secundário, considerada a relação de transformação. Eles são mais utilizados em circuitos de até 138 kV devido aos custos mais baixos de fabricação. Podem ser divididos em 3 grupos diferentes, sendo o primeiro para ligação entre fases, o segundo para ligação entre fase e neutro diretamente aterrado e o terceiro entre fase e neutro, mas sem garantia do aterramento. Eles proporcionam, geralmente, uma tensão de 115 V no secundário, com possibilidade de obtenção de $115\sqrt{3}$ V, ou ainda possíveis derivações do enrolamento secundário [14 e 18].

O segundo tipo de TP, o capacitivo, utiliza-se de um divisor capacitivo que permite a redução da tensão para níveis mais baixos. Basicamente, são compostos por este divisor capacitivo e um transformador de potencial do tipo indutivo. O divisor é constituído de uma série de capacitores ligados entre fase e terra, com derivação para ligação. Desta forma, o divisor capacitivo reduz a tensão, possibilitando a utilização de um TP do tipo indutivo com nível de tensão menor do que apenas se fosse utilizado sem o divisor. Por isso são mais utilizados em tensões mais elevadas, comumente acima de 69 kV, visto que o TP do tipo indutivo seria bastante caro para aplicações neste nível de tensão. Além disso, os TP's do tipo capacitivo contam com outros artifícios para seu correto funcionamento, como por exemplo uma impedância para ajuste de queda de tensão e diferença de fase, além de um circuito contra o efeito de ferrorressonância, [14 e 18].

Contudo, os transformadores de potencial também possuem classes de exatidão que estão diretamente relacionados com o erro do transformador e este, por sua vez, está condicionado as variações da relação de transformação entre primário e secundário e da diferença de fase que possa acontecer. Sendo consideradas os erros de 0,3; 0,6 e 1,2; sendo que há uma distinção categórica para medição e proteção, mas considera-se prudente o uso da classe que

implique no menor erro possível para serviços de medição para faturamento, [14 e 18].

Ademais, para especificação de um transformador de potencial, o projetista deve considerar a tensão nominal do sistema, circuito primário, e das cargas que serão conectadas no secundário, de forma a definir a potência dos TP's utilizados, além da forma de ligação dos TP's no circuito primário e secundário. A seguir serão apresentados em tabela os valores típicos de tensão primária e relação de transformação, considerando o secundário com 115 ou $115/\sqrt{3}$. Esta tabela foi extraída de [14], de forma incompleta.

Tabela 6 - Relação de tensões nominais de TP's para projeto.

Ligação entre fases		Ligação entre fase e neutro			
Tensão primária nominal (V)	Relação nominal	Tensão primária nominal (V)	Relação nominal (V)		
			115/3	115/ $\sqrt{3}$	115
115	1:1	-	-	-	-
230	2:1	-	-	-	-
460	4:1	-	-	-	-
2300	20:1	$2300/\sqrt{3}$	36:1	20:1	12:1
4025	35:1	$4025/\sqrt{3}$	60:1	35:1	20:1
4600	40:1	$4600/\sqrt{3}$	72:1	40:1	24:1
6900	60:1	$6900/\sqrt{3}$	105:1	60:1	35:1
8050	70:1	$8050/\sqrt{3}$	120:1	70:1	40:1
11500	100:1	$11500/\sqrt{3}$	180:1	100:1	60:1
13800	120:1	$13800/\sqrt{3}$	210:1	120:1	70:1
23000	200:1	$23000/\sqrt{3}$	360:1	200:1	120:1

Fonte: [19], 2012 (P. 88).

3.2.5 Transformador de Potência

Os transformadores de força ou potência, são elementos utilizados para transformação da tensão do sistema e/ou acoplamento da rede e da instalação. São considerados um dos elementos mais caros do investimento de uma subestação. Consistem em uma relação entre circuitos elétricos a partir do acoplamento eletromagnético, constituindo dois ou mais circuitos interligados por meio de um núcleo constituído de material ferromagnético, onde a circulação de um fluxo magnético, comum aos circuitos, reflete as grandezas elétricas de um enrolamento para outro, dadas as relações de transformação ou relações de espiras entre os circuitos. Eles podem ser utilizados para elevar ou reduzir os valores de tensão e corrente, ou ainda para acoplar a rede e a instalação elétrica, objetivando a isolação galvânica entre eles, podendo não haver alteração das grandezas de tensão e corrente entre primário e secundário, salvo as perdas deste equipamento [14].

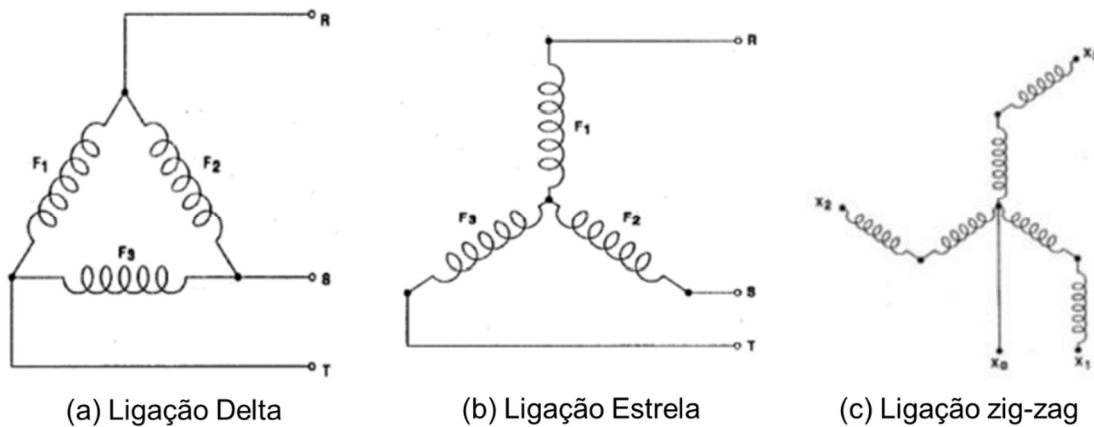
Os transformadores de potência possuem uma grande variedade que podem se enquadrar em diferentes aplicações. Este possui ao menos dois enrolamentos, por onde é feita a alimentação e consumo. No entanto, ele pode ser dotado de mais de dois enrolamentos, podendo-se utilizar um terceiro, por exemplo, para uso de cargas auxiliares em uma subestação. Além disso, ele também pode ser classificado como autotransformador, onde não há isolamento galvânica entre os circuitos primários e secundário, havendo acoplamento elétrico e magnético entre eles. Este tipo de transformador possui diversas vantagens, como menor volume, mas possuem capacidade limitada de atuação, sendo mais utilizados em baixa tensão [14].

Além disso, os transformadores podem ser providos de enrolamentos únicos ou segmentados, formando *taps* de comutação, que podem ser automáticos ou manuais, e que possibilitam o ajuste das grandezas elétricas a partir da mudança entre estes *taps*, que alteram a relação de transformação do equipamento. Eles possuem grande utilidade quando existe variações indesejadas no circuito de alimentação, como quedas de tensão nas linhas, que podem ser contornadas por meio desta característica deste tipo de transformador, possibilitando o fornecimento de tensão nos padrões corretos da regulação vigente [14 e 19].

Ademais, os transformadores trifásicos podem ter os enrolamentos interligados entre si, formando ligações diferentes, como delta, estrela e zig-zag, sendo possível a combinação entre elas, ou seja, um tipo de ligação no primário e outro no secundário. Com isso, o sistema tem ganhos de possibilidades no que tange as tensões disponíveis e a possibilidade de um quarto condutor no sistema, além das três fases, o condutor neutro. A ligação delta utiliza-se apenas das fases e só fornecem um valor de tensão, mas possuem diferentes corrente circulando em cada fase e entre elas. Já a ligação estrela, cria a possibilidade de um neutro no sistema, que pode ser não aterrado, solidamente aterrado ou aterrado por meio de impedância. Com esta ligação, é possível obter duas tensões no sistema, uma entre fase e neutro e outra entre fases. E, por último, a ligação zig-zag, que se assemelha com a ligação estrela, exceto pela forma que se efetua a ligação dos enrolamentos, pois, neste caso, são utilizados enrolamentos bipartidos, onde o enrolamento de cada fase é dividido ao meio, e a ligação ocorre por meio de partes de cada enrolamento, defasados, que

formam um novo enrolamento para cada fase, conforme exposto na figura a seguir:

Figura 4 - Ligação dos enrolamentos de um transformador trifásico ou combinação de 3 monofásicos.



Fonte:[19], 2012 (P. 60-61).

Para realizar o projeto de um transformador, o projetista deve considerar dentre outros parâmetros: a tensão do circuito primário (de alimentação), secundário e eventuais outros circuitos, considerado o número de enrolamentos do equipamento, e a corrente de carga que esta máquina estará sujeita a operar, considerando-se o somatório de todas as cargas que ele deverá suprir. Além dos parâmetros de tensão e corrente, o projetista deverá considerar, no momento de compra do equipamento, a impedância percentual do transformador. Esta grandeza está diretamente relacionada com as perdas que o transformador terá durante sua operação. Desta forma, é considerável que essa impedância tenha consistência com a capacidade de investimento do proprietário do empreendimento e potencial retorno durante a vida útil de operação [14, 17 e 19].

E, além das aplicações já mencionadas, um transformador pode ter como aplicação específica no sistema o provimento de um ponto de referência, um ponto aterrado, em circuitos com ligação em delta. Este tipo de transformador é chamado de transformador de aterramento. Ele possibilita a sensibilização da proteção na ocorrência de falta à terra. Considerando que é extremamente comum a utilização de circuitos com ligação em delta no sistema de média tensão de distribuição, poderá ser necessário o uso deste transformador para a sensibilização citada anteriormente [14 e 19].

No caso da concessionária de energia elétrica CEMIG, é requerido que clientes com potência de geração a partir de 300 kVA viabilizem o ponto de

referência por meio de um transformador ligado em zig-zag ou com ligação em estrela, com neutro solidamente aterrado, na média tensão e delta aberto na baixa tensão. Na ND-5.31 desta distribuidora, são apresentados valores de referência para projeto deste transformador a partir da capacidade de geração, sendo permitido o uso de dimensionamentos diferentes, desde que a memória de cálculo detalhada seja encaminhada para a CEMIG. As tabelas a seguir expõe os valores de referência informados na norma para cada escolha de ligação, zig-zag ou estrela-delta, nas tabelas 7 e 8, respectivamente [26].

Tabela 7 - Dimensionamento de transformador de aterramento com ligação zig-zag.

Potência da geração e Trafo de acoplamento (kVA)	X_{trafo} (ohms)	I_{fase} (A)	I_{neutro} (A)	I_{fase} (A)	I_{neutro} (A)
		Regime permanente		Curta duração (2s)	Curta duração (2s)
≤500	171,4	2,1	6,3	42	126
501-1000	85,7	4,2	12,6	84	251
1001-2000	42,8	8,4	25,1	167	502
2001-3000	28,6	12,6	37,7	251	753
3001-4000	23,8	16,7	50,2	335	1004
4001-5000	19,0	20,9	62,8	418	1255

Fonte: [20], 2018 (P. 59).

Tabela 8 - Dimensionamento de transformador para aterramento com ligação estrela aterrada-delta.

Potência da geração e Trafo de acoplamento (kVA)	Potência do Trafo para aterramento (kVA)	X_{trafo} (% na base do Trafo)	I_{fase} (A)	I_{neutro} (A)	I_{fase} (A)	I_{neutro} (A)
			Regime permanente		Curta duração (2s)	Curta duração (2s)
≤500	50	4,5	2,1	6,3	52	157
501-1000	100	4,5	4,2	12,6	105	314
1001-2000	200	4,5	8,4	25,1	209	628
2001-3000	300	4,5	12,6	37,7	314	941
3001-4000	400	5,0	16,7	50,2	418	1255
4001-5000	500	5,0	20,9	62,8	523	1569

Fonte: [20], 2018 (P. 60).

Ademais, os transformadores possuem algumas grandezas elétricas interessantes para análise de sistemas elétricos e, até mesmo, para projeto. A primeira é a corrente nominal deste equipamento, que pode ser obtida com a potência aparente da máquina e tensão do barramento, por meio da equação que segue abaixo [26]:

$$I_N = \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} \quad (14)$$

Sendo:

I_N (A) – Corrente nominal;

S (VA) – Potência aparente;

V (V) – Tensão entre fases.

Além disso, é importante considerar a corrente transitória provocada por cada transformador presente na instalação, independente da finalidade. Esta

corrente é comumente identificada por corrente de *inrush*, ou corrente de magnetização. Os transformadores a óleo e com isolamento e encapsulamento em epóxi, limitados a potência de 2,0 MVA, pode-se considerar a equação a seguir [26]:

$$I_{mag} = 8 \cdot I_N \quad (15)$$

Onde:

I_{mag} (A) – Corrente de magnetização ou *inrush*;

I_N (A) – Corrente nominal.

E, caso a instalação possua mais de um transformador, é imperativo considerar a maior corrente de magnetização calculada, acrescida das correntes nominais dos demais transformadores [26].

Além disso, há outra corrente relevante para sistemas contendo transformadores, a máxima corrente que este suporta. Ela é denominada de ponto ANSI e pode ser calculada por meio de (16) e (17), para fase e neutro, respectivamente, considerando um transformador estrela triângulo solidamente aterrado [26].

$$I_{ANSI} = \frac{100}{Z\%} \cdot I_N \quad (16)$$

$$I_{N-ANSI} = 0,58 \cdot \frac{100}{Z\%} \cdot I_N \quad (17)$$

Onde:

I_{ANSI} (A) – Ponto ANSI de fase;

I_N (A) – Corrente nominal;

Z% - Impedância percentual;

I_{N-ANSI} (A) – Ponto ANSI de neutro.

Contudo, de forma simplificada, pode-se adotar o exposto na tabela a seguir, objetivando criar uma relação para lançar nos diagramas de coordenação/seletividade.

Tabela 9 - Ponto ANSI e duração máxima por intervalo de impedância.

Z (%)	Ponto ANSI (A)	Tempo máx. De duração (S)
Até 4	25 x I_n	2
Até 5	20 x I_n	3
Até 6	16,6 x I_n	4
Até 7	14,3 x I_n	5

Fonte: [26], 2020 (P. 166).

Todavia, apesar das considerações feitas na norma da CEMIG sobre o ponto ANSI, é importante que o projetista tenha conhecimento das diferentes metodologias para determinação desta corrente, tal como o disposto na NDU 002 da Energisa e as disposições da norma americana C57.109-2018 do IEEE

(Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos), onde é tratado sobre a exposição de transformadores à corrente de curto-circuito.

3.2.6 Barramentos

Os barramentos são elementos condutores utilizados para realizar conexão de equipamentos, condutores e união de circuitos. Eles podem ser flexíveis ou rígidos. Os flexíveis são constituídos de condutores maleáveis, às vezes por união de cabos. Já os rígidos podem ser de diferentes perfis, como Vergalhões, que possuem seção circular e maciça, tubos, que também possuem seção circular, mas com formato tubular, e os de barras chatas, que tem seção retangular maciça, ou em formato de U, V ou C. Ademais, estes podem ser de cobre ou alumínio e podem ser pintados ou nu [27 e 28].

E para o dimensionamento de um barramento, é necessário considerar a corrente de operação contínua, ou corrente nominal, e avaliar os esforços térmicos e mecânicos provocados pelas correntes de curto-circuito simétricas e assimétricas. Desta forma, para avaliação dos efeitos térmicos provocados na barra devido a uma corrente simétrica em determinado período, pode ser obtida por meio da equação abaixo, de acordo com [28]:

$$A = k \cdot I_{cc} \cdot \sqrt{t} \quad (18)$$

Onde:

A (mm²) – área da seção transversal mínima do barramento;

k – constante referente as características físicas do material utilizado, podendo ser 7 para o cobre ou 11,2 para o alumínio, de acordo com [28];

I_{cc} (kA) – corrente de curto-circuito simétrica nominal;

t (s) – tempo de circulação da corrente de curto-circuito, que pode ser relacionado com o tempo de atuação da proteção do sistema.

E, ainda de acordo com [28], os efeitos dinâmicos, bem como a corrente de curto-circuito assimétrica de forma simplificada, podem ser obtidos por meio das equações abaixo.

$$F_{barras} = \frac{0,0204 \cdot I_k^2 \cdot l}{d} \quad (19)$$

$$I_k = 2,5 \cdot I_{cc} \quad (20)$$

Onde:

F_{barras} (kgf) – É a força exercida na barra quando circulada a corrente assimétrica;

I_k (kA) – Corrente de curto-circuito assimétrica;

L (cm) – Comprimento da barra;

d (cm) – distância entre os condutores das fases.

Além disso, deve-se calcular o momento de inércia e o conjugado de flexão do barramento, conforme indicado em [28]. Onde é descrito que o conjugado de flexão máximo não possa passar de 3.000 kgf/cm² para barramentos de cobre.

$$W_b = \frac{a^2 \cdot e}{6.000} \quad (21)$$

$$M_b = \frac{F_{barra} \cdot l}{12 \cdot W_b} \quad (22)$$

Onde:

W_b (cm³) – Momento de inercia da barra;

a (cm) – É a altura da barra;

e (cm) – A espessura da barra;

M_b (kgf/cm²) – É o conjugado de flexão da barra;

l (cm) – É o comprimento da barra;

3.2.7 Chave Seccionadora

As chaves seccionadoras são um dos elementos seccionadores do sistema. São utilizadas para operar com ou sem carga, de forma manual ou motorizada e tem por finalidade seccionar o sistema com o intuito de isolar ou integrar parte ou todo o sistema para manutenção ou apenas isolação da tensão. Com isso, elas possuem como princípio de funcionamento a mínima resistência para a passagem da corrente em operação fechada e isolação completa, seja por ar ambiente ou qualquer outro meio de isolação, quando aberta, [14 e 17].

As chaves podem ser divididas quanto a sua funcionalidade entre seccionadoras, de aterramento e aterramento rápido. O primeiro tipo é utilizado para seccionar o sistema de forma geral, servindo para isolar ou integrar sistemas e/ou equipamentos. Já os dois outros tipos são utilizados para realizar o aterramento de pontos dos sistemas, buscando maior segurança para o operador. A diferença entre estes dois tipos é que o último tipo tem capacidade de operação mais célere, podendo estabelecer o fechamento ou abertura de forma mais rápida e pode ser utilizada para provocar faltas intencionais no sistema e proteger geradores de sobretensões e auto excitação, por exemplo, [14 e 17].

Apesar de existirem chaves com capacidade de opção sob carga, não é recomendado que isto seja feito, podendo, inclusive, considerar um intertravamento mecânico e/ou elétrico entre a chave seccionadora e o disjuntor. E considerando necessária a operação sob carga, este equipamento deve estar preparado para os efeitos térmicos e dinâmicos provocados, sendo necessário

um meio de extinção do arco elétrico que eventualmente se forme e caso seja de forma natural isto deve ocorrer em ambiente aberto e distante, com vistas a proteger os agentes que se utilizam deste equipamento ou estejam no entorno. Além do operador precisar considerar os prováveis danos físicos ao equipamento [14 e 17].

Para projeto de uma chave seccionadora, o projetista deverá considerar a tensão nominal do sistema, a corrente nominal e capacidade de interrupção dos elementos de proteção na ocorrência de um curto-circuito. Desta forma, as especificações serão baseadas, e bastante semelhantes, as do disjuntor, devendo suportar ao menos as tensões e correntes nominais e de curto-circuito do disjuntor especificado [14 e 19].

3.2.8 Religador

Os religadores são equipamentos de proteção contra sobrecorrente que, comumente, compõe os circuitos aéreos de distribuição. Tem funcionamento semelhante aos disjuntores, mas reúnem em um só equipamento o monitoramento, atuação e controle, possibilitando a abertura e fechamento automático, que podem se repetir por até 3 vezes de forma automática e posterior à quarta atuação sucessiva os contatos são travados com o circuito em aberto. Com isso, é possível garantir o reestabelecimento rápido de circuitos com faltas momentâneas. Ou seja, o dispositivo irá detectar a passagem de corrente acima do estabelecido para o sistema, em seguida, será aberto os contatos do dispositivo e, posterior ao tempo pré-estabelecido, é realizada a tentativa do religamento, caso a falta persista, é realizado a sequência de abertura e fechamento novamente, caso contrário, o sistema é reestabelecido de forma rápida e automatizada, melhorando os indicadores de qualidade da energia elétrica, principalmente no ponto de vista da qualidade do fornecimento [19 e 21].

3.2.9 Muflas terminais

As muflas terminais são dispositivos destinados a isolação de um sistema. São utilizadas para isolar cabos seccionados e conectados à equipamentos, barramentos ou outros condutores. Podem ser utilizados em cabos unipolares, denominados de muflas *singelas*, ou em cabos multipolares, designados como muflas trifásicas. Elas também podem ser classificadas quanto ao seu uso, interno ou externo. As muflas terminais internas são lisas e devem ser protegidas das intempéries climáticas. Já as muflas terminas externas possuem

saídas isolantes e, ao contrário das de uso interno, podem ser utilizados em ambientes sujeitas aos impactos naturais, como chuva, sol e poeira. O tamanho de uma mufla terminal varia com o nível de tensão do sistema e das variações térmicas provocadas pela circulação de corrente, de tal forma que seja garantida a isolação elétrica e impeça a ocorrência de arcos elétricos [22 e 23].

Figura 5 - Muflas terminais.



Fonte: [23], 2020 (P. 29).

3.3 SISTEMA DE MEDIÇÃO

Os sistemas de medição em subestações para fornecimento de energia elétrica em qualquer nível de tensão são essenciais para realização do faturamento da energia elétrica consumida. Estes sistemas podem ser dos mais variados tipos, com medição direta, ou seja, o medidor secciona o circuito de alimentação, ou de forma indireta, por meio do auxílio de equipamentos de transformação, tais como os TC's e TP's. Neste último caso, a medição considera a relação de transformação dos equipamentos transformadores, mas não se sujeita aos níveis elevados de tensão e corrente práticos em fornecimentos de média e alta tensão [24].

A medição pode ocorrer em média, alta ou baixa tensão, a depender das características de fornecimento e da regulamentação vigente da concessionária ou permissionária de concessão. Para sistemas com fornecimento em média tensão, é permitido, em algumas distribuidoras a opção pelo faturamento ser realizado na baixa tensão, no secundário do transformador do cliente. Mas, nestes casos, é considerado um fator de perdas para o transformador, possibilitando a compensação de partes ou todas as perdas de transformação não faturadas. Para optar pela medição em baixa tensão, o acessante deve

verificar as normas de fornecimento da distribuidora local e a demanda da instalação deve ser limitada a especificada em norma pela concessionária ou permissionária para esta finalidade de acordo com o nível de tensão secundário [24].

Além disso, outra opção é realizar a medição por meio de um conjunto de medição polimérico, instalados em postes, que possibilitam a realização da medição em MT, sem o uso de grandes ocupações físicas. Este tipo é permitido em algumas distribuidoras, como a Enel-RJ [25].

Estes dois tipos de medição possibilitam a instalação de subestações mais simples, denominados em algumas normas por posto de transformação, subestação área ou simplificada, onde o transformador é instalado em poste, a proteção e seccionamento são realizados por meio de elos fusíveis em MT, o que implica em maior economia para o proprietário da instalação e necessidade de espaços menores. Contudo, ressalta-se a necessidade de consultar as normas da distribuidora local para verificar se isso é permitido. No caso da CEMIG, este tipo de subestação, com medição em baixa tensão, já foi descontinuado por norma e não é mais permitido, objetivando a devida oneração das perdas de transformação.

Além disso, os elementos de medição devem ser instalados em locais de fácil acesso, seja em cubículos, subestações abrigadas, postes ou qualquer outro, devem ser, preferencialmente, orientados para a via pública e estar no limite da propriedade, sendo permitido um recuo que pode variar para cada distribuidora. A CEMIG permite um recuo de até 5 metros do limite da propriedade, sendo obrigatório a instalação no nível térreo da edificação. E quanto as características dos medidores, para instalações com geração própria, o medidor deve ter a capacidade de aferir as grandezas elétricas em ambos os sentidos [10 e 26].

Por fim, é possível instalar equipamentos de medição particular do cliente para verificação, registro e/ou análise pelo cliente dos parâmetros elétricos da instalação. Assim, o projeto, aquisição e instalação dos equipamentos para este fim são de responsabilidade do proprietário da instalação. E no caso da medição para faturamento, esta responsabilidade passa a ser da distribuidora, com custos repassados aos proprietários [10].

3.4 SISTEMA DE PROTEÇÃO

Os sistemas de proteção possuem a finalidade de proteger e conservar os equipamentos e usuários, com observância à maior continuidade e qualidade do sistema elétrico. Para tanto, é utilizado, de acordo com a aplicação desejada, diversos equipamentos, sendo alguns deles já apresentados anteriormente, como disjuntores, religadores e para-raios.

No que tange instalações com geração distribuída, o módulo 3 do PRODIST solicita que sejam empregados, no mínimo, os seguintes meios de proteção:

Tabela 10 - Proteção mínima em função da potência.

Equipamento	Potência instalada (kW)		
	<10	10 a 500	> 500
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrios de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

Fonte: [10], 2017 (P. 64).

Assim, o elemento de desconexão é destinado ao seccionamento do sistema para isolação de equipamentos, partes ou todo o sistema, possibilitando a devida manutenção. Já o elemento de interrupção deve ser um equipamento que seccione o sistema com carga, de forma automática, objetivando a descontinuidade de correntes de sobrecarga e curto-circuito, por exemplo. Estas funções podem ou não ser encontradas e utilizadas a partir de um mesmo elemento, como chaves fusíveis, disjuntores e religadores, mas, em determinadas aplicações, recomenda-se o uso de dois equipamentos distintos para cada função desejada, visto que o elemento de interrupção, como disjuntores, deverá ser submetido a manutenção ou até eventual substituição, em alguns momentos do período de operação do sistema. Por tanto, é relevante o uso de um elemento dedicado à desconexão, principalmente em média e alta tensão.

Os transformadores de acoplamentos podem ser utilizados para realizar a transformação, ou seja, alteração do nível de tensão e corrente, ou ainda, possuir relação de transformação unitária, realizando apenas a isolação galvânica entre a rede e a instalação elétrica. Ademais, os requisitos de proteção identificados na tabela podem ser efetuados por diversos equipamentos,

conforme citado anteriormente, mas considerando a aplicação deste trabalho, para usinas de minigeração distribuída, capacidade instalada superior à 75 kW, serão apresentados os relés para acionamento dos disjuntores de proteção que se enquadram nestes requisitos.

Os relés são dispositivos que se destinam ao monitoramento e, em conjunto com os disjuntores, realizar a proteção do sistema, identificando anormalidades, falhas, faltas e condições anormais de operação, isolando partes do sistema com o intuito de interromper tais eventos. Ressaltando-se que um relé pode ser eletromecânico, eletrônico ou microprocessado. Sendo assim, cada relé apresentado a seguir pode ser um dispositivo isolado ou, de forma mais comum na atualidade, em relés microprocessados, como funções de um mesmo dispositivo.

3.4.1 Relé de Sobrecorrente (50/51)

Os relés de sobre corrente são dispositivos dedicados ao monitoramento da corrente que passa no sistema, fazendo a verificação entre o valor medido e o parâmetro base, sendo que se o valor medido for inferior ao valor definido, os contatos do relé permanecem abertos e quando o este valor é ultrapassado, o relé fecha seus contatos e aciona o disjuntor para atuar e interromper o circuito [18].

Estes relés podem ser classificados, quanto a forma de atuação, de três maneiras: instantâneo, temporizada com tempo definido e temporizada de tempo inverso. No caso da primeira, a atuação acontece imediatamente após a detecção de correntes acima do definido e, neste caso, a magnitude é a única variável a ser considerada. Já para os relés temporizados, deve-se considerar, além da amplitude da corrente, o tempo que ela circula no sistema. Ademais, estes relés podem ser para proteção de fases ou neutro. E a numeração adotada, de acordo com a tabela ANSI, é de 50F ou 50N para proteção instantânea de fase e neutro, respectivamente, e 51F e 51N para proteções temporizadas de fase e neutro, respectivamente [18].

O comportamento de um relé contra sobrecorrente temporizado com tempo definido é baseado em um valor de referência e um tempo que o sistema pode tolerá-la. Já o de tempo inverso se comporta conforme (23), onde o limite de atuação se baseia na magnitude e tempo que a corrente de sobrecarga circula, sendo ambas variáveis.

$$T = \frac{K}{\left(\frac{I}{I_S}\right)^a - 1} \times TMS \quad (23)$$

Onde:

T (s) – Tempo;

I (A) – Corrente do circuito;

I_S (A) – Corrente de sensibilização da proteção;

TMS – Multiplicador de tempo, podendo ser adotado valores entre 0,1 e 2, de acordo com [18];

K e a – são fatores relativos à inclinação das curvas.

Os fatores “K” e “a” seguem os valores expostos na tabela abaixo, com relação a cada inclinação, podendo ser inversa, muito inversa ou extremamente inversa. E cada tipo de inclinação pode ser escolhido mediante aplicação específica e necessidades quanto à coordenação entre dispositivos diferentes de proteção.

Tabela 11 - Valores definidos para cada tipo de curva de tempo inverso.

TIPO DE CURVA	K	a
Normalmente inversa	0,14	0,02
Muito inversa	13,5	1
Extremamente inversa	80	2
Inversa longo	80	1

Fonte: [18], 2013 (P. 198-199).

O estudo de proteção desta função deve considerar diversos fatores inerentes ao caso aplicado. Mas, de forma geral, deve-se considerar a corrente nominal e a sobrecarga admissível para a unidade temporizada, conforme (24). E na unidade instantânea, parte-se dos valores de curto-circuito presumidos em cada barramento. Contudo, a ND-5.3 da CEMIG trás alternativamente o ajuste a partir da corrente de magnetização do(s) transformador(es), seguindo (25).

$$\frac{I_{Pnom} \times FC}{RTC} \leq I_{Pickup} \quad (24)$$

$$I_{Pickup} = \frac{I_{INRUSH} \cdot 1,05}{RTC} \quad (25)$$

Onde:

RTC – É a relação de transformação dos transformadores de corrente;

FC – Fator de carga admitido;

I_{Pnom} (A) – Corrente nominal primária;

I_{Pickup} (A) – Corrente para sensibilizar a proteção, referida ao secundário do TC;

I_{INRUSH} (A) – Corrente de INRUSH (magnetização).

O ajuste para as unidades instantâneas e temporizadas de neutro seguem conforme (26), considerando até um terço do ajuste de fase.

$$I_{Pickup} \leq \left(\frac{1}{3}\right) \cdot I_{Pickup (fase)} \quad (26)$$

Onde:

I_{Pickup} (A) – Corrente para sensibilizar a proteção ajustada para proteção de neutro, referida ao secundário do TC;

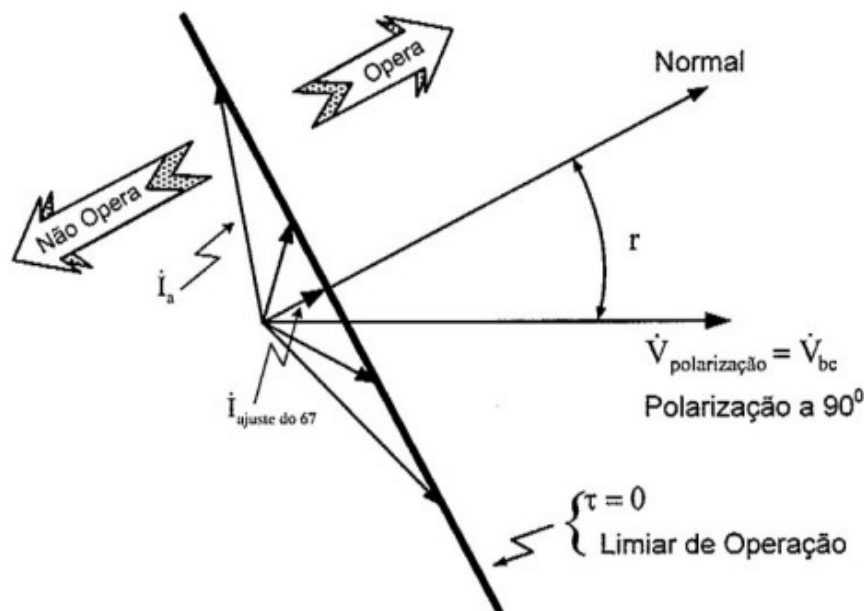
$I_{pickup (fase)} (A)$ – Corrente para sensibilizar a proteção ajustada para proteção de fase, referida ao secundário do TC.

3.4.2 Relé Direcional de Sobrecorrente (67)

Os relés direcionais possibilitam maior seletividade da proteção de um sistema por meio da sensibilidade da direção em que se deseja monitorar. Neste sentido, necessitam da informação da tensão e corrente, para que possa ser identificado o correto sentido de atuação. Eles são muito utilizados em sistemas com geração distribuída, onde o fluxo de potência se alterna conforme o perfil de consumo e geração, além da aplicação em circuitos em anel, comuns em redes de transmissão [18].

Os relés direcionais de sobrecorrente operam similarmente aos relés de sobrecorrente (50/51), mas orientados para apenas um sentido de atuação e não mais para ambos. Para que seja possível identificar o sentido correto, estes relés necessitam de uma grandeza de referência, podendo ser a tensão da própria fase, a tensão de sequência zero (para o neutro) ou tensões desfasadas de 30° , 60° e 90° da fase de interesse, sendo que a mais habitual é a em quadratura, ou seja, a 90° . Para uma tensão de referência a 90° , tem-se o seguinte diagrama:

Figura 6 - Diagrama de operação da função 67 com tensão de referência a 90° .



Fonte: [18], 2013.

Neste diagrama, nota-se claramente as áreas de atuação do relé, onde há uma corrente de ajuste da função 67, fasorial com módulo (I_{ajuste}) e ângulo (r). E na reta indicada como limiar de operação, tem-se a condição mínima para atuação do relé. Contudo, para verificação de atuação do relé, considerando-se determinada corrente, deve-se verificar a condição a seguir:

$$I_a \cos(r - \theta) \leq I_{ajuste} \quad (27)$$

Onde:

I_a (A) - É a corrente da fase A;

θ (°) – É o ângulo formado entre a corrente e a tensão de polarização da fase A;

I_{ajuste} (A) – É o módulo da corrente de ajuste;

R (°) – É o ângulo da corrente de ajuste.

Desta forma, é possível ajustar um relé para atuação e limitação da corrente em um sentido específico. E, neste sentido, realizar a proteção e seletividade dos dispositivos de proteção do sistema corretamente, visto que a contribuição para um eventual curto-circuito dentro das instalações de um cliente é diferente da corrente de curto que irá circular na subestação no caso de um curto-circuito na rede de distribuição, onde o gerador da instalação terá uma limitação maior de fornecimento de corrente, comparado com a capacidade que a rede de distribuição pode oferecer [18].

3.4.3 Relé Direcional de Potência (32)

Dentre os relés direcionais, tem-se o direcional de potência que possui princípio de funcionamento semelhante aos demais, mas com vistas a potência que circula no sistema, provendo a possibilidade de bloquear uma corrente reversa ou limitar tal potência. De forma genérica, a parametrização deste relé parte de um valor limite potência ativa e um tempo máximo que ela possa circular. Este valor pode ser definido por meio do valor nominal, sendo possível flexibilizar uma sobrecarga. E caso a aplicação seja para proteção de geradores síncronos ou cargas específicas, isto deverá ser consultado na folha de dados ou diretamente com o fabricante [18].

3.4.4 Relé de Sobrecarga Com Restrição de Tensão (50/51 V)

Muito utilizados em sistemas com geração distribuída conectados à rede, os relés de sobrecorrente com restrição de tensão se assemelham aos relés de sobrecorrente normais, utilizados para proteção contra curtos-circuitos e sobrecarga, mas em observância a tensão do sistema. Essa proteção é útil para sistemas em que a corrente possa progredir para valores inferiores à corrente nominal, após alguns ciclos, e não sensibilizar as proteções de sobrecorrentes comuns. Contudo, os relés de sobrecarga com restrição de tensão são sensibilizados a partir da corrente e da tensão do sistema, sendo que sua parametrização é realizada com tensões e corrente que podem ser limitadas considerando os valores nominais de carga, variando, por exemplo, entre 0,1 e

1 pu para corrente de carga e entre 0,1 e 0,9 pu da tensão nominal, de acordo com [18].

3.4.5 Relé de Subtensão (27)

Utilizados para controle da tensão em níveis adequados para funcionamento dos equipamentos, os relés de subtensão monitoram a tensão do sistema até valores limites inferiores ao nominal, sendo, de acordo com [18], possível ajustes até 80% para unidades instantâneas e 90% para unidades temporizadas. Assim, o relé fechará seus contatos e acionará o disjuntor quando os valores registrados forem inferiores aos parâmetros definidos para atuação instantânea e temporizada, onde a atuação da unidade temporizada segue a equação a seguir:

$$T = \frac{K}{\left(2 - \frac{V}{V_{aj}}\right)^a - 1} \times T_{ms} \quad (28)$$

Onde:

T (s) – Tempo;

V (V) – Tensão do sistema;

V_{aj} (V) – Tensão de ajuste da proteção;

T_{ms} – Multiplicador de tempo;

K e a – Fatores referentes a inclinação da curva, conforme tabela 11.

3.4.6 Relé de Sobretensão (59)

Semelhante ao relé de subtensão, os relés de sobretensão monitoram a tensão do sistema, mas limitando os níveis superiores de tensão, sendo que, de acordo com [18], os limites máximos superiores para manter a melhor operação dos equipamentos do sistema é limitada em até 115% para unidades temporizadas e 120% para unidades instantâneas, onde o comportamento de operação para unidades temporizadas são dadas pela equação a seguir:

$$T = \frac{K}{\left(\frac{V}{V_{aj}}\right)^a - 1} \times T_{ms} \quad (29)$$

Onde:

T (s) – Tempo;

V (V) – Tensão do sistema;

V_{aj} (V) – Tensão de ajuste da proteção;

T_{ms} – Multiplicador de tempo;

K e a – Fatores referentes a inclinação da curva, conforme tabela 11.

3.4.7 Relé de Sub/Sobrefrequência (81 U/O)

Os relés de frequência têm por objetivo avaliar a frequência do sistema, visto que possui grande dinamismo entre carga e geração, o que pode levar a elevação da frequência, no caso de excesso de geração, e decaimento da frequência, para casos em que há falta de geração. O desbalanço entre geração e consumo pode implicar em problemas com o fornecimento de energia elétrica, provocando apagões e até danificar equipamentos e geradores. Estes relés atuam quando a frequência do sistema se desvia dos valores nominais por determinado tempo, em determinado valor e/ou taxa de variação.

3.5 SISTEMA DE ATERRAMENTO

De acordo com a NBR 15751 de 2013, o aterramento é a interligação entre uma parte condutora e a terra, por meio de um elemento condutor dedicado. Estes sistemas são providos de um eletrodo – elemento(s) condutor(es) que permite(m) o devido contato com o solo e possibilita a dispersão de correntes – e os condutores que conectam os eletrodos aos circuitos. Esta interligação pode se dar para isolação de partes não condutoras, mas que eventualmente possam apresentar eletricidade estática ou fuga de corrente, tais como as carcaças dos equipamentos e blindagem de cabos. Além disso, o aterramento também é utilizado para proteção ao sistema, servindo como caminho para correntes indesejadas no sistema, tais como as que circulam em uma descarga atmosférica ou devido a um chaveamento no sistema. E para isso, equipamentos como para-raios e DPS são conectados entre os elementos condutores (fase e neutro) e os condutores de aterramento, provendo esse caminho quando necessário [29].

Nesse sentido, considerando a possibilidade de circulação de correntes elevadas e dispersão no solo, é importante considerar que isso pode implicar em gradientes de potencial no solo, criando uma diferença de potencial entre os equipamentos e o solo (tensão de toque) ou mesmo entre diferentes pontos do solo (tensão de passo). Contudo, o projetista responsável pelo sistema de aterramento deve considerar as possíveis correntes que possam circular, a dimensão física das instalações e as características do solo, como a resistividade e umidade. Desta forma, o número de eletrodos, seção transversal destes e dos condutores são intimamente dependentes destas características. Ademais, é comum em instalações de baixa potência e correntes de curto-circuito menores,

utilizar-se apenas um ou mais eletrodos conectados entre si por condutor, de forma linear, triangular ou circular, com quantidade e na configuração que permita a menor resistência de aterramento possível. Já para sistemas de média e alta tensão e com grandes capacidades de curto-circuito são utilizados eletrodos conectados em formato de uma malha, criando uma grande equipotencialização nas instalações das subestações [29].

Visto a grande importância dos sistemas de aterramento, algumas concessionárias orientam em suas normas a quantidade mínima de eletrodos de aterramento para as malhas de aterramento. No caso da CEMIG, a ND-5.3 orienta sobre as seguintes quantidades mínimas:

Tabela 12 - Eletrodos mínimos para sistema de aterramento de SE na CEMIG.

Capacidade de transformação da SE (kVA)	Quantidade de eletrodos
≤ 150	4
$500 > S < 150$	9
≥ 500	12

Fonte: [26], 2020 (P. 61).

Além disso, esta norma da CEMIG também orienta sobre a seção transversal mínima dos condutores que fazem a interligação dos eletrodos, 50 mm², e os condutores que interligam a malha e a instalação, 25 mm². E, para além das especificações mínimas definidas anteriormente nesta seção, a ND-5.3 da CEMIG estabelece que a resistência de aterramento deve ser menor que 10 ohms medidos em qualquer ponto da malha e a qualquer época do ano, sendo que, se necessário, a dimensão da malha poderá ser ampliada para atendimento a esta exigência [26]. Portanto, visto a importância dos sistemas de aterramento, é imprescindível que seja elaborado um projeto de aterramento, considerando as especificidades de cada aplicação e do solo em que a subestação será instalada. Assim, poderá ser determinado o número correto de eletrodos, com distanciamento e profundidade adequadas, os quais poderão ser maiores que os definidos na norma da concessionária.

4 ESTUDO DE CASO

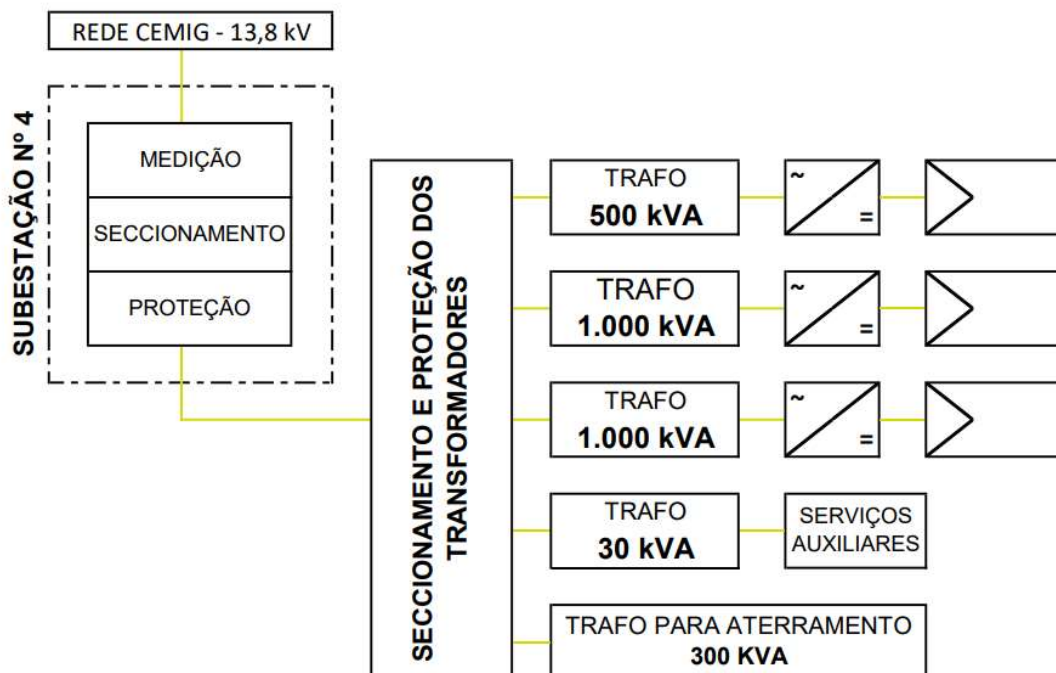
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A seguir será apresentado um estudo de caso para uma subestação de energia elétrica instalada no triângulo mineiro, na área de concessão da CEMIG, para atendimento de uma unidade de minigeração distribuída, com capacidade instalada de 2.500 kW, demanda contratada de igual valor, trifásico, com medição única, modalidade de compensação em geração compartilhada, para conexão em média tensão, atendimento em ramal subterrâneo e subestação blindada ao tempo, nº4 (conforme norma técnica da CEMIG, ND-5.3). As informações pertinentes a este projeto fornecidas no parecer de acesso seguem no anexo A deste trabalho.

A partir do anexo A, da ND-5.3 e a configuração determinada pela engenheira responsável pelo projeto da geração, tem-se o arranjo exposto no diagrama de blocos representativo da configuração do sistema exposto abaixo. Nele é possível delimitar perfeitamente o escopo do projeto de subestação, que se limita ao conjunto de medição, seccionamento e proteção de entrada, qualquer outro dispositivo de medição, seccionamento e proteção particular não é objetivo de análise da CEMIG. No entanto, alguns dos equipamentos utilizados na média tensão das instalações internas também serão trabalhados neste estudo de caso. Contudo, ao final será obtido um diagrama unifilar conforme apêndice A, com dados e equipamentos projetados nesta seção, onde está apresentado de forma mais detalhada a estrutura de média tensão.

A Fig. 7 apresentada abaixo representa todo o sistema da instalação, partindo da rede da concessionária até os geradores fotovoltaicos. No ponto de entrada há uma subestação blindada de uso ao tempo, contemplando a medição para faturamento, seccionamento e proteção geral da usina. Em seguida, encontra-se um cubículo blindado para proteção e seccionamento individual de cada transformador. Demais detalhes podem ser encontrados no diagrama unifilar simplificado do apêndice A.

Figura 7 - Diagrama de bloco do sistema.



Fonte: autoria própria, 2021.

Assim, a tabela abaixo apresenta as premissas determinadas a partir do parecer de acesso recebido, as normas técnicas da CEMIG, determinações feitas pela responsável pelo projeto elétrico da geração e do proprietário da instalação.

Tabela 13 - Dados do ramal de entrada.

Ramal de entrada	
Tipo:	Subterrâneo - Trifásico
Tensão nominal:	13,80 kV
Carga:	3 kW
Demanda:	2,5 MW
Potência instalada (GD):	2,5 MW

Fonte: autoria própria, 2021.

Tabela 14 - Dados dos transformadores.

Transformadores				
Quantidade:	2	1	1	1
Tipo:	Potência	Potência	Aterramento	Serviços auxiliares
Potência (kVA):	1.000	500	300	30
Impedância (%):	6	6	4,5	3
Tensão no primário (kV):	13,8	13,8	13,8	13,8
Tensão no secundário (V):	800	800	380	220
Ligação:	Dyn1	Dyn1	Ynd1	Dyn1

Fonte: autoria própria, 2021.

Notas:

(1) As potências e impedâncias dos transformadores de potência foram definidos conforme análise de custo e benefício realizado pelo proprietário do investimento. E o transformado para

serviços auxiliares foi definido conforme a carga necessária para operação da usina, como sistema de iluminação, monitoramento, segurança e refrigeração.

(2) O transformador de aterramento foi determinado conforme a potência nominal de geração da usina (2,5 MW) e a tabela 8, em conformidade com a ND-5.31 da CEMIG.

(3) As tensões dos transformadores foram definidas a partir da tensão do barramento da CEMIG e dos inversores, para o caso dos transformadores de potência, e considerando os equipamentos conectados, para o transformador de serviços auxiliares.

Tabela 15 - Dados da geração.

	Geração		
	Quantidade	Potência	Potência CA total
Inversores	10	250 kW	2.500 kW

Fonte: autoria própria, 2021

Com estes dados e premissas, pode-se iniciar os cálculos básicos do sistema, tais como as correntes nominais, e prosseguir com o dimensionamento dos equipamentos que compõe a subestação de entrada, conforme será apresentado na sequência. É importante ressaltar que os dados da rede, tais como correntes de curto-circuito e dados de proteção dos religadores existentes no sistema, extraídos do anexo A, serão utilizados ao longo desta seção para projeto dos equipamentos e ajustes das proteções do relé da subestação.

4.2 CÁLCULOS BÁSICOS DO SISTEMA

4.2.1 Correntes Nominais do Sistema

Com estes parâmetros é possível determinar a corrente nominal do sistema, conforme segue abaixo, considerando uma demanda contratada de 2.500.000 W e um sistema trifásico:

$$I_{SE} = \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} = \frac{2.500.000 / 0,92}{13.800 \cdot \sqrt{3}} = 113,6874 \text{ A} \quad (30)$$

Nesta equação observa-se o uso da potência ativa de geração (demanda contratada) e um fator de potência de 0,92, valor mínimo estabelecido pelo PRODIST e obrigatório para clientes do grupo A, podendo haver cobrança de multas nos casos em que forem registrados valores excedentes de reativo.

Ademais, pode-se calcular a corrente que circula por cada transformador, considerando a potência nominal dos transformadores, que coincide com a capacidade de geração vinculada a cada transformador, sendo os transformadores 01 e 02 de 1.000.000 VA e o transformador 03 de 500.000 VA, e que também são circuitos trifásicos em média tensão:

$$I_{T01} = I_{T02} = \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} = \frac{1.000.000}{13.800 \cdot \sqrt{3}} = 41,8370 \text{ A} \quad (31)$$

$$I_{T03} = \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} = \frac{500.000}{13.800 \cdot \sqrt{3}} = 20,9185 \text{ A} \quad (32)$$

Desta forma, com os valores nominais definidos anteriormente e os valores de curto-circuito definidos pela concessionária no parecer de acesso emitido, anexo A, para o barramento da subestação da CEMIG onde será conectada a usina fotovoltaica.

4.2.2 Corrente de *Inrush* dos Transformadores

A corrente de *Inrush* será calculada considerando o que foi explanado no item 3.2.5 deste trabalho e partindo do fato desta instalação possuir 5 transformadores (3 de acoplamento, 1 para aterramento e 1 para serviços auxiliares), deve-se calcular a corrente de magnetização do maior transformador e somar as correntes nominais dos demais para obter a corrente total. Assim, por meio de (13) e (14), obteve-se os valores a seguir:

- Transformador de 1.000 kVA:

$$I_{mag} = 8 \cdot I_N = 8 \cdot \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} = 8 \cdot \frac{1.000}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 334,6958 \text{ A} \quad (33)$$

- Transformador de 500 kVA:

$$I_{mag} = 8 \cdot I_N = 8 \cdot \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} = 8 \cdot \frac{500}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 167,3479 \text{ A} \quad (34)$$

- Transformador de 300 kVA:

$$I_{mag} = 8 \cdot I_N = 8 \cdot \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} = 8 \cdot \frac{300}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 100,4087 \text{ A} \quad (35)$$

- Transformador de 30 kVA:

$$I_{mag} = 8 \cdot I_N = 8 \cdot \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} = 8 \cdot \frac{30}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 10,0408 \text{ A} \quad (36)$$

Contudo, a corrente total para este sistema é de:

$$I_{mag(total)} = 334,6958 + \frac{1.000}{13,8 \cdot \sqrt{3}} + \frac{500}{13,8 \cdot \sqrt{3}} + \frac{300}{13,8 \cdot \sqrt{3}} + \frac{30}{13,8 \cdot \sqrt{3}} \quad (37)$$

$$I_{mag(total)} = 411,2575 \text{ A} \quad (38)$$

4.2.3 Ponto ANSI dos Transformadores

Os pontos ANSI dos transformadores serão calculados conforme indicado em 3.2.5. Utilizando-se (13) e (15), em conjunto, para cálculo dos valores de fase, e (13) e (16) para os valores de neutro, pode-se obter para os transformadores de potência nominal iguais a 1.000 kVA e impedância percentual igual a 6%, os seguintes valores por um tempo máximo de 4 segundos, de acordo com a tabela 9:

$$I_{ANSI(fase)} = \frac{100}{Z\%} \cdot I_N = \frac{100}{Z\%} \cdot \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} = \frac{100}{6} \cdot \frac{1.000}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 697,2829 \text{ A} \quad (39)$$

$$I_{ANSI(neutro)} = 0,58 \cdot \left(\frac{100}{Z\%} \cdot I_N \right) = 0,58 \cdot 697,2829 = 404,4241 \text{ A} \quad (40)$$

Já para o transformador de 500 kVA e impedância percentual de 6%, tem-se o exposto abaixo, também para um tempo máximo de 4 segundos, conforme foi informado na tabela 9:

$$I_{ANSI(fase)} = \frac{100}{Z\%} \cdot I_N = \frac{100}{Z\%} \cdot \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} = \frac{100}{6} \cdot \frac{500}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 348,6415 \text{ A} \quad (41)$$

$$I_{ANSI(neutro)} = 0,58 \cdot \left(\frac{100}{Z\%} \cdot I_N \right) = 0,58 \cdot 348,6415 = 202,2121 \text{ A} \quad (42)$$

Além dos transformadores conectados aos geradores, é necessário realizar o mesmo cálculo para o transformador utilizado para aterramento. Assim, considerando a potência determinada de 300 kVA e impedância percentual de 4,5%, conforme apresentado a seguir, para um tempo máximo de 3 segundos, de acordo com a tabela 9:

$$I_{ANSI(fase)} = \frac{100}{Z\%} \cdot I_N = \frac{100}{Z\%} \cdot \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} = \frac{100}{4,5} \cdot \frac{300}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 278,9132 \text{ A} \quad (43)$$

$$I_{ANSI(neutro)} = 0,58 \cdot \left(\frac{100}{Z\%} \cdot I_N \right) = 0,58 \cdot 278,9132 = 161,7696 \text{ A} \quad (44)$$

E por fim, o cálculo dos pontos ANSI de fase e neutro do transformador de 30 kVA, utilizado para serviços auxiliares, obteve-se as seguintes correntes para um tempo máximo de 2 segundos, vide tabela 9:

$$I_{ANSI(fase)} = \frac{100}{Z\%} \cdot I_N = \frac{100}{Z\%} \cdot \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} = \frac{100}{3} \cdot \frac{30}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 41,8369 \text{ A} \quad (45)$$

$$I_{ANSI(neutro)} = 0,58 \cdot \left(\frac{100}{Z\%} \cdot I_N \right) = 0,58 \cdot 41,8369 = 24,2654 \text{ A} \quad (46)$$

4.3 EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A seguir serão apresentados os dimensionamentos dos principais equipamentos que compõe a subestação de energia elétrica, mediante as premissas adotadas anteriormente, valores nominais calculados e regulamentação vigente.

4.3.1 Disjuntores

O primeiro passo para definição dos disjuntores de média tensão, é definir os valores de corrente nominal. E, a partir do calculado anteriormente realizado, tem-se os seguintes valores para o caso trabalhado:

Tabela 16 - Correntes nominais de cada disjuntor.

	D _{SE}	D ₀₁	D ₀₂	D ₀₃
I _n (A)	113,6874	41,8370	41,8370	20,9185

Fonte: autoria própria, 2021.

No entanto, os valores obtidos são inferiores aos requeridos pela ND-5.3 da CEMIG, onde se faz necessário utilizar os valores da tabela 4, sendo que, para este caso, aplica-se os parâmetros mínimos de um disjuntor de uso interno,

com tensão nominal de 15 kV, frequência de 60 HZ, corrente nominal de 350 A e 12,5 kA, para D_{SE}, D₀₁, D₀₂ e D₀₃. Contudo, após uma pesquisa de mercado, verifica-se que o disjuntor modelo Vmax 17, do fabricante ABB, com os seguintes dados técnicos:

Tabela 17 - Dados técnicos dos disjuntores.

Tensão nominal	17,5 kV
Tensão nominal de isolamento	17,5 kV
Tensão de impulso suportável	95 kV
Frequência nominal	50 – 60 Hz
Corrente nominal (40° C)	630 A
Capacidade de interrupção nominal (corrente nominal simétrica de curto-circuito) - I_{cc}	16 kA
Corrente nominal suportável de curta duração (3 s) - I_k	20 kA
Capacidade de fechamento - I_p	25 kA

Fonte: Anexo B, 2021.

Além disso, este é de uso interno, à vácuo e as demais informações do disjuntor selecionado podem ser encontradas no catálogo da ABB no anexo B. Contudo, os valores expostos acima se enquadram nos requisitos técnicos calculados e definidos na regulamentação aplicável.

4.3.2 Chaves Seccionadoras

De forma semelhante, será adotado as mesmas premissas utilizadas para escolha do disjuntor, levando em consideração as determinações da ND-5.3, os valores de corrente nominais e valores de curto-circuito disponibilizado no parecer de acesso, ou seja, ser para uso interno, com capacidade de operação com carga e demais parâmetros elétricos, foi escolhida a chave modelo GVL-0315, do fabricante Senner, com os seguintes dados técnicos:

Tabela 18 - Dados técnicos das chaves seccionadoras.

Tensão nominal	15 kV
NBI	95 kV
Frequência nominal	50 – 60 Hz
Corrente nominal	400 A
Corrente Curta Duração Simétrica (1 s)	16 kA
Corrente Dinâmica - Crista	40 kA

Fonte: anexo C, 2021.

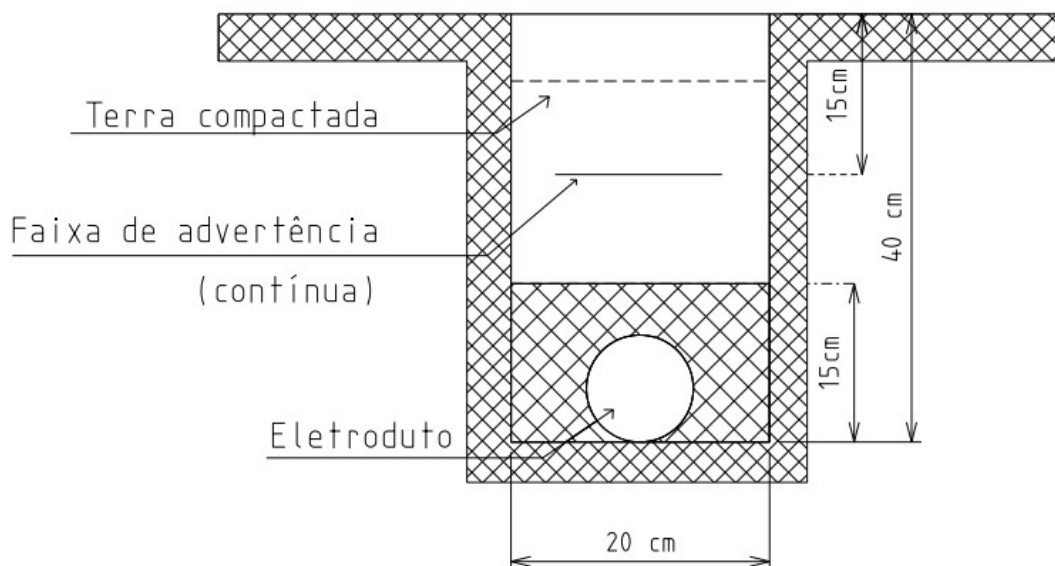
As demais informações podem ser encontradas no site do fabricante, bem como no catálogo no anexo C.

4.3.3 Cabos do Ramal de Entrada e Muflas Terminais

Os cabos do ramal de entrada podem ser dimensionados conforme a ND-5.3 da CEMIG, tabela 12, página 84, de setembro de 2020. Desta forma, será utilizado cabo multiplexado de alumínio isolado EPR/XLPE de 8,7/15 kV com 3 fases de 1x50 + 3/8P, para até 4.200 kVA admissíveis.

Desta forma, pode-se determinar uma mufla terminal singela, ou unipolar, para cada uma das três fases e um cabo reserva de 15 kV, termo contráteis, de porcelana, modulares, contráteis a frio e enfaixados, para uso interno. As de uso externo utilizadas no ramal de ligação, são de responsabilidade da CEMIG, conforme ND-5.3. Esta norma também define as exigências quanto aos eletrodutos instalados de forma subterrânea. No entorno do eletroduto deve ser preenchido com concreto e, acima deste concreto, deve-se utilizar uma faixa de advertência em PVC, com 15 cm de largura e com a frase “Cuidado – Cabo elétrico” no centro e em vermelho. A instalação deve ser realizada de acordo com a figura abaixo [26].

Figura 8 - Eletroduto subterrâneo do ramal de entrada (CEMIG).



Fonte: [26], 2020 (P. 135).

4.3.4 Relé de Proteção

O relé de proteção escolhido, conforme as funções mínimas exigidas por norma, e expostas na tabela “Ajustes para as proteções” do arquivo anexo A, referente ao parecer de acesso. Neste caso, pode ser utilizado o relé da Siemens, modelo REYROLLE 7SR1004-3KB20-2CA0, sendo que serão configuradas as funções 32 e 67 para cada direção, além do ajuste para o neutro da função 67, e 51 V, ajustadas conforme será apresentado. O guia de parametrização do relé está disponível no anexo D.

Ademais, para garantir a continuidade e correto monitoramento do sistema para realizar a proteção, faz-se necessário o uso de um *nobreak* alimentado por meio de um TP, com tensão de 115 V, a potência mínima de 600

VA, com autonomia de pelo menos 2 horas, considerando a alimentação de uma carga com, pelo menos, 20 W ou 30 VA. Além de possuir saída senoidal e faixa de temperatura entre 0° e 40°C.

4.3.5 Transformadores de Corrente Para Proteção

Para dimensionar o transformador para alimentar o relé de proteção da subestação de entrada deve-se considerar a corrente nominal calculada para os disjuntores e a maior corrente de curto-circuito presumida (trifásico), considerando o exposto no item 3.2.3 e as considerações feitas sobre a saturação dos TC's na ND-5.3 da CEMIG, onde é imposto o uso de um fator k igual a 50 em (13). Assim, tem-se as seguintes condições para determinação da corrente primária do TC:

$$I_{TC} \geq \frac{MAIOR(I_{CC})}{k} \Rightarrow I_{TC} \geq \frac{4.818,90}{50} \Rightarrow I_{TC} \geq 96,378 \text{ A} \quad (47)$$

$$I_{TC} \geq I_n \Rightarrow I_{TC} \geq \begin{cases} 113,6874 \text{ A, para } D_{SE} \\ 41,8370 \text{ A, para } D_{01} \text{ e } D_{02} \\ 20,9185 \text{ A, para } D_{03} \end{cases} \quad (48)$$

Nesse sentido, consultando a tabela 5, percebe-se que o TC da subestação deverá possuir corrente primária de 125 A, com relação de transformação de 25:1 e todos os demais TC's a serem escolhidos devem ter correntes primárias de 100 A e, conseqüentemente, relação de transformação de 20:1 e classe de exatidão de 10P20 e potência de 12,5 VA, conforme exigência da ND-5.3 da CEMIG.

4.3.6 Transformadores de Potencial para Proteção

O dimensionamento do transformador de potência será realizado considerando a tensão nominal do circuito trifásico de 13.800 V entre fases, além das considerações feitas no item 3.2.4. Assim, consultando a tabela 6, encontra-se um transformador de potencial com tensão primária de $13.800/\sqrt{3}$ V, secundária de $115/\sqrt{3}$ V e, conseqüentemente, relação de transformação de 120:1, classe de exatidão de 0,6P75 e potência térmica de 400 VA, de acordo com exigências mínimas da CEMIG.

4.3.7 Para-raios

O dimensionamento do para-raios irá considerar a tensão nominal de fase do sistema e (12), conforme é apresentado a seguir:

$$U_{MCOV} = 1,1 \cdot U_{nf} = 1,1 \cdot \frac{13.800}{\sqrt{3}} = 8.764,1770 \text{ V} \quad (49)$$

Acrescido os 25% da tensão calculada, conforme indicado no item 3.2.1, tem-se que a tensão nominal do para-raios é de 10,96 kV. Contudo, conforme exigência da ND-5.3 da CEMIG, deve-se considerar um para-raios de tensão nominal mínima de 12 kV e corrente nominal de 10 kA, além de possuir invólucro polimérico, blocos resistores de ZnO, sem centelhadores e equipados com desligador automático.

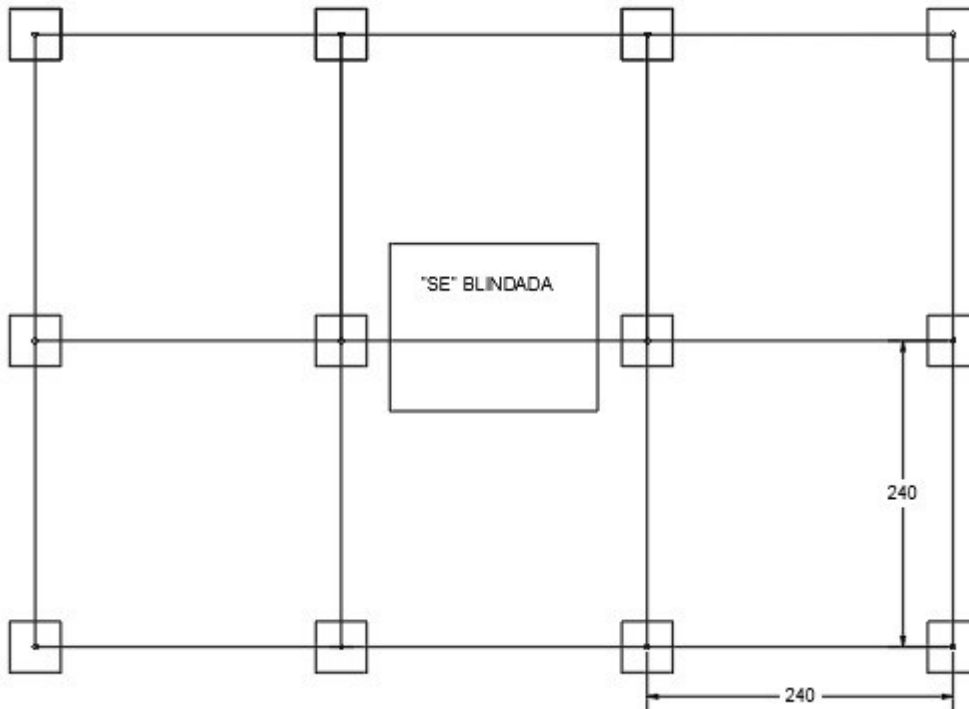
4.3.8 Sistema de Medição para Faturamento

Os equipamentos destinados a medição para faturamento, TC, TP e medidor, são de responsabilidade da CEMIG, com repasse dos custos de aquisição repassados ao consumidor. Estes equipamentos têm dimensionamento e são selecionados de forma criteriosa, para garantir condições ideais das grandezas medidas.

4.3.9 Sistema de Aterramento

Tendo em vista a complexidade de um projeto de um sistema de aterramento, sendo necessário visitas em campo para realizar a medição da resistividade de solo e estratificação do solo, neste trabalho serão considerados apenas as condições mínimas estabelecidas na ND-5.3 da CEMIG. Nesse sentido, será considerado uma malha de aterramento com 12 eletrodos, conectados entre si por um condutor rígido de cobre nu de 50 mm². Desta forma, o arranjo da malha será conforme a figura abaixo, onde está representado uma vista superior do sistema de aterramento, sendo que as dimensões estão em centímetros. A distância entre os eletrodos foi definida a partir do tamanho da haste, já que a CEMIG exige que este espaço seja maior ou igual ao tamanho da haste adotada.

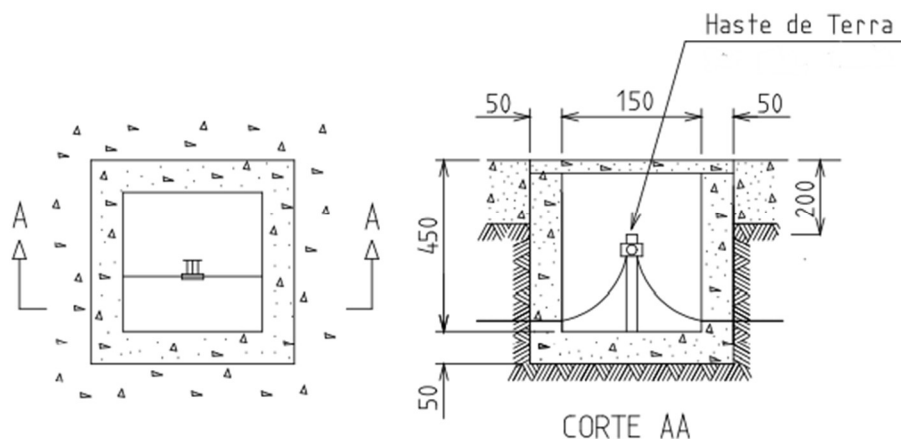
Figura 9 - Arranjo da malha de aterramento.



Fonte: autoria própria, 2021.

As hastes utilizadas (eletrodos) deverão ser conectadas aos condutores de cobre por conector específico ou utilizando-se soda exotérmica. Além de deter uma caixa de inspeção seguindo o exposto na figura a seguir, com dimensões em milímetros:

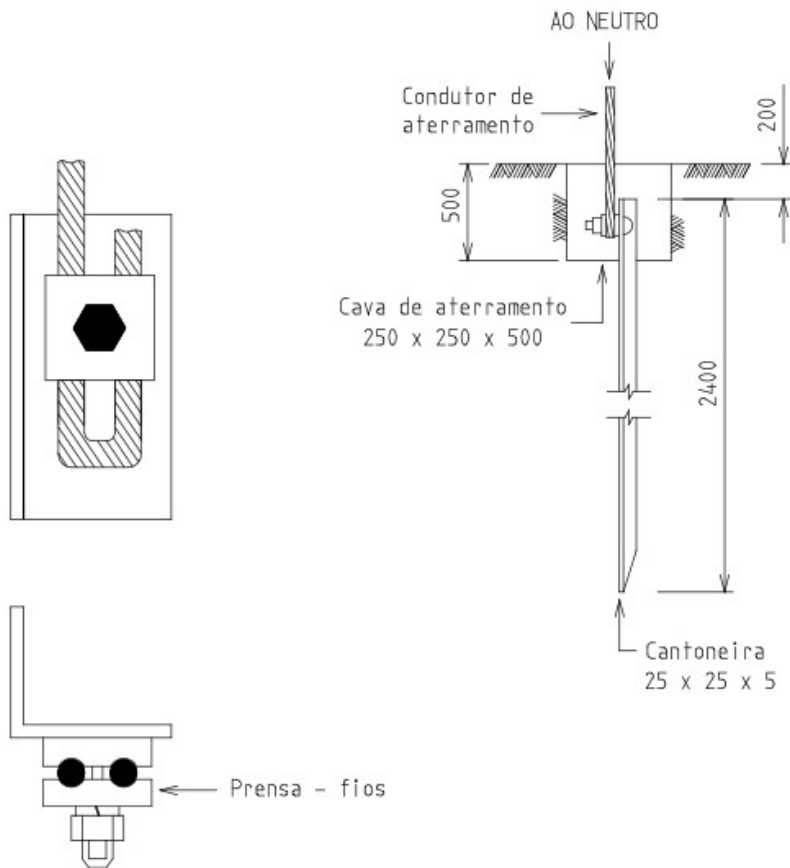
Figura 10 - Caixa de inspeção para hastes de aterramento (CEMIG).



Fonte: [26], 2020 (P.140).

Na figura abaixo está representado uma haste cantoneira com conector prensa fios. As dimensões apresentadas estão em milímetros e são as mínimas exigidas pela norma de distribuição da CEMIG.

Figura 11 - Detalhe da haste de aterramento e conector (CEMIG).

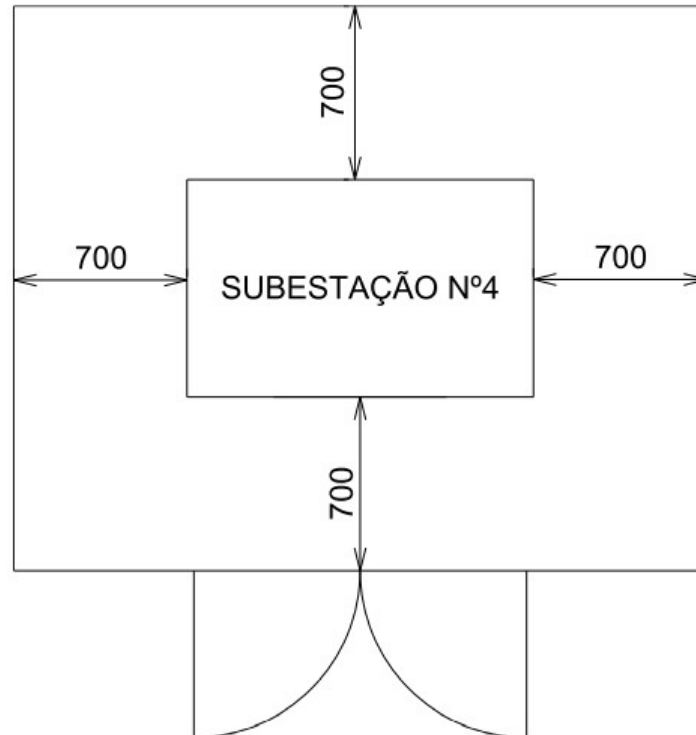


Fonte: [26], 2020 (P. 138).

4.3.10 Conjunto Blindado

Conforme foi definido no projeto de geração (pelo proprietário e responsável técnico) será um conjunto blindado de uso externo (ao tempo). Esta cabine irá abrigar os equipamentos de medição para faturamento, seccionamento e proteção. Além disso, de acordo com a ND-5.3 da CEMIG, o conjunto blindado deve ter seu acesso restrito, com barreira física em alvenaria, ou estrutura metálica, ou ainda, de forma mista as duas opções anteriores, com altura mínima de 2 metros e seguir os espaçamentos especificados na figura apresentada a seguir, as medidas apresentadas estão em milímetros. Esta imposição da norma faz referência as diretrizes estabelecidas na NR 10, que buscam garantir a proteção e integridade das instalações e usuários do sistema elétrico. Ademais, essa mesma norma da CEMIG estabelece que a subestação seja instalada sobre uma base de concreto, com dimensões mínimas iguais as dimensões da base do conjunto blindado. As dimensões da figura a seguir estão em milímetros.

Figura 12 - Planta de localização do conjunto blindado (SEE N° 04 - CEMIG).



Fonte: [26], 2020 (P.105).

Para a aprovação do projeto elétrico da subestação de entrada junto à concessionária, faz-se necessário o envio das vistas internas e externas, frontal, laterais e superior do conjunto, de tal forma que seja possível identificar as dimensões e estrutura utilizada para acomodar os equipamentos da subestação. Estes desenhos podem ser obtidos diretamente com o fabricante do painel. Neste trabalho não serão anexadas tais desenhos, pois eles não estão com acesso público nos sites dos fornecedores e devem ser solicitados diretamente na área comercial.

4.3.11 Barramento

Os barramentos utilizados nesta subestação têm grande relação com o conjunto blindado projetado para esta instalação, havendo dependência direta com o comprimento dos barramentos e distância entre os isoladores. No entanto, considerando-se (18), que o disjuntor tem duração total de interrupção entre 43 e 75 ms (de acordo com o catálogo deste equipamento) e que a corrente de curto-circuito trifásico presumida será aproximadamente 4,82 kA, pode-se obter a seguinte seção mínima para os barramentos:

$$A = k \cdot I_{cc} \cdot \sqrt{t} = 7 \cdot 4,82 \cdot \sqrt{0,075} = 9,24 \text{ mm}^2 \quad (50)$$

Todavia, a ND-5.3 da CEMIG exige que seja utilizado barramento com seção mínima de 56,85 mm², considerando a corrente nominal de 113,6874 A.

Contudo, para análise dos efeitos mecânicos, deve-se validar a dimensão dos barramentos adotados, bem como a posição do uso dos isoladores.

4.4 ESTUDO DE PROTEÇÃO

A seguir serão apresentados os ajustes a serem feitos no relé para proteção de todo o sistema, considerando os ajustes necessários indicados no parecer de acesso.

4.4.1 (32) Direcional de Potência – Sentido Concessionária

Para ajuste desta proteção, considerando o sentido de injeção da geração desta usina, será considerado a capacidade instalada dos geradores e mais 5% de tolerância, por um tempo máximo de 15 segundos, em conformidade a ND-5.3 da CEMIG.

$$P_{injetada\ máxima} = P_{instalada} \cdot 1,05 = 2.500.000 \cdot 1,05 \quad (51)$$

$$P_{injetada\ máxima} = 2.625\ kW \quad (52)$$

4.4.2 (32) Direcional de Potência – Sentido Acessante

Para ajustar o direcional de potência considerando o sentido da rede para as instalações elétricas do cliente, seria necessário considerar as cargas existentes nas instalações e demanda máxima. No entanto, a usina trabalhada neste caso não possui cargas expressivas, apenas as conectadas no transformador de serviços auxiliares de 30 kVA. Contudo, a ND-5.3 da CEMIG estabelece que seja utilizado ao menos 10% da corrente nominal do TC de proteção e considerando que o transformador para serviços auxiliares não tem esta representatividade, será considerado o que se segue, por um tempo limite de 15 segundos:

$$P_{consumida\ máxima} = \sqrt{3} \cdot (I_{TC-Pr\ ária} \cdot 0,10) \cdot V \cdot FP \cdot 1,05 \quad (53)$$

$$P_{consumida\ máxima} = \sqrt{3} \cdot (125 \cdot 0,10) \cdot 13.800 \cdot 0,92 \cdot 1,05 \quad (54)$$

$$P_{consumida\ máxima} = 289\ kW \quad (55)$$

4.4.3 (67 F) Direcional de Sobrecorrente de Fase - Sentido Concessionária

Para ajuste desta proteção para unidade, considerando o sentido da usina para a rede de distribuição, deve-se considerar a potência de geração, 2,5 MW, acrescidos de 5% de tolerância, conforme ND-5.3 da CEMIG. Assim, tem-se uma corrente de pick-up:

$$I_{pickup-primária} = \frac{P \cdot 1,05}{FP \cdot V \cdot \sqrt{3}} = \frac{2.500.000 \cdot 1,05}{0,92 \cdot 13.800 \cdot \sqrt{3}} = 119,3718\ A \quad (56)$$

Para obter o valor de corrente que sensibiliza o relé, é necessário dividir o valor calculado anteriormente pela relação de transformação do TC escolhido, 25, resultando em uma corrente de 4,78 A. E o ângulo de torque máximo será de 45°, conforme sugestão do fabricante do relé.

Contudo, unidade instantânea desta função deve ser desabilitada, conforme exigência da ND-5.3.

4.4.4 (67 N) Direcional de Sobrecorrente de Neutro - Sentido Concessionária

O ajuste da proteção de neutro será realizado a partir da corrente definida para o valor de fase, considerando este mesmo sentido avaliado aqui, em 1/3, conforme indicado na ND – 5.3 da CEMIG.

$$I_{pickup-neutro} = I_{pickup-fas} \cdot (1/3) = 4,78 \cdot (1/3) = 1,5933 A \quad (57)$$

E o ângulo de torque máximo será de 110°, conforme sugestão do fabricante do relé. O fabricante também sugere o tempo definido de 5 a 9 segundos, ajustados a necessidade coordenação com as demais proteções de neutro do sistema.

Além disso, a norma define que esta função deverá ser ajustada com a curva de tempo definido e a unidade instantânea desativada.

4.4.5 (67 F) Direcional de Sobrecorrente de Fase - Sentido Da Usina

O ajuste desta proteção na unidade temporizada será realizado a partir da mesma potência considerada no item 4.4.2, onde se definiu o direcional de potência no sentido do acessante. Desta forma, a corrente pode ser obtida conforme segue abaixo:

$$I_{pickup-primária} = \frac{P_{(32-acessante)}}{FP \cdot V \cdot \sqrt{3}} = \frac{289.000}{0,92 \cdot 13.800 \cdot \sqrt{3}} = 13,14 A \quad (58)$$

E, considerando a relação de transformação deste relé, a corrente no secundário será de 0,53 A.

Já a unidade instantânea será calculada a partir da corrente de magnetização total dos transformadores, acrescida dos 5% de tolerância, conforme exposto a seguir:

$$I_{pickup-primária} = I_{mag-total} \cdot 1,05 = 411,2575 \cdot 1,05 \quad (59)$$

$$I_{pickup-primária} = 431,8204 A \quad (60)$$

Assim, dada a relação de 25:1 do TC, tem-se que a corrente no secundário será de 17,27 A. E o ângulo de torque máximo será igual o ângulo

definido para a rede, no item 4.4.3, acrescido de 180°, tendo em vista que está sendo tratado do sentido oposto, ou seja, o ângulo será de 225°.

4.4.6 (67 N) Direcional de Sobrecorrente de Neutro - Sentido da Usina

Na condição de avaliar no sentido da usina, deverá ser considerado um terço dos valores calculados para a mesma distância, tanto para a unidade temporizada, quanto para a instantânea.

- Unidade temporizada:

$$I_{pickup-neu} = I_{pickup-fase} \cdot \left(\frac{1}{3}\right) = 0,53 \cdot \left(\frac{1}{3}\right) = 0,17 A \quad (61)$$

- Unidade Instantânea:

$$I_{pickup-neut} = I_{pickup-fas} \cdot \left(\frac{1}{3}\right) = 17,27 \cdot \left(\frac{1}{3}\right) = 5,75 A \quad (62)$$

O ângulo de torque máximo utilizado será igual ao do sentido da concessionária, item 4.4.4, acrescido de 180°, visto que está sendo tratado o sentido oposto, ou seja, será de 290°. E o tempo definido será de 1 segundo, conforme sugestão do fabricante.

4.4.7 (51 V) Sobrecorrente com Restrição de Tensão

O ajuste desta proteção segue os mesmos parâmetros de corrente utilizados no item 4.4.3, adicionalmente com o ajuste de tensão de 80% da tensão nominal, ou seja, 11,04 kV.

4.4.8 (50/51 F) Sobrecorrente de Fase – Cubículo de Seccionamento

As funções 50 e 51 de fase deverão ser ajustadas no cubículo de proteção e seccionamento dos transformadores, sendo utilizado um relé e um disjuntor dedicada para cada transformador, a fim de realizar a proteção individual de cada equipamento. No entanto, esta parte do sistema não está presente no escopo de avaliação da CEMIG, sendo que para aprovação do projeto elétrico, será necessário apenas apresentar o dimensionamento dos equipamentos presentes na cabine de entrada. Contudo, como parte do sistema de média tensão utilizado, a seguir serão apresentados os ajustes para esta proteção. De forma semelhante ao item 4.4.3, calcula-se a corrente de ajuste a partir da corrente nominal de cada transformador e uma sobrecarga admissível de 5%, conforme apresentado abaixo:

- Trafo de 1.000 kVA:

$$I_{pickup-primária} = \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,05 = \frac{1.000.000}{13.800 \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,05 = 43,9288 A \quad (63)$$

- Trafo de 500 kVA:

$$I_{pickup-primária} = \frac{S}{V \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,05 = \frac{500.000}{13.800 \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,05 = 21,9644 A \quad (64)$$

E, considerando a relação de transformação deste relé de 20:1, a corrente no secundário será de 2,20 A e 1,10 A para os transformadores de 1,0 MVA e 0,5 MVA, respectivamente.

Já a unidade instantânea será calculada a partir da corrente de magnetização dos transformadores, acrescida dos 5% de tolerância, conforme exposto a seguir:

- Trafo de 1.000 kVA:

$$I_{pickup-pri\ ária} = I_{mag} \cdot 1,05 = 334,6958 \cdot 1,05 = 351,4306 A \quad (65)$$

- Trafo de 500 kVA:

$$I_{pickup-pri\ ária} = I_{mag} \cdot 1,05 = 167,3479 \cdot 1,05 = 175,7153 A \quad (66)$$

Assim, dada a relação de transformação do TC, tem-se que a corrente no secundário será de 17,57 A e 8,78 A para os transformadores de 1,0 MVA e 0,5 MVA, respectivamente.

4.4.9 (50/51 N) Sobrecorrente de Neutro – Cubículo de Seccionamento

Vistas as considerações feitas para a proteção de fase, o ajuste de neutro segue as considerações feitas no item 4.4.4, obtendo-se o apresentado abaixo para unidade temporizada e instantânea.

- Trafo de 1.000 kVA:

A unidade instantânea para este transformador, no secundário do TC:

$$I_{pickup-neutro} = I_{pickup-fas} \cdot \left(\frac{1}{3}\right) = 2,20 \cdot \left(\frac{1}{3}\right) = 0,72 A \quad (67)$$

Já a unidade instantânea segue conforme apresentado a seguir, também no secundário do TC:

$$I_{pickup-neutro} = I_{pickup-fas} \cdot \left(\frac{1}{3}\right) = 17,57 \cdot \left(\frac{1}{3}\right) = 5,8 A \quad (68)$$

- Trafo de 500 kVA:

A unidade instantânea para este transformador, no secundário do TC:

$$I_{pickup-neutro} = I_{pickup-fas} \cdot \left(\frac{1}{3}\right) = 1,10 \cdot \left(\frac{1}{3}\right) = 0,36 A \quad (69)$$

Já a unidade instantânea segue conforme apresentado a seguir, também no secundário do TC:

$$I_{pickup-neutro} = I_{pickup-fase} \cdot \left(\frac{1}{3}\right) = 8,78 \cdot \left(\frac{1}{3}\right) = 2,92 A \quad (70)$$

4.4.10 (27/59) Sub/Sobretensão – Cubículo de Seccionamento

Continuando com as proteções utilizadas no cubículo de seccionamento, das instalações internas do acessante, relativos à proteção individual de cada transformador serão utilizadas as proteções 27 e 59 de subtensão e sobretensão, respectivamente. Para tanto, é necessário parametrizar a tensão limite de cada extremo e o tempo admissível. Por falta de referência na norma da CEMIG, pode-se utilizar a NDU 015 da Energisa, onde é recomendado 80% e 110% da tensão nominal por até 10 segundos, conforme tabela 4 da versão 3.1 de dezembro de 2017 [30].

4.5 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE DA PROTEÇÃO

Como parte complementar ao estudo de proteção, além de simplesmente determinar os valores base que sensibilizarão a proteção, é importante que a atuação das proteções determinadas para o relé de subestação esteja coordenada com os religadores, que se encontram na rede, e com as proteções internas da usina. Neste sentido, esta seção tem por finalidade apresentar as considerações para definição das curvas de proteção adotadas, embasadas no princípio de coordenação entre as proteções, valores nominais, tempos de atuação definidos, correntes de curto-circuito, de *inrush* e ponto ANSI dos transformadores, para que os ajustes definidos possam prover a proteção adequada e devida continuidade do sistema. É importante ressaltar que todas as correntes utilizadas nesta seção já foram calculadas anteriormente e foram referidas para o secundário do TC da subestação, ou seja, foi utilizada a relação de transformação de 25:1.

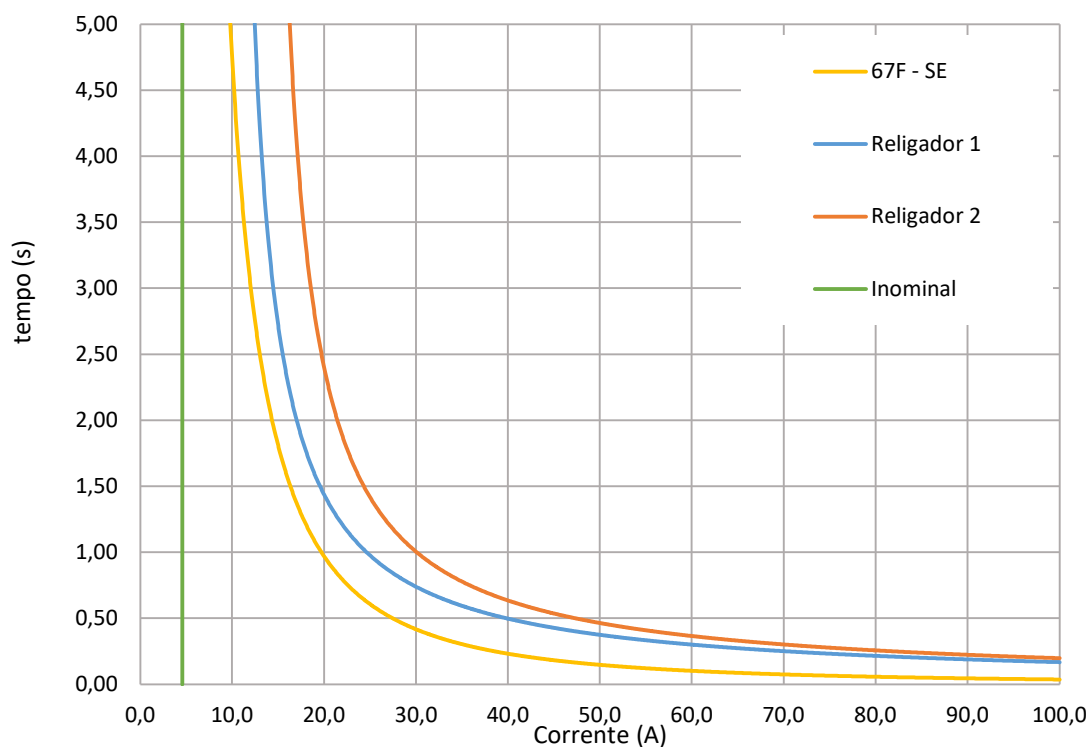
Iniciando com a proteção ajustada para o sentido da concessionária, é importante que ela atue antes dos religadores da rede e permita a circulação da potência nominal de geração. Abaixo serão apresentados os valores de correntes referidas ao secundário do TC da subestação, de 25:1, e indicação da relação entre a designação das curvas e a cor utilizado no gráfico apresentado na sequência. O dial de tempo (TMS) foi determinado conforme coordenação das curvas dos religadores, considerando-se um intervalo mínimo de 0,2 segundos para atuação entre as proteções.

Tabela 19 - Dados das curvas do Gráfico 1.

	Subestação	Religador 1	Religador 2
Indicação no gráfico 1	Amarela	Azul	Laranja
Corrente primária	119,37	235	320
Corrente secundária	4,78	9,4	12,8
TMS	0,20	0,12	0,10
Tipo de curva	Extremamente inversa	Muito inversa	Muito inversa

Fonte: Autoria própria, 2021.

Gráfico 1 - Coordenograma de fase no sentido da concessionária.

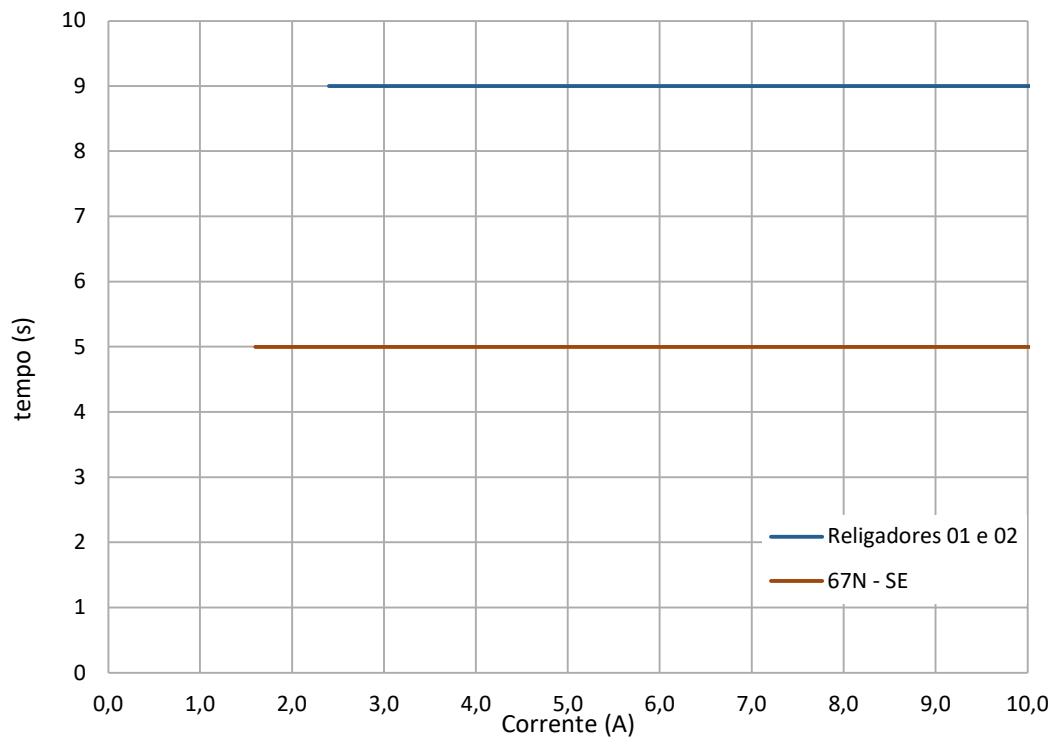


Fonte: Autoria própria, 2021.

Desta forma, para garantir operação correta, foi adotado um TMS de 0,2 e o tipo da curva será extremamente inversa, pois a normalmente inversa e a muito inversa não atendem as necessidades de coordenação em todos os instantes.

E considerando os ajustes de neutro dos religadores e da proteção 67 (calculada no item 4.4.4) curvas de tempo definido, obteve-se o gráfico abaixo, sendo que foi verificado o atendimento a coordenação entre as proteções para um tempo de 5 segundos da função 67N (curva laranja) e 9 segundos para os dois religadores (curva azul).

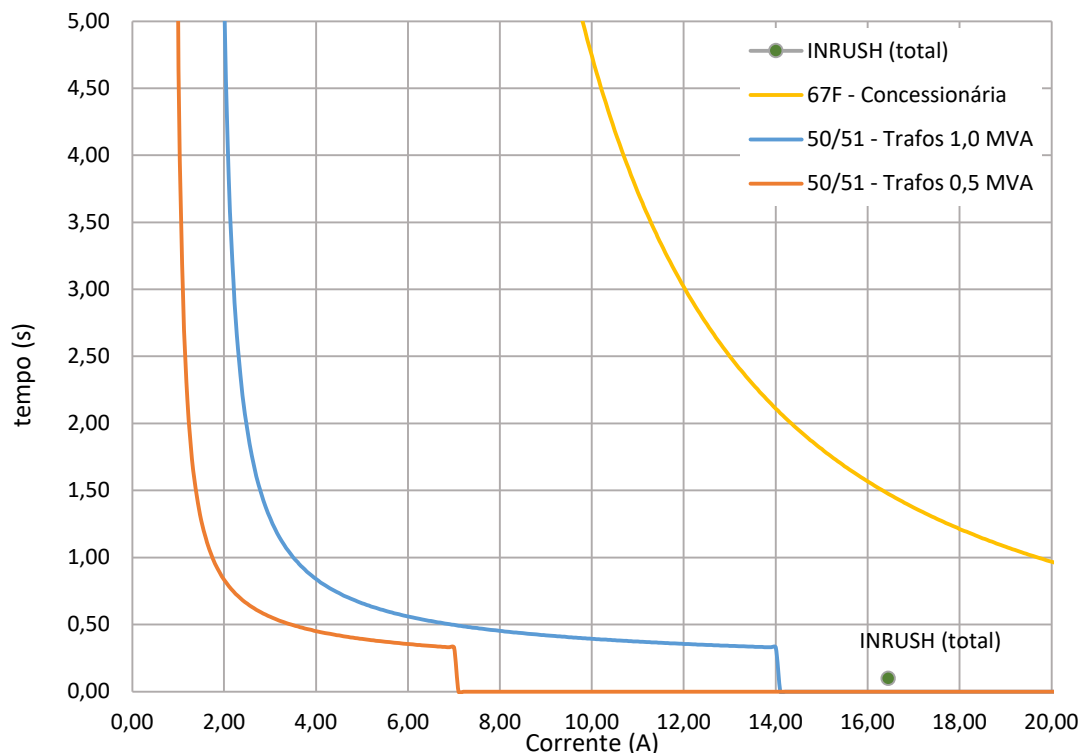
Gráfico 2 - Coordenação da proteção de neutro da SEE.



Fonte: Autoria própria, 2021.

Considerando-se a proteção 67 no sentido da concessionária e os transformadores que terão, na quase totalidade do tempo, fluxo de gerador, da usina para rede, é relevante verificar o comportamento das curvas de proteção entre as configuradas na subestação e para cada transformador. Nesta avaliação, verificou-se que a curva normalmente inversa atende as proteções dos transformadores.

Gráfico 3 – Coordenação da proteção interna e da SEE.

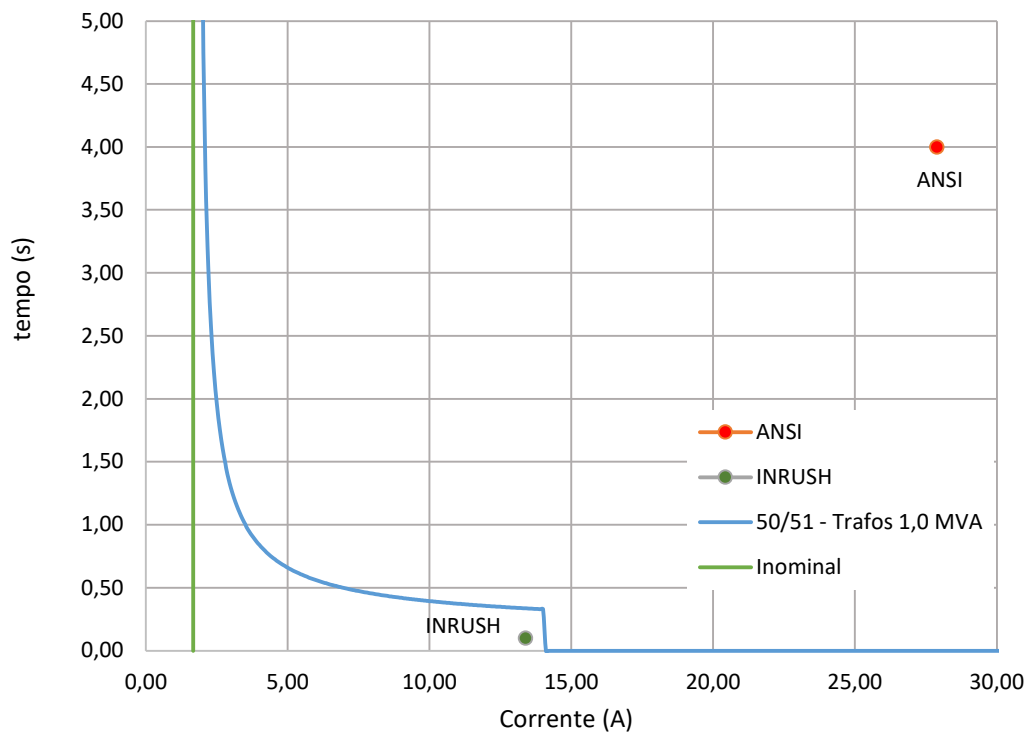


Fonte: Autoria própria, 2021.

No gráfico anterior, identifica-se a curva laranja relativa ao Trafo de 500 kVA, a curva azul representativa aos transformadores de 1,0 MVA e a curva amarela sendo a curva da função 67 da subestação de entrada. Ademais, o ponto da corrente de *Inrush* total é a percepção geral de todos os 5 transformadores da usina.

Para avaliar a efetividade da proteção no transformador, considerando que ela não deva atuar para a corrente de magnetização e não possa ultrapassar o ponto ANSI, o gráfico a seguir mostra esses pontos de interesse com a curva de proteção de fase. A curva verde é o valor nominal e a curva azul é da proteção 50 e 51 de fase. A partir dele, pode-se concluir que o TMS adotado poderia ser o mínimo possível, de 0,1.

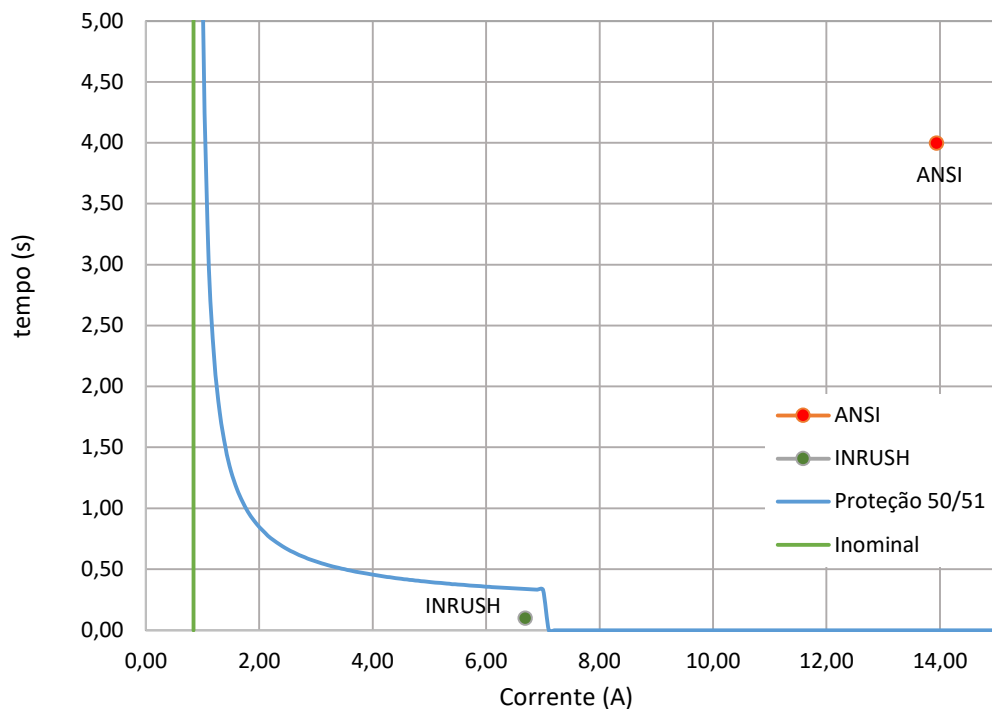
Gráfico 4 - Curva de proteção dos transformadores 01 e 02 (1,0 MVA).



Fonte: Autoria própria, 2021.

De forma semelhante, tem-se a curva de proteção para o transformador de 500 kVA, nas mesmas condições descritas para o gráfico anterior. A curva demarca a corrente nominal deste transformador e a curva azul as proteções 50 e 51 de fase.

Gráfico 5 - Curva de proteção do transformador 03 (0,5 MVA).



Fonte: Autoria própria, 2021.

4.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Por fim, para aprovação do projeto elétrico de subestação de entrada, é necessário apresentar um documento de responsabilidade técnica assinada. Todas as pranchas de desenhos elaborados devem possuir selo com espaço para aprovação, utilizado nos apêndices A e B, bem como ser plotado no modo monocromático (preto e branco), de acordo com [26]. E o projetista deve prever sinalização suficiente para indicação de perigo com choque elétrico e tem controle restrito de acesso, conforme estabelecido pela norma regulamentadora (NR) 10.

5 CONCLUSÃO

Perante o apresentado neste trabalho, é notória a importância dos projetos de subestação nos sistemas elétricos, principalmente considerando o desenvolvimento de novas tecnologias que alteram o fluxo de potência do sistema. As energias renováveis são de extrema importância para o desenvolvimento social, econômico e ambiental da sociedade, apoiando com a crescente demanda por energia elétrica de forma sustentável e com o mínimo impacto ao meio inserido. Desta forma, é de grande valia que o engenheiro, profissional do setor de tecnologia, esteja sempre atento as evoluções que se apresentarem ao decorrer dos anos.

Ademais, este trabalho, muito além de apenas desenvolver um projeto de subestação de entrada de energia, possibilitou desbravar os conhecimentos com geração de energia elétrica, geração distribuída, proteção de sistemas elétricos e as outras estruturas relacionadas aos sistemas de subestação. E para tanto, é imprescindível o conhecimento em diversas áreas de conhecimento da engenharia e profundo embasamento normativo, visando garantir a continuidade, proteção e preservação dos sistemas elétricos e dos usuários destes sistemas. Sendo assim, a busca por referências para elaboração de um projeto de subestação é contínua, podendo ser encontrados conceitos e parâmetros para projetos na literatura, nas normas da concessionária ou permissionária de distribuição da região, ou até mesmo de diferentes regiões do país.

Por fim, este trabalho, por meio de um estudo de caso e união de referências bibliográficas e normativas, com objetivo da elaboração de um projeto de subestação para sistemas de minigeração distribuída, compõe noções que possibilitam o entendimento acerca deste assunto, contribuindo com o conhecimento mínimo para elaboração de projetos para conexão na rede de média tensão da CEMIG, viabilizando a conexão de agentes autoprodutores de energia elétrica, com capacidade instalada considerável, à rede de distribuição local. No entanto, com a visão apresentada nesta monografia, faz-se necessário considerar as diversas particularidades de cada projeto, buscando atender as resoluções normativas e regulamentações vigentes. E, quando possível, incluir ferramentas computacionais que permitam análises mais detalhadas do sistema

e decisões e previsões mais assertivas quanto ao dimensionamento dos equipamentos e ajustes de proteção.

BIBLIOGRAFIA

1. SANTOS, F. M. **SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO: HISTÓRICO, ESTRUTURA E ANÁLISE DE INVESTIMENTOS NO SETOR**. Araranguá: Universidade Federal de Santa Catarina, 2015. 59 p. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/159354/TCC_Felipe_Marques.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 03 dez. 2021.
2. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2021: ANO BASE 2020**. Rio de Janeiro: EPE, 2021. 268 p. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>>. Acesso em: 01 dezembro 2021.
3. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, 01 dezembro 2021. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 01 dezembro 2021.
4. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. BRASÍLIA: [s.n.], 2018. 9 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 01 dezembro 2021.
5. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº687**. [S.l.]: [s.n.], 2015. 25 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 2021 dez. 01.
6. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414**. BRASÍLIA: [s.n.], 2010. 156 p. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/bren2010414.pdf/3bd33297-26f9-4ddf-94c3-f01d76d6f14a?version=1.0>>. Acesso em: 01 dezembro 2021.
7. PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 01 dezembro 2021.
8. GONÇALVES, G. G. **Projeto de uma minigeração fotovoltaica aplicada no prédio do centro de tecnologia da UFRJ**. Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2018. Disponível em: <<http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10023349.pdf>>. Acesso em: 01 dezembro 2021.
9. RAMPINELLI, G. A. **ESTUDO DE CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS E TÉRMICAS DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE**. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande Do Sul, 2010. Disponível em: <<https://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/27935>>. Acesso em: 01 dez. 2021.
10. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST - Módulo 3**. BRASÍLIA: [s.n.], 2017. 74 p. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-3>>. Acesso em: 01 dezembro 2021.
11. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2019. 65 p.
12. VILLALVA, M. G. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - CONCEITOS E APLICAÇÕES - SISTEMAS ISOLADOS E CONECTADOS À REDE**. 2ª. ed. São Paulo: Érica, 2012.

13. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST - Módulo 1**. BRASÍLIA: [s.n.], 2018. 55 p. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-1>>. Acesso em: 01 dezembro 2021.
14. APRENDER ELÉTRICA. **Subestações de Energia - Definições, Conceitos e Aplicações**. São Paulo: Aprender Elétrica, 2021. 154 p.
15. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14039 - INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE MÉDIA TENSÃO DE 1,0 KV A 36,2 KV**. RIO DE JANEIRO: [s.n.], 2003. 65 p.
16. TREVISOL, F. C. **Sistema de proteção contra descargas atmosféricas em subestações de média e alta tensão**. Porto Alegre: UFRGS, 2018. Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10183/179470>>. Acesso em: 01 dezembro 2021.
17. PIMENTA, A. M. D. S. **Subestações de Energia Elétrica MAT Engenharia**. [S.l.]: [s.n.], 206 p. Disponível em: <<https://core.ac.uk/download/pdf/62704506.pdf>>. Acesso em: 01 DEZEMBRO 2021.
18. FILHO, J. M.; MAMEDE, D. R. **PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**. Rio de Janeiro: LTC-Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda, 2011.
19. GONÇALVES, R. M. **GUIA DE PROJETO PARA SUBESTAÇÃO DE ALTA TENSÃO**. São Carlos: Universidade Federal de Uberlândia, 2012. Disponível em: <<http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180450/tce-17042013-151031/?&lang=br>>. Acesso em: novembro 2021.
20. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **NORMAS TÉCNICAS - ND 5.31**. BELO HORIZONTE: [s.n.], 2019. 188 p. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/atendimento/normas-tecnicas/>>. Acesso em: 01 dezembro 2021.
21. LEÃO, R. **Distribuição de Energia Elétrica**. FORTALEZA: DEE, 59 p. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/130060/mod_resource/content/1/Subestacoes-texto.pdf>. Acesso em: 01 DEZEMBRO 2021.
22. SILVA, M. J. R. D. **PROJETO BÁSICO DE UMA SUBESTAÇÃO INDUSTRIAL TÍPICA NA CLASSE 15kV**. GUARATINGUETÁ: [s.n.], 2013. 103 p. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/121248/000735119.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 01 DEZEMBRO 2021.
23. SAMPAIO, R. D. **SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA: METOLOGIA E DIMENSIONAMENTO**. MANAUS: [s.n.], 2020. 106 p. Disponível em: <https://riu.ufam.edu.br/bitstream/prefix/5840/10/TCC_RodrigoSampaio.pdf>. Acesso em: 01 DEZEMBRO 2021.
24. CREDER, H. **INSTALAÇÕES ELÉTRICAS**. 16ª. ed. RIO DE JANEIRO: Livros Técnicos e Científicos Editora, 2016.
25. ENEL. **Fornecimento de Energia Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição até 34,5 kV**. RIO DE JANEIRO: [s.n.], 2021. 158 p. Disponível em: <<https://www.eneldistribuicao.com.br/documentos/CNC-OMBR-MAT-20-0942-EDBR%20-%20Fornecimento%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20em%20Tens%C3%A3o%20Prim%C3%A1ria%20de%20Distribui%C3%A7%C3%A3o%20at%C3%A9%2034,5%20kV.pdf>>. Acesso em: 01 DEZEMBRO 2021.

26. COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **NORMAS TÉCNICAS - ND 5.3.** BELO HORIZONTE: [s.n.], 2020. 207 p. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/atendimento/normas-tecnicas/>>. Acesso em: 01 dezembro 2021.
27. FONSECA, C. M. **DIMENSIONAMENTO DE BARRAMENTOS EM SUBESTAÇÕES.** PORTO ALEGRE: [s.n.], 2009. 91 p. Disponível em: <<https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/24300/000736247.pdf?>>. Acesso em: 01 DEZEMBRO 2021.
28. LEITE, R. M. **PROJETO DE UM SISTEMA ELÉTRICO INDUSTRIAL DE BAIXA TENSÃO UTILIZANDO O SOFTWARE DOC.** UBERLÂNDIA: [s.n.], 2018. 67 p. Disponível em: <<http://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/22736/3/ProjetoSistemaEI%c3%a9trico.pdf>>. Acesso em: 01 DEZEMBRO 2021.
29. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15751 - Sistemas de aterramento de subestações - Requisitos.** RIO DE JANEIRO: [s.n.], 2013. 47 p.
30. ENERGISA. **Critérios para a Conexão de Acessantes de Centrais Geradoras e Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição. Para Conexão em Média Tensão.** JOÃO PESSOA: [s.n.], 2017. 122 p. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/Normas%20Tcnicas/NDU%20015%20-%20Crit%20C3%A9rios%20para%20a%20Conex%20C3%A3o%20de%20Acessantes%20G.%20ao%20Sistema.pdf>>. Acesso em: 01 DEZEMBRO 2021.
31. STORTO, F. M. **ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA PARA SISTEMAS DE MICRO E MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA.** [S.l.]: [s.n.], 26 p. Disponível em: <<https://www.leonardo-energy.org.br/wp-content/uploads/2018/02/Artigo-Viabilidade-Projetos-Energia-Solar-Fotovoltaica-v1-6.pdf>>. Acesso em: 01 DEZEMBRO 2021.
32. VASCONCELOS, Í. J. S. D. **DIMENSIONAMENTO E PROJETO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO.** CAMPINA GRANDE: [s.n.], 2018. 50 p. Disponível em: <<http://dspace.sti.ufcg.edu.br:8080/xmlui/bitstream/handle/riufcg/18875/%c3%8dCARO%20JOS%c3%89%20SOUZA%20TORRES%20DE%20VASCONCELOS%20-%20TCC%20ENG.%20EL%c3%89TRICA%202018.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 01 DEZEMBRO 2021.
33. SILVA, K. D. M. E. **PROJETO DE MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 3 MW PARA O CAMPUS DO PICI DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ.** FORTALEZA: [s.n.], 2016. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/35564/1/2016_tcc_kdmsilva.pdf>. Acesso em: 01 DEZEMBRO 2021.
34. CARNEIRO, J. **MÓDULOS FOTOVOLTAICOS - CARACTERÍSTICAS E ASSOCIAÇÕES.** BRAGA: [s.n.], 2010. Disponível em: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf>. Acesso em: 01 DEZEMBRO 2021.
35. JÚNIOR, L. C. Z. **FUNDAMENTOS DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.** 1ª. ed. SÃO PAULO: EDITORA LIVRARIA DA FÍSICA, 2006. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?hl=pt-BR&lr=lang_pt&id=Nyep7l_kBFkC&oi=fnd&pg=PA5&dq=sistemas+el%C3%A9tricos+de+pot%C3%Aancia&ots=OclVNm1YLY&sig=4YWIFtzK7nqv8AVvzSPxgSUoxc#v=onepage&q&f=false>. Acesso em: 01 DEZEMBRO 2021.

36. MARDEGAN, C. TRANSFORMADORES DE CORRENTE, POTENCIAL E BOBINAS DE ROGOWSKI PARA FINS DE PROTEÇÃO - PARTE II. In: MARDEGAN, C. **PROTEÇÃO E SELETIVIDADE**. [S.l.]: [s.n.], 2010. Cap. 2, p. 24-33. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2010/04/Ed49_fevereiro_protecao_seletividade_capII.pdf>. Acesso em: 01 DEZEMBRO 2021.

37. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410 - INSTALAÇÕES ELÉTRICAS DE BAIXA TENSÃO**. RIO DE JANEIRO: [s.n.], 2003. 65 p.

ANEXO A – PARECER DE ACESSO.

ANEXO B – CATÁLOGO DOS DISJUNTORES.

ANEXO C – CATÁLOGO DAS CHAVES SECCIONADORAS.

ANEXO D – GUIA DE PARAMETRIZAÇÃO DO RELÉ.

**APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE MT DA
USINA.**

APÊNDICE B – DIAGRAMA UNIFILAR DA SEE.

Estudo de Proteção

Estudo de Proteção

NS:

Cliente:

Coordenada:

Alimentador: URAT306

Subestação: Uberaba 3

Município: Uberaba

Tensão: 13,8 kV

Geradores

Fonte da geração: Solar

Potência total instalada: 2500 kW

Potência total injetada: 2500 kW

Parâmetros:

Deverá ser considerado um intervalo mínimo de coordenação de 0,2 segundos entre o tempo de operação das proteções do acessante e as proteções da CEMIG.

As proteções de sobrecorrente de fase do acessante deverão atuar para faltas na barra da subestação CEMIG com tempo mínimo de 0,7 segundos e tempo máximo de 5 segundos, considerando a utilização de curvas de tempo inverso.

As proteções de sobrecorrente de neutro do acessante deverão atuar por tempo definido conforme descrito no ANEXO 10 da ND-5.31.

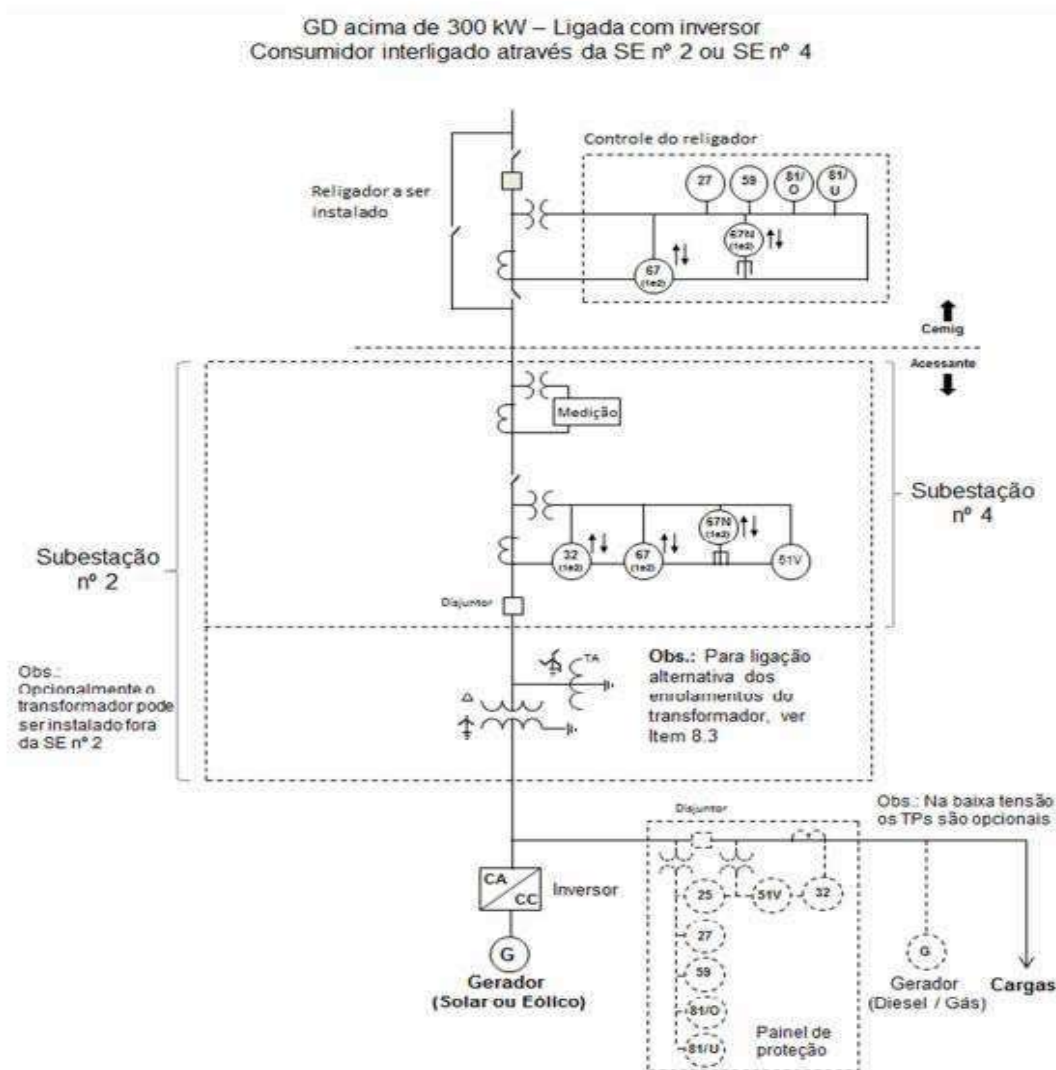
Os dados elétricos fornecidos estão em:

Tensão Base 13,8 kV

Correntes em amperes

Tempos em segundos

De acordo com a ND-5.31, para a faixa de potência solicitada, a configuração para a conexão de minigeradores com potência da minigeração maior que 300 kW e menor ou igual a 5000 kW, atendidas por meio da Subestação nº 2 ou 4 com inversores, deverá ser implementada conforme a figura:



Segue a relação de funções mínimas de proteções a serem aplicadas nas instalações do acessante. Caso as proteções mínimas não sejam suficientes para atender todos os requisitos de proteção previstos pela ND 5.31, deverão ser previstas proteções adicionais pelo acessante.

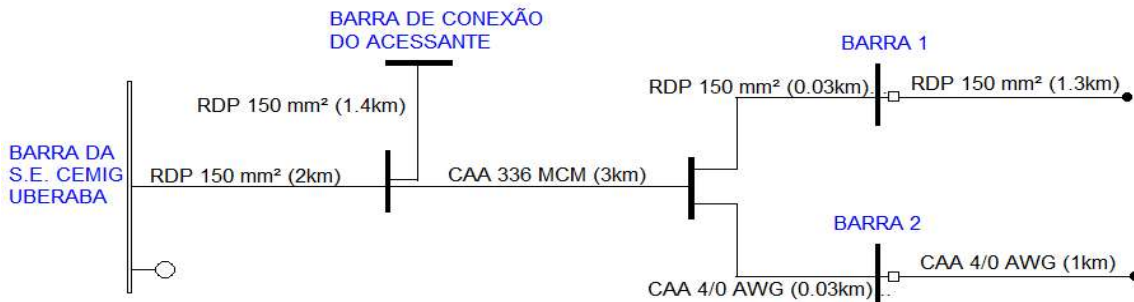
Ajustes para as proteções

Código ANSI	Descrição	Parâmetro	Ajuste	Referência
32 (1)	Direcional de potência	Potência Ativa (kW)	Calcular	Conforme anexo 10 da ND-5.31. Indicar página do estudo em que consta o cálculo.
		Tempo (seg.)	15,0	
32 (2)	Direcional de potência	Potência Ativa (kW)	Calcular	Conforme anexo 10 da ND-5.31. Indicar página do estudo em que consta o cálculo.
		Tempo (seg.)	15,0	
67 (1)	Direcional de sobrecorrente de fase	Pick-up (A)	Calcular	Conforme anexo 10 da ND-5.31 e dados abaixo. Indicar página do estudo em que consta o cálculo.
		Curva	Calcular	
		Dial	Calcular	
		Tempo adicional	Calcular	
		Ângulo (°)	Calcular	
67 (2)	Direcional de sobrecorrente de fase	Pick-up (A)	Calcular	Conforme anexo 10 da ND-5.31 e dados abaixo. Indicar página do estudo em que consta o cálculo.
		Curva	Calcular	
		Dial	Calcular	
		Tempo adicional	Calcular	
		Ângulo (°)	Calcular	
67N (1)	Direcional de sobrecorrente de neutro	Pick- up (A)	Calcular	Conforme anexo 10 da ND-5.31 e dados abaixo. Indicar página do estudo em que consta o cálculo.
		Curva	T.D.	
		Tempo (seg.)	Calcular	
		Ângulo (°)	Calcular	
67N (2)	Direcional de sobrecorrente de neutro	Pick- up (A)	Calcular	Conforme anexo 10 da ND-5.31 e dados abaixo. Indicar página do estudo em que consta o cálculo.
		Curva	T.D.	
		Tempo (seg.)	Calcular	
		Ângulo (°)	Calcular	
51V	Sobrecorrente com restrição por tensão	Pick- up (A)	Calcular	Conforme anexo 10 da ND-5.31 e dados abaixo. Indicar página do estudo em que consta o cálculo.
		Curva	Calcular	
		Dial	Calcular	
		Tempo adicional	Calcular	
		L-L ou L-N	Calcular	
		Percentual	Calcular	

Descrição do sistema elétrico

Parâmetros da Barra 13,8 kV da SE Uberaba 3 (CEMIG) sem conexão do acessante			
Impedâncias equivalentes (Ohm)			
Z1	0.03309+j 1.6118		
Z2	0.03202+j1.60734		
Z0	0.+j1.52403		
Parâmetros de falta L-L			
Sequência +	Sequência -	Sequência 0	
Corrente de curto circuito (A)	2412,8L -148,5°	2412,8L 31,5°	0,0L 0,0 °
Parâmetros de falta 1LG			
Sequência +	Sequência -	Sequência 0	
Corrente de curto circuito (A)	1637,7L -148,9°	1637,7L -148,9°	1637,7L -148,9 °
Parâmetros de falta 2LG			
Sequência +	Sequência -	Sequência 0	
Corrente de curto circuito (A)	3244,4L -148,7°	1579,0L 31,9°	1665,6L 30,8 °
Parâmetros de falta 3L			
Sequência +	Sequência -	Sequência 0	
Corrente de curto circuito (A)	4818,9L -148,5°	0,0L 0,0°	0,0L 0,0 °

Rede de Alimentação Principal



Ajustes de religadores para coordenação

Religador Barra 1			
FASE		NEUTRO	
Pick-up	235	Pick-up	60
Curva	IEC VI (MUITO INVERSO)	Curva	TD (TEMPO DEFINIDO)
Dial	0,12	Tempo	9
T. Adicional	-	T. Adicional	-

Religador Barra 2			
FASE		NEUTRO	
Pick-up	320	Pick-up	60
Curva	IEC VI (MUITO INVERSO)	Curva	TD (TEMPO DEFINIDO)
Dial	0,1	Tempo	9
T. Adicional	-	T. Adicional	-

DISTRIBUTION SOLUTIONS

Vmax

Disjuntores de média tensão a vácuo

IEC: ... 17,5 kV; ... 2000 A; ... 31,5 kA

ANSI: ... 15 kV; ... 1200 A; ... 31,5 kA



Vmax é a síntese da reconhecida tecnologia da ABB em design e construção de disjuntores a vácuo, bem como da excelência dos processos de produção.

Os disjuntores Vmax são ideais para aplicações de distribuição elétrica com nível de curto-circuito até 31,5 kA.

O design simples e compacto resulta numa maior flexibilidade para uma ampla gama de aplicações.

Índice

004 – 007	Vmax: os seus pontos fortes, os seus benefícios
008 – 013	1. Descrição
014 – 015	2. Serviços adicionais
016 – 029	3. Seleção e encomenda
032 – 035	4. Características específicas do produto
036 – 041	5. Dimensões globais
042 – 048	6. Diagrama de circuito elétrico

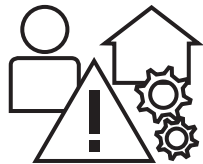
Vmax: os seus pontos fortes, os seus benefícios



**Gama
acessível**



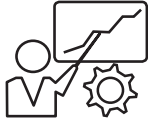
**Logística
otimizada**



**Segurança e
proteção**

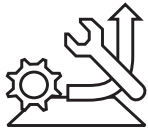


Produtividade Maximizar o seu trabalho



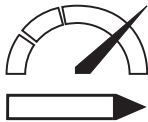
Serviços e formação

- **Formação de serviço dedicada para instalação e manutenção**
 - Tenha pessoal interno com a formação adequada para instalação e manutenção
- **Pessoal especializado do serviço ABB para instalação e manutenção**
 - Confie no suporte da ABB para instalação e manutenção
- **Suporte e análise de aplicação de campo para aplicações especiais**
 - Confie no suporte técnico da ABB para escolher a melhor solução para a sua aplicação específica



Fácil de instalar

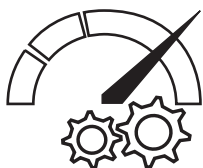
- **Versão extraível disponível**
 - Efetue a instalação e remoção do disjuntor de forma rápida e fácil para manutenção
 - Receba uma solução completa do disjuntor para instalação dentro do painel



Acelere os seus projetos

- **Oferta de disjuntor+cassete**
 - Reduza o seu esforço técnico graças ao design comprovado da ABB

Vmax: os seus pontos fortes, os seus benefícios

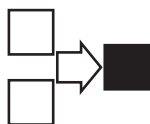


Fiabilidade Proteção dos seus equipamentos



Segurança e proteção

- **Íman de bloqueio do carro: Evite a instalação do disjuntor num painel com corrente estipulada diferente**
 - Elimine o risco de instalar o disjuntor errado num painel
- **Evite a instalação do disjuntor sem a ficha auxiliar ligada**
 - Elimine o risco de instalar o disjuntor sem ativar as suas funções de proteção



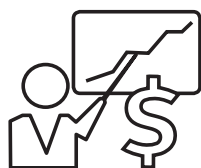
Interface otimizada

- **Intermutável mecanicamente com HD4 e VD4 na PowerBox**
 - Utilize o mesmo design de painel para instalar disjuntores com diferentes tecnologias
- **Execução fixa com carro montado preparado para personalização**
 - Desenhe e monte o seu próprio sistema de contacto que melhor se adapte ao seu painel, tendo o sistema de bloqueio já montado



Disponibilidade global

- **ABB ao seu lado**
 - Conte com uma presença mundial para qualquer suporte que possa necessitar



Eficiência Otimizar os seus investimentos



Gama acessível

- **Solução otimizada para aplicações de baixo custo**
 - Desenhe uma solução competitiva de dispositivos de comutação para aplicações de baixo custo



Logística otimizada

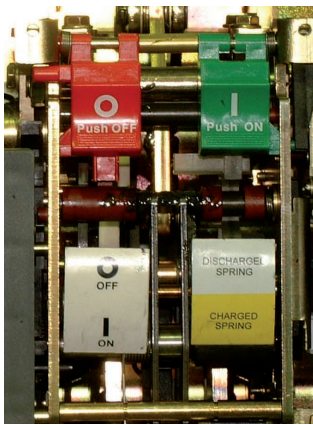
- **Disjuntor muito compacto e leve (distância de fase 133 mm)**
 - Manuseie o disjuntor facilmente e reduza o encargo do transporte



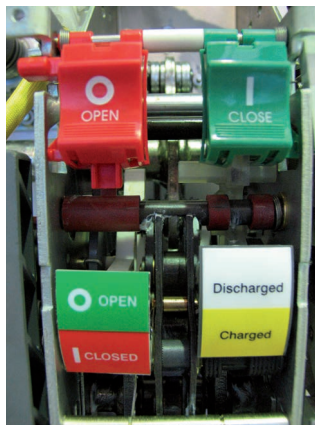
1. Descrição



01



02



03

- Técnica de interrupção a vácuo
- Contatos a vácuo protegidos contra a oxidação e contaminação
- Funcionamento em diferentes condições climáticas
- Limitada energia de manobra
- Comando com acúmulo de energia, com dispositivo antifecho de série
- Fácil personalização com uma ampla gama de acessórios
- Versão fixa e extraível
- Dimensões compactas
- Ampolas a vácuo vedadas para a vida operativa
- Robustez e confiabilidade
- 10.000 manobras com manutenção regular
- Extração e inserção do disjuntor com a porta fechada
- Prevenção contra manobras erradas e perigosas graças à presença de bloqueios específicos no comando e no carro

01 Vmax/L em conformidade com as normas IEC

02 Botões e indicadores mecânicos para as versões IEC

03 Botões e indicadores mecânicos para as versões ANSI

Informações gerais

Os novos disjuntores Vmax representam a síntese da já afirmada tecnologia da ABB no projeto e na realização de ampolas a vácuo e da excelência no design, no engineering e na produção de disjuntores.

Os disjuntores de média tensão Vmax são constituídos por um monobloco isolante, no qual ficam alojadas três ampolas a vácuo.

O monobloco e o comando são fixados numa armação.

A ampola a vácuo aloja os contatos e constitui a câmara de interrupção.

Interrupção da corrente no vácuo

O disjuntor a vácuo não precisa de um meio de interrupção e isolante. De fato, a ampola não contém material ionizável.

No momento da separação dos contatos gera-se de qualquer maneira um arco elétrico, constituído exclusivamente pela fusão e vaporização do material dos contatos.

O arco elétrico permanece sustentado pela energia externa até a corrente ser anulada nas proximidades do zero natural.

Neste instante, a redução brusca da densidade de carga transportada e a rápida condensação do vapor metálico, conduzem a um restabelecimento extremamente rápido das propriedades dielétricas.

A ampola a vácuo readquire assim a capacidade isolante e a capacidade de sustentar a tensão transitória de retorno, extinguindo o arco definitivamente.

Visto que no vácuo é possível atingir uma elevada rigidez dielétrica, mesmo com distâncias mínimas, a interrupção do circuito também é garantida quando a separação dos contatos acontece poucos milésimos de segundo antes de a corrente passar pelo zero natural.

A geometria especial dos contatos e o material empregado, juntamente com a duração reduzida do arco e com a sua baixa tensão, garantem um desgaste mínimo dos contatos e uma longa duração. O vácuo também impede a sua oxidação e contaminação.

Comando tipo EL

A baixa velocidade dos contatos, aliada à excursão reduzida e à pequena massa, limitam a energia necessária para a manobra, garantindo um desgaste extremamente reduzido do sistema. Desta maneira, o disjuntor necessita de uma manutenção limitada.

Os disjuntores Vmax utilizam um comando mecânico com acúmulo de energia e disparo livre. Estas características permitem manobras de abertura e fechamento independentes da ação do operador. O comando mecânico é de simples concepção e emprego, podendo ser personalizado com uma ampla gama de acessórios instaláveis fácil e rapidamente. Esta simplicidade traduz-se numa maior confiabilidade do aparelho.

A estrutura

O comando, o monobloco e as ampolas são fixados numa armação metálica que também exerce a função de suporte para o disjuntor na versão fixa.

A estrutura compacta garante solidez e confiabilidade mecânica.

Além dos contatos de isolamento e do cabo com tomada para a ligação dos circuitos auxiliares, a versão extraível é complementada pelo carro para a inserção e extração com a porta fechada.

Versões disponíveis

Os disjuntores Vmax estão disponíveis na versão fixa e extraível com mecanismo de operação frontal.

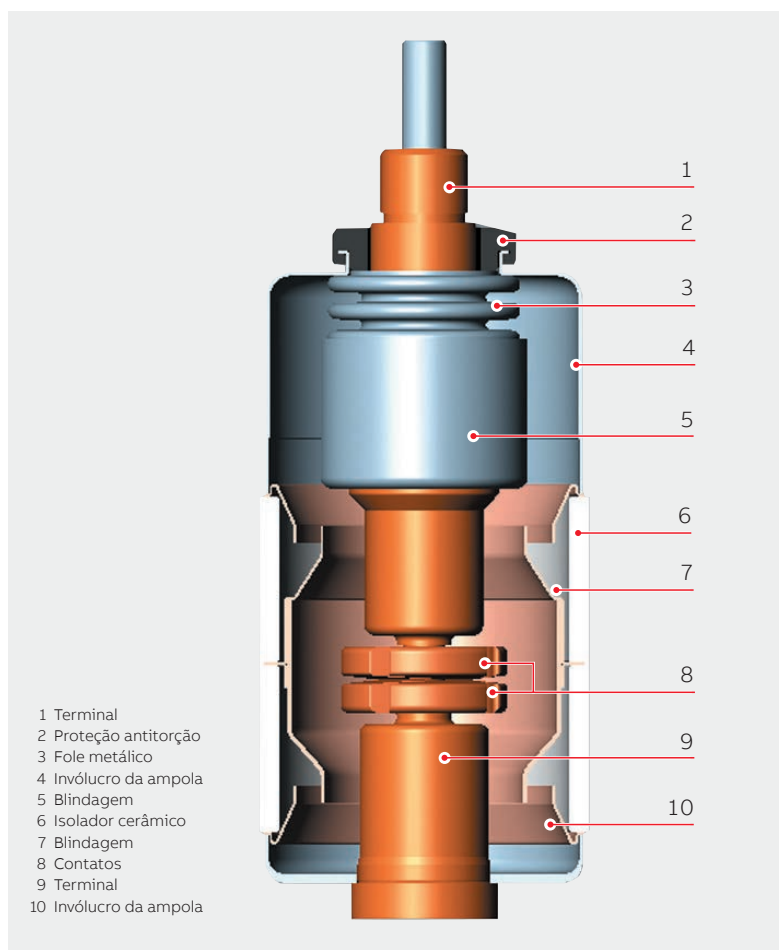
A versão extraível está disponível para o dispositivo de comutação UniGear ZS1 com largura de 550 mm para módulos PowerCube com largura de 600 mm e para UniSec WBC e WBS. Está disponível uma versão fixa específica para o dispositivo de comutação UniGear 500R.

Nota: todos os dispositivos de comutação acima mencionados estão em conformidade apenas com as Normas IEC.

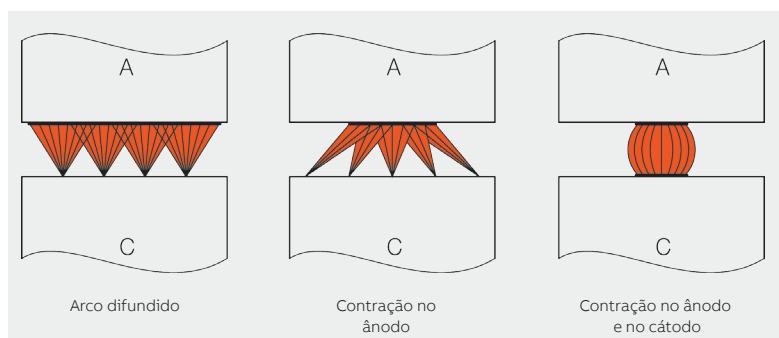
1. Descrição

Princípio de interrupção das ampolas ABB

Em uma ampola a vácuo, o arco elétrico começa no instante da separação dos contatos, permanecendo até a corrente passar pelo zero, e pode ser afetado pelo campo magnético.



Ampola a vácuo



Desenho esquemático da transição de arco difundido a arco contraído em uma ampola a vácuo

Arco difundido ou arco contraído no vácuo

Após a separação dos contatos, tem-se a formação de pontos individuais de fusão na superfície do cátodo. Isso provoca a formação de vapores metálicos que suportam o arco.

O arco difundido caracteriza-se pela expansão na superfície do contato e pela solicitação térmica uniformemente distribuída.

No valor nominal de corrente da ampola a vácuo, o arco elétrico é sempre do tipo difundido. A erosão do contato é muito pequena e o número de interrupções é muito alto.

Quando o valor da corrente interrompida aumenta (ultrapassando o valor nominal), o arco elétrico tende a se transformar de difundido a contraído pelo efeito Hall.

Partindo do ânodo, o arco se contrai e, gradualmente com o aumento da corrente, tende a se concentrar.

Na área em questão tem-se um aumento da temperatura com conseqüente stress térmico do contato. Para evitar o superaquecimento e a erosão dos contatos, o arco é mantido em rotação. Com a rotação, o arco passa a ser semelhante a um condutor móvel através do qual a corrente passa.

Geometria em espiral dos contatos das ampolas a vácuo da ABB

A geometria especial dos contatos em espiral cria um campo magnético radial em cada zona da coluna do arco concentrada nas circunferências dos contatos.

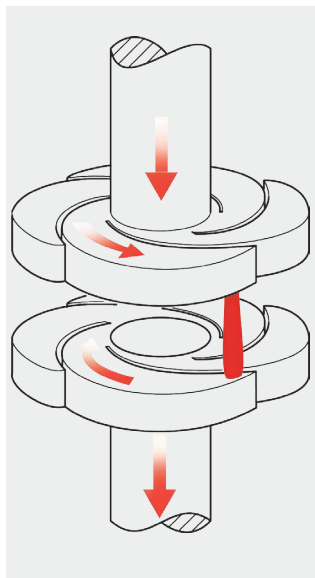
Tem-se a autogeração de uma força eletromagnética que atua tangencialmente, provocando uma rotação rápida do arco ao redor do eixo dos contatos.

Desta maneira, o arco é obrigado a rodar e atingir uma superfície mais ampla se comparada com a atingida por um arco contraído fixo.

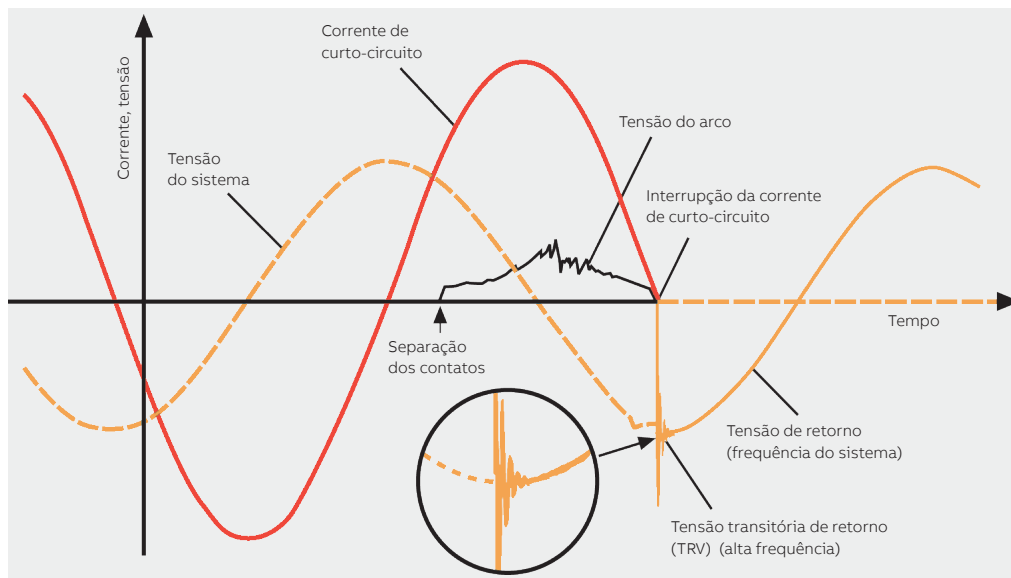
Tudo isso, além de limitar ao mínimo o stress térmico dos contatos, torna a erosão dos contatos insignificante e, sobretudo, permite controlar o processo de interrupção mesmo com correntes de curto-circuito muito elevadas.

As ampolas a vácuo da ABB são do tipo com corrente zero e isentas de reignição.

A rápida redução da densidade de corrente e a rápida condensação dos vapores metálicos simultaneamente ao instante zero de corrente, permitem restabelecer a máxima rigidez dielétrica entre os contatos da ampola em poucos milésimos de segundo.



Geometria do contato com campo magnético radial com um arco rodando no vácuo



Andamentos da corrente e da tensão em uma fase individual durante a interrupção no vácuo

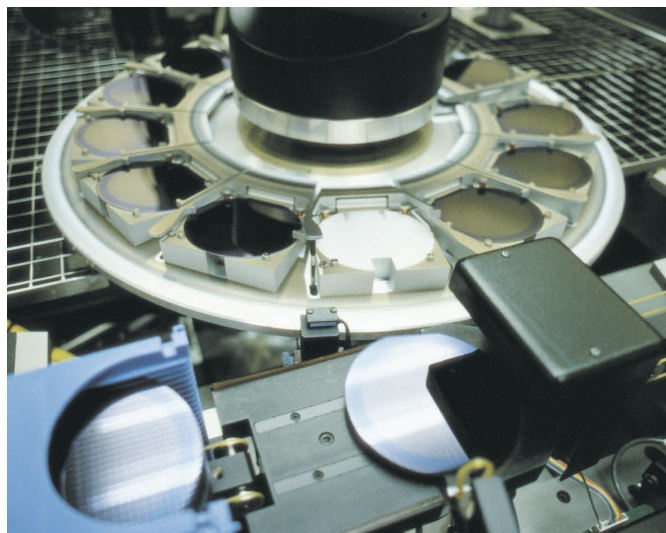
Campos de emprego

Os disjuntores Vmax são utilizados na distribuição elétrica para proteger cabos, subestações de distribuição e transformação, motores, transformadores, geradores e bancos de capacitores.

Normas e aprovações

Os disjuntores Vmax estão em conformidade com as Normas IEC 62271-100, ANSI/IEEE C37.54-C37.09-C37.04-C37.55 e com as dos principais países industrializados. Além disso, os Vmax/L e Vmax/Sec estão registados nos principais registos navais e são, por isso, adequados para aplicações marítimas. Os disjuntores Vmax ultrapassaram os testes abaixo indicados e garantem a segurança e fiabilidade dos equipamentos em serviço em todas as instalações.

- **Testes de tipo:** aquecimento, isolamento suportável em frequência industrial, isolamento suportável em impulsos atmosféricos, corrente suportada de curto prazo e pico, vida mecânica, poder de fecho e poder de corte.
- **Testes individuais:** isolamento dos circuitos principais com tensão em frequência industrial, isolamento do circuito auxiliar e de controlo, medição da resistência do circuito principal, operação mecânica e eléctrica.



1. Descrição

Segurança de funcionamento

Graças à gama completa de bloqueios elétricos e mecânicos (disponíveis a pedido), com os disjuntores Vmax é possível realizar quadros de distribuição seguros.

Os dispositivos de bloqueio foram concebidos para impedir operações erradas e permitir a inspeção das plantas, garantindo a máxima segurança para o operador. Os bloqueios com chave ou cadeados habilitam manobras de abertura e fechamento e/ou de inserção e extração.

O dispositivo de extração com porta fechada permite extrair ou inserir o disjuntor no quadro só com a porta fechada.

Bloqueios anti-inserção impedem a inserção de disjuntores com valores diferentes de corrente nominal e a manobra de inserção com o disjuntor fechado.

Acessórios

Os disjuntores Vmax dispõem de uma gama completa de acessórios que permite satisfazer todas as exigências de instalação.

O comando apresenta uma gama padronizada de acessórios e peças de reposição fáceis de identificar e encomendar. A instalação dos acessórios é feita comodamente pela parte frontal do disjuntor. A ligação elétrica é feita com conectores tomada-soquete.

O uso, a manutenção e a operação do aparelho são simples e exigem um emprego limitado de recursos.



Comando

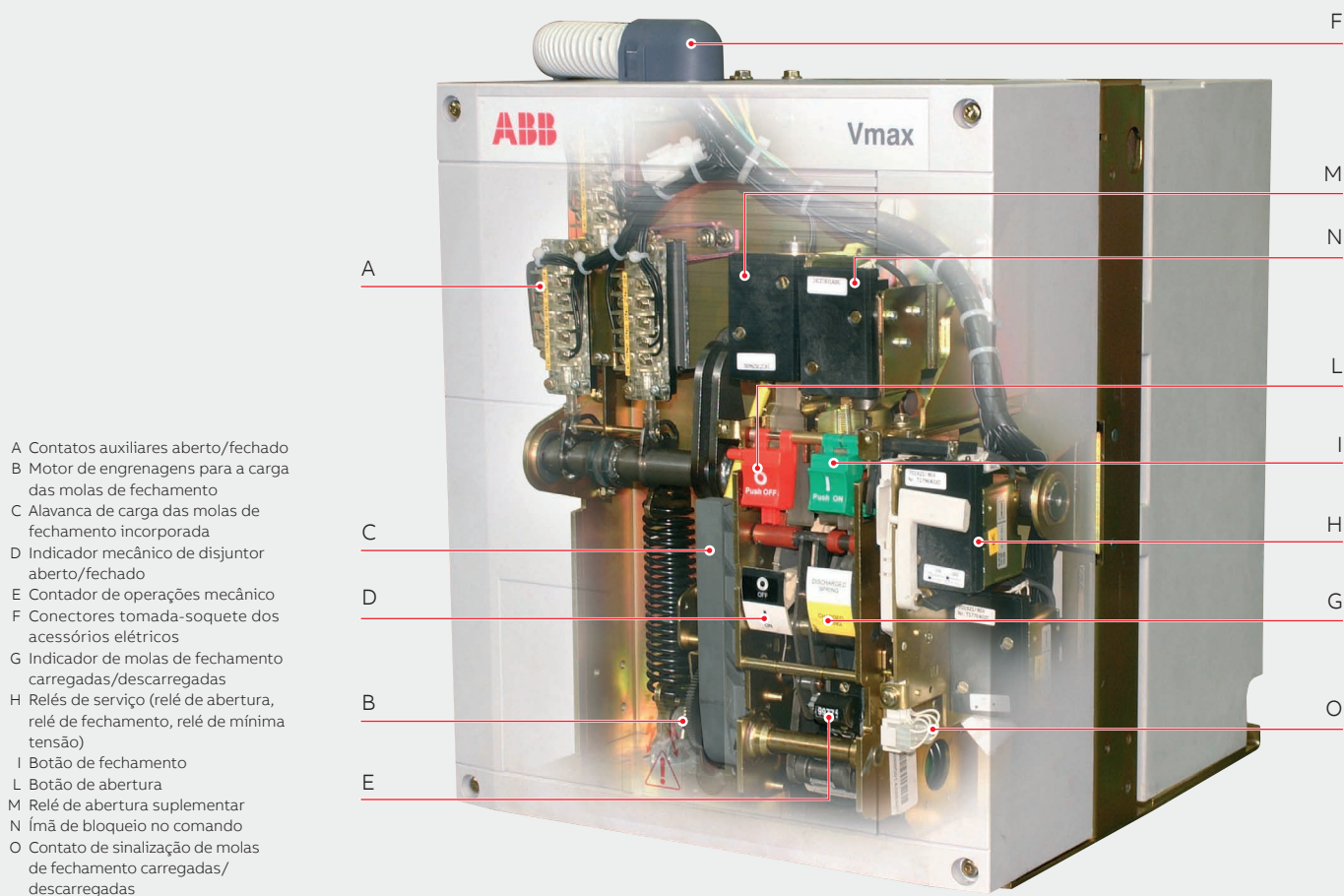
O comando dos disjuntores Vmax é de simples concepção e emprego, podendo ser personalizado com uma ampla gama de acessórios instaláveis fácil e rapidamente. Esta simplicidade traduz-se numa maior confiabilidade do aparelho. O comando é com acúmulo de energia e com dispositivo antifecho montado de série; também está equipado com bloqueios adequados para impedir manobras erradas.

Todas as sequências de manobra só podem ser feitas se forem respeitadas todas as condições que garantem a sua execução correta.

Os acessórios são idênticos para todos os tipos de disjuntores Vmax. Para facilitar a instalação e substituição dos acessórios, estão previstas sedes de montagem com referências fixas adequadas.

- Comandos de elevada confiabilidade porque caracterizados por um número reduzido de componentes
- Manutenção extremamente reduzida e simples
- Os acessórios são comuns a toda a gama
- Os acessórios elétricos são fácil e rapidamente instaláveis ou substituíveis graças à cablagem predisposta com conectores tomada-soquete próprios
- Dispositivo antifecho mecânico previsto de série
- Alavanca de carga das molas de fechamento incorporada
- Bloqueio por chave com disjuntor aberto
- Proteção nos botões de abertura e fechamento para manobra com ferramenta especial
- Bloqueio com cadeados dos botões de manobra

Comando do disjuntor (botões e indicadores mecânicos em conformidade com as normas IEC)



2. Serviços adicionais

Power Care da ABB

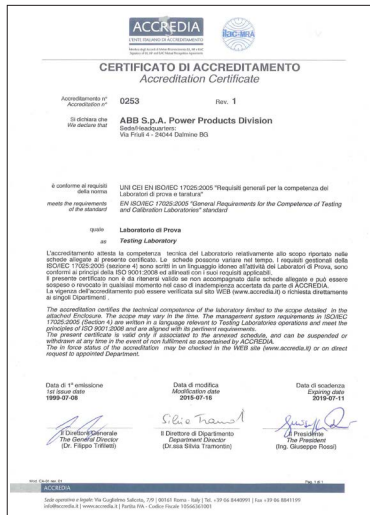
A Power Care da ABB permite-lhe gerir melhor o sistema de eletrificação, garantindo continuidade operacional e otimizando os recursos financeiros disponíveis. Dependendo do perfil de cada empresa, a ABB pode oferecer uma vasta gama de serviços de assistência, permitindo que os clientes escolham o que melhor se adapta aos

seus requisitos de instalação. A plataforma Power Care da ABB é baseada num conjunto de serviços que os clientes podem selecionar de acordo com os seus requisitos, quando o contrato de serviço é ativado. Os serviços oferecidos variam desde a possibilidade de acesso dedicado até uma gama completa de serviços de suporte para cada tipo de equipamento. Todos os serviços são fornecidos por pessoal qualificado e certificado da ABB.

O conjunto de pacotes Power Care da ABB consiste de cinco áreas e quatro níveis de serviço, em que cada área está orientada para diferentes requisitos dos clientes e o grau de suporte ABB oferecido aumenta progressivamente com os níveis.

Power Care da ABB	Nível base	Nível 1	Nível 2	Nível 3		
Inclui formação e requalificação do pessoal. O objetivo dos cursos sobre os produtos e aplicações é fornecer a todos os participantes os conhecimentos e competências necessários sobre os equipamentos ABB, enquanto que os serviços de formação contínua ajudam os gestores de manutenção a desenvolverem uma estratégia da formação contínua do pessoal específica para as suas tarefas.	Serviços para desenvolvimento de competências	Lista dos cursos de formação dos produtos	Cursos de formação dos produtos	Cursos de formação das aplicações	Formação contínua	
Fornecer assistência rápida em situações de emergência. O acesso dedicado proporciona uma linha direta em caso de solicitação de serviço "baseado em chamada", enquanto que o suporte técnico e os serviços de emergência garantem que o cliente recebe assistência adequada nos tempos definidos. O contrato também pode incluir a gestão de peças de reserva estratégicas na instalação.	Serviços de manutenção de emergência	Acesso dedicado	Suporte técnico de acordo com os tempos definidos	Resposta de emergência de acordo com os tempos definidos	Avaliação e gestão das peças de reserva	
Permite que a condição do equipamento seja verificada e que os aspetos de segurança sejam monitorizados, bem como a definição das medidas necessárias para conter os riscos. Nesta área, o pacote da ABB inclui inspeções periódicas ou a instalação de um sistema de monitorização para a avaliação das condições do equipamento.	Serviços para diagnóstico e avaliação das condições	Avaliação inicial e documentação da base instalada	Avaliação das condições e probabilidade de risco do equipamento (*)	Monitorização do equipamento	Monitorização remota do equipamento	
Inclui serviços de suporte para o pessoal da instalação, de modo a que eles sejam capazes de executarem operações extraordinárias sem quaisquer problemas, conseguindo navegar na documentação do produto on-line, conversar com os especialistas da ABB ou ter acesso on-line dedicado à plataforma da ABB que é o local onde estão os ficheiros/documentação para o equipamento de instalação.	Suporte para o pessoal da instalação	Relatório sobre o estado do ciclo de vida da base instalada	Instruções e manuais on-line	Suporte on-line para pessoal da instalação	Armazenamento de ficheiros	
A ABB oferece aconselhamento técnico e operações de manutenção preventiva para manter o equipamento em boas condições, ao mesmo tempo que minimiza o risco de interrupções e falhas graves do equipamento elétrico.	Serviços de manutenção na instalação	MT	Medição anual das descargas parciais	Manutenção da protecção e unidades de controlo	Manutenção dos disjuntores	Manutenção dos dispositivos de comutação
		BT	Avaliação técnica periódica	Serviços para produtos	Serviços avançados para produtos	Serviços avançados para dispositivos de comutação (*)

(*) Estes serviços estão disponíveis para o sistema de instalação/dispositivo de comutação.



Documentação técnica

Para aceder aos aspetos técnicos e de aplicação dos disjuntores Vmax em detalhe, solicite as seguintes publicações:

- Dispositivo de comutação do tipo UniGear ZS1, código 1VCP000138
- Unidade REF542plus, código 1VTA100001
- PowerCube, código 1VCP000091
- UniSec, código 1VFM200003
- Serviço PowerCare, código 1VCP000486-1410

Sistema de qualidade

Em conformidade com as normas ISO 9001, certificado por uma entidade externa independente.

Laboratório de ensaios

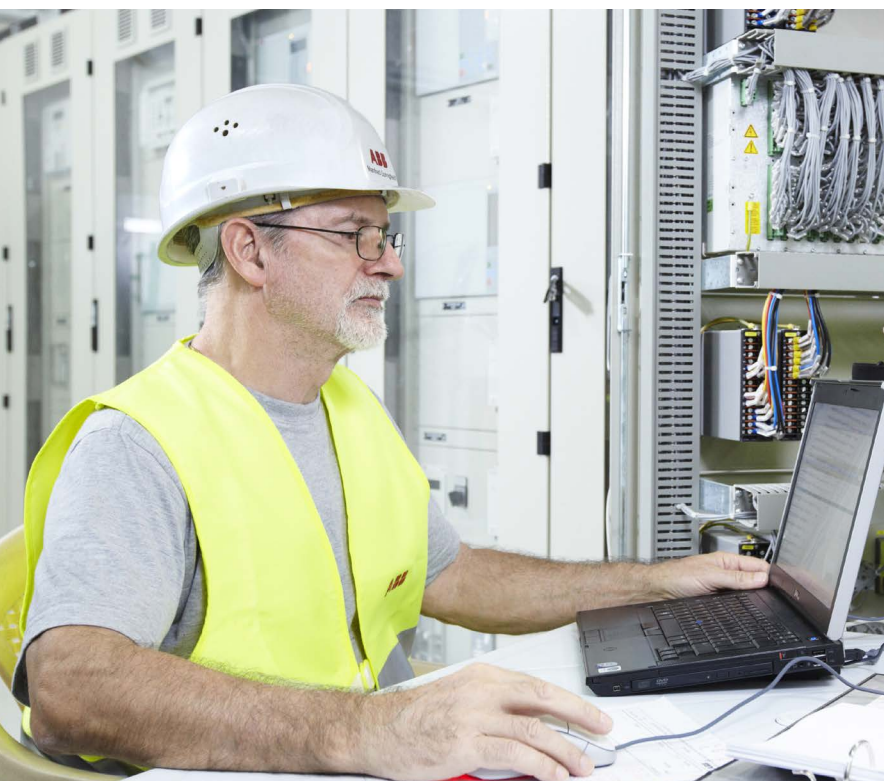
Em conformidade com as normas UNI CEI EN ISO/IEC 17025, homologado por uma entidade externa independente.

Sistema de gestão ambiental

Em conformidade com as normas ISO 14001, certificado por uma entidade externa independente.

Sistema de gestão da saúde e segurança

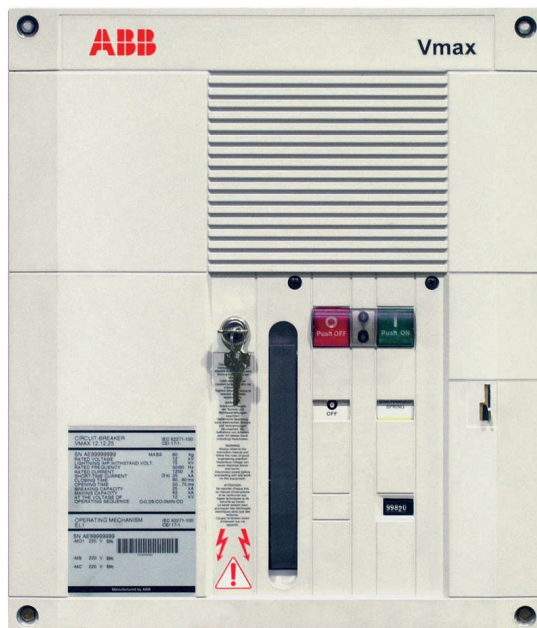
Em conformidade com as normas OHSAS 18001, certificado por uma entidade externa independente.



3. Seleção e encomenda

Características gerais dos disjuntores fixos para:

- instalação independente
- quadros ABB UniGear 500R



Equipamento de série dos disjuntores fixos ⁽¹⁾

As versões básicas dos disjuntores fixos são tripolares e equipadas com:

- comando manual do tipo EL
- indicador mecânico de molas de fechamento carregadas/descarregadas
- indicador mecânico de disjuntor aberto/fechado
- botão de fechamento
- botão de abertura
- contador de operações
- conjunto de dez contatos auxiliares de disjuntor aberto/fechado ⁽²⁾
- alavanca para a carga manual das molas de fechamento
- bloco de terminais de suporte dos circuitos auxiliares.

(1) Para o equipamento de série do disjuntor Vmax/F, consulte o catálogo UniGear 500R.

(2) A aplicação do relé de abertura e/ou do relé de abertura suplementar requer o emprego de um e/ou dois contatos auxiliares de fechamento (normalmente abertos), reduzindo assim o número de contatos auxiliares disponíveis.

Disjuntor

Versão fixa

Versão fixa para quadros ABB UniGear 500R

Normas	IEC 62271-100
	CEI EN62271-100 (fasc. 7642)
	C37.54 - C37.09 - C37.04 - C37.55

Marca UL para Componentes Reconhecidos

Tensão nominal	Ur [kV]
Tensão nominal de isolamento	Us [kV]
Tensão suportável a 50 Hz	Ud (1 min) [kV]
Tensão de impulso suportável	Up [kV]
Frequência nominal	fr [Hz]
Corrente nominal (40 °C)	Ir [A]

Capacidade de interrupção nominal (corrente nominal simétrica de curto-circuito)	Isc [kA]
--	----------

Corrente nominal suportável de curta duração (3 s)	Ik [kA]
--	---------

Capacidade de fechamento	Ip [kA]
--------------------------	---------

Sequência de manobras	[O - 0,3" - CO - 15" - CO]
	[O - 0,3" - CO - 3' - CO]

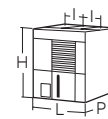
Duração de abertura	[ms]
---------------------	------

Duração do arco	[ms]
-----------------	------

Duração total de interrupção	[ms]
------------------------------	------

Duração de fechamento	[ms]
-----------------------	------

Dimensões gerais máximas	H [mm/in]
	L [mm/in]
	P [mm/in]



Distância entre os polos I	[mm/in]
----------------------------	---------

Peso	[kg/lb]
------	---------

Tabela normalizada das dimensões	1VCD
----------------------------------	------

Temperatura de funcionamento	[°C]
------------------------------	------

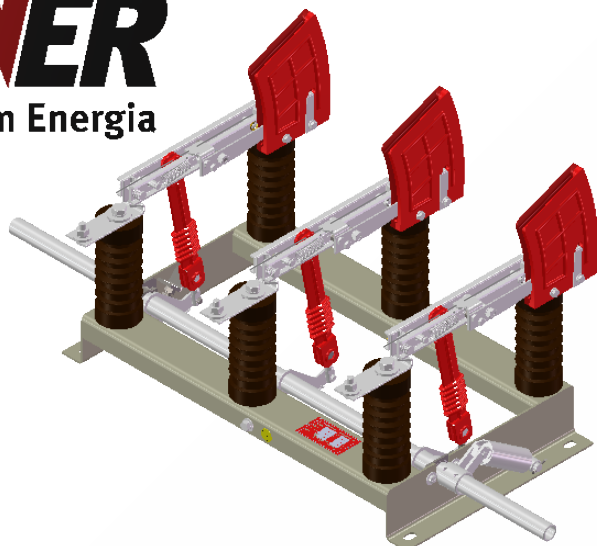
Tropicalização	IEC: 60068-2-30, 60721-2-1
----------------	----------------------------

Compatibilidade eletromagnética	IEC 62271-1
---------------------------------	-------------

(*) Esta versão não pode ser vendida isolada; esta versão só pode ser fornecida para 2000A, a versão Vmax/FH deverá ser encomendada juntamente com o dispositivo de comutação ABB UniGear 500R.

(**) Até 15 kV

Vmax 12		Vmax 17		Vmax/F 12 (*)			Vmax/F 17 (*)			Vmax 15	
•		•				-			-		•
-		-				•			•		-
•		•				•			•		-
•		•				•			•		-
-		-				-			-		•
-		-				-			-		•
12		17,5				12			17,5		15
12		17,5				12			17,5		15
28		38				28			38		36 (a 60 Hz)
75		95				75			95		95
50-60		50-60				50-60			50-60		60
630	1250	630	1250	630	1250	2000	630	1250	2000 (**)		1200
16	16	16	16	-	-	-	-	-	-	-	-
20	20	20	20	-	-	-	-	-	-	-	-
25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25 (3 ciclos)
31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5 (3 ciclos)
16	16	16	16	-	-	-	-	-	-	-	-
20	20	20	20	-	-	-	-	-	-	-	-
25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25 (2s)
31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5 (2s)
40	40	40	40	-	-	-	-	-	-	-	-
50	50	50	50	-	-	-	-	-	-	-	-
63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	65
80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	82
•		•				•			•		-
-		-				-			-		•
33 ... 60		33 ... 60				33 ... 60			33 ... 60		27 ... 32,5
10 ... 15		10 ... 15				10 ... 15			10 ... 15		10 ... 17,5
43 ... 75		43 ... 75				43 ... 75			43 ... 75		<50
30 ... 60		30 ... 60				30 ... 60			30 ... 60		45 ... 80
496		534				543	543	543	543	543	534/21.02
416		416				416	416	416	416	416	416/16.38
421		456				461	562	461	562	562	456/17.95
133-155		133-155				133	133	133	133	133	133/5.24
77		77				77	80	77	80	80	77/169.40
003279		003279				003516	003558	003516	003558	003558	003279
-5 ... +40		-5 ... +40				-5 ... +40			-5 ... +40		-30 ... +40
•		•				•			•		-
•		•				•			•		-



**MODELO GVL-03
SECCIONADORA TRIPOLAR ABERTURA
COM CARGA, USO INTERNO**

A chave seccionadora modelo GVL-03, é fabricada em conformidade com a norma NBR-10860, com ação simultânea nas três fases, abertura em carga, para uso abrigado, podem ser instaladas em cabines de alvenaria, ou painéis metálicos.

Os contatos principais móveis são do tipo Dupla faca, com contatos lineares e dispostos de forma que possam suportar os esforços resultantes das solicitações mecânicas e elétricas, as partes condutoras são de cobre eletrolítico tratadas galvanicamente com estanho e/ou prata.

A estrutura suporte, onde são fixadas os isoladores é fabricada em chapa de aço laminada dobrada, soldada formando uma estrutura monobloco e tratadas com pintura eletrostática à pó a base de epóxi.

Os isoladores são do tipo suporte em resina epóxi de alta resistência mecânica e excelente rigidez dielétrica.

O acionamento pode ser por meio manual (punho de manobra ou vara de manobra)

Acessórios

- Punho de Manobra com furo para cadeado com ou sem bloqueio kirk
- Comando Rotativo quadrado ou redondo direto no eixo da chave, com ou sem kirk.
- Suporte para acionamento
- Contatos de impulso até 2NA+2NF
- Tubo de descida até 2 mts com ou sem isolamento de fibra de vidro
- Prolongador de eixo até 2 mts com mancal
- Solenóide de travamento elétrico no eixo da chave 110/220 (Vca ou Vcc)

Características Técnicas

Modelo	-	GVL-0315	GVL-0317	GVL-0325
Tensão Nominal	kV	15	17.5	24.2
NBI	kV	95	110	125
Corrente Nominal	A	400 e 630	400 e 630	400 e 630
Corrente Curta Duração Simétrica - 1 Seg	kA	16	16	16
Corrente Dinâmica - Crista	kA	40	40	40



Reyrolle 7SR1004

Guia de Parametrização - CEMIG-D

Relé de Proteção

Reyrolle 7SR1004

Guia de Parametrização - CEMIG-D

Histórico de versões deste documento:

2ª versão: 25/11/2019

1ª versão: 11/11/2019

Isenção de Responsabilidade

Este documento tem a finalidade de ser um facilitador ao usuário do relé de proteção em questão não cabendo à Siemens qualquer tipo de responsabilidade pela parametrização, comissionamento, testes, entre outros, ou em decorrência destas atividades.

Por se tratar de uma cópia não controlada, recomendamos sempre confirmar se está sendo utilizada a sua última versão disponível.

Reservamo-nos ao direito de executar melhoramentos técnicos sem prévia comunicação.

O texto deste documento é verificado constantemente com relação ao *software* e *hardware* descritos, entretanto desvios podem não ser totalmente eliminados. Desta forma, a Siemens não se responsabiliza por eventuais erros ou omissões nas informações aqui descritas.

As informações fornecidas neste documento são regularmente revisadas e quaisquer correções necessárias serão incluídas em publicações futuras.

Apreciamos toda e qualquer sugestão para o aprimoramento deste documento.

Direitos Autorais

A divulgação ou reprodução deste documento, bem como a valorização e comunicação de seu conteúdo, é autorizada desde que não sejam violados os direitos autorais de seu conteúdo e sempre com a citação da fonte da informação. Eventuais violações estarão sujeitas a indenizações.

Todos os direitos autorais reservados, particularmente para propósitos de aplicação de patentes e/ou registros de marcas.

Marcas Registradas

Reyrolle e Reydisp são marcas registradas da Siemens AG.

Outras marcas neste documento podem ser marcas registradas da Siemens AG ou de outros proprietários e sua utilização por terceiros para propósitos próprios poderá infringir direitos de propriedade.

Versão: 25 / novembro / 2019

Modelo do relé de proteção: Reyrolle 7SR1004-3[JKL]xx0-2CA0

Versão do firmware / parametrização: 2437H80008R4j-1b#8bde

Elaborado por: Siemens Brasil - RC-BR SI DG S-SA&P

Sumário

1	Informações gerais	6
1.1	Materiais necessários.....	6
1.2	Requisitos mínimos de sistema operacional para instalação do software.....	6
1.3	Versão de <i>firmware</i> do relé de proteção	6
1.4	Arquivo de parametrização do relé de proteção	7
1.5	Condições para adequação ao padrão CEMIG-D	7
1.6	Exemplo típico de roteiro para parametrização no padrão CEMIG-D	8
2	Modelos disponíveis	13
3	Diagramas de conexão	14
3.1	Diagrama geral de conexão	14
3.2	Diagrama de conexão dos TCs.....	14
3.3	Diagrama de conexão dos TPs.....	15
4	Noções básicas do software	16
5	Parametrização via aba “Settings”	19
5.1	“System Config”	19
5.2	“CT/VT Config”	20
5.3	“Function Config”	21
5.4	“Current Prot’n”	23
5.4.1	“Current Prot’n → Phase Overcurrent”	23
5.4.2	“Current Prot’n → Voltage Cont O/C”	29
5.4.3	“Current Prot’n → Measured E/F”	30
5.5	“Voltage Prot’n”	36
5.5.1	“Voltage Prot’n → Phase U/O Voltage”	36
5.5.2	“Voltage Prot’n → U/O Frequency”	40
5.6	“Power Prot’n”	43
5.6.1	“Power Prot’n → Power”	43
5.7	“Control & Logic”	45
5.7.1	“Control & Logic → Manual CB Control”	46
5.7.2	“Control & Logic → Circuit Breaker”	47

5.7.3	“Control & Logic → Quick Logic”	48
5.8	“Input Config”	49
5.8.1	“Input Config → Input Matrix”	49
5.8.2	“Input Config → Binary Input Config”	50
5.8.3	“Input Config → Function Key Config”	52
5.8.4	“Input Config → General Alarm”	52
5.9	“Output Config”	53
5.9.1	“Output Config → Output Matrix”	53
5.9.2	“Output Config → Binary Output Config”	55
5.9.3	“Output Config → LED Config”	56
5.9.4	“Output Config → Pickup Config”	57
5.9.5	“Output Config → Trip Config”	58
5.10	“Maintenance”	59
5.10.1	“Maintenance → Start Count”	60
5.11	“Data Storage”	60
5.11.1	“Data Storage → Demand/Data Log”	61
5.11.2	“Data Storage → Waveform Storage”	61
5.11.3	“Data Storage → Fault Storage”	62
5.11.4	“Data Storage → Energy Storage”	63
5.12	“Communications”	64
5.13	Resumo da parametrização via aba “Settings”	64

1 Informações gerais

Este documento tem o objetivo de apresentar um exemplo de parametrização dos relés de proteção Reyrolle 7SR1004-3[JKL]xx0-2CA0 através do *software* “*Reydisp Evolution 32*”, que pode ser obtido de forma gratuita através do sítio [siemens.com/protection](https://www.siemens.com/protection).

Maiores detalhes deste *software* podem ser obtidos no seu manual técnico ou em material de treinamento específico que está disponível para seus usuários.

Qualquer dúvida ou necessidade de esclarecimentos adicionais ao conteúdo deste documento podem ser sanados através da Central de Atendimento Siemens – CAS (telefone 0800-11-9484 ou e-mail atendimento.br@siemens.com).

1.1 Materiais necessários

Para a parametrização do relé de proteção Reyrolle 7SR1004 através de *software* são necessários os seguintes materiais:

- Computador com *software* “*Reydisp Evolution 32*” na versão mais recente previamente instalado.
- Cabo USB (tipo A - tipo B).
- Relé de Proteção Reyrolle 7SR1004.

1.2 Requisitos mínimos de sistema operacional para instalação do *software*

A versão atual do *software* “*Reydisp Evolution 32*” (versão 9.70.00) é compatível com instalação nos seguintes sistemas operacionais:

- Microsoft Windows XP com *service pack* 3 instalado, versão 32 bits.
- Microsoft Windows Vista, versão 32 bits.
- Microsoft Windows 7, versão 32 bits ou 64 bits.
- Microsoft Windows 10, versão 64 bits.

1.3 Versão de *firmware* do relé de proteção

É recomendado que um novo relé de proteção entre em funcionamento sempre com a versão de *firmware* mais recente.

Por este motivo, antes de iniciar a parametrização do relé de proteção é recomendado verificar se a versão de *firmware* instalada já é a versão mais recente, atualizando-a para última versão se necessário.

A versão de *firmware* mais recente para qualquer relé de proteção Reyrolle pode ser obtida de forma gratuita através do sítio [siemens.com/protection](https://www.siemens.com/protection) ou solicitado à Siemens através da Central de Atendimento Siemens – CAS, que também pode auxiliar na execução deste procedimento.

Caso seja necessário, é possível identificar a versão do *firmware* instalado no relé de proteção através do menu “*Software Version*” apresentado no *display* do relé de proteção que pode ser acessado ao pressionar simultaneamente as teclas “*Cancel*” e “*Test/Reset ▶*” disponíveis no seu painel frontal.

1.4 Arquivo de parametrização do relé de proteção

O arquivo de parametrização deve estar exatamente na mesma versão do *firmware* instalado no relé de proteção.

Para criar um novo arquivo de parametrização, basta abrir um arquivo de parametrização elaborado anteriormente ou abrir um arquivo de parametrização padrão (também chamado de *template*).

A versão mais recente dos *templates* de qualquer relé de proteção Reyrolle pode ser obtida de forma gratuita através do sítio [siemens.com/protection](https://www.siemens.com/protection) ou solicitado à Siemens através da Central de Atendimento Siemens – CAS, que também pode auxiliar na execução deste procedimento.

Caso seja necessário, é possível identificar a versão do arquivo de parametrização existente no relé de proteção através do menu “*Software Version*” apresentado no *display* do relé de proteção que pode ser acessado ao pressionar simultaneamente as teclas “*Cancel*” e “*Test/Reset ▶*” disponíveis no seu painel frontal.

1.5 Condições para adequação ao padrão CEMIG-D

De acordo com as Normas de Distribuição ND-5.3 e ND-5.31 da CEMIG-D, o relé de proteção Reyrolle 7SR1004 permite que o usuário habilite as seguintes funções de proteção:

- Sobrecorrente Direcional de Fase Instantânea (50/67).
- Sobrecorrente Direcional de Fase Temporizada (51/67).
- Sobrecorrente Direcional de Falta à Terra Medida Instantânea (50G/67G).
- Sobrecorrente Direcional de Falta à Terra Medida Temporizada (51G/67G).
- Sobrecorrente de Fase Temporizada Controlada/Dependente de Tensão (51V).
- Subtensão de Fase (ANSI 27).
- Sobretensão de Fase (ANSI 59).
- Sobrepotência Ativa (ANSI 32P).
- Subfrequência (ANSI 81U).
- Sobrefrequência (ANSI 81O).

O exemplo de parametrização do relé de proteção Reyrolle 7SR1004 apresentado neste documento considera as seguintes condições e premissas:

- Fluxo de corrente / potência no sentido direto (*forward*): Acessante → CEMIG-D (injeção).
- Fluxo de corrente / potência no sentido reverso (*reverse*): CEMIG-D → Acessante (consumo).
- Função de proteção 50/67 no sentido direto (injeção): Estágios “50-1” e “50-2” da função *Phase Overcurrent*.

- Função de proteção 50/67 no sentido reverso (consumo): Estágios “50-3” e “50-4” da função *Phase Overcurrent*.
- Função de proteção 51/67 no sentido direto (injeção): Estágios “51-1” e “51-2” da função *Phase Overcurrent*.
- Função de proteção 51/67 no sentido reverso (consumo): Estágios “51-3” e “51-4” da função *Phase Overcurrent*.
- Função de proteção 50G/67G no sentido direto (injeção): Estágios “50G-1” e “50G-2” da função *Phase Overcurrent*.
- Função de proteção 50G/67G no sentido reverso (consumo): Estágios “50G-3” e “50G-4” da função *Phase Overcurrent*.
- Função de proteção 51G/67G no sentido direto (injeção): Estágios “51G-1” e “51G-2” da função *Phase Overcurrent*.
- Função de proteção 51G/67G no sentido reverso (consumo): Estágios “51G-3” e “51G-4” da função *Phase Overcurrent*.
- Função de proteção 51V: Função *Voltage Cont O/C*.
- Função de proteção 27: Estágios “27/59-1” e “27/59-2” da função *Phase U/O Voltage*.
- Função de proteção 59: Estágios “27/59-3” e “27/59-4” da função *Phase U/O Voltage*.
- Função de proteção 32 por sobrepotência ativa no sentido direto (injeção): Estágio “32-1” da função *Power*.
- Função de proteção 32 por sobrepotência ativa no sentido reverso (consumo): Estágio “32-2” da função *Power*.
- Função de proteção 81U: Estágios “81-1” e “81-2” da função *U/O Frequency*.
- Função de proteção 81O: Estágios “81-3” e “81-4” da função *U/O Frequency*.
- Todos os ajustes apresentados nas tabelas explicativas dos parâmetros do relé de proteção estão em conformidade com o padrão CEMIG-D.
- Todos os ajustes apresentados “em branco” nas tabelas explicativas dos parâmetros do relé de proteção deverão ser definidos com base no projeto elétrico e na Ordem de Ajustes de cada aplicação.
- A parametrização das entradas binárias (*BIs*), saídas binárias (*BOs*) e *LEDs (L)* é apenas uma sugestão devendo a parametrização estar em conformidade com o projeto elétrico de cada aplicação.

Ainda de acordo com as Normas de Distribuição ND-5.3 e ND-5.31 da CEMIG-D, reforçamos a informação de que é necessária a utilização de equipamento “*Nobreak*” (retaguarda para alimentação do relé de proteção e circuito de desligamento do disjuntor) e de módulo de “*Trip Capacitivo*” externo ao relé de proteção (retaguarda para alimentação do circuito de desligamento do disjuntor).

1.6 Exemplo típico de roteiro para parametrização no padrão CEMIG-D

É apresentado a seguir um exemplo típico de roteiro para parametrização de relé de proteção no padrão CEMIG-D que foi utilizado como referência para elaboração do arquivo de parametrização apresentado neste documento.

ROTEIRO PARA PARAMETRIZAÇÃO DO RELÉ CONFORME ANEXO 10 DA ND 5.31

NESTE CASO CONSIDERAMOS UMA USINA COM UM TRANSFORMADOR DE ACOPLAMENTO DE 1000KVA E UMA DEMANDA DE CONTRATO DE 1000KW. FOI CONSIDERADO TAMBÉM UM TRANSFORMADOR DE 75KVA PARA ATENDIMENTO ÀS CARGAS AUXILLARES.

Os requisitos básicos da unidade são:

- Disjuntor com corrente nominal de 350 A e capacidade de interrupção simétrica de 250 MVA;
- O sinal de corrente é enviado ao relé através de três transformadores de corrente tipo proteção;
- Como alimentação auxiliar do relé de proteção secundário é utilizado um No-Break de 1000 VA.

Dados da subestação:

- Demanda de contrato: 1000 KW;
- Um transformador instalado de 1000 KVA – 13.8KV- Ponto ANSI fase: 697,30 A – T = 3s – Ponto NANSI neutro: 404,44 A – T = 3s In: 41,84 A.
- Para a conexão de gerador acima de 300KVA os transformadores devem possuir enrolamento primário (do lado da CEMIG) em estrela aterrada.

Norma Utilizada:

- Norma de Distribuição 5.3 CEMIG – Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição da CEMIG – 15 KV;
- Norma ND 5.31 CEMIG;

Cálculo da função 67(1) – Direcional de sobrecorrente de fase - Injeção:

$$I_n = 1000 / (1,73 \times 13,8 \times 0,92) = 45,47 \text{ A}$$

$$I_{51} = 1,05 \times 45,47 = 47,75 \text{ A}$$

Curva: Extremamente Inversa;

Dial de tempo utilizado: 0,2

A curva a ser utilizada para o ajuste da função temporizada de sobrecorrente direcional de fase deverá ser a IEC extremamente inversa, com Dial = 0,2.

Ângulo: a sugerir pelo fabricante (45°, por exemplo)

Cálculo da função 67N(1) – Direcional de sobrecorrente de neutro - Injeção:

Neutro:

$$47,75/3 = 15,19 \text{ A}$$

Tempo Definido: 5 segundos

Para a função de sobrecorrente direcional de neutro deverá ser utilizado Tempo Definido (TD), com temporização na faixa de 5 a 9 segundos.

Ângulo: a sugerir pelo fabricante (110°, por exemplo)

Cálculo da função 67(2) – Direcional de sobrecorrente de fase – Consumo (CONSIDERAMOS NESTE CASO COMO A FUNÇÃO A SER INVERTIDA NO RELÉ):

Esta função deverá ser calculada considerando o que cada relé pode oferecer de mínimo neste quesito:

No que diz respeito ao consumo foi considerado um transformador auxiliar de 75KVA para uma carga instalada de 75KW. Também foi considerado nesta função o transformador de acoplamento de 1000KVA no que diz respeito a sua magnetização:

$$I_n = \frac{xxKW}{(1,73 \times 13,8 \times 0,92)} = x \text{ A}$$

$$I_{51} = 1,05 \times xA = x \text{ A}$$

Observação importante: Foi considerado xxKW (ver possibilidade específica do relé) para cálculo da corrente de partida não em função do consumo que ocorrerá no local, tendo em vista que este será consideravelmente baixo dado às características deste empreendimento. O valor leva em consideração os ajustes máximos de dial de tempo previstos no relé para permitir a magnetização dos transformadores de acoplamento e serviço auxiliares (ver possibilidade mínima específica do relé), assim sendo foi considerado o mínimo de demanda possível para promover esta magnetização sem a atuação indevida do relé.

- Foi considerada a curva extremamente inversa conforme determinação da ND 5.31, porém um dial de tempo de XXs (ver possibilidade específica do relé) para permitir a magnetização dos transformadores.

Ângulo: a sugerir pelo fabricante (considerando a inversão nesta função 67(2) qual seria o ângulo sugerido? Como ficaria a programação no relé?)

Cálculo da função 67N(2) – Direcional de sobrecorrente de neutro – Consumo (CONSIDERAMOS NESTE CASO COMO A FUNÇÃO A SER INVERTIDA NO RELÉ):

Neutro:

$$x/3 = x \text{ A}$$

A corrente de partida de neutro (Ip neutro) deve de até ser de até 30% em relação à Ip fase, limitada em 40 A.

Para a função de sobrecorrente direcional de neutro deverá ser utilizado Tempo Definido (TD), com temporização na faixa de 1 a 3 segundos.

Tempo Definido: 1segundo (por exemplo).

Ângulo: (considerando a inversão nesta função 67(2) qual seria o ângulo sugerido? Como ficaria a programação no relé?)

Cálculo da corrente de magnetização dos transformadores auxiliares de serviço – Função 67(2) consumo (Instantânea de fase e neutro). Consideramos um Trafo de 1000KVA e mais um de 75KVA:

Fase:

$$I_m = 41,84 \times 8 + 3,14 = 337,84 \text{ A}$$

$$I_m = 337,84 \times 1,05 = 354,74 \text{ A}$$

Neutro:

$$\text{Fase}/3 = 354,74/3 = 118,13 \text{ A}$$

Cálculo da função 32(1) – Direcional de potência - Injeção:

Potência Injetada * 105% = 1050KW

Tempo: 15 segundos.

Cálculo da função 32(2) – Direcional de potência – consumo (CONSIDERAMOS NESTE CASO COMO A FUNÇÃO A SER INVERTIDA NO RELÉ):

Potência Consumida * 5% = 78.75KW

Tempo: 15 segundos.

Cálculo da função 51V – Sobrecorrente de restrição por tensão:

Considerar de 80 a 90% de 13800V para o cálculo inclusive da corrente de partida (47,75A).

De 80% para baixo a função de subtensão deverá atuar.

TODAS AS FUNÇÕES ANTERIORES SÃO UTILIZADAS TANTO PARA UFV'S QUANTO PARA TODAS AS OUTRAS FORMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA. ABAIXO TEREMOS AS DEMAIS FUNÇÕES QUE SERÃO UTILIZADAS PELA ND 5.31:

Cálculo da função 25 – Sincronismo:

Defasagem (°): 10,00;
Dif. Tensão (%): 10,00;
Dif. Freq. (Hz): 0,3

Cálculo da função 27 – Subtensão:

Tensão do 1º estágio (p.u.): 0,8;
Tempo do 1º estágio (seg.): 5,0;
Tensão do 2º estágio (p.u.): 0,7;
Tempo do 2º estágio (seg.): 1,5.

Cálculo da função 59 – Sobretensão:

Tensão do 1º estágio (p.u.): 1,1;
Tempo do 1º estágio (seg.): 5,0;
Tensão do 2º estágio (p.u.): 1,2;
Tempo do 2º estágio (seg.): 0,5.

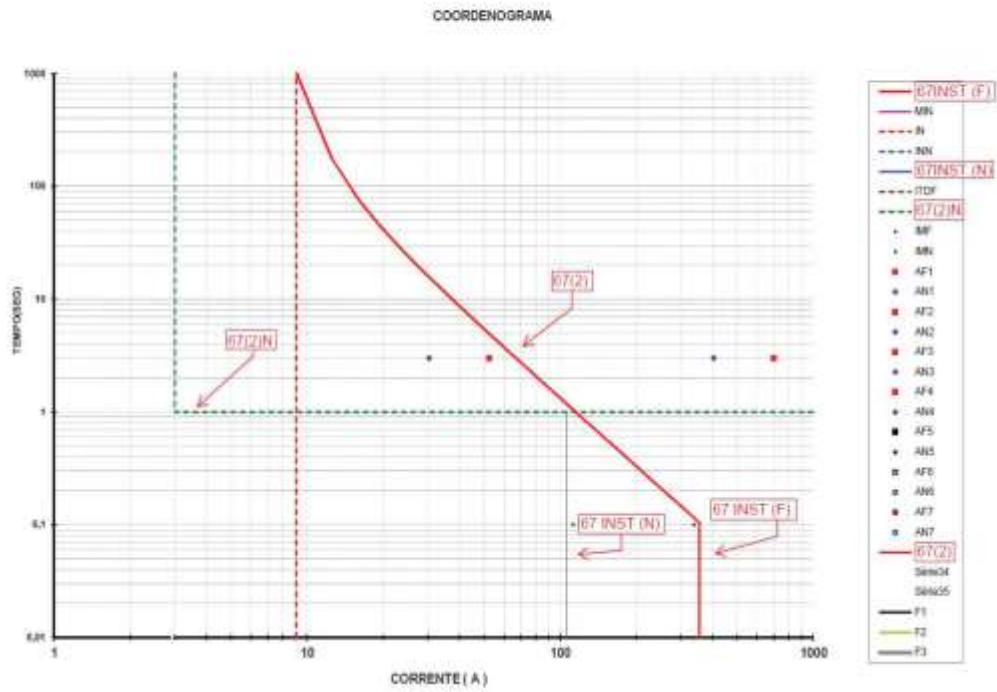
Cálculo da função 81U – Subfrequência:

Frequência do 1º estágio (Hz): 59,0;
Tempo do 1º estágio (seg.): 2,0;
Frequência do 2º estágio (Hz): 58,5;
Tempo do 2º estágio (seg.): 0,2.

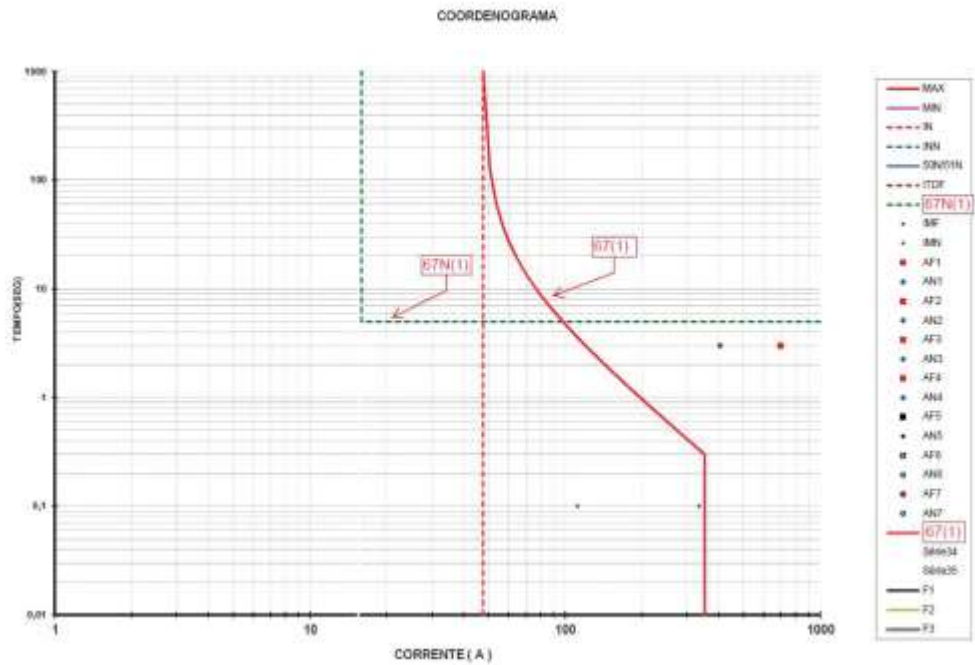
Cálculo da função 81O – Sobrefrequência:

Frequência do 1º estágio (Hz): 60,5;
Tempo do 1º estágio (seg.): 2,0;
Frequência do 2º estágio (Hz): 61,0;
Tempo do 2º estágio (seg.): 0,2

EXEMPLO DE COORDENOGAMA FUNÇÃO 62(2) CONSUMO (ND 5.31):



EXEMPLO DECOORDENOGAMA 67(1) INJEÇÃO (ND 5.31):



2 Modelos disponíveis

O relé de proteção Reyrolle 7SR1004 possui as seguintes opções de modelos (MLFB):

Product Description	Variants	Order No.
7SR10 Argus		1 2 3 4 5 6 7 - 8 9 10 11 12 - 13 14 15 16 7 S R 1 0 0 □ - □ □ □ □ 0 - □ A 0
Directional Overcurrent Relay (Argus)		
<u>Case, I/O and Fascia</u>		
Size 4 Moulded case, 4CT, 3 VT, 9 Binary Inputs/8 Binary Outputs, 10 LEDs		↑
<u>Measuring input</u>		
1 A/5 A, 40 V to 180 V, 50 Hz/60 Hz ¹⁾		4
1 A/5 A, with SEF input, 40 V to 180 V, 50 Hz/60 Hz ²⁾		3
<u>Auxiliary voltage</u>		4
AC/DC 60-240V, Binary input threshold 44V AC/DC		L
AC/DC 60-240V, Binary input threshold 88V AC/DC		K
DC 24-80V, Binary input threshold 19V DC		J
<u>Protective Cover</u>		
Standard version – No Cover		A
Plastic Cover with 1 Push Button for Test/Reset		B
<u>Communication</u>		
Front Port:USB and Rear Port:RS-485 supporting IEC 60870-5-103 or Modbus RTU or DNP 3.0		2
<u>Front Fascia</u>		
Standard Version – with Breaker Control Push Buttons		2
<u>Protection Function Packages</u>		C
Standard version - included in all models		
27/59 Under/overvoltage		
32 Power		
32S Sensitive Power		
37 Undercurrent		
37G ¹⁾ Undercurrent measured earth fault		
37SEF ²⁾⁴⁾ Undercurrent sensitive earth fault		
46BC Broken conductor/Load Unbalance		
48NPS Negative phase sequence overcurrent		
47NPS Negative phase sequence overvoltage		
49 Thermal overload		
50AFD ⁴⁾ Arc Flash Detection		
50BF Circuit breaker fail		
50LC/50G LC/50SEF LC ⁵⁾ Line check		
51V Voltage dependent overcurrent		
55 Power Factor		
59N Neutral voltage displacement		
60CTS CT supervision		
60VTS VT supervision		
64H High impedance REF		
67/50 Directional instantaneous phase fault overcurrent		
67/50G ¹⁾ 67/50N Directional instantaneous earth fault		
67/50SEF ²⁾ Instantaneous sensitive earth fault		
67/51 Directional time delayed phase fault overcurrent		
67/51G ¹⁾ 67/51N Directional time delayed earth fault		
67/51SEF ²⁾ Directional time delayed sensitive earth fault		
81HBL2 ³⁾ 2 nd Harmonic block/Inrush restraint		
74T/CC Trip & close circuit supervision		
51C Cold load pickup/Programmable Logic		
81U/O Under/Over Frequency		
86 Hand reset contacts		
811_THD Total Harmonic Distortion Supervision		
<u>Standard version – plus</u>		
79 Autoreclose		D
<u>Additional Functionality</u>		
No Additional Functionality		A

Figura 1: Opções de modelo (MLFB) do relé de proteção 7SR1004

3 Diagramas de conexão

3.1 Diagrama geral de conexão

O relé de proteção Reyrolle 7SR1004 possui o seguinte diagrama geral de conexão:

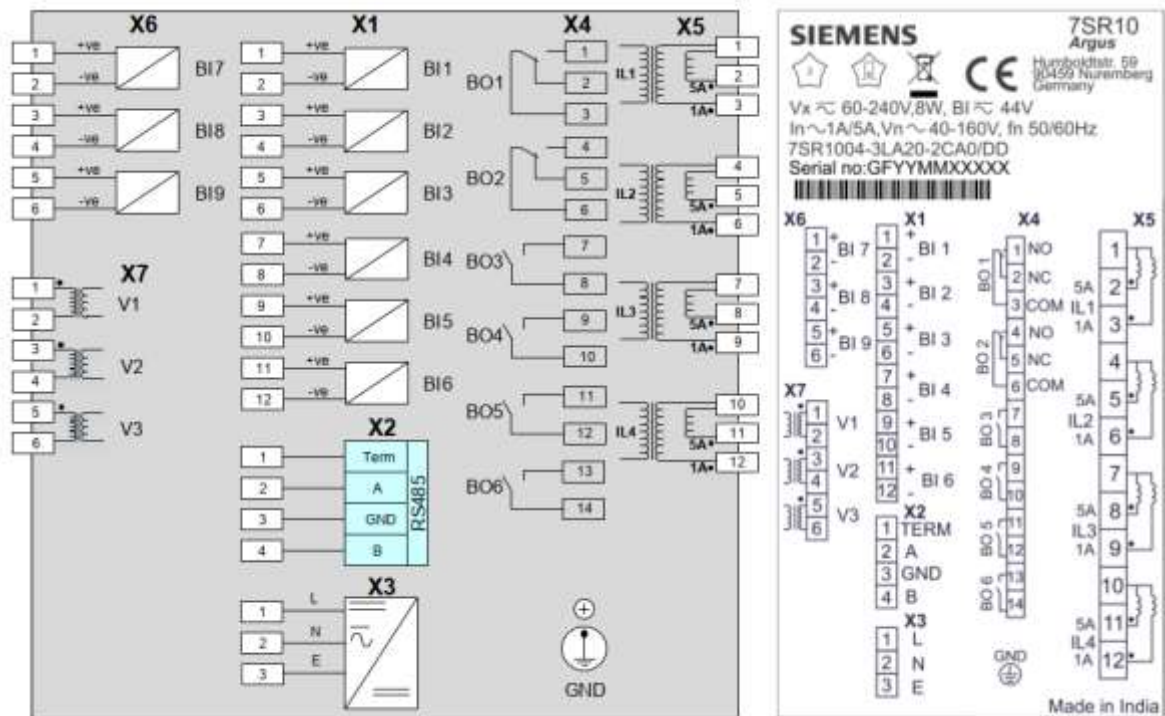


Figura 2: Diagrama de interligação do relé de proteção Reyrolle 7SR1004

Devem ser utilizados terminais do tipo olhal para conexão dos circuitos de corrente e terminais do tipo tubular para todas as demais conexões.

3.2 Diagrama de conexão dos TCS

Dentre os diferentes tipos possíveis de conexão dos Transformadores de Corrente – TCS ao relé de proteção Reyrolle 7SR1004, o padrão adotado pela CEMIG-D é:

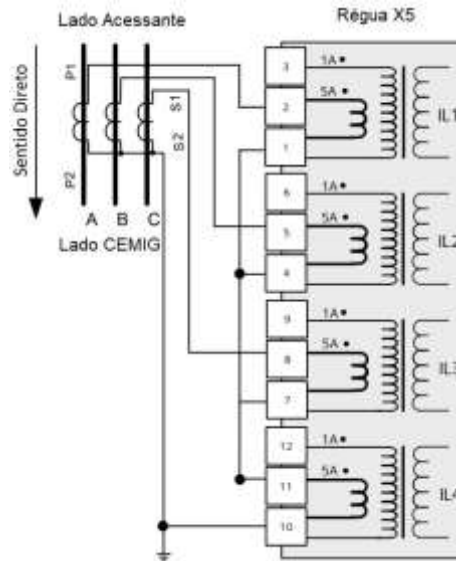


Figura 3: Exemplo de conexão dos TCs (3 TCs de fase com neutro medido)

Neste tipo de conexão, existe um Transformador de Corrente – TC em cada fase que é conectado na entrada de corrente (5A) da respectiva fase com o retorno das três fases conectado na entrada de neutro (5A) do relé de proteção, permitindo assim que o relé de proteção consiga medir a corrente das três fases e de neutro (neutro medido para o relé de proteção porém neutro calculado para o Sistema Elétrico).

3.3 Diagrama de conexão dos TPs

Dentre os diferentes tipos possíveis de conexão dos Transformadores de Potencial – TPs ao relé de proteção Reyrolle 7SR1004, o padrão adotado pela CEMIG-D é:

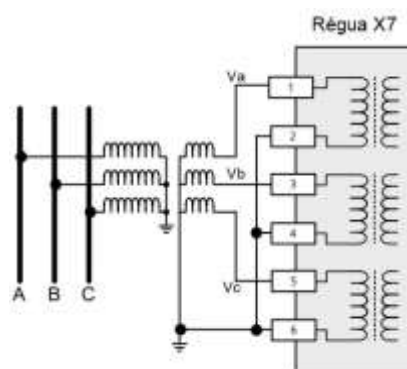


Figura 4: Exemplo de conexão dos TPs (3 TPs fase-terra)

Neste tipo de conexão, existe um Transformador de Potencial – TP fase-terra em cada fase que é conectado na entrada de tensão da respectiva fase, permitindo assim que o relé de proteção consiga medir as três tensões fase-terra.

4 Noções básicas do software

O software “Reydisp Evolution 32” é baseado em múltiplas janelas seguindo o padrão *Microsoft Multiple Document Interface* - MDI, com a sua janela principal e menu principal apresentados a seguir:

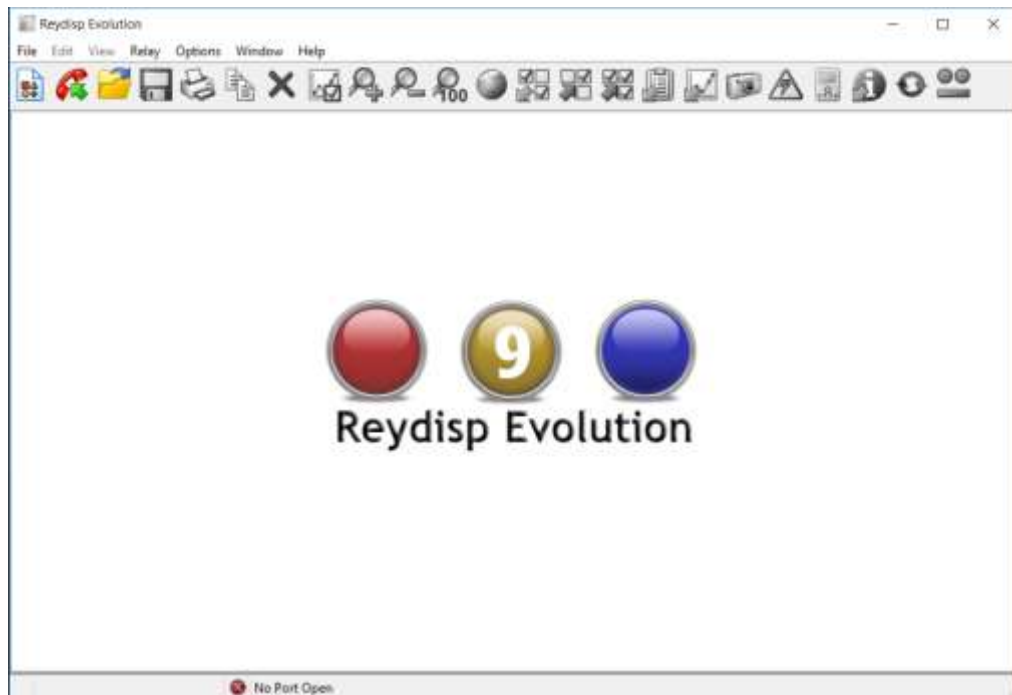


Figura 5: Janela principal do software “Reydisp Evolution 32”



Figura 6: Barra de menu principal (e ícones de atalho) do software “Reydisp Evolution 32”

Na opção de criação de um novo arquivo de parametrização a partir de um arquivo de parametrização elaborado anteriormente, basta acessar o menu “*File* → *Open*” e abrir o arquivo de parametrização elaborado anteriormente a ser utilizado como referência.

Já na opção de criação de um novo arquivo de parametrização a partir de um *template*, basta acessar o menu “*File* → *New from Template*”, selecionar a aba “*Settings*” na janela “*Templates*” que se abre e selecionar o arquivo *template* desejado atentando-se ao modelo do relé de proteção (coluna “*Relay ID*”) e a sua versão (coluna “*Software*”).

Noções básicas do software

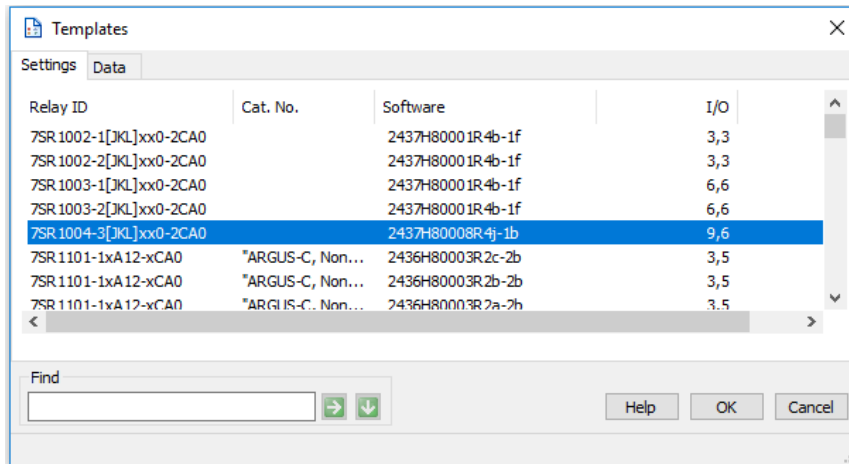


Figura 7: Janela “Templates” que permite criar um novo arquivo de parametrização a partir de um *template*

Ao abrir ou criar um novo arquivo de parametrização, é possível observar que o arquivo está subdividido em 07 diferentes abas:

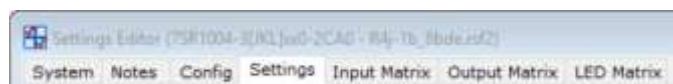



Figura 8: Abas disponíveis no arquivo de parametrização

- Aba “*System*”: Apresenta informações relacionadas às características do relé de proteção obtidas do arquivo *template* utilizado ou diretamente do relé de proteção quando o arquivo foi obtido do mesmo.
- Aba “*Notes*”: Permite inserir notas ou comentários.
- Aba “*Config*”: Permite habilitar ou desabilitar cada uma das funções de proteção disponíveis e seus respectivos estágios, equações lógicas e funcionalidades diversas do relé de proteção.
- Aba “*Settings*”: Permite realizar a configuração completa do relé de proteção incluindo a mesma configuração disponível nas abas “*Config*”, “*Input Matrix*”, “*Output Matrix*” e “*LED Matrix*”.
- Aba “*Input Matrix*”: Permite realizar a configuração das entradas binárias (*BIs*) e entradas virtuais (*V*).
- Aba “*Output Matrix*”: Permite realizar a configuração das saídas binárias (*BOs*), *LEDs* (*L*) e saídas virtuais (*V*).
- Aba “*LED Matrix*”: Permite realizar a configuração do modo de operação e cor dos *LEDs* (*L*).


Após concluir a elaboração do arquivo de parametrização, o mesmo deve ser enviado para o relé de proteção.


Inicialmente deve-se conectar a extremidade do cabo USB no padrão tipo A em alguma porta USB disponível do computador e conectar a extremidade do cabo USB no padrão tipo B na porta frontal do relé de proteção.

Deve ser estabelecida a conexão entre o relé de proteção e o computador (via *software* “*Reydisp Evolution 32*”) através do acesso ao menu “*File* → *Connect*” ou pelo ícone , selecionar a porta


Noções básicas do software

de comunicação na qual aparece o nome “*Siemens Protection Devices Relay*” e selecionar finalmente a opção “*Connect*”.

Uma vez conectado ao relé de proteção, para enviar o arquivo de parametrização completo deve ser acessado o menu “*File* → *Settings* → *Send All Settings*” ou o ícone  , selecionando para qual grupo de ajustes disponível o arquivo de parametrização deverá ser enviado. A fim de evitar maiores problemas relacionados ao grupo de ajustes que está ativo, o arquivo de parametrização pode ser enviado para todos os grupos de ajustes disponíveis bastando repetir este mesmo procedimento para todos os grupos de ajustes disponíveis.

Após realização de todos os procedimentos e ações desejadas entre o relé de proteção e o computador (via *software* “*Reydisp Evolution 32*”), é necessário encerrar a comunicação previamente estabelecida através do acesso ao menu “*File* → *Hangup*” ou pelo ícone  .

Assim, neste ponto é possível desconectar fisicamente o cabo de comunicação entre computador e relé de proteção e concluir as atividades.

Se houver interesse em imprimir o arquivo de parametrização do relé de proteção, basta abrir o arquivo de parametrização desejado, selecionar a aba “*Settings*”, acessar o menu “*File* → *Print*” ou o ícone  , selecionar a impressora desejada e respectivas configurações para impressão e por último selecionar a opção “*Print*”.

5 Parametrização via aba “Settings”

5.1 “System Config”

Dentro da estrutura “System Config” são encontrados os parâmetros gerais de funcionamento do relé de proteção.

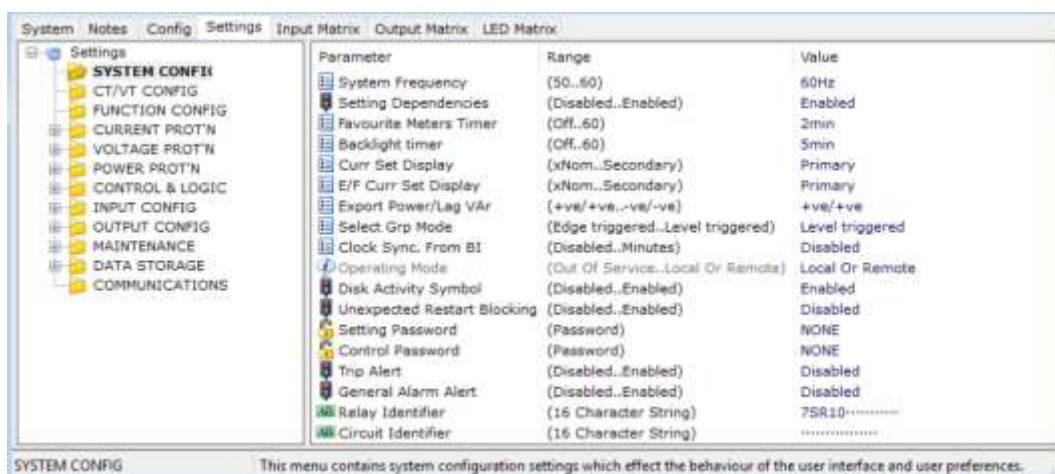


Figura 9: Visualização de “System Config”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>System Frequency</i>	Frequência nominal do sistema.	50Hz 60Hz	60Hz
<i>Setting Dependencies</i>	Se estiver habilitado, serão exibidos apenas os parâmetros das funções habilitadas durante navegação pelo <i>display</i> do relé de proteção. Se estiver desabilitado, serão exibidos todos os parâmetros do relé de proteção (funções habilitadas ou não) durante navegação pelo <i>display</i> .	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Favourite Meters Timer</i>	Tempo após não pressionar qualquer tecla do relé de proteção para iniciar a apresentação das telas de medição favoritas no <i>display</i> . O usuário pode definir as telas de medição favoritas através de navegação pelo <i>display</i> do relé de proteção, bastando localizar a tela de medição desejada (dentro do menu “ <i>Instruments Mode</i> ”) e pressionar a tecla “ <i>Enter</i> ” por duas vezes.	<i>Off</i> 0 a 60 (min)	2min
<i>Backlight timer</i>	Tempo após não pressionar qualquer tecla do relé de proteção que a luz do <i>display</i> do relé de proteção permanecerá acesa.	<i>Off</i> 0 a 60 (min)	5min
<i>Curr Set Display</i>	Define se os valores de partida (<i>pickup</i>) das funções de proteção de Sobrecorrente de Fase serão exibidos no <i>display</i> do relé de proteção em valores percentuais (múltiplo da corrente nominal de entrada de fase - Inom), primários ou secundários.	<i>xNom</i> <i>Primary</i> <i>Secondary</i>	<i>Primary</i>
<i>E/F Curr Set Display</i>	Define se os valores de partida (<i>pickup</i>) das funções de proteção de Sobrecorrente de Falta a Terra serão exibidos no <i>display</i> do relé de proteção em valores percentuais (múltiplo da corrente nominal de entrada de neutro – Inom), primários ou secundários.	<i>xNom</i> <i>Primary</i> <i>Secondary</i>	<i>Primary</i>
<i>Export Power / Lag Var</i>	Define o sinal (“+” ou “-”) a ser considerado pelo relé de proteção para exportação de potência.	+ve / +ve +ve / -ve -ve / +ve -ve / -ve	+ve / +ve

Parametrização via aba “Settings”

<i>Select Grp Mode</i>	Quando a seleção do grupo de ajustes é realizada através de entrada binária, permite selecionar o modo de alteração do grupo de ajustes. Em <i>Edge triggered</i> , a alteração do grupo de ajustes ocorre no momento da energização da entrada binária, não sendo necessário que permaneça energizada. Já em <i>Level triggered</i> , a entrada binária deve permanecer energizada para ativar o grupo desejado.	<i>Edge triggered</i> <i>Level triggered</i>	<i>Level triggered)</i>
<i>Clock Sync. From BI</i>	Permite habilitar a funcionalidade de sincronismo de tempo do relé de proteção através de uma entrada binária, sendo possível receber pulso a cada segundo ou a cada minuto.	<i>Disabled</i> <i>Seconds</i> <i>Minutes</i>	<i>Disabled</i>
<i>Operating Mode</i>	Define o modo de operação ativo no relé proteção como sendo “Local”, “Remoto”, “Local ou Remoto” ou “Fora de serviço”.	<i>Out of Service</i> <i>Local</i> <i>Remote</i> <i>Local or Remote</i>	<i>Local or Remote</i>
<i>Disk Activity Symbol</i>	Define se o símbolo de atividade de gravação no disco interno do relé de proteção será exibido no display. Se habilitado, enquanto estiver sendo gravada alguma informação no disco interno do relé de proteção, o símbolo do disco será exibido no canto superior direito do <i>display</i> do relé de proteção.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Unexpected Restart Blocking</i>	Como segurança adicional, permite configurar um número máximo de vezes que o relé de proteção reinicia por motivo não esperado em um determinado intervalo de tempo, forçando o relé para uma condição de funcionamento bloqueado caso exceda a condição configurada.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Setting Password</i>	Senha de acesso para alteração dos parâmetros do relé de proteção. Para desabilitar esta senha, basta inserir o texto “NONE” como senha.	Formato de senha com 4 caracteres alfanuméricos	NONE
<i>Control Password</i>	Senha de acesso para execução de comandos via <i>display</i> ou teclas do relé de proteção. Para desabilitar esta senha, basta inserir o texto “NONE” como senha.	até 4 caracteres alfanuméricos	NONE
<i>Trip Alert</i>	Quando habilitado, o relé de proteção irá automaticamente exibir uma mensagem no <i>display</i> na ocorrência de <i>Trip</i> apresentando informações sobre qual função de proteção atuou. Para reconhecer a mensagem do <i>display</i> , basta pressionar a tecla “ <i>Test/Reset</i> ▶”.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>General Alarm Alert</i>	Quando habilitado, podem ser configurar textos personalizados de alarme a serem apresentados automaticamente no <i>display</i> decorrentes de alguma condição desejada.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Relay Identifier</i>	Texto de identificação do relé de proteção, sendo apresentado na tela principal do <i>display</i> .	até 16 caracteres alfanuméricos	
<i>Circuit Identifier</i>	Texto de identificação do relé do circuito elétrico, sendo apresentado na tela principal do <i>display</i> .	até 16 caracteres alfanuméricos	

Tabela 1: Parâmetros de “System Config”

5.2 “CT/VT Config”

Dentro da estrutura “CT/VT Config” são encontrados os parâmetros relacionados aos TCs de fase, TC de neutro e TPs de fase.

Parametrização via aba “Settings”

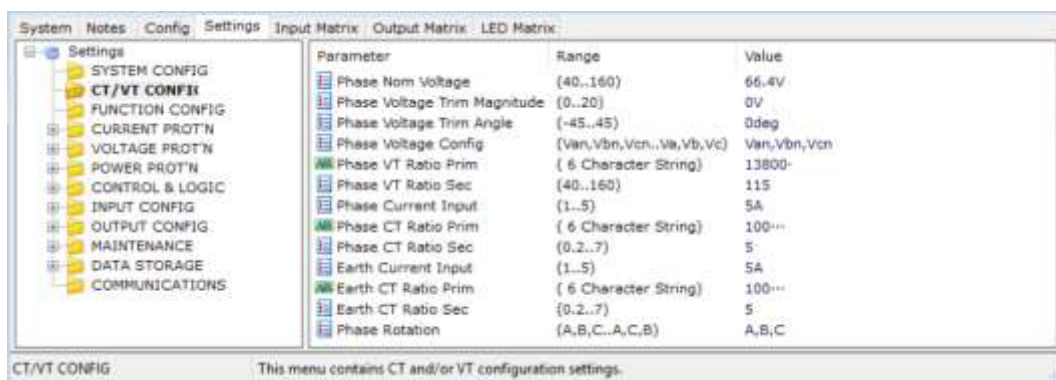


Figura 10: Visualização de “CT/VT Config”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Phase Nom Voltage</i>	Define qual é o valor da tensão nominal (Vn) do relé de proteção. Deve ser configurado como tensão secundária fase-terra quando os TPs conectados ao relé de proteção possuem conexão “fase-terra” ou como tensão secundária fase-fase quando os TPs conectados ao relé de proteção possuem conexão “fase-fase”, conforme parâmetro “ <i>Phase Voltage Config</i> ”.	40 a 160 (V)	66.4V
<i>Phase Voltage Trim Magnitude</i>	Fator de correção para a magnitude da tensão medida.	0 a 20 (V)	0V
<i>Phase Voltage Trim Angle</i>	Fator de correção para o ângulo da tensão medida.	-45 a 45 (deg)	0deg
<i>Phase Voltage Config</i>	Tipo de conexão física dos TPs.	Van, Vbn, Vcn Vab, Vbc, 3V0 Va, Vb, Vc	Van, Vbn, Vcn
<i>Phase VT Ratio Prim</i>	Valor da tensão primária fase-fase do TP.	até 6 caracteres numéricos (V)	
<i>Phase VT Ratio Sec</i>	Valor da tensão secundária fase-fase do TP.	40 a 160 (V)	115V
<i>Phase Current Input</i>	Define qual é a entrada de corrente de fase do relé de proteção está sendo utilizada fisicamente. Este valor é adotado como referência de corrente nominal (In) para ajuste das funções de proteção de sobrecorrente de fase, também sendo chamado de corrente nominal de fase do relé de proteção.	1A 5A	5A
<i>Phase CT Ratio Prim</i>	Valor da corrente primária dos TCs de fase.	até 6 caracteres numéricos (A)	
<i>Phase CT Ratio Sec</i>	Valor da corrente secundária dos TCs de fase.	0.2 a 7 (A)	5
<i>Earth Current Input</i>	Define qual é a entrada de corrente de neutro do relé de proteção está sendo utilizada fisicamente. Este valor é adotado como referência de corrente nominal (In) para ajuste das funções de proteção de sobrecorrente de neutro, também sendo chamado de corrente nominal de neutro do relé de proteção.	1A 5A	5A
<i>Earth CT Ratio Prim</i>	Valor da corrente primária do TC de neutro.	até 6 caracteres numéricos (A)	
<i>Earth CT Ratio Sec</i>	Valor da corrente secundária do TC de neutro.	0.2 a 7 (A)	5
<i>Phase Rotation</i>	Sequência de fase do sistema: sequência horária (A,B,C) ou anti-horária (A,C,B).	A,B,C A,C,B	A,B,C

Tabela 2: Parâmetros de “CT/VT Config”

5.3 “Function Config”

Dentro da estrutura “Function Config” são encontrados parâmetros que permitem habilitar ou desabilitar as funções disponíveis no relé de proteção.

Parametrização via aba “Settings”

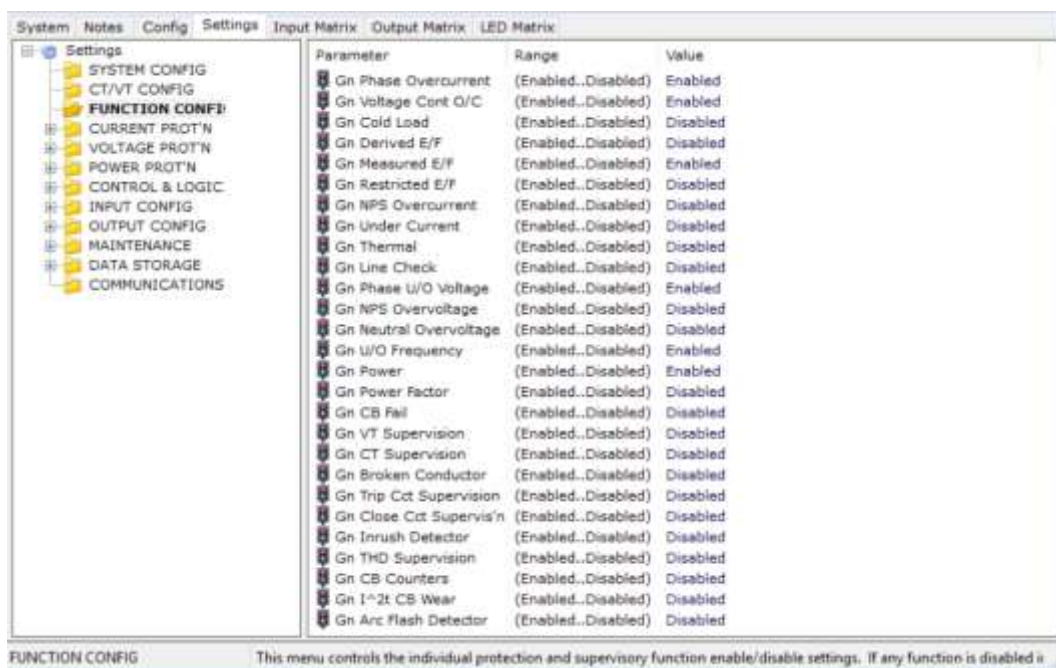


Figura 11: Visualização de “Function Config”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn Phase Overcurrent</i>	Habilita ou desabilita a função de Sobrecorrente de Fase.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn Voltage Cont O/C</i>	Habilita ou desabilita a função de Sobrecorrente de Fase Temporizada Controlada/Dependente por Tensão.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn Cold Load</i>	Habilita ou desabilita a função de Partida de Carga a Frio.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn Derived E/F</i>	Habilita ou desabilita a função de Sobrecorrente de Falta à Terra Calculada (neutro calculado).	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn Measured E/F</i>	Habilita ou desabilita a função de Sobrecorrente de Falta à Terra Medida (neutro medido).	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn Restricted E/F</i>	Habilita ou desabilita a função de Falta à Terra Restrita (Proteção de Alta Impedância).	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn NPS Overcurrent</i>	Habilita ou desabilita a função de Sobrecorrente de Sequência Negativa.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn Under Current</i>	Habilita ou desabilita a função de Subcorrente de Fase.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn Thermal</i>	Habilita ou desabilita a função de Sobrecarga Térmica.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn Line Check</i>	Habilita ou desabilita a função de Fechamento sob Falta.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn Phase U/O Voltage</i>	Habilita ou desabilita a função de Subtensão/Sobretensão de Fase.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	
<i>Gn NPS Overvoltage</i>	Habilita ou desabilita a função de Sobretensão de Sequência Negativa.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn Neutral Overvoltage</i>	Habilita ou desabilita a função de Sobretensão de Sequência Zero (Sobretensão de Neutro).	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn U/O Frequency</i>	Habilita ou desabilita a função de Subfrequência/Sobrefrequência.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	
<i>Gn Power</i>	Habilita ou desabilita a função de Potência.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn Power Factor</i>	Habilita ou desabilita a função de Fator de Potência.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn CB Fail</i>	Habilita ou desabilita a função de Falha de Disjuntor.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn VT Supervision</i>	Habilita ou desabilita a função de Supervisão dos Circuitos de Tensão.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn CT Supervision</i>	Habilita ou desabilita a função de Supervisão dos Circuitos de Corrente.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn Broken Conductor</i>	Habilita ou desabilita a função de Condutor Rompido (Desbalanço de Carga).	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn Trip Cct Supervision</i>	Habilita ou desabilita a função de Supervisão do Circuito de Abertura do Disjuntor.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>

Parametrização via aba “Settings”

<i>Gn Close Cct Supervision</i>	Habilita ou desabilita a função de Supervisão do Circuito de Fechamento do Disjuntor.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn Inrush Detector</i>	Habilita ou desabilita a função de Detecção de <i>Inrush</i> (Bloqueio por 2º Harmônico).	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn THD Supervision</i>	Habilita ou desabilita a função de Supervisão da Taxa de Distorção Total de Harmônicos.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn CB Counters</i>	Habilita ou desabilita a função de Contador de Operações do Disjuntor.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn I²t CB Wear</i>	Habilita ou desabilita a função de Monitoramento dos Pólos do Disjuntor.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn Arc Flash Detector</i>	Habilita ou desabilita a função de Detecção de Arco por <i>Flash</i> .	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>

Tabela 3: Parâmetros de “Function Config”

5.4 “Current Prot’n”

Dentro da estrutura “Current Prot’n” são agrupadas todas as funções de proteção por corrente que estejam habilitadas.



Figura 12: Visualização de “Current Prot’n”

5.4.1 “Current Prot’n → Phase Overcurrent”

Dentro da estrutura “Current Prot’n → Phase Overcurrent” são encontrados parâmetros gerais e parâmetros de cada um dos estágios disponíveis da função de Sobrecorrente de Fase.

São disponibilizados os seguintes estágios que são configurados de forma independente:

- Sobrecorrente de Fase Temporizada (51): 51-1, 51-2, 51-3 e 51-4.
- Sobrecorrente de Fase Instantânea (50): 50-1, 50-2, 50-3 e 50-4.

Cada um destes estágios disponíveis pode ser configurado individualmente para atuar de forma não-direcional, direcional no “sentido direto” ou direcional no “sentido reverso”.

Os estágios da função de Sobrecorrente de Fase Temporizada (51) podem ser configurados com curva característica do tipo *DTL* (tempo definido), *IEC-NI* (IEC normalmente inversa), *IEC-VI* (IEC muito inversa), *IEC-EI* (IEC extremamente inversa), *IEC-LTI* (IEC longamente inversa), *ANSI-MI* (ANSI moderadamente inversa), *ANSI-VI* (ANSI muito inversa) e *ANSI-EI* (ANSI extremamente inversa).

Nos casos em que existe a necessidade de estágios com direcionalidade, é extremamente importante possuir o ângulo de faltas fase-fase (ângulo de máximo torque) correto de cada aplicação para que o relé de proteção seja configurado adequadamente. Um grande número de estudos foi

Parametrização via aba “Settings”

realizado a fim de determinar o ângulo de máximo torque para os principais tipos de circuitos sendo encontrado os seguintes valores mais usuais (corrente atrasada em relação à tensão):

- Alimentador comum / Linhas aéreas: Ângulo de máximo torque igual a -30°.
- Alimentador com transformador / Circuitos por cabos: Ângulo de máximo torque igual a -45°.

Importante ressaltar que a parametrização via software para o valor de partida (*pickup*) de todos os estágios é sempre realizada em múltiplo da corrente nominal de fase do relé de proteção. Para converter um ajuste de partida apresentado em valor primário para o valor de ajuste do relé de proteção é necessário realizar o seguinte cálculo:

$$I_{\text{ajuste, relé}} = \frac{I_{\text{ajuste, primário}}}{TC_{\text{prim}}} * \frac{TC_{\text{sec}}}{I_{\text{nom, relé}}}$$

onde:

- $I_{\text{ajuste, relé}}$: Ajuste de partida (*pickup*) a ser configurado no relé de proteção.
- $I_{\text{ajuste, primário}}$: Ajuste de partida (*pickup*) em valor primário solicitado pela Ordem de Ajustes.
- TC_{prim} : Valor da corrente primária dos TCs de fase (parâmetro “Phase CT Ratio Prim” disponível no menu “CT/VT Config”).
- TC_{sec} : Valor da corrente secundária dos TCs de fase (parâmetro “Phase CT Ratio Sec” disponível no menu “CT/VT Config”).
- $I_{\text{nom, relé}}$: Corrente nominal de fase do relé de proteção, ou seja, entrada de corrente de fase que está sendo utilizada no relé de proteção (parâmetro “Phase Current Input” disponível no menu “CT/VT Config”).



Figura 13: Visualização de “Current Prot’n → Phase Overcurrent”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
Gn 67 Char Angle	Ângulo característico válido para todos os estágios com direcionalidade habilitada que determina o ângulo de fase pelo qual a tensão de polarização deve ser ajustada para que o detector de direcionalidade obtenha a máxima sensibilidade na direcionalidade “sentido direto”. Assim, a direcionalidade “sentido direto” possui região de operação +/- 85° a partir deste ajuste. Já a direcionalidade “sentido reverso” possui região de operação oposta. Por exemplo, para ângulo de faltas fase-fase (ângulo de máximo torque) igual a -45° (corrente atrasada 45° em relação à tensão), este parâmetro deve ser configurado como “90° + (-45°) = 45°”.	-95 a 95 (deg)	
Gn 67 Minimum Voltage	Valor mínimo de tensão necessária para os estágios com direcionalidade habilitada.	1 a 20 (V)	10V

Parametrização via aba “Settings”

	Quando a tensão medida estiver abaixo deste valor, os estágios com direcionalidade habilitada serão automaticamente bloqueados.		
<i>Gn 67 2-out-of-3 Logic</i>	Quando habilitada, os estágios direcionais irão operar somente para a direcionalidade majoritária. Por exemplo, se as fases A e C estão com direcionalidade “sentido direto” e a fase B está com direcionalidade “sentido reverso”, a operação da função por defeitos nas fases A e C estará liberada para defeitos no “sentido direto” e a operação por defeitos na fase B estará bloqueada uma vez que a direcionalidade é contrária.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Disabled</i>
<i>Gn 50 Measurement</i>	Define se o método de medição de corrente para todos os estágios da função de Sobrecorrente de Fase Instantânea será <i>RMS</i> (componente fundamental mais harmônicos) ou <i>Fundamental</i> (componente fundamental).	<i>RMS Fundamental</i>	<i>Fundamental</i>
<i>Gn 51 Measurement</i>	Define se o método de medição de corrente para todos os estágios da função de Sobrecorrente de Fase Temporizada será <i>RMS</i> (componente fundamental mais harmônicos) ou <i>Fundamental</i> (componente fundamental).	<i>RMS Fundamental</i>	<i>Fundamental</i>

Tabela 4: Parâmetros de “Current Prot'n → Phase Overcurrent”

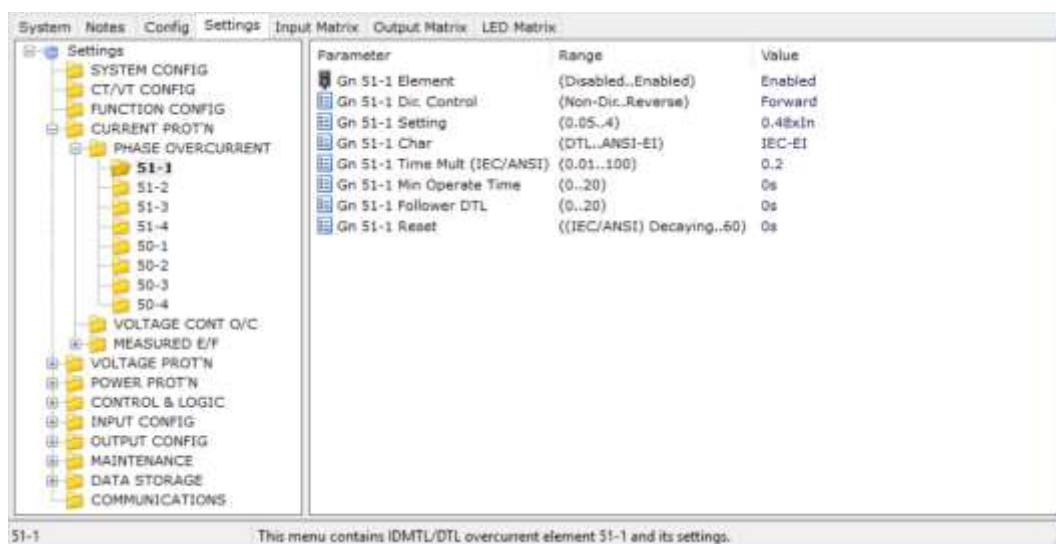


Figura 14: Visualização de “Current Prot'n → Phase Overcurrent → 51-1”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 51-1 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn 51-1 Dir. Control</i>	Define se o estágio vai atuar de forma não-direcional, direcional no “sentido direto” ou direcional no “sentido reverso”.	<i>Non-Dir Forward Reverse</i>	<i>Forward</i>
<i>Gn 51-1 Setting</i>	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado como múltiplo da corrente nominal de fase do relé de proteção.	0.05 a 4 (xIn)	
<i>Gn 51-1 Char</i>	Curva característica do estágio.	DTL IEC-NI IEC-VI IEC-EI IEC- LTI ANSI-MI ANSI-VI ANSI-EI	
<i>GN 51-1 Time Mult</i>	Multiplicador de tempo da curva característica (quando IEC ou ANSI). Se selecionada curva característica <i>DTL</i> , este parâmetro não é aplicável.	0.01 a 100	
<i>Gn 51-1 Min Operate Time</i>	Tempo mínimo de operação do estágio.	0 a 20 (s)	<i>0s</i>

Parametrização via aba “Settings”

<i>Gn 51-1 Follower DTL</i>	Tempo definido adicional somado ao tempo da curva característica do estágio.	0 a 20 (s)	0s
<i>Gn 51-1 Reset</i>	Tempo de desatuação do estágio.	0 a 60 (s)	0s

Tabela 5: Parâmetros de “Current Prot’n → Phase Overcurrent → 51-1”

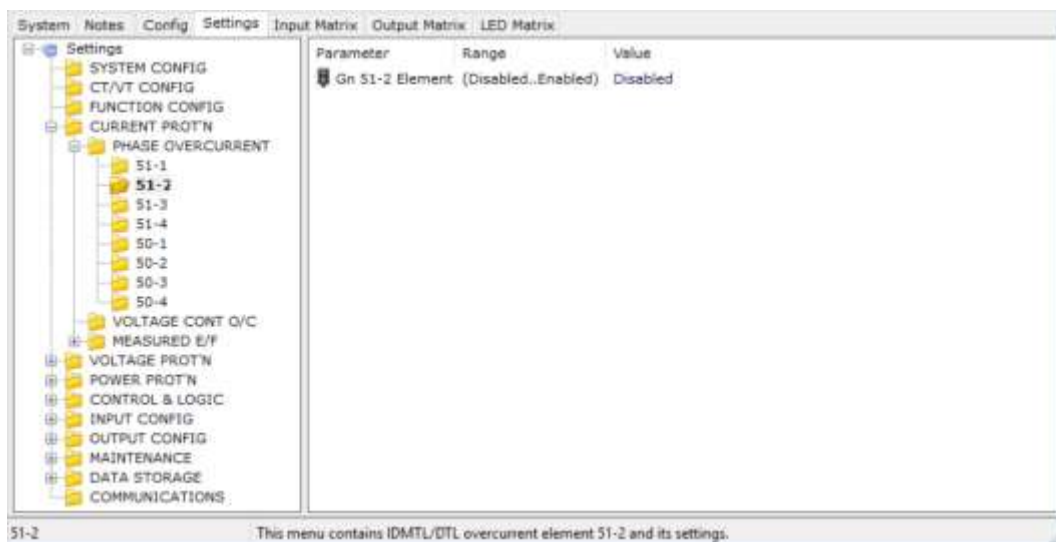


Figura 15: Visualização de “Current Prot’n → Phase Overcurrent → 51-2”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 51-2 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>

Tabela 6: Parâmetros de “Current Prot’n → Phase Overcurrent → 51-2”

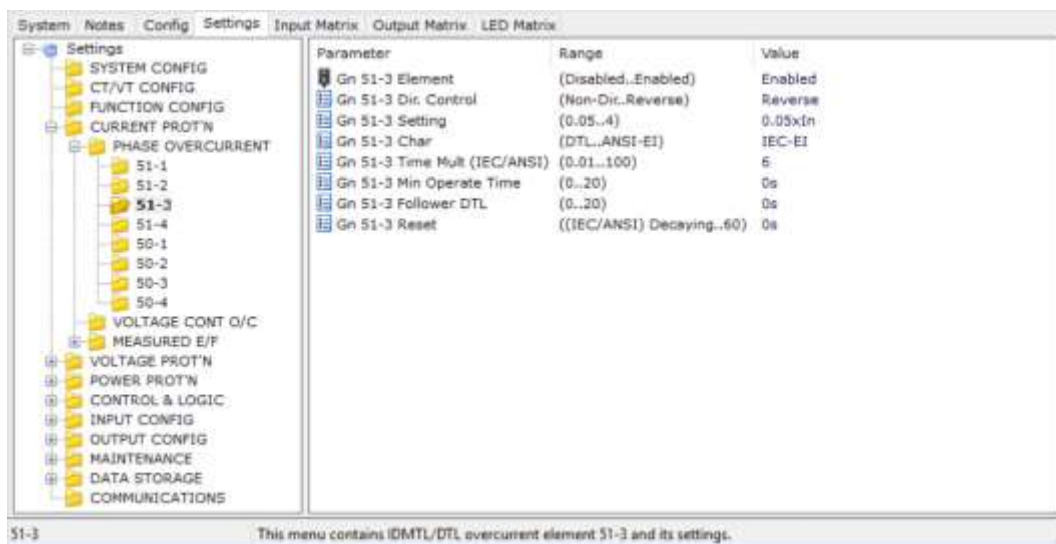


Figura 16: Visualização de “Current Prot’n → Phase Overcurrent → 51-3”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 51-3 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn 51-3 Dir. Control</i>	Define se o estágio vai atuar de forma não-direcional, direcional no “sentido direto” ou direcional no “sentido reverso”.	<i>Non-Dir</i> <i>Forward</i> <i>Reverse</i>	<i>Reverse</i>
<i>Gn 51-3 Setting</i>	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado como múltiplo da corrente nominal de fase do relé de proteção.	0.05 a 4 (xIn)	
<i>Gn 51-3 Char</i>	Curva característica do estágio.	DTL IEC-NI IEC-VI	

Parametrização via aba "Settings"

		IEC-EI IEC- LTI ANSI-MI ANSI-VI ANSI-EI	
<i>Gn 51-3 Time Mult</i>	Multiplicador de tempo da curva característica (quando IEC ou ANSI). Se selecionada curva característica <i>DTL</i> , este parâmetro não é aplicável.	0.01 a 100	
<i>Gn 51-3 Min Operate Time</i>	Tempo mínimo de operação do estágio.	0 a 20 (s)	0s
<i>Gn 51-3 Follower DTL</i>	Tempo definido adicional somado ao tempo da curva característica do estágio.	0 a 20 (s)	0s
<i>Gn 51-3 Reset</i>	Tempo de desatuação do estágio.	0 a 60 (s)	0s

Tabela 7: Parâmetros de "Current Prot'n → Phase Overcurrent → 51-3"

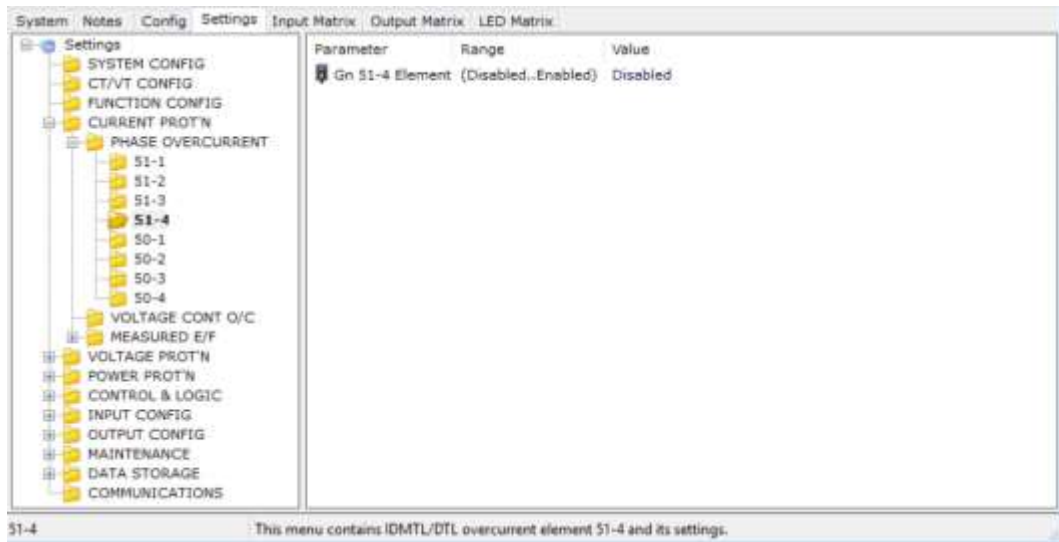


Figura 17: Visualização de "Current Prot'n → Phase Overcurrent → 51-4"

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 51-4 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>

Tabela 8: Parâmetros de "Current Prot'n → Phase Overcurrent → 51-4"



Figura 18: Visualização de "Current Prot'n → Phase Overcurrent → 50-1"

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
-----------	-----------	-----------------	--------

Parametrização via aba “Settings”

<i>Gn 50-1 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Disabled</i>
------------------------	-----------------------------------	-----------------------------	-----------------

Tabela 9: Parâmetros de “Current Prot’n → Phase Overcurrent → 50-1”

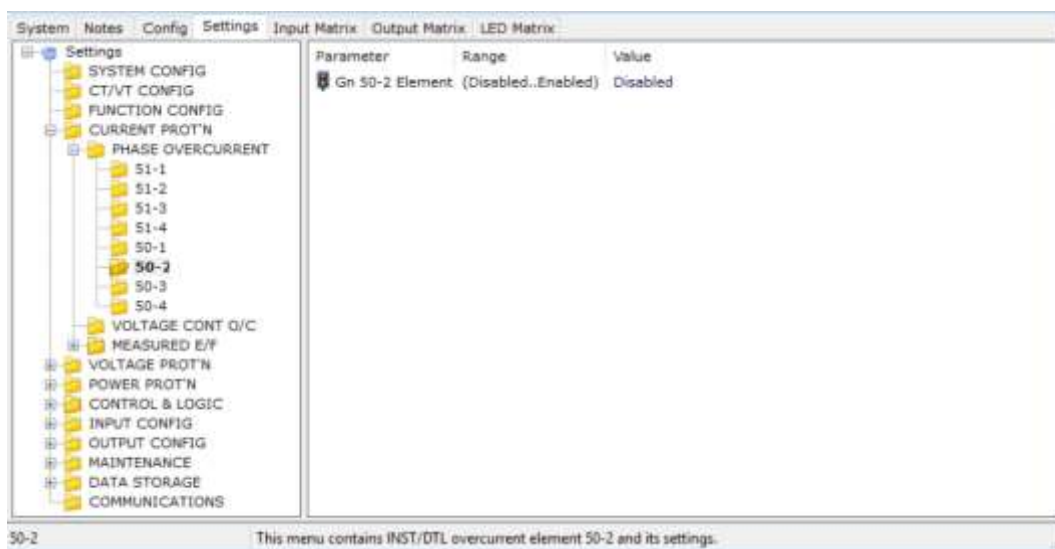


Figura 19: Visualização de “Current Prot’n → Phase Overcurrent → 50-2”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 50-2 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Disabled</i>

Tabela 10: Parâmetros de “Current Prot’n → Phase Overcurrent → 50-2”

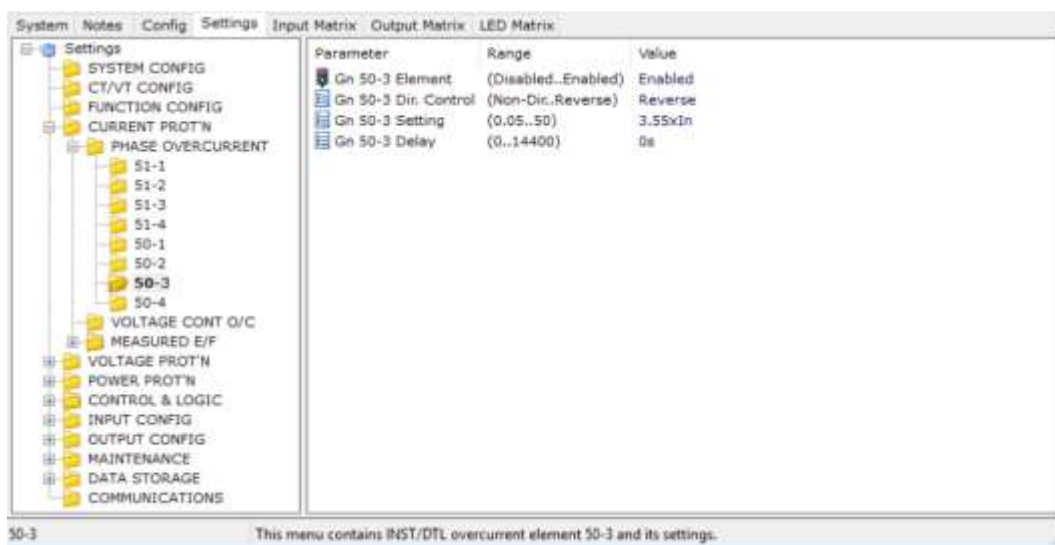


Figura 20: Visualização de “Current Prot’n → Phase Overcurrent → 50-3”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 50-3 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn 50-3 Dir. Control</i>	Define se o estágio vai atuar de forma não-direcional, direcional no “sentido direto” ou direcional no “sentido reverso”.	<i>Non-Dir Forward Reverse</i>	<i>Reverse</i>
<i>Gn 50-3 Setting</i>	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado como múltiplo da corrente nominal de fase do relé de proteção.	0.05 a 50 (xIn)	
<i>GN 50-3 Delay</i>	Tempo de operação do estágio.	0 a 14400 (s)	

Tabela 11: Parâmetros de “Current Prot’n → Phase Overcurrent → 50-3”

Parametrização via aba “Settings”



Figura 21: Visualização de “Current Prot’n → Phase Overcurrent → 50-4”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
Gn 50-4 Element	Habilita ou desabilita o estágio.	Disabled Enabled	Disabled

Tabela 12: Parâmetros de “Current Prot’n → Phase Overcurrent → 50-4”

5.4.2 “Current Prot’n → Voltage Cont O/C”

Dentro da estrutura “Current Prot’n → Voltage Cont O/C” são encontrados parâmetros da função de Sobrecorrente de Fase Temporizada Controlada/Dependente por Tensão.

Quando esta função está habilitada, cada um dos estágios habilitados na função Sobrecorrente de Fase Temporizada (51-1, 51-2, 51-3 e 51-4) podem ser configurados para operar com valor de reduzido de partida (*pickup*) quando detectada queda de tensão de fase através da configuração de fatores multiplicadores.

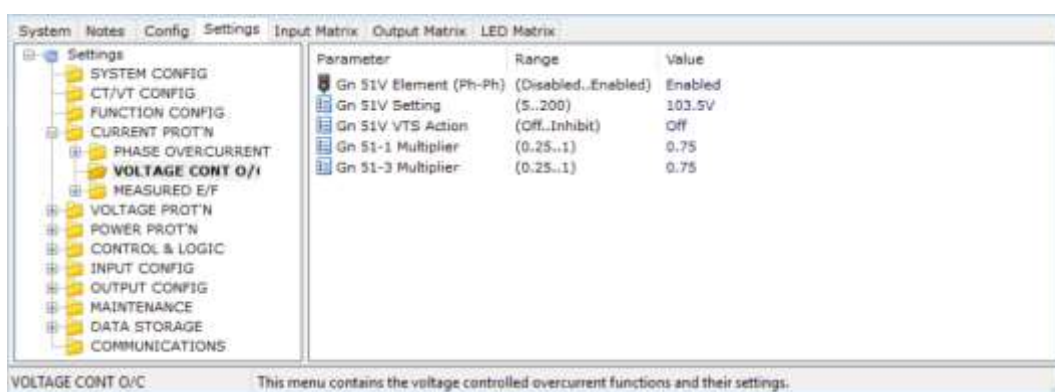


Figura 22: Visualização de “Current Prot’n → Voltage Cont O/C”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
Gn 51V Element (Ph-Ph)	Habilita ou desabilita a função.	Disabled Enabled	Enabled
Gn 51V Setting	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado como tensão fase-fase secundária.	5 a 200 (V)	103.5V

Parametrização via aba “Settings”

<i>Gn 51V VTS Action</i>	Define se a função será automaticamente bloqueada em caso de detecção de falha de medição através da função de Supervisão dos Circuitos de Tensão.	<i>Off Inhibit</i>	<i>Off</i>
<i>Gn 51-1 Multiplier</i>	Fator multiplicador do ajuste de partida (<i>pickup</i>) do estágio 51-1.	0.25 a 1	0.75
<i>Gn 51-3 Multiplier</i>	Fator multiplicador do ajuste de partida (<i>pickup</i>) do estágio 51-3.	0.25 a 1	0.75

Tabela 13: Parâmetros de “Current Prot’n → Voltage Cont O/C”

5.4.3 “Current Prot’n → Measured E/F”

Dentro da estrutura “Current Prot’n → Measured E/F” são encontrados parâmetros gerais e parâmetros de cada um dos estágios disponíveis da função de Sobrecorrente de Falta à Terra Medida (neutro medido).

São disponibilizados os seguintes estágios que são configurados de forma independente:

- Sobrecorrente de Falta à Terra Medida Temporizada (51G): 51G-1, 51G-2, 51G-3 e 51G-4.
- Sobrecorrente de Falta à Terra Medida Instantânea (50G): 50G-1, 50G-2, 50G-3 e 50G-4.

Cada um destes estágios disponíveis pode ser configurado individualmente para atuar de forma não-direcional, direcional no “sentido direto” ou direcional no “sentido reverso”.

Os estágios da função de Sobrecorrente de Falta à Terra Medida Temporizada (51) podem ser configurados com curva característica do tipo *DTL* (tempo definido), *IEC-NI* (IEC normalmente inversa), *IEC-VI* (IEC muito inversa), *IEC-EI* (IEC extremamente inversa), *IEC-LTI* (IEC longamente inversa), *ANSI-MI* (ANSI moderadamente inversa), *ANSI-VI* (ANSI muito inversa) e *ANSI-EI* (ANSI extremamente inversa).

Nos casos em que existe a necessidade de estágios com direcionalidade, é extremamente importante possuir o ângulo de faltas fase-terra (ângulo de máximo torque) correto de cada aplicação para que o relé de proteção seja configurado adequadamente. Um grande número de estudos foi realizado a fim de determinar o ângulo de máximo torque para os principais tipos de circuitos sendo encontrado os seguintes valores mais usuais (corrente atrasada em relação à tensão):

- Sistemas aterrados por resistência: Ângulo de máximo torque igual a 0°.
- Transformador de aterramento com resistor: Ângulo de máximo torque igual a -15°.
- Sistema de distribuição solidamente aterrado: Ângulo de máximo torque igual a -45°.
- Sistema de transmissão solidamente aterrado: Ângulo de máximo torque igual a -65°.
- Sistemas aterrados por reatância: Ângulo de máximo torque igual a -90°.

Importante ressaltar que a parametrização via software para o valor de partida (*pickup*) de todos os estágios é sempre realizada em múltiplo da corrente nominal de neutro do relé de proteção. Para converter um ajuste de partida apresentado em valor primário para o valor de ajuste do relé de proteção é necessário realizar o seguinte cálculo:

$$I_{Najuste, relé} = \frac{I_{Najuste, primário}}{TCN_{prim}} * \frac{TCN_{sec}}{I_{Nnom, relé}}$$

onde:

- $I_{Najuste, relé}$: Ajuste de partida (*pickup*) a ser configurado no relé de proteção.

Parametrização via aba “Settings”

- lajuste,primário: Ajuste de partida (*pickup*) em valor primário solicitado pela Ordem de Ajustes.
- TCNprim: Valor da corrente primária do TC de neutro (parâmetro “*Earth CT Ratio Prim*” disponível no menu “*CT/VT Config*”).
- TCNsec: Valor da corrente secundária do TC de neutro (parâmetro “*Earth CT Ratio Sec*” disponível no menu “*CT/VT Config*”).
- INnom,relé: Corrente nominal de neutro do relé de proteção, ou seja, entrada de corrente de neutro que está sendo utilizada no relé de proteção (parâmetro “*Earth Current Input*” disponível no menu “*CT/VT Config*”).

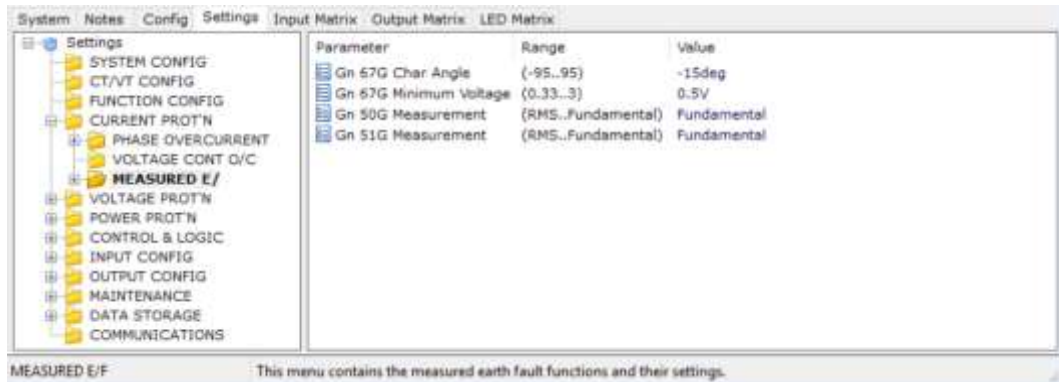


Figura 23: Visualização de “*Current Prot'n → Measured E/F*”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 67G Char Angle</i>	<p>Ângulo característico válido para todos os estágios com direcionalidade habilitada que determina o ângulo de fase pelo qual a tensão de polarização deve ser ajustada para que o detector de direcionalidade obtenha a máxima sensibilidade na direcionalidade “sentido direto”.</p> <p>Assim, a direcionalidade “sentido direto” possui região de operação +/- 85° a partir deste ajuste. Já a direcionalidade “sentido reverso” possui região de operação oposta.</p> <p>Por exemplo, para ângulo de faltas fase-terra (ângulo de máximo torque) igual a -15° (corrente atrasada 15° em relação à tensão), este parâmetro deve ser configurado diretamente como -15°.</p>	-95 a 95 (deg)	
<i>Gn 67G Minimum Voltage</i>	<p>Valor mínimo de tensão necessária para os estágios com direcionalidade habilitada.</p> <p>Quando a tensão medida estiver abaixo deste valor, os estágios com direcionalidade habilitada serão automaticamente bloqueados.</p>	0.33 a 3 (V)	0.5V
<i>Gn 50G Measurement</i>	<p>Define se o método de medição de corrente para todos os estágios da função de Sobrecorrente de Falta à Terra Medida Instantânea será <i>RMS</i> (componente fundamental mais harmônicos) ou <i>Fundamental</i> (componente fundamental).</p>	<i>RMS Fundamental</i>	<i>Fundamental</i>
<i>Gn 51G Measurement</i>	<p>Define se o método de medição de corrente para todos os estágios da função de Sobrecorrente de Falta à Terra Medida Temporizada será <i>RMS</i> (componente fundamental mais harmônicos) ou <i>Fundamental</i> (componente fundamental).</p>	<i>RMS Fundamental</i>	<i>Fundamental</i>

Tabela 14: Parâmetros de “*Current Prot'n → Measured E/F*”

Parametrização via aba “Settings”

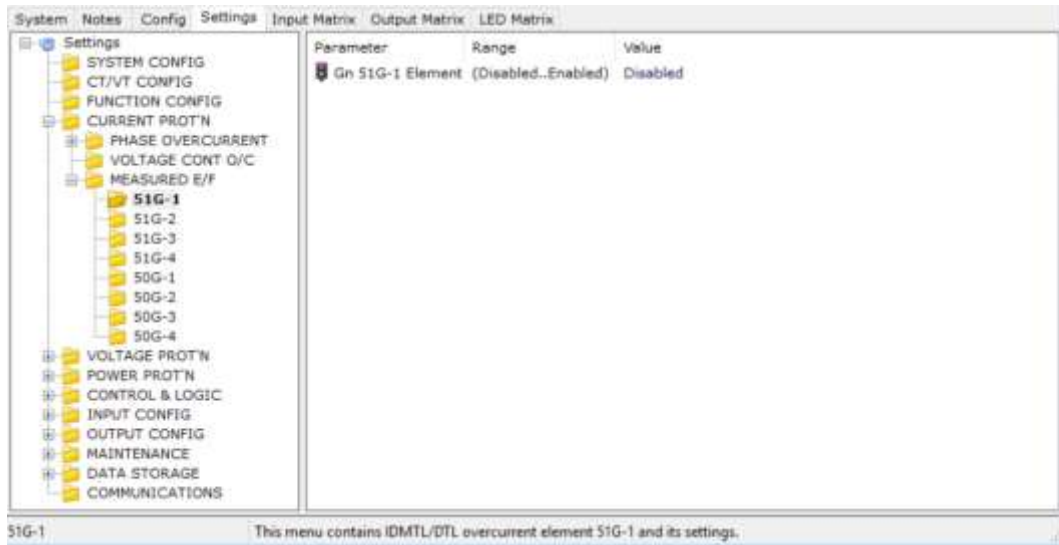


Figura 24: Visualização de “Current Prot’n → Measured E/F → 51G-1”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
Gn 51G-1 Element	Habilita ou desabilita o estágio.	Disabled Enabled	Disabled

Tabela 15: Parâmetros de “Current Prot’n → Measured E/F → 51G-1”

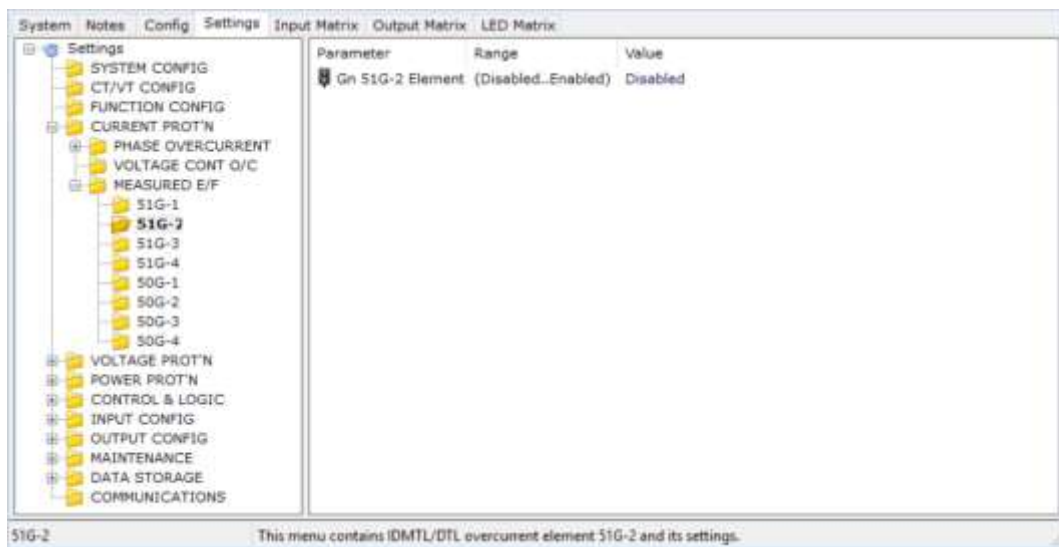


Figura 25: Visualização de “Current Prot’n → Measured E/F → 51G-2”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
Gn 51G-2 Element	Habilita ou desabilita o estágio.	Disabled Enabled	Disabled

Tabela 16: Parâmetros de “Current Prot’n → Measured E/F → 51G-2”

Parametrização via aba “Settings”



Figura 26: Visualização de “Current Prot’n → Measured E/F → 51G-3”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
Gn 51G-3 Element	Habilita ou desabilita o estágio.	Disabled Enabled	Disabled

Tabela 17: Parâmetros de “Current Prot’n → Measured E/F → 51G-3”



Figura 27: Visualização de “Current Prot’n → Measured E/F → 51G-4”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
Gn 51G-4 Element	Habilita ou desabilita o estágio.	Disabled Enabled	Disabled

Tabela 18: Parâmetros de “Current Prot’n → Measured E/F → 51G-4”

Parametrização via aba "Settings"

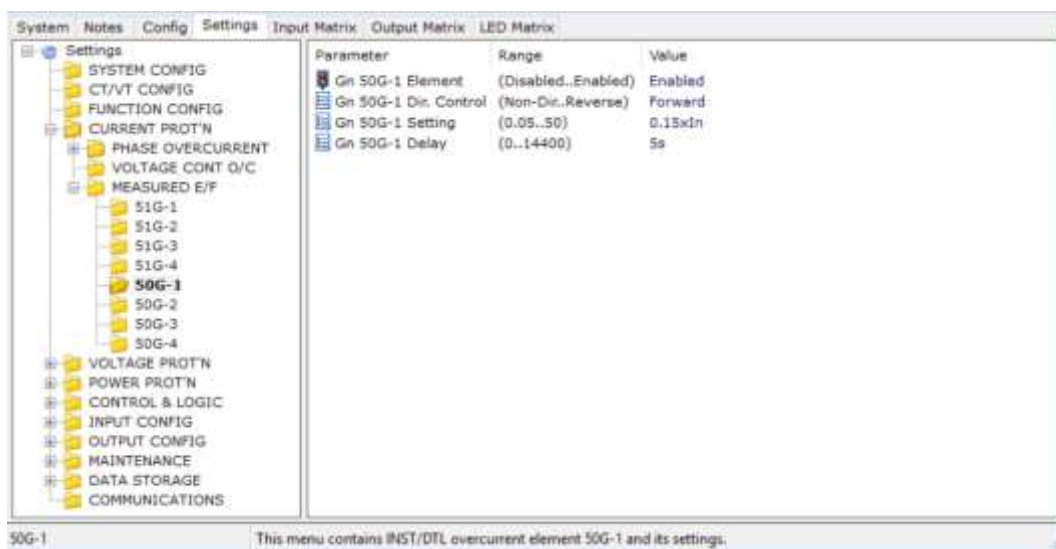


Figura 28: Visualização de "Current Prot'n → Measured E/F → 50G-1"

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 50G-1 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn 50G-1 Dir. Control</i>	Define se o estágio vai atuar de forma não-direcional, direcional no "sentido direto" ou direcional no "sentido reverso".	<i>Non-Dir Forward Reverse</i>	<i>Forward</i>
<i>Gn 50G-1 Setting</i>	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado como múltiplo da corrente nominal de neutro do relé de proteção.	0.05 a 50 (xIn)	
<i>GN 50G-1 Delay</i>	Tempo de operação do estágio.	0 a 14400 (s)	

Tabela 19: Parâmetros de "Current Prot'n → Measured E/F → 50G-1"

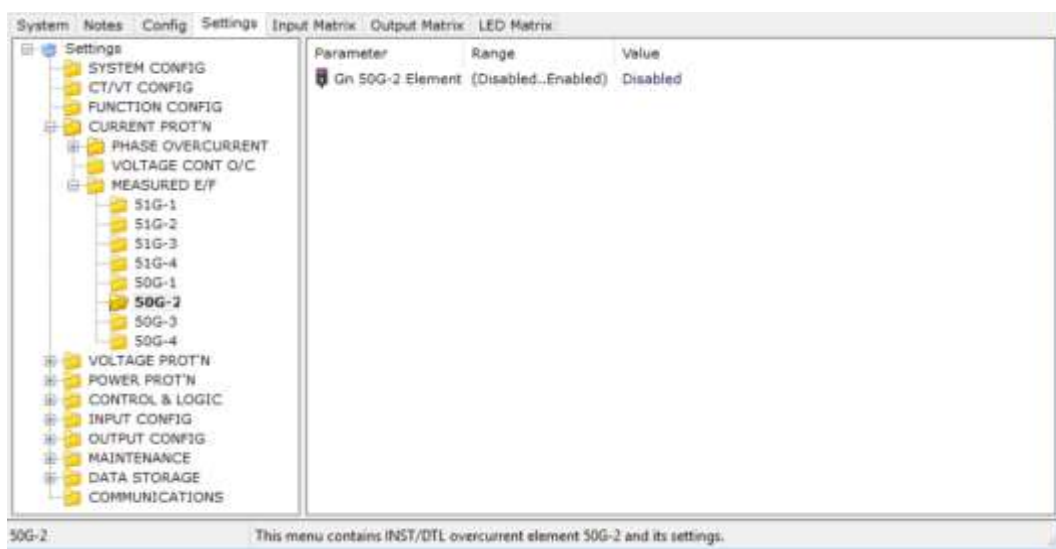


Figura 29: Visualização de "Current Prot'n → Measured E/F → 50G-2"

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 50G-2 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Disabled</i>

Tabela 20: Parâmetros de "Current Prot'n → Measured E/F → 50G-2"

Parametrização via aba "Settings"

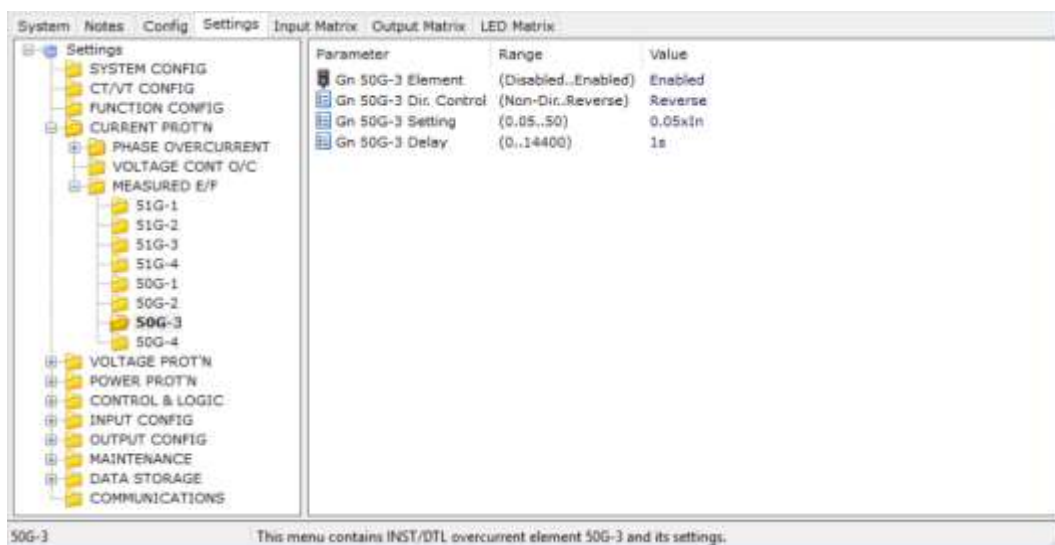


Figura 30: Visualização de "Current Prot'n → Measured E/F → 50G-3"

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 50G-3 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn 50G-3 Dir. Control</i>	Define se o estágio vai atuar de forma não-direcional, direcional no "sentido direto" ou direcional no "sentido reverso".	<i>Non-Dir Forward Reverse</i>	<i>Reverse</i>
<i>Gn 50G-3 Setting</i>	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado como múltiplo da corrente nominal de neutro do relé de proteção.	0.05 a 50 (xIn)	
<i>GN 50G-3 Delay</i>	Tempo de operação do estágio.	0 a 14400 (s)	

Tabela 21: Parâmetros de "Current Prot'n → Measured E/F → 50G-3"

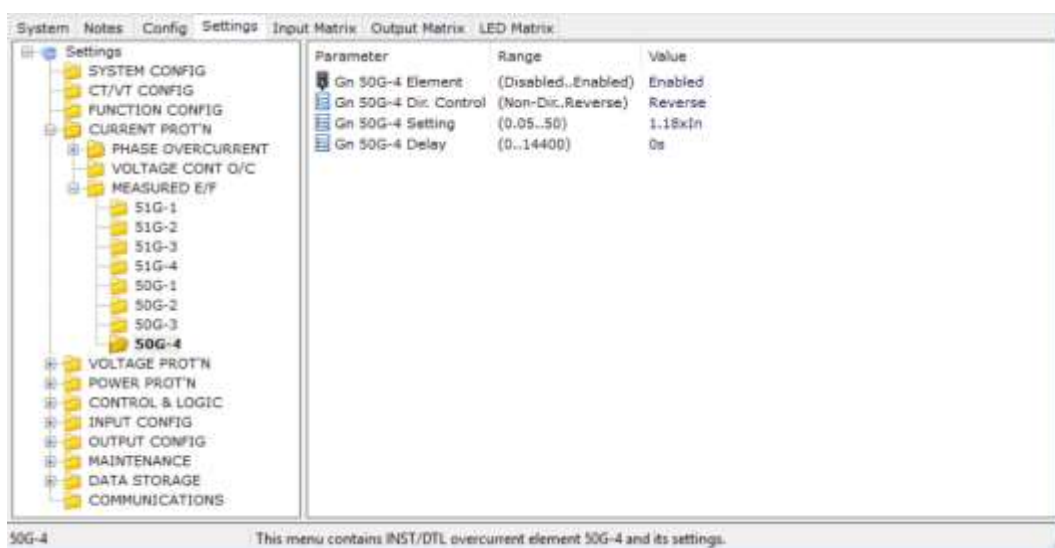


Figura 31: Visualização de "Current Prot'n → Measured E/F → 50G-4"

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 50G-4 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn 50G-4 Dir. Control</i>	Define se o estágio vai atuar de forma não-direcional, direcional no "sentido direto" ou direcional no "sentido reverso".	<i>Non-Dir Forward Reverse</i>	<i>Reverse</i>
<i>Gn 50G-4 Setting</i>	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado como múltiplo da corrente nominal de neutro do relé de proteção.	0.05 a 50 (xIn)	
<i>GN 50G-4 Delay</i>	Tempo de operação do estágio.	0 a 14400 (s)	

Parametrização via aba “Settings”

Tabela 22: Parâmetros de “Current Prot’n → Measured E/F → 50G-4”

5.5 “Voltage Prot’n”

Dentro da estrutura “Voltage Prot’n” são agrupadas todas as funções de proteção por tensão que estejam habilitadas.

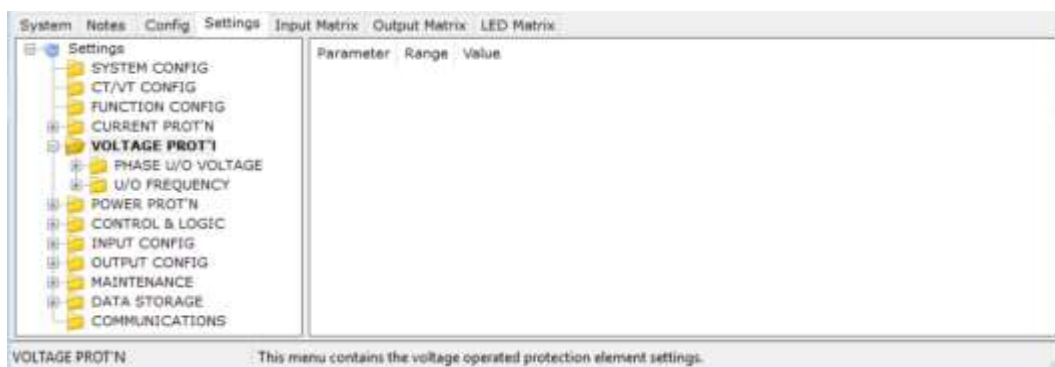


Figura 32: Visualização de “Voltage Prot’n”

5.5.1 “Voltage Prot’n → Phase U/O Voltage”

Dentro da estrutura “Voltage Prot’n → Phase U/O Voltage” são encontrados parâmetros gerais e parâmetros de cada um dos estágios disponíveis da função de Subtensão/Sobretensão de Fase.

São disponibilizados os seguintes estágios que são configurados de forma independente:

- Subtensão/Sobretensão de Fase (27/59): 27/59-1, 27/59-2, 27/59-3 e 27/59-4.

Cada um destes estágios disponíveis pode ser configurado individualmente para atuar por Subtensão de Fase ou Sobretensão de Fase.

Importante ressaltar que a parametrização via software para o valor de partida (*pickup*) de todos os estágios é sempre realizada em valor secundário fase-terra ou fase-fase, de acordo com o parâmetro “Gn Voltage Input Mode” disponível no menu “Voltage Prot’n → Phase U/O Voltage”.

Para converter um ajuste de partida apresentado em valor percentual para o valor de ajuste do relé de proteção é necessário realizar o seguinte cálculo:

Quando o parâmetro “Gn Voltage Input Mode” = “Ph – N”:

$$\text{VajusteFN, relé} = \text{Vajuste, percentual} * \frac{\text{TPsec}}{\sqrt{3}}$$

ou:

Quando o parâmetro “Gn Voltage Input Mode” = “Ph – Ph”:

$$\text{VajusteFF, relé} = \text{Vajuste, percentual} * \text{TPsec}$$

onde:

- VajusteFN, relé: Ajuste de partida (*pickup*) secundária fase-terra a ser configurado no relé de proteção quando o parâmetro “Gn Voltage Input Mode” = “Ph-N”.

Parametrização via aba “Settings”

- VajusteFF,relé: Ajuste de partida (*pickup*) secundária fase-fase a ser configurado no relé de proteção quando o parâmetro “Gn Voltage Input Mode” = “Ph-Ph”.
- Vajuste,percentual: Ajuste de partida (*pickup*) em valor percentual solicitado pela Ordem de Ajustes.
- TPsec: Valor da tensão secundária fase-fase dos TPs de fase (parâmetro “Phase VT Ratio Sec” disponível no menu “CT/VT Config”).

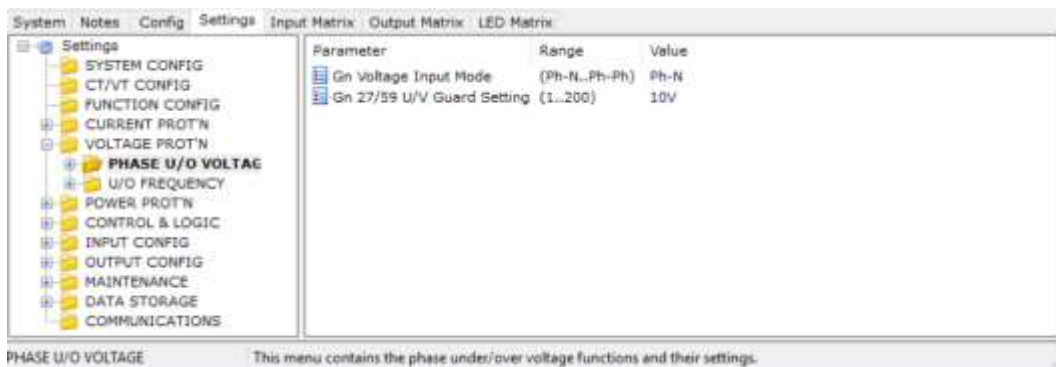


Figura 33: Visualização de “Voltage Prot’n → Phase U/O Voltage”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
Gn Voltage Input Mode	Define se os ajustes de tensão da função serão apresentados em secundário fase-terra ou fase-fase.	Ph-N Ph-Ph	Ph-N
Gn 27/59 U/V Guard Setting	Valor mínimo de tensão necessária para os estágios de Subtensão/Sobretensão de Fase. Deve ser configurado como tensão secundária fase-terra ou fase-fase dependendo do ajuste do parâmetro “Gn Voltage Input Mode”. Quando a tensão medida estiver abaixo deste valor, os estágios de Subtensão/Sobretensão de Fase habilitados e definidos que irão observar esta condição serão automaticamente bloqueados.	1 a 200 (V)	10V

Tabela 23: Parâmetros de “Voltage Prot’n → Phase U/O Voltage”

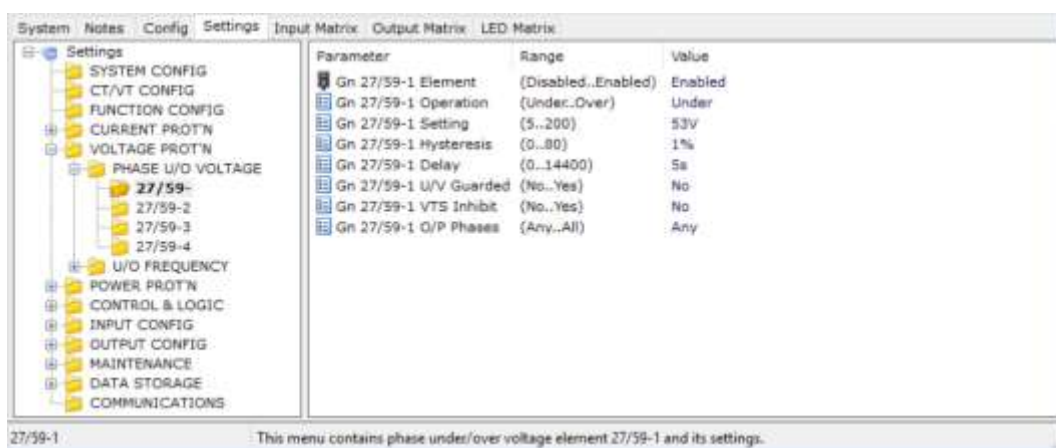


Figura 34: Visualização de “Voltage Prot’n → Phase U/O Voltage → 27/59-1”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
Gn 27/59-1 Element	Habilita ou desabilita o estágio.	Disabled Enabled	Enabled
Gn 27/59-1 Operation	Define se o estágio vai atuar como Subtensão ou Sobretensão.	Under Over	Under
Gn 27/59-1 Setting	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado como tensão secundária fase-terra ou fase-fase dependendo do ajuste do parâmetro “Gn Voltage Input Mode”.	5 a 200 (V)	

Parametrização via aba “Settings”

<i>Gn 27/59-1 Hysteresis</i>	Valor percentual para desatuação do estágio.	0 a 80 (%)	1%
<i>Gn 27/59-1 Delay</i>	Tempo de operação do estágio.	0 a 14400 (s)	
<i>Gn 27/59-1 U/V Guarded</i>	Define se o estágio será automaticamente bloqueado quando a tensão medida estiver abaixo do valor mínimo de tensão (parâmetro “ <i>Gn 27/59 U/V Guard Setting</i> ”).	No Yes	No
<i>Gn 27/59-1 VTS Inhibit</i>	Define se o estágio será automaticamente bloqueado em caso de detecção de falha de medição através da função de Supervisão dos Circuitos de Tensão.	No Yes	No
<i>Gn 27/59-1 O/P Phases</i>	Define se o estágio irá atuar para faltas em qualquer fase ou somente quando a falta ocorre nas três fases simultaneamente.	Any All	Any

Tabela 24: Parâmetros de “Voltage Prot’n → Phase U/O Voltage → 27/59-1”

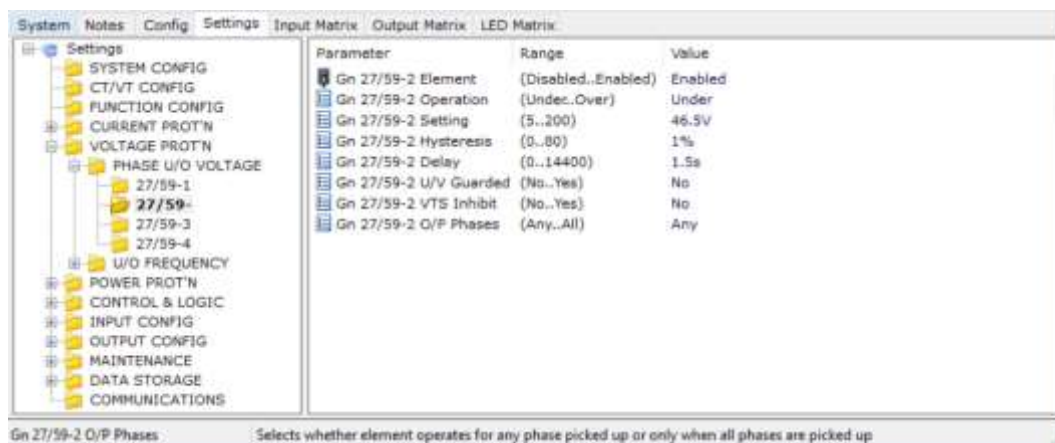


Figura 35: Visualização de “Voltage Prot’n → Phase U/O Voltage → 27/59-2”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 27/59-2 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn 27/59-2 Operation</i>	Define se o estágio vai atuar como Subtensão ou Sobretensão.	<i>Under</i> <i>Over</i>	<i>Under</i>
<i>Gn 27/59-2 Setting</i>	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado como tensão secundária fase-terra ou fase-fase dependendo do ajuste do parâmetro “ <i>Gn Voltage Input Mode</i> ”.	5 a 200 (V)	
<i>Gn 27/59-2 Hysteresis</i>	Valor percentual para desatuação do estágio.	0 a 80 (%)	1%
<i>Gn 27/59-2 Delay</i>	Tempo de operação do estágio.	0 a 14400 (s)	
<i>Gn 27/59-2 U/V Guarded</i>	Define se o estágio será automaticamente bloqueado quando a tensão medida estiver abaixo do valor mínimo de tensão (parâmetro “ <i>Gn 27/59 U/V Guard Setting</i> ”).	No Yes	No
<i>Gn 27/59-2 VTS Inhibit</i>	Define se o estágio será automaticamente bloqueado em caso de detecção de falha de medição através da função de Supervisão dos Circuitos de Tensão.	No Yes	No
<i>Gn 27/59-2 O/P Phases</i>	Define se o estágio irá atuar para faltas em qualquer fase ou somente quando a falta ocorre nas três fases simultaneamente.	Any All	Any

Tabela 25: Parâmetros de “Voltage Prot’n → Phase U/O Voltage → 27/59-2”

Parametrização via aba "Settings"

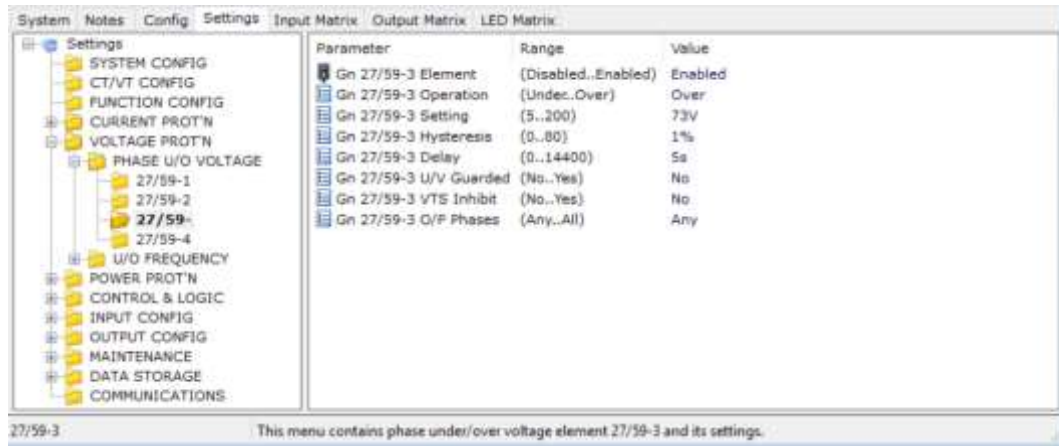


Figura 36: Visualização de "Voltage Prot'n -> Phase U/O Voltage -> 27/59-3"

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
Gn 27/59-3 Element	Habilita ou desabilita o estágio.	Disabled Enabled	Enabled
Gn 27/59-3 Operation	Define se o estágio vai atuar como Subtensão ou Sobretensão.	Under Over	Over
Gn 27/59-3 Setting	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado como tensão secundária fase-terra ou fase-fase dependendo do ajuste do parâmetro "Gn Voltage Input Mode".	5 a 200 (V)	
Gn 27/59-3 Hysteresis	Valor percentual para desatuação do estágio.	0 a 80 (%)	1%
Gn 27/59-3 Delay	Tempo de operação do estágio.	0 a 14400 (s)	
Gn 27/59-3 U/V Guarded	Define se o estágio será automaticamente bloqueado quando a tensão medida estiver abaixo do valor mínimo de tensão (parâmetro "Gn 27/59 U/V Guard Setting").	No Yes	No
Gn 27/59-3 VTS Inhibit	Define se o estágio será automaticamente bloqueado em caso de detecção de falha de medição através da função de Supervisão dos Circuitos de Tensão.	No Yes	No
Gn 27/59-3 O/P Phases	Define se o estágio irá atuar para faltas em qualquer fase ou somente quando a falta ocorre nas três fases simultaneamente.	Any All	Any

Tabela 26: Parâmetros de "Voltage Prot'n -> Phase U/O Voltage -> 27/59-3"

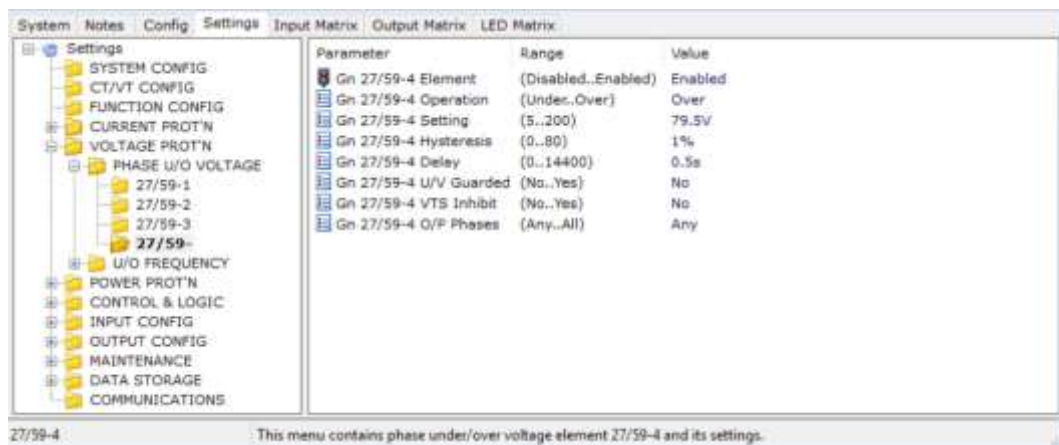


Figura 37: Visualização de "Voltage Prot'n -> Phase U/O Voltage -> 27/59-4"

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
Gn 27/59-4 Element	Habilita ou desabilita o estágio.	Disabled Enabled	Enabled
Gn 27/59-4 Operation	Define se o estágio vai atuar como Subtensão ou Sobretensão.	Under Over	Over
Gn 27/59-4 Setting	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio.	5 a 200 (V)	

Parametrização via aba “Settings”

	Deve ser configurado como tensão secundária fase-terra ou fase-fase dependendo do ajuste do parâmetro “Gn Voltage Input Mode”.		
Gn 27/59-4 Hysteresis	Valor percentual para desatuação do estágio.	0 a 80 (%)	1%
Gn 27/59-4 Delay	Tempo de operação do estágio.	0 a 14400 (s)	
Gn 27/59-4 U/V Guarded	Define se o estágio será automaticamente bloqueado quando a tensão medida estiver abaixo do valor mínimo de tensão (parâmetro “Gn 27/59 U/V Guard Setting”).	No Yes	No
Gn 27/59-4 VTS Inhibit	Define se o estágio será automaticamente bloqueado em caso de detecção de falha de medição através da função de Supervisão dos Circuitos de Tensão.	No Yes	No
Gn 27/59-4 O/P Phases	Define se o estágio irá atuar para faltas em qualquer fase ou somente quando a falta ocorre nas três fases simultaneamente.	Any All	Any

Tabela 27: Parâmetros de “Voltage Prot’n → Phase U/O Voltage → 27/59-4”

5.5.2 “Voltage Prot’n → U/O Frequency”

Dentro da estrutura “Voltage Prot’n → U/O Frequency” são encontrados parâmetros gerais e parâmetros de cada um dos estágios disponíveis da função de Subfrequência/Sobrefrequência.

São disponibilizados os seguintes estágios que são configurados de forma independente:

- Subfrequência/Sobrefrequência (81): 81-1, 81-2, 81-3 e 81-4.

Cada um destes estágios disponíveis pode ser configurado individualmente para atuar por Subfrequência ou Sobrefrequência.

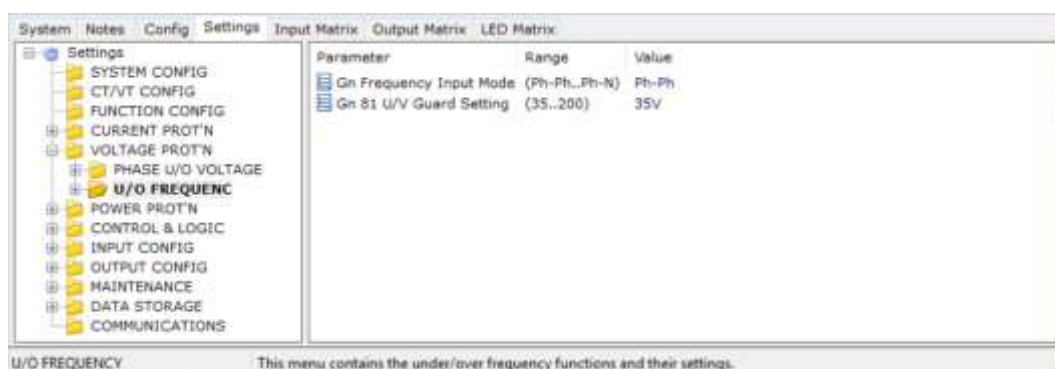


Figura 38: Visualização de “Voltage Prot’n → U/O Frequency”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
Gn Frequency Input Mode	Define se os ajustes de tensão da função serão apresentados em secundário fase-terra ou fase-fase.	Ph-N Ph-Ph	Ph-Ph
Gn 81 U/V Guard Setting	Valor mínimo de tensão necessária para os estágios de Subfrequência/Sobrefrequência. Deve ser configurado como tensão secundária fase-terra ou fase-fase dependendo do ajuste do parâmetro “Gn Frequency Input Mode”. Quando a tensão medida estiver abaixo deste valor, os estágios de Subfrequência/Sobrefrequência habilitados e definidos que irão observar esta condição serão automaticamente bloqueados.	35 a 200 (V)	35V

Tabela 28: Parâmetros de “Voltage Prot’n → U/O Frequency”

Parametrização via aba "Settings"

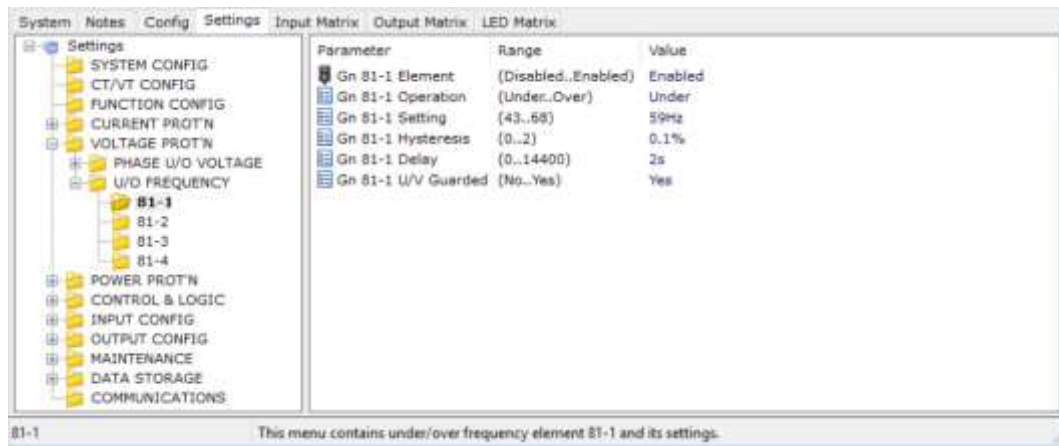


Figura 39: Visualização de "Voltage Prot'n → U/O Frequency → 81-1"

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 81-1 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn 81-1 Operation</i>	Define se o estágio vai atuar como Subfrequência ou Sobre frequência.	<i>Under Over</i>	<i>Under</i>
<i>Gn 81-1 Setting</i>	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado diretamente com a frequência desejada.	43 a 68 (Hz)	
<i>Gn 81-1 Hysteresis</i>	Valor percentual para desatuação do estágio.	0 a 2 (%)	0.1%
<i>Gn 81-1 Delay</i>	Tempo de operação do estágio.	0 a 14400 (s)	
<i>Gn 81-1 U/V Guarded</i>	Define se o estágio será automaticamente bloqueado quando a tensão medida estiver abaixo do valor mínimo de tensão (parâmetro " <i>Gn 81 U/V Guard Setting</i> ").	<i>No Yes</i>	<i>Yes</i>

Tabela 29: Parâmetros de "Voltage Prot'n → U/O Frequency → 81-1"

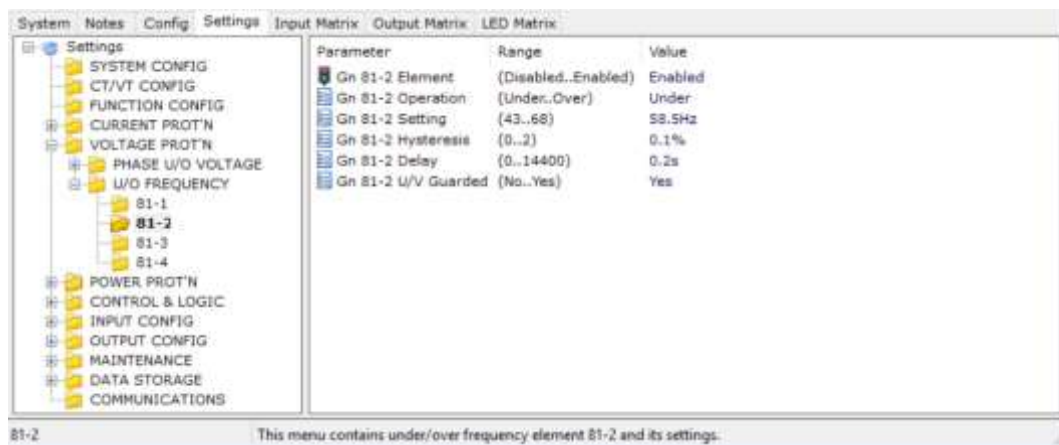


Figura 40: Visualização de "Voltage Prot'n → U/O Frequency → 81-2"

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 81-2 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn 81-2 Operation</i>	Define se o estágio vai atuar como Subfrequência ou Sobre frequência.	<i>Under Over</i>	<i>Under</i>
<i>Gn 81-2 Setting</i>	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado diretamente com a frequência desejada.	43 a 68 (Hz)	
<i>Gn 81-2 Hysteresis</i>	Valor percentual para desatuação do estágio.	0 a 2 (%)	0.1%
<i>Gn 81-2 Delay</i>	Tempo de operação do estágio.	0 a 14400 (s)	
<i>Gn 81-2 U/V Guarded</i>	Define se o estágio será automaticamente bloqueado quando a tensão medida estiver abaixo do valor mínimo de tensão (parâmetro " <i>Gn 81 U/V Guard Setting</i> ").	<i>No Yes</i>	<i>Yes</i>

Tabela 30: Parâmetros de "Voltage Prot'n → U/O Frequency → 81-2"

Parametrização via aba "Settings"

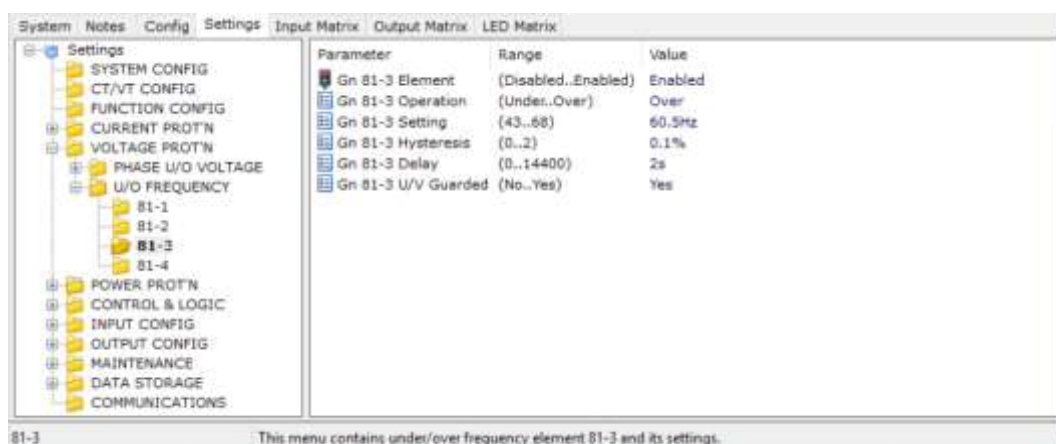


Figura 41: Visualização de "Voltage Prot'n → U/O Frequency → 81-3"

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 81-3 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn 81-3 Operation</i>	Define se o estágio vai atuar como Subfrequência ou Sobre frequência.	<i>Under Over</i>	<i>Over</i>
<i>Gn 81-3 Setting</i>	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado diretamente com a frequência desejada.	43 a 68 (Hz)	
<i>Gn 81-3 Hysteresis</i>	Valor percentual para desatuação do estágio.	0 a 2 (%)	<i>0.1%</i>
<i>Gn 81-3 Delay</i>	Tempo de operação do estágio.	0 a 14400 (s)	
<i>Gn 81-3 U/V Guarded</i>	Define se o estágio será automaticamente bloqueado quando a tensão medida estiver abaixo do valor mínimo de tensão (parâmetro " <i>Gn 81 U/V Guard Setting</i> ").	<i>No Yes</i>	<i>Yes</i>

Tabela 31: Parâmetros de "Voltage Prot'n → U/O Frequency → 81-3"

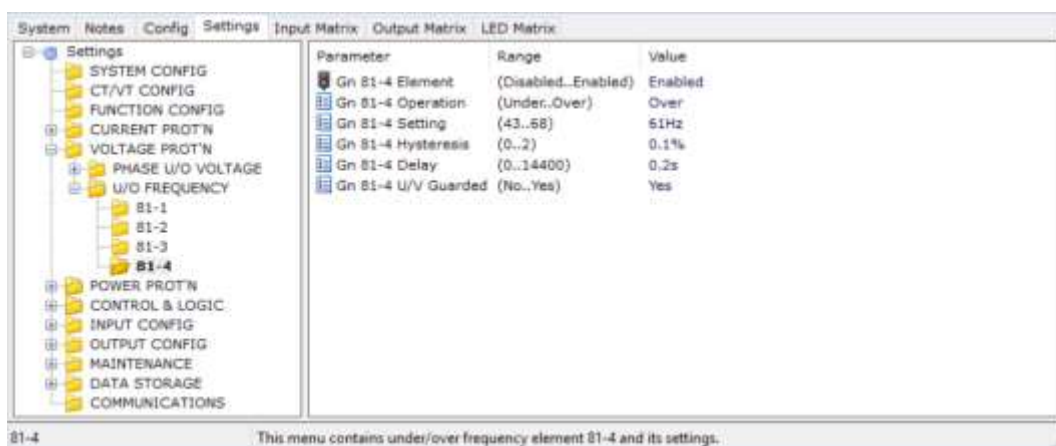


Figura 42: Visualização de "Voltage Prot'n → U/O Frequency → 81-4"

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 81-4 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn 81-4 Operation</i>	Define se o estágio vai atuar como Subfrequência ou Sobre frequência.	<i>Under Over</i>	<i>Over</i>
<i>Gn 81-4 Setting</i>	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado diretamente com a frequência desejada.	43 a 68 (Hz)	
<i>Gn 81-4 Hysteresis</i>	Valor percentual para desatuação do estágio.	0 a 2 (%)	<i>0.1%</i>
<i>Gn 81-4 Delay</i>	Tempo de operação do estágio.	0 a 14400 (s)	

Parametrização via aba “Settings”

<i>Gn 81-4 U/V Guarded</i>	Define se o estágio será automaticamente bloqueado quando a tensão medida estiver abaixo do valor mínimo de tensão (parâmetro “ <i>Gn 81 U/V Guard Setting</i> ”).	No Yes	Yes
----------------------------	--	-----------	-----

Tabela 32: Parâmetros de “Voltage Prot’n → U/O Frequency → 81-4”

5.6 “Power Prot’n”

Dentro da estrutura “Power Prot’n” são agrupadas todas as funções de proteção por potência que estejam habilitadas.

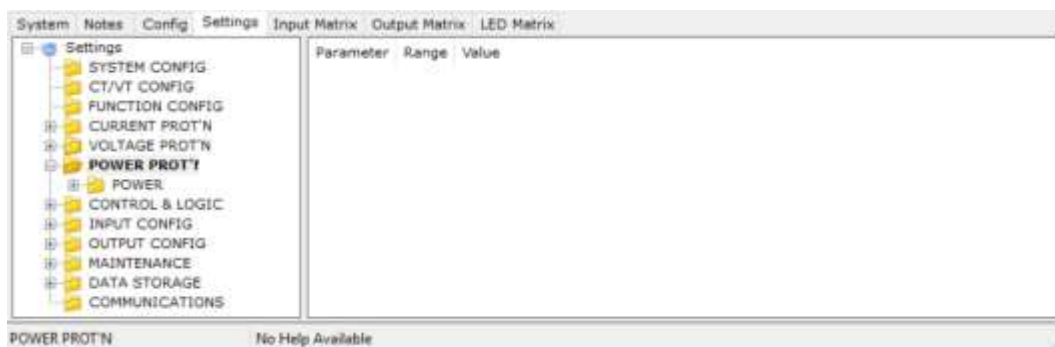


Figura 43: Visualização de “Power Prot’n”

5.6.1 “Power Prot’n → Power”

Dentro da estrutura “Power Prot’n → Power” são encontrados parâmetros de cada um dos estágios disponíveis da função de Potência.

São disponibilizados os seguintes estágios que são configurados de forma independente:

- Potência (32): 32-1 e 32-2.

Cada um destes estágios disponíveis pode ser configurado individualmente para:

- Tipo de atuação: Subpotência ou Sobrepotência.
- Tipo de monitoramento: Potência monofásica (monitoramento por fase) ou potência trifásica (monitoramento das três fases).
- Grandeza monitorada: Potência aparente, potência ativa ou potência reativa.

Importante ressaltar que a parametrização via software para o valor de partida (*pickup*) de todos os estágios é sempre realizada em múltiplo da potência aparente nominal do relé de proteção. Para converter um ajuste de partida apresentado em valor primário para o valor de ajuste do relé de proteção é necessário realizar o seguinte cálculo:

Quando o parâmetro “Phase Nom Voltage” de “CT/VT Config” está ajustado com tensão fase-terra:

$$S_{nom, relé} = 3 * V_{nomFT, relé} * I_{nom, relé}$$

ou:

Quando o parâmetro “Phase Nom Voltage” de “CT/VT Config” está ajustado com tensão fase-fase:

$$S_{nom, relé} = \sqrt{3} * V_{nomFF, relé} * I_{nom, relé}$$

onde:

Parametrização via aba “Settings”

- Snom,relé: Potência aparente nominal do relé de proteção.
- VnomFT,relé: Tensão nominal fase-terra do relé de proteção (parâmetro “Phase Nom Voltage” disponível no menu “CT/VT Config” ajustado com tensão secundária fase-terra).
- VnomFF,relé: Tensão nominal fase-fase do relé de proteção (parâmetro “Phase Nom Voltage” disponível no menu “CT/VT Config” ajustado com tensão secundária fase-fase).
- Inom,relé: Corrente nominal de fase do relé de proteção, ou seja, entrada de corrente de fase que está sendo utilizada no relé de proteção (parâmetro “Phase Current Input” disponível no menu “CT/VT Config”).

então:

$$\text{Pajuste, relé} = \frac{\text{Pajuste, primário}}{\text{TPprim} * \text{TCprim}} * \frac{\text{TPsec} * \text{TCsec}}{\text{Snom, relé}}$$

onde:

- Pajuste,relé: Valor de partida (*pickup*) em percentual a ser configurado no relé de proteção.
- Pajuste,primário: Ajuste de partida (*pickup*) em valor primário solicitado pela Ordem de Ajustes.
- TPprim: valor da tensão primária fase-fase dos TPs de fase (parâmetro “Phase VT Ratio Prim” disponível no menu “CT/VT Config”).
- TCprim: Valor da corrente primária dos TCs de fase (parâmetro “Phase CT Ratio Prim” disponível no menu “CT/VT Config”).
- TPsec: Valor da tensão secundária fase-fase dos TPs de fase (parâmetro “Phase VT Ratio Sec” disponível no menu “CT/VT Config”).
- TCprim: Valor da corrente secundária dos TCs de fase (parâmetro “Phase CT Ratio Sec” disponível no menu “CT/VT Config”).
- Snom,relé: Potência aparente nominal do relé de proteção.

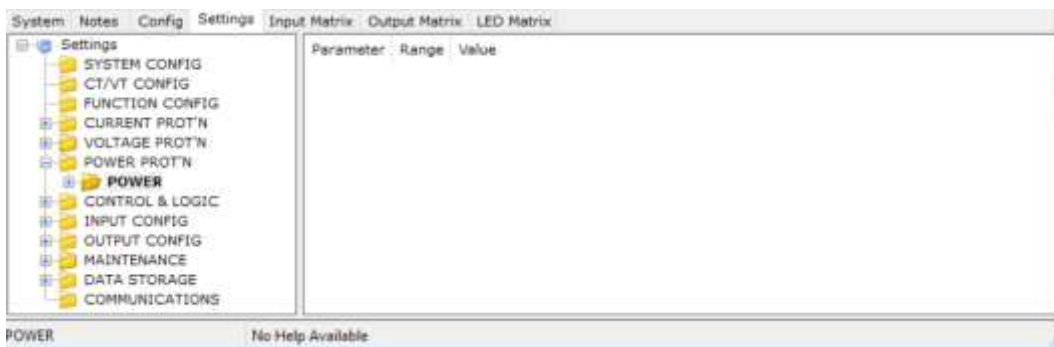


Figura 44: Visualização de “Power Prot’n → Power”



Figura 45: Visualização de “Power Prot’n → Power → 32-1”

Parametrização via aba “Settings”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 32-1 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn 32-1 Operation</i>	Define o tipo de atuação (Subpotência ou Sobrepotência).	<i>Under Over</i>	<i>Over</i>
<i>Gn 32-1 1Ph/3Ph Power</i>	Define o tipo de monitoramento (potência monofásica ou potência trifásica).	<i>3Ph 1Ph</i>	<i>3Ph</i>
<i>Gn 32-1 Power</i>	Define a grandeza monitorada (potência aparente, potência ativa ou potência reativa).	<i>Real Reactive Apparent</i>	<i>Real</i>
<i>Gn 32-1 Dir. Control</i>	Define se o estágio vai atuar de forma não-direcional, direcional no “sentido direto” ou direcional no “sentido reverso”.	<i>Non-Dir Forward Reverse</i>	<i>Forward</i>
<i>Gn 32-1 Setting</i>	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado como múltiplo da potência aparente nominal do relé de proteção.	0.05 a 2 (xSn)	
<i>Gn 32-1 Delay</i>	Tempo de operação do estágio.	0 a 14400 (s)	
<i>Gn 32-1 U/C Guard</i>	Define se o estágio será automaticamente bloqueado quando a corrente de fase medida estiver abaixo do valor mínimo de corrente (parâmetro “ <i>Gn 32-1 U/C Guard Setting</i> ”).	<i>Gn 32-1 U/C Guard</i>	<i>Disabled</i>

Tabela 33: Parâmetros de “Power Prot’n → Power → 32-1”



Figura 46: Visualização de “Power Prot’n → Power → 32-2”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn 32-2 Element</i>	Habilita ou desabilita o estágio.	<i>Disabled Enabled</i>	<i>Enabled</i>
<i>Gn 32-2 Operation</i>	Define o tipo de atuação (Subpotência ou Sobrepotência).	<i>Under Over</i>	<i>Over</i>
<i>Gn 32-2 1Ph/3Ph Power</i>	Define o tipo de monitoramento (potência monofásica ou potência trifásica).	<i>3Ph 1Ph</i>	<i>3Ph</i>
<i>Gn 32-2 Power</i>	Define a grandeza monitorada (potência aparente, potência ativa ou potência reativa).	<i>Real Reactive Apparent</i>	<i>Real</i>
<i>Gn 32-2 Dir. Control</i>	Define se o estágio vai atuar de forma não-direcional, direcional no “sentido direto” ou direcional no “sentido reverso”.	<i>Non-Dir Forward Reverse</i>	<i>Reverse</i>
<i>Gn 32-2 Setting</i>	Valor de partida (<i>pickup</i>) do estágio. Deve ser configurado como múltiplo da potência aparente nominal do relé de proteção.	0.05 a 2 (xSn)	
<i>Gn 32-2 Delay</i>	Tempo de operação do estágio.	0 a 14400 (s)	
<i>Gn 32-2 U/C Guard</i>	Define se o estágio será automaticamente bloqueado quando a corrente de fase medida estiver abaixo do valor mínimo de corrente (parâmetro “ <i>Gn 32-1 U/C Guard Setting</i> ”).	<i>Gn 32-1 U/C Guard</i>	<i>Disabled</i>

Tabela 34: Parâmetros de “Power Prot’n → Power → 32-2”

5.7 “Control & Logic”

Dentro da estrutura “Control & Logic” são agrupadas todas as funções de controle e lógicas.

Parametrização via aba “Settings”

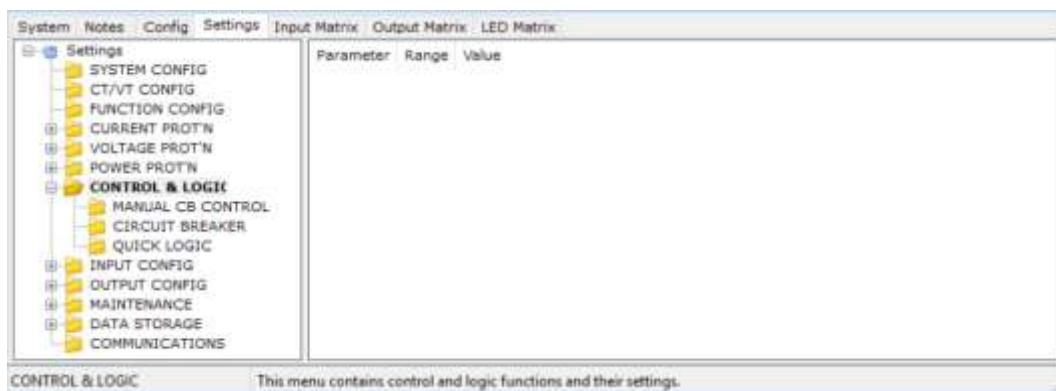


Figura 47: Visualização de “Control & Logic”

5.7.1 “Control & Logic → Manual CB Control”

Dentro da estrutura “Control & Logic → Manual CB Control” são encontrados parâmetros da função de controle do disjuntor.

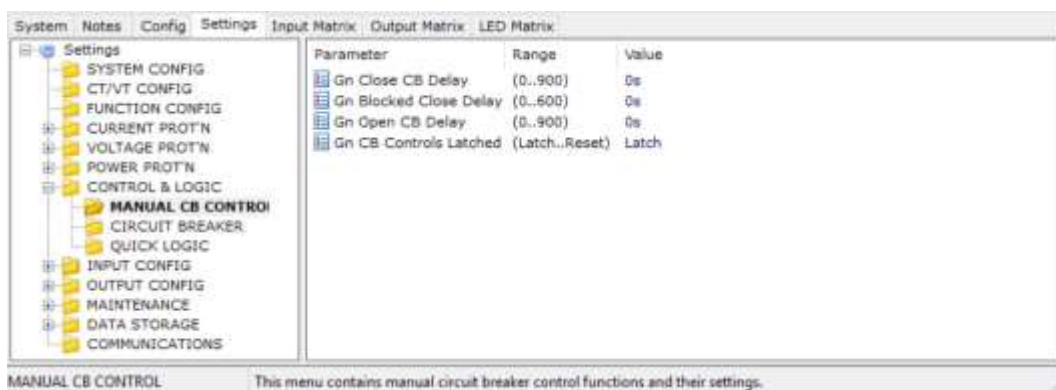


Figura 48: Visualização de “Control & Logic → Manual CB Control”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn Close CB Delay</i>	Tempo de atraso entre o relé de proteção receber o comando manual para fechamento do disjuntor e o comando ser executado na saída binária (BO) configurada para este comando, permitindo assim que o operador se afaste.	0 a 900 (s)	0s
<i>Gn Blocked Close Delay</i>	Tempo máximo que o comando manual para fechamento do disjuntor pode permanecer bloqueado antes que o comando seja cancelado. Excedido este tempo, o relé sinaliza a condição de comando “Bloqueado por Intertravamento”.	0 a 600 (s)	0s
<i>Gn Open CB Delay</i>	Tempo de atraso entre o relé de proteção receber o comando manual para abertura do disjuntor e o comando ser executado na saída binária (BO) configurada para este comando, permitindo assim que o operador se afaste.	0 a 900 (s)	0s
<i>Gn CB Controls Latched</i>	Define o comportamento do comando manual de fechamento e abertura do disjuntor na saída binária (BO) quando o comando é originado via entrada binária (BI). No modo “Latch”, o comando manual executado na saída binária (BO) permanece ativo até ser completado com sucesso ou cancelado por falha de execução mesmo que existam variações no nível lógico da entrada binária (BI) que recebem o comando.	<i>Latch</i> <i>Reset</i>	<i>Latch</i>

Parametrização via aba “Settings”

No modo “Reset”, o comando manual executado na saída binária (BO) acompanha as variações no nível lógico da entrada binária (BI) que recebe o comando.

Tabela 35: Parâmetros de “Control & Logic → Manual CB Control”

5.7.2 “Control & Logic → Circuit Breaker”

Dentro da estrutura “Control & Logic → Circuit Breaker” são encontrados parâmetros específicos do disjuntor, aplicáveis tanto para comando manual de fechamento quanto comando originado pela função de Religamento Automático (ANSI 79).

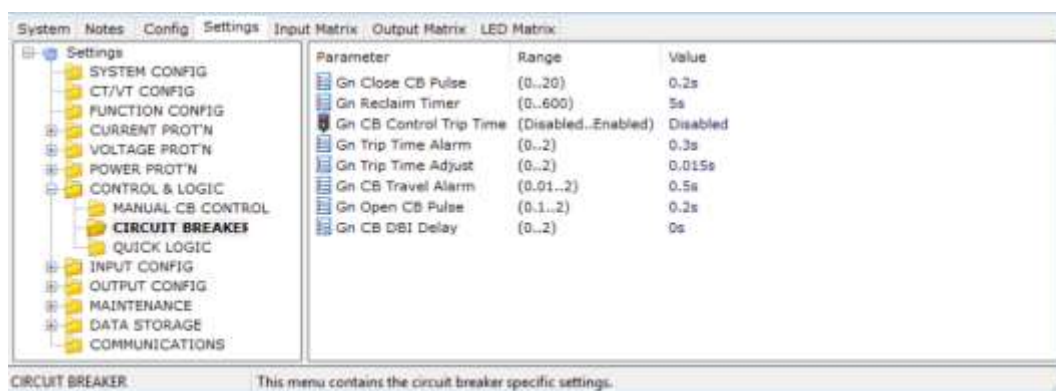


Figura 49: Visualização de “Control & Logic → Circuit Breaker”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn Close CB Pulse</i>	Especifica a duração do pulso do comando de fechamento do disjuntor na saída binária (BO). Este tempo deve ser longo o suficiente para que o disjuntor feche fisicamente. Caso o disjuntor não esteja fechado quando este tempo expirar, é gerado um alarme indicando falha de comando de fechamento.	0 a 20 (s)	0.2s
<i>Gn Reclaim Timer</i>	Tempo após o disjuntor fechar e permanecer fechado para que a função de Religamento Automático considere que o houve “Religamento com Sucesso” e reinicie o contador de ciclos de operação do religamento. Caso o disjuntor permaneça aberto ao término deste tempo, a função de Religamento Automático vai para o estado de bloqueada (Lockout).	0 a 600 (s)	5s
<i>Gn CB Control Trip Time</i>	Quando habilitado, o relé de proteção irá medir o tempo de abertura do disjuntor após a operação de uma saída binária (BO) decorrente de um comando manual de abertura ou comando de desligamento por disparo de função de proteção (trip). Quando desabilitado, o relé de proteção irá medir o tempo de abertura do disjuntor após a operação de uma saída binária (BO) decorrente somente do comando de desligamento por disparo de função de proteção (trip).	Disabled Enabled	Disabled
<i>Gn Trip Time Alarm</i>	Ajuste de tempo de monitoramento da duração do comando de desligamento por disparo de função de proteção (trip). Quando este tempo é excedido, é gerado um alarme indicando que o tempo de trip foi excedido.	0 a 2 (s)	0.3s
<i>Gn Trip Time Adjust</i>	Ajuste de tempo para compensar o atraso na energização e variação do nível lógico de uma entrada binária (BI) na contagem do tempo de disparo (trip) excedido (configurado via parâmetro <i>Gn Trip Time Alarm</i>).	0 a 2 (s)	0.015s
<i>Gn CB Travel Alarm</i>	Tempo máximo permitido para que o estado do disjuntor permaneça com “posição intermediária”, ou seja, tempo máximo que o disjuntor pode demorar na sua transição de “aberto para fechado” ou de “fechado para aberto”.	0.01 a 2 (s)	0.5s

Parametrização via aba “Settings”

	Quando este tempo é excedido, é gerado um alarme indicando “disjuntor em posição intermediária”.		
<i>Gn Open CB Pulse</i>	Especifica a duração do pulso do comando de abertura do disjuntor na saída binária (BO). Caso o disjuntor não esteja aberto quando este tempo expirar, é gerado um alarme indicando falha de comando de abertura.	0.1 a 2 (s)	0.2s
<i>Gn CB DBI Delay</i>	Tempo máximo permitido para que o estado do disjuntor permaneça com “posição inconsistente”, ou seja, indicação de que o disjuntor está aberto e fechado ao mesmo tempo. Quando este tempo é excedido, é gerado um alarme indicando “disjuntor em posição inconsistente”.	0 a 2 (s)	0s

Tabela 36: Parâmetros de “Control & Logic → Circuit Breaker”

5.7.3 “Control & Logic → Quick Logic”

Dentro da estrutura “Control & Logic → Quick Logic” são encontrados parâmetros da função de lógica.

A função de lógica disponível no relé de proteção permite ao usuário configurar equações lógicas no formato de texto, sendo que cada equação lógica permite a configuração de até 20 caracteres com as seguintes condições:

- Operadores lógicos disponíveis: Priorização de arte da equação (através do símbolo “(“ e “)”), função “negação” (através do símbolo “!”), função “E” (através do símbolo “.”), função “OU Exclusivo” (através do símbolo “^”) e função “OU” (através do símbolo “+”).
- Variáveis lógicas disponíveis: Equação lógica (através do texto “En”), entrada binária (através do texto “In”), LED (através do texto “Ln”), entrada binária (através do texto “On”) e variável virtual (através do texto “Vn”), onde “n” é o número do objeto configurado.
- Temporização e contador: É possível habilitar um tempo de atraso para a equação lógica alterar para nível lógico alto “1”, tempo de atraso para a equação lógica alterar para nível lógico baixo “0” e contador de número de vezes que a equação deve ser verdadeira para a equação lógica alterar para nível lógico alto “1”.

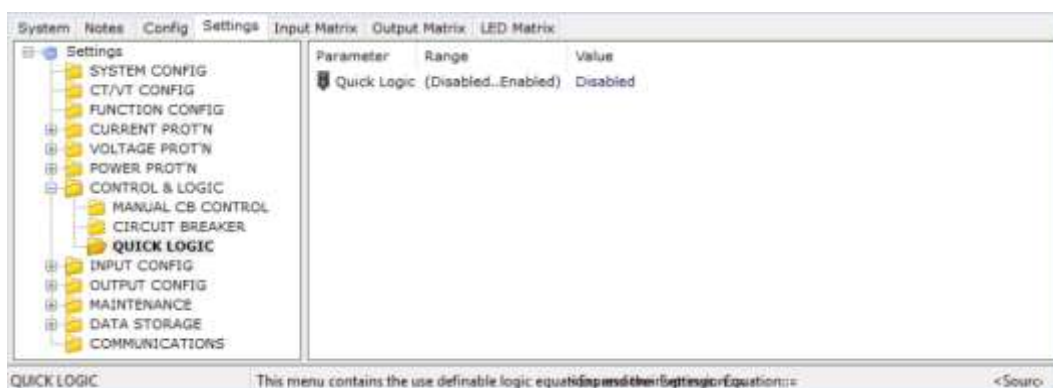


Figura 50: Visualização de “Control & Logic → Quick Logic”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Quick Logic</i>	Habilita ou desabilita todas as equações lógicas.	<i>Disabled</i> <i>Enabled</i>	<i>Disabled</i>

Tabela 37: Parâmetros de “Control & Logic → Quick Logic”

Parametrização via aba “Settings”

5.8 “Input Config”

Dentro da estrutura “Input Config” são agrupadas todas as configurações de entradas do relé de proteção.



Figura 51: Visualização de “Input Config”

5.8.1 “Input Config → Input Matrix”

Dentro da estrutura “Input Config → Input Matrix” é encontrado o mapa de configuração da associação das entradas binárias (*BIs*) e entradas virtuais (*V*) às variáveis internas do relé de proteção.

As entradas binárias (*BIs*) e as entradas virtuais (*V*) podem ser totalmente configuradas de forma individual, permitindo associar o seu respectivo nível lógico (baixo “0” ou alto “1”) às variáveis internas do relé de proteção visando causar alguma consequência interna nas funcionalidades disponíveis e habilitadas no relé de proteção. Para realizar esta associação, basta selecionar qual entrada binária (*BI*) ou entrada virtual (*V*) comanda cada uma das variáveis internas disponíveis.

Como exemplo de variáveis internas, são disponibilizadas variáveis que determinam o bloqueio de estágios de função de proteção, condições de entrada para funções de supervisão, posição do disjuntor, alarmes, entre outros.

Importante reforçar que esta mesma configuração pode ser realizada na aba “Input Matrix” do arquivo de parametrização, alterando apenas o formato de visualização da parametrização.

Para a sugestão de parametrização apresentada neste documento, está sendo considerado:

- Entrada binária 1 (*BI1*) determina o valor da variável interna “*CB Closed*” (o relé de proteção vai entender que o disjuntor está aberto quando “*BI1=0*” e que o disjuntor está fechado quando “*BI1=1*”).

Parametrização via aba “Settings”

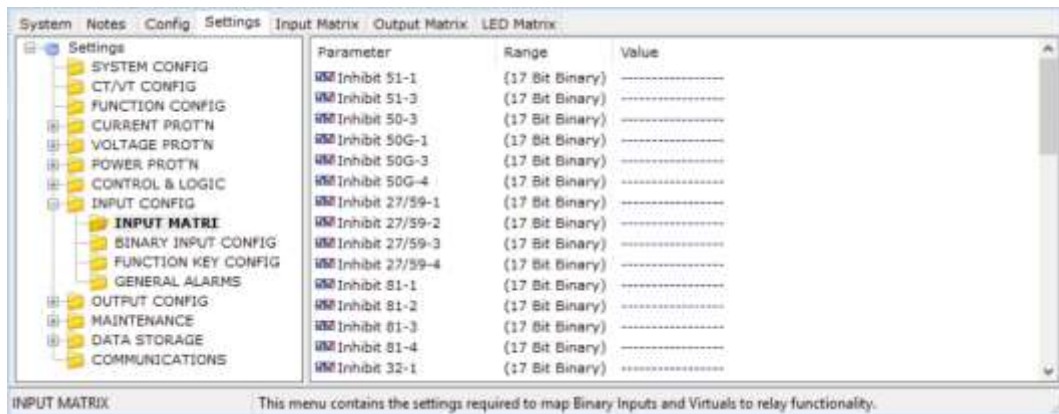


Figura 52: Visualização de “Input Config → Input Matrix” parte 01/03



Figura 53: Visualização de “Input Config → Input Matrix” parte 02/03

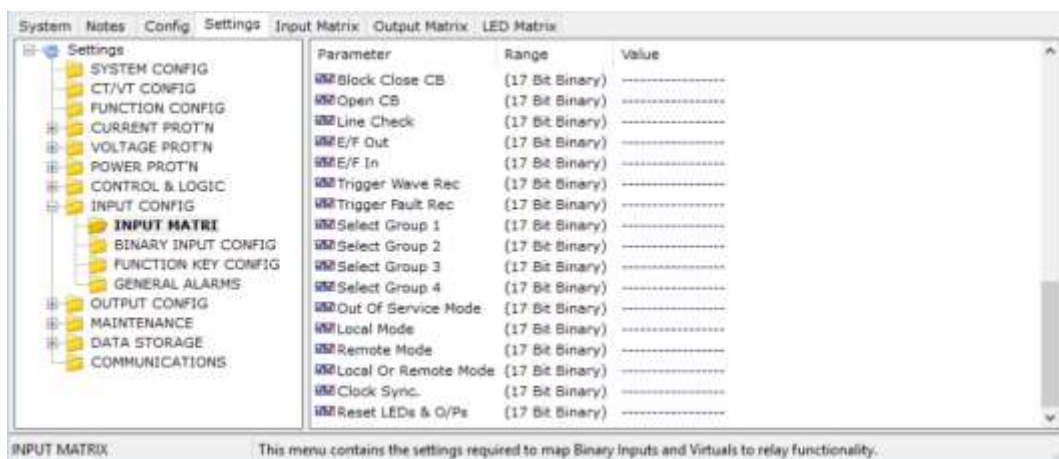


Figura 54: Visualização de “Input Config → Input Matrix” parte 03/03

5.8.2 “Input Config → Binary Input Config”

Dentro da estrutura “Input Config → Binary Input Config” são encontrados parâmetros específicos de configuração das entradas binárias (BIs).

Através dos parâmetros apresentados é possível configurar individualmente cada uma das entradas binárias (BIs) disponíveis da seguinte forma:

Parametrização via aba “Settings”

- *Inverted Inputs*: Quando não está invertida, o nível lógico da entrada binária (*BI*) acompanha o seu estado elétrico (quando energizada o seu nível lógico é alto “1” e quando desenergizada o seu nível lógico é baixo “0”). Já quando invertida, o nível lógico da entrada binária (*BI*) fica invertido em relação ao seu estado elétrico (quando energizada o seu nível lógico é baixo “0” e quando desenergizada o seu nível lógico é alto “1”).
- *Enabled In Local*: Define se a entrada binária (*BI*) vai estar habilitada para funcionamento quando o relé de proteção estiver no Modo de Operação “Local”.
- *Enabled In Remote*: Define se a entrada binária (*BI*) vai estar habilitada para funcionamento quando o relé de proteção estiver no Modo de Operação “Remoto”.
- *BI_n Pickup Delay* (onde “n” é o número da entrada binária (*BI*)): Tempo de atraso entre a entrada binária (*BI*) ser energizada e o nível lógico ser considerado como alto “1”.
- *BI_n Dropoff Delay* (onde “n” é o número da entrada binária (*BI*)): Tempo de atraso entre a entrada binária (*BI*) ser desenergizada e o nível lógico ser considerado como baixo “0”.

Importante reforçar que parte desta configuração pode ser realizada na aba “*Input Matrix*” do arquivo de parametrização, alterando apenas o formato de visualização da parametrização.

Uma característica diferencial para este relé de proteção é de que as entradas binárias (*BIs*) podem funcionar com energização tanto com tensão CA quanto CC (dependendo do modelo do relé de proteção em uso). Por este motivo, recomendamos a seguinte configuração:

- Tensão CC: “*Pickup Delay* = 0.02s” e “*Dropoff Delay* = 0s”.
- Tensão CA: “*Pickup Delay* = 0s” e “*Dropoff Delay* = 0.025s” e a fiação deve possuir no máximo 10 metros de comprimento.

Para a sugestão de parametrização apresentada neste documento, está sendo considerado:

- Entrada binária 1 (*BI1*) não é invertida, tempo de atraso na energização de 0,02 s, sem tempo de atraso na desenergização e está habilitada quando o relé de proteção estiver em Modo de Operação “Local”, “Remoto” ou “Local ou Remoto”.

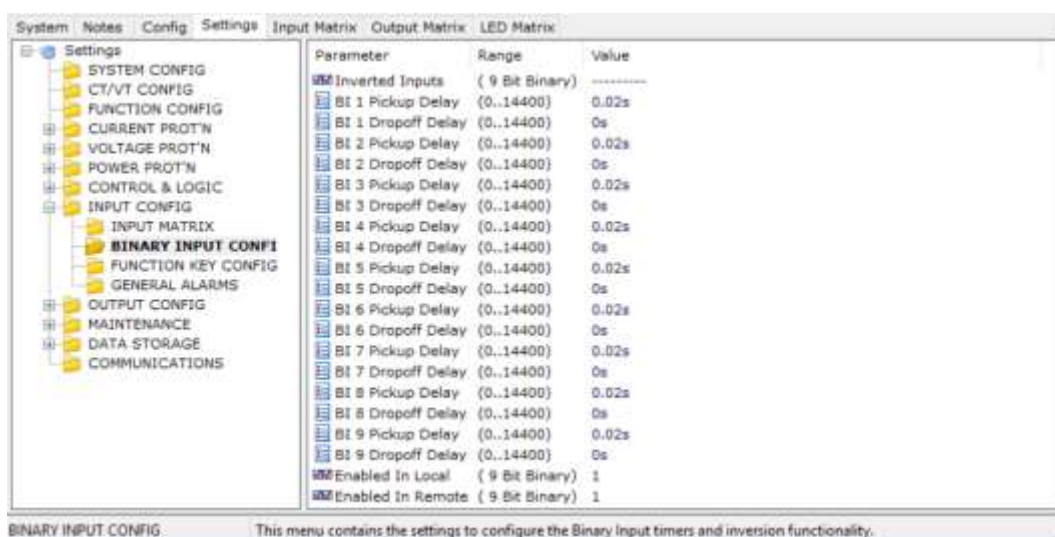


Figura 55: Visualização de “*Input Config* → *Binary Input Config*”

Parametrização via aba “Settings”

5.8.3 “Input Config → Function Key Config”

Dentro da estrutura “Input Config → Function Key Config” são encontrados parâmetros específicos de configuração das teclas de função disponíveis do painel frontal.

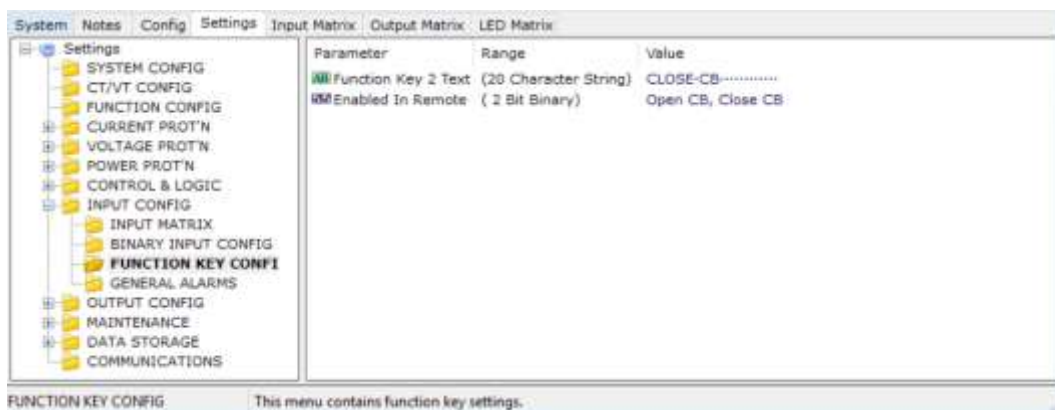


Figura 56: Visualização de “Input Config → Function Key Config”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Function Key 2 Text</i>	Texto definido pelo usuário a ser visualizado no <i>display</i> do relé de proteção quando a tecla de função 2 é pressionada.	até 20 caracteres alfanuméricos	CLOSE CB
<i>Enabled In Remote</i>	Define quais teclas de função estarão habilitadas para funcionamento quando o relé de proteção estiver no Modo de Operação “Remoto” ou “Local ou Remoto”.	<i>Open CB</i> <i>Close CB</i>	<i>Open CB</i> <i>Close CB</i>

Tabela 38: Parâmetros de “Input Config → Function Key Config”

5.8.4 “Input Config → General Alarm”

Dentro da estrutura “Input Config → General Alarm” são encontrados parâmetros específicos de configuração dos textos personalizados de alarme.

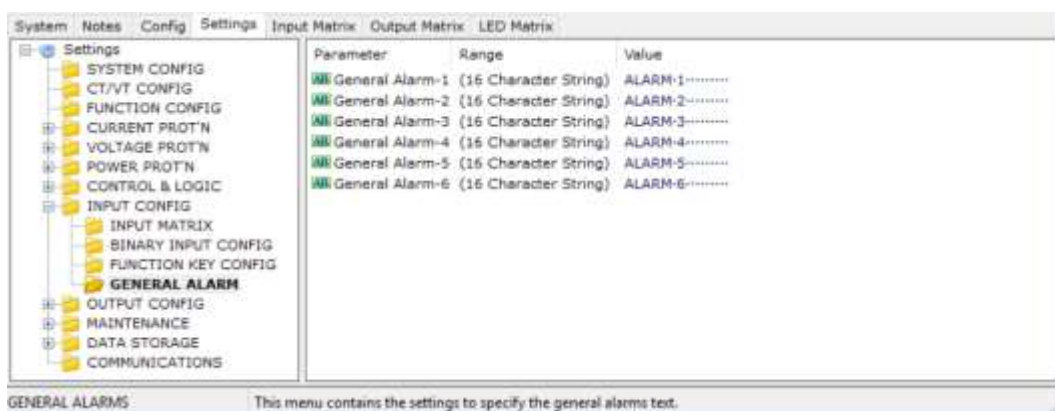


Figura 57: Visualização de “Input Config → General Alarm”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>General Alarm 1</i>	Texto definido pelo usuário a ser visualizado no <i>display</i> do relé de proteção para o Alarme Geral 1.	até 16 caracteres alfanuméricos	ALARM 1

Parametrização via aba “Settings”

General Alarm 2	Texto definido pelo usuário a ser visualizado no <i>display</i> do relé de proteção para o Alarme Geral 2.	até 16 caracteres alfanuméricos	ALARM 2
General Alarm 3	Texto definido pelo usuário a ser visualizado no <i>display</i> do relé de proteção para o Alarme Geral 3.	até 16 caracteres alfanuméricos	ALARM 3
General Alarm 4	Texto definido pelo usuário a ser visualizado no <i>display</i> do relé de proteção para o Alarme Geral 4.	até 16 caracteres alfanuméricos	ALARM 4
General Alarm 5	Texto definido pelo usuário a ser visualizado no <i>display</i> do relé de proteção para o Alarme Geral 5.	até 16 caracteres alfanuméricos	ALARM 5
General Alarm 6	Texto definido pelo usuário a ser visualizado no <i>display</i> do relé de proteção para o Alarme Geral 6.	até 16 caracteres alfanuméricos	ALARM 6

Tabela 39: Parâmetros de “Input Config → General Alarm”

5.9 “Output Config”

Dentro da estrutura “Output Config” são agrupadas todas as configurações de saídas do relé de proteção.

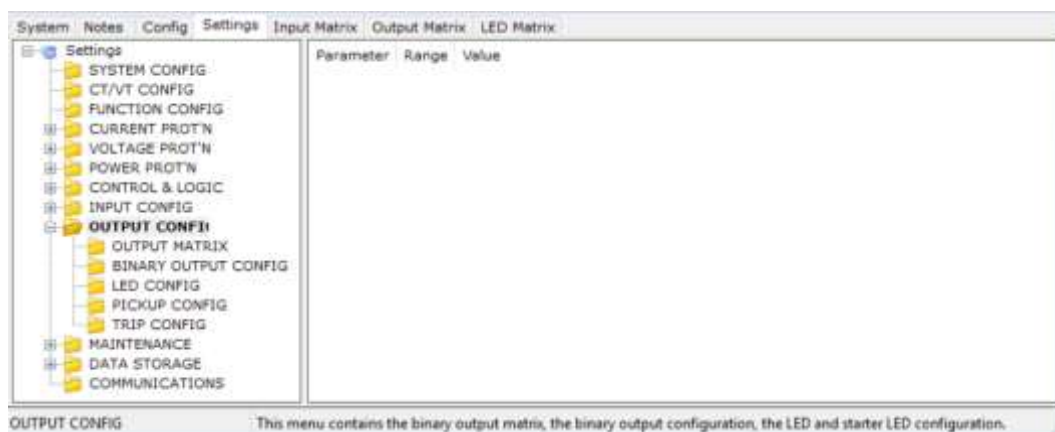


Figura 58: Visualização de “Output Config”

5.9.1 “Output Config → Output Matrix”

Dentro da estrutura “Output Config → Output Matrix” é encontrado o mapa de configuração da associação das variáveis internas do relé de proteção às saídas binárias (BOs), LEDs (Ls) e saídas virtuais (V).

As saídas binárias (BOs), os LEDs (Ls) e as saídas virtuais (V) podem ser totalmente configurados de forma individual, permitindo associar o nível lógico (baixo “0” ou alto “1”) das variáveis internas do relé de proteção à estas saídas visando causar alguma consequência interna, externa ou visual ao relé de proteção. Para realizar esta associação, basta selecionar qual variável interna comanda cada uma das saídas binárias (BOs), os LEDs (Ls) e as saídas virtuais (V).

Como exemplo de variáveis internas, são disponibilizadas variáveis que indicam a saúde do relé de proteção, o grupo de ajustes que está ativo, atuação dos estágios das funções de proteção, partida geral, disparo geral, modo de operação que está ativo, estado das entradas binárias (BIs), entre outros.

Importante reforçar que esta mesma configuração pode ser realizada na aba “Output Matrix” do arquivo de parametrização, alterando apenas o formato de visualização da parametrização.

Parametrização via aba “Settings”

Para a sugestão de parametrização apresentada neste documento, está sendo considerado:

- Saída binária 1 (BO1) é comandada pela variável interna “Protection Healthy” (a “BO1” estará desenergizada quando o relé de proteção estiver desligado ou com falha e a “BO1” estará energizada quando o relé de proteção estiver ligado e sem falha).
- Saída binária 2 (BO2) é comandada pela variável interna “General Trip” (a “BO1” estará energizada quando o relé de proteção estiver com disparo geral atuado).
- Saída binária 3 (BO3) é comandada pela variável interna “General Trip” (a “BO1” estará energizada quando o relé de proteção estiver com disparo geral atuado).
- LED1 (L1) é comandado pela variável interna “51-1” (o “L1” será energizado quando houver disparo do estágio “51-1”).
- LED2 (L2) é comandado pelas variáveis internas “51-3” ou “50-3” (o “L2” será energizado quando houver disparo dos estágios “51-3” ou “50-3”).
- LED3 (L3) é comandado pela variável interna “50G-1” (o “L3” será energizado quando houver disparo do estágio “50G-1”).
- LED4 (L4) é comandado pelas variáveis internas “50G-3” ou “50G-4” (o “L4” será energizado quando houver disparo dos estágios “50G-3” ou “50G-4”).
- LED5 (L5) é comandado pela variável interna “32-1” (o “L5” será energizado quando houver disparo do estágio “32-1”).
- LED6 (L6) é comandado pela variável interna “32-2” (o “L6” será energizado quando houver disparo do estágio “32-2”).
- LED7 (L7) é comandado pelas variáveis internas “27/59-1” ou “27/59-2” (o “L7” será energizado quando houver disparo dos estágios “27/59-1” ou “27/59-2”).
- LED8 (L8) é comandado pelas variáveis internas “27/59-3” ou “27/59-4” (o “L8” será energizado quando houver disparo dos estágios “27/59-3” ou “27/59-4”).
- LED9 (L9) é comandado pelas variáveis internas “81-1”, “81-2”, “81-3” ou “81-4” (o “L9” será energizado quando houver disparo dos estágios “81-1”, “81-2”, “81-3” ou “81-4”).

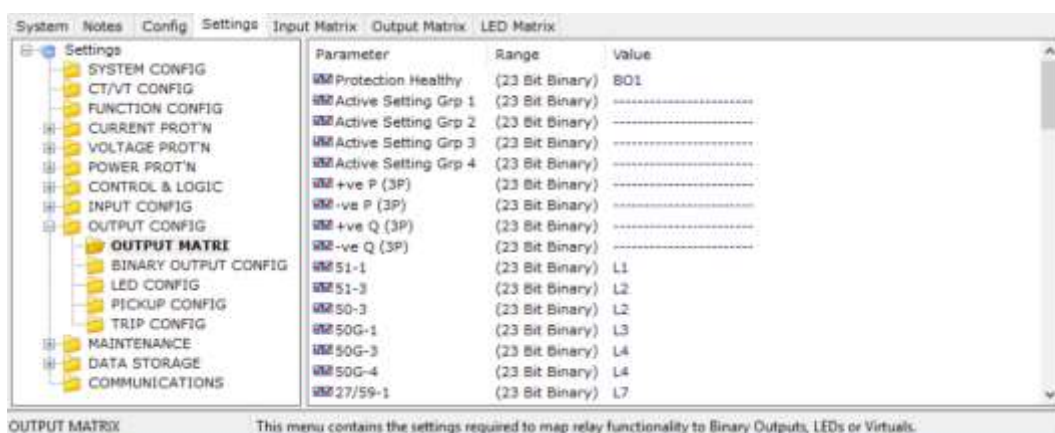


Figura 59: Visualização de “Output Config → Output Matrix” parte 01/04

Parametrização via aba “Settings”

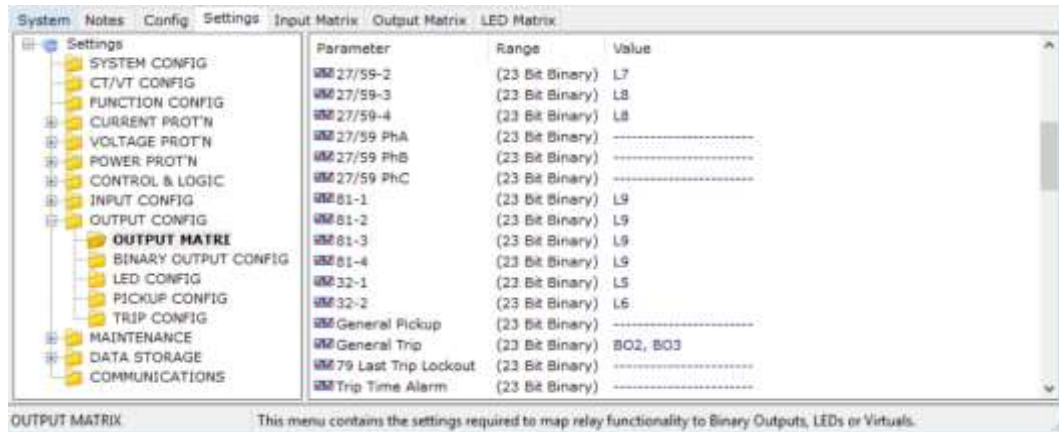


Figura 60: Visualização de “Output Config → Output Matrix” parte 02/04

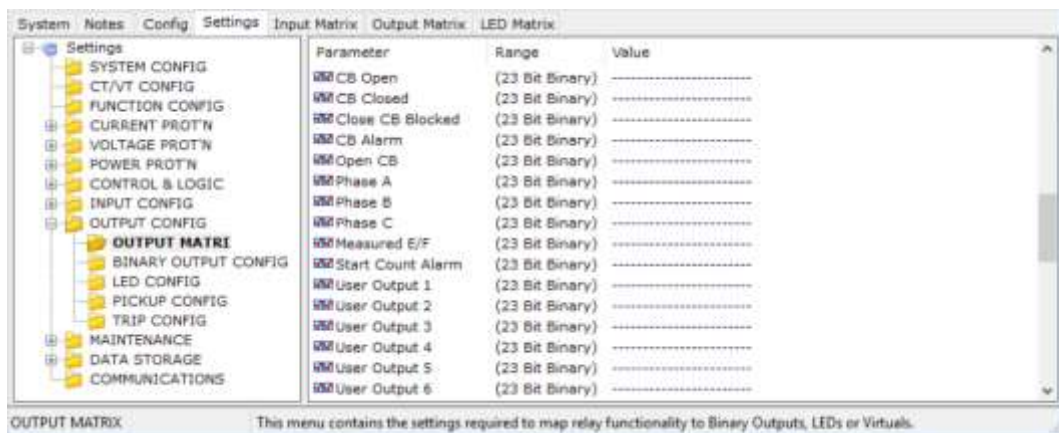


Figura 61: Visualização de “Output Config → Output Matrix” parte 03/04

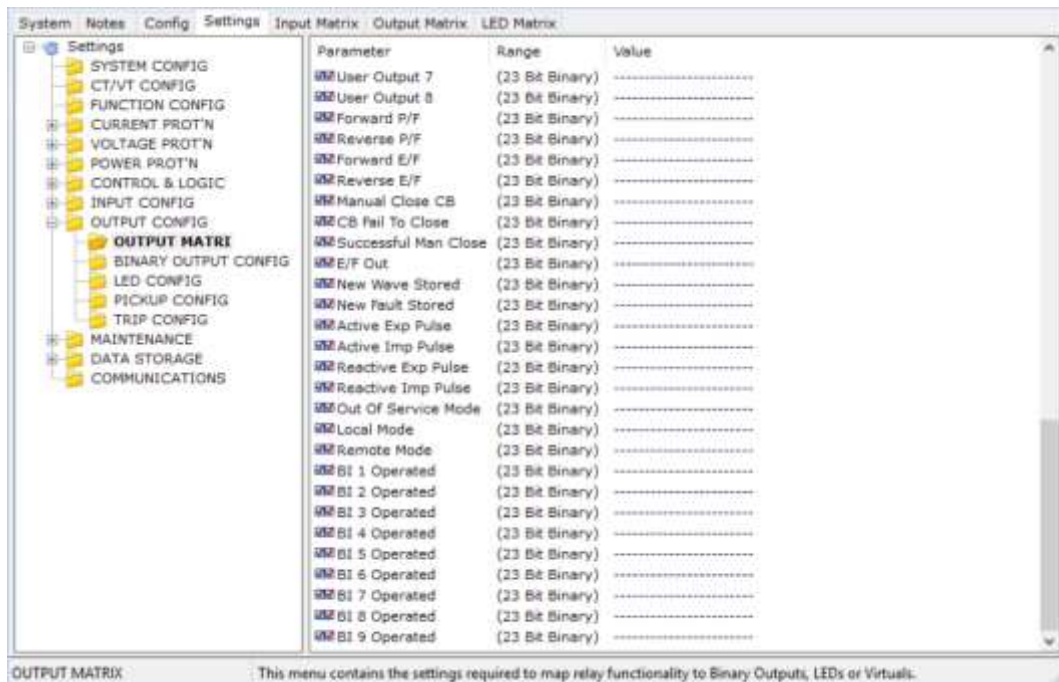


Figura 62: Visualização de “Output Config → Output Matrix” parte 04/04

5.9.2 “Output Config → Binary Output Config”

Parametrização via aba “Settings”

Dentro da estrutura “*Output Config* → *Binary Output Config*” são encontrados parâmetros específicos de configuração das saídas binárias (BOs).

Através dos parâmetros apresentados é possível configurar individualmente cada uma das saídas binárias (BOs) disponíveis da seguinte forma:

- *Hand Reset Outputs*: Neste modo de funcionamento a energização da saída binária (BO) é com selo, ou seja, ela permanecerá energizada até que ocorra o seu rearme manual (via tecla pelo painel frontal, via comando por protocolo de comunicação ou caso o relé de proteção seja desligado).
- *Pulsed Outputs*: Neste modo de funcionamento a energização da saída binária (BO) é pulsada, ou seja, ela permanecerá energizada durante um determinado tempo (pulso) mesmo que a variável interna que comanda a saída binária (BO) permaneça em nível lógico alto “1”.
- *Pickup Outputs*: Neste modo de funcionamento a energização da saída binária (BO) irá ocorrer pelo nível de partida (*pickup*) da variável interna que a comanda e não pelo disparo (*trip*).
- *Min Operate Time n* (onde “n” é o número da saída binária (BO)): Tempo mínimo de operação da saída binária (BO) ou, quando operando de forma pulsada, é o comprimento do pulso.

Importante reforçar que parte desta configuração pode ser realizada na aba “*Output Matrix*” do arquivo de parametrização, alterando apenas o formato de visualização da parametrização.

Para a sugestão de parametrização apresentada neste documento, está sendo considerado:

- Saída binária 1 (BO1), saída binária 2 (BO2) e saída binária 3 (BO3) acompanham o nível lógico das variáveis internas que as comandam (saída sem selo), não irá atuar pelo nível de partida (*pickup*) e energização com tempo mínimo de operação de 0,2 s.

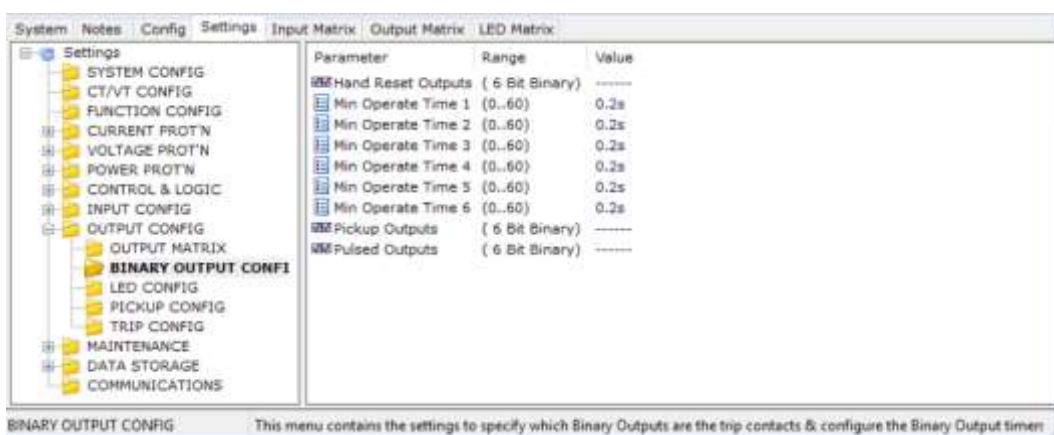


Figura 63: Visualização de “*Output Config* → *Binary Output Config*”

5.9.3 “*Output Config* → *LED Config*”

Dentro da estrutura “*Output Config* → *LED Config*” são encontrados parâmetros específicos de configuração dos LEDs (Ls).

Parametrização via aba “Settings”

Através dos parâmetros apresentados é possível configurar individualmente cada um dos LEDs (Ls) disponíveis da seguinte forma:

- Modo de funcionamento: É possível selecionar se o LED (L) irá ser energizado com selo (*PU Self Reset LEDs*) ou sem selo (*Self Reset LEDs*). Especificamente para a opção com selo, O LED (L) permanecerá energizado até que ocorra uma nova falta no sistema ou caso ocorra o seu rearme manual (via tecla pelo painel frontal, via comando por protocolo de comunicação ou caso o relé de proteção seja desligado).
- Cor de atuação: É possível selecionar se, ao ser energizado pela atuação das variáveis internas que o comandam, o LED (L) irá acender na cor verde (*Green LEDs*), na cor vermelha (*Red LEDs*) ou na cor amarela (*Green LEDs e Red LEDs*).
- Cor de atuação por partida: É possível selecionar se, ao ser energizado pela atuação da partida (*pickup*) das variáveis internas que o comandam, o LED (L) irá acender na cor verde (*PU Green LEDs*), na cor vermelha (*PU Red LEDs*) ou na cor amarela (*PU Green LEDs e PU Red LEDs*).

Importante reforçar que esta mesma configuração pode ser realizada na aba “LED Matrix” do arquivo de parametrização, alterando apenas o formato de visualização da parametrização.

Para a sugestão de parametrização apresentada neste documento, está sendo considerado:

- Todos os LEDs (*L1, L2, L3, L4, L5, L6, L7, L8 e L9*) são energizados com selo, não irão acender pelo nível de partida (*pickup*) e irão acender na cor vermelha pelo nível de disparo (*trip*).

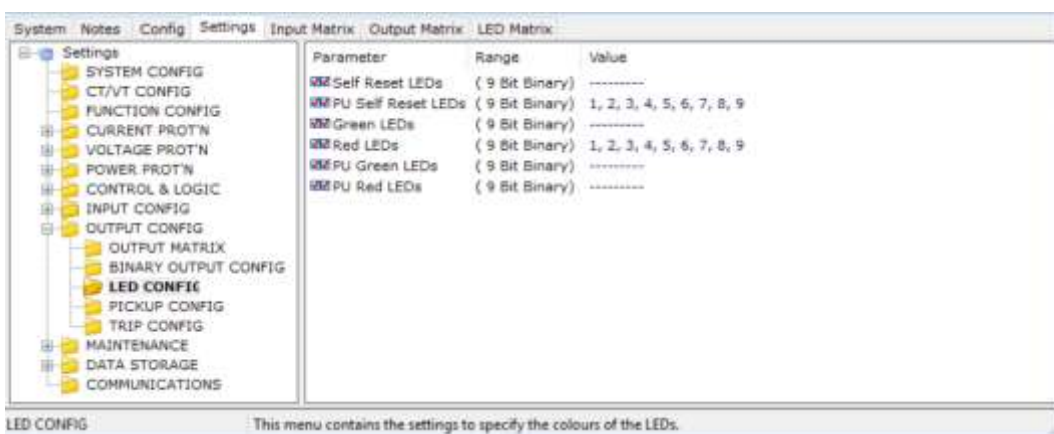


Figura 64: Visualização de “Output Config → LED Config”

5.9.4 “Output Config → Pickup Config”

Dentro da estrutura “Output Config → Pickup Config” são encontrados parâmetros específicos de configuração da variável “partida geral” (*general pickup*).

Parametrização via aba “Settings”

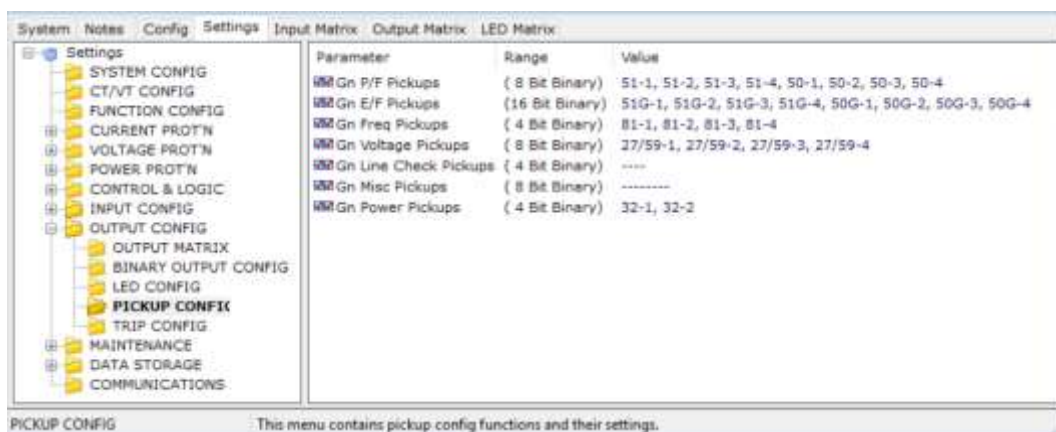


Figura 65: Visualização de “Output Config → Pickup Config”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
Gn P/F Pickups	Seleciona quais estágios terão a sua condição de partida atuada direcionado para a partida geral atuada.	51-1, 51-2, 51-3, 51-4, 50-1, 50-2, 50-3, 50-4	51-1, 51-2, 51-3, 51-4, 50-1, 50-2, 50-3, 50-4
Gn E/F Pickups	Seleciona quais estágios terão a sua condição de partida atuada direcionado para a partida geral atuada.	51N-1, 51N-2, 51N-3, 51N-4, 50N-1, 50N-2, 50N-3, 50N-4, 51G-1, 51G-2, 51G-3, 51G-4, 50G-1, 50G-2, 50G-3, 50G-4	51G-1, 51G-2, 51G-3, 51G-4, 50G-1, 50G-2, 50G-3, 50G-4
Gn Freq Pickups	Seleciona quais estágios terão a sua condição de partida atuada direcionado para a partida geral atuada.	81-1, 81-2, 81-3, 81-4	81-1, 81-2, 81-3, 81-4
Gn Voltage Pickups	Seleciona quais estágios terão a sua condição de partida atuada direcionado para a partida geral atuada.	27/59-1, 27/59-2, 27/59-3, 27/59-4, 47-1, 47-2, 59NIT, 59NDT	27/59-1, 27/59-2, 27/59-3, 27/59-4,
Gn Line Check Pickups	Seleciona quais estágios terão a sua condição de partida atuada direcionado para a partida geral atuada.	50-1LC, 50-2LC, 50G-1LC, 50G-2LC	-
Gn Misc Pickups	Seleciona quais estágios terão a sua condição de partida atuada direcionado para a partida geral atuada.	46IT, 46DT, 37-1, 37-2, 37G-1, 37G-2, 64H, 81I_THD	-
Gn Power Pickups	Seleciona quais estágios terão a sua condição de partida atuada direcionado para a partida geral atuada.	32-1, 32-2, 55-1, 55-2	32-1, 32-2

Tabela 40: Parâmetros de “Output Config → Pickup Config”

5.9.5 “Output Config → Trip Config”

Dentro da estrutura “Output Config → Trip Config” são encontrados parâmetros específicos de configuração da variável “disparo geral” (*general trip*).

Parametrização via aba “Settings”

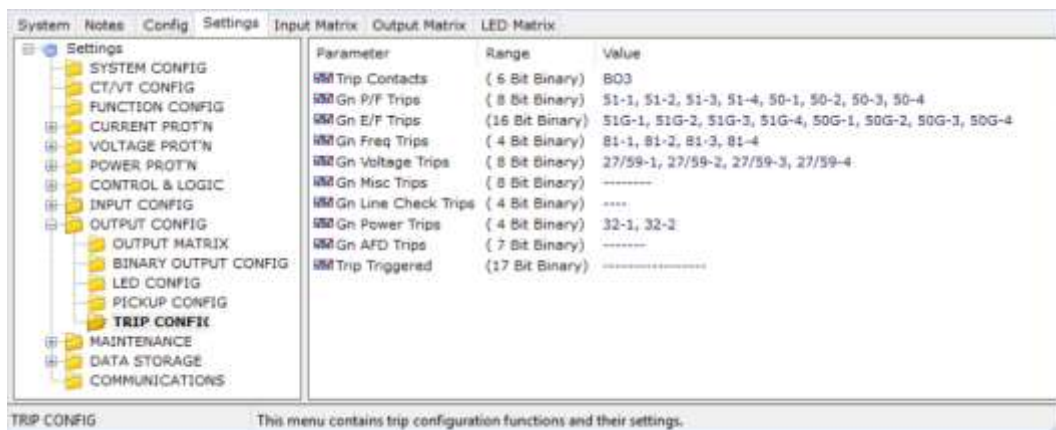


Figura 66: Visualização de “Output Config → Trip Config”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Trip Contacts</i>	Informa para o relé de proteção qual é a saída binária (BO) configurada no projeto como saída de disparo (trip) para o disjuntor. Quando as saídas binárias (BOs) aqui configuradas são energizadas, o relé de proteção parte a gravação do registro de faltas e oscilografia, parte a função de Falha de Disjuntor (quando habilitada), entre outros.	BO1, BO2, BO3, BO4, BO5, BO6	BO3
<i>Gn P/F Pickups</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado direcionado para o disparo geral atuado.	51-1, 51-2, 51-3, 51-4, 50-1, 50-2, 50-3, 50-4	51-1, 51-2, 51-3, 51-4, 50-1, 50-2, 50-3, 50-4
<i>Gn E/F Pickups</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado direcionado para o disparo geral atuado.	51N-1, 51N-2, 51N-3, 51N-4, 50N-1, 50N-2, 50N-3, 50N-4, 51G-1, 51G-2, 51G-3, 51G-4, 50G-1, 50G-2, 50G-3, 50G-4	51G-1, 51G-2, 51G-3, 51G-4, 50G-1, 50G-2, 50G-3, 50G-4
<i>Gn Freq Pickups</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado direcionado para o disparo geral atuado.	81-1, 81-2, 81-3, 81-4	81-1, 81-2, 81-3, 81-4
<i>Gn Voltage Pickups</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado direcionado para o disparo geral atuado.	27/59-1, 27/59-2, 27/59-3, 27/59-4, 47-1, 47-2, 59NIT, 59NDT	27/59-1, 27/59-2, 27/59-3, 27/59-4
<i>Gn Line Check Pickups</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado direcionado para o disparo geral atuado.	50-1LC, 50-2LC, 50G-1LC, 50G-2LC	-
<i>Gn Misc Pickups</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado direcionado para o disparo geral atuado.	46IT, 46DT, 37-1, 37-2, 37G-1, 37G-2, 64H, 81I, THD	-
<i>Gn Power Pickups</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado direcionado para o disparo geral atuado.	32-1, 32-2, 55-1, 55-2	32-1, 32-2
<i>Gn P/F Pickups</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado direcionado para o disparo geral atuado.	51-1, 51-2, 51-3, 51-4, 50-1, 50-2, 50-3, 50-4	51-1, 51-2, 51-3, 51-4, 50-1, 50-2, 50-3, 50-4
<i>Trip Triggered</i>	A indicação de disparo (trip) geral atuado pode ser direcionada para comandar qualquer um dos LEDs (Ls) ou entradas virtuais (V).	L1, L2, L3, L4, L5, L6, L7, L8, L9, V1, V2, V3, V4, V5, V6, V7, V8	-

Tabela 41: Parâmetros de “Output Config → Trip Config”

5.10 “Maintenance”

Dentro da estrutura “Maintenance” são agrupadas todas as configurações de manutenção do relé de proteção.

Parametrização via aba “Settings”

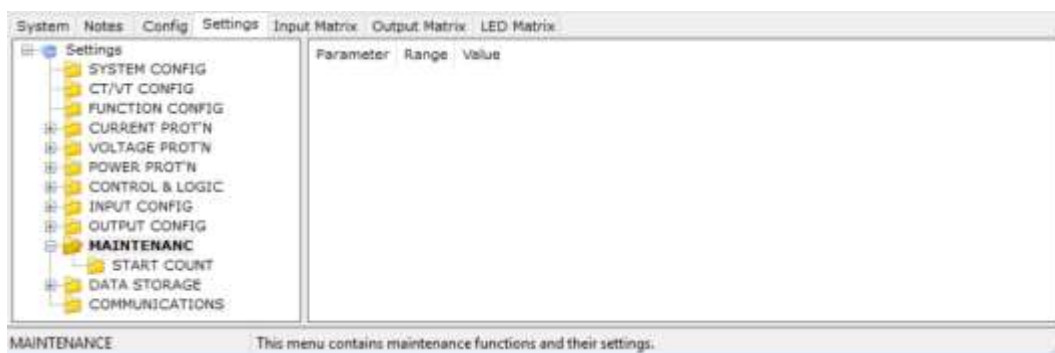


Figura 67: Visualização de “Maintenance”

5.10.1 “Maintenance → Start Count”

Dentro da estrutura “Maintenance → Start Count” são encontrados parâmetros específicos de configuração da função de monitoramento de reinício do relé de proteção.

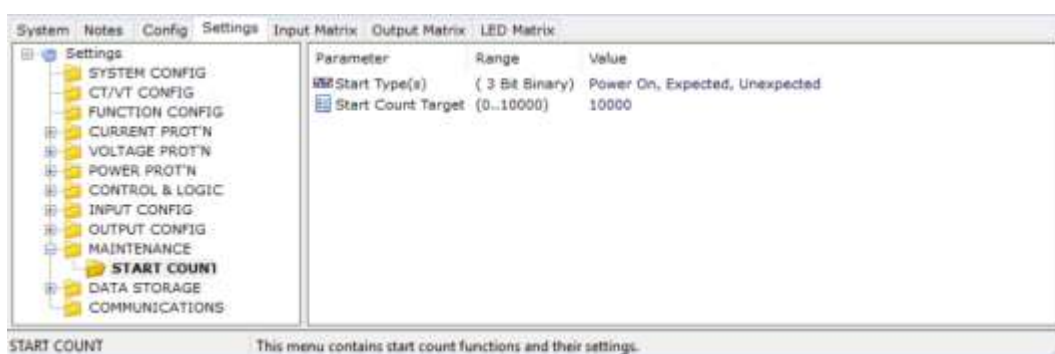


Figura 68: Visualização de “Maintenance → Start Count”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Start Type(s)</i>	Seleciona o tipo de reinício do relé de proteção que irá incrementar o contador de reinício do relé de proteção.	<i>Power On Expected Unexpected</i>	<i>Power On Expected Unexpected</i>
<i>Start Count Target</i>	Seleciona a quantidade de vezes que o relé de proteção precisa reiniciar para ativar o alarme de contador de reinício do relé de proteção excedido.	0 a 10000	10000

Tabela 42: Parâmetros de “Maintenance → Start Count”

5.11 “Data Storage”

Dentro da estrutura “Data Storage” são agrupadas todas as funções de armazenamento de dados na memória interna do relé de proteção, também chamadas de dados de processo.

O relé de proteção armazena três tipos de dados: registro de eventos, registro de faltas e oscilografias. Todos estes dados são armazenados em uma memória não-volátil (não sendo perdidos no caso de perda de alimentação auxiliar do relé de proteção) com gravação do tipo *first in – first out*, ou seja, gravação cíclica sobrescrevendo os registros mais antigos quando a memória chega em sua capacidade máxima (nunca perde as gravações mais recentes).

Parametrização via aba “Settings”



Figura 69: Visualização de “Data Storage”

5.11.1 “Data Storage → Demand/Data Log”

Dentro da estrutura “Data Storage → Demand/Data Log” são encontrados parâmetros específicos de configuração da função de cálculo de demanda.

O relé de proteção pode calcular e armazenar as estatísticas de demanda relacionadas aos valores máximo, mínimo e médio das correntes, tensões e potências.

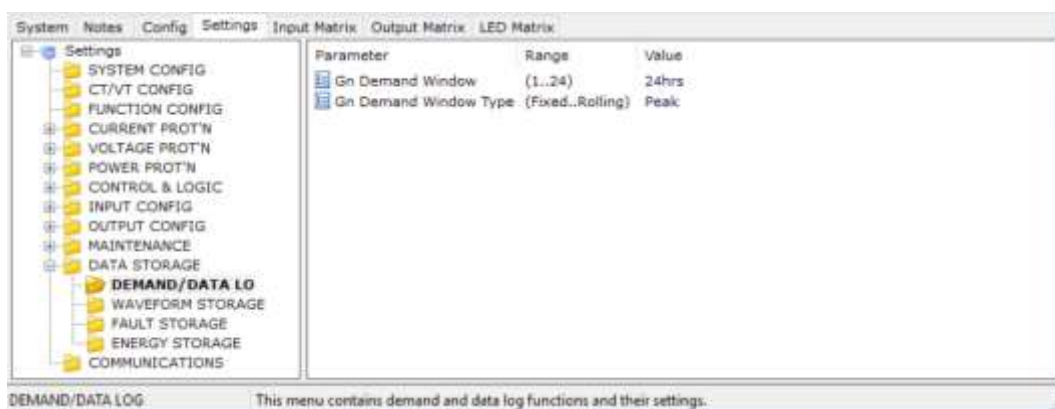


Figura 70: Visualização de “Data Storage → Demand/Data Log”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn Demand Window</i>	Janela de tempo no qual são calculados os valores mínimos, máximos e médios das grandezas elétricas.	1 a 24 (hrs)	24hrs
<i>Gn Demand Window Type</i>	Método utilizado para cálculo dos valores de demanda. O método <i>Fixed</i> calcula os valores de demanda (máximo, mínimo e médio) sobre uma janela de tempo fixa. O método <i>Peak</i> registra apenas os valores máximos e mínimos, sem cálculo de valor médio. O método <i>Rolling</i> calcula os valores de demanda (máximo, mínimo e médio) sobre uma janela de tempo com duração variável.	<i>Fixed</i> <i>Peak</i> <i>Rolling</i>	<i>Peak</i>

Tabela 43: Parâmetros de “Data Storage → Demand/Data Log”

5.11.2 “Data Storage → Waveform Storage”

Parametrização via aba “Settings”

Dentro da estrutura “Data Storage → Waveform Storage” são encontrados parâmetros específicos de configuração da função de oscilografia.

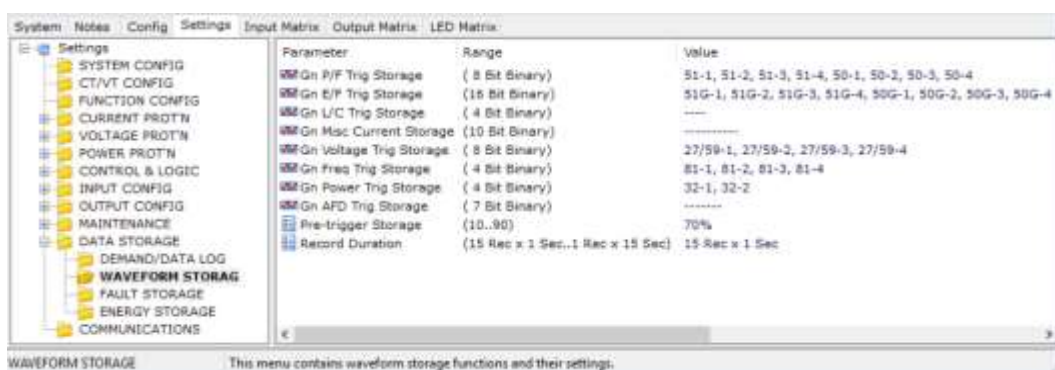


Figura 71: Visualização de “Data Storage → Waveform Storage”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn P/F Trig Storage</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado partindo a gravação de oscilografia.	51-1, 51-2, 51-3, 51-4, 50-1, 50-2, 50-3, 50-4	51-1, 51-2, 51-3, 51-4, 50-1, 50-2, 50-3, 50-4
<i>Gn E/F Trig Storage</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado partindo a gravação de oscilografia.	51N-1, 51N-2, 51N-3, 51N-4, 50N-1, 50N-2, 50N-3, 50N-4, 51G-1, 51G-2, 51G-3, 51G-4, 50G-1, 50G-2, 50G-3, 50G-4	51G-1, 51G-2, 51G-3, 51G-4, 50G-1, 50G-2, 50G-3, 50G-4
<i>Gn L/C Trig Storage</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado partindo a gravação de oscilografia.	50-1LC, 50-2LC, 50G-1LC, 50G-2LC	-
<i>Gn Misc Current Storage</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado partindo a gravação de oscilografia.	46IT, 46DT, 37-1, 37-2, 37G-1, 37G-2, 49 Trip, 49 Alarm, 64H, 81I_THD	-
<i>Gn Voltage Trig Storage</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado partindo a gravação de oscilografia.	27/59-1, 27/59-2, 27/59-3, 27/59-4, 47-1, 47-2, 59NIT, 59NDT	27/59-1, 27/59-2, 27/59-3, 27/59-4
<i>Gn Freq Trig Storage</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado partindo a gravação de oscilografia.	81-1, 81-2, 81-3, 81-4	81-1, 81-2, 81-3, 81-4
<i>Gn Power Trig Storage</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado partindo a gravação de oscilografia.	32-1, 32-2, 55-1, 55-2	32-1, 32-2
<i>Gn AFD Trig Storage</i>	Seleciona quais estágios terão a sua condição de disparo atuado partindo a gravação de oscilografia.	50AFD, AFD-1, AFD-2, AFD-3, AFD-4, AFD-5, AFD-6	-
<i>Pre-trigger Storage</i>	Seleciona a porcentagem da duração da oscilografia que irá registrar leituras antes de sua partida (janela de pré-falta).	10 a 90 (%)	70%
<i>Record Duration</i>	Seleciona a quantidade de oscilografias e respectiva duração de cada uma.	15 Rec x 1 Sec 7 Rec x 2 Sec 3 Rec x 5 Sec 1 Rec x 15 Sec	15 Rec x 1 Sec

Tabela 44: Parâmetros de “Data Storage → Waveform Storage”

5.11.3 “Data Storage → Fault Storage”

Dentro da estrutura “Data Storage → Fault Storage” são encontrados parâmetros específicos de configuração da função de registro de faltas.

Parametrização via aba “Settings”



Figura 72: Visualização de “Data Storage → Fault Storage”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn Max Fault Rec Time</i>	Tempo máximo em que faltas serão armazenadas e classificadas como uma mesma falta, no mesmo registro de faltas.	0 a 60000 (ms)	1000ms

Tabela 45: Parâmetros de “Data Storage → Fault Storage”

5.11.4 “Data Storage → Energy Storage”

Dentro da estrutura “Data Storage → Energy Storage” são encontrados parâmetros específicos de configuração da função de cálculo de energia.

A medição de potência é continuamente integrada (em uma janela de um segundo) para calcular a energia nos quatro quadrantes:

- Energia Ativa Exportada (W).
- Energia Ativa Importada (W).
- Energia Reativa Exportada (VAr).
- Energia Reativa Importada (VAr).

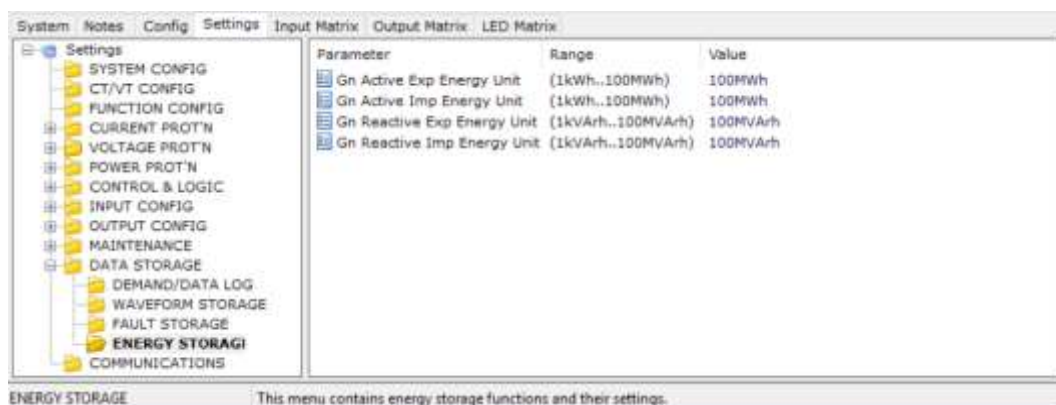


Figura 73: Visualização de “Data Storage → Energy Storage”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>Gn Active Exp Energy Unit</i>	Resolução para envio do valor de energia armazenado para instrumentos externos.	1kWh, 10kWh, 100kWh, 1MWh, 10MWh, 100MWh	100MWh

Parametrização via aba “Settings”

<i>Gn Active Imp Energy Unit</i>	Resolução para envio do valor de energia armazenado para instrumentos externos.	1kWh, 10kWh, 100kWh, 1MWh, 10MWh, 100MWh	100MWh
<i>Gn Reactive Exp Energy Unit</i>	Resolução para envio do valor de energia armazenado para instrumentos externos.	1kVArh, 10kVArh, 100kVArh, 1MVArh, 10MVArh, 100MVArh	100MVArh
<i>Gn Reactive Imp Energy Unit</i>	Resolução para envio do valor de energia armazenado para instrumentos externos.	1kVArh, 10kVArh, 100kVArh, 1MVArh, 10MVArh, 100MVArh	100MVArh

Tabela 46: Parâmetros de “Data Storage → Energy Storage”

5.12 “Communications”

Dentro da estrutura “Communications” são agrupadas todas as configurações da porta de comunicação traseira RS-485 (COM1) do relé de proteção.

Caso seja habilitado algum protocolo de comunicação na porta de comunicação traseira RS-485 (COM1) do relé de proteção, nesta mesma estrutura serão apresentados parâmetros adicionais relacionados ao protocolo de comunicação habilitado.

Em caso de necessidade de configuração do mapa do protocolo de comunicação, esta configuração é realizada através do software “Communications Editor”, que faz parte do pacote de software “Reydisp Evolution 32”.

Também é possível realizar a mesma parametrização relacionada à porta frontal USB (COM2) todavia somente através de navegação pelo *display* do relé de proteção.

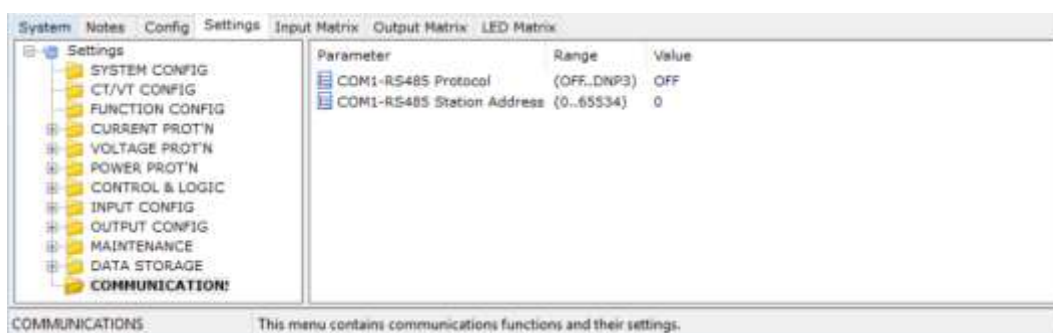


Figura 74: Visualização de “Communications”

Parâmetro	Descrição	Faixa de ajuste	Ajuste
<i>COM1-RS485 Protocol</i>	Seleciona o protocolo habilitado na porta de comunicação traseira do relé de proteção (COM1-RS485).	OFF IEC60870-5-103 MODBUS-RTU DNP3	OFF
<i>COM1-RS485 Station Address</i>	Endereço da porta de comunicação traseira do relé de proteção (COM1-RS485).	0 A 65534	0

Tabela 47: Parâmetros de “Communications”

5.13 Resumo da parametrização via aba “Settings”

Parametrização via aba “Settings”

É apresentado a seguir o resumo da parametrização do relé de proteção Reyrolle 7SR1004 apresentado neste documento.

Neste resumo, os parâmetros com texto na cor preta estão ajustados seguindo o padrão CEMIG-D, os parâmetros com texto na cor vermelha deverão ser ajustados conforme Ordem de Ajustes do projeto e os parâmetros na cor azul deverão ser ajustados conforme projeto elétrico do projeto

SYSTEM CONFIG

System Frequency	(50..60)	60Hz
Setting Dependencies	(Disabled..Enabled)	Enabled
Favourite Meters Timer	(Off..60)	2min
Backlight timer	(Off..60)	5min
Curr Set Display	(xNom..Secondary)	Primary
E/F Curr Set Display	(xNom..Secondary)	Primary
Export Power/Lag Var	(+ve/+ve..-ve/-ve)	+ve/+ve
Select Grp Mode	(Edge triggered..Level triggered)	Level triggered
Clock Sync. From BI	(Disabled..Minutes)	Disabled
Operating Mode	(Out Of Service..Local Or Remote)	Local Or Remote
Disk Activity Symbol	(Disabled..Enabled)	Enabled
Unexpected Restart Blocking	(Disabled..Enabled)	Disabled
Setting Password	(Password)	NONE
Control Password	(Password)	NONE
Trip Alert	(Disabled..Enabled)	Disabled
General Alarm Alert	(Disabled..Enabled)	Disabled
Relay Identifier	(16 Character String)	7SR10.....
Circuit Identifier	(16 Character String)

CT/VT CONFIG

Phase Nom Voltage	(40..160)	66.4V
Phase Voltage Trim Magnitude	(0..20)	0V
Phase Voltage Trim Angle	(-45..45)	0deg
Phase Voltage Config	(Van,Vbn,Vcn..Va,Vb,Vc)	Van,Vbn,Vcn
Phase VT Ratio Prim	(6 Character String)	13800
Phase VT Ratio Sec	(40..160)	115
Phase Current Input	(1..5)	5A
Phase CT Ratio Prim	(6 Character String)	100
Phase CT Ratio Sec	(0.2..7)	5
Earth Current Input	(1..5)	5A
Earth CT Ratio Prim	(6 Character String)	100
Earth CT Ratio Sec	(0.2..7)	5
Phase Rotation	(A,B,C..A,C,B)	A,B,C

FUNCTION CONFIG

Gn Phase Overcurrent	(Enabled..Disabled)	Enabled
Gn Voltage Cont O/C	(Enabled..Disabled)	Enabled
Gn Cold Load	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn Derived E/F	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn Measured E/F	(Enabled..Disabled)	Enabled
Gn Restricted E/F	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn NPS Overcurrent	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn Under Current	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn Thermal	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn Line Check	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn Phase U/O Voltage	(Enabled..Disabled)	Enabled
Gn NPS Overvoltage	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn Neutral Overvoltage	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn U/O Frequency	(Enabled..Disabled)	Enabled
Gn Power	(Enabled..Disabled)	Enabled
Gn Power Factor	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn CB Fail	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn VT Supervision	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn CT Supervision	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn Broken Conductor	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn Trip Cct Supervision	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn Close Cct Supervis'n	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn Inrush Detector	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn THD Supervision	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn CB Counters	(Enabled..Disabled)	Disabled
Gn I^2t CB Wear	(Enabled..Disabled)	Disabled

Parametrização via aba "Settings"

Gn Arc Flash Detector _____ (Enabled..Disabled) _____ Disabled

CURRENT PROT'N

PHASE OVERCURRENT

Gn 67 Char Angle _____ (-95..95) _____ 45deg
 Gn 67 Minimum Voltage _____ (1..20) _____ 10V
 Gn 67 2-out-of-3 Logic _____ (Enabled..Disabled) _____ Disabled
 Gn 50 Measurement _____ (RMS..Fundamental) _____ Fundamental
 Gn 51 Measurement _____ (RMS..Fundamental) _____ Fundamental

51-1

Gn 51-1 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled
 Gn 51-1 Dir. Control _____ (Non-Dir..Reverse) _____ Forward
 Gn 51-1 Setting _____ (0.05..4) _____ 0.48xIn
 Gn 51-1 Char _____ (DTL..ANSI-EI) _____ IEC-EI
 Gn 51-1 Time Mult _____ (IEC/ANSI) (0.01..100) _____ 0.2
 Gn 51-1 Min Oper Time _____ (0..20) _____ 0s
 Gn 51-1 Follower DTL _____ (0..20) _____ 0s
 Gn 51-1 Reset _____ ((IEC/ANSI) Decay..60) _____ 0s

51-2

Gn 51-2 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Disabled

51-3

Gn 51-3 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled
 Gn 51-3 Dir. Control _____ (Non-Dir..Reverse) _____ Reverse
 Gn 51-3 Setting _____ (0.05..4) _____ 0.05xIn
 Gn 51-3 Char _____ (DTL..ANSI-EI) _____ IEC-EI
 Gn 51-3 Time Mult _____ (IEC/ANSI) (0.01..100) _____ 6
 Gn 51-3 Min Oper Time _____ (0..20) _____ 0s
 Gn 51-3 Follower DTL _____ (0..20) _____ 0s
 Gn 51-3 Reset _____ ((IEC/ANSI) Decaying..60) _____ 0s

51-4

Gn 51-4 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Disabled

50-1

Gn 50-1 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Disabled

50-2

Gn 50-2 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Disabled

50-3

Gn 50-3 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled
 Gn 50-3 Dir. Control _____ (Non-Dir..Reverse) _____ Reverse
 Gn 50-3 Setting _____ (0.05..50) _____ 3.55xIn
 Gn 50-3 Delay _____ (0..14400) _____ 0s

50-4

Gn 50-4 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Disabled

VOLTAGE CONT O/C

Gn 51V Element (Ph-Ph) _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled
 Gn 51V Setting _____ (5..200) _____ 103.5V
 Gn 51V VTS Action _____ (Off..Inhibit) _____ Off
 Gn 51-1 Multiplier _____ (0.25..1) _____ 0.75
 Gn 51-3 Multiplier _____ (0.25..1) _____ 0.75

MEASURED E/F

Gn 67G Char Angle _____ (-95..95) _____ -15deg
 Gn 67G Minimum Voltage _____ (0.33..3) _____ 0.5V
 Gn 50G Measurement _____ (RMS..Fundamental) _____ Fundamental
 Gn 51G Measurement _____ (RMS..Fundamental) _____ Fundamental

51G-1

Gn 51G-1 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Disabled

51G-2

Gn 51G-2 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Disabled

51G-3

Gn 51G-3 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Disabled

51G-4

Gn 51G-4 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Disabled

50G-1

Gn 50G-1 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled
 Gn 50G-1 Dir. Control _____ (Non-Dir..Reverse) _____ Forward
 Gn 50G-1 Setting _____ (0.05..50) _____ 0.15xIn
 Gn 50G-1 Delay _____ (0..14400) _____ 5s

50G-2

Gn 50G-2 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Disabled

50G-3

Gn 50G-3 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled
 Gn 50G-3 Dir. Control _____ (Non-Dir..Reverse) _____ Reverse
 Gn 50G-3 Setting _____ (0.05..50) _____ 0.05xIn

Parametrização via aba "Settings"

Gn 50G-3 Delay _____ (0..14400) _____ 1s

50G-4

Gn 50G-4 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled

Gn 50G-4 Dir. Control _____ (Non-Dir..Reverse) _____ Reverse

Gn 50G-4 Setting _____ (0.05..50) _____ 1.18xIn

Gn 50G-4 Delay _____ (0..14400) _____ 0s

VOLTAGE PROT'N

PHASE U/O VOLTAGE

Gn Voltage Input Mode _____ (Ph-N..Ph-Ph) _____ Ph-N

Gn 27/59 U/V Guard Setting _____ (1..200) _____ 10V

27/59-1

Gn 27/59-1 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled

Gn 27/59-1 Operation _____ (Under..Over) _____ Under

Gn 27/59-1 Setting _____ (5..200) _____ 53V

Gn 27/59-1 Hysteresis _____ (0..80) _____ 1%

Gn 27/59-1 Delay _____ (0..14400) _____ 5s

Gn 27/59-1 U/V Guarded _____ (No..Yes) _____ No

Gn 27/59-1 VTS Inhibit _____ (No..Yes) _____ No

Gn 27/59-1 O/P Phases _____ (Any..All) _____ Any

27/59-2

Gn 27/59-2 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled

Gn 27/59-2 Operation _____ (Under..Over) _____ Under

Gn 27/59-2 Setting _____ (5..200) _____ 46.5V

Gn 27/59-2 Hysteresis _____ (0..80) _____ 1%

Gn 27/59-2 Delay _____ (0..14400) _____ 1.5s

Gn 27/59-2 U/V Guarded _____ (No..Yes) _____ No

Gn 27/59-2 VTS Inhibit _____ (No..Yes) _____ No

Gn 27/59-2 O/P Phases _____ (Any..All) _____ Any

27/59-3

Gn 27/59-3 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled

Gn 27/59-3 Operation _____ (Under..Over) _____ Over

Gn 27/59-3 Setting _____ (5..200) _____ 73V

Gn 27/59-3 Hysteresis _____ (0..80) _____ 1%

Gn 27/59-3 Delay _____ (0..14400) _____ 5s

Gn 27/59-3 U/V Guarded _____ (No..Yes) _____ No

Gn 27/59-3 VTS Inhibit _____ (No..Yes) _____ No

Gn 27/59-3 O/P Phases _____ (Any..All) _____ Any

27/59-4

Gn 27/59-4 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled

Gn 27/59-4 Operation _____ (Under..Over) _____ Over

Gn 27/59-4 Setting _____ (5..200) _____ 79.5V

Gn 27/59-4 Hysteresis _____ (0..80) _____ 1%

Gn 27/59-4 Delay _____ (0..14400) _____ 0.5s

Gn 27/59-4 U/V Guarded _____ (No..Yes) _____ No

Gn 27/59-4 VTS Inhibit _____ (No..Yes) _____ No

Gn 27/59-4 O/P Phases _____ (Any..All) _____ Any

U/O FREQUENCY

Gn Frequency Input Mode _____ (Ph-Ph..Ph-N) _____ Ph-Ph

Gn 81 U/V Guard Setting _____ (35..200) _____ 35V

81-1

Gn 81-1 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled

Gn 81-1 Operation _____ (Under..Over) _____ Under

Gn 81-1 Setting _____ (43..68) _____ 59Hz

Gn 81-1 Hysteresis _____ (0..2) _____ 0.1%

Gn 81-1 Delay _____ (0..14400) _____ 2s

Gn 81-1 U/V Guarded _____ (No..Yes) _____ Yes

81-2

Gn 81-2 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled

Gn 81-2 Operation _____ (Under..Over) _____ Under

Gn 81-2 Setting _____ (43..68) _____ 58.5Hz

Gn 81-2 Hysteresis _____ (0..2) _____ 0.1%

Gn 81-2 Delay _____ (0..14400) _____ 0.2s

Gn 81-2 U/V Guarded _____ (No..Yes) _____ Yes

81-3

Gn 81-3 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled

Gn 81-3 Operation _____ (Under..Over) _____ Over

Gn 81-3 Setting _____ (43..68) _____ 60.5Hz

Gn 81-3 Hysteresis _____ (0..2) _____ 0.1%

Gn 81-3 Delay _____ (0..14400) _____ 2s

Gn 81-3 U/V Guarded _____ (No..Yes) _____ Yes

81-4

Parametrização via aba “Settings”

Gn 81-4 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled
 Gn 81-4 Operation _____ (Under..Over) _____ Over
 Gn 81-4 Setting _____ (43..68) _____ 61Hz
 Gn 81-4 Hysteresis _____ (0..2) _____ 0.1%
 Gn 81-4 Delay _____ (0..14400) _____ 0.2s
 Gn 81-4 U/V Guarded _____ (No..Yes) _____ Yes
 Gn 81-4 U/V Guarded _____ (No..Yes) _____ Yes

POWER PROT'N

32-1

Gn 32-1 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled
 Gn 32-1 Operation _____ (Under..Over) _____ Over
 Gn 32-1 1Ph/3Ph Power _____ (3Ph..1Ph) _____ 3Ph
 Gn 32-1 Power _____ (Real..Apparent) _____ Real
 Gn 32-1 Dir. Control _____ (Non-Dir..Reverse) _____ Forward
 Gn 32-1 Setting _____ (0.05..2) _____ 0.44xSn
 Gn 32-1 Delay _____ (0..14400) _____ 15s
 Gn 32-1 U/C Guard _____ (Disabled..Enabled) _____ Disabled

32-2

Gn 32-2 Element _____ (Disabled..Enabled) _____ Enabled
 Gn 32-2 Operation _____ (Under..Over) _____ Over
 Gn 32-2 1Ph/3Ph Power _____ (3Ph..1Ph) _____ 3Ph
 Gn 32-2 Power _____ (Real..Apparent) _____ Real
 Gn 32-2 Dir. Control _____ (Non-Dir..Reverse) _____ Reverse
 Gn 32-2 Setting _____ (0.05..2) _____ 0.05xSn
 Gn 32-2 Delay _____ (0..14400) _____ 15s
 Gn 32-2 U/C Guard _____ (Disabled..Enabled) _____ Disabled

CONTROL & LOGIC

MANUAL CB CONTROL

Gn Close CB Delay _____ (0..900) _____ 0s
 Gn Blocked Close Delay _____ (0..600) _____ 0s
 Gn Open CB Delay _____ (0..900) _____ 0s
 Gn CB Controls Latched _____ (Latch..Reset) _____ Latch

CIRCUIT BREAKER

Gn Close CB Pulse _____ (0..20) _____ 0.2s
 Gn Reclaim Timer _____ (0..600) _____ 5s
 Gn CB Control Trip Time _____ (Disabled..Enabled) _____ Disabled
 Gn Trip Time Alarm _____ (0..2) _____ 0.3s
 Gn Trip Time Adjust _____ (0..2) _____ 0.015s
 Gn CB Travel Alarm _____ (0.01..2) _____ 0.5s
 Gn Open CB Pulse _____ (0.1..2) _____ 0.2s
 Gn CB DBI Delay _____ (0..2) _____ 0s

QUICK LOGIC

Quick Logic _____ (Disabled..Enabled) _____ Disabled

INPUT CONFIG

INPUT MATRIX

Inhibit 51-1 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 51-3 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 50-3 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 50G-1 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 50G-3 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 50G-4 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 27/59-1 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 27/59-2 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 27/59-3 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 27/59-4 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 81-1 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 81-2 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 81-3 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 81-4 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 32-1 _____ (17 Bit Binary) _____
 Inhibit 32-2 _____ (17 Bit Binary) _____
 Trig Trip Contacts _____ (17 Bit Binary) _____
 Reset Trip Time _____ (17 Bit Binary) _____
 Reset Energy Meters _____ (17 Bit Binary) _____
 General Alarm 1 _____ (17 Bit Binary) _____
 General Alarm 2 _____ (17 Bit Binary) _____
 General Alarm 3 _____ (17 Bit Binary) _____
 General Alarm 4 _____ (17 Bit Binary) _____
 General Alarm 5 _____ (17 Bit Binary) _____
 General Alarm 6 _____ (17 Bit Binary) _____
 CB Open _____ (17 Bit Binary) _____

Parametrização via aba “Settings”

CB Closed	(17 Bit Binary)	BI1
Reset Demand	(17 Bit Binary)	-----
Reset Start Count	(17 Bit Binary)	-----
Close CB	(17 Bit Binary)	-----
Block Close CB	(17 Bit Binary)	-----
Open CB	(17 Bit Binary)	-----
Line Check	(17 Bit Binary)	-----
E/F Out	(17 Bit Binary)	-----
E/F In	(17 Bit Binary)	-----
Trigger Wave Rec	(17 Bit Binary)	-----
Trigger Fault Rec	(17 Bit Binary)	-----
Select Group 1	(17 Bit Binary)	-----
Select Group 2	(17 Bit Binary)	-----
Select Group 3	(17 Bit Binary)	-----
Select Group 4	(17 Bit Binary)	-----
Out Of Service Mode	(17 Bit Binary)	-----
Local Mode	(17 Bit Binary)	-----
Remote Mode	(17 Bit Binary)	-----
Local Or Remote Mode	(17 Bit Binary)	-----
Clock Sync.	(17 Bit Binary)	-----
Reset LEDs & O/Ps	(17 Bit Binary)	-----
BINARY INPUT CONFIG		
Inverted Inputs	(9 Bit Binary)	-----
BI 1 Pickup Delay	(0..14400)	0.02s
BI 1 Dropoff Delay	(0..14400)	0s
BI 2 Pickup Delay	(0..14400)	0.02s
BI 2 Dropoff Delay	(0..14400)	0s
BI 3 Pickup Delay	(0..14400)	0.02s
BI 3 Dropoff Delay	(0..14400)	0s
BI 4 Pickup Delay	(0..14400)	0.02s
BI 4 Dropoff Delay	(0..14400)	0s
BI 5 Pickup Delay	(0..14400)	0.02s
BI 5 Dropoff Delay	(0..14400)	0s
BI 6 Pickup Delay	(0..14400)	0.02s
BI 6 Dropoff Delay	(0..14400)	0s
BI 7 Pickup Delay	(0..14400)	0.02s
BI 7 Dropoff Delay	(0..14400)	0s
BI 8 Pickup Delay	(0..14400)	0.02s
BI 8 Dropoff Delay	(0..14400)	0s
BI 9 Pickup Delay	(0..14400)	0.02s
BI 9 Dropoff Delay	(0..14400)	0s
Enabled In Local	(9 Bit Binary)	1
Enabled In Remote	(9 Bit Binary)	1
FUNCTION KEY CONFIG		
Function Key 2 Text	(20 Character String)	CLOSE-CB.....
Enabled In Remote	(2 Bit Binary)	Open CB, Close CB
GENERAL ALARMS		
General Alarm-1	(16 Character String)	ALARM-1.....
General Alarm-2	(16 Character String)	ALARM-2.....
General Alarm-3	(16 Character String)	ALARM-3.....
General Alarm-4	(16 Character String)	ALARM-4.....
General Alarm-5	(16 Character String)	ALARM-5.....
General Alarm-6	(16 Character String)	ALARM-6.....
OUTPUT CONFIG		
OUTPUT MATRIX		
Protection Healthy	(23 Bit Binary)	BO1
Active Setting Grp 1	(23 Bit Binary)	-----
Active Setting Grp 2	(23 Bit Binary)	-----
Active Setting Grp 3	(23 Bit Binary)	-----
Active Setting Grp 4	(23 Bit Binary)	-----
+ve P (3P)	(23 Bit Binary)	-----
-ve P (3P)	(23 Bit Binary)	-----
+ve Q (3P)	(23 Bit Binary)	-----
-ve Q (3P)	(23 Bit Binary)	-----
51-1	(23 Bit Binary)	L1
51-3	(23 Bit Binary)	L2
50-3	(23 Bit Binary)	L2
50G-1	(23 Bit Binary)	L3
50G-3	(23 Bit Binary)	L4
50G-4	(23 Bit Binary)	L4
27/59-1	(23 Bit Binary)	L7

Parametrização via aba “Settings”

27/59-2	(23 Bit Binary)	L7
27/59-3	(23 Bit Binary)	L8
27/59-4	(23 Bit Binary)	L8
27/59 PhA	(23 Bit Binary)	-----
27/59 PhB	(23 Bit Binary)	-----
27/59 PhC	(23 Bit Binary)	-----
81-1	(23 Bit Binary)	L9
81-2	(23 Bit Binary)	L9
81-3	(23 Bit Binary)	L9
81-4	(23 Bit Binary)	L9
32-1	(23 Bit Binary)	L5
32-2	(23 Bit Binary)	L6
General Pickup	(23 Bit Binary)	-----
General Trip	(23 Bit Binary)	BO2, BO3
79 Last Trip Lockout	(23 Bit Binary)	-----
Trip Time Alarm	(23 Bit Binary)	-----
CB Open	(23 Bit Binary)	-----
CB Closed	(23 Bit Binary)	-----
Close CB Blocked	(23 Bit Binary)	-----
CB Alarm	(23 Bit Binary)	-----
Open CB	(23 Bit Binary)	-----
Phase A	(23 Bit Binary)	-----
Phase B	(23 Bit Binary)	-----
Phase C	(23 Bit Binary)	-----
Measured E/F	(23 Bit Binary)	-----
Start Count Alarm	(23 Bit Binary)	-----
User Output 1	(23 Bit Binary)	-----
User Output 2	(23 Bit Binary)	-----
User Output 3	(23 Bit Binary)	-----
User Output 4	(23 Bit Binary)	-----
User Output 5	(23 Bit Binary)	-----
User Output 6	(23 Bit Binary)	-----
User Output 7	(23 Bit Binary)	-----
User Output 8	(23 Bit Binary)	-----
Forward P/F	(23 Bit Binary)	-----
Reverse P/F	(23 Bit Binary)	-----
Forward E/F	(23 Bit Binary)	-----
Reverse E/F	(23 Bit Binary)	-----
Manual Close CB	(23 Bit Binary)	-----
CB Fail To Close	(23 Bit Binary)	-----
Successful Man Close	(23 Bit Binary)	-----
E/F Out	(23 Bit Binary)	-----
New Wave Stored	(23 Bit Binary)	-----
New Fault Stored	(23 Bit Binary)	-----
Active Exp Pulse	(23 Bit Binary)	-----
Active Imp Pulse	(23 Bit Binary)	-----
Reactive Exp Pulse	(23 Bit Binary)	-----
Reactive Imp Pulse	(23 Bit Binary)	-----
Out Of Service Mode	(23 Bit Binary)	-----
Local Mode	(23 Bit Binary)	-----
Remote Mode	(23 Bit Binary)	-----
BI 1 Operated	(23 Bit Binary)	-----
BI 2 Operated	(23 Bit Binary)	-----
BI 3 Operated	(23 Bit Binary)	-----
BI 4 Operated	(23 Bit Binary)	-----
BI 5 Operated	(23 Bit Binary)	-----
BI 6 Operated	(23 Bit Binary)	-----
BI 7 Operated	(23 Bit Binary)	-----
BI 8 Operated	(23 Bit Binary)	-----
BI 9 Operated	(23 Bit Binary)	-----
BINARY OUTPUT CONFIG		
Hand Reset Outputs	(6 Bit Binary)	-----
Min Operate Time 1	(0..60)	0.2s
Min Operate Time 2	(0..60)	0.2s
Min Operate Time 3	(0..60)	0.2s
Min Operate Time 4	(0..60)	0.2s
Min Operate Time 5	(0..60)	0.2s
Min Operate Time 6	(0..60)	0.2s
Pickup Outputs	(6 Bit Binary)	-----
Pulsed Outputs	(6 Bit Binary)	-----
LED CONFIG		

Parametrização via aba “Settings”

Self Reset LEDs _____	(9 Bit Binary) _____	-----
PU Self Reset _____	LEDs (9 Bit Binary) _____	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9
Green LEDs _____	(9 Bit Binary) _____	-----
Red LEDs _____	(9 Bit Binary) _____	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9
PU Green LEDs _____	(9 Bit Binary) _____	-----
PU Red LEDs _____	(9 Bit Binary) _____	-----
PICKUP CONFIG		
Gn P/F Pickups _____	(8 Bit Binary) _____	51-1, 51-2, 51-3, 51-4, 50-1, 50-2, 50-3, 50-4
Gn E/F Pickups _____	(16 Bit Binary) _____	51G-1, 51G-2, 51G-3, 51G-4, 50G-1, 50G-2, 50G-3, 50G-4
Gn Freq Pickups _____	(4 Bit Binary) _____	81-1, 81-2, 81-3, 81-4
Gn Voltage Pickups _____	(8 Bit Binary) _____	27/59-1, 27/59-2, 27/59-3, 27/59-4
Gn Line Check Pickups _____	(4 Bit Binary) _____	----
Gn Misc Pickups _____	(8 Bit Binary) _____	-----
Gn Power Pickups _____	(4 Bit Binary) _____	32-1, 32-2
TRIP CONFIG		
Trip Contacts _____	(6 Bit Binary) _____	BO3
Gn P/F Trips _____	(8 Bit Binary) _____	51-1, 51-2, 51-3, 51-4, 50-1, 50-2, 50-3, 50-4
Gn E/F Trips _____	(16 Bit Binary) _____	51G-1, 51G-2, 51G-3, 51G-4, 50G-1, 50G-2, 50G-3, 50G-4
Gn Freq Trips _____	(4 Bit Binary) _____	81-1, 81-2, 81-3, 81-4
Gn Voltage Trips _____	(8 Bit Binary) _____	27/59-1, 27/59-2, 27/59-3, 27/59-4
Gn Misc Trips _____	(8 Bit Binary) _____	-----
Gn Line Check Trips _____	(4 Bit Binary) _____	----
Gn Power Trips _____	(4 Bit Binary) _____	32-1, 32-2
Gn AFD Trips _____	(7 Bit Binary) _____	-----
Trip Triggered _____	(17 Bit Binary) _____	-----
MAINTENANCE		
START COUNT		
Start Type(s) _____	(3 Bit Binary) _____	Power On, Expected, Unexpected
Start Count Target _____	(0..10000) _____	10000
DATA STORAGE		
DEMAND/DATA LOG		
Gn Demand Window _____	(1..24) _____	24hrs
Gn Demand Window Type _____	(Fixed..Rolling) _____	Peak
WAVEFORM STORAGE		
Gn P/F Trig Storage _____	(8 Bit Binary) _____	51-1, 51-2, 51-3, 51-4, 50-1, 50-2, 50-3, 50-4
Gn E/F Trig Storage _____	(16 Bit Binary) _____	51G-1, 51G-2, 51G-3, 51G-4, 50G-1, 50G-2, 50G-3, 50G-4
Gn L/C Trig Storage _____	(4 Bit Binary) _____	----
Gn Misc Current Storage _____	(10 Bit Binary) _____	-----
Gn Voltage Trig Storage _____	(8 Bit Binary) _____	27/59-1, 27/59-2, 27/59-3, 27/59-4
Gn Freq Trig Storage _____	(4 Bit Binary) _____	81-1, 81-2, 81-3, 81-4
Gn Power Trig Storage _____	(4 Bit Binary) _____	32-1, 32-2
Gn AFD Trig Storage _____	(7 Bit Binary) _____	-----
Pre-trigger Storage _____	(10..90) _____	70%
Record Duration _____	(15 Rec x 1 Sec..1 Rec x 15 Sec) _____	15 Rec x 1 Sec
FAULT STORAGE		
Gn Max Fault Rec Time _____	(0..60000) _____	1000ms
ENERGY STORAGE		
Gn Active Exp Energy Unit _____	(1kWh..100MWh) _____	100MWh
Gn Active Imp Energy Unit _____	(1kWh..100MWh) _____	100MWh
Gn Reactive Exp Energy Unit _____	(1kVArh..100MVArh) _____	100MVArh
Gn Reactive Imp Energy Unit _____	(1kVArh..100MVArh) _____	100MVArh
COMMUNICATIONS		
COM1-RS485 Protocol _____	(OFF..DNP3) _____	OFF
COM1-RS485 Station Address _____	(0..65534) _____	0

Siemens Ltda.

Smart Infrastructure

Digital Grid

Automation & Protection Product Sales

Rua Gerson Benedito de Assis, 281

Jundiaí/SP – CEP 13213-081

Central de Atendimento Siemens - CAS

atendimento.br@siemens.com

+55 0800 11 9484

Sobre a marca Reyrolle de relés de proteção

Desde 1886, quando o Sr. A. C. Reyrolle abriu uma pequena oficina em Londres, a marca Reyrolle tem sido proeminente em todos os estágios da cadeia de valor do fornecimento de energia – da geração ao consumidor final.

A Reyrolle Protection Devices Limited foi adquirida pela Siemens em 2005 como parte de seu plano estratégico de crescimento, se tornando parte integrante da família de produtos para automação e digitalização de energia.

Com mais de 100 anos de experiência e atuando em todo o mundo, a Siemens está comprometida com o desenvolvimento de produtos para proteção e controle com alta tecnologia e elevados padrões de qualidade em todas as etapas de fabricação.

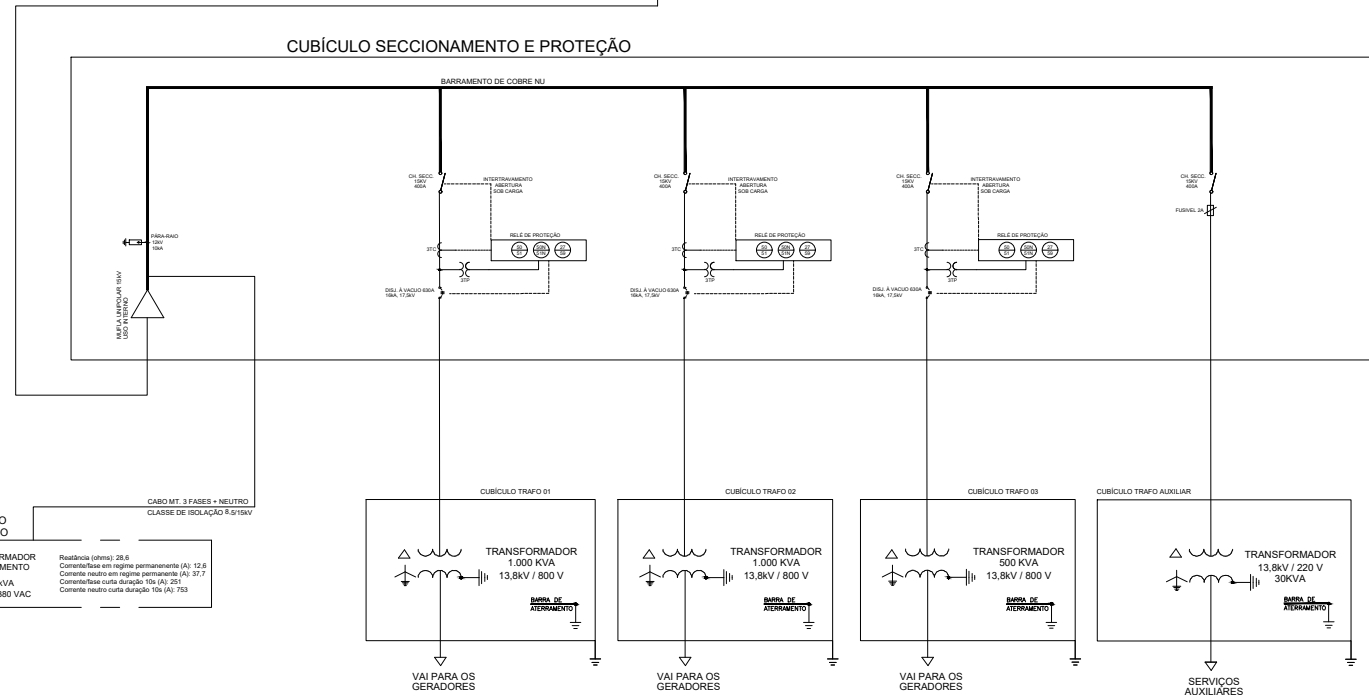
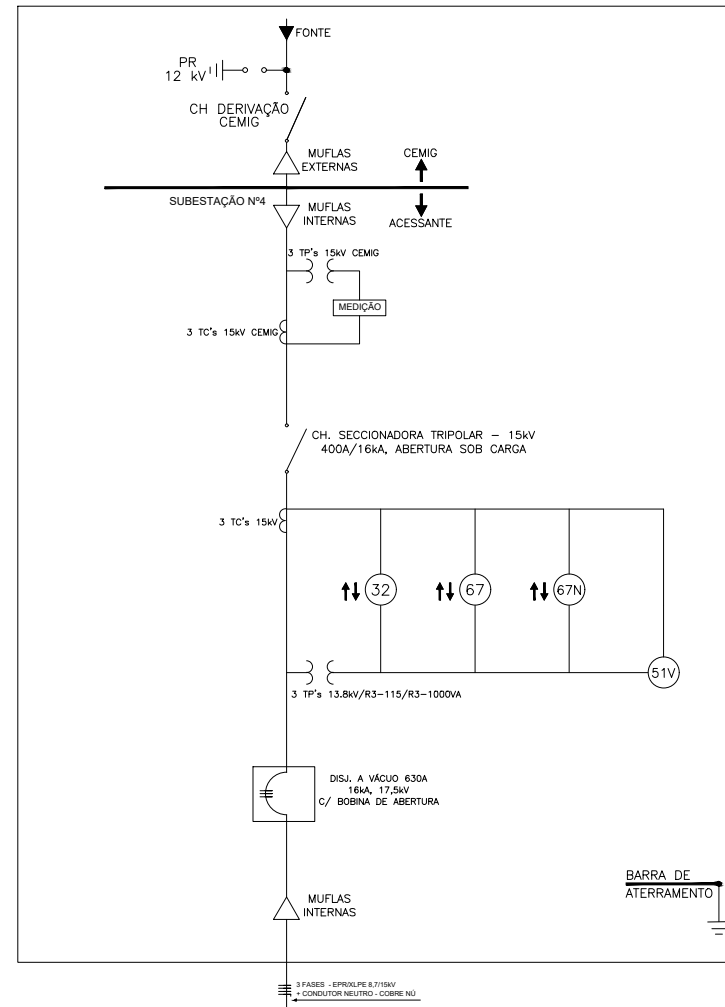
A família de produtos da Reyrolle oferece uma gama completa de aplicações para os segmentos de subtransmissão, distribuição, industrial e infraestrutura como portos, aeroportos, ferrovias, shopping centers e outros.

Com protocolos de comunicação IEC 60870-5-103, Modbus, DNP3.0 e IEC 61850 disponíveis, a integração de tecnologias e sistemas é feita de maneira simples e segura.

Resultado de desenvolvimentos contínuos, nossos produtos contam com alta tecnologia para atender às necessidades mais específicas e garantir valor sustentável aos nossos clientes.

Acesse nossa página e conheça mais: siemens.com/protection

DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO



Demanda de geração da usina:
2.500 KW

PARA USO DA CEMIG

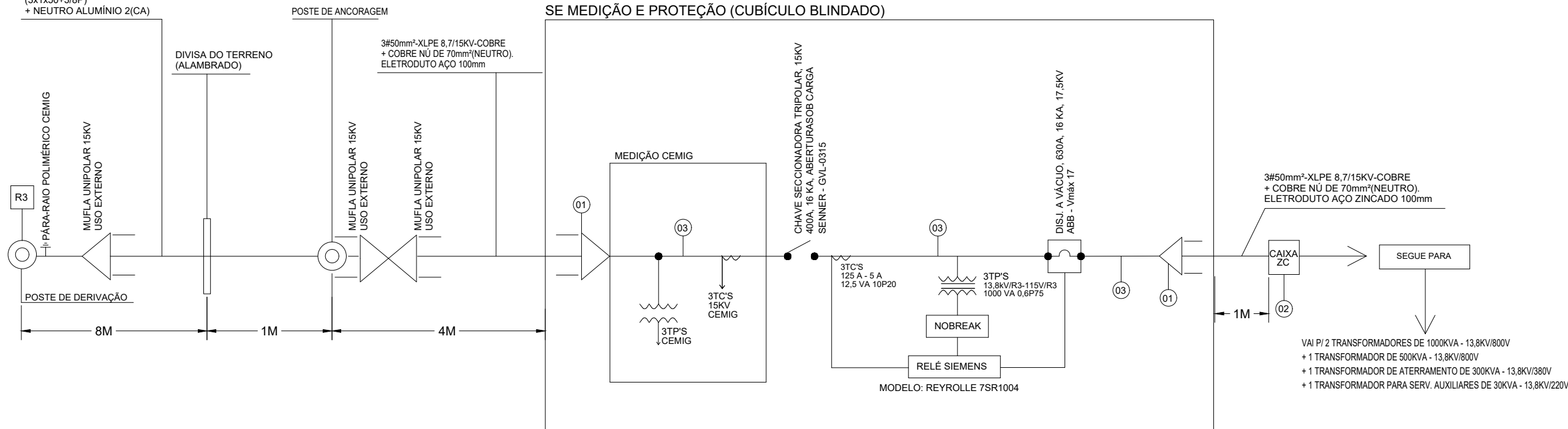


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA - UFU
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA - FEELT
Av. João Naves de Ávila, 2121 - Santa Mônica
Uberlândia - MG, 38408-100

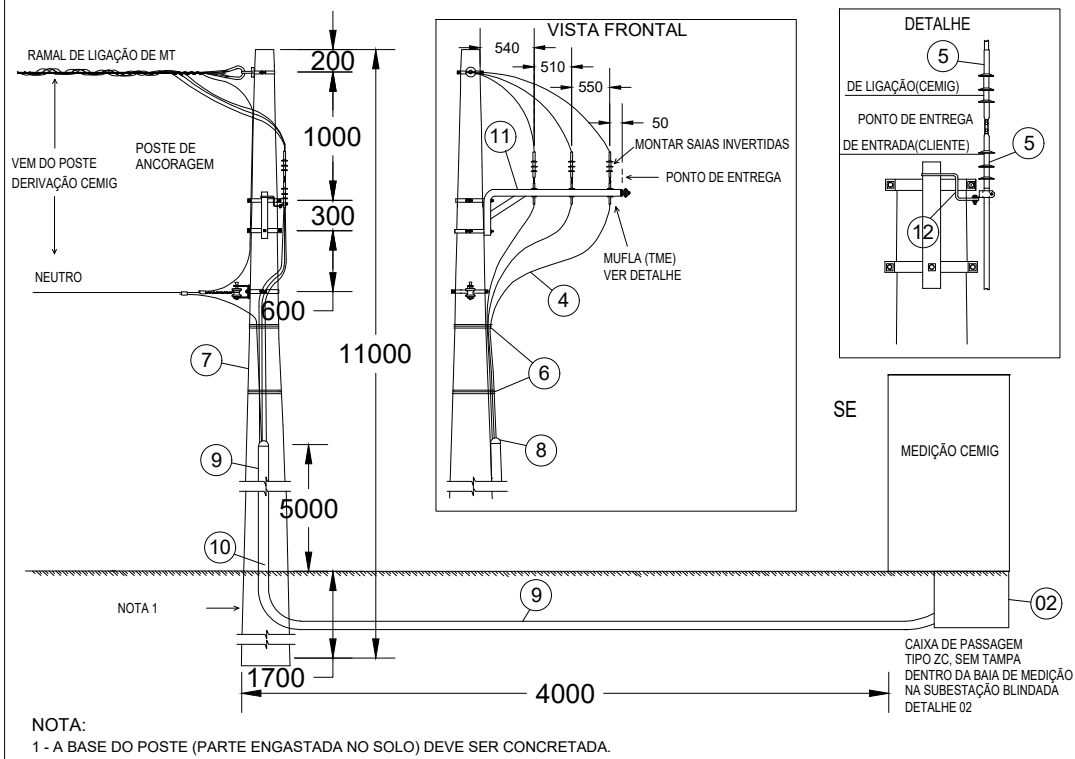
PROJETO DE SUBESTAÇÃO BLINDADA PARA CONEXÃO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA

FINALIDADE: GERAÇÃO DISTRIBUIDA		RAMO DE ATIVIDADE: COMERCIAL	
ENDEREÇO:	BAIRRO:	CEP:	CIDADE: UBERABA - MG
NUMERO E DATA DA ART DE PROJETO :		NUMERO E DATA DA ART DE EXECUÇÃO :	
PROPRIETARIO/CONTRATANTE:		CNPJ/CPF:	TELEFONE:
ENDEREÇO PARA CORRESPONDÊNCIA Av. João Naves de Ávila, 2121 - Santa Mônica Uberlândia - MG, 38408-100			
RT	CREA:	FOLHA: 1/1	
----- NÉVITON CÉSAR SILVA OLIVEIRA			

CABO MULTIPLEXADO ALUMÍNIO
ISOLADO EPR/XLPE 8,7/15KV
(3x1x50+3/8P)
+ NEUTRO ALUMÍNIO 2(CA)



DETALHE 1 - ATENDIMENTO À SUBESTAÇÃO BLINDADA COM RAMAL DE LIGAÇÃO AÉREO E RAMAL DE ENTRADA SUBTERRÂNEO.
SEM ESCALA - COTA EM MILÍMETROS

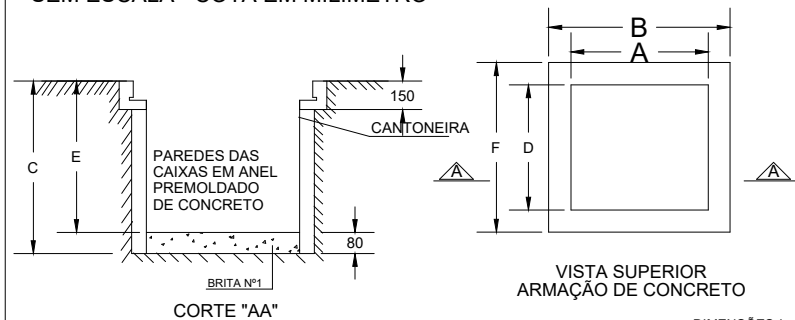


NOTA:
1 - A BASE DO POSTE (PARTE ENGASTADA NO SOLO) DEVE SER CONCRETADA.

NOTAS:

1. INSTALAR PROXIMO À SUBESTAÇÃO 01 EXTINTOR DE INCÊNDIO PÓ ABC
2. TODAS AS FERRAGENS DA SUBESTAÇÃO DEVERÃO SER CONECTADAS À MALHA DE ATERRAMENTO COM CONDUTOR DE COBRE NÚ DE 50mm².
3. OS BARRAMENTOS NA SUBESTAÇÃO DEVERÃO SER PINTADAS NAS SEGUINTES CORES:
- VERMELHO: FASE A - BRANCA: FASE B - MARROM: FASE C - AZUL: NEUTRO
4. A CEMIG FICA AUTORIZADA A REPRODUZIR CÓPIAS DESTA PROJETO PARA USO INTERNO, SE NECESSÁRIO, BEM COMO FAZER O ARQUIVAMENTO PELO PROCESSO QUE LHE FOR CONVENIENTE.
5. AS INFORMAÇÕES/DETALHES NÃO CONTIDOS NESTE PROJETO ESTÃO DE ACORDO COM A NORMA DA CEMIG ND-5.3.
6. A CARGA DECLARADA NO PROJETO ESTARÁ DISPONÍVEL PARA CONFERÊNCIA NO ATO DA LIGAÇÃO.
7. O CUBÍCULO BLINDADO POSSUI ENSAIO DE TIPO PARA USO AO TEMPO.
8. OS CUBÍCULOS POSSUEM DISPOSITIVOS PARA LACRE NA PARTE FRONTAL E TRASEIRA.

DETALHE 2 - CAIXA DE CONCRETO PADRÃO ZC ABAIXO DA BAIA DE MEDIÇÃO E DA BAIA DE PROTEÇÃO DA SUBESTAÇÃO BLINDADA (SE)
SEM ESCALA - COTA EM MILÍMETRO



NOTAS:

1. AS 2 CAIXAS NÃO TERÃO TAMPA NEM ARO, POIS ESTARÃO EXATAMENTE ABAIXO DAS CAIXAS DE ENTRADA E DE SAÍDA DE CABOS DA SUBESTAÇÃO BLINDADA

DIMENSÕES (mm)

A	770
B	820
C	980
D	670
E	900
F	720

LEGENDA

Nº	DESCRIÇÃO DOS MATERIAIS
01	TERMINAL MUFLA CONTRÁTIL A FRIO USO INTERNO
02	CAIXA DE PASSAGEM TIPO ZC - PADRÃO CEMIG
03	BARRAMENTO RETANGULAR DE COBRE ELETROLÍTICO SEÇÃO DE 1 1/2" X 5/16"
04	CABO DE COBRE ISOLADO EPR/XLPE - 8,7/15KV - 3#50mm²
05	TERMINAL MUFLA CONTRÁTIL A FRIO USO EXTERNO
06	AMARRAÇÃO DOS CABOS COM FIO DE COBRE 4mm² (ENCAPADO)
07	POSTE DE ANCORAGEM
08	MASSA DE CALEFECER 3M OU SIMILAR
09	ELETRODUTO DE AÇO ZINCADO 100mm NBR 5598
10	CURVA DE AÇO, ZINCADA, 100mm
11	SUPORTE TIPO "J"
12	SUPORTE TIPO "Z"

P
A
R
A
U
S
O
D
A
C
E
M
I
G

Demanda de geração da usina:

2.500 KW



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA - UFU
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA - FEELT
Av. João Naves de Ávila, 2121 - Santa Mônica
Uberlândia - MG, 38408-100

DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO E RAMAL DE LIGAÇÃO

FINALIDADE: GERAÇÃO DISTRIBUIDA	RAMO DE ATIVIDADE: COMERCIAL		
ENDEREÇO:	BAIRRO:	CEP:	CIDADE: UBERABA - MG
NUMERO E DATA DA ART DE PROJETO :	NUMERO E DATA DA ART DE EXECUÇÃO :		
PROPRIETARIO/CONTRATANTE:	CNPJ/CPF:	TELEFONE:	
ENDEREÇO PARA CORRESPONDÊNCIA Av. João Naves de Ávila, 2121 - Santa Mônica Uberlândia - MG, 38408-100			
RT	CREA:	FOLHA: 1/1	
----- NÉVITON CÉSAR SILVA OLIVEIRA			