

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

Gabriel Pitta de Paula

**Proposta de melhoria do esquema de proteção de um
sistema elétrico de potência: estudo de caso da PCH
Usina Lobo**

São Carlos

2020

Gabriel Pitta de Paula

**Proposta de melhoria do esquema de proteção de um
sistema elétrico de potência: estudo de caso da PCH
Usina Lobo**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Frederico Mauad

**São Carlos
2020**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

DD278p de Paula, Gabriel Pitta
Proposta de melhoria do esquema de proteção de um
sistema elétrico de potência: estudo de caso da PCH
Usina Lobo / Gabriel Pitta de Paula; orientador
Frederico Fábio Mauad. São Carlos, 2020.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2020.

1. energias renováveis. 2. melhoria. 3. PCH. 4.
proteção. 5. relé. 6. subestação. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Gabriel Pitta de Paula

Título: “Estudo de caso: Proposta de melhoria do esquema de proteção do sistema elétrico de potência da PCH Usina Lobo”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 26 / 06 / 2020,

com NOTA 8,5 (oito , cinco), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado Frederico Fabio Mauad - Orientador - SHS/EESC/USP

Mestre Phelipe da Silva Anjinho - Doutorando - EESC/USP

Mestre Pedro Henrique Aquino Barra - Doutorando - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

Dedico este trabalho àqueles que sempre acreditaram em mim. Àqueles que me proporcionaram momentos felizes, momentos de aprendizado, boas histórias e situações de formação de caráter. Também àqueles que me desafiaram e diminuíram: tudo isso me fez superar inúmeros obstáculos.

Dedico este trabalho a todos os estudantes, que eles perseverem em suas áreas, se formem e tornem o Brasil um lugar melhor e mais científico. Também dedico aos que não tiveram a oportunidade de cursar uma faculdade, que todos aqueles que possuíram essa oportunidade usufruam dos conhecimentos para diminuir essas diferenças sociais.

Dedico este trabalho à minha família, namorada e amigos. Que todos os minutos utilizados na produção dele se transformem em bons momentos juntos no futuro.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, Prof. Frederico Fábio Mauad, pela oportunidade de trabalhar nesse tema, em uma área que tenho profundo interesse, e pela liberdade que me deu para conduzir o trabalho.

Agradeço aos meus pais, Célia e Leandro, por me apoiarem e possibilitarem chegar onde cheguei; por me passarem seus valores e ensinamentos durante meu crescimento, e depois me permitirem partir para trilhar meus próprios caminhos.

Agradeço à minha irmã Nathália, que sempre me trouxe alegria para continuar e pelos conselhos de vida.

Agradeço à minha namorada Fernanda, por todo o apoio e incentivo dado a mim durante o planejamento, escrita e defesa deste trabalho. Suas ações me impulsionaram e seu suporte foi e ainda é de suma importância para minha vida.

Agradeço aos meus amigos e colegas de trabalho, que sempre me sanaram as dúvidas técnicas e revisaram comigo cada ponto importante deste trabalho.

Agradeço à SA-SEL, que me dediquei durante todos os anos da minha graduação. Agradeço pelas amizades, pela imensa evolução pessoal que me proporcionou e por ter tido a chance de impactar outros alunos.

Agradeço a todo o corpo técnico da Usina Lobo, em especial a Marco Catalano, que me proveu informações chave para o desenvolvimento do projeto e pela paciência com todos os e-mails recebidos.

Por fim, agradeço as instituições envolvidas na minha formação: à SIEMENS pelo estágio que me capacitou falar sobre proteção de subestações, pelos ensinamentos técnicos e desafios pessoais; à USP que me tornou o engenheiro que sou hoje, depois de tantas provas, trabalhos e aulas.

"Try not. Do or do not. There is no try."

Yoda, *Star Wars* (1980)

RESUMO

DE PAULA, G. P. **Proposta de melhoria do esquema de proteção de um sistema elétrico de potência: estudo de caso da PCH Usina Lobo.** 2020. 107p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

O suprimento de energia elétrica no Brasil é bastante diversificado em termos de fontes renováveis, mas o número de PCHs se destaca devido à sua viabilidade econômica e à abundância hidrográfica nacional. É extremamente importante preservar os altos investimentos feitos nas máquinas elétricas necessárias para gerar e distribuir energia em todo o sistema nacional, a fim de manter o crescimento econômico em andamento. Esquemas de proteção dos equipamentos elétricos vem para garantir o bom funcionamento destes e certificar o fornecimento ininterrupto de eletricidade para centros consumidores. Por meio de um estudo de caso, este trabalho tem como objetivo analisar o atual esquema de proteção em uma subestação de PCH, considerando todos os dispositivos de proteção instalados e analisando as funções implementadas para o seu sistema elétrico. O objeto de estudo será a PCH Usina Lobo e para propor uma melhoria no seu esquema de proteção buscar-se-á no mercado tecnologias mais atuais e mais eficientes, assegurando o bom funcionamento do seu sistema de energia nos próximos anos.

Palavras-chave: energias renováveis, melhoria, PCH, proteção, relé, subestação.

ABSTRACT

DE PAULA, G. P. **Improvement proposal for the protection scheme of an electric power system: case study of SHP Usina Lobo.** 2020. 107p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

The Brazilian electrical energy supply is diverse of renewable sources, but the number of SHP highlights due to its economic viability and the national hydrographic abundance. It is extremely important to preserve the high investments made on the electrical machinery needed to generate and distribute energy throughout the national power system, in order to keep the economic growth going. Protection schemes for electrical machinery are to insure their proper functioning and guarantee to consumers a uninterrupted electricity supply. By means of a case study, this paper aims to analyze the current protection scheme at an SHP substation, considering all installed protection devices and implemented functions in the system. This proposal had as a study object the Usina Lobo SHP and in order to propose an improvement to its protection scheme, more recent and more efficient technologies will be searched for on the market, ensuring its electrical system proper functioning in the next years.

Keywords: renewable energies, improvement, SHP, protection, relays, substation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Consumo mundial primário de energia desde 1800. Fonte: (RITCHIE; ROSER, 2020).	25
Figura 2 – Investimentos pelo mundo em geração por meio de fontes renováveis de energia. Fonte: (RITCHIE; ROSER, 2020).	26
Figura 3 – Geração de eletricidade no mundo dividida em combustíveis fósseis e fontes com baixa emissão de carbono. Fonte: (RITCHIE; ROSER, 2020).	27
Figura 4 – Matriz de geração elétrica brasileira por fonte. Fonte: (SCG/ANEEL, 2020).	31
Figura 5 – Participação das PCHs e CGHs no montante de potencial hídrico do Brasil. Fonte: (SCG/ANEEL, 2020).	33
Figura 6 – Foto de um arco elétrico. Fonte: (SOUZA, 2015).	35
Figura 7 – Imagem de um disjuntor com isolamento a SF ₆ . Fonte: (SIEMENS, 2020a).	36
Figura 8 – Componentes principais de um transformador. Fonte: (UNIVERTEC, 2013).	37
Figura 9 – Transformadores de corrente isolados por SF ₆ . Fonte: (PFIFFNER, 2020).	38
Figura 10 – Transformadores de potencial isolados por SF ₆ . Fonte: (TRENCH Group, 2020).	39
Figura 11 – Chave seccionadora de abertura pantográfica da SIEMENS. Fonte: (SIEMENS, 2020b).	42
Figura 12 – Chave seccionadora de abertura horizontal da SIEMENS. Fonte: (SIEMENS, 2020b).	43
Figura 13 – Catálogo de chaves seccionadoras quanto ao mecanismo de abertura da SIEMENS. Fonte: (SIEMENS, 2020b).	43
Figura 14 – Arranjo de equipamentos do tipo "Disjuntor e meio". Fonte: (CESGRANRIO, 2012).	43
Figura 15 – Imagem de subestação com barramento trifásico rígido. Fonte: (ALLBIZ, 2020).	44
Figura 16 – Exemplo de topologia que pode ser adotada para uma subestação de sistema isolado ou conectada a uma rede maior. Fonte: Própria (2020).	45
Figura 17 – Foto de um fusível de alta potência de fabricação S&M. Fonte: (S&M, 2020).	48
Figura 18 – Relé eletromecânico diferencial de fabricação da <i>General Electric</i> . Fonte: (RIVER CITY, 2020).	51
Figura 19 – Esquema unifilar de um relé diferencial de corrente em condição de não operação. Fonte: (FILHO; MAMEDE, 2011).	53
Figura 20 – Região de operação do relé MHO. Fonte: (FILHO; MAMEDE, 2011).	55

Figura 21 – Exemplo de tela de controle e monitoramento de um supervisor. No exemplo, o SAGE. Fonte: Arquivo pessoal	60
Figura 22 – Vista aérea da barragem e reservatório da Usina Lobo Fonte: (CHREA, 2020)	63
Figura 23 – Placa de dados técnicos do gerador utilizado na PCH. Fonte: Usina Lobo (2020)	64
Figura 24 – Diagrama unifilar simplificado da subestação elevadora da Usina Lobo. Fonte: Própria (2020)	65
Figura 25 – Relé SEL-300G instalado para a proteção do gerador. Fonte: Usina Lobo (2020)	65
Figura 26 – Placa de dados técnicos do transformador utilizado na PCH. Fonte: Usina Lobo (2020)	66
Figura 27 – Relé URP-2000 instalado para a proteção do transformador. Fonte: Usina Lobo (2020)	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tabela ANSI adaptada.	49
Tabela 2 – Funções habilitadas em cada relé	67
Tabela 3 – Custos estimados de implementação do projeto de melhoria	70
Tabela 4 – Preços estimados de transformador e serviços de manutenção	71

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRAPCH	<i>Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas</i>
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>
CA	<i>Corrente Alternada</i>
CC	<i>Corrente Contínua</i>
CGH	<i>Central Geradora Hidrelétrica</i>
CGCR	<i>Central Geradora com Capacidade Reduzida</i>
CLP	<i>Controlador Lógico Programável</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
IHM	<i>Interface Homem-Máquina</i>
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema</i>
PCH	<i>Pequena Central Hidrelétrica</i>
SAGE	<i>Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia</i>
SE	<i>Subestação</i>
SEP	<i>Sistema Elétrico de Potência</i>
SF_6	<i>Hexafluoreto de Enxofre</i>
SIGA	<i>Sistema de Informações de Geração da ANEEL</i>
SIN	<i>Sistema Interligado Nacional</i>
TC	<i>Transformador de Corrente</i>
TP	<i>Transformador de Potencial</i>
TTL	<i>Transistor-Transistor Logic</i>
UHE	<i>Usina Hidrelétrica</i>

Unidades elétricas

V	<i>Volts</i>
---	--------------

A	<i>Ampere</i>
W	<i>Watt</i>
Hz	<i>Hertz</i>
kV	<i>Quilovolts</i>
kVA	<i>Quilovolt-ampere</i>
kW	<i>Quilowatts</i>
MVA	<i>Megavolt-ampere</i>
MW	<i>Megawatts</i>
MWh	<i>Megawatts-hora</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	Contextualização	25
1.2	Justificativa	27
1.3	Objetivos	28
1.4	Estrutura do trabalho	28
2	CONCEITOS E BASE TEÓRICA	31
2.1	As PCHs e CGHs	31
2.1.1	Diferenças entre PCHs e CGHs	32
2.1.2	PCHs e CGHs na matriz energética brasileira	32
2.2	A PCH e sua subestação	33
2.2.1	Casa de máquinas	33
2.2.2	Pátio da subestação e seus equipamentos elétricos	34
2.2.3	Disjuntor de potência	34
2.2.4	Transformador	36
2.2.5	Gerador	39
2.2.6	Reguladores de tensão e velocidade	41
2.2.7	Chaves seccionadoras de potência	42
2.2.8	Barramento	43
2.2.9	Serviços Auxiliares	44
2.2.10	Topologia	45
3	PROTEÇÃO DE SUBESTAÇÕES	47
3.1	Visão geral sobre esquemas de proteção	47
3.1.1	Tabela ANSI	48
3.2	Relés de proteção	50
3.2.1	Relé de sobrecorrente (50/51)	52
3.2.2	Relé diferencial de corrente (87)	52
3.2.3	Relé direcional (67)	54
3.2.4	Relé de distância (21)	54
3.2.5	Relé de sobre- e subtensão (59 e 27)	56
3.2.6	Relé de religamento (79)	56
3.2.7	Relé de frequência (81)	57
3.2.8	Relé de sincronismo (25)	57
3.2.9	Relé auxiliar de bloqueio (86)	57
3.2.10	Relé anunciador (30)	58

3.2.11	Proteções e sistemas adicionais	58
3.2.11.1	Contra eventos naturais	58
3.2.11.2	Serviços Auxiliares	59
3.2.11.3	Supervisório de controle e registros	59
3.2.11.4	Rede de comunicação: Protocolos IEC 61850, Modbus e IRIG-B	60
3.3	Fabricantes de relés digitais	61
4	ESTUDO DE CASO: PCH USINA LOBO	63
4.1	Características técnicas	63
4.2	Topologia local	64
4.3	Sistema de proteção atual e funções habilitadas	65
4.3.1	Gerador	65
4.3.2	Transformador	66
4.3.3	Supervisório e Serviços Auxiliares	67
4.3.4	Funções habilitadas nos relés	67
4.4	Proposta de melhoria	67
4.4.1	Relés de Proteção	67
4.4.1.1	Gerador	67
4.4.1.2	Transformador	68
4.4.2	Serviços Auxiliares	68
4.4.3	Rede LAN local e fonte de tempo	69
4.4.4	Supervisório de controle	69
4.5	Estimativa de custos de implementação	70
4.6	Viabilidade econômica	70
4.6.1	Estimativa de prejuízos	70
4.6.2	Análise de viabilidade sobre o investimento (ROI e VPL)	72
5	CONCLUSÃO	75
	REFERÊNCIAS	77
	APÊNDICES	81
	APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR DA PCH LOBO	83
	APÊNDICE B – DATASHEET DO RELÉ SEL-300G	85
	APÊNDICE C – TABELA DE VALORES E CÁLCULOS DO HISTÓRICO DE VALORES DE PLD EM R\$/MWH	105

APÊNDICE D – PLANILHA DE CÁLCULO DO VPL	107
---	-----

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Em termos de fontes de energia, os primeiros recursos utilizados pela humanidade eram, de fato, renováveis. Para se aquecer e cozinhar alimentos, a madeira sempre foi suficiente, e na agricultura e processamento de grãos, a força animal, das águas e dos ventos supriam as necessidades humanas. Porém, após a revolução industrial, a demanda por energia da sociedade cresceu rapidamente e exigiu uma infraestrutura robusta e fidedigna, capaz de atender todas as necessidades criadas pelo homem (MACZULAK, 2010).

Foi nesse mundo fascinado pelos processos mecanizados e prestes a se tornar dependente da tecnologia que a energia se tornou um dos bens mais valiosos da humanidade. Os combustíveis de origem fóssil (especialmente o carvão mineral), abundantes e de alto rendimento, aceleraram um crescimento econômico antes limitado pela disponibilidade de madeira e outros recursos naturais (WRIGLEY, 2013), o que causou um aumento exponencial em sua utilização como observado na Figura 1 abaixo.

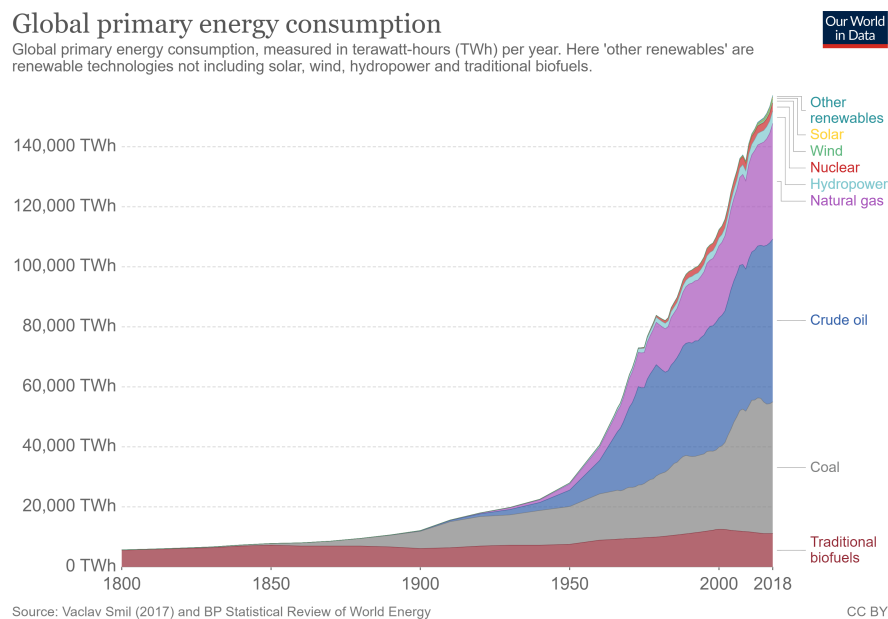


Figura 1: Consumo mundial primário de energia desde 1800. Fonte: (RITCHIE; ROSER, 2020).

Logo o mundo estava tomado de máquinas a vapor e veículos à combustão. A eletricidade não demorou a ser dominada pelo homem e a necessidade de gerar cada vez mais energia elétrica corroborou para o aumento do uso de carvão e, futuramente, petróleo e gás natural.

Contudo, pouco a pouco a humanidade percebeu o impacto ecológico que tal exploração desenfreada de combustíveis fósseis causa e o quão finitos são esses recursos, uma vez que a terra demora milhões de anos para converter matéria orgânica em petróleo, carvão mineral e/ou gás natural. Em 1970 o assunto atinge níveis globais, com fóruns sobre mudanças climáticas e a criação do *Dia da Terra* em 22 de Abril ([MACZULAK, 2010](#)).

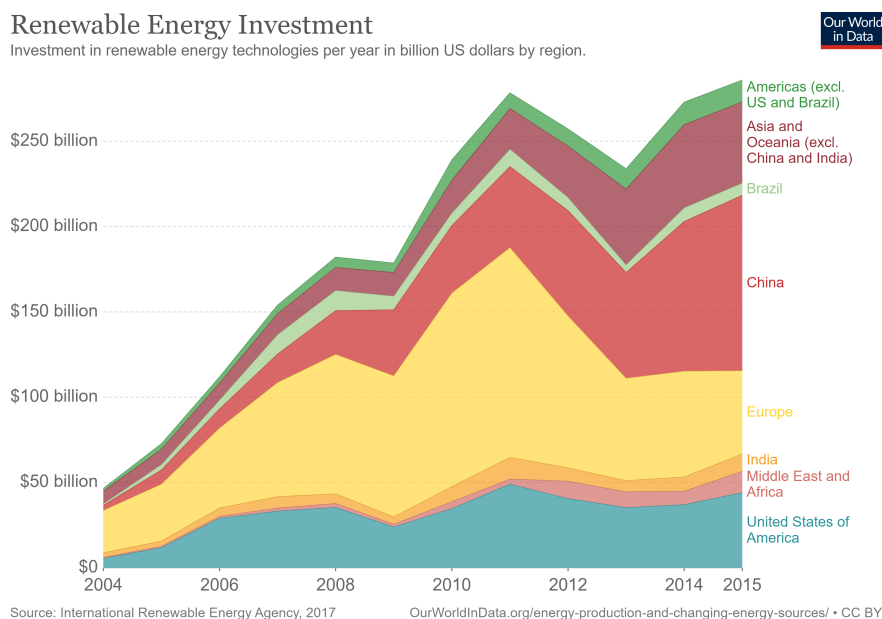


Figura 2: Investimentos pelo mundo em geração por meio de fontes renováveis de energia. Fonte: ([RITCHIE; ROSER, 2020](#)).

Assim, nas décadas subsequentes houve um aumento significativo de estudos sobre o uso de fontes de energias renováveis, visando uma melhor aplicação dos recursos finitos e um menor impacto ecológico no planeta. Desde os anos 2000 vê-se enormes investimentos em novas tecnologias e empreendimentos que fazem uso dessas fontes renováveis, como visto na Figura 2, e também uma parcela significativa da matriz energética mundial sendo proveniente de fontes com baixa emissão de carbono na atmosfera, como visto na Figura 3.

Dentre essas fontes, a energia elétrica gerada a partir da força das águas se apresentou como uma solução consideravelmente simples, de baixo impacto ambiental e de alto rendimento.

Ao passo que os investimentos no setor elétrico cresceram, mais e mais os empreendimentos se tornaram grandes fontes de renda para empresas privadas e com isso o interesse em preservar os investimentos feitos também cresceu. Assim, os esquemas de proteção desses sistemas elétricos passaram a ser peças fundamentais num sistema elétrico, garantindo sua vida útil prolongada e tornando-os mais seguros.

Global electricity production by source

Global electricity production, measured as the percentage contribution from fossil fuels (coal, oil and gas) and low-carbon sources (nuclear, hydropower, biomass, wind, solar, geothermal and marine power)

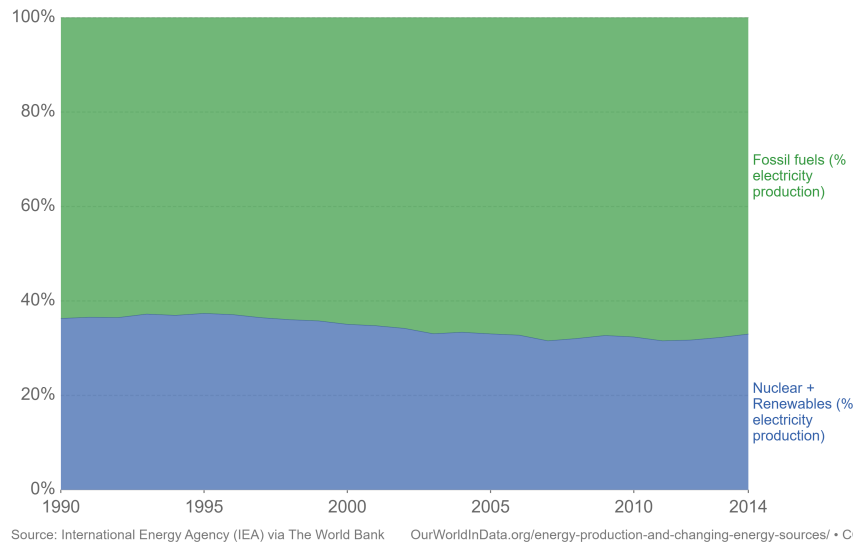


Figura 3: Geração de eletricidade no mundo dividida em combustíveis fósseis e fontes com baixa emissão de carbono. Fonte: (RITCHIE; ROSER, 2020).

1.2 Justificativa

A energia hidroelétrica no Brasil representa, atualmente, cerca de 62% do total de geração do país (SCG/ANEEL, 2020). Tamanha relevância foi construída ao longo dos anos, conforme o potencial hidrelétrico da nação foi sendo reconhecido e explorado, em vista de suas riquíssimas bacias hidrográficas e relevo favorecedor à significativas quedas d'água.

Essa valorização fez com que o número de empreendimentos hidroelétricos crescesse (e ainda cresça) cada vez mais na história do desenvolvimento econômico brasileiro e, com isso, cresceu também o número de subestações de energia conectadas ao sistema nacional de transmissão e distribuição. O crescimento significativo do número de usinas geradoras de energia resultou na criação da ANEEL pelo governo federal e na definição de diretrizes e regras a serem cumpridas quanto a autorizações e concessões nos setores da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil (CASA CIVIL, 1996).

Além da regularização dos empreendimentos, outro fator muito importante a ser levado em consideração é a proteção das unidades geradoras e da rede elétrica nas quais estão inseridas. Os custos extremamente altos e o grau de complexidade em que as UHEs funcionam nos mostram sozinhos o quão importante é um sistema de proteção ágil, confiável e estável em uma planta geradora, uma vez que qualquer distúrbio, mecânico ou elétrico, pode levar a prejuízos diretos e indiretos aos investidores e à população. Danos esses que levam máquinas a diminuir sua vida útil ou, mais urgentemente, leva à falta de energia em lugares críticos como hospitais, prédios de temperatura controlada, entre outros.

É notável, entretanto, como essa preocupação diminui quão menor e menos importante num cenário nacional a unidade geradora é. As PCHs e as CGHs sofrem especialmente com isso. Ao passo em que uma grande UHE, como Itaipu, possui vários sistemas de controle e proteção redundantes para suas turbinas geradoras e para suas subestações de transmissão, uma PCH de menor porte dispõe muito menos recursos financeiros e de engenharia para implementar um sistema de proteção moderno e confiável. Sendo assim, conforme a tecnologia e os métodos para proteger um sistema confiavelmente foram sendo mudados e melhorados, algumas PCHs e CGH podem ter suas filosofias de proteção ultrapassadas e, devido ao seu porte, não serem capazes de atualizar os equipamentos, muitas vezes eletromecânicos, por relés digitais.

1.3 Objetivos

É com o propósito de melhorar a engenharia de proteção de pequenos empreendimentos que surge a necessidade de realizar um estudo para garantir o bom funcionamento e a ininterrupção do fornecimento de energia a um determinado local.

A proposta desse trabalho é analisar a estrutura atual da PCH Usina Lobo e, com base nisso, propor um sistema de proteção e controle mais atualizado, amplamente digital e confiável, buscando garantir o bom desempenho de todos os equipamentos por muitos outros anos.

O objetivo de traçar uma análise so sistema de proteção será alcançado listando os equipamentos e funções de proteção implementados atualmente, considerando o porte da usina geradora e o cliente abastecido. Após isso, uma pesquisa de mercado busca os melhores equipamentos disponíveis por preços acessíveis, visando manter o orçamento baixo e aplicável para a PCH Usina Lobo. Com os custos levantados, uma análise financeira ditará a viabilidade do projeto, auxiliando o investidor a tomar a decisão de melhorar ou não o esquema de proteção em questão.

1.4 Estrutura do trabalho

No capítulo 2 deste trabalho serão abordados todos os pontos relevantes para o entendimento do que é uma PCH e todos os seus equipamentos elétricos, detalhando seus propósitos dentro do SEP e sua relevância para o mesmo. No capítulo 3 serão tratados os dispositivos relativos a um esquema de proteção, visando explicar o porquê de se implementar um esquema de proteção e quão assertivo ele consegue ser no SEP em que está inserido. Por fim, o capítulo 4 irá descrever o esquema de proteção atualmente instalado na PCH Usina Lobo e propor, com base no mercado atual, um esquema mais novo e digital, objetivando torná-lo estável e confiável por muitos anos subsequentes.

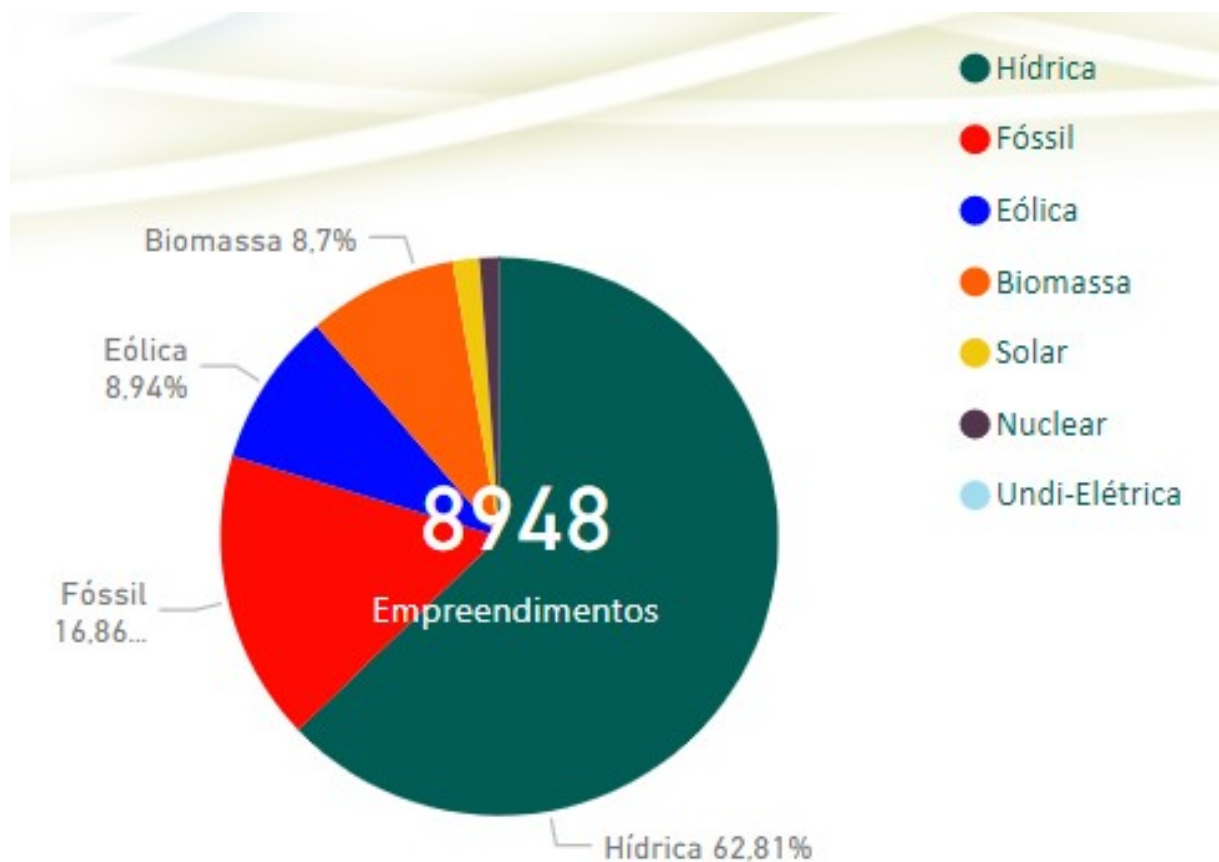
Este documento foi produzido seguindo o pacote USPSC em L^AT_EX, disponibilizado

pela Escola de Engenharia de São Carlos, que segue às especificidades da ABNT NBR 14724 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2005), das Diretrizes para apresentação de dissertações e teses da USP (UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO, 2016) e das normas e padrões estabelecidos pelas Unidades ([USP](#), 2017).

2 CONCEITOS E BASE TEÓRICA

2.1 As PCHs e CGHs

O potencial hídrico brasileiro está, sem dúvida, entre os maiores do planeta. Sua extensão territorial e suas ricas bacias hidrográficas fundamentam o valor de 62% de sua matriz energética ser proveniente de usinas hidrelétricas, como mostra a Figura 4 abaixo.



- Empreendimentos em Operação

Figura 4: Matriz de geração elétrica brasileira por fonte. Fonte: (SCG/ANEEL, 2020).

Contudo, esse potencial hidráulico vem se tornando cada vez mais descentralizado ao passo em que as PCHs e as CGHs conquistam espaço na matriz de energia brasileira. Dado o grande impacto ambiental, os elevados custos de construção e os desafios de engenharia encontrados ao projetar uma UHE, a ANEEL, juntamente com a ABRAPCH, tem ao decorrer dos anos incentivado e dado suporte a novos empreendimentos de geração hidrelétrica (ABRAPCH, 2019a), em sua maioria de pequeno porte e voltados ao abasteci-

mento local de uma pequena região ou de um autoprodutor, tornando essas regiões mais independentes do SIN e seguras contra apagões.

2.1.1 Diferenças entre PCHs e CGHs

A classificação feita pela ANEEL, divide esses empreendimentos hidrelétricos de pequeno porte em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) ou Centrais Geradoras Com Capacidade Reduzida (CGCR). Segundo a resolução normativa nº 673, de 4 de agosto de 2015 ([ANEEL, 2015](#)), as PCHs são as usinas com reservatório com tamanho limitado de treze quilômetros quadrados e tem potência instalada maior que três megawatts (MW) e menor ou igual a trinta megawatts. Já uma CGH tem uma potência instalada de até três megawatts, sem especificação de tamanho de reservatório.

Outra diferença marcante das PCHs é a necessidade de uma concessão da ANEEL para que o empreendimento seja realizado, enquanto uma CGH não requer concessão ou autorização, necessitando apenas informar o órgão em até três anos após sua implementação.

Existem vantagens e desvantagens ao comparar-se uma PCH com uma CGH. Uma das maiores vantagens de uma CGH é a simplicidade do projeto, o qual não requer um estudo de inventário como uma PCH e visto que sua potência instalada é pequena, seu impacto ambiental é bem menor por não alagar uma grande área e por, geralmente, ser instalada em um rio de menor vazão. Entretanto, uma PCH possui maior retorno financeiro a longo prazo e possui um maior prazo de instalação ([ABRAPCH, 2014](#)).

A grande atratividade no setor é explicada, principalmente, pelas altas margens operacionais alcançadas com o baixo custo de geração/manutenção e por ser uma fonte que apresenta um grande histórico de medição de descargas, o que diminui os riscos de uma geração efetiva inferior à planejada ([ABRAPCH, 2014](#)). Com tanta estabilidade, é vantajoso investir em geração tanto para a venda de energia, quanto para o abastecimento de uma carga de demanda constante, como uma usina sucroalcooleira, um frigorífico ou centros pecuaristas.

2.1.2 PCHs e CGHs na matriz energética brasileira

Devido aos seus portes e às capacidades instaladas, a participação das PCHs e CGHs na geração total do país pode ser precipitadamente considerada pequena, porém, de acordo com dados obtidos na SIGA da ANEEL, as PCHs e CGHs somam juntas mais de 6 GW de potência instalada, como visto na Figura 5. Além disso, tem-se no Brasil de cerca de 400 MW de empreendimentos em construção e mais 1.300 MW em fase de projeto. Notícias recentes também mostram que há esforços para transformar esses quase 4% de participação no mercado de energia brasileiro em pelo menos 10% dentro de vinte e cinco anos ([ABRAPCH, 2019b](#)) e que a instalação desses empreendimentos devem ser

desburocratizados para redução do tempo de aprovação até a instalação (ABRAPCH, 2020).

Tipo ▲	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	Quantidade	% (Pot. Outorgada)
CGH	805.484,23	794.686,23	737	0,72%
PCH	7.066.696,54	5.307.562,57	544	6,36%
UHE	103.317.908,00	102.998.876,00	220	92,92%
Total	111.190.088,77	109.101.124,80	1501	100,00%

Figura 5: Participação das PCHs e CGHs no montante de potencial hídrico do Brasil. Fonte: (SCG/ANEEL, 2020).

Toda essa capacidade instalada se mostra útil quando analisado o cenário da estiagem e seu efeito na capacidade geradora das UHEs nesse período. Por poderem trabalhar a fio d'água em período de cheia, as UHEs abrem espaço para as PCHs gerarem mais energia. Depois, durante a estiagem, quando as PCHs ficam com a geração afetada, as UHEs suprem essa necessidade por terem seus reservatórios em plena capacidade.

Essa interação entre esses dois sistemas de geração é de extrema importância para garantir o fornecimento de energia do país durante o ano todo além de garantir um abastecimento extra às regiões onde estão instaladas, sejam rurais ou pequenos centros urbanos.

2.2 A PCH e sua subestação

Tão importante quanto gerar a energia é manuseá-la e transmitir essa energia para as respectivas cargas ou sistemas de distribuição. Então, além da unidade de armazenamento de água e a casa de máquinas onde a força d'água é convertida para energia elétrica, outro setor crucial em uma PCH é sua subestação, geralmente elevadora, que converte a energia vinda das turbinas para cabos de transmissão que a leva para as redes elétricas locais ou para o SIN.

Para entender melhor como funciona essa passagem da energia serão analisadas todas as partes mecânicas e elétricas presentes em uma subestação de PCH até a saída para as linhas de transmissão e/ou distribuição.

2.2.1 Casa de máquinas

É na casa de máquinas onde o processo de conversão da energia potencial da água em energia elétrica acontece. Ali tem-se o eixo da turbina, o gerador, os equipamentos de interligação desses equipamentos e a interface de controle local da PCH.

- Turbina
 - A turbina é a parte que será movimentada pela queda d'água que passa na tubulação. Esse movimento de rotação é passado ao gerador por meio de um eixo mecânico.
- Gerador
 - É o equipamento responsável pela conversão eletromecânica de energia. O movimento do eixo da turbina provê a rotação necessária no gerador para a produção de energia elétrica. Uma série de interações eletromagnéticas ocorre para que esse movimento rotacional se transforme em corrente elétrica. Apesar do gerador ficar dentro da casa de máquinas, na seção 2.2.5 será discutido mais sobre esse equipamento.
- Interligações e medidores
 - São os cabos, disjuntores, medidores de tensão, corrente e velocidade utilizados para realizar o controle e monitoramento da turbina e gerador.
- Controle geral
 - Com os sinais de monitoramento obtidos, é necessário o processamento e agrupamento desses dados. Para isso, equipamentos com capacidade de transmissão de dados para o supervisor e de grande precisão e armazenamento são empregados.

2.2.2 Pátio da subestação e seus equipamentos elétricos

Após a conversão da energia rotacional em elétrica, essa energia precisa ser tratada e direcionada para o seu destino. Para isso são empregados, por exemplo, transformadores, disjuntores de potência, barramentos e chaves seccionadoras. É claro que variando o nível de potência gerado e a relevância da PCH no contexto que está inserida a listagem desses equipamentos pode variar e conceber as mais variadas topologias existentes, adequando-se para cada caso.

É no pátio das subestações que os equipamentos elétricos de manuseio e manobra de fluxo de potência, ou equipamentos de pátio, se encontram. Vale ressaltar que o pátio de uma subestação pode ser a céu aberto ou fechado, sendo que no último geralmente todos seus condutores são cobertos e isolados a gás.

2.2.3 Disjuntor de potência

A função de um disjuntor num sistema de potência é interromper ou fornecer correntes elétricas com segurança e agilidade, evitando a formação de um arco elétrico. Sua abertura deve ser ao mesmo tempo ágil e controlada, para que em momentos de defeito no sistema elétrico, as altas correntes geradas sejam cessadas rapidamente evitando assim mais danos aos outros equipamentos do sistema.

Em um sistema de energia estável, a atuação de um disjuntor é raramente observada, podendo ele se manter fechado de forma contínua por anos após sua instalação sem perder suas características operativas de velocidade de abertura. Sua robustez deve ser grande devido a isso, suportando temperaturas adversas, condições climáticas difíceis, muita poeira e até situações temporárias de operação acima de sua carga nominal para quando sua abertura for requisitada por um dispositivo de proteção (relé), todas as suas partes operem perfeitamente e ele realize a extinção das correntes de falha. Os relés de proteção são auxiliados pelos dispositivos de medição de corrente, tensão, frequência, etc., tomando a decisão da abertura quando necessária.

A inibição do arco elétrico é sua principal característica. Um arco elétrico se forma ao separar-se dois polos com diferença de potencial suficiente para romper a impedância do meio onde estão. Um arco elétrico percorre o meio normalmente isolante (o ar, na Figura 6) em alta velocidade e eleva sua temperatura significativamente, o que leva muitas vezes ao derretimento dos terminais metálicos dos equipamentos. Percebe-se na Figura 6 um arco elétrico formado em uma seccionadora, provavelmente gerado por uma abertura indevida que interrompeu a passagem de corrente.



Figura 6: Foto de um arco elétrico. Fonte: (SOUZA, 2015).

Durante uma falta ou mesmo em condições de operação normal, um sistema elétrico de potência geraria arcos elétricos sempre que a corrente fosse cessada por uma chave interruptora, mas graças às características construtivas do disjuntor a impedância característica entre seus polos é elevada devido a utilização de gases inertes, geralmente o gás SF_6 (Hexafluoreto de enxofre), impedindo assim a formação do arco que avariaria o

equipamento interruptor. Na Figura 7 vê-se a imagem de um disjuntor de potência isolado por gás SF₆ de fabricação SIEMENS.



Figura 7: Imagem de um disjuntor com isolamento a SF₆. Fonte: (SIEMENS, 2020a).

2.2.4 Transformador

“Transformador é um equipamento de operação estática que por meio de indução eletromagnética transfere energia de um circuito, chamado primário, para um ou mais circuitos denominados, respectivamente, secundário e terciário, sendo, no entanto, mantida a mesma frequência, porém com tensões e correntes diferentes.” (FILHO, 2019)

Assim discorre João Mamede em seu livro “Manual de equipamentos elétricos” (FILHO, 2019), de forma simples, sobre o funcionamento do elemento de maior responsabilidade entre os de uma subestação. O transformador, apesar de ter um princípio de funcionamento simples, é um equipamento de construção e operação complexas por apresentar condições de funcionamento sensíveis a erros. A Figura 8 é uma ilustração dos componentes principais de um transformador.

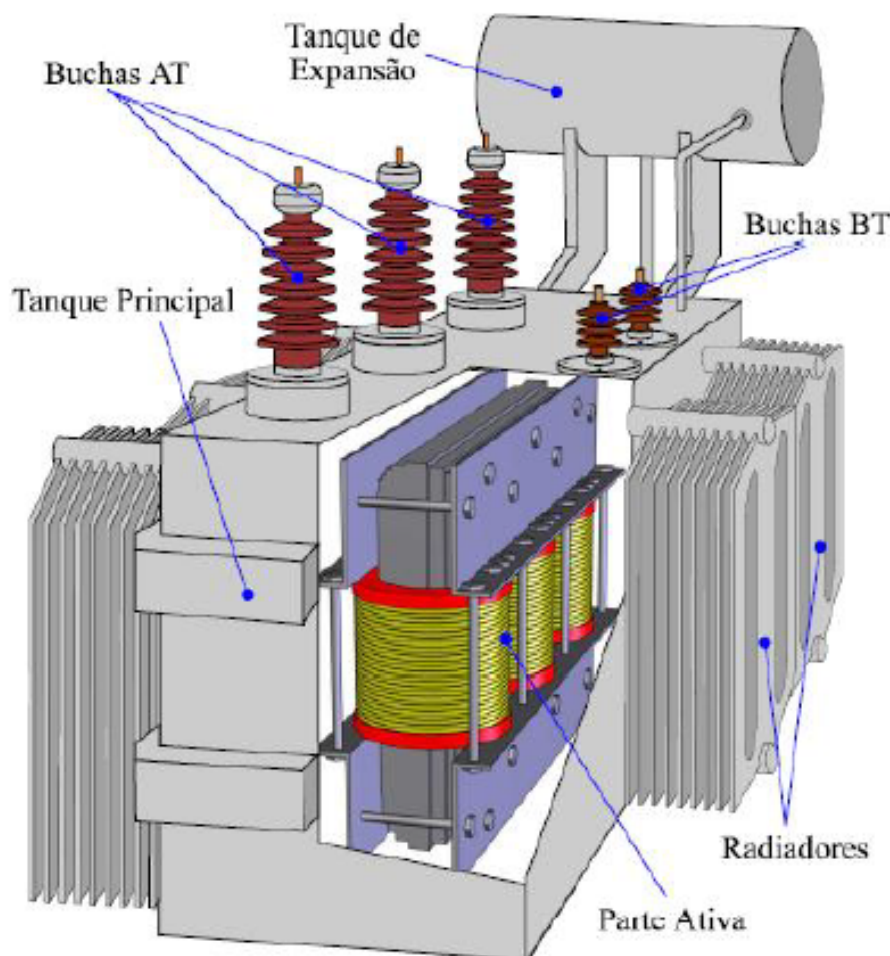


Figura 8: Componentes principais de um transformador. Fonte: (UNIVERTEC, 2013).

Geralmente os transformadores são nomeados a partir da sua aplicação, desse modo, tem-se nomes diferentes para o mesmo equipamento nas várias “etapas” de um sistema de potência, como transformadores elevadores, abaixadores e de distribuição. A maior diferença é na potência empregada sobre eles, o que implica diretamente no grau de suas importâncias para o sistema de potência no qual estão inseridos.

A interrupção do funcionamento de um transformador de potência em uma subestação, em especial à subestação elevadora, implica em interrupção direta do fornecimento de energia local se o sistema for isolado. Se na ausência de um esquema de proteção, essa interrupção se der por falhas que inutilizam o equipamento, isso causará perdas financeiras direta e indiretamente à carga atendida, seja ela de consumidor único ou múltiplos.

Transformador de corrente

Em uma subestação de energia os valores de correntes atingidos pelo sistema são exorbitantes. Para que os equipamentos de medição, controle, proteção e auxiliares não necessitem de uma robustez tão grande, o que gera custos elevados de produção e manutenção sem mencionar os riscos aos operadores e engenheiros, existem os transformadores

de corrente.

Com princípio de funcionamento semelhante ao transformador de potência, o transformador de corrente (ou TC) transforma a indução magnética oriunda das enormes correntes experimentadas nos enrolamentos chamados primários em uma corrente de magnitude muito menor, porém proporcional à original, em seus enrolamentos secundários. Um fator importante nos transformadores de corrente (e conseqüentemente nos de potencial) é que seus enrolamentos primários e secundários sejam galvanicamente isolados, para que não haja risco de contato direto dos operadores com os valores terminais de alta potência. Isso faz com que a medição nos relés de proteção e dispositivos de monitoramento seja precisa, segura e de fácil manuseio, já que os níveis operacionais e o ponto de saturação desses enrolamentos são facilmente controlados durante o processo construtivo.



Figura 9: Transformadores de corrente isolados por SF₆. Fonte: (PFIFFNER, 2020).

Na Figura 9 observa-se TCs isolados a SF₆ de fabricação PFIFFNER. Normalmente, os TCs são fabricados com diversos enrolamentos, que diferem entre si em relação à sua precisão e curva de saturação. Enquanto as medições utilizadas no controle e monitoramento precisam ser extremamente precisas, as utilizadas para a detecção de anomalias e proteção do sistema devem possuir altos valores de saturação, impedindo assim um erro de leitura

no caso de correntes faltosas que podem chegar em valores muito maiores que os nominais de operação.

Transformador de potencial

Pelo mesmo motivo citado nos transformadores de corrente, os transformadores de potencial (ou TP) valem para facilitar a medição de potencial elétrico de um ponto do sistema elétrico.

Com base de funcionamento muito semelhante ao TC, o TP gera em seus enrolamentos secundários uma corrente muito menor do que a do primário, afim de gerar em seus terminais de saída uma tensão diretamente proporcional à real. Isso faz com que a isolamento necessária para impedir o arco elétrico nos equipamentos de medição seja muito mais fácil de alcançar, tornando a medição segura e ao mesmo tempo precisa.

Identifica-se na Figura 10 transformadores de potencial isolados a SF₆ de fabricação SIEMENS, conectados em paralelo aos pontos de medição desejados.



Figura 10: Transformadores de potencial isolados por SF₆. Fonte: ([TRENCH Group, 2020](#)).

2.2.5 Gerador

Dentro de um sistema de potência a importância da(s) unidade(s) geradora(s) é sem dúvida de grande magnitude. Uma perda repentina de carga, uma interrupção de fornecimento ou uma falha interna ou externa causam grandes perdas diretas e indiretas dentro do sistema. Somado a isso vem o grande número de falhas suscetíveis ao gerador, tornando seu esquema de proteção consideravelmente complexo. A severidade dos danos causados por uma falha em um gerador justifica a preocupação com seu esquema de proteção, evitando assim grandes desligamentos em cadeia que deixam grandes áreas sem

fornecimento de energia ([FILHO; MAMEDE, 2011](#)).

Além dos danos materiais aos equipamentos do sistema de potência, há também em muitos casos uma multa relacionada à interrupção do fornecimento de energia elétrica. Se a unidade geradora estiver interligada ao SIN, a fiscalização do seu empreendimento estará sob a custódia da ONS, que se no momento da concessão assim impôs, cobrará uma multa se excedido um limite de tempo de interrupção ([ANEEL, 2019](#)).

Existem 2 tipos de geradores quanto à sua construção:

- Geradores de Indução ou Assíncronos
 - São máquinas que geram somente energia ativa, dessa forma necessitam magnetização pela rede nas quais estão conectados. Caso percam essa fonte de excitação, param de funcionar e por isso são muito utilizados em turbinas eólicas. Parques eólicos não podem operar de forma isolada devido a inconstância dos ventos, tornando a aplicação de tais motores ideal. São fabricados com potências de até 5 MW e podem girar até 1000 rpm.
- Geradores Síncronos
 - Os geradores síncronos por sua vez, geram energia ativa e reativa, sendo esta controlada pelo nível de excitação do gerador. Eles também dependem de uma máquina-primária rotativa, para girar o rotor e gerar energia elétrica a partir da interação eletromagnética das bobinas do estator e do rotor. A força-motriz dessa máquina primária pode vir de várias formas e denominam os nomes desses geradores. As três mais comuns são: acionamento por motor, que não ultrapassam os 25 MW de potência; turbina d'água nos geradores hidrelétricos que rodam em torno de 100 rpm e alcançam incríveis 700 MW de potência; e turbinas a gás ou vapor, também conhecidas como turbogeradores, que podem atingir 7000 rpm e alcançam até 120 MW de potência.

Como este estudo é direcionado à PCHs, serão analisados apenas os geradores síncronos hidrelétricos.

Nas palavras de ([FILHO; MAMEDE, 2011](#)): Os dispositivos de proteção de geradores síncronos devem atender a dois requisitos básicos: evitar a ocorrência de defeitos e, se eles ocorrerem, minimizar os danos recorrentes.

Dentre as falhas mais comuns em unidades de geração listadas no livro, tem-se:

- Falhas construtivas e de materiais, por exemplo nos materiais isolantes e não-isolantes ou por envelhecimento dos enrolamentos.
- Introdução de corpos estranhos no interior do gerador, o que ocorre na presença de ambientes poluídos.
- Falhas de origem externa como curtos circuitos nas linhas de transmissão, sobrecargas continuas, sobretensões de origem atmosférica ou por manobra no sistema de potência

ou defeitos na máquina primária.

- Falhas sistêmicas como rejeição de carga, perda de excitação, desequilíbrio de carga entre as fases, sobrevelocidade causada por perda de carga.
- Falhas por mau funcionamento como perda de sincronismo, vibração do eixo do motor, temperatura externa elevada causada ou não por deficiência do meio refrigerante ou mesmo pela instalação do gerador em superfície inadequada.
- Falhas de origem interna, tais como curtos-circuitos no rotor, no estator ou nos terminais.
- Falhas de origem nos equipamentos agregados, usualmente curtos-circuitos nos TCs, nos TPs, no transformador de potência ou nos serviços auxiliares.

2.2.6 Reguladores de tensão e velocidade

Regulador de velocidade - RV

No funcionamento de um gerador, a função do regulador de velocidade é mantê-lo em rotação constante, conservando assim a frequência da energia elétrica gerada em seu valor nominal, ao atuar sobre a vazão da turbina hidrelétrica. De forma indireta, controla a potência do gerador, uma vez que a potência ativa é diretamente proporcional à vazão turbinada. Essa prática é muito utilizada quando tem-se o grupo gerador operando em paralelo com outro(s) ou com a rede elétrica local, caso observado em algumas PCHs.

O livro (SOUZA; SANTOS; BORTONI, 1999) cita dois tipos básicos de RV: o RV isócrono e o RV com estatismo permanente. O RV isócrono tem funcionalidade ótima em regime permanente de operação, mantendo a velocidade do gerador constante, porém desempenha um papel falho em regime transitório. Para isso, ao adicionar malhas de realimentação no controle da velocidade, tem-se o RV de estatismo permanente, que apesar de apresentar uma queda de velocidade no gerador, o mantém estático mesmo após regimes transitórios como manobra de carga.

Regulador de tensão - RT

Ainda de acordo com (SOUZA; SANTOS; BORTONI, 1999), a função do regulador de tensão na operação de geradores é controlar a tensão de armadura ajustada, atuando sobre a corrente de excitação de campo. Analogamente aos RV, os RT se encarregam do controle indireto da fração de potência reativa gerada, ou fator de potência, importante para repartir devidamente as contribuições entre unidades geradoras independentes em um mesmo barramento ou para controle de tensão em pontos distantes do gerador.

Sua participação assegura que o gerador opere dentro dos limites impostos pelo fabricante, determinados pela sua curva de capacidade. Adicionalmente, os RT corroboram para o aumento da margem de estabilidade dos geradores síncronos por estabilizarem transientes elétricos no sistema.

2.2.7 Chaves seccionadoras de potência

Com funcionalidade bem expressa pelo seu nome, uma chave seccionadora serve para seccionar ou dividir um circuito elétrico, isolando eletricamente um objeto ou seção do sistema elétrico. Esse equipamento não é projetado para suportar a extinção uma corrente passante, logo não necessita de nenhum meio isolante entre seus terminais. Isso determina certos modos operativos importantes para seguramente realizar as manobras necessárias num sistema de potência, por isso é importante que a interrupção da corrente seja feita primeiramente pelo disjuntor para que a manobra com a seccionadora, principalmente sua abertura, seja realizada.



Figura 11: Chave seccionadora de abertura pantográfica da SIEMENS. Fonte: ([SIEMENS, 2020b](#)).

A Figura 12 mostra uma chave seccionadora de alta tensão de fabricação SIEMENS. Essa é uma chave de abertura horizontal rotativa, sendo possível a construção de vários tipos de mecanismos. As mais usuais são as chaves seccionadoras de abertura vertical, horizontal e pantográfica. A escolha de um ou outro mecanismo de abertura é totalmente dependente da disposição dos equipamentos no pátio da subestação, do espaço disponível e da disponibilidade financeira do projeto. Nas Figuras 13 e 11 encontram-se, respectivamente, os tipos de chaves seccionadoras de alta tensão fornecidas pela SIEMENS e uma chave de abertura pantográfica, também de fabricação SIEMENS.



Figura 12: Chave seccionadora de abertura horizontal da SIEMENS. Fonte: (SIEMENS, 2020b).

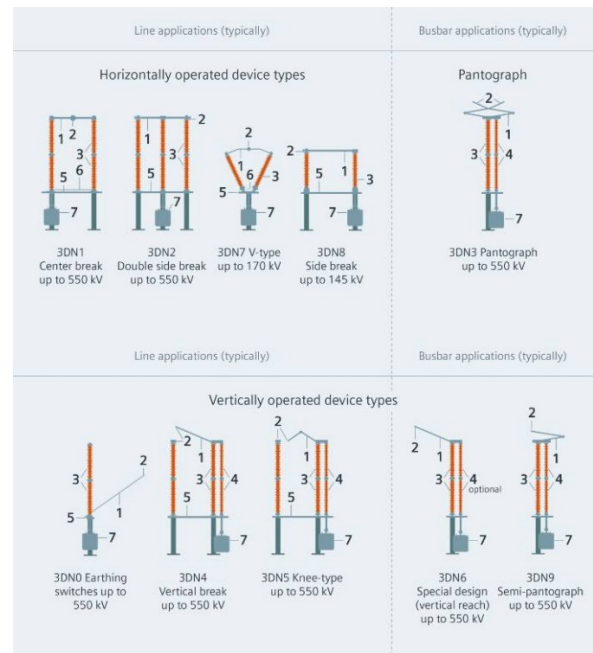


Figura 13: Catálogo de chaves seccionadoras quanto ao mecanismo de abertura da SIEMENS. Fonte: (SIEMENS, 2020b).

2.2.8 Barramento

Um barramento de subestação é basicamente um nó elétrico de alta robustez, capaz de conectar os vários vãos e equipamentos de uma subestação. Ele existe para a melhor disposição dos equipamentos em um pátio de subestação e para manter um distanciamento seguro entre os equipamentos durante sua operação.

Na Figura 15 observa-se a foto de um barramento que liga vários equipamentos de potência em uma subestação. Trata-se das 3 barras horizontais vistas no meio da imagem, sendo 3 pela característica trifásica do sistema. Para melhor exemplificação, encontra-se na Figura 14 um diagrama de uma subestação projetada no arranjo "disjuntor e meio".

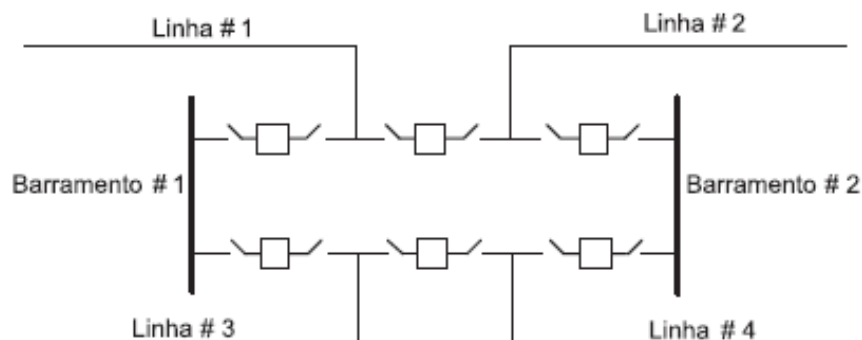


Figura 14: Arranjo de equipamentos do tipo "Disjuntor e meio". Fonte: (CESGRANRIO, 2012).



Figura 15: Imagem de subestação com barramento trifásico rígido. Fonte: ([ALLBIZ, 2020](#)).

2.2.9 Serviços Auxiliares

Os serviços auxiliares de uma subestação são responsáveis pela manutenção do fornecimento de energia, controle de cargas da subestação e, eventualmente, o automatismo da transferência de fontes de alimentação e partida de fontes temporárias.

Variavelmente de acordo com o nível de tensão e importância no sistema inserido que uma subestação possui, existe uma necessidade de redundância de fontes de alimentação primárias e também um automatismo de transferência para caso de falha das mesmas. Usualmente há dois principais tipos de carga dentro das presentes em uma subestação: cargas essenciais e não-essenciais. A primeira se refere as cargas que não admitem interrupção no seu fornecimento de energia. Geralmente estão relacionadas aos sistemas de controle (local e remoto) da SE, sistemas de proteção dos equipamentos, iluminação de emergência e sistemas de segurança da SE e operadores. A segunda se refere as cargas que admitem interrupção no seu fornecimento de energia por um curto período de tempo. Categorizadas assim estão todas as outras cargas da SE como iluminação geral, eletrônicos e eletrodomésticos gerais, sistemas de refrigeração das salas de controle, etc.

Um sistema de serviços auxiliares de uma subestação deve contar com pelo menos duas fontes alternadas independentes para garantir o funcionamento de todo o sistema de supervisão e proteção. Preferivelmente, uma das fontes disponíveis deve ser um gerador de energia elétrica a combustível, que pode operar mesmo em condições de blecaute geral. Acoplados a essas fontes CA, deve-se ter retificadores para as cargas CC e, opcionalmente, um banco de baterias para evitar desligamentos por oscilações na transferência entre fontes.

2.2.10 Topologia

As subestações de forma geral podem tomar diversos tipos de topologia, variando o arranjo dos equipamentos de pátio de acordo com sua necessidade de manobra e disponibilidade financeira do projeto. Em geral, ela é determinada de forma que seja possível uma expansão futura mas mantendo o projeto simples, para diminuir custos e complexidade de concepção e manutenção.

As subestações elevadoras de PCHs possuem uma topologia habitualmente simples, sendo compostas apenas das unidades geradoras com seus respectivos transformadores de potência, um barramento interligador opcional e chaves seccionadores e disjuntores para manobrar a energia de forma a atingir o fluxo de potência requisitado por cada uma das suas cargas, sejam elas sistemas locais ou linhas de transmissão até outras subestações.

Tem-se na Figura 16 um exemplo de SE elevadora com duas unidades geradoras que alimentam, paralelamente ou isoladamente, duas linhas que podem ser de transmissão (para outra subestação) ou de distribuição (para os alimentadores das cargas finais).

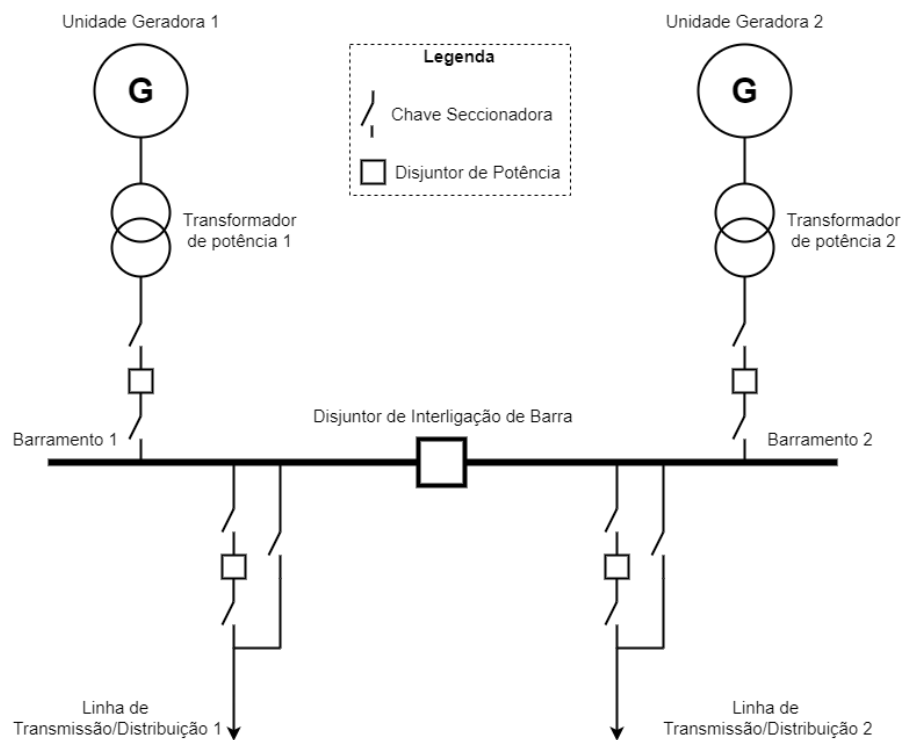


Figura 16: Exemplo de topologia que pode ser adotada para uma subestação de sistema isolado ou conectada a uma rede maior. Fonte: Própria (2020)

3 PROTEÇÃO DE SUBESTAÇÕES

3.1 Visão geral sobre esquemas de proteção

É impossível conceber um esquema que proporcione total proteção ao SEP, sendo apenas possível amenizar os danos causados ao equipamento protegido e ao sistema de potência. Não há também uma resposta única acerca do número e da natureza das funções de proteção que se deve garantir a cada equipamento. A escolha de quais funções deve-se empregar é realizada com base em uma análise técnico-econômica, visando garantir a confiabilidade do esquema de proteção e sua viabilidade financeira, levando em conta a aplicação do equipamento, os níveis de tensão e corrente nominais e de falta e o capital disponível do projeto.

Os seis pilares que garantem o bom funcionamento de qualquer sistema de proteção são: Seletividade, Zonas de Atuação, Velocidade, Sensibilidade, Confiabilidade e Automação (FILHO; MAMEDE, 2011). Esses seis tópicos devem funcionar devidamente para que atuações ocorram assertivamente em momentos de falta, e ocorram propriamente, isolando completamente a área afetada e apenas ela.

A seletividade deve funcionar paralelamente com as zonas de atuação, para que apenas a parte mais próxima do circuito seja desconectada pelo seu elemento de proteção e para isso ele não deve agir para faltas fora da zona protegida, sendo o relé o responsável por perceber a localização de dada falta.

A velocidade é definida pelo tempo demandado para diminuir os danos ou mesmo eliminar uma falta, reconhecendo o tempo mínimo necessário para o disjuntor efetuar a interrupção de corrente em um ponto do sistema de potência. A sensibilidade arca com a precisão do elemento de proteção em reconhecer a faixa de valores para sua atuação ou não-atuação. Esse valor pode ser mensurado como a razão entre a corrente máxima de curto-circuito no ponto mais extremo da zona protegida e com geração mínima (I_{ccmi}) e a corrente de acionamento do elemento de proteção ou “corrente de ajuste” (I_{ac}), de acordo com a equação 3.1 retirada de (FILHO; MAMEDE, 2011).

$$N_s = \frac{I_{ccmi}}{I_{ac}} \quad (3.1)$$

A confiabilidade está na habilidade do elemento de proteção em desempenhar com segurança e exatidão as tarefas designadas a ele e a automação é determinada por sua operabilidade sem auxílio humano, ou seja, operar na abertura do circuito ao detectar automaticamente uma falta e, em alguns casos, retornar sozinho o sistema a condição de operação usual.

Existem, basicamente, dois elementos de proteção empregados em sistemas de potência: os fusíveis e os relés de proteção. Os fusíveis atuam ao fundir o elemento metálico em seu núcleo para extinguir faltas de acordo com sua característica de corrente por tempo, com limitação no número de usos (geralmente uma vez apenas). Uma foto de um fusível é vista na Figura 17. Já um relé é um capaz de se sensibilizar, atuando sobre o disjuntor, para vários tipos de faltas e diversas vezes durante sua longa vida útil, dadas as condições certas de operação e manutenção.



Figura 17: Foto de um fusível de alta potência de fabricação S&M. Fonte: (S&M, 2020).

3.1.1 Tabela ANSI

Com o objetivo de facilitar a nomenclatura dos equipamentos do sistema elétrico de potência, inclusive os relés de proteção, foi criada uma Tabela de valores numéricos que correspondem cada um, a um equipamento ou dispositivo frequentemente empregado nos sistemas de potência. Atualmente, usa-se os códigos dos relés de proteção para referenciar-se às respectivas funções de proteção inseridas dentro dos relés digitais, uma vez que cada relé digital aglutina várias funções simultaneamente.

A Tabela 1 abaixo é uma versão adaptada da Tabela ANSI, que foca nos principais códigos utilizados e preenche aqueles que serão citados neste trabalho mas não se encontram na tabela original retirada de (SEL, 2020).

Tabela 1: Tabela ANSI adaptada.

Código ANSI	Equipamento ou Função de proteção
1	Elemento Principal
2	Relé de partida ou fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave comutadora de sequência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
21	Relé de distância
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
27	Relé de subtensão
30	Relé anunciador
32	Relé direcional de potência
37	Relé de subcorrente ou subpotência
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor / chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual
44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condições atmosféricas
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
55	Relé de fator de potência
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
59	Relé de sobretensão
Continua na próxima página	

Tabela 1 – continuada da página anterior

Código ANSI	Equipamento ou Função de proteção
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detetor de terra
65	Regulador
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
72	Disjuntor de corrente contínua
78	Relé de medição de ângulo de fase / proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
83	Relé de seleção / transferência automática
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
89	Chave seccionadora
Acrônimos adicionais	
N	Neutro
G	Terra (" <i>Ground</i> ") ou Gerador
B	Barra
Q	Sequência Negativa (Potência reativa)
F	Campo (" <i>Field</i> ")
BF	Falha de disjuntor (" <i>Breaker failure</i> ")

3.2 Relés de proteção

O relé de proteção é um dispositivo responsável por detectar e eleger faltas relevantes à sua zona protegida, conforme sua configuração, e atuar sobre um dispositivo de interrupção de corrente, normalmente um disjuntor.

Originalmente os relés de proteção eram do tipo eletromecânico, como visto na Figura 18, e eram construídos para uma proteção específica ou para um conjunto pequeno de funcionalidades. Apesar de sua robustez e alta confiabilidade, possuem funcionabilidade limitada, ocupam mais espaço e estão muito sujeitos a falhas devido a sua construção com

peças móveis. Isso garantiu muito espaço para melhorias com o avanço tecnológico. Seu sucessor, o relé eletrônico, se mostrou eficaz ao apresentar redução de espaço ocupado e ampla multifuncionalidade, porém não foi bem aceito devido as suas limitações térmicas e a alta suscetibilidade à danos aos semicondutores. Porém, o relé digital veio para solucionar esses problemas ao oferecer grande multifuncionalidade com redução de volume e robustez melhorada.



Figura 18: Relé eletromecânico diferencial de fabricação da *General Electric*. Fonte: ([RIVER CITY, 2020](#)).

Com os relés digitais, um só dispositivo pode supervisionar uma área inteira do sistema de potência, manter o operador da subestação ou sistema informado de todas as manobras e atuações que ocorrerem, além de registrar e guardar tudo isso em *logs* e arquivos de registro. A maioria dos relés digitais possuem também portas de comunicação, formando uma rede entre todos os relés de uma subestação e, muitas vezes, a um supervisor de controle de manobras e eventos. Relés digitais são comumente chamados pela sua sigla em inglês IED (*Intelligent Electronic Devices*).

Os relés descritos nesta seção são uma análise geral da funcionalidade de cada um deles, independentemente de sua construção. Assim, mesmo que hoje os relés digitais possuam em seus algoritmos de detecção e atuação em faltas a funcionalidade de vários relés eletromecânicos de uma só vez, recorrendo a funções internas para isso, cada uma dessas funções será tratada como um relé separado. Vale frisar, também, que apenas alguns

dos relés mais comuns em esquemas de proteção de subestações serão mencionados aqui. Quaisquer relés ou funções de proteção extras mencionadas na seção 4 serão apresentadas conforme forem aparecendo.

3.2.1 Relé de sobrecorrente (50/51)

Os relés de sobrecorrente são a forma mais básica de proteção e são empregados e virtualmente todos os esquemas de proteção de subestação de energia elétrica. Sua atuação é sensibilizada diretamente pelo valor da magnitude da corrente que flui sobre o elemento protegido, evitando superaquecimento e/ou o derretimento dos condutores e terminais: uma vez que o valor mensurado de corrente é maior que o previamente ajustado em suas configurações, a abertura de seu disjuntor associado é demandada.

Os relés de sobrecorrente podem ser classificados como primários e secundários. Os primários atuam de forma direta sobre o disjuntor associado a ele, por meio de varetas isolantes que forçam a abertura do equipamento ao detectar valores altos de corrente fluindo, porém por se tornarem muito obsoletos e não atenderem aos requisitos da norma brasileira, são muito pouco utilizados em subestações. Já os secundários enviam por meio de um contato controlável um sinal elétrico que aciona a bobina de abertura do disjuntor de potência (FILHO; MAMEDE, 2011).

Todo sistema de proteção que demanda um tempo de abertura inversamente proporcional à corrente circulante no circuito faz uso de relés de sobrecorrente, já que sua eficácia é grande e seu custo de implementação é relativamente baixo. Sendo assim, a grande maioria dos relés digitais possui em sua gama de funções de proteção a função de sobrecorrente.

3.2.2 Relé diferencial de corrente (87)

O funcionamento da proteção diferencial de corrente é baseado na subtração entre as correntes que entram e que saem dos terminais de um determinado equipamento. Caso haja diferença no módulo dessas correntes, a função é operada mandando um sinal de abertura para o disjuntor, desligando a zona protegida. A obtenção dos fasores de corrente é conseguida instalando-se transformadores de corrente nos terminais de entrada e saída do equipamento e a região delimitada por esses TC é chamada zona protegida, ou seja, qualquer falta ocorrida entre os terminais deve sensibilizar o relé para abrir o disjuntor (FILHO; MAMEDE, 2011).

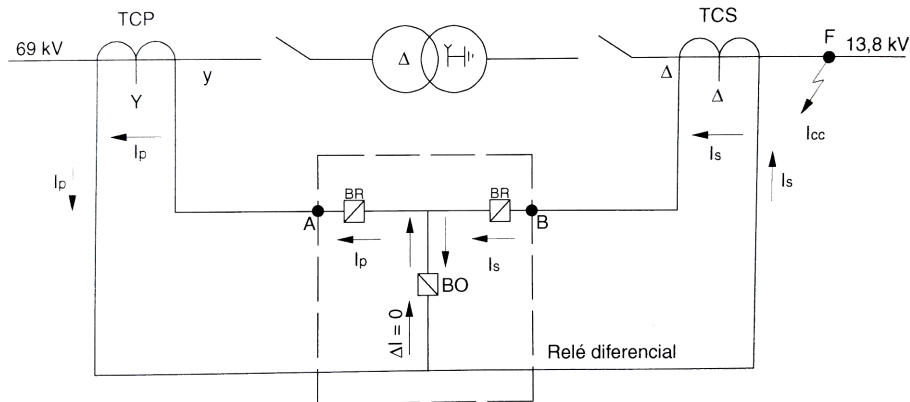


Figura 19: Esquema unifilar de um relé diferencial de corrente em condição de não operação. Fonte: (FILHO; MAMEDE, 2011).

Pode-se classificar a proteção diferencial de corrente em dois grandes grupos: proteção diferencial longitudinal e proteção diferencial transversal. A proteção longitudinal é empregada comparando as correntes entre 2 pontos do sistema e é aplicada principalmente para máquinas como geradores, transformadores e motores. Já a proteção transversal serve para comparação de correntes admitidas em um ponto do circuito que saem em dois ou mais outros pontos, sendo empregada principalmente em barramentos. Na Figura 19, retirada do livro de (FILHO; MAMEDE, 2011), há um esquema simplificado da montagem de um relé diferencial em um transformador.

Alguns fatores podem influenciar a atuação da proteção diferencial, levando-a a atuar intempestivamente. Tais fatores devem ser observados ao projetar-se um esquema de proteção com a função diferencial, uma vez que desligamentos inoportunos ou errôneos podem levar a gastos elevados por perda de produção ou mesmo multas. Alguns fatores são:

- Correntes de magnetização nos transformadores de potência
- Defasamentos angulares
- Saturação dos TC
- Diferenças de corrente oriundas de erros dos TC
- Diferenças de correntes oriundas dos tapes do transformador

Desses fatores tem maior destaque as correntes de magnetização, por se tratar de um fenômeno operacional natural ocorrido ao energizar-se um transformador. Nesse caso a atuação do relé diferencial é impedida ao bloquear-se sua sensibilização por correntes atípicas de 2º harmônico e, em alguns casos, de 3º e 5º harmônicos. Essas componentes harmônicas se destacam na forma de onda de regimes transitórios de energização e sobre-excitação de transformadores e, para sua detecção, são empregados filtros (antes eletrônicos e hoje digitais) para analisar separadamente essas componentes e tornar o relé capaz de determinar a presença ou não de falta. Essas restrições também podem ser empregadas

em relés de sobrecorrente.

3.2.3 Relé direcional (67)

Os relés de sobrecorrente direcionais ou apenas relés direcionais são dispositivos que são sensíveis não apenas à magnitude da corrente medida em determinado ponto do sistema, mas também ao sentido em que ela flui. Sua função é, então, atuar sobre o disjuntor se e somente se ambas a magnitude e a direção da corrente que flui por ele forem compatíveis com os valores configurados.

Existem basicamente 3 formas de empregar relés direcionais e elas os denominam em: relé direcional de sobrecorrente fase e de terra e relé direcional de potência. Todos eles possuem funcionamento muito semelhante e usam geralmente corrente e tensão para determinar a direção do fluxo desejado. O funcionamento desse relé pode ser temporizado ou não, variando de acordo com a aplicação e os níveis operacionais do sistema.

Esses relés são muito utilizados quando não é desejado que o fluxo de corrente (ou potência) aconteça em ambos os sentidos, como por exemplo em sistemas onde há apenas uma fonte ou também em sistemas com geração e/ou transmissão paralela.

3.2.4 Relé de distância (21)

O surgimento dos relés de distância aconteceu para suprir a demanda por dispositivos de proteção mais rápidos e seletivos na proteção de linhas de transmissão. À medida que as linhas de transmissão foram atingindo comprimentos grandes, os relés de sobrecorrente até então empregados se tornaram obsoletos por alguns fatores. Além de serem muito afetados pelas variações no sistema como um todo (características de geração e consumo), não eram capazes de determinar se os valores de corrente elevados eram provenientes de sobrecargas ou curto-circuito e, também, apresentavam tempos de atuação muito altos para faltas afastadas do ponto de medição.

A sensibilização do relé de distância se dá por meio da comparação entre a impedância calculada da linha no momento da falta e a impedância característica da linha pré configurada no relé. A tensão é praticamente nula no ponto de falta, porém essa aumenta conforme se aproxima do “começo” do circuito devido ao efeito reativo dos condutores, e ao dividir o valor de tensão mensurado nos TP pelo valor da corrente mensurada nos TC, tem-se a impedância da linha naquele instante. Se esse valor diferir do valor em operação normal da linha, o relé atua mandando um sinal de abertura para o disjuntor.

A classificação dos relés de distância os nomeia e é determinada com base em suas características operacionais, que por sua vez se adequam para cada tipo de aplicação. São eles:

- **Relé de impedância:** mais usados em linhas consideradas de comprimento médio

para o seu nível de tensão.

- **Relé de admitância ou MHO:** mais usados em linhas consideradas de comprimento curto para o seu nível de tensão e ajudam reduzir o efeito do arco no ponto de balanço do relé.
- **Relé de reatância:** mais usados em linhas consideradas de comprimento longo para o seu nível de tensão.
- **Relé *blinder*:** mais usados contra perda de sincronismo em gerador, associados a um relé MHO.

Cada um dos tipos diferentes de relés de distância tem seu método de detecção de falta ligeiramente diferente e, também, sua “região de operação” no plano de impedâncias. Vê-se na Figura 20 a região de operação característica do relé MHO.

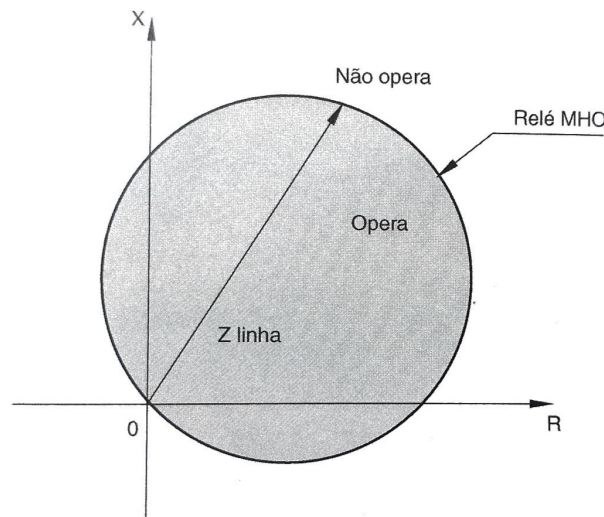


Figura 20: Região de operação do relé MHO. Fonte: (FILHO; MAMEDE, 2011).

Deve ser observada também a zona de atuação desse relé, para que atue somente para faltas relevantes à sua zona protegida. Geralmente, divide-se uma linha de transmissão em quatro zonas:

- **Zona 1:** compreende uma distância de 80% a 90% do comprimento da linha para faltas monofásicas.
- **Zona 2:** compreende toda o comprimento da linha, sendo ajustada de 130% a 150%, para faltas bi- e trifásicas, mas não sendo sensível para a condição de carga máxima.
- **Zona 3:** como retaguarda da proteção de zona 2, a zona 3 deve garantir cobertura de, no mínimo, 120% para faltas bi- e trifásicas e 130% para faltas monofásicas, não sendo também sensibilizada para a condição de carga máxima.
- **Zona 4:** a proteção de quarta zona é voltada para o sentido oposto das demais, ou seja, é sensível a faltas para trás da linha e deve ter sua impedância ajustada para, até, 80% da impedância equivalente do(s) transformador(es) presente(s) na subestação.

Como a operação dessa proteção opera em zonas, é usual a agregação de um esquema de teleproteção nas linhas de proteção. Nesse esquema, ao detectar uma falta na linha, dependendo da sua localização, um sinal de disparo é enviado ao relé na outra extremidade da linha causando uma aceleração na detecção da falta e, por consequência, na abertura do disjuntor, a fim de isolar por completo a falta do sistema de potência.

3.2.5 Relé de sobre- e subtensão (59 e 27)

Com a função de proteger os equipamentos para situações onde a tensão é elevada a valores maiores que a tensão nominal de operação, o relé de sobretensão é vital para o bom funcionamento de um SEP e pode ser empregado com atuação instantânea ou temporizada. O relé de sobretensão pode ser ajustado para atuação mono- ou trifásica e sua sensibilidade não deve ser ajustada para valores inferiores a 115% da tensão nominal para unidades temporizadas e 120% para unidades instantâneas.

Opostamente ao relé de sobretensão, o relé de subtensão atua em sistemas onde os níveis de tensão se apresentam abaixo do valor nominal estipulado. Sua atuação pode também ser mono- ou trifásica e sua aplicação é importante para garantir os níveis de tensão necessários para o bom funcionamento dos equipamentos elétricos. Sua atuação é, também, um forte indicativo de que algo fora do esperado está ocorrendo.

Sua sensibilidade deve ser ajustada para valores não inferiores a 90% do valor nominal em aplicações temporizadas e não inferiores a 80% para aplicações instantâneas.

3.2.6 Relé de religamento (79)

Evitar a interrupção desnecessária de fornecimento de energia a alimentadores de distribuição e linhas de transmissão é algo necessário para manter os níveis de qualidade de energia entregue em valores aceitáveis. Impedir que uma falta transitória abra definitivamente o circuito que alimenta cargas é a principal função do relé de religamento, porém um estudo mais detalhado deve ser realizado analisando a possibilidade de danos aos equipamentos elétricos ao se religar um disjuntor com uma falta persistente.

As faltas mais recorrentes em linhas de transmissão são de caráter monofásico e, muitas vezes, de duração curta, como por exemplo um galho de árvore tocando um cabo transmissor, gerando um arco elétrico e se extinguindo logo em seguida. É aí que entra o relé de religamento, que fecha o disjuntor um tempo após detectar uma abertura sempre verificando a persistência ou não da falta em questão. Caso a falta perdure, o relé manda o sinal de abertura novamente e um ou mais ciclos de religamento adicionais podem ser acionados buscando evitar a mobilização de um time técnico até o local da falta.

Geralmente os relés de religamento são ajustados para dois ciclos de religamento: ciclo curto e ciclo longo. Adicionalmente, podem ser estudados os impactos que um terceiro e até mesmo um quarto ciclo (ambos longos) terão sobre os equipamentos elétricos sujeitos

às correntes de falta em questão. A decisão de bloquear o funcionamento do relé de religamento é de total responsabilidade do(a) mantenedor(a) do sistema de potência, mas esse bloqueio deve ocorrer e o disjuntor deve ser mantido aberto assim que o relé detectar a persistência da falta e uma equipe técnica movimentada.

3.2.7 Relé de frequência (81)

Sabe-se que em momentos que um gerador fornece uma potência inferior a carga que está mantendo, ele pode gerar energia a uma frequência inferior àquela ajustada para o sistema, causando uma condição de subfrequência. Analogamente, quando se retira uma carga de operação, fazendo o gerador fornecer mais potência que o requisitado, há a possibilidade que ele forneça energia em uma frequência acima da nominal, chamada condição de sobrefrequência.

Tanto para uma condição quanto para a outra, o relé deve enviar ao disjuntor um sinal de abertura, evitando maiores danos a equipamentos elétricos, especialmente àqueles que dependem de sincronicidade como motores e outros equipamentos rotativos. Sua atuação pode ser instantânea ou temporizada.

3.2.8 Relé de sincronismo (25)

O relé de sincronismo existe para evitar que duas fontes geradoras entrem em diacronia, causando um tranco transitório em equipamentos sensíveis a desbalanço de tensão. Geralmente seu funcionamento está atrelado ao fechamento de disjuntores que interligam dois pontos energizados de um circuito, liberando-o para fechar se e somente se todos os requisitos de equipotencialização forem atendidos.

As três grandezas analisadas por um relé de sincronismo são: magnitude, fase e frequência. Os ajustes de diferença entre os dois valores pertinentes de cada grandeza são estipulados a partir de um estudo que leva em consideração a característica geradora de cada polo e os níveis de tensão presentes em cada um.

3.2.9 Relé auxiliar de bloqueio (86)

Conforme escrito em ([FILHO; MAMEDE, 2011](#)):

"Quando um sistema sofre um defeito, faz atuar a unidade de proteção responsável pela eliminação da falta correspondente. O sinal emitido pela unidade de proteção atua inicialmente sobre o relé auxiliar de bloqueio que, em seguida, fecha seus contatos sobre a bobina de abertura do disjuntor."

Sua função principal é impedir o fechamento de um disjuntor após a detecção de uma falta elétrica. Assim, apenas o operador autorizado da subestação e/ou do sistema onde está inserido poderá realizar o desbloqueio por meio de uma chave ou comando no supervisão,

após o reconhecimento e extinção da falta presente no sistema. Complementarmente, seu devido funcionamento proporciona maior segurança aos operadores e demais pessoas presentes em um momento de falta.

Em uma subestação de energia os relés mais comumente configuradss para atuar sobre o relé de bloqueio são:

- Relé de sobrecorrente de fase e neutro para transformadores
- Relé de sobrecorrente diferencial de fase e neutro
- Relé de sobrecorrente de terra
- Relé diferencial de gerador
- Relé diferencial do transformador
- Relé de distância
- Relé de gás
- Proteções térmicas de máquinas

3.2.10 Relé anunciador (30)

O relé anunciador nada mais é do que um dispositivo de supervisão e alarme para sinais analógicos e/ou digitais. Em suma, o relé anunciador é encarregado de registrar os eventos que ocorrem em momentos faltosos, supervisionar cabeamentos físicos pela sua integridade, intertravar manobras que possam danificar equipamentos ou o sistema como um todo, memorizar as curvas de operação dos relés de proteção, guardar informações sobre o motivo e duração das interrupções de fornecimento, comunicar quaisquer ocorrências anormais ao operador, entre outras funções.

Atualmente o relé anunciador está obsoleto, uma vez que os IED já são capazes de realizar todas essas funções descritas acima além de suas funções de proteção já esperadas. Adicionalmente, o uso de um supervisório digital centralizador de informações em um computador na casa de controle da subestação está cada vez mais difundido, a medida que o SIN se expande e assim também as exigências da ONS.

3.2.11 Proteções e sistemas adicionais

3.2.11.1 Contra eventos naturais

O SEP e a integridade dos equipamentos não são ameaçados apenas por falhas internas, erros de manobras e eventos de curto-circuito, mas também contra eventos naturais que podem prejudicá-los direta- e indiretamente. Além de ventos e chuvas intensas poderem levar objetos a entrar em contato com as linhas de transmissão ou terminais energizados, causando os curtos-circuitos, há também o risco de descargas elétricas na rede.

Para o primeiro fator a recomendação é que a subestação seja instalada em uma

área isolada de árvores ou construções que possam entrar em contato com os condutores e caso isso ocorra, as proteções instaladas devem detectar o curto rapidamente e extinguir adequadamente a falta.

Já contra as descargas atmosféricas, além de um esquema de proteção sensível a sobretensões, é recomendada a instalação de para-raios que diminuam o risco de incidência de raios sobre o SEP. Basta a presença de um ou mais para-raios para evitar essas sobretensões indesejadas, que podem levar a ruptura de cabos e conectores. Além disso, eles reforçam a segurança dos operadores e pessoas que frequentem a SE.

3.2.11.2 Serviços Auxiliares

São denominados serviços auxiliares a fração do sistema responsável pela alimentação das cargas locais da SE. Todos os dispositivos de proteção, controle e monitoramento do SEP devem ser alimentados continuamente, evitando assim que uma falta passe despercebida e possa comprometer os equipamentos de pátio e a segurança das pessoas. A utilização de fontes redundantes é a solução usual para isso.

A redundância de fontes de alimentação pode ser estabelecida de várias maneiras, mas geralmente tem-se como fonte primária a própria SE (algumas vezes utilizando o terciário de um transformador de potência, mas no caso das PCH utiliza-se diretamente a saída do grupo gerador) e como fonte secundária a rede da concessionária local. A mantenedora da SE pode instalar, também, um gerador a combustível como terceira fonte, que entra em cena uma vez que todas as outras fontes estiverem inoperantes, e um banco de baterias que fornece energia durante a transferência entre as fontes e no caso de esgotamento do combustível do gerador.

Para que essa redundância seja mais completa, há a opção de utilizar-se lógicas de transferência automática de fontes de alimentação, diminuindo assim o risco de desligamento dos esquemas de proteção e controle e também o tempo que os dispositivos ficariam desligados.

A autonomia dessas fontes, o número de redundâncias e o automatismo da transferência são fatores determinados pela ONS caso a SE seja parte da rede básica do SIN, mas em subestações de PCH isso fica, geralmente, a critério da sua mantenedora ou de acordo com exigências contratuais da compradora da energia.

3.2.11.3 Supervisório de controle e registros

A presença de um supervisório de controle e registros, apesar de opcional para subestações de pequeno porte como as de PCH, auxilia imensamente no comando remoto de equipamentos de campo e no armazenamento de informações referentes à operação e de dados técnicos (tempo de abertura de disjuntores a partir da falta, oscilografias de

transitórios, etc) para análises comportamentais futuras do SEP. Como exemplo vemos o SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia) na Figura 21.

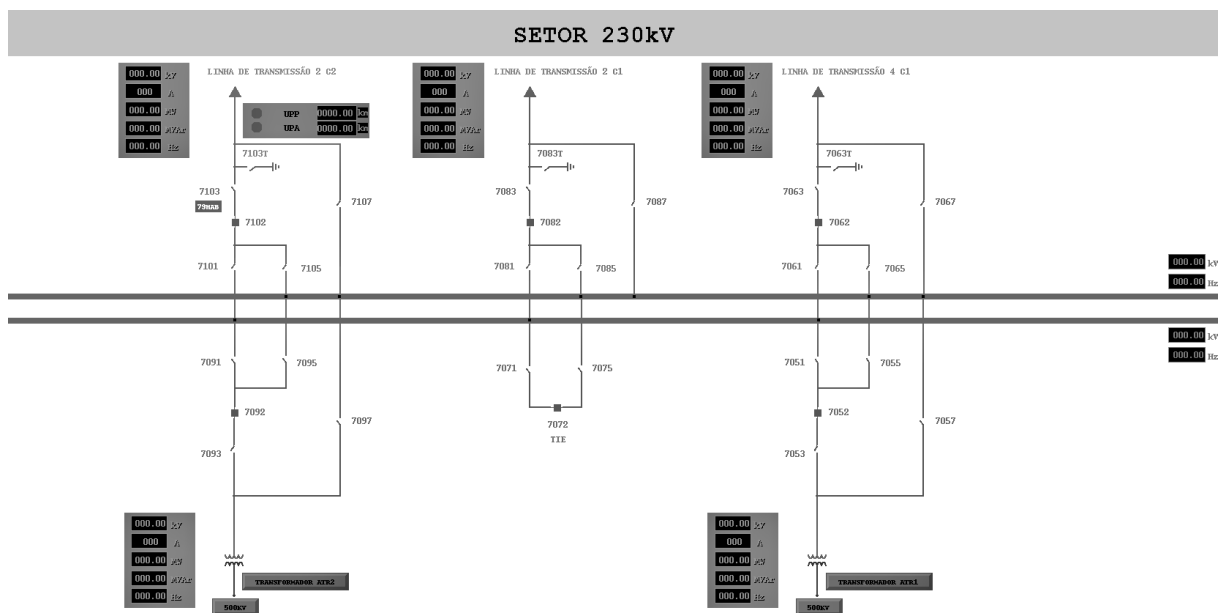


Figura 21: Exemplo de tela de controle e monitoramento de um supervisório. No exemplo, o SAGE. Fonte: Arquivo pessoal

O comando remoto em equipamentos de pátio é uma funcionalidade eficaz para aumentar a segurança dos operadores da SE, uma vez que todas as manobras são realizadas de dentro da casa de controle. Por conseguinte, erros ou mal funcionamentos não oferecerão risco direto à vida dos trabalhadores. Já a contínua e completa aquisição de dados do sistema ajuda no entendimento dos regimes transitórios enfrentados no passado para que medidas preventivas, buscando evitá-los no futuro, sejam tomadas.

3.2.11.4 Rede de comunicação: Protocolos IEC 61850, Modbus e IRTIG-B

Com o advento dos relés digitais no mercado, a preocupação com a comunicação entre IED de diferentes fabricantes se tornou um foco de estudos. Assim vários protocolos de comunicação, como o Modbus, foram sendo desenvolvidos e servindo como predecessores para o protocolo IEC 61850 que é usado até os dias atuais (PAC, 2016).

O protocolo Modbus data do final da década de 70 e é amplamente utilizado até hoje, principalmente com CLP (Controladores Lógico Programáveis). Pode usar como meio físico de comunicação as arquiteturas RS232, RS485 ou Ethernet e se baseia na hierarquia mestre-escravo para a troca de dados.

Baseado originalmente na arquitetura de rede Ethernet, o protocolo IEC 61850 permitiu a padronização dos tipos de pacotes de dados enviados pela rede, facilitando e agilizando a comunicação entre relés de fabricantes distintos na rede LAN da subestação.

Já o protocolo IRIG-B atua na sincronização de data e hora entre os dispositivos, mantendo o registro de eventos ordenado com estampas de tempo precisas. A partir de um dispositivo de GPS, um pulso intermitente é enviado aos dispositivos para verificação e correção contínua do sincronismo temporal.

3.3 Fabricantes de relés digitais

Nos dias de hoje existe no mercado de relés digitais uma variedade grande de tipos e marcas. As mais consolidadas atualmente são de origem estrangeira, mesmo no mercado brasileiro, por sua tradição e qualidade dos equipamentos. Entretanto, há no mercado relés de proteção de fabricação brasileira, que geralmente apresentam menor custo. Isso faz com que, principalmente nos empreendimentos de menor escala, o uso desses relés aumente cada vez mais. Abaixo, tem-se uma relação das principais fabricantes de relés e seus modelos de relés.

- **SIEMENS**
 - **SIPROTEC 5 e SIPROTEC Compact**
 - * Ex.: 7SAxx¹, 7SDxx, 7SJxx, 7SKxx, 7UM85, 7KE85, 7UTxx, 7VKxx...
 - **Reyrolle e Reyrolle 5**
 - * Ex.: 7SRxx, 7XGxx, 7PGxx, 7PJxx...
- **General Electric (GE)**
 - Ex.: G30, G60, SR489, GPM-S, MIG, MIG II, MIW II, DGP...
- **Asea Brown Boveri (ABB)**
 - Ex.: RET615, REB611, REF601, REG615, REU611, SEI601, SER605...
- **Schweitzer Engineering Laboratories (SEL)**
 - Ex.: SEL-700G, SEL-300G, SEL-2664, SEL-2664S, SEL-487E, SEL-787, SEL-487B, SEL-421, SEL-311, SEL-351...
- **PEXTRON (Brasileira)**
 - Ex.: IED S640, URP 6402, URP 6100, URP 6000, URPS 2406, URPF 4000, URP 2000...
- **TRON Componentes Elétricos (Brasileira)**
 - Ex.: RCF, RCA/RCC, RMV, RTI, RTC, SST, RTM, RSF...

(¹) Cada 'xx' presente significa um ou mais números que determina as variações contrutivas e/ou de funcionalidades de cada modelo. Ex.: 7SJ85, 7SJ86 e 7SJ87.

4 ESTUDO DE CASO: PCH USINA LOBO

Para o estudo de caso foi escolhida a Usina Lobo, localizada em Itirapina, São Paulo. Ela é uma PCH independente, com fins comerciais e funciona em paralelo com a SE Rio Claro 2. A venda de energia é para a concessionária Elektro e está incluída no SIN.

A PCH Usina Lobo, também conhecida como UHE Carlos Botelho, traz um pouco da história da definições do que é uma PCH. Devido as várias mudanças na classificação entre PCHs e UHEs ([MAUAD; FERREIRA; TRINDADE, 2017](#)), hoje ela é considerada uma UHE devido às normas estabelecidas na sua fundação há mais de 50 anos. Hoje, entretanto, o reservatório da usina é usado também para lazer e isso a faz se enquadrar no cenário das PCHs. Apesar de oficialmente ela ainda se tratar de uma UHE, devido ao seu porte e características do sistema elétrico, ela será tratada como uma PCH.

Na figura 22 temos uma vista aérea da barragem e do reservatório da Usina.



Figura 22: Vista aérea da barragem e reservatório da Usina Lobo Fonte: ([CHREA, 2020](#))

4.1 Características técnicas

A Usina Lobo é uma PCH que gera a partir da queda d'água do rio Ribeirão do Lobo, com uma barragem de 15 metros e potência instalada de 1,6 MW. Seu gerador fornece energia elétrica no nível de tensão de 2,4 kV, mas esse é elevado por um transformador de 2500 kVA e sua distribuição é em 34,5 kV. Observa-se nas figuras 23 e 26, respectivamente, as placas de dados do gerador e transformador de potência da subestação



Figura 23: Placa de dados técnicos do gerador utilizado na PCH. Fonte: Usina Lobo (2020)

4.2 Topologia local

A topologia local pode ser vista, de maneira adaptada para maior entendimento, na Figura 24 (disponível também, na íntegra, no apêndice A) e nela pode-se ver o gerador de 2000 kVA conectado por um disjuntor e uma seccionadora ao transformador, que se conecta por outro par disjuntor-seccionadora ao ponto de entrega. Há também dois outros transformadores menores que alimentam o circuito de corrente alternada dos Serviços Auxiliares, alternando entre o fornecimento local da máquina da usina e o da rede de 13,8 kV da Elektro.

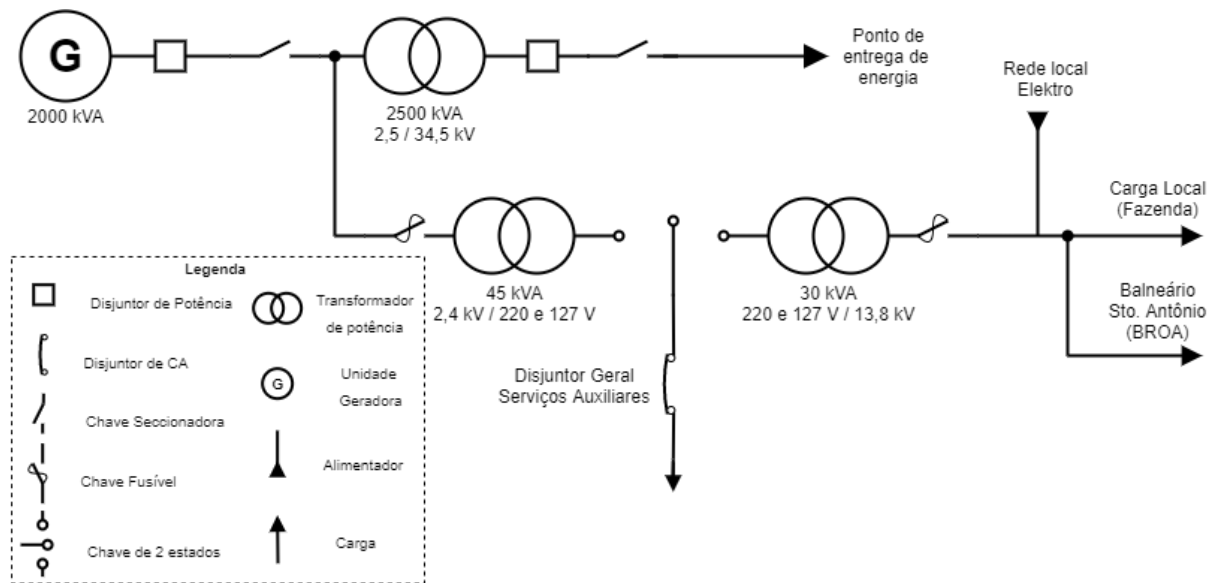


Figura 24: Diagrama unifilar simplificado da subestação elevadora da Usina Lobo. Fonte: Própria (2020)

É válido mencionar a localização dos TCs presentes no sistema, visto que eles possibilitam ou inibem a implementação de certas funções de proteção. No sistema atual há um TC entre o gerador e o transformador e outro após o transformador de potência.

4.3 Sistema de proteção atual e funções habilitadas

4.3.1 Gerador

Para a proteção do gerador é empregado atualmente um relé da *Schweitzer Engineering Laboratories*, o SEL-300G, evidenciado na Figura 25. Este relé possui em seu portfólio as funções 21PC/51VC, 24, 25, 27, 32, 40, 46, 49, 50/51, 50N/51N, 50G/51G, 59, 59N, 59G, 59Q, 60, 64F, 64G, 78, 81, 87 e 87N conforme seu *data sheet*, que pode ser encontrado no apêndice B. Neste pode-se encontrar mais detalhes sobre cada uma dessas funções.



Figura 25: Relé SEL-300G instalado para a proteção do gerador. Fonte: Usina Lobo (2020)

4.3.2 Transformador

Para a proteção do transformador é empregado atualmente um relé da PEXTRON, o URP 2000, evidenciado na Figura 27. Este relé possui em seu portfólio as funções 50, 50N, 51, 51N, 62BF e 79.



TRAFÓRIO[®]
TRANSFORMADORES

☐ AUTOTRAFO ☒ ISOLADOR

Nº FABRIC. 145549 DATA FABRIC. 07/11

POTÊNCIA 2500 KVA NORMA NBR-5440

IMPEDÂNCIA 8% GRUPO DE LIGAÇÃO DYN1

TIPO DE ISOLAÇÃO: À SECO ☐ À ÓLEO ☒

MASSA TOTAL 5520 Kg TR NÚMERO 7866

POS.	PRIMÁRIO (V)	TERMINAIS		TAP.
		H0-H1-H2-H3 Y IN (A)	H1-H2-H3 Δ IN (A)	
01	20900			10-13
02	20400			13-07
03	19900			07-16
04	19000			16-04
05	18100			04-19

SECUNDÁRIO (V)	TERMINAIS	
	X0-X1-X2-X3 Y IN (A)	X1-X2-X3 Δ IN (A)
		2400

TRAFÓRIO - Indústria Com. Manutenção em Transformadores
R. ERNANI PIRES DOMINGUES, 890 CEP - 15045-388
SÃO JOSÉ DO RIO PRETO - SP - BR. TEL. (17) 2138-3480

Figura 26: Placa de dados técnicos do transformador utilizado na PCH. Fonte: Usina Lobo (2020)



Figura 27: Relé URP-2000 instalado para a proteção do transformador. Fonte: Usina Lobo (2020)

4.3.3 Supervisório e Serviços Auxiliares

Na Usina Lobo não há atualmente um supervisório remoto de controle nem a presença de um sistema automação de serviços auxiliares. Todas as manobras operativas relativas ao sistema são feitas localmente nos painéis de comando de cada equipamento. Isso se dá pela relativa simplicidade dos diagramas elétricos e pela característica de pequeno porte dessa PCH. Em contrapartida, há na usina um operador 24 horas por dia, operando e mantendo o funcionamento da subestação.

4.3.4 Funções habilitadas nos relés

Apesar de suportarem várias funções, apenas as descritas na Tabela 2 estão habilitadas e parametrizadas para operar seus respectivos disjuntores.

Relé	Funções habilitadas
SEL-300G	25, 27, 59, 32, 40, 46, 64G e 81
URP 2000	50, 51

Tabela 2: Funções habilitadas em cada relé

4.4 Proposta de melhoria

Esta proposta de melhoria vem com o interesse de ampliar a robustez e confiabilidade do sistema já instalado na subestação da Usina Lobo, por meio de substituição de equipamentos, reparametrização dos dispositivos e desenvolvimento de novos recursos. É claro que deseja-se que tudo isso seja realizado com custo mensurado e controlado, para tanto serão feitas estimativas de gasto com preços e cotações relativos a Maio de 2020.

4.4.1 Relés de Proteção

4.4.1.1 Gerador

Como a troca de relés eletromecânicos para relés digitais na Usina Lobo aconteceu em 2011, o gerador da *Westinghouse.AC*²³ recebeu um relé muito moderno, confiável e de marca muito respeitada no mercado brasileiro. O SEL-300G possui uma gama bem completa de funções de proteção e também conta com várias entradas e saídas digitais e analógicas, para coletar os mais diversos sinais desejados dos equipamentos.

Para o relé SEL-300G, então, propõe-se que sejam ativadas as funções 24 (proteção Voltz-Hertz), 50/51 (sobrecorrente instantânea e temporizada), 78 (proteção contra perda de sincronismo) e 50BF (proteção contra falha de disjuntor). Adicionalmente, que seja configurada a gravação de oscilografias digitais para eventos transitórios e sua rede IRIG-B para sincronização de data e hora alimentada por um GPS.

Para possibilitar a comunicação com um supervisor, sua comunicação serial será utilizada. Através do protocolo *Modbus RTU*, sua porta serial RS232 deve ser conectada a um VCL-3010, dispositivo que converte o sinal vindo do cabo DB9 para uma porta RJ45 no protocolo *Modbus TCP* que será conectada ao *switch* mencionado mais a frente.

Opcionalmente há a possibilidade de instalar um TC adicional no grupo gerador para implementação da função 87 (proteção diferencial de corrente), mas devido ao porte do gerador e ao custo trazido com a instalação de um TC adicional isso não será considerado nesta proposta.

4.4.1.2 Transformador

O transformador elevador da Usina Lobo possui atualmente somente a função 50/51 (proteção contra sobrecorrente) habilitada em seu relé URP 2000 da PEXTRON, fabricante brasileira conceituada no mercado de menor potência. Tendo em vista o preço de um transformador de potência e os custos relacionados ao seu desligamento devido a falhas, é observado aqui um grande espaço para melhoria.

A primeira proposição é da substituição do relé de proteção por um *Reyrolle* modelo 7SR54 de fabricação SIEMENS. Este relé, apesar de compacto e de preço reduzido, possui um portfólio de proteções bem completo atendendo as funções 21LB, 24, 27/59, 37, 37G, 46, 47, 49, 50/51, 50N/51N, 50G/51G, 59N, 67, 81, 87T, supervisão contra falha de disjuntor (BF), detector de corrente de magnetização (*inrush*) e detector de sobrefluxo. Porém, para o trafo em questão não são necessárias todas essas funções, então propõe-se que sejam parametrizadas e habilitadas as funções 49, 50/51, 50N/51N e 87 como proteções atuantes para o transformador, a função 24 como retaguarda para o gerador e as supervisões de falha disjuntor e bloqueio por corrente de magnetização. Da mesma forma que o SEL-300G, o 7SR54 deverá ser conectado à rede local da subestação, mas neste caso pelo protocolo IEC 61850 através da sua conexão Ethernet pela sua porta RJ45.

Como a troca de mensagens via rede se torna inviável pela falta de protocolos em comum entre os relés, logo o intercâmbio de informações entre os relés será feito de maneira física por entradas e saídas binárias e lógicas internas. Apenas será necessário a troca de informações para o funcionamento da proteção contra falha de disjuntor e para alarmar o supervisor em caso de desligamento dos relés.

4.4.2 Serviços Auxiliares

Para auxiliar no controle e automação da transferência de fontes de alimentação do sistema de serviços auxiliares pode ser utilizado o relé 7SR54 destinado ao transformador. Com entradas binárias suficientes para monitorar todos os equipamentos envolvidos na alimentação CA das casas de controle e saídas binárias para comandar a seccionadora de 2 estados evidenciada na Figura 24, pode-se com apenas alguns medidores adicionais

controlar e automatizar, por diagramas lógicos parametrizados previamente no *Reyrolle*, a transferência de fontes de alimentação em caso de falta de energia ou disparos de proteção.

Para a medição da tensão nos terminais secundários dos dois transformadores que servem de fontes CA, podem ser empregados 2 medidores P35 de fabricação SIEMENS. Estes possuem comunicação *Modbus RTU* por porta serial RS232 e nelas serão instalados mais dois conversores VCL-3010.

4.4.3 Rede LAN local e fonte de tempo

Para a criação da rede local é necessária a instalação de um painel contendo um "*switch*" com portas RJ45 para os cabos de rede e pelo menos uma entrada de antena de GPS e uma saída TTL para sincronizar a data e hora em todos os dispositivos da rede via protocolo IRIG-B. O "*switch*" escolhido para esta aplicação foi o *RS900* da marca *RUGGEDCOM* e o GPS para sincronização de tempo o *VCL-2705*, de fabricação *Valiant Communications*.

A conexão com os relés pode ser feita em topologia estrela, ou seja, cada relé possui uma ligação com o "*switch*" independente de outros.

4.4.4 Supervisório de controle

As funções principais do supervisório são fornecer uma interface remota de controle aos equipamentos de pátio, gerar alarmes de eventos e armazenar esses registros em um histórico. Assim, futuros estudos, expansões e análises do SEP poderão ser feitos com maior acurácia e agilidade na Usina Lobo.

Com uma rede formada e relés capazes de adquirir sinais digitais dos painéis de cada equipamento e enviar esses sinais por meio da rede local, é facilitada a implementação de um supervisório de alarmes e controle para a subestação.

Sem a necessidade de instalar um outro equipamento concentrador de dados, o que encareceria o projeto, o *Eclipse Power IHM* da *Eclipse Software* é uma boa alternativa para desenvolver um supervisório de um sistema tão simples já que o custo de instalação é baixo em comparação aos concorrentes e há boa oferta de profissionais capacitados no mercado. Ele não precisa ser instalado em um servidor de capacidade grande e é capaz de suportar o fluxo de dados na rede e de ser mantido ligado ininterruptamente.

A configuração de comunicação deverá ser configurada para receber os dados de cada relé separadamente, uma vez que cada um utiliza um protocolo de comunicação diferente.

Além do sistema de potência primário o supervisório será capaz também de controlar e monitorar os serviços auxiliares.

4.5 Estimativa de custos de implementação

Para encontrar uma boa estimativa de custos, todos os preços foram consultados com vendedores ou representantes de fornecedores reais. Por se tratar de um trabalho acadêmico, não foi possível gerar propostas oficiais, então todos os valores coletados referem-se a orçamentos já feitos e contam com a experiência em previsão de custos desses profissionais. Todos esses valores aproximados podem ser vistos na tabela 3.

Descrição	Valor unitário estimado
Multimedidores P35	R\$ 1.000
Conversor VCL-3010	R\$ 1.900
"Switch" RUGGEDCOM RS900	R\$ 4.500
GPS VCL-2705	R\$ 4.500
Licença de uso do <i>Elipse</i> e servidor completo	R\$ 20.000
<i>Reyrolle 5 7SR54</i>	R\$ 22.000
Cabeamento de rede	R\$ 1.000
Painéis e cabeamento de cobre + serviço de instalação	R\$ 3.000
Horas de engenharia	R\$ 5.000
TOTAL	R\$ 66.700

Tabela 3: Custos estimados de implementação do projeto de melhoria

4.6 Viabilidade econômica

Via de regra as características das falhas do sistema de potência não são previsíveis e seus impactos nos equipamentos podem ser grandes ou pequenos. Isso faz a definição dos custos e prejuízos acarretados pela interrupção no fornecimento de energia e manutenção dos equipamentos ser, no mínimo, desafiadora. Para conseguir gerar uma previsão da viabilidade do projeto de melhoria, será então estimado um possível valor de custo para a mantenedora da Usina, em caso de falha do sistema de potência.

4.6.1 Estimativa de prejuízos

É demonstrado em (SOUZA, 2008) que, em média, apenas 43% das interrupções em transformadores vem do sistema de proteção e o restante se dá por falhas nos equipamentos e componentes desses transformadores. Com essa informação pode-se perceber que há uma necessidade de aprimorar as proteções do transformador da Usina Lobo, a fim de impedir que falhas passem despercebidas pelo esquema de proteção.

Como informação oficial da Usina Lobo, tem-se que cerca de 90% dos disparos de proteção ocorridos vem de falhas originadas na linha de transmissão que fornece energia para a Elektro. Isso mostra que o equipamento mais suscetível a danos no sistema de potência da PCH é seu transformador elevador. Logo, a estimativa de custos com falhas e defeitos será feita com base em uma interrupção no fornecimento de energia, oriunda

de uma falha não detectada em alguma parte interna do transformador, que ocasionou a parada do equipamento. Serão contabilizados os custos de manutenção demandados para troca ou reparo de partes do equipamento e o quanto a Usina deixará de ganhar por estar inoperante.

Estimativa de custo de reparos

Em caso de danos que impossibilitem a operação de um transformador, deve ser avaliada a condição de reparo que se encontra. Em casos mais simples, em que apenas uma parte deverá ser trocada, é possível que a troca/reparo seja realizada sem a necessidade de desinstalá-lo. Em casos mais extremos, o transformador deverá ser transportado para a fabricante ou empresa especializada para reparo e inspeção, mas há também casos onde os danos são irreversíveis, que é quando o equipamento deve ser substituído. Na tentativa de chegar em um valor mediano, o cenário escolhido para a estimativa é o que causa necessidade de desinstalação e movimentação do transformador, mas sem necessidade de substituição.

Para isso, levou-se em consideração o preço atual de um transformador similar. Como a empresa fornecedora do transformador existente não está mais em operação, os preços da tabela 4 foram cotados com uma fornecedora e prestadora de serviços local, a Nacional Transformadores. Vale lembrar que os valores informados são de orçamentos preliminares e não contemplam impostos, além de o serviço de manutenção ser estimado simplesmente como 40% a 70% do preço do transformador, já que apenas após uma análise da falha, determinando quais componentes foram danificados, seria possível determinar qual o custo do mesmo.

Descrição	Valor estimado
Transformador 2500kVA	R\$ 83.500
Serviço de manutenção (até 70% do valor total)	R\$ 58.500

Tabela 4: Preços estimados de transformador e serviços de manutenção

Estimativa de receita mensal

Para calcular a receita gerada pela venda de energia, primeiro é preciso estabelecer um preço de venda do MWh e também qual a geração média em um mês de operação na PCH. Como esses dados são sigilosos e de propriedade da Usina Lobo, também aqui será feita uma estimativa desses valores.

Para estimar o montante M de geração de energia elétrica em um mês será considerado um valor de geração média igual a um terço da potência instalada, durante 30 dias, totalizando 384 MWh de acordo com a equação 4.1.

$$M = \frac{1}{3} * 1600kW * 30d * 24h = 384000kWh = 384MWh \quad (4.1)$$

O valor da venda do MWh para a concessionária vigente será mensurado com base no PLD (Preço de liquidação de diferenças) da ANEEL. O PLD é definido semanalmente pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), mas sempre respeitando os valores mínimos e máximos estipulados pela ANEEL no início do ano vigente. Para estimar um valor, foi extraída de (CCEE, 2020) uma tabela com o histórico da média mensal de todos os valores de PLD por submercados, disponível no apêndice C. Foi escolhida a coluna referente ao submercado das regiões sudeste e centro-oeste e feita uma média ponderada entre as médias aritméticas dos períodos 2004-2016 e 2016-2020, sendo a segunda com 2 vezes mais peso que a primeira por ser mais atual. O valor final de R\$ 201,54 e a descrição da conta se encontram na equação 4.2.

$$Valor_{PLD} = \frac{2 * \bar{X}(PLD_{2020-2016}) + \bar{X}(PLD_{2015-2003})}{3} = R\$201,54 \quad (4.2)$$

Com isso, multiplicando o montante de energia gerado pelo valor de cada MWh de energia, a estimativa final de receita gerada pela venda desta é de R\$ 77.391,36 mensais.

Se com o montante de energia gerada M (4.1) a usina lucra, mensalmente, por volta de 15% de sua receita, o prejuízo pela interrupção será de aproximadamente R\$ 11.600. Levando em conta que um reparo demora, em média, 2 meses para ser feito considerando o tempo de transporte mais o tempo de reparo, o prejuízo total é de R\$ 23.200,00. Com a adição de uma multa pela concessionária (Elektro) oriunda do tempo de fornecimento interrompido, esse valor pode ser considerado o dobro, totalizando R\$ 46.400,00.

Então, somando o custo de reparo do transformador de potência (R\$ 58.500,00) com as perdas por interrupção na geração (R\$ 46.400,00), a estimativa final de prejuízos a serem evitados é de R\$ 104.900.

4.6.2 Análise de viabilidade sobre o investimento (ROI e VPL)

Para realizar uma análise mais palpável sobre a viabilidade do investimento no projeto de melhoria proposto, usar-se-á a fórmula 4.3 abaixo, usada no cálculo do ROI. Nela, será introduzida como receita do projeto os prejuízos que serão evitados pela proposta e como custos, o investimento necessário para aplicá-la.

$$ROI = \frac{Receita - Custos}{Custos} * 100 = \frac{R\$104.900 - R\$66.700}{R\$66.700} * 100 = 57,27\% \quad (4.3)$$

O ROI mostra o retorno sobre o investimento no momento atual, com o corrente valor da moeda. Como o dinheiro se desvaloriza, o cálculo do VPL (Valor Presente Líquido) se mostra mais interessante para prazos mais longos, pois mostra uma visão mais real, considerando as oscilações da economia.

Adicionalmente será calculado o VPL, que mensura o valor atual do dinheiro retornado no futuro. Para isso usar-se-á a fórmula 4.4, onde o tempo de retorno considerado será de 15 anos (tempo médio para ocorrência de defeitos graves em transformadores similares conforme (SOUZA, 2008)) e a taxa de desconto (depreciação do dinheiro) considerada será de 5% ao ano.

$$V_{PL} = \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (4.4)$$

FC = Fluxo de caixa por ano

t = unidade temporal

i = taxa de desconto

Com os valores obtidos anteriormente, foi calculado através da planilha presente no apêndice D, o valor de VPL indicado na equação 4.5. O fluxo de caixa foi definido como o valor de uma possível manutenção somado à multa e prejuízo tomado pela interrupção do fornecimento dividido pelos anos até que o mesmo aconteça. Assim, o prejuízo total a ser evitado de R\$ 104.900,00, significará um lucro anual de R\$ 6.993,33 por 15 anos consecutivos.

$$V_{PL} = \sum_{t=1}^{15} \frac{R\$6.993,33}{(1+5\%)^t} - R\$66.700 = R\$5.888,41 \quad (4.5)$$

O Valor Presente Líquido final deve ter seu sinal analisado. Como o VPL desse projeto deu positivo, indica um lucro ao final do curso de 15 anos, o que torna o projeto viável.

5 CONCLUSÃO

O crescimento contínuo da demanda energética brasileira, especialmente no setor elétrico, mostra como é importante o papel das usinas hidroelétricas e, conseqüentemente, as Pequenas Centrais Hidrelétricas. Investir e apoiar empreendimentos pequenos é tão importante quanto proteger e preservar esses investimentos. A boa manutenção, guiada e assistida pela tecnologia, e a contínua prevenção de acidentes ou prejuízos é do interesse do investidor e do consumidor, que tem a sua disposição cada vez mais um fornecimento de energia ininterrupto e de qualidade.

A energia injetada por uma PCH em seu sistema de potência tem importância excepcional para consumidores grandes ou áreas isoladas. Tão caros são a manutenção e reparo dos equipamentos elétricos da PCH, quanto, indiretamente, perdem os consumidores com uma interrupção no fornecimento. Possuir um sistema de proteção desses equipamentos, capaz de minimizar os danos que uma falha ou intervenção indevida no sistema possa causar, além de interessante economicamente é de grande valia para a segurança de todos envolvidos na operação da PCH.

Os avanços tecnológicos do mercado combinados com a precisão dos estudos feitos com dados desde a criação dos sistemas elétricos de potência, criaram uma gama de dispositivos capazes de lidar com situações de maneira extremamente rápida e eficaz.

O objetivo deste projeto, de aprimorar o esquema de proteção da PCH Usina Lobo, pode se considerar cumprido, já que não só foi encontrada uma solução viável financeiramente, mas também que garanta padrões de proteção muito elevados em comparação ao esquema existente na usina. Além de maior cobertura de falhas, o sistema proposto é totalmente controlável a distância e possui um registro de eventos e atuações bem completo que muito auxiliará em futuras análises comportamentais do SEP.

Outros projetos poderão seguir o tema proposto aqui, tomando como partida toda a teoria por trás da proteção aplicada às subestações das PCHs e também a análise feita em relação ao retorno financeiro do investimento.

Vale observar que apesar de positivo, o retorno financeiro pode não vir de forma direta. Como os esquemas de proteção impedem que grandes falhas e danos aos equipamentos aconteçam, esse ganho de vida-útil nos equipamentos pode passar despercebido. Uma proposta de projeto interessante é analisar dois esquemas de proteção existentes em sistemas semelhantes, comparando um precário com um completo, e expor suas diferenças e semelhanças, elencando cada característica que faça real diferença na conservação da vida útil de tais equipamentos.

REFERÊNCIAS

- ABRAPCH. **O que são PCH e CGH**. 2014. Accessed: 2020-03-29. Disponível em: <<https://abrapch.org.br/2014/03/17/o-que-sao-pchs-e-cghs/>>.
- _____. **ABRAPCH comemora decisão do governo de viabilizar 536 PCH no país**. 2019. Accessed: 2020-03-29. Disponível em: <<https://abrapch.org.br/2019/07/08/abrapch-comemora-decisao-do-governo-de-viabilizar-536-pchs-no-pais/>>.
- _____. **PCH reivindicam participação mínima de 10% do mercado de energia**. 2019. Accessed: 2020-03-29. Disponível em: <<https://abrapch.org.br/2019/08/09/pchs-reivindicam-participacao-minima-de-10-do-mercado-de-energia/>>.
- _____. **Bolsonaro declara que vai agilizar a instalação de PCH**. 2020. Accessed: 2020-03-29. Disponível em: <<https://abrapch.org.br/2020/02/07/bolsonaro-declara-que-vai-agilizar-a-instalacao-de-pchs/>>.
- ALLBIZ. **Página de venda de barramento rígido de subestação**. 2020. Accessed: 2020-04-27. Disponível em: <<https://kg.all.biz/en/busbar-of-rigid-110-750-kv-uh11-g2722508KZ>>.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 673/2015**. 2015. Estabelece os requisitos e procedimentos para a obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de Pequena Central Hidrelétrica - PCH. Disponível em: <http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/32427995>.
- _____. **Resolução Normativa nº 846/2019**. 2019. Aprova procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica e dispõe sobre diretrizes gerais da fiscalização da Agência. Disponível em: <<http://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-n-846-de-11-de-junho-de-2019-164060539>>.
- CASA CIVIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19427cons.htm>.
- CCEE. **Histórico de valores PLD**. 2020. Accessed: 2020-05-19. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afzLoop=215346131998399&_adf.ctrl-state=11o43q8wxf_18#!\%40\%40\%3F_afzLoop\%3D215346131998399\%26_adf.ctrl-state\%3D11o43q8wxf_22>.
- CESGRANRIO. **Questão de prova representando a topologia construtiva 'Disjuntor e meio'**. 2012. Accessed: 2020-04-27. Disponível em: <<https://www.estudegratis.com.br/questao-de-concurso/412462>>.
- CHREA. **Vista aérea do reservatório da Usina Lobo**. 2020. Accessed: 2020-07-13. Disponível em: <<http://nh.eesc.usp.br/>>.
- FILHO, J. **Manual De Equipamentos Elétricos**. LTC, 2019. ISBN 9788521636335. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=JajgyAEACAAJ>>.

FILHO, J.; MAMEDE, D. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Grupo Gen - LTC, 2011. ISBN 9788521618843. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=8w3SygAACAAJ>>.

MACZULAK, A. **Renewable Energy: Sources and Methods**. Facts On File, 2010. (Green technology). ISBN 9780816072033. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=D8iIwdbUuTgC>>.

MAUAD, F. F.; FERREIRA, L. C.; TRINDADE, T. C. G. **Energia renovável no Brasil: análise das principais fontes energéticas renováveis brasileiras**. EESC, 2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.11606/9788580230529>>.

PAC. **Protection History: the Way to IEC 61850**. 2016. Accessed: 2020-05-21. Disponível em: <https://www.pacw.org/no-cache/issue/march_2016_issue/history/protection_history.html>.

PIFFNER. **Catálogo de transformadores de corrente**. 2020. Accessed: 2020-04-27. Disponível em: <<https://www.piffner-group.com/en-ch/products/high-voltage/>>.

RITCHIE, H.; ROSER, M. Energy. **Our World in Data**, 2020. Accessed: 2020-03-28. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/energy>>.

RIVER CITY. **General Electric 12PVD11C1A Differential Voltage Relay PVD 60 Hz 150 V GE 12PVD (NP2367-1)**. 2020. Accessed: 2020-05-12. Disponível em: <<https://www.rivercityindustrial.com/general-electric-12pvd11c1a-differential-voltage-relay-pvd-60-hz-150-v-ge-12pvd-np2367-2>>.

SCG/ANEEL. **Sistema de Informações de Geração da ANEEL**. 2020. Accessed: 2020-03-28. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/siga>>.

SEL. **Tabela ANSI**. 2020. Accessed: 2020-05-18. Disponível em: <<https://selinc.com/pt/products/tables/ansi/>>.

SIEMENS. **Catálogo de disjuntores de tanque morto**. 2020. Accessed: 2020-04-27. Disponível em: <<https://new.siemens.com/global/en/products/energy/high-voltage/transmission-products/circuit-breakers/dead-tank.html>>.

_____. **Catálogo de seccionadoras**. 2020. Accessed: 2020-04-27. Disponível em: <<https://new.siemens.com/global/en/products/energy/high-voltage/transmission-products/disconnectors-earthing-switches.html>>.

S&M. **Fusível de alta potência de fabricação S&M**. 2020. Accessed: 2020-05-12. Disponível em: <<https://www.sandc.com/en/products--services/products/sm-power-fuses/>>.

SOUZA. **O que é arco elétrico?** 2015. Accessed: 2020-04-27. Disponível em: <<http://dicasemeletricidade.blogspot.com/2015/07/o-que-e-arco-eletrico.html>>.

SOUZA, D. C. P. **Falhas e defeitos ocorridos em transformadores de potência do sistema elétrico da Celg, nos últimos 28 anos: um estudo de caso**. UFG, 2008. Disponível em: <<http://repositorio.bc.ufg.br/tede/handle/tde/961>>.

SOUZA, Z. de; SANTOS, A.; BORTONI, E. da C. **Centrais hidrelétricas: estudos para implantação**. ELETROBRÁS, 1999. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=5THdtgAACAAJ>>.

TRENCH Group. **Catálogo de transformadores de potencial**. 2020. Accessed: 2020-04-27. Disponível em: <<https://www.trench-group.com/products/sf6-insulated-voltage-transformers/>>.

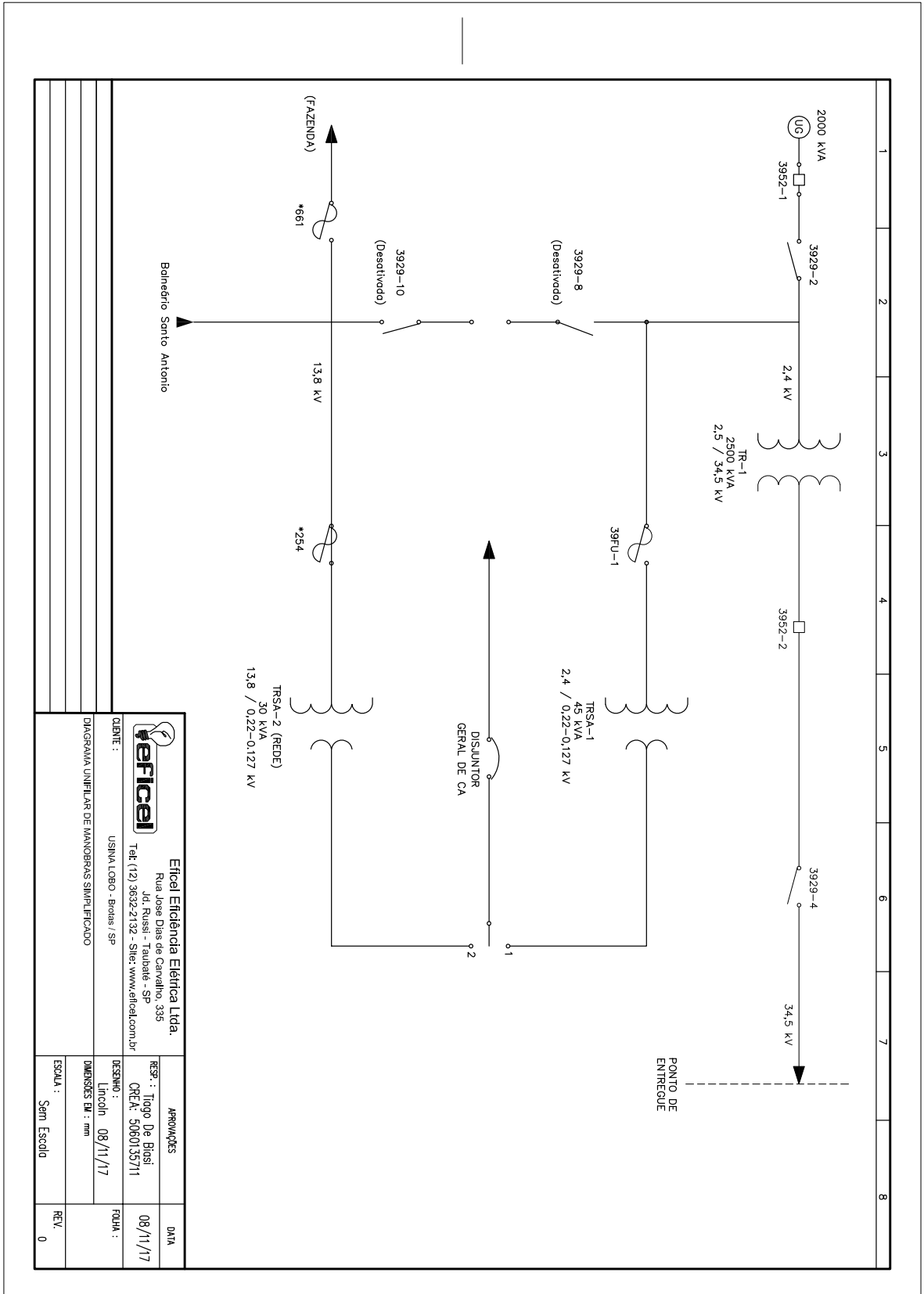
UNIVERTEC. **Transformadores: Aspectos Construtivos dos Transformadores de Potência**. 2013. Accessed: 2020-04-27. Disponível em: <http://univertecefetmg.blogspot.com/2013/11/toshiba-transformadores-aspectos_19.html>.

USP. **Pacote USPSC – Modelos de trabalhos de acadêmicos em LaTeX**. 2017. Accessed: 2020-01-17. Disponível em: <http://biblioteca.eesc.usp.br/index.php?option=com_content&view=article&id=168&Itemid=276>.

WRIGLEY, E. A. Energy and the english industrial revolution. **Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences**, The Royal Society Publishing, v. 371, n. 1986, p. 20110568, 2013.

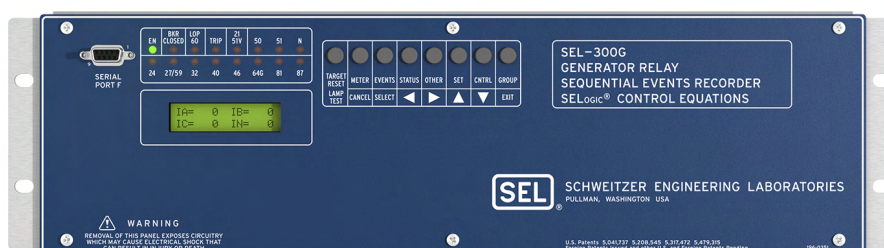
Apêndices

APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR DA PCH LOBO



APÊNDICE B – DATASHEET DO RELÉ SEL-300G

SEL-300G Generator Relay



The SEL-300G Generator Relay is a comprehensive, multifunction relay intended for primary and/or backup protection for any size synchronous machine.

Features

Protection

- 100% Stator Ground
- Field Ground (with SEL-2664 Field Ground Module)
- Phase (optional) or Ground Differential
- Volts/Hertz
- Reverse or Low Forward Power
- Backup Overcurrent Protection
- Negative-Sequence Overcurrent
- Loss-of-Field
- Six Levels of Over- or Underfrequency, Plus Time Accumulators
- Over- and Undervoltage
- Inadvertent Energization
- Loss-of-Potential
- Synchronism Check (optional)
- Out-of-Step (single or dual blinder schemes)
- Compatibility With SEL-2600 Series RTD Module (optional)

Monitoring and Metering

- Full Event Reports, Sequential Events Recorder (SER), and Unsolicited Fast SER Messages
- Breaker Monitor and Battery Monitor
- High-Accuracy Metering

Communications

- ASCII, Binary, and Modbus Communications on EIA-232 and/or EIA-485 Ports
- Unsolicited Fast SER Protocol
- IRIG-B Time Code Input

Control

- Advanced SELOGIC[®] Control Equations for Traditional or Custom Logic Implementation

Relay and Logic Settings Software Support

- ACSELERATOR QuickSet® SEL-5030 Software Support for Ease of Relay Settings and Logic Programming

Applications

The SEL-300G can be applied in primary or backup applications for complete generator or unit protection.

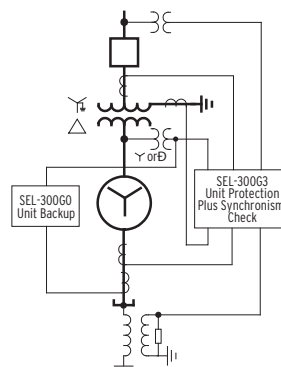


Figure 1 Typical Application

Functional Overview

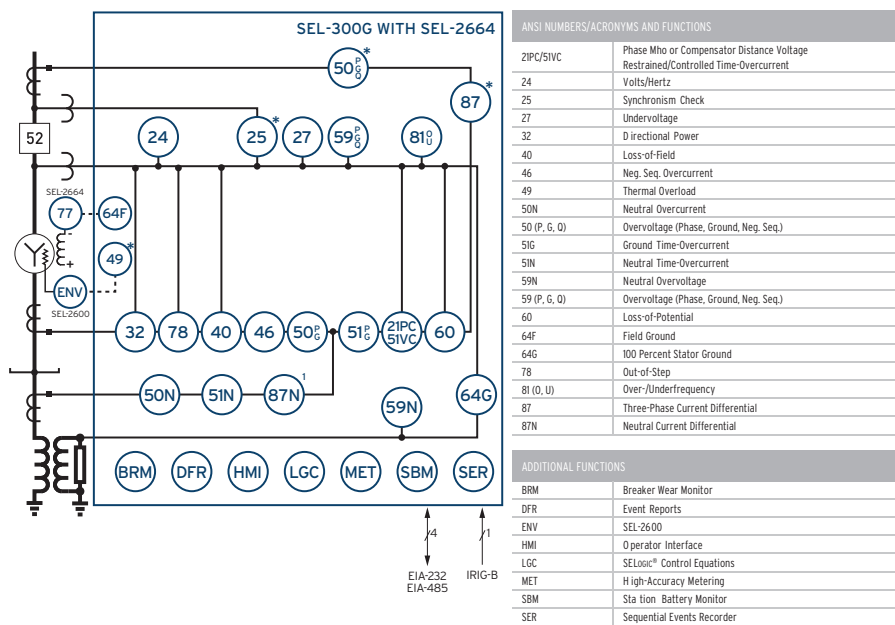


Figure 2 Functional Overview

Relay Features and Benefits

AC Analog Inputs

The SEL-300G has between eight and eleven analog inputs, depending on the options selected. All analog inputs are recorded for event reporting and oscillography.

Optional Differential Protection

When specified, the SEL-300G detects stator faults by using a secure, sensitive current differential function. This function provides a sensitive percentage-restrained differential element and an unrestrained element. The differential function provides the unique capability of power transformer and CT connection compensation. This allows you to conveniently include the unit step-up transformer in the generator differential zone by using wye-connected CTs for both input sets.

User-programmable second-harmonic blocking detects transformer inrush when the differential zone includes the generator step-up transformer. The dual-slope percentage restraint characteristic improves element security for through-fault conditions. The high-security mode

provides additional security against CT saturation during external events, including external transformer energization, external faults, etc.

Optional Ground Differential Protection

SEL-300G relays that do not include the optional percentage-restrained differential elements described above are equipped with a ground differential function that provides selective ground fault detection for solidly grounded and low-impedance grounded generators. This function helps protect generators on multimachine buses, because the element does not respond to ground faults on the parallel generators.

Optional Synchronism Checking

You can order the SEL-300G Relay with a built-in synchronism-checking function. The synchronism-check function is extremely accurate and provides supervision for acceptable voltage window and maximum percentage

difference, maximum and minimum allowable slip frequency, target closing angle, and breaker closing delay. The synchronism-check report gives complete information on the three latest paralleling operations, including generator and system voltages and frequencies, slip frequency, and phase angle when the close was initiated. The relay also keeps a running average of the breaker close time.

100 Percent Stator Ground Detection

The SEL-300G detects stator ground faults on high-impedance grounded generators by using a conventional neutral overvoltage element with a third-harmonic voltage differential detection scheme for 100% stator winding coverage. The neutral overvoltage element detects winding ground faults in approximately 85% of the winding. Faults closer to the generator neutral do not result in high neutral voltage but are detected using third-harmonic neutral and terminal voltages. The combination of the two measuring methods provides ground fault protection for the full winding. Use an SEL-2664S Stator Ground Protection Relay for multi-frequency injection-based protection.

Field Ground Protection

The SEL-300G, with the SEL-2664 Field Ground Module, detects field ground faults by measuring field insulation-to-ground resistance using the switched dc voltage injection method. Two-level protection for alarm and trip functions is provided.

Directional Power Detection

Sensitive directional power elements in the SEL-300G provide antimotoring and/or low forward power tripping. Two elements having independent time-delays and sensitivities are provided. Directly trip the generator under loss-of-prime mover conditions to prevent prime movers from motoring, or use low forward power indication as a tripping interlock when an orderly shutdown is required.

Over-Excitation Protection

The SEL-300G provides one definite-time element for alarm and one composite inverse-time volts/hertz element for trip. The composite inverse-time characteristic may be enabled with a two-step definite-time characteristic, a definite/inverse-time characteristic, or a simple inverse-time characteristic.

Loss-of-Field Protection

Two offset positive-sequence mho elements detect loss-of-field conditions. Settable time delays help reject power swings that pass through the machine impedance characteristic. By using the included directional

supervision, one of the mho elements can be set to coordinate with the generator minimum excitation limiter and its steady-state stability limit.

Out-of-Step Protection

SEL-300G relays use either a single blinder or double blinder, depending on your selection, to detect an out-of-step condition. In addition to the blinders, the scheme uses a mho circle that restricts the coverage of the out-of-step function to the desired extent. Furthermore, both schemes contain current supervision and torque control to supervise the operation of the out-of-step element.

Negative-Sequence Overcurrent Protection

Negative-sequence current heats the rotor at a higher rate than positive-sequence or ground current. The negative-sequence definite-time element provides alarm for early stages of an unbalanced condition. The inverse-time overcurrent element provides tripping for sustained unbalance conditions to prevent machine damage. The inverse-time negative-sequence element provides industry standard I_2^2t protection curves.

System Backup Protection

The SEL-300G offers you the choice of four methods for performing system backup protection. Phase mho distance elements, compensator distance elements, a voltage-restrained phase time-overcurrent element, and a voltage-controlled phase time-overcurrent element are all available; you simply enable the element you wish to use.

Ground Overcurrent Elements

Neutral (I_N) overcurrent elements detect ground faults in low-impedance grounded and solidly grounded machines. Torque control these elements by using an optoisolated contact input or internal logic conditions.

Over- and Undervoltage Protection

Phase undervoltage and overvoltage elements are included for creating protection and control schemes such as

- Torque control for the overcurrent protection.
- Trip/alarm or event report triggers for voltage sags and swells.

Desired definite time-delay may be added using a SELOGIC control equation timer.

Negative- and zero-sequence overvoltage elements are included for protection and control.

Thermal Protection

The SEL-300G models compatible with the SEL-2600 Series RTD Module provide thermal protection for the generator and prime mover. The RTD types and locations are individually configurable. Either ambient temperature or generator load current can be configured to bias the winding RTD trip temperature thresholds.

Loss-of-Potential Logic

Relay functions that use phase voltages or symmetrical component voltages rely on valid inputs to make the correct decisions. The SEL-300G includes loss-of-potential logic that detects one, two, or three potentially blown fuses. This logic is unique as it does not require settings and is useful in all applications. This logic replaces traditional voltage unbalance schemes that require inputs from two VT sets.

Inadvertent Energization Detection

Occasionally, the unit breaker for an out-of-service generator is closed inadvertently. The SEL-300G detects this condition by using voltage, current, and other supervisory conditions you select through a SELOGIC control equation.

Frequency Protection

Six levels of over- or underfrequency elements detect abnormal machine operating conditions. Use the independently time-delayed output of these elements to trip or alarm. Phase undervoltage supervision prevents undesired frequency element operation during startup, shutdown, and faults, and while the field is de-energized.

SEL-300G frequency elements have high accuracy and low overshoot. For a step frequency change of ± 5 Hz, the steady-state plus transient error is less than 0.01 Hz.

The SEL-300G tracks the total time-of-operation in as many as six off-nominal frequency bands. If the off-nominal time-of-operation exceeds one of the independent time set points, the relay can trip or alarm.

Event Report and SER

You select event trigger conditions and event report length: 15, 30, 60, or 180 cycles. The voltage, current, frequency, and element status information contained in each report confirms relay, scheme, and system performance for every operation. The latest twenty-nine 15-cycle, fifteen 30-cycle, eight 60-cycle, or two 180-cycle event reports are stored in nonvolatile memory. Decide

how much detail is necessary when you request an event report: 1/4-cycle or 1/16-cycle resolution, filtered or raw analog data.

The 1/4-cycle report is one-fourth the size of the 1/16-cycle report. Therefore, it is quicker to retrieve and analyze. This advantage is especially valuable following a major disturbance. The full 1/16 sample/cycle report can be retrieved when conditions warrant closer scrutiny.

The relay SER feature stores the latest 512 entries. Use this feature to gain a broad perspective at a glance. An SER entry is triggered by items such as input/output change of state occurrences and element pickup/dropout. The relay also supports user naming of internal conditions and relay inputs. These settable names appear in the SER report and simplify operation analysis.

The IRIG-B time-code input synchronizes the SEL-300G time to within ± 5 ms of the time-source input. A convenient source for this time code is an SEL Communications Processor.

Demand Current Thresholds

The SEL-300G offers thermal and rolling demand-measuring techniques. Settable demand current thresholds are available for phase, negative-sequence, and residual/neutral demand measurements. When demand current exceeds a threshold, the respective Relay Word bit PDEM, QDEM, GDEM, or NDEM asserts.

The Relay Word bits PDEM, QDEM, GDEM, or NDEM alarm for generator overload, negative-sequence unbalance, residual, or neutral unbalance, respectively. The demand ammeter time constant can be set to any value between 5 and 60 minutes.

Breaker Wear Monitor

Breakers experience mechanical and electrical wear every time they operate. Breaker manufacturers publish maintenance curves and tables that relate interrupted current to the number of close-to-open (C/O) operations. These data usually are presented in a table in the inspection and maintenance section of the breaker manual.

Every time the breaker trips, the relay counts the close-to-open operation and records the magnitude of the unfiltered current in each phase. When the result of this record exceeds the threshold set by the breaker wear curve (see *Figure 3*), the relay asserts the corresponding breaker contact wear alarm bit: BCWA, BCWB, or BCWC. This method of monitoring breaker wear is solidly based on breaker ratings from the breaker manufacturer.

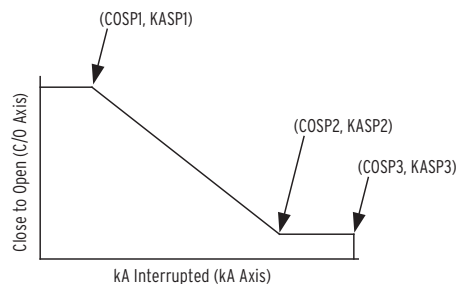


Figure 3 Breaker Contact Wear Curve Settings

Extensive Metering Capabilities

This relay provides extensive high-accuracy metering capabilities. $V_{A,B,C}$ and $I_{A,B,C}$ metering accuracies are 0.1% of input at nominal frequency (voltages: $33.5\text{ V} < VAC < 218\text{ V}$; currents: measured current is greater than 10% of the nominal current rating).

Metered quantities include phase voltages and currents, differential quantities, sequence voltages and currents, power, frequency, substation battery voltage, and energy (including demand), along with maximum and minimum logging of selected quantities.

Station Battery Monitor

The relay measures and reports the substation battery voltage presented to the power supply terminals. The relay includes two settable threshold comparators and

associated Relay Word bits (DCLO, DCHI) for alarm and control. For example, if the battery charger fails, the measured dc falls below the DCHI pickup threshold and DCHI drops out. Program this bit to a b contact connected to SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) or an annunciator panel to notify operation personnel before the substation battery voltage falls to dangerous levels or monitor the DCHI bit with an SEL Communications Processor and trigger messages, telephone calls, or other actions.

The measured dc voltage is reported in the METER display and the VDC column of the event report. Use the event report column data to see an oscillographic display of the battery voltage. You can see how much the substation battery voltage drops during trip, close, and other control operations.

Two Independent Setting Groups

The relay stores two setting groups. Select the active setting group by contact input, command, or other programmable conditions. Use these setting groups to cover a wide range of protection and control contingencies. Selectable setting groups make the SEL-300G ideal for adapting the protection to changing system conditions.

When you switch groups, you switch logic settings as well as relay element settings. Groups can be programmed for different operating conditions, such as station maintenance, seasonal operations, or emergency loading contingencies.

Additional Features

Configurable Front-Panel

The SEL-300G LCD display includes the display point feature that, when used with the high-accuracy metering function, replaces separate panel meters. The relay provides a rolling display of as many as eight alphanumeric messages plus meter quantities you select. Each display lasts one second before automatically scrolling to the next pair of messages. This feature allows you to examine the state of the protected machine and review the metered quantities without pressing front-panel buttons or decoding complicated menus.

Operator Controls and Serial Communication

The SEL-300G is equipped with three EIA-232 serial ports (one on the front panel and two on the rear panel) and one isolated EIA-485 serial port (relay rear panel). Each serial port operates independently of the other serial ports. The serial ports provide full access to event history, relay status, and meter information. Three-level

password access provides security for control and setting operations. Serial ports support ASCII, Binary (Fast Meter, Fast Operate), Distributed Port Switch, Modbus, and Unsolicited Fast SER Protocol communications.

The relay does not require special communications software. Dumb terminals, printing terminals, or a computer supplied with terminal emulation and a serial communications port is all that is required.

The relay also supports QuickSet.

Advanced SELOGIC Control Equations

Advanced SELOGIC control equations allow you to assign the relay inputs to suit your application, logically combine selected relay elements for various control functions, and assign output relays to your logic functions.

Programming SELOGIC control equations consists of combining relay elements, inputs, and outputs with SELOGIC control equation operators. Any element in the

instruction manual Relay Word bit table can be used in these equations. The SELOGIC control equation operators included are shown in *Table 1*.

Table 1 SELOGIC Control Equation Operators

Symbol	Operator	Description
+	OR	One element on either side of a + symbol must assert before the condition is true.
*	AND	Elements on both sides of the * symbol must assert before the condition is true.
!	Invert	Inverts the element immediately following the ! symbol.
()	Parentheses	Enclose elements and inputs inside these parentheses to be operated on by the +, !, or * operators. Use these parentheses in SELOGIC control equations to minimize setting entries and create IF-THEN-ELSE statements.
/	Rising Edge	Requires that the element to the right of the / symbol be dropped out one processing interval and not the next before the logic condition is true.
\	Falling Edge	Requires that the element to the right of the \ symbol be picked up one processing interval and not the next before the logic condition is true.

Use this Boolean-type logic to:

- Define which elements or conditions control each output contact (except ALARM).
- Define the function of the digital inputs.
- Define which elements and conditions trigger event reports.
- Define which elements and conditions add entries to the SER.
- Select the elements that trip for various conditions.
- Create breaker trip and close circuit monitoring logic.

Configure the contact outputs to operate when any of the protective elements and/or logic outputs assert. Implement complete protective schemes by using a minimum of wiring and panel space. Programmable contact closure simplifies testing by indicating pickup and dropout of only those elements under test.

The general purpose SELOGIC control equation timers in each setting group eliminate the need for external timers for custom protection or control schemes. Each timer has independent time-delay pickup and dropout timers. You program the input(s) to each timer. Assign the timer output to output contacts or use it in tripping or other control scheme logic.

Unsolicited Fast SER Protocol

SEL Fast SER Protocol provides SER events to an automated data collection system. SEL Fast SER Protocol is available on any serial port. Devices with embedded processing capability can use these messages to enable and accept unsolicited binary SER messages from SEL-300G relays.

SEL relays and communications processors have two separate data streams that share the same serial port. The normal serial interface consists of ASCII character commands and reports that are intelligible to people that use a terminal or terminal emulation package. The binary data streams can interrupt the ASCII data stream to obtain information, and then allow the ASCII data stream to continue. This mechanism allows a single communications channel to be used for ASCII communication (e.g., transmission of a long event report) interleaved with short bursts of binary data to support fast acquisition of metering or SER data.

Contact Inputs and Outputs

The SEL-300G provides six optoisolated contact inputs and eight output contacts. The contact inputs are assignable for control functions, monitoring logic, and general indication. Except for a dedicated alarm output, each output contact is independently programmable by using SELOGIC control equations. All relay output contacts are rated for trip duty.

The optional I/O board is available with either standard or high-current interrupting output contacts that interrupt as high as 10 A of inductive current.

All output contacts are jumper-configurable as either a or b contacts. (Only four outputs are jumper-configurable on the Connectorized[®] optional I/O board.) The output contact next to the ALARM contact is jumper-configurable to follow the ALARM contact.

Relay and Logic Settings Software

QuickSet is an easy-to-use yet powerful tool to help you get the most out of your SEL-300G.

Using QuickSet, you will be able to:

- Create, test, and manage settings with a Windows interface.
- Visually design SELOGIC control equations with the Expression Builder, a rules-based editor.
- Analyze power system events from an SEL-300G with integrated waveform and harmonic analysis tools.

- Communicate with an SEL-300G via an HMI interface with integrated meter and control functions.

- Create, manage, copy, merge, and read relay settings with a settings database manager.

Note: Using QuickSet in SEL-300G relays requires relay firmware version R240 or later or R320 or later.

Hardware Overview

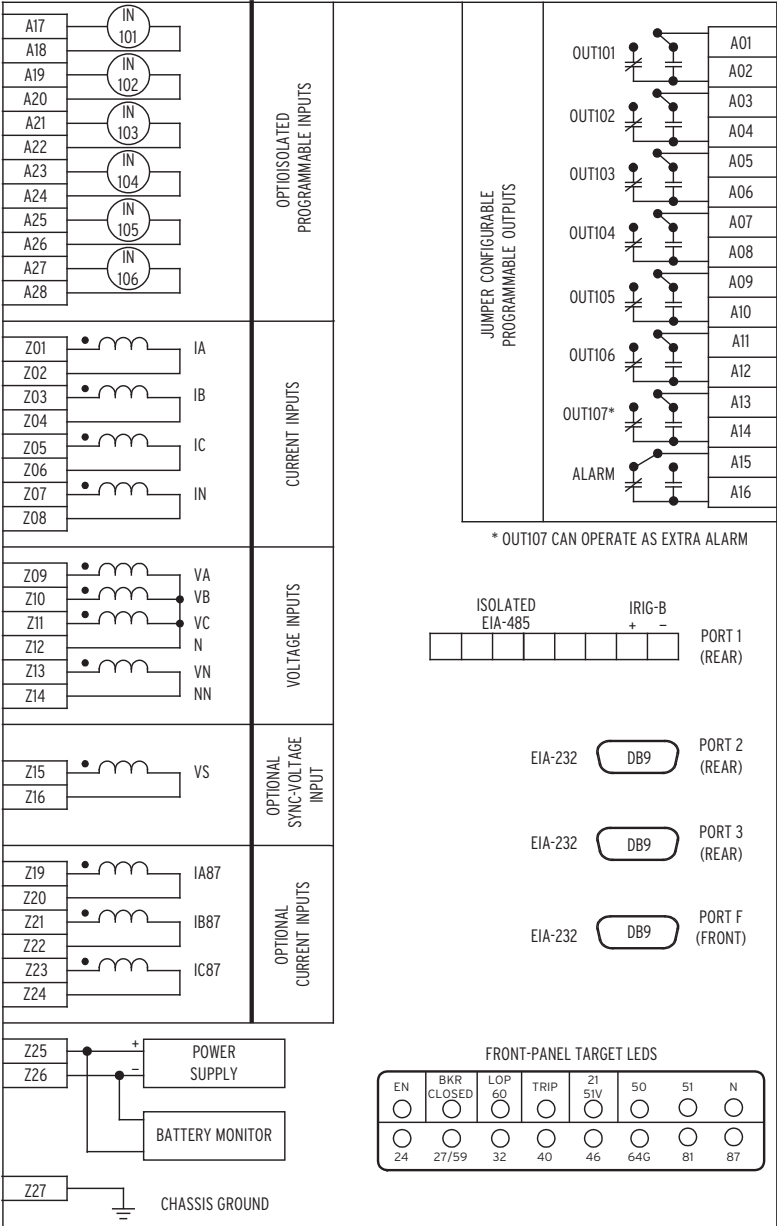


Figure 4 SEL-300G30H Inputs, Outputs, and Target Diagram

Wiring Diagrams

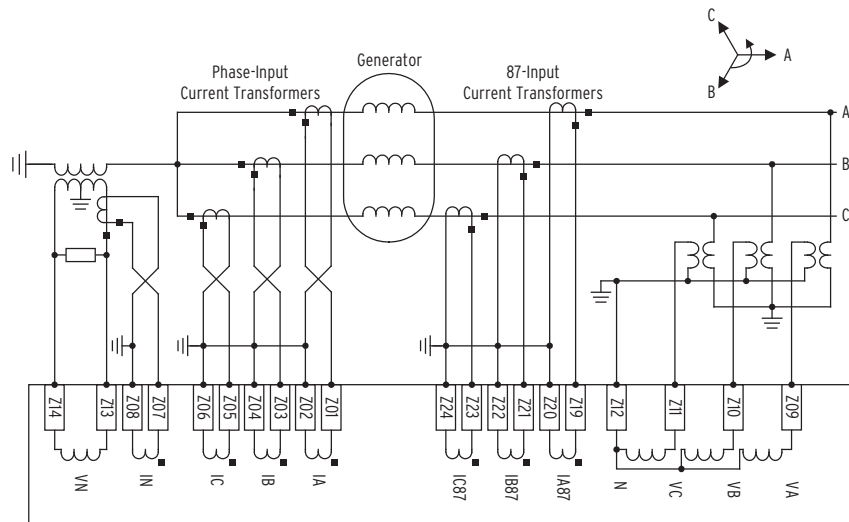


Figure 5 SEL-300G Relay Typical AC Current and Four-Wire Wye Voltage Connection

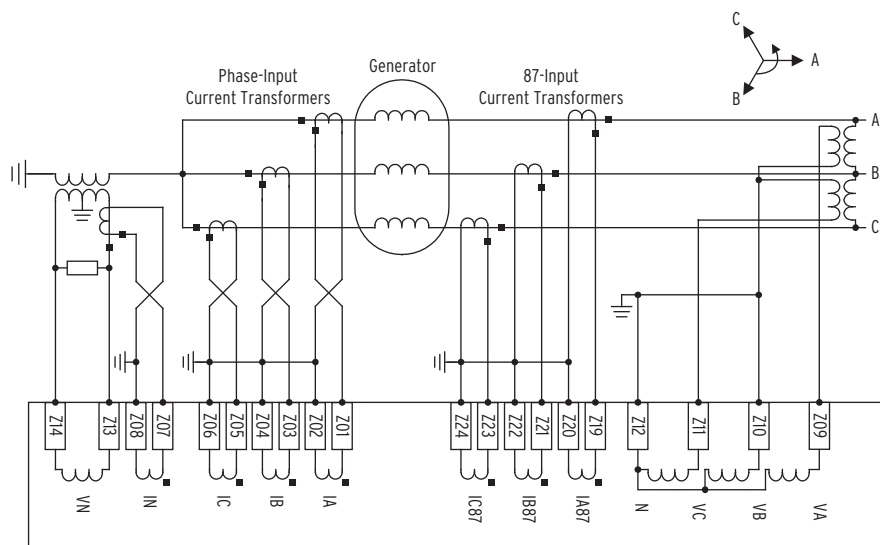


Figure 6 SEL-300G Typical AC Current and Open-Delta Voltage Connections

10

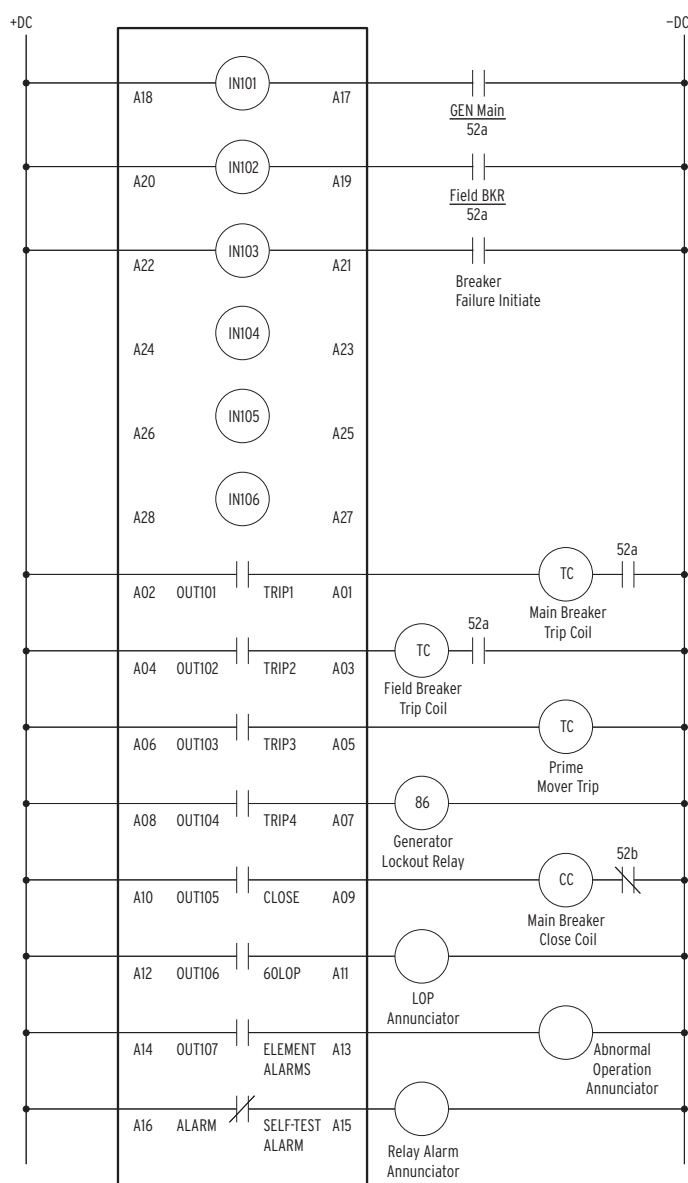
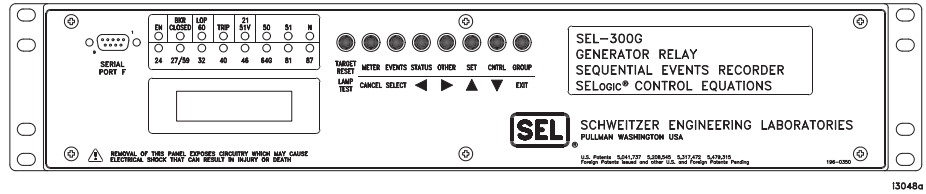
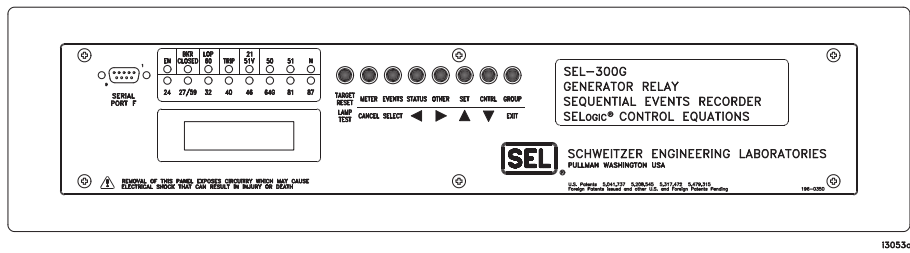


Figure 7 SEL-300G Typical Minimum DC External Connections

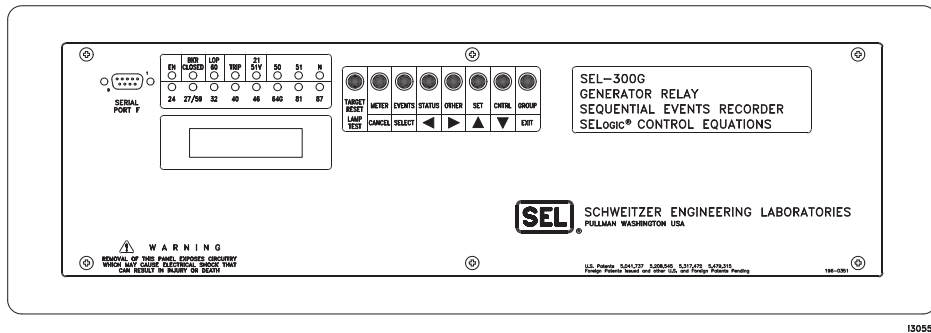
Front-Panel Drawings



2U Rack-Mount Front Panel



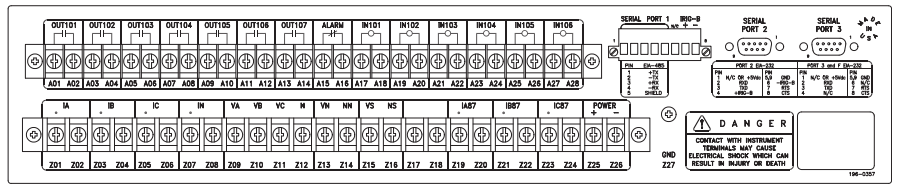
2U Panel-Mount Front Panel



3U Panel-Mount Front Panel

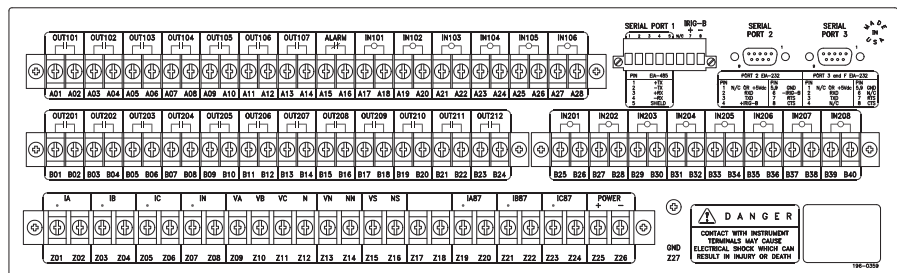
Figure 8 SEL-300G Front-Panel Drawings

Rear-Panel Drawings



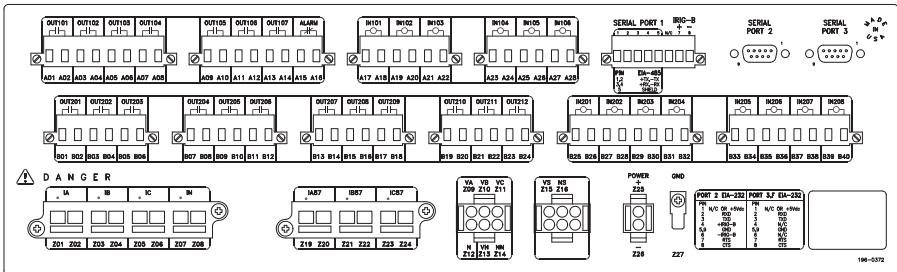
2U Rear Panel, Terminal Block

13052b



3U Rear Panel, Terminal Block

13059b



3U Rear Panel, Plug-In Connectors

13132a

Figure 9 SEL-300G Rear-Panel Drawings

Specifications

Compliance

Designed and manufactured under an ISO 9001 certified quality management system

UL Listed to U.S. and Canadian safety standards (File E212775; NRGU, NRGU7)

CE Mark

RCM Mark

Note: This equipment has been tested and found to comply with the limits for a Class A digital device, pursuant to part 15 of the FCC Rules. These limits are designed to provide reasonable protection against harmful interference when the equipment is operated in a commercial environment. This equipment generates, uses, and can radiate radio frequency energy and, if not installed and used in accordance with the instruction manual, may cause harmful interference to radio communications. Operation of this equipment in a residential area is likely to cause harmful interference in which case the user will be required to correct the interference at his own expense.

General

Terminal Connections

Tightening Torque

Terminal Block: Minimum: 0.9 Nm (8 in-lb)
Maximum: 1.4 Nm (12 in-lb)

Connectorized: Minimum: 0.5 Nm (4.4 in-lb)
Maximum: 1.0 Nm (8.8 in-lb)

Terminals or stranded copper wire. Ring terminals are recommended. Minimum temperature rating of 105°C.

AC Current Inputs

5 A Nominal

15 A continuous, linear to 100 A symmetrical.
500 A for 1 second.
1250 A for 1 cycle.

Burden: 0.27 VA @ 5 A
2.51 VA @ 15 A

1 A Nominal

3 A continuous, linear to 20 A symmetrical
100 A for 1 second.
250 A for 1 cycle.

Burden: 0.13 VA @ 1 A
1.31 VA @ 3 A

AC Voltage Inputs

VNOM Range:

80–208 V_{L-L} Nominal, for 4-wire wye voltage input.

VNOM Range:

80–140 V_{L-L} Nominal, for 3-wire delta voltage input.

300 V_{L-N} continuous limit for 3-phase, 4-wire wye connection.

300 V_{L-L} continuous limit for 3-phase, 3-wire delta connection.

300 V continuous, V_{N-NN} neutral voltage input.

300 V continuous, V_{S-NS} synchronism voltage input.

Note: Synchronism-check voltage window setting range: 20–200 V
365 Vac for 10 seconds.

Burden: 0.13 VA @ 67 V
0.45 VA @ 120 V
0.80 VA @ 300 V

Power Supply

125/250 Vdc or Vac

Range: 85–350 Vdc or 85–264 Vac
Burden: <25 W

48/125 Vdc or 125 Vac

Range: 38–200 Vdc or 85–140 Vac
Burden: <25 W

24/48 Vdc

Range: 18–60 Vdc polarity-dependent
Burden: <25 W

Output Contacts

Standard

Make: 30 A
Carry: 6 A @ 70°C
4 A @ 85°C

1 s Rating: 50 A

MOV: 270 Vac, 360 Vdc, 40 J

Pickup Time: <5 ms

Dropout Time: <8 ms, typical

Breaking Capacity (10,000 operations):

24 V	0.75 A	L/R = 40 ms
48 V	0.50 A	L/R = 40 ms
125 V	0.30 A	L/R = 40 ms
250 V	0.20 A	L/R = 40 ms

Cyclic Capacity (2.5 cycles/second):

24 V	0.75 A	L/R = 40 ms
48 V	0.50 A	L/R = 40 ms
125 V	0.30 A	L/R = 40 ms
250 V	0.20 A	L/R = 40 ms

High-Current Interruption Option

Make: 30 A
Carry: 6 A @ 70°C
4 A @ 85°C

MOV: 330 Vdc, 130 J

Pickup Time: <5 ms

Dropout Time: <8 ms, typical

Breaking Capacity (10,000 operations):

24 V	10 A	L/R = 40 ms
48 V	10 A	L/R = 40 ms
125 V	10 A	L/R = 40 ms
250 V	10 A	L/R = 20 ms

Cyclic Capacity (4 cycles in 1 second, followed by 2 minutes idle for thermal dissipation):

24 V	10 A	L/R = 40 ms
48 V	10 A	L/R = 40 ms
125 V	10 A	L/R = 40 ms
250 V	10 A	L/R = 20 ms

Note: Do not use high-current interrupting output contacts to switch ac control signals. These outputs are polarity-dependent.

Note: Make per IEEE C37.90-1989; Breaking and Cyclic Capacity per IEC 60255-23:1994.

Optoisolated Inputs

250 Vdc: Pickup: 200–300 Vdc
Dropout: 150 Vdc

220 Vdc: Pickup: 176–264 Vdc
Dropout: 132 Vdc

125 Vdc: Pickup: 105–150 Vdc
Dropout: 75 Vdc

110 Vdc: Pickup: 88–132 Vdc
Dropout: 66 Vdc

48 Vdc:	Pickup: 38.4–60 Vdc Dropout: 28.8 Vdc
24 Vdc:	Pickup: 15.0–30 Vdc
Note: 24, 48, 125, 220, and 250 Vdc optoisolated inputs draw approximately 5 mA of current and 110 Vdc inputs draw approximately 8 mA of current. All current ratings are at nominal input voltages.	

Frequency and Rotation

System Frequency:	60 or 50 Hz
Phase Rotation:	ABC or ACB
Frequency Tracking Range:	20–70 Hz

Note: V_A required for frequency tracking.

Communications Ports

EIA-232:	1 front and 2 rear
EIA-485:	1 rear
Baud rate:	300–38400

Time-Code Input

Relay accepts demodulated IRIG-B time-code input at Port 2.
Relay time is synchronized to within ± 5 ms of time-source input.

Dimensions

See *Figure 10* for exact relay dimensions.

Operating Temperature

-40° to $+85^{\circ}\text{C}$ (-40° to $+185^{\circ}\text{F}$)

Note: LCD contrast impaired for temperatures below -20°C .

Weight

2U Rack Unit:	Minimum: 6.2 kg (13.5 lb) Maximum: 6.8 kg (15 lb)
3U Rack Unit:	Minimum: 7.5 kg (16.5 lb) Maximum: 8.4 kg (18.5 lb)

Type Tests

Cold:	IEC 60068-2-1:2007 Test Ad; 16 hr @ -40°C
Dry Heat:	IEC 60068-2-2:2007 Test Bd; 16 hr @ $+85^{\circ}\text{C}$
Damp Heat, Cyclic:	IEC 60068-2-30:1980, Test Db; 25° to 55°C , 6 cycles, 95% humidity
Dielectric Strength:	IEC 60255-5:2000 IEEE C37.90-2005 2500 Vac on analogs, contact inputs, and contact outputs 3100 Vdc on power supply 2200 Vdc on EIA-485 communications port Type tested for 1 minute.
Impulse:	IEC 60255-5:2000, 0.5 J, 5000 V
Vibration:	IEC 60255-21-1:1988 [EN 60255-21-1:1995] Class 2 Endurance, Class 2 Response
Shock and Bump:	IEC 60255-21-2:1988 [EN 60255-21-2:1995], Class 1 Shock Withstand, Class 2 Shock Response
Seismic:	IEC 60255-21-3:1993 [EN 60255-21-3:1995], Class 2
1 MHz Burst Disturbance:	IEC 60255-22-1:1988, Class 3 (2500 V common and differential mode)
Emissions:	IEC 60255-25:2000

Conducted Radio Frequency:	ENV 50141:1993 10 V/m IEC 61000-4-6:1996 [EN 61000-4-6:1996] 10 V/m, IEC 60255-22-6:2001 10 V/m
Digital Radio Telephone RF:	ENV 50204:1995 10 V/m at 900 MHz and 1.89 GHz
Electrostatic Discharge:	IEC 60255-22-2:2008 IEC 61000-4-2:2008 IEEE C37.90.3-2001 Severity Level: Contact Discharge: $\pm 2, 4, 6$, and 8 kV Air Discharge: $\pm 2, 4, 8$, and 15 kV
Radiated Radio Frequency:	ENV 50140:1993 10 V/m, IEC 60255-22-3:2000 10 V/m, IEC 61000-4-3:1998 10 V/m, IEEE C37.90.2-1995 35 V/m, no keying test, frequency elements accurate to 0.1 Hz
Fast Transient Disturbance:	IEC 60255-22-4:2008 IEC 61000-4-4:2011 Severity Level: Class A: ± 4 kV, 5 kHz ± 2 kV, 5 kHz on communication ports
Object Penetration and Dust Ingress:	IEC 60529:1989 [EN 60529:1992] IP30
Protection Against Splashing Water:	IEC 60529:1989 [EN 60529:1992] IP54 from the front panel that uses the SEL-9103
Surge Withstand:	IEC 60255-22-1:2007 Severity Level: Common Mode: 2.5 kV on Power, CT, PT, I/O 1.0 kV on Communication Ports Differential Mode: 1.0 kV on Power, PT, I/O IEEE C37.90.1-2002 Severity Level: Oscillatory: ± 2.5 kV, 1 MHz common mode and differential Fast Transient: ± 4.0 kV, 2.5 kHz common mode and differential
Generic Standard:	EN 50082-2:1995

Processing Specifications

AC Voltage and Current Inputs

16 samples per power system cycle, 3 dB low-pass filter cutoff frequency of 560 Hz.

Digital Filtering

- One cycle cosine after low-pass analog filtering.
- Net filtering (analog plus digital) rejects dc and all harmonics greater than the fundamental.
- Second-harmonic current and third-harmonic voltage filters are also included for specific protection functions.

Protection and Control Processing

Four times per power system cycle for all elements except out-of-step, loss-of-field, and RTD elements. Loss-of-field and out-of-step elements are processed two times per power system cycle and the RTD elements once in two seconds.

Relay Element Setting Ranges and Accuracies**Phase Distance Element (21)****5 A Model**

Reach:	0.1–100.0 ohms
Offset:	0.0–10.0 ohms
Steady-State Impedance Accuracy:	±5%, ±0.1 ohm
Minimum Phase Current:	0.5 A

1 A Model

Reach:	0.5–500.0 ohms
Offset:	0.0–50.0 ohms
Steady-State Impedance Accuracy:	±5%, ±0.5 ohm
Minimum Phase Current:	0.1 A
Maximum Torque Angle Range:	90–45°, 1° step
Pickup Time:	33 ms at 60 Hz (Max)
Zone 1 and Zone 2 Definite-Time Delays:	0.00–400.00 s
Maximum Time-Delay Accuracy:	±0.1%, ±4.2 ms at 60 Hz

Volts/Hertz Over-Excitation Element (24)**Definite-Time Element**

Pickup Range:	100–200%
Steady-State Pickup Accuracy:	±1%
Pickup Time:	25 ms at 60 Hz (Max)
Definite-Time Pickup Range:	0.00–400.00 s
Time-Delay Accuracy:	±0.1%, ±4.2 ms at 60 Hz (Max)

Composite-Time Element

Inverse-Time Pickup Range:	100–200%
Inverse-Time Curve:	0.5, 1.0, or 2.0
Inverse-Time Dial:	0.1–10.0 s
Inverse-Time Steady-State Pickup Accuracy:	±1%
Inverse-Time Timing Accuracy:	±4%, ±25 ms at 60 Hz, for V/Hz above 1.2 multiples of pickup setting, and for operating times greater than 4 s.
Definite-Time Pickup Range:	100–200%
Definite-Time Setting Range:	0.00–400.00 s
Pickup Time:	25 ms at 60 Hz (Max)
Definite-Time Delay Accuracy:	±0.1%, ±4.2 ms at 60 Hz
Linear Reset Time:	0.00–400.00 s

Optional Synchronism Checking Function (25) (Model 0300G2 and Model 0300G3)

Sync-Check Voltage Source:	VA, VB, VC, VAB, or VBC
Supervisory Voltage Setting Range:	20.0–200.0 V
Steady-State Voltage Accuracy:	±5%, ±0.1 V
Maximum Percentage Voltage Difference:	1.0–15.0%
Supervisory Slip Frequency Window Element:	–1.00 Hz to +1.00 Hz
Steady-State Slip Accuracy:	±0.02 Hz
Close Acceptance Angle 1, 2:	0–80°
Target Close Angle:	–15 to +15°
Breaker Close Delay:	0.000–1.000 s
Close Failure Angle:	3–120°

Steady-State Angle Accuracy:	±0.5°
Maximum Transient Angle Accuracy:	±1.8 • slip°, ±0.5°

Directional Power Element (32)**Two Definite-Time Elements**

Setting Range:	±0.0015 to ±3.000 pu
Steady-State Pickup Accuracy:	±0.0015 pu ±2% of setting, INOM = 5 A, VNOM = 120 V, PF ≥ 0.2
Pickup Time:	25 ms at 60 Hz (Max)
Definite-Time Setting Range:	0.01–400.00 s
Maximum Definite-Time Delay Accuracy:	±0.1%, ±4.2 ms at 60 Hz

Loss-of-Field Element (40)**Two Mho Zones****5 A Model**

Zone 1 Offset:	–50.0–0.0 ohms
Zone 2 Offset:	–50.0 to +50.0 ohms
Zone 1 and Zone 2 Diameter:	0.1–100.0 ohms
Steady-State Impedance Accuracy:	±0.1 ohm, ±5% of offset + diameter
Minimum Pos.-Seq. Signals:	0.25 V V1, 0.25 A I1

1 A Model

Zone 1 Offset:	–250.0–0.0 ohms
Zone 2 Offset:	–250.0–250.0 ohms
Zone 1 and Zone 2 Diameter:	0.5–500.0 ohms
Steady-State Impedance Accuracy:	±0.5 ohm, ±5% of offset + diameter
Minimum Pos.-Seq. Signals:	0.25 V V1, 0.05 A I1
Directional Element Angle:	–20.0°–0.0°
Pickup Time:	50 ms at 60 Hz (Max)
Zone 1 and Zone 2 Definite-Time Delays:	0.00–400.00 s
Maximum Definite-Time Delay Accuracy:	±0.1%, ±8.3 ms at 60 Hz

Negative-Sequence Overcurrent Elements (46)

Definite-Time and Inverse-Time Neg.-Seq. I ₂ Pickup:	2%–100% of generator rated secondary current
Generator Rated Secondary Current:	5 A Model: 2.5–10.0 A secondary 1 A Model: 0.5–2.0 A secondary
Steady-State Pickup Accuracy:	5 A Model: ±0.025 A, ±3% 1 A Model: ±0.005 A, ±3%
Pickup Time:	50 ms at 60 Hz (Max)
Definite-Time Delay Setting Range:	0.02–999.90 s
Maximum Definite-Time Delay Accuracy:	±0.1%, ±4.2 ms at 60 Hz
Inverse-Time Element Time Dial:	K = 1 to 100 s
Linear Reset Time:	240 s fixed
Inverse-Time Timing Accuracy:	±4%, ±50 ms at 60 Hz for I ₂ above 1.05 multiples of pickup

Instantaneous/Definite-Time Overcurrent Elements (50)

Phase, Residual Ground, Neutral Protection	
Current Pickup (A secondary):	5 A Model: 0.25–100.00 1 A Model: 0.05–20.00
Steady-State Pickup Accuracy:	5 A Model: ± 0.05 A, $\pm 3\%$ 1 A Model: ± 0.01 A, $\pm 3\%$
Transient Overreach:	$\pm 5\%$ of pickup
Pickup Time:	25 ms at 60 Hz (Max)
Note: 50 ms for 50Q element.	
Time Delay:	0.00–400.00 s
Timer Accuracy:	$\pm 0.1\%$, ± 4.2 ms at 60 Hz

Inverse Time-Overcurrent Elements (51)

Residual Ground and Neutral Protection	
Current Pickup (A secondary):	5 A Model: 0.5–16.0 1 A Model: 0.1–3.2 A
Steady-State Pickup Accuracy:	5 A Model: ± 0.05 A, $\pm 3\%$ 1 A Model: ± 0.01 A, $\pm 3\%$
Time Dials:	US: 0.5–15.0, 0.01 steps IEC: 0.05–1.00, 0.01 steps
Timing:	$\pm 4\%$, ± 25 ms at 60 Hz for III between 2 and 20 multiples of pickup

Voltage-Restrained Phase Time-Overcurrent Element (51V)

Phase Pickup (A secondary):	5 A Model: 2.0–16.0 1 A Model: 0.4–3.2
Steady-State Pickup Accuracy:	5 A Model: ± 0.05 A, $\pm 3\%$ 1 A Model: ± 0.01 A, $\pm 3\%$
Time Dials:	US: 0.5–15.0, 0.01 steps IEC: 0.05–1.00, 0.01 steps
Timing:	$\pm 4\%$, ± 25 ms at 60 Hz for III between 2 and 20 multiples of pickup
Voltage Restraint Type:	Linear restraint

Voltage-Controlled Phase Time-Overcurrent Element (51C)

Phase Pickup (A secondary):	5 A Model: 0.5–16.0 1 A Model: 0.1–3.2
Steady State Pickup Accuracy:	5 A Model: ± 0.05 A, $\pm 3\%$ 1 A Model: ± 0.01 A, $\pm 3\%$
Time Dials:	US: 0.5–15.0, 0.01 steps IEC: 0.05–1.00, 0.01 steps
Timing:	$\pm 4\%$, ± 25 ms for III between 2 and 20 multiples of pickup

Instantaneous/Definite-Time Under- (27)/Overvoltage (59) Elements

Phase and Residual 27/59:	0.0–200.0 V
Phase-to-Phase 27:	0.0–200.0 V
Phase-to-Phase 59:	0.0–300 V (for 4-wire wye-voltage input)
Phase-to-Phase 59:	0.0–200 V (for 3-wire delta-voltage input)
Positive-, Negative-, and Zero- Sequence 59:	0.0–200.0 V
Steady-State Pickup Accuracy:	$\pm 5\%$, ± 0.1 V
SELOGIC Control Equation Time-Delay Setting Range:	0.00–3000.00 s
Note: Desired time delay may be added using SELOGIC control equation timers.	

100 Percent Stator Ground Protection (64G)

Neutral Fundamental Overvoltage 64G1:	
	0.0–150.0 V
Steady-State Pickup Accuracy:	$\pm 5\%$, ± 0.1 V
Pickup Time:	25 ms at 60 Hz (Max)
Definite-Time Delay:	0.00–400.00 s
Maximum Definite-Time Delay Accuracy:	$\pm 0.1\%$, ± 4.2 ms at 60 Hz
Third-Harmonic Voltage Differential or Third- Harmonic Neutral Undervoltage Pickup 64G2:	
	0.1–20.0 V
Steady-State Pickup Accuracy:	$\pm 5\%$, ± 0.1 V
Third-Harmonic Voltage Differential Ratio Setting Range:	
	0.0 to 5.0
Pickup Time:	50 ms at 60 Hz (Max)
Definite-Time Delay:	0.00–400.00 s
Maximum Definite-Time Delay Accuracy:	$\pm 0.1\%$, ± 4.2 ms at 60 Hz

Field Ground Protection (64F) (Optional—Requires SEL-2664 Field Ground Module)

Field Ground Protection Element:	0.5–200.0 kilohms
Pickup Accuracy:	$\pm 5\%$ $\pm 500 \Omega$ for $48 \leq VF \leq 825$ Vdc (VF is the generator field winding excitation dc voltage) $\pm 5\%$ $\pm 20 \text{ k}\Omega$ for $825 < VF \leq 1500$ Vdc (VF is the generator field winding excitation dc voltage)
Pickup Time:	≤ 2 s if the injection frequency in the SEL-2664 is selected at 1 Hz ≤ 8 s if the injection frequency in the SEL-2664 is selected at 0.25 Hz
Definite-Time Delay:	0.0–99.0 s
Maximum Definite-Time Delay Accuracy:	$\pm 0.5\%$ ± 5 ms

Out-of-Step Element (78)

5 A Model	
Forward Reach:	0.1–100.0 ohms
Reverse Reach:	0.1–100.0 ohms
Single Blinder	
Right Blinder:	0.1–50.0 ohms
Left Blinder:	0.1–50.0 ohms
Double Blinder	
Outer Resistance Blinder:	0.2–100.0 ohms
Inner Resistance Blinder:	0.1–50.0 ohms
Steady-State Impedance Accuracy:	± 0.1 ohm, $\pm 5\%$ of diameter
Positive-Sequence Current Supervision:	0.25–30.00 A
1 A Model	
Forward Reach:	0.5–500.0 ohms
Reverse Reach:	0.5–500.0 ohms
Single Blinder	
Right Blinder:	0.5–250.0 ohms
Left Blinder:	0.5–250.0 ohms
Double Blinder	
Outer Resistance Blinder:	1.0–500.0 ohms
Inner Resistance Blinder:	0.5–250.0 ohms
Steady-State Impedance Accuracy:	± 0.5 ohm, $\pm 5\%$ of diameter

18

Positive-Sequence Current Supervision:	0.05–6.00 A
Pickup Time:	50 ms at 60 Hz (Max)
Definite-Time Timers:	±0.1%, ±8.3 ms at 60 Hz

Definite-Time Under/Overfrequency Elements (81)

Frequency:	20–70 Hz, 0.01 Hz steps
Pickup Time:	60 ms at 60 Hz (Max)
Time Delays:	0.03–400.00 s
Maximum Definite-Time Delay Accuracy:	±0.1%, ±4.2 ms at 60 Hz
Supervisory 27:	20–150 V, ±5%, ±0.1 V
Steady-State Plus Transient Overshoot:	(±0.01 + Δf_{sys}) Hz
Frequency Compensation Over Temperature:	$\Delta f_{sys} = f_{sys} \cdot (0.04 \cdot 10^{-6}) (T - 25^{\circ}\text{C})^2$ where T = Temperature of relay via STATUS command

Optional Differential Elements (87) (Model 0300G1 and Model 0300G3)

Restrained Element Pickup:	0.04–1.0 • TAP
Steady-State Pickup Accuracy:	5 A Model: ±0.1 A, ±5% 1 A Model: ±0.02 A, ±5%
Slope 1 Range:	5–100%
Slope 2 Range:	OFF, 50–200%
Slope 1 Limit:	1–16 • TAP
2nd-Harmonic Blocking Percentage:	OFF, 5–100%
Unrestrained Element Pickup:	1.0–20.0 • TAP
Steady-State Pickup Accuracy:	5 A Model: ±0.1 A, ±5% 1 A Model: ±0.02 A, ±5%
TAP Range:	$TAP_{MAX}/TAP_{MIN} \leq 7.5$
5 A Model:	0.5–160.0 A secondary
1 A Model:	0.1–32.0 A secondary
Restrained Element Pickup Time:	24/28/38 ms (Min/Typ/Max)
Unrestrained Element Pickup Time:	13/20/32 ms (Min/Typ/Max)
Note: Pickup time accuracies listed at 60 Hz.	

Optional Ground Differential Elements (87N) (Model 0300G0 and Model 0300G2)

Ground Differential Pickup:	5 A Model: 0.10–15.00 A 1 A Model: 0.02–3.00 A
Ratio CTR/CTRN:	1.0–40.0
Steady-State Pickup Accuracy:	5 A Model: ±0.05, ±3% 1 A Model: ±0.01, ±3%
Pickup Time:	25 ms at 60 Hz (Max)
Time Delays:	0.00–400.00 s
Maximum Definite-Time Delay Accuracy:	±0.1%, ±4.2 ms at 60Hz

Optional RTD Elements (Models Compatible With SEL-2600 Series RTD Module)

12 RTD Inputs via SEL2600 Series RTD Module and SEL-2800 Fiber-Optic Transceiver	
Monitor Winding, Bearing, Ambient, or Other Temperatures	
PT100, NI100, NI120, and CU10 RTD-Types Supported, Field Selectable	
Trip, Alarm, and Ambient/Load-Current Bias Settings	
As long as 500 m fiber-optic cable to SEL-2600 Series RTD Module	
Measuring Range:	–50° to 250°C
Accuracy:	±2°C
RTD Trip/Alarm Time Delay:	Approx. 6 s

Demand Ammeter Elements

Demand Ammeter Time Constants:	5, 10, 15, 30, or 60 min
Demand Ammeter Threshold Range:	5 A Model: 0.5–16.0 A 1 A Model: 0.1–3.2 A
Steady-State Pickup Accuracy:	5 A Model: ±0.05 A, ±3% 1 A Model: ±0.01 A, ±3%

Inadvertent Energization Logic

Time-Delay Pickup and Dropout Timers:	0.00–400.00 s
Maximum Definite-Time Delay Accuracy:	±0.1%, ±4.2 ms at 60 Hz

Breaker Failure Protection

Implement using nondedicated overcurrent element and SELOGIC Control Equation Variable Timer.	
Phase Overcurrent Pickup (A secondary):	5 A Model: 0.25–100.00 A 1 A Model: 0.05–20.00 A
Steady-State Pickup Accuracy:	5 A Model: ±0.05 A, ±3% 1 A Model: ±0.01 A, ±3%
Time-Delay Pickup and Dropout Timers:	0.00–3000.00 s
Maximum Definite-Time Delay Accuracy:	±0.1%, ±4.2 ms

SELogIC Control Equation Variable Timers

16 Time-Delay Pickup and Dropout Timers:	0.00–3000.00 s
Maximum Definite-Time Delay Accuracy:	±0.1%, ±4.2 ms at 60 Hz

Substation Battery Voltage Monitor

Station Battery Voltage Monitor Pickup Ranges:	20–300 Vdc
Measuring Accuracy:	±2 V, ±2%

Metering Accuracy

Accuracies are specified at 20°C and at nominal system frequency unless noted otherwise.

Voltages $V_A, V_B, V_C, V_N, V_S, 3V_0, V_1, V_2, V_{AB}, V_{BC}, V_{CA}$: $\pm 0.1\%$ (33.5–218.0 V)

Currents I_A, I_B, I_C

5 A Nominal: ± 1 mA or $\pm 0.1\%$ (0.5–10.0 A)

1 A Nominal: ± 0.2 mA or $\pm 0.1\%$ (0.1–2.0 A)

Temperature Coefficient: $[(0.0002\%)/(^{\circ}\text{C})^2] \cdot (\text{---}^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C})^2$
(see following example)

Phase Angle Accuracy: $\pm 0.5^{\circ}$

Currents $I_N, I_{A87}, I_{B87}, I_{C87}, I_1, 3I_0, 3I_2$

5 A Nominal: ± 0.05 A or $\pm 3\%$ (0.5–100.0 A)

1 A Nominal: ± 0.01 A or $\pm 3\%$ (0.1–20.0 A)

MW/MVAR (A, B, C, and 3-phase; 5 A nominal; wye-connected voltages)

Accuracy (MW / MVAR) at load angle

for $0.5 \text{ A} \leq \text{phase current} < 1.0 \text{ A}$:

0.70% / – 0° or 180° (unity power factor)

0.75% / 6.50% $\pm 8^{\circ}$ or $\pm 172^{\circ}$

1.00% / 2.00% $\pm 30^{\circ}$ or $\pm 150^{\circ}$

1.50% / 1.50% $\pm 45^{\circ}$ or $\pm 135^{\circ}$

2.00% / 1.00% $\pm 60^{\circ}$ or $\pm 120^{\circ}$

6.50% / 0.75% $\pm 82^{\circ}$ or $\pm 98^{\circ}$

– / 0.70% $\pm 90^{\circ}$ (power factor = 0)

for phase current $\geq 1.0 \text{ A}$:

0.35% / – 0° or 180° (unity power factor)

0.40% / 6.00% $\pm 8^{\circ}$ or $\pm 172^{\circ}$

0.75% / 1.50% $\pm 30^{\circ}$ or $\pm 150^{\circ}$

1.00% / 1.00% $\pm 45^{\circ}$ or $\pm 135^{\circ}$

1.50% / 0.75% $\pm 60^{\circ}$ or $\pm 120^{\circ}$

6.00% / 0.40% $\pm 82^{\circ}$ or $\pm 98^{\circ}$

– / 0.35% $\pm 90^{\circ}$ (power factor = 0)

Metering accuracy calculation example for currents I_A, I_B , and I_C
because of preceding stated temperature coefficient:

For temperature of 40°C , the additional error for currents I_A, I_B , and

I_C is:
 $[(0.0002\%)/(^{\circ}\text{C})^2] \cdot (40^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C})^2 = 0.08\%$

Technical Support

We appreciate your interest in SEL products and services. If you have questions or comments, please contact us at:

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
2350 NE Hopkins Court
Pullman, WA 99163-5603 U.S.A.
Tel: +1.509.338.3838
Fax: +1.509.332.7990
Internet: selinc.com/support
Email: info@selinc.com

© 1999–2019 by Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. All rights reserved.

All brand or product names appearing in this document are the trademark or registered trademark of their respective holders. No SEL trademarks may be used without written permission. SEL products appearing in this document may be covered by U.S. and Foreign patents.

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. reserves all rights and benefits afforded under federal and international copyright and patent laws in its products, including without limitation software, firmware, and documentation.

The information in this document is provided for informational use only and is subject to change without notice. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. has approved only the English language document.

This product is covered by the standard SEL 10-year warranty. For warranty details, visit selinc.com or contact your customer service representative.

SEL-300G Data Sheet

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, INC.

2350 NE Hopkins Court • Pullman, WA 99163-5603 U.S.A.
Tel: +1.509.332.1890 • Fax: +1.509.332.7990
selinc.com • info@selinc.com



* P D S 3 0 0 G - 0 1 *

Date Code 20191107

APÊNDICE C – TABELA DE VALORES E CÁLCULOS DO HISTÓRICO DE VALORES DE PLD EM R\$/MWH

Mês	Submercado			
	SE/CO	S	NE	N
Média ponderada	R\$ 201,54	R\$ 200,56	R\$ 203,51	R\$ 166,89
Média 2020-16	R\$ 226,65	R\$ 226,84	R\$ 230,34	R\$ 181,01
Média 2015-03	R\$ 151,32	R\$ 148,00	R\$ 149,84	R\$ 138,66
abr/20	R\$ 39,68	R\$ 39,68	R\$ 39,68	R\$ 39,68
mar/20	R\$ 81,86	R\$ 150,18	R\$ 66,92	R\$ 43,10
fev/20	R\$ 154,44	R\$ 175,16	R\$ 149,80	R\$ 125,84
jan/20	R\$ 327,38	R\$ 327,38	R\$ 327,22	R\$ 327,22
dez/19	R\$ 227,30	R\$ 227,30	R\$ 227,30	R\$ 227,30
nov/19	R\$ 317,28	R\$ 317,28	R\$ 317,28	R\$ 317,28
out/19	R\$ 273,89	R\$ 273,89	R\$ 273,89	R\$ 273,89
set/19	R\$ 219,57	R\$ 219,57	R\$ 218,52	R\$ 218,52
ago/19	R\$ 237,29	R\$ 237,29	R\$ 211,33	R\$ 211,33
jul/19	R\$ 185,52	R\$ 185,52	R\$ 177,49	R\$ 177,49
jun/19	R\$ 78,52	R\$ 78,52	R\$ 78,52	R\$ 78,52
mai/19	R\$ 135,17	R\$ 135,17	R\$ 50,95	R\$ 50,95
abr/19	R\$ 180,41	R\$ 180,41	R\$ 42,35	R\$ 42,35
mar/19	R\$ 234,49	R\$ 234,49	R\$ 154,15	R\$ 42,35
fev/19	R\$ 443,66	R\$ 443,67	R\$ 164,24	R\$ 45,28
jan/19	R\$ 192,10	R\$ 192,10	R\$ 84,76	R\$ 74,19
dez/18	R\$ 78,96	R\$ 78,96	R\$ 71,13	R\$ 51,61
nov/18	R\$ 123,92	R\$ 123,92	R\$ 123,92	R\$ 123,92
out/18	R\$ 271,83	R\$ 271,83	R\$ 271,83	R\$ 271,83
set/18	R\$ 472,75	R\$ 472,75	R\$ 472,75	R\$ 473,58
ago/18	R\$ 505,18	R\$ 505,18	R\$ 505,18	R\$ 505,18
jul/18	R\$ 505,18	R\$ 505,18	R\$ 505,18	R\$ 505,18
jun/18	R\$ 472,87	R\$ 472,87	R\$ 441,96	R\$ 441,96
mai/18	R\$ 325,46	R\$ 325,46	R\$ 211,57	R\$ 159,47
abr/18	R\$ 109,71	R\$ 109,71	R\$ 108,64	R\$ 51,13
mar/18	R\$ 219,23	R\$ 219,23	R\$ 218,14	R\$ 40,16
fev/18	R\$ 188,79	R\$ 188,54	R\$ 178,54	R\$ 42,91
jan/18	R\$ 180,07	R\$ 177,82	R\$ 178,01	R\$ 142,23
dez/17	R\$ 235,07	R\$ 235,29	R\$ 234,20	R\$ 233,27
nov/17	R\$ 425,17	R\$ 425,17	R\$ 425,18	R\$ 425,18
out/17	R\$ 533,82	R\$ 533,82	R\$ 533,82	R\$ 533,82
set/17	R\$ 521,83	R\$ 521,83	R\$ 521,83	R\$ 521,83
ago/17	R\$ 505,95	R\$ 505,95	R\$ 505,95	R\$ 505,95
jul/17	R\$ 280,81	R\$ 280,81	R\$ 280,81	R\$ 280,81
jun/17	R\$ 124,70	R\$ 65,91	R\$ 143,59	R\$ 128,96
mai/17	R\$ 411,49	R\$ 411,49	R\$ 418,20	R\$ 171,95
abr/17	R\$ 371,47	R\$ 371,47	R\$ 372,41	R\$ 33,68
mar/17	R\$ 216,24	R\$ 216,24	R\$ 284,01	R\$ 33,68
fev/17	R\$ 128,43	R\$ 128,43	R\$ 164,66	R\$ 82,18
jan/17	R\$ 121,44	R\$ 121,44	R\$ 139,25	R\$ 121,44
dez/16	R\$ 122,19	R\$ 122,19	R\$ 122,19	R\$ 122,19
nov/16	R\$ 166,05	R\$ 166,05	R\$ 166,05	R\$ 166,05
out/16	R\$ 200,21	R\$ 200,21	R\$ 200,21	R\$ 200,21
set/16	R\$ 149,02	R\$ 140,35	R\$ 149,02	R\$ 149,02
ago/16	R\$ 115,58	R\$ 112,36	R\$ 119,47	R\$ 119,47
jul/16	R\$ 83,43	R\$ 83,43	R\$ 108,68	R\$ 106,13
jun/16	R\$ 61,32	R\$ 56,13	R\$ 118,60	R\$ 102,22
mai/16	R\$ 75,93	R\$ 74,91	R\$ 106,07	R\$ 88,98
abr/16	R\$ 49,42	R\$ 49,42	R\$ 266,71	R\$ 49,46
mar/16	R\$ 37,73	R\$ 37,73	R\$ 249,11	R\$ 37,73
fev/16	R\$ 30,42	R\$ 30,42	R\$ 166,28	R\$ 30,42
jan/16	R\$ 35,66	R\$ 35,61	R\$ 310,38	R\$ 63,49
dez/15	R\$ 116,08	R\$ 110,55	R\$ 303,22	R\$ 166,89
nov/15	R\$ 202,87	R\$ 186,28	R\$ 274,90	R\$ 257,60
out/15	R\$ 212,32	R\$ 203,72	R\$ 218,92	R\$ 218,92
set/15	R\$ 227,04	R\$ 227,04	R\$ 227,04	R\$ 227,04
ago/15	R\$ 145,09	R\$ 145,09	R\$ 145,09	R\$ 145,09
jul/15	R\$ 240,08	R\$ 205,97	R\$ 243,74	R\$ 241,24
jun/15	R\$ 372,73	R\$ 372,73	R\$ 372,73	R\$ 372,73
mai/15	R\$ 387,24	R\$ 387,24	R\$ 387,24	R\$ 137,14
abr/15	R\$ 388,48	R\$ 388,48	R\$ 388,48	R\$ 127,36
mar/15	R\$ 388,48	R\$ 388,48	R\$ 388,48	R\$ 339,91
fev/15	R\$ 388,48	R\$ 388,48	R\$ 388,48	R\$ 388,48
jan/15	R\$ 388,48	R\$ 388,48	R\$ 388,48	R\$ 388,48
dez/14	R\$ 601,21	R\$ 601,21	R\$ 601,21	R\$ 601,21
nov/14	R\$ 804,54	R\$ 804,54	R\$ 804,54	R\$ 804,54
out/14	R\$ 776,88	R\$ 731,53	R\$ 776,88	R\$ 776,88
set/14	R\$ 728,95	R\$ 728,95	R\$ 728,95	R\$ 728,95
ago/14	R\$ 709,53	R\$ 709,53	R\$ 709,53	R\$ 709,53
jul/14	R\$ 592,54	R\$ 503,10	R\$ 592,54	R\$ 592,54
jun/14	R\$ 412,65	R\$ 206,99	R\$ 412,60	R\$ 412,60
mai/14	R\$ 806,97	R\$ 806,97	R\$ 772,21	R\$ 334,59
abr/14	R\$ 822,83	R\$ 822,83	R\$ 744,28	R\$ 640,73
mar/14	R\$ 822,83	R\$ 822,83	R\$ 756,37	R\$ 696,21
fev/14	R\$ 822,83	R\$ 822,83	R\$ 755,90	R\$ 452,44
jan/14	R\$ 378,22	R\$ 378,22	R\$ 379,35	R\$ 364,80
dez/13	R\$ 290,72	R\$ 290,72	R\$ 291,86	R\$ 290,72
nov/13	R\$ 331,07	R\$ 331,07	R\$ 331,07	R\$ 331,07
out/13	R\$ 260,99	R\$ 213,92	R\$ 270,23	R\$ 262,48
set/13	R\$ 266,16	R\$ 248,36	R\$ 269,10	R\$ 269,10
ago/13	R\$ 163,38	R\$ 145,56	R\$ 164,69	R\$ 163,38
jul/13	R\$ 121,29	R\$ 102,59	R\$ 121,61	R\$ 121,35
jun/13	R\$ 207,62	R\$ 204,10	R\$ 207,94	R\$ 207,67
mai/13	R\$ 344,84	R\$ 344,84	R\$ 344,94	R\$ 344,84
abr/13	R\$ 196,13	R\$ 196,13	R\$ 197,38	R\$ 196,13
mar/13	R\$ 339,75	R\$ 339,75	R\$ 339,84	R\$ 339,40
fev/13	R\$ 214,54	R\$ 214,54	R\$ 212,59	R\$ 212,59
jan/13	R\$ 413,95	R\$ 413,95	R\$ 409,76	R\$ 409,76
dez/12	R\$ 259,57	R\$ 259,57	R\$ 253,24	R\$ 253,24
nov/12	R\$ 375,54	R\$ 375,54	R\$ 375,54	R\$ 375,54
out/12	R\$ 280,39	R\$ 280,39	R\$ 294,82	R\$ 294,82
set/12	R\$ 182,94	R\$ 182,94	R\$ 183,30	R\$ 183,30
ago/12	R\$ 119,08	R\$ 119,05	R\$ 119,08	R\$ 119,08
jul/12	R\$ 91,24	R\$ 91,24	R\$ 91,24	R\$ 91,24
jun/12	R\$ 118,49	R\$ 118,49	R\$ 118,65	R\$ 118,49
mai/12	R\$ 180,94	R\$ 180,94	R\$ 180,37	R\$ 180,37
abr/12	R\$ 192,70	R\$ 195,75	R\$ 182,68	R\$ 182,68
mar/12	R\$ 124,97	R\$ 124,97	R\$ 109,12	R\$ 109,12
fev/12	R\$ 50,67	R\$ 50,67	R\$ 12,57	R\$ 12,57

APÊNDICE D – PLANILHA DE CÁLCULO DO VPL

	Investimento	-R\$	66.700,00	VPL
	Custo a ser evitado	R\$	104.900,00	R\$ 5.888,41
	Tempo (anos)		15	
	Taxa de juros (a.a.)		5%	
Ano	Fluxo de Caixa	Valor Presente Líquido		
0	-R\$ 66.700,00	-R\$	66.700,00	
1	R\$ 6.993,33	R\$	6.660,32	
2	R\$ 6.993,33	R\$	6.343,16	
3	R\$ 6.993,33	R\$	6.041,10	
4	R\$ 6.993,33	R\$	5.753,43	
5	R\$ 6.993,33	R\$	5.479,46	
6	R\$ 6.993,33	R\$	5.218,53	
7	R\$ 6.993,33	R\$	4.970,03	
8	R\$ 6.993,33	R\$	4.733,36	
9	R\$ 6.993,33	R\$	4.507,97	
10	R\$ 6.993,33	R\$	4.293,30	
11	R\$ 6.993,33	R\$	4.088,86	
12	R\$ 6.993,33	R\$	3.894,15	
13	R\$ 6.993,33	R\$	3.708,71	
14	R\$ 6.993,33	R\$	3.532,11	
15	R\$ 6.993,33	R\$	3.363,91	