

ESTUDO E PARAMETRIZAÇÃO DAS PRINCIPAIS PROTEÇÕES ELÉTRICAS DE GERADORES E TRANSFORMADORES DE GRUPO DE UMA CENTRAL HIDROELÉTRICA

Ana Cristina Coelho Mandim

Dissertação elaborada sob a orientação de:

Professor Doutor Filipe Miguel Tavares de Azevedo

Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Instituto Superior de Engenharia do Porto

Porto, Julho 2013

Agradecimentos

Ao Professor Doutor Filipe Azevedo, um agradecimento por todo o apoio, orientação, disponibilidade, atenção e amizade revelada;

À minha família pelo apoio, ajuda, força, incentivo e compreensão nos momentos de ausência dedicados na realização desta dissertação;

Aos meus amigos, pelo apoio, força, incentivo, companheirismo e compreensão neste último ano;

Aos meus colegas de trabalho pela entreaajuda, compreensão e incentivo;

Aos que me acompanharam ao longo deste mestrado, a todos eles agradeço o companheirismo, força, motivação e amizade;

A todas as demais pessoas que, direta ou indiretamente, ajudaram e tornaram possível a realização desta dissertação.

Bem Hajam!

Resumo

Nesta dissertação, é realizado o estudo e parametrização dos relés de proteção para geradores e transformadores de grupo de uma central hidroelétrica. É efetuada, também, uma breve abordagem à manutenção e ensaio dos respectivos relés.

No fornecimento de Energia Elétrica aos seus consumidores, deve-se ter em consideração todo o funcionamento do Sistema Elétrico de Energia (SEE). Como os SEE são projetados para gerar energia elétrica para responder à carga, é necessário garantir que este assegure o fornecimento de energia elétrica com elevados padrões de qualidade e continuidade de serviço. Assim, as proteções revelam, um papel fulcral na garantia da continuidade de serviço.

As proteções são constituídas por equipamentos de proteção nomeadamente, relés de proteção, que são dispositivos cuja função é retirar de serviço os equipamentos em defeito, permitindo que o restante sistema elétrico seja alimentado.

Os sistemas de proteção são, assim, de extrema importância, já que têm como função, assegurar, garantir e eliminar anomalias evitando danos nos equipamentos e nos utilizadores/consumidores.

Palavras-Chave

Sistemas de proteção, relés de proteção, gerador, transformador, manutenção.

Abstract

This thesis concerns the study and set-up of protective relays for the generator and transformer groups of a hydroelectric plant. It also approaches in a brief way, the testing and maintenance of referred relays.

The supply of electricity to consumers, should take into account the whole operation of the Electric Power System. The Electric Power Systems are designed to generate electricity to respond to the load and so it is necessary to ensure that the supply of electricity with high standards of quality and continuity of service is maintained. Therefore, the electrical protections play a very important role in ensuring this continuity of service.

The protections are implemented with special equipment such as protective relays, whose function is to isolate the equipments where the fault appears, thus allowing the remaining electrical system to continue operating.

Electrical protection systems are of extreme importance since these ensure the safety of users/consumers and prevent damages to the equipments, by selectively isolating and eliminating anomalies.

Keywords

Protection systems, protective relays, generator, transformer, maintenance.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABELAS	XI
SIGLAS E ABREVIATURAS	XIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. ENQUADRAMENTO DO TRABALHO	1
1.2. MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS DO TRABALHO	1
1.3. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	2
2. PROTEÇÕES: CONSIDERAÇÕES GERAIS	5
2.1. IMPORTÂNCIA DAS PROTEÇÕES ELÉTRICAS	5
2.2. PRINCÍPIOS FUNDAMENTAIS DAS PROTEÇÕES ELÉTRICAS	9
2.3. EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO	10
2.4. EQUIPAMENTOS AUXILIARES DE PROTEÇÃO.....	12
2.5. CONDIÇÕES DE INSTALAÇÃO	14
2.6. MANUTENÇÃO E ENSAIO DE RELÉS DE PROTEÇÃO	14
3. PROTEÇÃO DE GERADORES, MOTORES E TRANSFORMADORES	19
3.1. PROTEÇÃO DE GERADORES.....	19
3.2. PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES.....	26
4. ESTUDO E COORDENAÇÃO DAS PRINCIPAIS PROTEÇÕES ELÉTRICAS DE GRUPO...	29
4.1. ESQUEMA DAS PROTEÇÕES DO GERADOR E DO TRANSFORMADOR	29
4.2. PROTEÇÕES DO ALTERNADOR	30
4.3. PROTEÇÕES DO TRANSFORMADOR.....	44
5. CASO DE ESTUDO	47
5.1. CÁLCULO DOS PARÂMETROS DE REGULAÇÃO DAS PROTEÇÕES.....	47
6. CONCLUSÕES	67
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69
ANEXOS	71
ANEXO A. MANUTENÇÃO: FOLHAS TESTE-TIPO	73
ANEXO B. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	75
ANEXO C. FUNÇÕES UTILIZADAS DO RELÉ G60	81

ANEXO D. FUNÇÕES UTILIZADAS DO RELÉ GFM-F-H	119
ANEXO E. FUNÇÕES UTILIZADAS DO RELÉ DTP B	123

Índice de Figuras

Figura 1 - Proteção de um gerador e transformador.....	21
Figura 2 - Atuação da proteção do gerador	22
Figura 3 - Proteção contra sobretensões num gerador	24
Figura 4 - Proteção contra cargas desequilibradas do estator (sequência negativa).....	25
Figura 5 - Esquema de Proteções	30
Figura 6 – Relé G60 da <i>General Electric</i>	31
Figura 7 – Relé DTP-B da <i>General Electric</i>	31
Figura 8 – Relé GPM-F-H da <i>General Electric</i>	31
Figura 9 - Característica de atuação da proteção diferencial de gerador.....	33
Figura 10 - Característica de atuação da proteção de perda de excitação para o gerador	39
Figura 11 - Critério de igualdade das áreas de aceleração e desaceleração para o gerador	43
Figura 12 – Gráfico de medições de Sobretensão de 3º Harmônico	50

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Precisão dos Transformadores de Intensidade	13
Tabela 2 – Plano de Manutenção	16
Tabela 3 - Tabela de parametrização da função 87S para o gerador.....	33
Tabela 4 - Tabela de parametrização da função 59X para o gerador	34
Tabela 5 - Tabela de parametrização da função 27N para o gerador	35
Tabela 6 - Tabela de parametrização da função 64 para o gerador	36
Tabela 7 - Tabela de parametrização da função 21P para o gerador.....	37
Tabela 8 - Tabela de parametrização da função 51V para o gerador	37
Tabela 9 - Tabela de parametrização da função 59P para o gerador.....	38
Tabela 10 - Tabela de parametrização da função 40 para o gerador	39
Tabela 11 - Tabela de parametrização da função 46 para o gerador	41
Tabela 12 - Tabela de parametrização da função 32 para o gerador	41
Tabela 13 - Tabela de parametrização da função 78 para o gerador	43
Tabela 14 - Tabela de parametrização da função 87T para o transformador	46
Tabela 15 – Características principais do gerador (alternador-motor).....	47
Tabela 16 – Características principais do transformador	48

Siglas e Abreviaturas

TI	Transformador de Intensidade
TT	Transformador de tensão
I_n	Intensidade de corrente nominal
U_n	Tensão nominal
I_d	Intensidade de corrente diferencial
GE	<i>General Electric Inc</i>
RPM	Rotações por minuto
U_f	Tensão de excitação nominal
I_f	Intensidade de corrente rotórica
X_d	Reactância longitudinal não saturada
X_q	Reactância transversal
X'_d	Reactância transitória longitudinal não saturada
X'_{ds}	Reactância transitória longitudinal saturada
X'_q	Reactância transitória transversal
X''_d	Reactância subtransitória longitudinal não saturada
X''_{ds}	Reactância subtransitória longitudinal saturada
X''_q	Reactância subtransitória transversal
X₂	Reactância inversa
X₀	Reactância homopolar
S_{min}	Potência de perdas totais do gerador
U_{3TH}	Tensão do 3º harmónico
U_{3TH(defeito)}	Tensão do 3º harmónico em presença de defeito
I_{pickup}	Intensidade de corrente de arranque da proteção
U_{pickup}	Valor de Tensão de arranque da máquina
U_{ccTR}	Tensão de curto-circuito do transformador
AT	Alta Tensão
MT	Media Tensão
BT	Baixa Tensão
SEE	Sistema Elétrico de Energia

1. INTRODUÇÃO

1.1. ENQUADRAMENTO DO TRABALHO

A presente dissertação tem como principal objetivo o estudo, cálculo e parametrização das principais proteções elétricas de geradores e transformadores de grupo de uma central hidroelétrica. Dado o carácter sigiloso dos dados fornecidos, e porque não fazia parte dos objetivos do trabalho, não foi realizada qualquer validação experimental dos dados obtidos.

1.2. MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS DO TRABALHO

As unidades de produção devem ser instaladas em pontos adequados da rede devido a diversas condicionantes das quais se destacam as características físicas e de exploração da rede e as restrições ambientais e económicas. No entanto, essas unidades de produção possuem todas em comum o facto de terem como principal objetivo garantir a continuidade e a segurança do fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Para que tal aconteça, o dimensionamento de um sistema de proteção nomeadamente, proteções elétricas de geradores e transformadores de grupo de uma central, revestem-se de uma enorme importância e que será tanto maior quanto maior for o peso relativo do gerador na rede sob o ponto de vista da sua potência como da sua contribuição para a regulação da frequência e estabilidade da tensão.

Um sistema de proteção tem como função detetar a ocorrência de perturbações que ponham em causa a integridade do SEE e atuar de forma a eliminá-las, minimizando desta forma o seu impacto. O sistema de proteção é equipado com componentes estrategicamente situados, destinados a proteger os componentes do SEE contra a

ocorrência de perturbações. Para tal, dada a elevada relevância e importância destes, é necessário que haja coordenação dos equipamentos de proteção nomeadamente, ao nível da sensibilidade, seletividade e rapidez de atuação, por forma a evitar danos e solucionar o problema no mais curto espaço de tempo.

Os geradores e os transformadores são dos equipamentos mais importantes numa central de produção de energia elétrica e são submetidos a um elevado número de condições anormais de operação que implicam uma considerável gama de funções de proteção a considerar.

O estudo de um sistema de proteções tem em conta diversos aspetos dos quais se destacam, os elétricos e os financeiros. Face ao exposto, a presente dissertação tem como principal objetivo o estudo e parametrização dos relés de proteção, tendo em consideração as seguintes funções:

- ✓ **Função principal** – promover a rápida retirada de serviço de um elemento do sistema, quando este sofre um curto-circuito, ou funcionamento anormal, que possa causar danos e/ou até mesmo, interferir no correto funcionamento do sistema.
- ✓ **Função secundária** – promover a indicação da localização e do tipo de defeito, visando a rápida reparação e possibilidade de análise da eficiência da proteção adotada.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Esta dissertação está organizada em 6 capítulos. No presente capítulo são descritos o enquadramento, os objetivos e a motivação do trabalho. No Capítulo 2 é abordada a importância das proteções elétricas, os seus princípios fundamentais, os sistemas de proteção a considerar e por fim a importância e relevância da manutenção dos relés de proteção.

Nos Capítulos 3 é dado especial ênfase às proteções a adotar nos geradores e nos transformadores. No Capítulo 4 são apresentadas as principais proteções do gerador e transformador de grupo que serão utilizadas no caso de estudo apresentado no Capítulo 5. Neste Capítulo são também analisadas as principais funções das proteções utilizadas bem como, a sua parametrização.

No Capítulo 5 é efetuado o cálculo dos parâmetros a introduzir nas proteções e respetivas funções de proteção a utilizar.

Por último, no Capítulo 6, são efetuadas as conclusões e considerações finais.

2. PROTEÇÕES: CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os sistemas de produção de energia elétrica têm como principal objetivo garantir de forma econômica a qualidade de serviço, assegurar a segurança das instalações bem como, o fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais.

2.1. IMPORTÂNCIA DAS PROTEÇÕES ELÉTRICAS

Como referido anteriormente, para se assegurar o fornecimento de energia elétrica aos consumidores é necessário proteger adequadamente os componentes dos SEE.

A proteção dos sistemas elétricos consiste em manter o sistema estável para que, em caso de ocorrer algum defeito, este seja isolado o mais rapidamente possível através do isolamento dos componentes em defeito.

Porém, as proteções devem ser utilizadas apenas numa abordagem de “último recurso”, de forma a proteger o sistema de possíveis defeitos (Hewitson *et al.*, 2004).

Os defeitos e as perturbações da rede, tais como curto-circuitos fase-terra ou entre fases, resultantes da queda de um ou mais condutores, das descargas atmosféricas, das alterações na rede, dos desequilíbrios entre potência gerada e consumida, têm que ser monitorizadas

de forma contínua para que os sistemas de proteção implementados atuem e eliminem-nos/atenuem-nos de forma a assegurar a estabilidade da rede e também, evitar possíveis danos nos equipamentos.

Com a topologia das redes existentes, em caso de ocorrência de um defeito, as correntes de curto-circuito são muito elevadas, com forte contribuição da geração, daí a complexidade e diversidade dos sistemas de proteção utilizados (Martins *et al.*, 2008)

Assim, é importante garantir o funcionamento do SEE, através:

- ✓ Da implementação de um sistema com componentes que não falhem e que necessitem a mínima, ou até mesmo nenhuma, manutenção para manter a continuidade de serviço. Porém, sabe-se que, implementar tal sistema não é economicamente viável, nem possível, com a exceção dos pequenos sistemas;
- ✓ Da previsão/antevisão de quaisquer defeitos que possam causar uma longa paragem do sistema. A ideia principal é restringir as perturbações durante a ocorrência dos defeitos a uma área limitada e manter a distribuição de energia nas restantes áreas.

Um sistema de proteção deve respeitar os seguintes requisitos básicos (Hewitson *et al.*, 2004, Vasquez *et al.*, 1977):

- ✓ Salvar todo o sistema para manter a continuidade de serviço;
- ✓ Minimizar os estragos e custos dos equipamentos originados pelos defeitos;
- ✓ Assegurar a segurança da instalação.

No que respeita à qualidade, Expósito (2002) e Hewitson *et al.* (2004) indicam que há que ter em conta os seguintes aspetos:

- ✓ **Seletividade:** para detetar e isolar apenas o local em defeito. A seletividade é a capacidade que a proteção deve ter para que, uma vez detetado um defeito discernir se o mesmo teve origem dentro ou fora da área de proteção e, por consequência, dar ordem de disparo do disjuntor que controla, quando assim for necessário, para eliminar o defeito.

Se o defeito foi produzido dentro da área protegida, a proteção deve dar a ordem de disparo aos disjuntores que isolam o circuito com defeito. Se, pelo contrário, o defeito foi produzido externamente, a proteção a atuar será aquela que está fora do sistema, de forma a isolar a zona de defeito sem influenciar o funcionamento do sistema.

Existem diversas formas de dotar as proteções da característica de seletividade. Em alguns casos, a própria configuração da proteção é efetuada para que esta seja sensível apenas a defeitos ocorridos na sua zona de proteção. Nos casos em que a proteção é feita fora da área de proteção, a seletividade pode ser alcançada mediante um conjunto adequado de condições e tempos de atuação, desde que coordenados com as restantes proteções.

- ✓ **Estabilidade:** permitir que todos os circuitos em “bom estado” mantenham-se intactos e assegurar a continuidade de serviço.
- ✓ **Sensibilidade:** detetar o mais pequeno defeito, isto é, a proteção deve saber distinguir as situações de defeito, daquelas que não são. Como tal, é necessário estabelecer para cada tipo de proteção, as magnitudes mínimas necessárias que permitem distinguir as situações de defeito das situações normais de funcionamento e para cada uma dessas magnitudes, as “condições limite” que separam as situações de defeito das situações normais de funcionamento. As “condições limite” são um amplo conceito de “valores limite” dado que, em muitas situações, o conhecimento do valor da magnitude, não basta para determinar se foi obtido como consequência de uma situação anómala ou se foi resultado de uma incidência normal dentro do sistema.
- ✓ **Rapidez:** funcionar rapidamente quando “chamado” para tal, por forma a minimizar estragos e assegurar a segurança da instalação. Depois de ser detetado, o defeito deve ser isolado o mais rapidamente possível, isto é, quanto menor for o tempo de isolamento do defeito, menor serão os danos causados, reduzindo assim o tempo de restabelecimento do sistema para as condições normais de funcionamento bem como, da reparação e reposição dos equipamentos danificados. A rapidez com que é possível atuar uma proteção depende diretamente da tecnologia aplicada e do tempo de resposta do sistema de comando.

Estas proteções, podem ser classificadas como:

Proteções instantâneas - Aquelas que atuam tão rápido quanto possível dado que o defeito foi produzido dentro da área de proteção.

Proteções de tempo diferido - Aquelas que de forma intencional, introduzem um tempo de espera que atrasa a operação, ou seja, atrasam a atuação dos disjuntores.

- ✓ **Fiabilidade** – Uma proteção fiável é aquela que responde sempre, isto é, a proteção responde com segurança e efetividade antes de qualquer situação de defeito. Não se deve confundir a resposta da proteção com a sua atuação ou operação. A proteção está a controlar de forma contínua o que se passa no sistema, a responder em função das condições que são produzidas. Por outro lado, quando a proteção atua, é necessário que todas as etapas que compõem o processo de isolamento do defeito sejam cumpridas com efetividade.
- ✓ **Economia e simplicidade**- A instalação de uma proteção deve ser justificada tanto por motivos técnicos como económicos. A proteção de uma linha é importante, mas impedir que os efeitos de uma situação de defeito alcancem as instalações alimentadas pela linha ou que estas fiquem fora de serviço. A valorização económica não deve restringir-se apenas ao elemento diretamente protegido, mas deve ter em conta as consequências que implicaria um defeito ou funcionamento anormal do referido elemento.

Na análise de proteção dos sistemas elétricos torna-se necessária a distinção entre as seguintes situações de operação dos sistemas:

- ✓ Situação normal de funcionamento;
- ✓ Situação anormal de funcionamento (como por exemplo, perda de sincronismo);
- ✓ Situações de curto-circuito.

Como operação normal pode ser entendida a ausência de defeitos nos equipamentos de operação e defeitos aleatórios. Entendem-se como situações anormais, todas as situações que podem provocar distúrbios na rede elétrica, tais como oscilações de tensão sem, contudo, apresentar elevações de corrente elétrica no caso de curto-circuito. As situações de curto-circuito, embora também sendo situações anormais, são mais críticas, uma vez que podem danificar severamente o sistema de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica (Hewitson *et al.*, 2004, Caminha, 2006).

Segundo Caminha (2006), a proteção atua com dois grandes objetivos:

- ✓ Evitar que falhas no sistema, como os curto-circuitos, possam danificar equipamentos e materiais;
- ✓ Promover o rápido restabelecimento do fornecimento da energia elétrica, evitando danos aos consumidores e garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

2.2. PRINCÍPIOS FUNDAMENTAIS DAS PROTEÇÕES ELÉTRICAS

Os relés de proteção, principais equipamentos de proteção dos SEE, são encarregues da rápida retirada do elemento (equipamento, barramento ou secção de linha) quando este está em curto-circuito, ou em funcionamento anormal, impedindo que o problema se propague a outros elementos do sistema.

Os relés devem também informar a devida localização do defeito, com o objetivo de se efetuar o mais rápido possível a manutenção do elemento causador e portanto, garantir a uma rápida religação.

Segundo Caminha (2006), os equipamentos de proteção subdividem-se em dois grupos:

- ✓ Proteção primária ou principal;
- ✓ Proteção secundária ou de apoio.

A proteção primária é aquela que tem a responsabilidade de isolar o defeito em primeiro lugar. Refere-se à proteção principal, em que o elemento de seccionamento encontra-se na ligação entre dois elementos possibilitando a retirada somente do elemento com defeito. Neste grupo de proteção, estabelecer-se-á uma zona de proteção em torno de cada elemento.

A proteção secundária ou de apoio, refere-se a uma proteção localizada na zona adjacente à zona primária, que é ajustada para operar em situações de anomalias em que a proteção primária não foi eficaz por ineficácia na deteção ou falha na atuação. Por esta razão é muito importante que as proteções (primária e secundária) sejam independentes entre si de forma a que nada que possa produzir a falha da proteção principal seja capaz também de provocar a falha da proteção de apoio.

As proteções secundárias devem entrar em funcionamento após um determinado tempo de atraso a fim de assegurar que as proteções primárias tenham tempo suficiente para atuar.

É necessário referir que uma proteção pode desempenhar funções de proteção primária para um determinado elemento e, ao mesmo tempo, funções de proteção de apoio para outro elemento, por isso, quando as proteções primárias encontram-se fora de serviço devido a operações de reparação ou de manutenção, as proteções de apoio correspondentes convertem-se em proteções primárias perante possíveis defeitos que possam ocorrer (Expósito, 2002).

Segundo Vasquez *et al.* (1977) existem diversos tipos de relés de proteção e que se podem classificar quanto:

- ✓ Às características construtivas – eletromagnéticos, de indução, eletrodinâmicos, eletrónicos, térmicos e digitais;
- ✓ Ao valor eficaz da grandeza que controla ou mede;
- ✓ Às características de funcionamento (ação instantânea ou ação diferida);
- ✓ À forma de funcionamento (diretos ou indiretos);
- ✓ À forma de paragem (mecânica ou elétrica);
- ✓ À forma de ligação (relição automática e de bloqueio).

2.3. EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO

De todos os equipamentos de proteção que são necessários e relevantes, os relés são os principais.

Os relés estão ligados ao sistema através de transformadores de medida que reduzem as correntes e a tensão das linhas a valores compatíveis. Os transformadores de medida permitem aos instrumentos de medição e proteção o isolamento da rede à qual estão ligados.

Os relés permitem também detetar os defeitos e dar ordens de atuação aos disjuntores. São dispositivos “sensor” que comandam a abertura do disjuntor quando surgem condições

anormais de funcionamento. Devem analisar e avaliar uma grande variedade de parâmetros (corrente, tensão, potência, impedância, ângulo de fase, etc.) para estabelecer quais as ações necessárias.

Para os sistemas de proteção, Vasquez *et al.* (1977) indica a existência de várias classes de proteção, nomeadamente:

Proteção contra sobrecargas - Protege as máquinas, transformadores e linhas contra qualquer sobrelevação perigosa de temperatura, uma vez que esta é a consequência direta das sobrecargas.

Proteção direcional - reconhece qual a direção em que se encontra o defeito. Geralmente, constitui um dos elementos de uma proteção composta. Para a proteção direcional utilizam-se relés de potência, que medem uma potência monofásica ou trifásica, ativa, reativa ou aparente. Os relés direcionais apenas fecham os seus contactos quando a energia circula num determinado sentido.

Proteção diferencial longitudinal - Está baseada na comparação das intensidades nos dois extremos do condutor que deve proteger. Se não existe defeito, neste condutor, as intensidades são iguais. Se há defeito no condutor, há uma diferença de intensidades.

Proteção diferencial compensada - Denominada, também, de proteção de percentagem, evita inconvenientes já que é praticamente insensível aos erros e às diferenças entre as relações de transformação dos transformadores de intensidade.

Proteção diferencial direcional - Em vez de comparar as intensidades nos dois extremos da linha, pode ser comparada as indicações de dois relés direcionais situados nos extremos.

Proteção diferencial transversal - Denominada de proteção equilibrada, compara as intensidades de dois ou mais circuitos em paralelo. Quando se trata de dois ou mais circuitos em paralelo, e com características iguais, deve circular por todos eles a mesma intensidade, de forma a que não passe corrente pelo relé. Existindo um desequilíbrio, este será indício de avaria.

Proteção de distância (utilização dos relés de distância) - Quando ocorre um curto-circuito numa linha, produz-se uma queda de tensão. Nas proximidades da avaria, a tensão

é mínima e vai aumentando de valor, à medida que nos afastamos do ponto onde ocorreu o defeito.

Proteção direcional de terra – nas redes de neutro isolado ou ligado à terra através de uma impedância ou de resistência de valor elevado, o contacto de uma fase com terra não apresenta o carácter de um curto-circuito.

2.4. EQUIPAMENTOS AUXILIARES DE PROTEÇÃO

Para além dos relés, a proteção de sistemas é composta também pelos seguintes componentes:

- ✓ Transformadores de medida (tensão e intensidade);
- ✓ Disjuntores;
- ✓ Baterias.

Os transformadores são fundamentais para qualquer sistema de proteção, pois as suas características construtivas definem a forma de transmissão da tensão e da intensidade de corrente elétrica quanto ao seu valor, amplitude e precisão.

Os dados de entrada para o relé devem refletir o estado a que se encontra o SEE. Mesmo existindo exceções, os dados que são habitualmente utilizados são os correspondentes às amplitudes de tensão e intensidade. Devido ao seu elevado valor, as tensões e intensidades existentes na rede não podem ser utilizados diretamente como sinais de entrada do relé, pelo que é necessário utilizar elementos que as reduzam para níveis adequados. Estes elementos são os transformadores de medida para proteção.

Os transformadores de medida convencionais proporcionam informação fiável quando trabalham dentro dos valores de funcionamento normal do sistema. Contudo, é nas condições de defeito que é necessário que as proteções recebam informação fiável.

A precisão dos transformadores de intensidade, está normalizada na Norma IEC 60044-1, sendo habitual utilizar equipamentos com as classes indicadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Precisão dos Transformadores de Intensidade¹

5P10	Tem 1% de erro máximo até à corrente nominal (I_n) e 5% de erro máximo até $10 \times I_n$
10P10	Tem 3% de erro máximo até à corrente nominal (I_n) e 10% de erro máximo até $10 \times I_n$
5P20	Tem 1% de erro máximo até à corrente nominal (I_n) e 5% de erro máximo até $20 \times I_n$
10P20	Tem 3% de erro máximo até à corrente nominal (I_n) e 10% de erro máximo até $20 \times I_n$

Os disjuntores são os elementos que permitem abrir ou fechar um circuito em tensão, interrompendo ou estabelecendo a circulação da corrente elétrica. Trabalha sob o controlo da proteção e a sua abertura é coordenada com os restantes disjuntores, permitindo o isolamento do ponto onde ocorreu o defeito. Em condições de defeito, os disjuntores são comandados por relés para abrir o circuito, funcionando como dispositivos de proteção.

Do ponto de vista da proteção, as duas características principais dos disjuntores são:

Rapidez de separação dos contactos principais, com a finalidade de minimizar o tempo necessário para abrir o disjuntor. Quando a proteção dá ordem de abertura para isolar o defeito, é ativado o circuito de disparo e os contactos separam-se. Contudo, a separação dos contactos não implica a abertura imediata do circuito já que nos primeiros instantes é estabelecido um arco que mantém a circulação de corrente entre os dois contactos.

Poder de corte suficiente para garantir a interrupção da corrente máxima de curto-circuito que pode ocorrer no ponto onde está instalado o disjuntor.

As baterias são os elementos que garantem a continuidade do fornecimento de energia necessária para o funcionamento dos equipamentos de proteção. A alimentação destes equipamentos não pode ser diretamente das linhas, pois causariam danos elevados perante uma situação de defeito. Normalmente, as baterias estão permanentemente ligadas através de um carregador ligado à linha de corrente alternada dos serviços auxiliares da central. No

¹ Existem outras classes de precisão que são fabricadas em séries especiais.

caso de ocorrer um defeito, estas têm uma autonomia de cerca de 10 a 12 horas (Expósito, 2002).

2.5. CONDIÇÕES DE INSTALAÇÃO

Tendo em conta o local e o tipo de instalação que é objeto de estudo é necessário que os equipamentos utilizados neste tipo de sistemas, sejam considerados, essencialmente, dois fatores: a temperatura e o ambiente. Menosprezar estes fatores poderá refletir-se em graves problemas futuros.

Por exemplo, há que ter em atenção as condições de instalação. Um exemplo das condições de instalação são:

- Altitude sobre o nível do mar - Inferior a 1000 m.
- Temperatura:
 - Média anual: + 15 °C
 - Máxima: + 38.3 °C
 - Média do mês mais quente (Agosto): + 24 °C
 - Mínima: - 4.5 °C
- Atividade sísmica: Coeficiente Z 0.3

2.6. MANUTENÇÃO E ENSAIO DE RELÉS DE PROTEÇÃO

Uma das formas de maximizar e assegurar a disponibilidade dos sistemas de produção, e manter a fiabilidade dos mesmos, é realizar periodicamente manutenções e ensaios aos equipamentos de proteção nomeadamente, aos relés.

Dado que a fiabilidade dos sistemas é cada vez mais um fator importante e de grande destaque dentro de um SEE, é necessário garantir que os equipamentos permaneçam em boas condições de funcionamento por forma a evitar a ocorrência de defeitos.

A eliminação de defeitos em equipamentos ou secções de um sistema de proteção deve ter em conta diversos fatores de forma a reduzir o risco de instabilidade no sistema, a descontinuidade no fornecimento e a proteção contra possíveis danos.

A importância que a manutenção assume, resulta da crescente consciencialização de como uma falha dos equipamentos afeta a segurança e a relação entre manutenção e qualidade do produto.

Até recentemente, o conceito de manutenção era a de restabelecer as condições originais dos equipamentos. Atualmente, a manutenção tem que garantir a disponibilidade dos equipamentos para que estes sejam eficazes e não apenas eficientes, ou seja, evitar falhas.

A principal dificuldade relativa aos métodos de manutenção encontra-se em determinar quais os itens a ser inspecionados e qual a frequência das manutenções dos equipamentos.

Uma possível organização da manutenção poderá constar num sistema de informação gerencial que permita:

- ✓ Avaliar a eficácia da manutenção, determinando, por exemplo, os índices de disponibilidade e fiabilidade dos equipamentos do sistema;
- ✓ Avaliar a sua eficiência;
- ✓ Analisar os dados de ocorrências (taxas de defeitos nas linhas de transmissão e do desempenho dos relés) e registar numa base de dados.

Podem existir várias razões para as falhas (ou funcionamento incorreto) dos relés de proteção, das quais se destacam:

- ✓ Falhas internas;
- ✓ Defeitos nas ligações dos relés;
- ✓ Coordenação errada ou insuficiente;
- ✓ Falhas mecânicas.

Os relés são testados antes da sua instalação, mas é muito provável que estes, ou algum dos outros elementos de proteção, sejam passíveis de não funcionar posteriormente de forma

correta (Caminha, 2006). Como tal, e como já anteriormente referido, é vital uma manutenção periódica para o bom funcionamento de um sistema de proteção.

Na Tabela 2, é indicado um plano de manutenção sugerido por Anderson (1999), para registo das funções de manutenção e dos problemas detetados durante uma manutenção.

Tabela 2 – Plano de Manutenção

FUNÇÕES DE MANUTENÇÃO
Rotina de Inspeção e Testes
Investigações
Defeitos
Operações incorretas
Peças e Reparações
Performance
Modificações
Remodelações
Substituição/ Atualizações
PROBLEMAS
Tecnologia
Organização
Privatização
Pessoal Qualificado
Ambiente
Acessos de trabalho

No Anexo A, são apresentadas algumas folhas de teste tipo, também sugeridas por Anderson (1999) para relés e *check lists* de comissionamento, que podem ser utilizadas como instrumentos para os registros das manutenções.

3. PROTEÇÃO DE GERADORES, MOTORES E TRANSFORMADORES

Neste capítulo são apresentadas as proteções elétricas de geradores e transformadores de grupo.

3.1. PROTEÇÃO DE GERADORES

Os geradores são os equipamentos mais caros num SEE, e são sujeitos a um elevado número de defeitos quando comparado com qualquer outro equipamento. Assim, a necessidade de protegê-los contra condições anormais, e ao mesmo tempo manter a proteção simples e fiável, pode resultar em opiniões divergentes.

Em geral, a proteção do gerador é feita contra dois tipos de defeitos:

- a) Defeito de isolamento, conduzindo a curto-circuitos entre espiras, fase-fase, fase-terra ou trifásica;
- b) Condições anormais de funcionamento como perda de sincronismo, desequilíbrio de cargas, sobrecargas, vibrações, etc.

O defeito de isolamento, que conduz a curto-circuitos, é devido normalmente, a sobretensões, sobreaquecimentos ou a movimentos do condutor (perda de sincronismo, por exemplo).

Para além destes, a proteção do gerador deve:

- a) Funcionar rapidamente para defeitos internos, reduzindo os estragos;
- b) Ser insensível aos defeitos externos à zona de proteção estabelecida;
- c) Limitar o valor da corrente de defeito para a terra;
- d) Assinalar as condições anormais e eliminá-las quando se tornam perigosas.

3.1.1. ESQUEMA DE PROTEÇÃO DO GERADOR

Na proteção de um gerador deve-se levar em consideração a possibilidade de ocorrência de vários tipos de defeitos nomeadamente, ao nível do:

- ✓ Estator
 - Contra curto-circuitos, entre fases, entre espiras e à terra,
 - Retaguarda,
 - Contra sobreaquecimento,
 - Contra circuito aberto;
- ✓ Rotor
 - Contra curto-circuito no campo,
 - Contra sobreaquecimento do rotor, devido à carga desequilibrada no estator;
- ✓ Sobretensões:
- ✓ Perda de excitação e/ou perda de sincronismo;

- f) Eventual transferência dos serviços auxiliares da central (se ligados a esse gerador) para a fonte de reserva, etc.

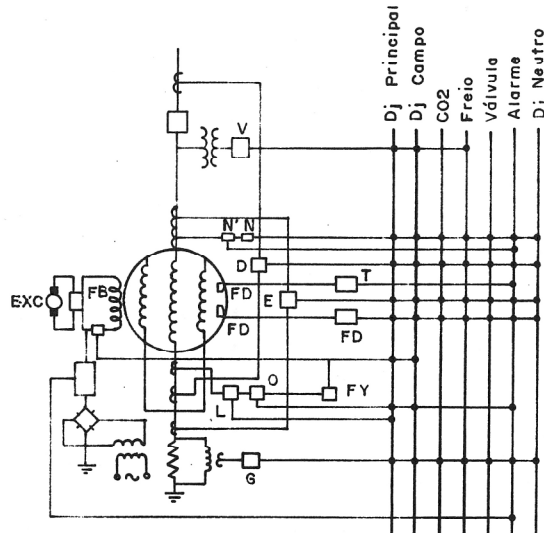


Figura 2 - Atuação da proteção do gerador

3.1.3. PROTEÇÃO DIFERENCIAL DO ESTATOR CONTRA CURTO-CIRCUITOS ENTRE ESPIRAS

Quando as máquinas de elevada potência têm fases subdivididas, por motivos construtivos, os curto-circuitos entre espiras são detetados por simples relés de sobreintensidade. O ajuste típico do relé é realizado para a corrente de desequilíbrio maior ou igual a 5% da corrente nominal do gerador.

3.1.4. PROTEÇÃO DIFERENCIAL DO ESTATOR CONTRA DEFEITO À TERRA

O ligação à terra do neutro de um gerador através de impedância de elevado valor tem as seguintes finalidades:

- ✓ Limitar os esforços mecânicos;
- ✓ Limitar os danos no ponto de defeito;
- ✓ Proteger contra as descargas atmosféricas;
- ✓ Limitar as sobretensões transitórias.

Em geral, neste tipo de ligação do neutro os relés diferenciais não são suficientemente sensíveis e seguros contra disparos intempestivos causados por defeitos externos à sua zona de proteção. Devido aos efeitos destrutivos de um defeito à terra, a corrente de defeito é limitada por uma impedância colocada no neutro do gerador podendo ser uma resistência ou uma reatância.

Esta proteção cobre cerca de 80 a 90% do enrolamento, ficando o restante, a partir do neutro, desprotegido.

3.1.5. PROTEÇÃO DE RETAGUARDA DO ESTATOR ATRAVÉS DE RELÉS DE SOBREINTENSIDADE

Se não existem TI's ligados nas extremidades do neutro dos enrolamentos do estator em estrela, ou se o neutro não é acessível, os dispositivos de proteção podem ser atuados somente pela corrente de curto-circuito. Se o neutro do gerador não é ligado à terra, uma sensível e rápida proteção de sobreintensidade pode ser implementada. Porém, se o neutro é ligado à terra, deve ser utilizado um relé de sobreintensidade direcional para maior sensibilidade e rapidez de atuação.

3.1.6. PROTEÇÃO CONTRA CIRCUITO ABERTO NO ESTATOR

Um circuito aberto no enrolamento do estator é muito difícil de detetar. Não é prática parametrizar esta proteção, pois raramente este defeito ocorre.

3.1.7. PROTEÇÃO CONTRA SOBREAQUECIMENTO DO ESTATOR

O sobreaquecimento do estator pode ser causado por sobrecargas ou por defeitos no sistema de arrefecimento.

3.1.8. PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÕES

É recomendada para geradores acionados por turbinas hidráulicas ou a gás, sujeitas a elevada velocidade, e conseqüente sobretensão, na perda de carga. A proteção é garantida pelo regulador de tensão; caso contrário, ela é realizada por um relé de sobretensão temporizado com um *pickup* em cerca de $1,10 \times U_n$. A Figura 3 mostra um esquema de proteção contra sobretensões num gerador.

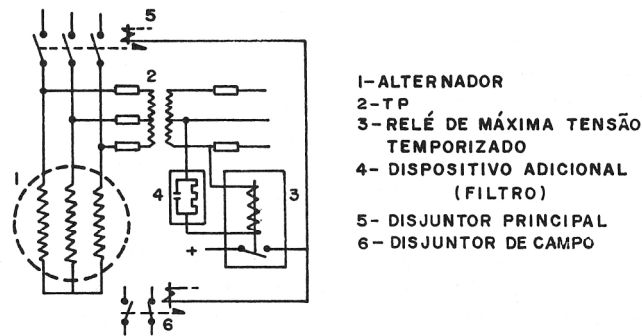


Figura 3 - Proteção contra sobretensões num gerador

3.1.9. PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO

A perda de sincronismo dos alternadores pode ser devida a um defeito de excitação ou a uma causa exterior (por exemplo, curto-circuitos na rede).

3.1.10. PROTEÇÃO DO ROTOR CONTRA CURTO-CIRCUITOS NA EXCITATRIZ

Como o circuito de excitação opera sem neutro à terra, um primeiro defeito não provocaria danos ou afetaria a operação do gerador. No entanto, esse defeito pode aumentar os esforços em outros pontos do circuito de excitação na presença de tensões induzidas devido a transitórios no estator. Assim, a probabilidade de ocorrer um segundo defeito aumenta. Se o segundo defeito ocorrer, parte do enrolamento de excitação é curto-circuitado, criando um desequilíbrio de fluxo no entreferro e gerando forças magnéticas desequilibradas no rotor, capazes de deformar o eixo. Este tipo de danos são bastante dispendiosos e deixam a máquina fora de serviço por períodos longos (Caminha, 2006).

3.1.11. PROTEÇÃO CONTRA AQUECIMENTO DO ROTOR DEVIDO A CORRENTES DESEQUILBRADAS DO ESTATOR

As principais condições que provocam correntes desequilibradas no estator são:

- ✓ Abertura de uma fase de uma linha ou falta de contato de um pólo do disjuntor;
- ✓ Defeito desequilibrado próxima da central e não eliminado pelos relés;
- ✓ Defeito no enrolamento do estator.

A componente inversa da corrente desequilibrada do estator induz uma corrente de frequência dupla no rotor. Se o grau de desequilíbrio é elevado, pode ser provocado um severo sobreaquecimento nas partes estruturais do rotor. O tempo durante o qual o rotor pode suportar esta condição é inversamente proporcional ao quadrado da corrente de sequência negativa (componente inversa), conforme indicado na Figura 4.

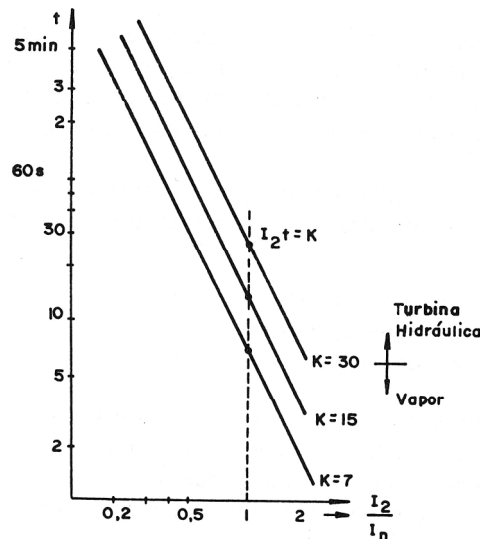


Figura 4 - Proteção contra cargas desequilibradas do estator (sequência negativa)

Normalmente o fabricante fornece as curvas K do gerador, permitindo ajustar a característica do relé.

3.1.12. PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE EXCITAÇÃO

Quando um gerador síncrono perde a excitação, ele acelera ligeiramente e opera como um gerador de indução, ou seja, absorve energia reativa da rede em vez de fornecer. Mesmo durante o curto tempo em que isso ocorre, há um desequilíbrio magnético na máquina, resultando num sobreaquecimento.

Então, um equipamento de proteção rápido e automático deve atuar sobre os disjuntores principal e de excitação do gerador.

3.1.13. PROTEÇÃO CONTRA AQUECIMENTO DO ROTOR DEVIDO À SOBREEXCITAÇÃO

É feita indiretamente pelo equipamento de proteção contra sobreaquecimento do estator, ou pela característica de limitação da excitação do equipamento regulador de tensão.

3.1.14. PROTEÇÃO CONTRA VIBRAÇÃO

A proteção do rotor contra sobreaquecimento devido a correntes desequilibradas no estator, minimiza ou elimina a vibração.

3.1.15. PROTEÇÃO DOS MOTORES

Para motores de elevada potência devem ser previstas proteções contra curto-circuitos no enrolamento do estator, contra sobreaquecimento do estator, contra sobreaquecimento do rotor, contra perda de sincronismo, contra subtensão e contra perda de excitação (Caminha, 2006 e Expósito, 2002).

3.2. PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES

Ao contrário dos tipos de defeito suscetíveis de aparecer nas máquinas rotativas, os transformadores podem ser sujeitos apenas a curto-circuitos nos enrolamentos e sobrecargas. Dada a construção dos transformadores ter um nível técnico elevado, estes podem ser colocados entre os elementos das instalações elétricas que apresentam maior segurança de serviço.

A proteção contra curto-circuitos resulta de defeitos de isolamento que, por sua vez, são constituídos por sobretensões, e por sobreaquecimentos dos enrolamentos. As sobrecargas repetitivas, permanentes ou temporárias, conduzem a um envelhecimento prematuro dos isolamentos dos enrolamentos e a curto-circuitos entre espiras.

Os transformadores usam a proteção diferencial e proteção Buchholz.

3.2.1. PROTEÇÃO CONTRA CURTO-CIRCUITOS INTERNOS NOS ENROLAMENTOS

Esta proteção é feita através da utilização de relés diferenciais (percentuais) e de relés Buchholz.

3.2.2. PROTEÇÃO DIFERENCIAL PERCENTUAL

Na proteção diferencial comparam-se as correntes na entrada e na saída do elemento protegido, e o relé, opera quando atravessado por uma corrente cuja diferença entre entrada e saída ultrapassa o valor da corrente diferencial.

3.2.3. PROTEÇÃO CONTRA SOBREINTENSIDADES

Na proteção contra curto-circuitos em transformadores de média e pequena potência, em que a importância econômica é menor, são utilizados os relés de sobreintensidade primários ou secundários em vez dos diferenciais.

São exigidos para cada lado três transformadores de intensidade, um em cada fase, e pelo menos dois relés de fase e um de terra, estando ligado através de um disjuntor à fonte de corrente de curto-circuito. Por segurança, e particularmente nos transformadores estrela-triângulo, é preferível sempre usar três relés de fase e um de neutro (Caminha, 2006).

Se há mais que uma possível fonte de alimentação da corrente de defeito, é necessário que pelo menos alguns dos relés de sobreintensidade sejam direcionais, tanto para obtenção de uma boa proteção como também, por motivos de seletividade para os defeitos externos.

3.2.4. PROTEÇÃO ATRAVÉS DE RELÉS DE PRESSÃO E/OU DE GÁS

O relé de pressão é destinado a responder rapidamente a um aumento anormal na pressão do óleo do transformador devido ao arco elétrico, resultante de um defeito interno, constituindo, assim, um valioso suplemento aos relés diferenciais ou de sobreintensidade.

Caso o transformador possua um tanque de expansão, além de aproveitar-se a transmissão da onda de pressão no óleo, usa-se também o relé detetor de gás.

O chamado relé Buchholz é uma combinação do relé de pressão com o relé detetor de gás. Ele é composto pelos dois elementos, montados no tubo que liga o tanque do transformador ao conservador. Um dos elementos é uma boia colocada na câmara coletora de gás, enquanto o outro contém uma lâmina que é operada pela rápida circulação do óleo no tubo. O primeiro elemento deteta as falhas por acumulação de gás (aciona o alarme), enquanto o segundo deteta curto-circuitos (aciona o disjuntor) que provoca rápida expansão do óleo entre o tanque e o conservador.

3.2.5. PROTEÇÃO POR DERIVAÇÃO

Num sistema com neutro à terra, a proteção do transformador pode ser feita isolando a cuba da terra ou através de um transformador de intensidade em que cujo secundário coloca-se um relé de sobreintensidade.

3.2.6. PROTEÇÃO CONTRA SOBRECARGAS

Destina-se a proteger o isolamento dos enrolamentos contra os estragos provocados por aquecimentos. Geralmente os transformadores dispõem de um indicador da temperatura, no topo do óleo, o qual por meio de tubo capilar poderá acionar um contato de alarme. Podem, também, ser utilizados relés térmicos, diretos ou secundários, que têm um dispositivo de disparo instantâneo ou de temporização.

3.2.7. PROTEÇÃO DE APOIO

O transformador deve ter proteção contra sobreaquecimentos causados pela circulação prolongada de correntes de defeito. Esta proteção pode ser realizada caso haja uma proteção de apoio realizada por outros meios, por exemplo, a proteção do gerador. (Caminha, 2006 e Expósito, 2002)

4. ESTUDO E COORDENAÇÃO DAS PRINCIPAIS PROTEÇÕES ELÉTRICAS DE GRUPO

4.1. ESQUEMA DAS PROTEÇÕES DO GERADOR E DO TRANSFORMADOR

Na Figura 5 é indicado o esquema de uma implementação das principais proteções elétricas de gerador e de transformador de grupo de uma central. As funções de proteção referidas neste esquema, são as abordadas no âmbito desta dissertação. Para além da abordagem das funções de proteção são indicados também os valores de parametrização cujos cálculos justificativos podem ser consultados e verificados no capítulo seguinte.



Figura 6 – Relé G60 da *General Electric*



Figura 7 – Relé DTP-B da *General Electric*



Figura 8 – Relé GPM-F-H da *General Electric*

4.2.1. DIFERENCIAL DO ALTERNADOR

A proteção diferencial do alternador, tem como objetivo proteger contra curto-circuitos entre fases do enrolamento estático. No caso de ocorrência de curto-circuitos entre fases no enrolamento estático ou entre os terminais do gerador, este deve ser imediatamente desligado da rede/colocado fora de serviço para evitar danos.

Estudos indicam que este tipo de curto-circuitos são raros, contudo é necessário que a proteção atue rapidamente para todas as unidades cuja potência seja superior ou igual a 5 MVA (Caminha, 2006).

Este tipo de proteção é assegurada pelos relés diferenciais, mas para unidades mais pequenas são utilizados os relés de impedância (também conhecidos por relés de tensão/corrente). Para o caso de a corrente de defeito ser suficientemente alta, é passível de utilizar-se os relés de máxima intensidade para assegurar a atuação destes.

Os relés diferenciais devem ser dotados de grande estabilidade para o caso de defeitos externos aos transformadores de intensidade, de rapidez de atuação para o caso de defeitos internos aos transformadores de intensidade e de grande sensibilidade para deteção de correntes de defeito na sua zona de atuação.

Um curto-circuito entre fases do enrolamento estatórico traduz-se numa diferença entre as correntes estatóricas do lado do ponto neutro e do lado dos terminais dos enrolamentos em defeito. Essa diferença é detetada pela proteção diferencial, proteção esta que requer a presença de transformadores de intensidade de ambos os lados a proteger.

No caso de defeito ocorrer internamente, é produzida uma corrente diferencial (I_d) que caso exceda o valor da corrente nominal (I_n), leva à atuação do relé diferencial.

Porém, no caso da corrente I_d ser superior ao valor de regulação, e sem existir defeito interno mas, por exemplo, existirem defeitos exteriores com grandes correntes de curto-circuito, estas podem originar diferentes correntes secundárias, devido à curva de saturação dos transformadores de intensidade. Nesta situação, a atuação da proteção seria não seletiva. Para evitar estas situações, os relés são equipados com sistemas de retenção que introduzem na característica de disparo duas ou mais pendentes para garantir a estabilização desejada.

A função de proteção diferencial de gerador do relé G60 apresenta uma característica de atuação onde assenta em duas pendentes distintas (*Slope 1* e *Slope 2*) e dois pontos de inflexão (*Break 1* e *Break 2*) para seleção das pendentes, como se observa na Figura 9. Para valores de corrente até ao valor da corrente nominal do gerador o ajuste da sensibilidade é definido no parâmetro *Pickup*. Contudo, para o caso em que os valores de corrente são

superiores à corrente nominal, a sensibilidade é reduzida (GE Industrial Systems, 2013, IEEE 2011).

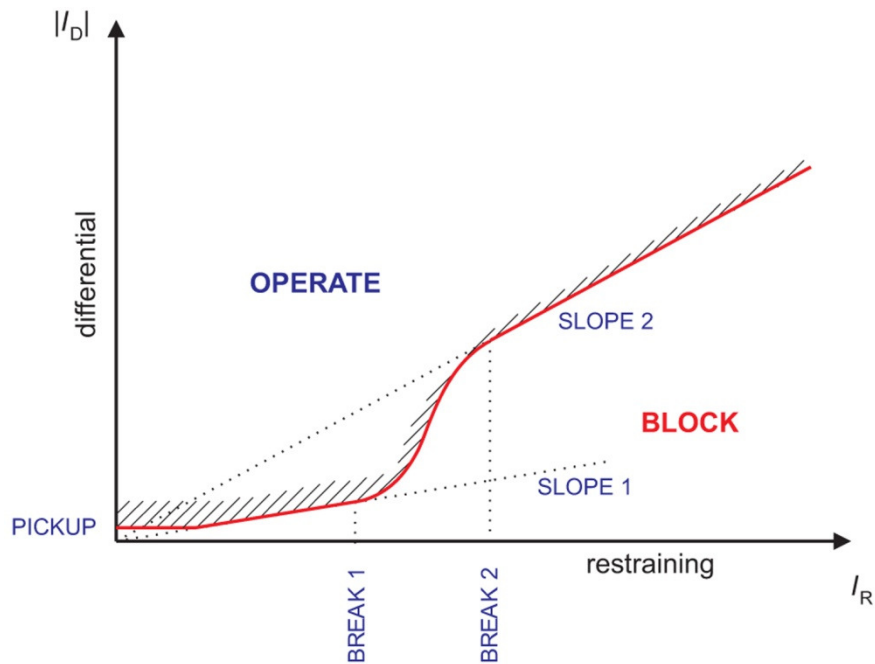


Figura 9 - Característica de atuação da proteção diferencial de gerador

➤ Função 87 S (Diferencial do gerador)

Os valores de regulação a parametrizar no relé para a proteção de diferencial do gerador estão indicados na Tabela 3, cujo cálculo é apresentado no ponto 5.1.1 do Capítulo 5.

Tabela 3 - Tabela de parametrização da função 87S para o gerador

<i>Pickup</i> = 0,093 pu
<i>Slope 1</i> = 10%
<i>Break 1</i> = 1pu
<i>Slope 2</i> = 80%
<i>Break 2</i> = 3pu

4.2.2. TERRA ESTATOR

Esta proteção tem como objetivo proteger os enrolamentos estatóricos contra contactos à terra. É habitual manter o neutro do gerador ligado à terra através de uma resistência, com o intuito de limitar a corrente máxima de defeito à terra para valores entre 5 e 15 A.

Os defeitos mais comuns nos geradores são curto-circuitos entre o enrolamento estatórico e o núcleo do estator. Este tipo de defeitos são normalmente iniciados por estragos mecânicos ou térmicos no material isolante ou na tinta anti-corrosiva das espiras do estator. Os defeitos entre espiras, são difíceis de detetar, logo, passarão, como defeito à terra e serão detetados pela proteção de estator à terra.

Os defeitos à terra derivados por defeitos mecânicos podem ocorrer perto do neutro do gerador. Dado que estes defeitos normalmente ocorrem perto do ponto neutro do enrolamento estatórico, o valor da tensão é demasiado baixo para o valor da corrente de defeito ser suficiente seja detetada pelo do relé de proteção. Como tal, tende-se a definir a proteção de defeito à terra para todo o enrolamento estatórico, isto é, proteção estator à terra 100%.

Assim, para se efetuar uma proteção completa do gerador (100%), abrangendo também o enrolamento primário do transformador e os barramentos a eles ligados, têm de se combinar as duas funções de proteção 59X e 27TN (GE Industrial Sytems, 2013, IEEE 2011).

➤ **Função 59 X (Proteção estator à terra com abertura de 97%)**

O relé é normalmente preparado para funcionar a 3% do máximo da tensão possível no neutro com uma temporização de 0-0,5 s. Com esta definição de tensão, protege, aproximadamente, 97% do enrolamento estatórico, em virtude do defeito se situar próximo do ponto neutro e a tensão nesse ponto ser insuficiente para produzir uma circulação de corrente de defeito que provoque uma queda de tensão na resistência passível de atingir o valor da tensão regulada no relé (GE Industrial Sytems, 2013, IEEE, 2011).

Os valores de regulação a parametrizar no relé para a proteção estator à terra com abertura de 97%, estão indicados na Tabela 4, cujo cálculo é apresentado no ponto 5.1.2 do Capítulo 5.

Tabela 4 - Tabela de parametrização da função 59X para o gerador

<i>Pickup</i> = 0,03 pu
<i>Delay</i> = 600 ms

➤ **Função 27TN (Proteção estator à terra com abertura de 97% a 100%)**

A função de proteção 27TN aproveita o facto do valor do 3º harmónico no neutro ser igual a três vezes o valor do 3º harmónico e para geradores que produzam mais do que 1% de tensão de terceiro harmónico sob quaisquer condições de serviço, pode assegurar proteção à zona próxima do ponto neutro não coberta pela função de proteção 59X.

Não existindo defeito à terra, o 3º harmónico da tensão está sempre presente e a ser monitorizado no ponto neutro do gerador. Existindo defeito à terra na zona do ponto neutro do gerador, o 3º harmónico da tensão cai a zero, o relé certifica-se da existência da tensão de supervisão à saída do gerador e se esta estiver presente a função 27TN promove a atuação do relé de proteção (GE Industrial Systems, 2013, IEEE, 2011).

Os valores de regulação a parametrizar no relé para a proteção estator à terra com abertura de 97% a 100%, estão indicados na Tabela 5, cujo cálculo é apresentado no ponto 5.1.3 do Capítulo 5.

Tabela 5 - Tabela de parametrização da função 27N para o gerador

<i>3rd Harm NTRL UV Pickup</i> = 0,004 pu
<i>3rd Harm NTRL UV Max Power</i> = 0,302 pu
<i>3rd Harm NTRL UV Min Power</i> = 0,273 pu

4.2.3. TERRA ROTOR

O seu objetivo é proteger o circuito indutor contra defeitos à terra. Estes defeitos dão origem a uma pequena corrente de defeito à terra insignificante, porém, caso ocorra um segundo defeito em simultâneo, este sim, poderá originar grandes correntes e consequentes assimetrias magnéticas podendo provocar vibrações e grandes aquecimentos, que podem resultar em perdas do isolamento entre o enrolamento de campo e o núcleo rotórico.

O funcionamento desta proteção é conseguido com a aplicação de uma tensão alternada entre um dos pólos do circuito indutor e o terminal de terra da instalação.

Em caso de defeito à terra ou de redução do isolamento rotórico entre o enrolamento de excitação e a terra, a fonte origina uma corrente, que depende da resistência de defeito, e do ponto onde ocorreu o defeito, bem como da contribuição da tensão de excitação para o defeito.

A corrente é lida na unidade de medida e depois comparada com um detetor de nível de corrente levando o relé a atuar, apenas, para valores superiores e com temporização definida, por forma a evitar alarmes e disparos desnecessários quando ocorre uma variação entre o rotor e a terra (GE Industrial Sytems, 2013, IEEE, 2011).

➤ **Função 64 (Terra Rotor)**

Os valores de regulação a parametrizar no relé para a proteção terra rotor, estão indicados na Tabela 6, cujo cálculo é apresentado no ponto 5.1.4 do Capítulo 5.

Tabela 6 - Tabela de parametrização da função 64 para o gerador

<i>Field Ground Stg 1 Pickup</i> = 20 kΩ
<i>Field Ground Stg 1 Delay</i> = 10 s
<i>Field Ground Stg 2 Pickup</i> = 5 kΩ
<i>Field Ground Stg 2 Delay</i> = 3s

4.2.4. MÍNIMA IMPEDÂNCIA

Esta proteção funciona como proteção de reserva principal às proteções contra curto-circuitos do alternador, barramentos e o transformador (70% dos enrolamentos do transformador).

Ter uma característica de atuação baseada em mínima impedância (tensão/corrente) garante atuação mesmo para os casos em que a tomada para a energia de excitação seja situada à saída do gerador. Nestes casos, e em caso de curto-circuito, pode ocorrer um abaixamento da tensão e a excitação não recebe energia suficiente, não atingindo valores suficientemente altos para atuar relés de impedância (caso os elementos de arranque deste sejam baseados apenas no valor da corrente) (GE Industrial Sytems, 2013, IEEE, 2011).

➤ **Função 21P (Mínima Impedância)**

Os valores de regulação a parametrizar no relé para a proteção mínima impedância, estão indicados na Tabela 7, cujo cálculo é apresentado no ponto 5.1.5 do Capítulo 5.

Tabela 7 - Tabela de parametrização da função 21P para o gerador

<i>Reach</i> = 8,72Ω
<i>RCA</i> = 90□
<i>Delay</i> = 500 ms

4.2.5. MÁXIMA INTENSIDADE E MÍNIMA TENSÃO

Aqui, a proteção contra sobreintensidades, é utilizada adicionalmente como proteção de reserva contra curto-circuitos no estator, no transformador, e na ligação do alternador ao transformador protegendo, também, contra curto-circuitos externos (GE Industrial Sytems, 2013, IEEE, 2011).

➤ **Função 51V (Máxima Intensidade e Mínima Tensão)**

Os valores de regulação a parametrizar no relé para a proteção máxima intensidade e mínima tensão, estão indicados na Tabela 8, cujo cálculo é apresentado no ponto 5.1.6 do Capítulo 5.

Tabela 8 - Tabela de parametrização da função 51V para o gerador

<i>Pickup</i> = 1,209 pu
<i>Curve</i> = <i>Definite Time</i>
<i>TD Multiplier</i> = 4 s
<i>Voltage Restraint</i> = <i>Enable</i>

4.2.6. MÁXIMA TENSÃO

É uma proteção contra defeitos de origem interna, quer no regulador de tensão, quer no regulador de velocidade e contra sobretensões externas. Caso esta proteção não atue, poderão surgir defeitos no isolamento dos enrolamentos com elevadas perdas no ferro, resultando o sobreaquecimento nas lâminas de ferro indutoras (GE Industrial Sytems, 2013, IEEE, 2011).

➤ **Função 59P (Máxima Tensão)**

Os valores de regulação a parametrizar no relé para a proteção máxima tensão, estão indicados na Tabela 9, cujo cálculo é apresentado no ponto 5.1.7 do Capítulo 5.

Tabela 9 - Tabela de parametrização da função 59P para o gerador

<i>Pickup</i> = 1,232 pu
<i>Delay</i> = 500 ms

4.2.7. SUB-EXCITAÇÃO OU PERDA DE EXCITAÇÃO

Protege o alternador de regimes de funcionamento com valores de corrente de excitação muito baixos ou com perda do circuito indutor. A função do sistema de excitação é estabelecer a tensão interna do gerador síncrono.

A perda de excitação poderá ser devida à abertura do disjuntor de excitação e rutura de campo devido a defeito ou perda de sincronismo.

Quando um gerador com carga ativa perde a corrente do campo, sai de sincronia e começa a trabalhar em assincronia, a uma velocidade mais alta que o sistema, absorvendo energia reativa do sistema para a sua excitação.

A energia ativa máxima que, pode ser gerada sem perda de sincronia quando o gerador perde a sua excitação, depende da diferença entre as reactâncias síncronas do eixo direto e do eixo de quadratura.

Esta proteção possui uma característica idêntica à curva limite de estabilidade estática do gerador. A forma da característica do relé baseia-se no facto de um gerador se comportar, do ponto de vista da rede, como uma reactância indutiva quando fica sem excitação.

Com a máquina a rodar em sincronismo, essa reactância é a reactância síncrona (X_d); quando a máquina começa a sair de sincronismo, a reactância aproxima-se da reactância transitória (X'_d).

Na Figura 10 é representado graficamente a característica de atuação da proteção de perda de excitação para o gerador.

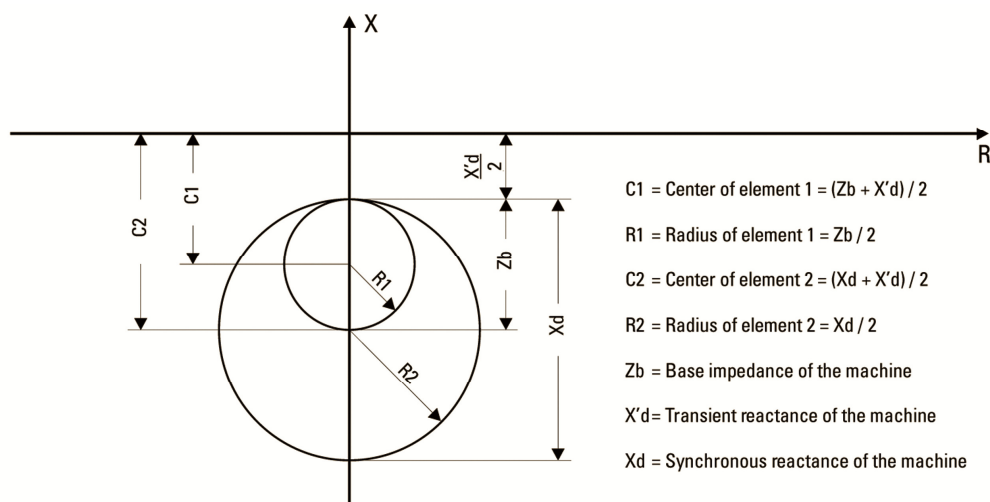


Figura 10 - Característica de atuação da proteção de perda de excitação para o gerador

Verificando que não há defeito no sistema de excitação e que o regulador de tensão está em serviço, só pode existir defeito que leve à atuação desta proteção caso haja perda de carga reativa na rede com a consequente subida de tensão acompanhada da resposta do regulador, que faz baixar a corrente de excitação, podendo assim o alternador atingir o seu limite de estabilidade (GE Industrial Systems, 2013, IEEE, 2011).

➤ **Função 40 (Perda de Excitação)**

Os valores de regulação a parametrizar no relé para a proteção perda de excitação, estão indicados na Tabela 10, cujo cálculo é apresentado no ponto 5.1.8 do Capítulo 5.

Tabela 10 - Tabela de parametrização da função 40 para o gerador

<i>Center 1</i> = 40,03Ω
<i>Radius 1</i> = 31,03 Ω
<i>Delay 1</i> = 50 ms
<i>Center 2</i> = 41,59Ω
<i>Radius 2</i> = 32,59 Ω
<i>Delay 2</i> = 0,5 s

4.2.8. DESEQUILÍBRIO DE CARGAS

Desequilíbrios de cargas causam correntes de sequência negativas elevadas nos enrolamentos do estator. Como tal, o objetivo é evitar o funcionamento do gerador com este tipo de correntes.

Quando o gerador está ligado a uma carga equilibrada, as correntes de fase são iguais em magnitude e desfasadas eletricamente em 120°. As ondas produzidas pelas correntes estatóricas giram em sincronia com o rotor e não são induzidas correntes nas partes metálicas do rotor.

Como referido anteriormente, cargas desequilibradas dão origem ao aparecimento de uma componente sequência negativa na corrente estatórica. A corrente de sequência negativa produz uma corrente contrária, ou seja, move-se relativamente ao rotor com dobro da velocidade síncrona. As correntes de frequência dupla induzidas no rotor podem causar aquecimento excessivo, provocando danos elevados.

O efeito aproximado do aquecimento no rotor de uma máquina síncrona para condições de cargas desequilibradas, é determinado por $I_2^2 * t = K$, onde I_2 é a corrente de sequência-negativa expressa em corrente estatórica por unidade (p.u.), t a duração em segundos e K a constante dependendo das características de aquecimento da máquina e do método de arrefecimento adotado, sendo este expresso em percentagem.

A capacidade da máquina resistir a correntes desequilibradas contínuas é expressa como corrente de sequência negativa em percentagem da corrente estatórica nominal.

O valor da corrente de sequência negativa admissível em permanência pelo gerador é indicado pelo fornecedor do gerador. Quando não se conhece esse valor deverá considerar-se o valor indicado na norma aplicável e cumprir $I_2^2 * t = K$ (GE Industrial Systems, 2013, IEEE, 2011).

➤ Função 46 (Desequilíbrio de Cargas)

Os valores de regulação a parametrizar no relé para a proteção desequilíbrio de cargas, estão indicados na Tabela 11, cujo cálculo é apresentado no ponto 5.1.9 do Capítulo 5.

Tabela 11 - Tabela de parametrização da função 46 para o gerador

<i>Stage 1 Pickup</i> = 10%
<i>Stage 1 K Value</i> = 20
<i>Stage 2 Pickup</i> = 7%
<i>Stage 2 Pickup Delay</i> = 5 s

4.2.9. POTÊNCIA INVERSA

Esta é a proteção principal contra retorno de energia do gerador, provocada por defeito no sistema motriz de que resulta o funcionamento do grupo como motor. Para que o gerador não funcione como motor, insere-se um relé contra retorno de energia, o qual, perante esta situação provoca a abertura do disjuntor de grupo, ficando este a rodar excitado.

Quando o distribuidor está fechado, a potência pedida à rede pelo gerador vai cobrir as perdas mecânicas totais do gerador e da turbina. Por isso, a regulação deverá ser entre o zero e o valor das perdas mecânicas, senão caso a regulação seja elevada, o relé não arranca. Todavia, utiliza-se como critério a regulação para metade do valor das perdas mecânicas.

Quanto à temporização, esta deverá ser suficientemente elevada para permitir que o regulador de velocidade responda a oscilações pendulares da rede sem a proteção produzir o disparo do gerador. A temporização considerada é de 10s, para uma margem de segurança elevada (GE Industrial Systems, 2013, IEEE, 2011).

➤ **Função 32 (Potência Inversa)**

Os valores de regulação a parametrizar no relé para a proteção potência inversa, estão indicados na Tabela 12, cujo cálculo é apresentado no ponto 5.1.10 do Capítulo 5.

Tabela 12 - Tabela de parametrização da função 32 para o gerador

<i>Stage 1 Smin</i> = 0,01 pu
<i>Stage 1 Delay</i> = 2 s
<i>Stage 2 Smin</i> = 0,01pu
<i>Stage 2 Delay</i> = 10 s

4.2.10. OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA E PERDA DE SINCRONISMO

O principal objetivo é proteger os geradores contra regimes de funcionamento assíncronos prolongados.

Quando uma máquina síncrona trabalha em regime permanente ou estável, há um equilíbrio entre a potência que absorve (potência mecânica) e a potência que fornece à rede (potência elétrica + perdas), isto é, entre a potência que tende a acelerar a máquina e a potência que tende a travar o rotor.

Num gerador, a potência aceleradora é mecânica (turbina) e a potência desaceleradora compreende a energia fornecida mais as perdas (perdas mecânicas e perdas elétricas).

A carga de um sistema elétrico está continuamente a variar, pelo que o sistema está permanentemente sujeito a pequenas perturbações/oscilações.

Os sistemas de proteção têm o dever de funcionar adequadamente perante oscilações nos sistemas elétricos de energia, sendo essencial determinar estas que afetam as características de funcionamento dos relés.

A potência elétrica máxima que pode ser transferida entre o gerador e o sistema elétrico de energia que o integra sem que se perca o sincronismo entre eles, é atingida para um ângulo de carga de 90° ($\delta = 90^\circ$), que corresponde ao limite de estabilidade para a transferência de potência entre dois quaisquer nós de um sistema elétrico. Assim, " $\delta = 90^\circ$ " é o valor abaixo do qual o sistema é estável e acima do qual é instável.

O conhecido critério da igualdade de áreas $P = f(\delta)$, e representado graficamente na Figura 11, permite-nos determinar qual o valor de " δ crítico (δ_c)" e " δ máximo (δ_m)" após uma perturbação. Sendo " δ_c " o ângulo de carga correspondente ao ponto de equilíbrio de uma oscilação de potência, cuja fase de desaceleração terminaria justamente em " δ_m ", o qual corresponde ao valor de ângulo de carga a partir do qual a estabilidade é irreversível.

Ou seja, o ângulo de carga correspondente a " δ_m ", seria dada por (4.1).

$$\delta_m = 180^\circ - \delta_c \quad 4.1$$

O ponto de funcionamento na curva de potência antes da perturbação, permitiu que o gerador após a perturbação oscilasse entre os ângulos de carga δ_0 e δ sem atingir um δ de

valor igual a 90° absorvendo a oscilação sem entrar numa zona de perda de sincronismo (GE Industrial Systems, 2013, IEEE, 2011).

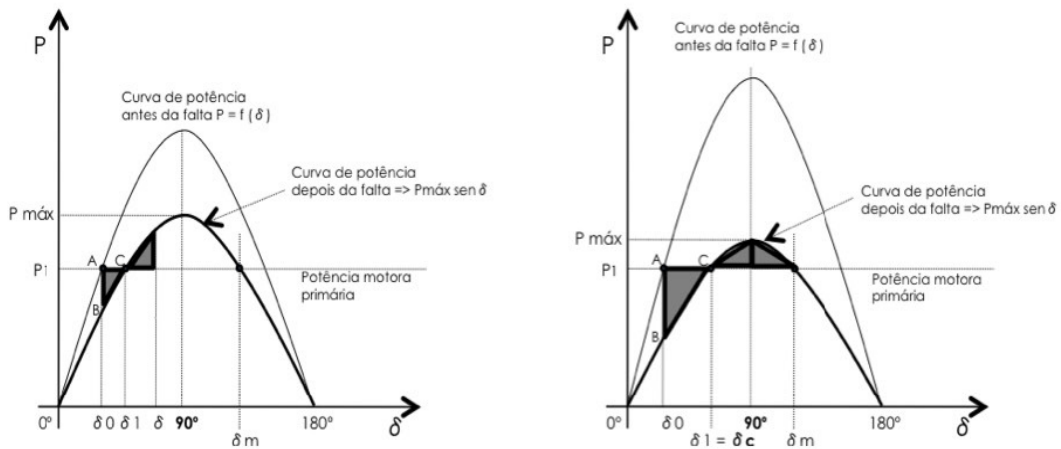


Figura 11 - Critério de igualdade das áreas de aceleração e desaceleração para o gerador

➤ Função 78 (Perda de Sincronismo)

Os valores de regulação a parametrizar no relé para a proteção potência perda de sincronismo estão indicados na Tabela 13, cujo cálculo é apresentado no ponto 5.1.11 do Capítulo 5.

Tabela 13 - Tabela de parametrização da função 78 para o gerador

<i>Power Swing Shape</i> = mho
<i>Power Swing Mode</i> = two step
<i>Power Swing Superv</i> = 0,6 pu
<i>Power Swing FWD Reach</i> = 34,12 Ω
<i>Power Swing FWD RCA</i> = 85 \square
<i>Power Swing REV Reach</i> = 18,07 Ω
<i>Power Swing REV RCA</i> = 85 \square
<i>Power Swing Outer Limit Angle</i> = 100 \square
<i>Power Swing Inner Limit Angle</i> = 60 \square
<i>Power Swing Pickup Delay 1</i> = 50 ms
<i>Power Swing Reset Delay 2</i> = 5 ms
<i>Power Swing Reset Delay 3</i> = 10 ms
<i>Power Swing Trip Mode</i> = Delayed

4.3. PROTEÇÕES DO TRANSFORMADOR

As proteções do transformador são asseguradas por relés diferenciais da *General Electric* do tipo DTP-B.

4.3.1. DIFERENCIAL DO TRANSFORMADOR

É a proteção principal contra curto-circuitos entre fases, curto-circuitos francos entre espiras do transformador e proteção secundária contra curto-circuitos à terra na sua zona de cobertura, isto é, parte da instalação compreendida entre os transformadores de intensidade que alimentam o relé de proteção.

A atuação desta proteção deverá desligar rapidamente o transformador de modo a evitar instabilidade nas outras proteções. Para além desta proteção o transformador está protegido contra defeitos internos por uma proteção Buchholz.

O risco de saturação dos transformadores de intensidade no caso de curto-circuitos externos é elevado, sendo importante que o relé diferencial se mantenha estável mesmo quando os transformadores de intensidade estiverem demasiado saturados.

Na ligação de um transformador surge instantaneamente um pico de corrente que se reduz, em seguida, para o valor de corrente de magnetização do transformador. Dado que esta corrente aparece do lado de ligação, esta comporta-se, no relé, como uma corrente diferencial (contém sempre mais de 20% de harmónicos de 2ª ordem). Porém, as proteções diferenciais utilizam essa componente para bloquear o disparo sempre que o seu valor atinja cerca de 20% (valor ajustável) do valor da componente diferencial fundamental, em qualquer fase. Depois de devidamente amplificada vai atuar em sentido oposto ao do disparo; Analogamente, podem produzir-se correntes diferenciais, em consequência de um pico de corrente originado por um comportamento transitório desigual dos TI's.

O valor de regulação recomendado pela generalidade dos fabricantes de proteções é de $0,3 \times I_n$, valor que garante a estabilização do relé perante fenómenos transitórios e de outros parâmetros definidores da curva de atuação do relé.

As diferentes pendentes da curva de atuação permitem introduzir diferentes níveis de insensibilização em função do número de vezes que o valor da corrente que circula nas barras exceda o valor da corrente nominal, sendo necessário valores de corrente diferencial

mais elevados para atuação do relé quanto maior for o valor dessa corrente (GE Industrial Systems, 2013, IEEE, 2011).

Os relés diferenciais concebidos para a função de bloco ou simplesmente para proteger transformadores, estão equipados com três níveis de restrição:

Restrição para defeitos externos

Durante o tempo do defeito, a tensão do terminal do transformador principal é praticamente zero e no instante da eliminação do defeito, quando o disjuntor do circuito com defeito se abre, a tensão no terminal do transformador depressa aumenta. Isto poderá causar sérias correntes de magnetização.

Restrição para correntes de magnetização

Para unidades gerador-transformador equipados com disjuntor de gerador, é necessária restrição para as correntes de magnetização principalmente quando o transformador é energizado a partir do lado de alta tensão. A restrição para correntes de magnetização é necessária para manter o relé estável quando um defeito num local próximo numa alimentação adjacente for eliminado.

Restrição para sobreexcitação elevadas

A restrição de sobreexcitação é importante para relés diferenciais de transformador. Sem esta restrição, há um risco óbvio de que o relé diferencial possa disparar o gerador devido a excesso de tensão se uma parte substancial da carga for desligada ao eliminar um defeito. A tensão, então, aumenta imediatamente e mantém-se alta até que o regulador automático de tensão da máquina a traga de novo ao seu valor normal.

A operação não restringida deve ser regulada a um valor mais alto que o valor máximo de corrente de magnetização do transformador. Isto resulta em disparo rápido para defeitos graves com corrente de defeito elevada.

No relé DTP-B não é necessário calcular e introduzir parâmetros para acerto do peso das diferentes tomadas de medida do relé. Através dos parâmetros de base e das correntes que circulam no circuito sob proteção, o relé efetua o cálculo internamente e considera os pesos adequados (Martins *et al*, 2008).

➤ **Função 87T (Diferencial do Transformador)**

Os valores de regulação a parametrizar no relé para a proteção de diferencial do transformador estão indicados na Tabela 14, cujo cálculo é apresentado no ponto 5.1.12 do Capítulo 5.

Tabela 14 - Tabela de parametrização da função 87T para o transformador

Sensibilidade = 502,296 A
Pendente K1 = 20%
Pendente K2=50%
Inflexão K1-K2 = 8371,6 A
Restrição por 2º Harmónico= 100%
Restrição por 5º Harmónico= 100%
Tomada 87R = 16743,2A

5. CASO DE ESTUDO

Neste capítulo são apresentados os cálculos referentes às funções principais de proteção do gerador e do transformador de grupo dos relés abordados no capítulo anterior.

5.1. CÁLCULO DOS PARÂMETROS DE REGULAÇÃO DAS PROTEÇÕES

Para a realização dos cálculos, são consideradas as principais características técnicas do gerador e do transformador de grupo, que se encontram nas Tabelas 15 e 16.

Tabela 15 – Características principais do gerador (alternador-motor)

Potência aparente nominal	145 MVA
Fator de potência nominal ($\cos \Phi$)	0,9
Corrente nominal estator	5581 A
Tensão nominal estator	15 kV
Velocidade nominal	136,4 rpm
Perdas no ferro	37 kW
Perdas mecânicas (ventilação e chumaceiras)	229 kW
Perdas suplementares e de excitação	106 kW
Perdas totais	1383 kW
Resistência para fase enrolamento estático a 75°C	0,00481 Ω
Resistência do enrolamento indutor a 75°C	0,1871 Ω
Reactância longitudinal não saturada (X_d)	1,05 p.u.
Reactância transversal (X_q)	0,65 p.u.
Reactância transitória longitudinal não saturada (X'_d)	0,29 p.u.
Reactância transitória longitudinal saturada (X''_ds)	0,26 p.u.
Reactância transitória transversal (X'_q)	0,65 p.u.
Reactância subtransitória longitudinal não saturada (X'''_d)	0,19 p.u.
Reactância subtransitória longitudinal saturada (X'''_ds)	0,15 p.u.
Reactância subtransitória transversal (X'''_q)	0,19 p.u.

Reactância inversa (X2)	0,20 p.u
Reactância homopolar (X0)	0,11 p.u.
Kt transitória longitudinal, circuito aberto (T'd0)	10,1 s
Kt transitória longitudinal, curto-circuito (T'd)	2,74 s
Kt subtransitória longitudinal, circuito aberto (T''d0)	0,0678 s
Kt subtransitória longitudinal, curto-circuito (T''d)	0,0511 s
Kt curto-circuito (Ta)	0,2092 s

Tabela 16 – Características principais do transformador

Fabricante	JST Transformateurs
Tipo	Shell, contínuo, ONAN/ONAF
Potência aparente nominal	150 MVA
Relação de Transformação	413/15 kV
Índice horário	YNd11
Corrente nominal AT	209,7 A
Corrente nominal BT	5773,5 A
Tensão de curto-circuito (Ucc)	11,6 %

As características do gerador (alternador-motor) e do transformador que aqui se encontram, foram extraídas das tabelas que se encontram no Anexo B.

Os cálculos efetuados para as funções principais a seguir apresentadas, foram realizados segundo as recomendações, indicações e metodologias do fabricante dos relés e também de acordo com as recomendações expressas em IEEE (2011).

5.1.1. FUNÇÃO 87 S – DIFERENCIAL DO GERADOR

Para o cálculo desta função, há que ter em consideração as características dos TI's instalados e indicados na Figura 5.

- TI lado saída: 6000/1 VA; 30 VA; cl 5P20
- TI lado neutro: 6000/1 VA; 30 VA; cl 5P20

O cálculo da corrente nominal (I_n) é apresentado em (5.1).

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{145 \times 10^6}{\sqrt{3} * 15 \times 10^3} = 5581,05 A \quad (5.1)$$

O cálculo da corrente diferencial (I_d) é apresentado em (5.2):

Sensibilidade a considerar: 10% * I_n

$$I_d = 0,1 * I_n = 0,1 * 5581,05 A \cong 558 A \quad (5.2)$$

O cálculo dos valores de regulação *pickup*, *Break 1* são apresentados em (5.3), (5.4) e (5.5) respetivamente.

Pickup (parâmetro de arranque de atuação da proteção) = $I_d / I_{prim. do TI}$

$$Pickup(pu) = \frac{558}{6000} = 0,093 pu \quad (5.3)$$

$$Break 1 = 1,05 * I_n^2 = 1,05 * 5581,05 = 5860,10 A \quad (5.4)$$

$$Break 1(pu) = \frac{5860,10}{6000} \cong 0,9767 pu \approx 0,98 pu \quad (5.5)$$

De acordo com o manual do fabricante fornecido no Anexo C (ver pág. 5-168) os valores de regulação para parametrização são:

$$Pickup = 0,093 pu$$

$$Slope 1^3 = 10 \%$$

$$Break 1 = 1 pu \text{ (valor mínimo para ajuste no relé)}$$

$$Slope 2^4 = 80 \%$$

$$Break 2^5 = 3 pu$$

5.1.2. FUNÇÃO 59 X – SOBRETENSÃO DE NEUTRO

O cálculo dos valores de regulação *pickup* desta função, é apresentado em (5.6).

$$Pickup (pu) = 0,03 * \frac{U_{máx}}{TT \text{ neutro (prim)}}$$

² *Break 1*: Zona de inflexão para a 1ª pendente, prevista para 1,05 In (valor acima da corrente máxima normal de serviço)

³ *Slope 1* : 1ª Pendente de insensibilização para compensar pequenos erros dos TI's e desigualdades nos circuitos associados.

⁴ *Slope 2* : 2ª Pendente de insensibilização para garantir estabilidade perante defeitos externos susceptíveis de causar saturação nos TI's

⁵ *Break 2*: Zona de inflexão para a 2ª pendente, prevista para valores próximos da corrente da saturação dos TI's.

$$Pickup (pu) = 0,03 * \frac{\frac{15000}{\sqrt{3}}}{8660} = 8660 V = 0,03 pu \quad (5.6)$$

De acordo com o manual do fabricante fornecido no Anexo C (ver pág. 10-7) os valores de regulação para parametrização são:

$$Pickup = 0,03 pu$$

$$Delay = 600 ms \text{ (recomendado pelo fabricante)}$$

5.1.3. FUNÇÃO 27 TN – SOBRETENSÃO DE 3º HARMÓNICO

Segundo o gráfico da Figura 12, verifica-se que o 3º harmónico da tensão é inferior ao 0,8 Volt (para um fator de potência de 0,9).

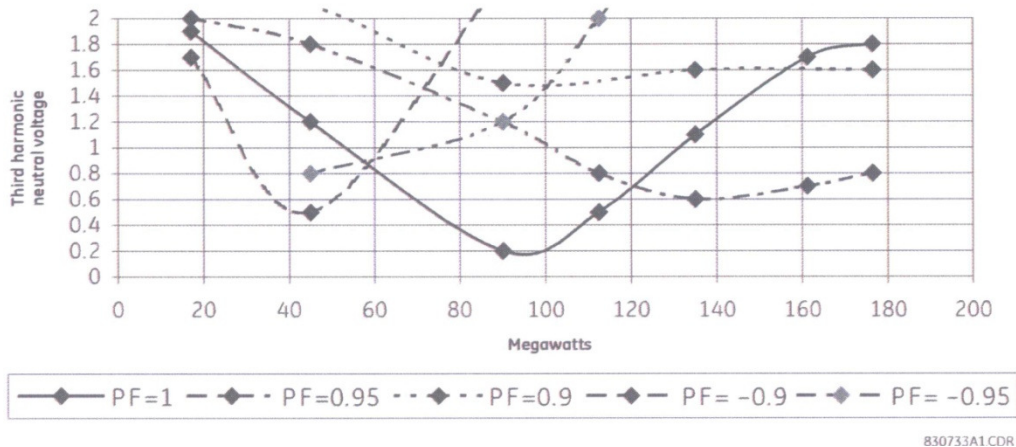


Figura 12 – Gráfico de medições de Sobretensão de 3º Harmónico

Neste caso, o *pickup* será calculado em(5.7).

$$Pickup (pu) = \frac{0,8}{200} = 0,004 pu \quad (5.7)$$

O 3º harmónico desce para valores inferiores a 45MW (valor retirado do gráfico da Figura 12). Como tal, este deve ser bloqueado e para isso, é necessário considerar uma margem de 5% para valores de ajuste do relé. Assim sendo, os valores de potência máxima e mínima serão dados por (5.8) e (5.9), respetivamente.

$$\text{Potência Máxima (pu)} = 1,05 * \frac{45 \times 10^6}{3 \times 6000 \times 150 \times 58} \approx 0,302 \text{ pu} \quad (5.8)$$

$$\text{Potência Mínima (pu)} = 0,95 * \frac{45 \times 10^6}{3 \times 6000 \times 150 \times 58} \approx 0,273 \text{ pu} \quad (5.9)$$

De acordo com o manual do fabricante fornecido no Anexo C (ver pág. 10-9) os valores de regulação para parametrização são:

3rd Harm. NTRL UV Pickup=0,004 pu

3rd Harm NTRL UV Max Power= 0,302 pu

3rd Harm NTRL UV Min Power= 0,273 pu

5.1.4. FUNÇÃO 64 – TERRA ROTOR

Nesta função, os valores serão parametrizados de acordo com a indicação recomendada pelo fabricante do relé.

De acordo com o manual do fabricante fornecido no Anexo D (ver págs. 46 e 47) os valores de regulação para parametrização são:

*Field Ground Stg 1 Pickup*⁶= 20kΩ

*Field Ground Stg 1 Delay*⁷=10 seg.

*Field Ground Stg 2 Pickup*⁸=5 kΩ

⁶ Normalmente utilizado para disparar alarme em caso de falha (valor ser inferior a 10kΩ ou superior a 40kΩ)

⁷ Tempo de atraso para atuar o *pickup* do *stage 1*.

⁸ Normalmente utilizado para disparar alarme em caso de falha (valor ser inferior a 2kΩ ou superior a 5kΩ)

Field Ground Stg 2 Delay⁹ = 3seg.

5.1.5. FUNÇÃO 21 P – MÍNIMA IMPEDÂNCIA

Considerando os valores definidos e indicados na Figura 5, temos:

Características dos TI's instalados:

- TI lado estrela: 6000/1 VA; 30 VA; cl 5P20

Razão TI= 6000

Características dos TT's instalados:

- TT lado saída: 15000/√3 / 100/√3 V; 25 VA; cl 3P

Razão TT = 150

Através da Tabela 4, temos uma tensão de curto circuito (U_{cc} igual a 11,6 %

Pela equação (5.1) I_n = 5581,05 A .

O cálculo da impedância do transformador relativamente ao primário, é efetuado em (5.10) e (5.11), respetivamente:

$$Z_{\text{transf}} = \frac{U_n^2}{S} * U_{cc} = 0,18 \Omega \quad (5.10)$$

$$Z'_{\text{transf}} = 0,70 * Z_{\text{transf}}^{10} = 0,70 * 0,18 = 0,126 \Omega \quad (5.11)$$

O valor da impedância referida ao primário é obtido através de (5.12):

$$Z''_{\text{transf}} = \frac{U_{cc}}{I_{cc}} \quad (5.12)$$

Como U_{cc} = √3 * Z'_{\text{transf}} * I_{cc} , vem que:

⁹ Tempo de atraso para atuar o *pickup* do *stage 2*.

¹⁰ Esta função considera apenas a cobertura de 70% do enrolamento do transformador

$$Z''_{transf} = \frac{U_{cc}}{I_{cc}} = \frac{\sqrt{3} * Z'_{transf} * I_{cc}}{I_{cc}} = \sqrt{3} * Z'_{transf} = \sqrt{3} * 0,126 = 0,218\Omega \quad (5.13)$$

O cálculo do valor da impedância referida ao secundário, é obtido em (5.14).

$$Z''_{transf\ sec} = Z''_{transf} * \frac{Razão\ TI}{Razão\ TT} = 0,218 * \frac{6000}{150} = 0,218 * 40 = 8,72\Omega \quad (5.14)$$

Sabendo que:

$$Z''_{transf\ defeito\ entre\ fases} = Z''_{transf\ sec} = 8,72\ \Omega$$

Então, o valor da impedância referida ao secundário entre fase e neutro, será obtida em (5.15).

$$Z''_{transf\ defeito\ entre\ fase\ e\ neutro} = \frac{Z''_{transf\ sec}}{2} = \frac{8,72}{2} = 4,36\ \Omega \quad (5.15)$$

De acordo com o manual do fabricante fornecido no Anexo C (ver pág. 5-155) os valores de regulação para parametrização são:

$$Reach = 8,72\Omega$$

$$RCA = 90^\circ$$

$$Delay = 500\ ms$$

5.1.6. FUNÇÃO 51 V – MÁXIMA INTENSIDADE E MÍNIMA TENSÃO

Considerando os valores definidos e indicados na Figura 5, temos:

Características dos TI's instalados:

- TI: 6000/1 VA; 30 VA; cl 5P20

Características dos TT's instalados:

- TT: 15000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ V; 25 VA; cl 3P

Através da Tabela 4: Tensão curto circuito (U_{cc})= 11,6 %

Através da Tabela 3: X'_d (alternador) = 11,6%

Consultando no Anexo B, a tabela completa das características do Transformador, temos que:

Valores de tensão garantidos pelo fornecedor: $\pm 10\%$

Para $U_n = 15 \text{ kV}$, então:

$$+10\% * U_n = 16,500 \text{ kV} \quad (0,10 * 15000 = 1500 \text{ V} \rightarrow 15000 + 1500 = 16500 \text{ V})$$

$$-10\% * U_n = 13,500 \text{ kV} \quad (0,10 * 15000 = 1500 \text{ V} \rightarrow 15000 - 1500 = 13500 \text{ V})$$

Para calcular a corrente de arranque (I_{pickup}), é realizado conforme (5.16)

$$I_{pickup}^{11} = 1,3 * \frac{I_n}{I_p(TI)} = 1,3 * \frac{5581,05}{6000} \cong 1,209 \text{ pu} \quad (5.16)$$

O cálculo da reactância do Transformador referida ao alternador (X_{transf}) é dada por (5.17).

$$X_{transf} = U_{cc \text{ transf}} * \frac{S_{gerador}}{S_{transf}} = 0,116 * \frac{145 \times 10^3}{150 \times 10^3} \cong 0,112 \text{ pu} \quad (5.17)$$

Então, para obtermos o valor da reactância total (X_t), utilizamos a expressão (5.18).

$$X_t = X_{transf} + X'_d \text{ gerador} = 0,112 + 0,29 = 0,402 \text{ pu} \quad (5.18)$$

O valor da corrente de defeito em pu é calculado em (5.19).

$$I_{def}(pu) = \frac{U}{X_t} * \frac{I_n}{I_p(TI)} = \frac{1}{0,402} * \frac{5581,05}{6000} \cong 2,31 \text{ pu} \quad (5.19)$$

O valor da tensão de defeito é calculado através de (5.20).

$$U_{def} = U_n * \frac{X_{transf}}{X_t} = 15 \times 10^3 * \frac{0,112}{0,402} \cong 4,18 \text{ kV} \quad (5.20)$$

¹¹ Corrente de arranque de proteção

Através de (5.21) calculamos a razão de redução do *Pickup*:

$$\frac{U_{def}}{U_n} = \frac{4,18}{15} \cong 0,279 \quad (5.21)$$

De acordo com o IEEE (2011) os valores de regulação para parametrização são:

Pickup = 1,209 pu

Curve= Definitive Time

TD Multiplier= 4 s

Voltage Restraint= Enable

5.1.7. FUNÇÃO 59 P – MÁXIMA TENSÃO

Considerando os valores definidos para os TT's, indicados na Figura 1, temos:

Características dos TT's instalados:

- TT: $15000/\sqrt{3} / 100/\sqrt{3}$ V; 25 VA; cl 3P

Consultando no Anexo B, a tabela completa das características do Transformador, temos que :

Valores de tensão garantidos pelo fornecedor: $\pm 10\%$

Para $U_n = 15$ kV , então:

$$+10\% * U_n = 16,500 \text{ kV} \quad (0,10 * 15000 = 1500 \text{ V} \rightarrow 15000 + 1500 = 16500 \text{ V})$$

$$-10\% * U_n = 13,500 \text{ kV} \quad (0,10 * 15000 = 1500 \text{ V} \rightarrow 15000 - 1500 = 13500 \text{ V})$$

Então o valor máximo da tensão em pu será dado por (5.22).

$$\text{Valor máximo Tensão (pu)} = \frac{16500}{15000} = 1,1 \text{ pu} \quad (5.22)$$

Calculando em (5.23) a tensão de arranque de proteção (U_{pickup}):

(Tensão máxima garantida = $16500 * 1,12 = 18480V$)

$$U_{pickup} = \frac{18480}{15000} \cong 1,232 pu \quad (5.23)$$

De acordo com o manual do fabricante fornecido no Anexo C (ver pág. 5-215) os valores de regulação para parametrização são:

$$Pickup = 1,232 pu$$

$$Delay = 500 ms$$

5.1.8. FUNÇÃO 40 – PERDA DE EXCITAÇÃO

Considerando os valores definidos e indicados na Figura 5, temos:

Características dos TI's instalados:

- TI lado estrela: 6000/1 VA; 30 VA; cl 5P20

$$\text{Razão TI} = 6000$$

Características dos TT's instalados:

- TT lado saída: $15000/\sqrt{3} / 100/\sqrt{3} V$; 25 VA; cl 3P

$$\text{Razão TT} = 150$$

Outros dados necessários retirados pela consulta da tabela 3:

$$X_d = 1,05 pu$$

$$X'_d = 0,29 pu$$

$$S_b = 145 MVA$$

O cálculo da impedância e reactâncias referidas ao secundário é apresentado em (5.24), (5.25) e (5.26).

$$Z_b(sec) = \frac{Ub^2}{Sb} * \frac{Razão TI}{Razão TT} = \frac{15^2}{145} * \frac{6000}{150} \cong 62,069\Omega \quad (5.24)$$

$$X_d(sec) = X_d * Z_b(sec) = 1,05 * 62,069 = 65,17 \Omega \quad (5.25)$$

$$X'_d(sec) = X'_d * Z_b(sec) = 0,29 * 62,069 = 18 \Omega \quad (5.26)$$

De seguida são calculados os valores relativos as definições *Stage 1* em (5.27) e (5.28) e para as definições *Stage 2* em (5.29) e (5.30).

Definições Stage 1: Tipicamente configurado para detetar uma perda de excitação para as condições de carga de 30% do valor nominal ou superior. Isto é possível, através de *mho* com diâmetro igual à impedância de base da máquina e um deslocamento igual à metade da reactância transitória ($X'd$).¹²

$$Center\ 1 = \frac{Zb + X'd}{2} = \frac{62,069 + 18}{2} \cong 40,03\Omega \quad (5.27)$$

$$Radius\ 1 = \frac{zb}{2} = \frac{62,069}{2} \cong 31,03\Omega \quad (5.28)$$

Definições Stage 2: Tipicamente configurado para detetar uma perda de excitação para todas as condições de carga. Isto é possível, através de *mho* com diâmetro igual ao da reactância síncrona da máquina e um deslocamento igual à metade da reactância transitória ($X'd$).¹³

$$Center\ 2 = \frac{Xd + X'd}{2} = \frac{(65,17 + 18)}{2} \cong 41,59\Omega \quad (5.29)$$

$$Radius\ 2 = \frac{Xd}{2} = \frac{65,17}{2} = 32,59\Omega \quad (5.30)$$

De acordo com o manual do fabricante fornecido no Anexo C (ver págs. 5-224 e 10-4) os valores de regulação para parametrização são:

¹² Verificar Figura 10.

¹³ Verificar Figura 10.

Center 1= 40,03 Ω

Radius 1= 31,03 Ω

Delay 1= 50 ms

Center 2= 41,59 Ω

Radius 2= 32,59 Ω

Delay 2= 0,5 s

5.1.9. FUNÇÃO 46 – DESEQUILÍBRIO DE CARGAS

Considerando os valores definidos para os TI's, indicados na Figura 1, temos:

Características dos TI's instalados:

- TI: 6000/1 VA; 30 VA; cl 5P20

Dados do fornecedor retirados da tabela de características técnicas do Alternador-Motor, no Anexo B:

Carga Assimétrica Permanente Admissível: $I_2= 10\%$

Constante de aquecimento do gerador devido a cargas assimétricas: $K=20$

O cálculo da corrente nominal em pu, é apresentado em (5.31).

$$I_n(pu) = \frac{I_n}{TI_{prim}} = \frac{5581,05}{6000} = 0,930pu \quad (5.31)$$

Cálculo dos valores de regulação :

I_2 (para *Stage 1 Pickup*¹⁴)= 10%

I_2 (para *Stage 2 Pickup*¹⁵)= 10%*0,7=7%

¹⁴ Corresponde ao arranque do escalão de disparo da proteção

¹⁵ Corresponde ao arranque do escalão do alarme da proteção

De acordo com o manual do fabricante fornecido no Anexo C (ver págs. 5-198, 5-199 e 10-3) os valores de regulação para parametrização são:

Stage 1 Pickup = 10%

Stage 1 K Value = 20

Stage 2 Pickup = 7%

Stage 2 Pickup Delay = 5 s

5.1.10. FUNÇÃO 32 – POTÊNCIA INVERSA

Considerando os valores definidos e indicados na Figura 5, temos:

Características dos TI's instalados:

- TI lado estrela: 6000/1 VA; 30 VA; cl 5P20

Razão TI = 6000

Características dos TT's instalados:

- TT lado saída: $15000/\sqrt{3} / 100/\sqrt{3}$ V; 25 VA; cl 3P

Razão TT = 150

Dados do fornecedor retirados da tabela de características técnicas do Transformador, no Anexo B:

$S = 145$ MVA

$\cos \phi = 0,9$

Perdas totais do grupo (100% carga) = 1383 kW

Perdas mecânicas do grupo (chumaceiras + ventilação+suplementares) = 315 kW

Calcula-se em (5.32) o valor da tensão secundária de fase ($U_{\text{sec fase}}$).

$$U_{sec\ fase} = U_{prim} * \frac{U_{sec}}{U_{prim}} = 15000 * \frac{100}{15000} = 100V \quad (5.32)$$

O valor de referência, é calculado em (5.33).

$$Ref = 3 * I_{prim} * Razão\ TT * U_{sec\ fase} \quad (5.33)$$

$$Ref = 3 * 6000 * 150 * 100 = 270MVA$$

$$S_{min}(pu) = \frac{1}{2} * \frac{Perdas\ mec.\ grupo}{Ref} = \frac{1}{2} * \frac{315 \times 10^3}{270 \times 10^6} = 0,000583pu$$

Dado que é um valor muito baixo e que o valor de potência solicitado à rede é muito superior às perdas mecânicas totais, considera-se que o valor para regulação seja de 0,01 pu.

De acordo com o manual do fabricante fornecido no Anexo C (ver pág. 5-227, 5-229 e 10-4) os valores de regulação para parametrização são:

Stage 1 $S_{min} = 0,01\ pu$

Stage 1 $Delay^{16} = 2\ seg.$

Stage 2 $S_{min} = 0,01\ pu$

Stage 2 $Delay^{17} = 10\ seg.$

5.1.11. FUNÇÃO 78 – OSCILAÇÃO DE POTÊNCIA E PERDA DE SINCRONISMO

Considerando os valores definidos e indicados na Figura 1, temos:

¹⁶ Temporização correspondente ao 1º escalão de S_{min} , o qual apenas provoca a atuação do alarme e ficará regulado para 2 s.

¹⁷ Temporização correspondente ao 2º escalão de S_{min} , o qual, identifica um defeito efetivo, pelo que deverá ter uma temporização que o insensibilize perante oscilações de potência e deverá atuar antes da máquina sofrer danos.

Características dos TI's instalados:

- TI lado estrela: 6000/1 VA; 30 VA; cl 5P20

Razão TI= 6000

Características dos TT's instalados:

- TT lado saída: $15000/\sqrt{3} / 100/\sqrt{3}$ V; 25 VA; cl 3P

Razão TT = 150

Dados do fornecedor retirados da tabela de características técnicas do Transformador, no

Anexo B:

$U_{cc}=11,6 \%$

$X'_d=0,29$ pu

Valores admitidos¹⁸ :

$X_{\text{equiv rede}}$: máx= 33,9Ω; mín= 28,2 Ω

$Z_{\text{linha}}=0,039+j0,392 \Omega$

O cálculo da Reatância do Transformador referida ao primário e secundário, é apresentada em (5.34), (5.35) e (5.36).

$$X_{\text{transf prim}} = \frac{Un^2}{S} * U_{cc} = \frac{15^2}{145} * 0,116 = 0,18\Omega \quad (5.34)$$

$$\begin{aligned} X_{\text{transf sec}} &= X_{\text{transf prim}} * \frac{\text{Razão TI}}{\text{Razão TT}} = 0,18 * \frac{6000}{150} \\ &= 7,2\Omega \text{ (entre fases)} \end{aligned} \quad (5.35)$$

¹⁸ Por impossibilidade de obtenção destes valores, foram considerados os valores da central hidroelétrica do Alqueva.

$$X_{transf\ sec} = \frac{7,2}{2} = 3,6\Omega \text{ (por fase)} \quad (5.36)$$

$$Z_{transf} = 0,314 + j3,6\ \Omega$$

O cálculo da Impedância do Transformador por fase é efetuado em (5.37).

$$|Z_{transf}| = \frac{3,6}{\text{sen}(85^\circ)} = 3,61\Omega \text{ (por fase)} \quad (5.37)$$

O cálculo da Impedância da rede, é obtido em (5.38).

$$|Z_{eq|rede} = \frac{X_{eq\ rede}}{\text{sen}(85^\circ)} = \frac{30}{\text{sen}(85^\circ)} = 30,114\Omega \quad (5.38)$$

$$Z_{eq\ rede} = 2,624 + j30\ \Omega$$

O cálculo da Impedância do Alternador referida ao primário e secundário, é apresentado em (5.39) e (5.40), respectivamente.

$$Z_b(\text{altern.}) = \frac{U^2}{S_b} = \frac{15^2}{145} = 1,55172\ \Omega \text{ (primário)} \quad (5.39)$$

$$\begin{aligned} Z_b(\text{altern.}) &= Z_{b\text{prim altern}} * \frac{\text{Razão TI}}{\text{Razão TT}} = 1,55172 * \frac{6000}{150} \\ &= 62,069\Omega \text{ (secund.)} \end{aligned} \quad (5.40)$$

Em (5.41) e (5.42), calcula-se o valor da reactância e impedância referidas ao secundário.

$$X'_{d(\text{altern.})} = X'_{d(\text{altern.})} * Z_b(\text{altern. secund}) \quad (5.41)$$

$$X'_d = 0,29 * 62,069 = 18\ \Omega$$

$$|Z_{alternador}| = \frac{X'_d}{\text{sen}(85^\circ)} = \frac{18}{\text{sen}(85^\circ)} \cong 18,069\Omega \quad (5.42)$$

$Z_{\text{alternador}} \Rightarrow$ parâmetro REV REACH¹⁹

$$\text{FWD REACH} = Z_{\text{transf}} + Z_{\text{linha}} + X_{\text{eq rede}}$$

$$\text{FWD REACH} = (0,314 + j3,6) + (0,039 + j0,392) + (2,624 + j30) = 2,977 + j33,992 \Omega$$

$$\text{FWD REACH} = 34,12 \angle 85^\circ \Omega$$

De acordo com o manual do fabricante fornecido no Anexo C (ver págs. 5-163 e 5-164) e do IEEE (2011) os valores de regulação para parametrização são:

Power Swing Shape = mho

Power Swing Mode = two step

Power Swing Superv = 0,6 pu

Power Swing FWD Reach = 34,12 Ω

Power Swing FWD RCA = 85°

Power Swing REV Reach = 18,07 Ω

Power Swing REV RCA = 85°

Power Swing Outer Limit Angle = 100°

Power Swing Inner Limit Angle = 60°

Power Swing Pickup Delay 1 = 50 ms

Power Swing Reset Delay 2 = 5 ms

Power Swing Reset Delay 3 = 10 ms

Power Swing Trip Mode = Delayed

5.1.12. FUNÇÃO 87 S – DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR

¹⁹ O parâmetro FWD REACH calcula-se adicionando as impedâncias do transformador, da linha e a impedância equivalente da rede.

Considerando os valores definidos e indicados na Figura 1, temos:

Características dos TI's instalados:

- TI lado AT: 250/1 A; 60 VA; cl 5P30
- TI lado BT: 6000/1 A; 30 VA; cl 5P30
- TI lado neutro: 6000/1 A; 30 VA; cl 5P30

O valor a considerar para a sensibilidade será de $0,3 \times I_n$, como é efetuado em (5.43). Este valor, que corresponde à corrente diferencial mínima para arranque da proteção (típico para proteções diferenciais de transformador com três tomadas de medida) garante estabilidade de atuação da proteção.

$$I_d = 0,3 * I_n = 0,3 * 5581,05 A \cong 1674,32A \quad (5.43)$$

De seguida são apresentados os valores definidos para as pendentes e para as tomadas.

K1: 1ª Pendente de insensibilização para compensar pequenos erros dos TI's (1% x 3) e correntes diferenciais resultantes da exploração dos transformadores em tomadas diferentes das nominais (5%).

K2: 2ª Pendente de insensibilização para garantir estabilidade perante defeitos externos suscetíveis de causar saturação nos TI's.

Diferencial instantânea sem restrições (Tomada 87R) : Valor de corrente diferencial que provoca a atuação instantânea da proteção sem quaisquer restrições. O valor indicado pelo fabricante é de $10 \times I_n$.

De acordo com o manual do fabricante fornecido no Anexo E (ver págs. 5-3 e 11-6) os valores de regulação para parametrização são:

Sensibilidade= $0,3 * 1674,32 = 502,296 A$

Pendente percentual K1= 20%

Pendente percentual K2= 50%

Inflexão K1-K2 = 5 *In = 5* 1674,32= 8371,6 A

Tomada 87R = 10 *In = 10* 1674,32= 16743,2 A

Restrição por 2º Harmónico= 100%

Restrição por 5º Harmónico= 100%

6. CONCLUSÕES

Por definição, defeito é o termo usado para indicar uma situação onde deixam de existir as condições normais de funcionamento.

A probabilidade de ocorrência de defeitos num SEE existe, defeitos esses passíveis de provocar grandes danos, sendo por isso cada vez mais importante a aposta em proteções elétricas fiáveis e adequadas.

O objetivo desta dissertação é a realização do estudo e parametrização das principais proteções elétricas, mais concretamente, dos relés de proteção, dos geradores e transformadores de grupo, já que estes desempenham o papel mais importante num sistema de proteção.

Após pesquisa de diversos relés de proteção, e porque foi o realmente utilizado, o relé adotado para estudo foi o relé multifunções da *General Electric* (GE) G60, representado na Figura 6, para realizar as proteções do alternador.

Os relés utilizados são digitais sendo mais fiáveis e duráveis em comparação com relés eletromecânicos. As funções que possuem são as mais adequadas para este tipo de centrais e, principalmente, respeitam as indicações referidas pelo IEEE (2011) e as normas IEC 60076-1 e IEC 60044-1 que estão em vigor.

O estudo da parametrização da regulação para estes relés teve como base o manual do fabricante dos relés as normas referidas anteriormente.

O estudo e parametrização dos relés foi efetuado com alguma dificuldade devido à complexidade dos cálculos envolvidos e ao facto das indicações referidas no manual do fabricante que nem sempre eram claras.

A validação dos resultados obtidos com os adotados na realidade seria necessário fundamental. Contudo, devido ao carácter sigiloso dos dados fornecidos tal não foi possível.

Como nota final, há que salientar que a aplicação de relés de proteção digitais nos SEE é vantajosa, pois permitem registar os principais eventos nomeadamente, interrupções no fornecimento de energia, curto-circuitos, sub e sobretensões e, com estes dados, realizar um diagnóstico simples, rápido e muito fiável. Além disso, o uso de relés dispensa a aquisição de outros equipamentos para alimentação uma vez que são alimentados pelo próprio SEE.

Referências Bibliográficas

- ANDERSON, P.M. (1999), “*Power System Protection*”, IEEE Press Power Engineering Society, 1999.
- ANSI/IEEE C37.2, “*IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*”, IEEE Service Center, 2008
- ANSI/IEEE C37.90, “*IEEE Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus*, IEEE Service Center, 2012
- ANTHONY, M. A. (1995), “*Electric Power System Protection and Coordination*”, McGraw Hill, 1995
- AZEVEDO, F. (2006), “*Estabilidade de Sistemas Elétricos de Energia*”, ISEP – ASEII, 2006.
- BARBOSA F. M. (2013), “*Estabilidade de Sistemas Elétricos de Energia*”, FEUP, 2013.
- BLACKBURN, J. L. (1997), “*Protective Relaying – Principles and Applications – Second Edition*”, Marcel Dekker, Inc., 1997.
- CAMINHA, A. C. (2006), “*Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos*”, Editora Edgard Blücher, 2006.
- EXPÓSITO, A. G. (2002), “*Análisis y Operación de Sistemas de Energia Eléctrica*”, McGraw-Hill, 2002.
- FERRER, A. J. H. e SCHWEITZER III, O. E. (2010), “*Modern Solutions for Protection, control and Monitoring of Electric Power Systems*”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2010.
- GE CONSUMER & INDUSTRIAL, “*DTP-B - Protección Digital de Transformador – GEK- 106217E*”, 2013.

- GE INDUSTRIAL SYSTEMS, “G60 Generator Management Relay – UR Series Instruction Manual – GEK- 119519”, 2013.
- GRAINGER, J. e STEVENSON, W. (1994), “Power System Analysis”, McGraw Hill, 1994.
- HEWITSON, L.G.; BROWN, M. e BALAKRISHNAN, R.(2004), “Practical Power System Protection”, Elsevier, 2004.
- IEC/CEI 60044-1, “Current Transformers”, 2003.
- IEC/CEI 60076-1, “Power Transformers”, 2000.
- IEEE (2011), “IEEE Tutorial On The Protection of Synchronous Generators”, IEEE Service Center, 2011.
- KINDERMANN, G. (2006), “Proteção de Sistemas Elétricos de Potência”, Florianópolis: Edição do Autor, 2006.
- MARTINS, L. e ALVES, A. (2008), “Estágio/Projecto sobre Estudo de Coordenação das Principais Protecções Eléctricas de Gerador e Transformador de Grupo da Central Hidroeléctrica do Alqueva”, ISEP, 2008.
- PAITHANKAR, Y.G. e BHIDE, S.R.(2004), “Fundamentals of Power System Protection”, Prentice-Hall, 2004.
- PANSINI, A. J. (2005), “Guide To Electrical Power Distribution Systems”, The Fairmont Press, Inc. 2005.
- REIMERT, D. (2005), “Protective Relaying for power Generation Systems”, Taylor & Francis,. 2005.
- VASQUEZ, J.R. et al. (1977)“Estaciones de Transformacion y Distribucion Proteccion de Sistemas Eléctricos”, Ediciones CEAC, 1977 .
- WINDERS, J. J. (2002)., “Power Transformers – Principles and Applications”, Marcel Dekker Inc., 2002.

ANEXOS

Anexo A. Manutenção: Folhas Teste-tipo

Neste anexo são apresentadas folhas de teste e check-list de comissionamento sugeridas por Anderson (1999) para a manutenção dos sistemas de proteção.

Folha1: *Teste para Relés*

Certificado de Ensaio	
Estação:	Circuito:
Cliente:	
Circuito:	
Relé:	
Detalhes do teste:	
Corrente/Tensão de Injeção:	
Falhas Simuladas:	
Resultados Obtidos	
Data:	Testado por:
Engenheiro:	Data

Folha 2 : Check-List de Comissionamento

Check- List de Comissionamento			
Estação:		Circuito:	
1. Testes Transformadores Corrente	<input type="checkbox"/>	5. Testes Funcionais (DC)	<input type="checkbox"/>
Curva de magnetização	<input type="checkbox"/>	Circuitos de passagem	<input type="checkbox"/>
Polaridade	<input type="checkbox"/>	Circuitos de fecho	<input type="checkbox"/>
Razão de Transformação	<input type="checkbox"/>	Circuitos de Supervisão	<input type="checkbox"/>
Teste de Isolamento	<input type="checkbox"/>	Características Fusíveis	<input type="checkbox"/>
Resistência secundário	<input type="checkbox"/>	6. Testes Fases	
2. Testes Transformadores Tensão	<input type="checkbox"/>	Circuitos primários	<input type="checkbox"/>
Polaridade	<input type="checkbox"/>	TT's secundários	<input type="checkbox"/>
Razão	<input type="checkbox"/>	Serviços Auxiliares	<input type="checkbox"/>
3. Testes Primários Injecção		7. Verificação Cargas	<input type="checkbox"/>
Proteção TI's	<input type="checkbox"/>	8. Alarme Transf Buch	<input type="checkbox"/>
Medição TI's	<input type="checkbox"/>	Alarme Transf WDG	<input type="checkbox"/>
Barramentos TI's		Alarme Transf Pressão	<input type="checkbox"/>
3. Testes Secundários Injecção		Alarme Transf óleo	<input type="checkbox"/>
Relés	<input type="checkbox"/>	9. Alarme Buch	<input type="checkbox"/>
Medições	<input type="checkbox"/>	Alarme Temperatura	<input type="checkbox"/>
Comentários:			
Engenheiro:		Data:	

Anexo B. Características Técnicas

Alternador – Motor

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E GARANTIAS PRINCIPAIS		
Normas de fabrico e ensaio		IEC
Classe de características estipuladas (serviço tipo)		S1
Potência estipulada como alternador (garantia)	MVA	145
Potência estipulada como motor	MW	129
Factor de potência estipulado (em regime sobre excitado - garantia)	cos Φ	0,9
Factor de potência capacitivo mínimo garantido nas condições indicadas nas C.T. - Capítulo 4 - item 3.2.4 - i) (garantia)	cos Φ	0,9
Tensão estipulada	kV	15
Gama de regulação da tensão estipulada	%	± 10
Frequência estipulada	Hz	50
Velocidade síncrona	r.p.m.	136,4
Velocidade de embalamento máxima admissível	r.p.m.	238
Sobrevelocidade em caso de rejeição de carga nas condições mais desfavoráveis	r.p.m.	220
Potência aparente (máxima) para funcionamento em serviço contínuo, à tensão e cos Φ estipulados (garantia)	MVA	145
Factor harmónico telefónico (FHT)	%	< 1,5
Factor de desvio da onda de tensão em relação à forma sinusoidal	%	< 5
Corrente estipulada	A	5581
Carga assimétrica relativa (comp. inversa da corrente estipulada máx. adm. func. permanente)	%	8
Idem, em regime de defeito	%	$(J_2 / J_N)^2 \times t = 20$
Valor máximo da potência reactiva capacitiva admissível em permanência, quando ligado a uma linha em vazio, à frequência e tensão estipuladas, sem perigo de autoexcitação		135
Razão de curto-circuito (garantia)		1,1 ± 15 %
Binário de curto-circuito e correspondente esforço tangencial máximo de frenagem <N.m ; kN		109700;
Momento de Inércia (MD ² /4), devendo ser apresentada a justificação do valor escolhido	kg.m ²	4900.10 ³ +400.10 ³ =5300.10 ³
Momento de Inércia (MD ² /4) mais económico, no caso de ser diferente do considerado no dimensionamento do grupo	kg.m ²	4900.10 ³ +400.10 ³ =5300.10 ³

Isolamentos, temperaturas e aquecimentos		
Classes de isolamento (CEI 60034.1)		
do estator		F
do rotor		F
Temperaturas máximas no cobre (garantia)		
do estator	°C	125
do rotor	°C	120
Aquecimentos máximos		
no cobre do estator (garantia)	K	85
no cobre do rotor (garantia)	K	80
no ferro do estator	K	65
no ar de arrefecimento	K	30
na água de refrigeração	K	5

Perdas à tensão estipulada

a) $\cos\Phi=0,90$ indutivo

Carga em % da potência activa estipulada		100	90	80	70	60	50
Perdas Joule no estator a 75° C	kW	445	361	285	218	160	111
Perdas Joule no rotor a 75° C	kW	233	211	190	171	153	138
Perdas no ferro	kW	370	370	370	370	370	370
Perdas no sistema de excitação	kW	20	19	18	17	16	16
Perdas de ventilação	kW	222	222	222	222	222	222
Perdas na chumaceira	kW	7	7	7	7	7	7
Perdas suplementares	kW	86	69	55	42	31	21
Perdas totais (garantia)	kW	1383	1259	1147	1047	959	885

Perdas da chumaceira combinada

Carga em % da potência activa estipulada		100	90	80	70	60	50
Perdas totais da chumaceira combinada	kW	300	300	300	300	300	300
Perdas correspondente ao alternador	kW	133	133	133	133	133	133
Perdas correspondente à turbina	kW	167	167	167	167	167	167

b) $\cos\Phi=1$

Carga em % da potência activa estipulada		100	90	80	70	60	50
Perdas Joule no estator a 75° C	kW	445	361	285	218	160	111
Perdas Joule no rotor a 75° C	kW	157	143	130	119	110	102
Perdas no ferro	kW	370	370	370	370	370	370
Perdas no sistema de excitação	kW	17	16	16	15	15	14
Perdas de ventilação	kW	222	222	222	222	222	222
Perdas na chumaceira	kW	7	7	7	7	7	7
Perdas suplementares	kW	86	69	55	42	31	21
Perdas totais (garantia)	kW	1304	1188	1085	993	915	847

Resistências			
por fase, do enrolamento do estator a 75° C		Ω	0,00481
do enrolamento indutor a 75° C		Ω	0,1871
Reactâncias			
síncrona longitudinal não saturada (x_d) (garantia)		p.u.	1,05
síncrona transversal (x_q)		p.u.	0,65
transitória longitudinal não saturada (x'_d) (garantia)		p.u.	0,29
transitória longitudinal saturada (x''_ds)		p.u.	0,26
transitória transversal (x'_q)		p.u.	0,65
subtransitória longitudinal não saturada (x''_d) (garantia)		p.u.	0,19
subtransitória longitudinal saturada (x''_ds)		p.u.	0,15
subtransitória transversal (x''_q)		p.u.	0,19
inversa (x_2)		p.u.	0,20
homopolar (x_0)		p.u.	0,11
Constantes de tempo			
transitória longitudinal em circuito aberto (T''_d0)		s	10,1
transitória longitudinal em curto-circuito (T'_d)		s	2,74
subtransitória longitudinal em circuito aberto (T''_d0)		s	0,0678
subtransitória longitudinal em curto-circuito (T''_d)		s	0,0511
do induzido em curto-circuito (T_a)		s	0,2092

Refrigeração e ventilação		
Potência máx. do alternador em serviço contínuo, à tensão e factor de potência estipulados, sem ultrapassar as temp. e aquecimentos garantidos, com um dos permutadores fora de serviço	MVA	145
Temperatura do ar à entrada dos permutadores	°C	70
Temperatura do ar à saída dos permutadores	°C	40
Temperatura máxima da água à saída dos permutadores	°C	~35
Caudal de ar à plena carga	m ³ /s	42
Caudal de água à plena carga	l/s	85,7
Pressão mínima de serviço dos permutadores de calor	m.c.a.	51
Pressão de serviço nominal dos permutadores de calor	m.c.a.	61
Pressão máxima admissível dos permutadores de calor	m.c.a.	61
Pressão de ensaio dos permutadores de calor	m.c.a.	92
Perdas de carga da água nos permutadores de calor	m.c.a.	6

Estator		
Massa total	kg	21 1400
Indução no entre-ferro à tensão estipulada e em vazio	T	0,933
Comprimentos total e útil do ferro	mm	1720; 1516
Diâmetro exterior da carcaça (sem e com permutadores de calor)	mm	11500
Diâmetro exterior do circuito magnético	m	10,050
Diâmetro interior do circuito magnético	m	9,3
Características da chapa magnética		1,05
Número e localização dos sensores de temperatura		12 ran., 3 ferro activo

Rotor		
Massa total	kg	336590
Massa de cada polo completo	kg	2421
Altura total	mm	2130
Diâmetro exterior	mm	9260
Dimensão de entre-ferro	mm	20
Diâmetros correspondentes à fixação da cruzeta inferior e dos suportes dos macacos de frenagem	mm ; mm	9420; 7800
Valor da solicitação mecânica máx. em relação limite elástico dos mat. utilizados no rotor		2/3

Veio		
Comprimento	mm	1988
Diâmetros exterior e interior	mm	820; 625
Composição		2C35 acc. EN 10083
Cota da face de flange de ligação	m	71
Valor previsível da 1ª velocidade crítica de flexão das massas girantes	r.p.m.	>300

Instalação de frenagem do rotor		
Número de macacos de frenagem		8
Pressão de ar de frenagem	MPa	1,5
Pressão de óleo para levantamento do rotor	MPa	20
Pressão de serviço e volume dos acumuladores de ar	Mpa /	1,5/210
Valores de regulação dos termóstatos	°C	n.a.
Velocidade máxima considerada no cálculo do sistema de frenagem	%Vn	25
Tempo máximo de frenagem	s	<300
Esforço tangencial de frenagem	kN	8x26
Número de frenagens sem necessidade de recarga do acumulador		5
Dimensões do armário de comando		2x0,8x1,1 m
Número mínimo garantido de frenagens sem necessidade de substituição dos revestimentos ou qualquer outra parte		>1000
Resistências de aquecimento		
Número e potência unitária / W	21x2000
Refrigeração e ventilação		
Número de permutadores da máquina		12
Potência unitária dos permutadores	W	163500
Número de ventiladores		22+2
Potência unitária dos ventiladores	W	3670

Transformador

TRANSFORMADOR PRINCIPAL 413/15 kV			CARACTERÍSTICAS
Normas de fabrico e ensaio			CEI 60 076
Fabricante / marca / modelo			JST Transformateurs
Tipo construtivo			Shell type
Tipo de serviço			contínuo
Neutro			acessível, ligado rig. à terra
Tipo de arrefecimento			ONAN/ONAF
Potência estipulada (regime permanente)	ONAF	MVA	150
	ONAN	MVA	90
Grupo de ligações			YNd11
Tensões nominais * (tomada principal)	AT	kV	413
	BT	kV	15
Tomadas	comutação		em vazio, na AT
	n° de tomadas		5
	campo de regulação		415 + 2 x 2,5 - 2 x 2,5
Reactância de curto-circuito		tomada média	11% < Z < 13%
Correntes nominais (tomada principal) dos enrolamentos AT/BT	AT	A	209,7
	BT	A	5.773,5
Densidade de corrente dos enrolamentos (tomada principal em regime nominal)	AT	A / mm ²	2,5
	BT	A / mm ²	2,9
Corrente nominal em vazio *	à tensão nominal	% I _n	0,25
	a 105% tensão nominal	% I _n	0,6
Corrente de ligação pela AT (em vazio)	a U _n	x I _n	aprox. 6
	a 105% U _n	x I _n	aprox. 6,5
Tensão de curto-circuito	tomada superior *	%	11,6
	tomada principal *	%	12
	tomada inferior *	%	12,3
Impedância homopolar		%	12
Resistência, por fase, dos enrolamentos (tomada principal a 75 °C)	AT	Ω	0,99
	BT	Ω	0,004
Capacidade entre enrolamentos AT / BT		pF	<400
Capacidade entre enrolamentos AT / BT e massa		pF	1.500/1.800
Perdas em vazio * (à tensão nominal)	histerese	kW	62
	Foucault	kW	62
Perdas devidas à carga * (à plena carga e a 75 oC)	tomada superior	kW	320
	tomada principal	kW	330
	tomada inferior	kW	340
Perdas totais * (perdas em vazio + perdas devidas à carga)	tomada superior	kW	444
	tomada principal	kW	454
	tomada inferior	kW	464
Potência absorvida pela totalidade dos motores dos ventiladores *		kW	7

TRANSFORMADOR PRINCIPAL 413/15 kV			CARACTERÍSTICAS
Tolerância sobre os valores garantidos das perdas	em vazio	%	15
	devidas à carga	%	15
	totais	%	10
	pot.absorv.pelos motores	%	10
Rendimento para $\cos \phi = 1$	1/4 da carga	%	99,57
	2/4 da carga	%	99,71
	3/4 da carga	%	99,73
	4/4 da carga	%	99,71
Rendimento para $\cos \phi = 0,9$	1/4 da carga	%	99,52
	2/4 da carga	%	99,68
	3/4 da carga	%	99,70
	4/4 da carga	%	99,68
Rendimento para $\cos \phi = 0,8$	1/4 da carga	%	99,47
	2/4 da carga	%	99,64
	3/4 da carga	%	99,66
	4/4 da carga	%	99,64
Indução	nominal	T	1,7
	máxima $U_n + 5\%$	T	1,78
Perdas específicas chapa magnética a 1,5 T		W/Kg	1
Corrente magnetizante (média nas 3 fases)			
Harmónicos da corrente magnetizante	3º harmónico	%	15
	5º harmónico	%	24
	7º harmónico	%	11
Harmónicos de corrente de ligação	2º harmónico	%	negligenciável
	—º harmónico	%	negligenciável
Potência de sobrecarga para sobreelevações média de temperatura do cobre de 70 K, em regime nominal e contínuo		kVA	160.000
Ponto quente / sobreelevação de temperatura			
Sobrecarga 10/20%	Partindo de 0 da carga (em vazio)	min.	215/100
	Partindo de 1/4 da carga (ONAN)	min.	190/80
	Partindo de 2/4 da carga (ONAN)	min.	85/35
	Partindo de 3/4 da carga (ONAF)	min.	165/65
	Partindo de 4/4 da carga (ONAF)	min.	14/06
Aquecimento, em regime contínuo, à plena carga e na tomada principal *	óleo (médio)	K	42
	óleo (máximo)	K	60
	enrolamentos	K	65
	ponto mais quente	K	78
	núcleo	K	<80

TRANSFORMADOR PRINCIPAL 413/15 kV		CARACTERÍSTICAS	
Níveis de ruído * (a 1m do transformador)	dB (A)	<80	
Permutadores óleo/ar	tipo e características construtivas	radiadores	
	número de unidades	3 grupos de 5	
Comutador de tomadas	marca	JST transformateurs	
	tipo	JST 3 1200 type N	
	variação de tensão	V	5 x 10375
	corrente permanente admissível	A	300
	corrente de cc adm. durante 3 s	kA	8
	corrente de cc adm. (crista)	kA	~20
	tipo de material dos contactos		Cobre
	vida dos contactos		100.000 operações
	sinalização à distância		em opção
Níveis de isolamento das travessias: AT / BT / NEUTRO	marca		Trench/ABB Ludvicka
	tipo		óleo/ar
	classe	kV	420/36/72,5
	intensidade nominal	A	1.600/10.000/800
	tensão nominal	kV	420/36/72,5
	int. limite térmica durante 1 s / 3 s	kA/kA	conforme com a CEI
	tensão ensaio 50 Hz-1 min. a seco	kV	630/50/140
	tensão ensaio ao choque 1,2/50 ms	kV	1425/125/325
	Tensão ensaio - onda manobra	kV	1050/-/-
	tensão contornamento 50 Hz, a seco	kV	será dado atrasado
	idem, sobre chuva	kV	será dado atrasado
	linha de fuga	mm/kV	>20/>20/>20
	descarga parcial	pC	conforme com a CEI
	esforço admissível	daN	conforme com a CEI
dimensões	mm	ver descrição técnica	
Massa do transformador sem óleo	t	150	
Massa do óleo	t	28	
Altura para descobagem	mm	12	
Altura para substituição terminais AT	mm	11	
Bitola das vias de rolamento	transversal	mm	ver descrição técnica
	longitudinal	mm	ver descrição técnica
Observações: * Valores garantidos			

Anexo C. Funções utilizadas do Relé G60

SPECIFICATIONS ARE SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE

2.2.1 PROTECTION ELEMENTS



The operating times include the activation time of a trip rated form-A output contact unless otherwise indicated. FlexLogic operands of a given element are 4 ms faster. Take this into account when using FlexLogic to interconnect with other protection or control elements of the relay, building FlexLogic equations, or interfacing with other IEDs or power system devices via communications or different output contacts. In addition, operate times are given here for a 60 Hz system at nominal system frequency. Operate times for a 50 Hz system are 1.2 times longer.

PHASE DISTANCE

Characteristic:	mho (memory polarized or offset) or quad (memory polarized or non-directional), selectable individually per zone
Number of zones:	3
Directionality:	forward, reverse, or non-directional per zone
Reach (secondary Ω):	0.02 to 500.00 Ω in steps of 0.01
Reach accuracy:	$\pm 5\%$ including the effect of CVT transients up to an SIR of 30
Distance:	
Characteristic angle:	30 to 90° in steps of 1
Comparator limit angle:	30 to 90° in steps of 1
Directional supervision:	
Characteristic angle:	30 to 90° in steps of 1
Limit angle:	30 to 90° in steps of 1
Right blinder (Quad only):	
Reach:	0.02 to 500 Ω in steps of 0.01
Characteristic angle:	60 to 90° in steps of 1
Left Blinder (Quad only):	
Reach:	0.02 to 500 Ω in steps of 0.01
Characteristic angle:	60 to 90° in steps of 1
Time delay:	0.000 to 65.535 s in steps of 0.001
Timer accuracy:	$\pm 3\%$ of operate time or $\pm 1/4$ cycle (whichever is greater)
Current supervision:	
Level:	line-to-line current
Pickup:	0.050 to 30.000 pu in steps of 0.001
Dropout:	97 to 98%
Memory duration:	5 to 25 cycles in steps of 1
VT location:	all delta-wye and wye-delta transformers
CT location:	all delta-wye and wye-delta transformers
Voltage supervision pickup (series compensation applications):	0 to 5.000 pu in steps of 0.001
Operation time:	1 to 1.5 cycles (typical)
Reset time:	1 power cycle (typical)

STATOR DIFFERENTIAL

Pickup:	0.050 to 1.00 pu in steps of 0.01
Slope 1 and 2:	1 to 100% in steps of 1
Break 1:	1.00 to 1.50 pu in steps of 0.01
Break 2:	1.50 to 30.00 pu in steps of 0.01
Operate time:	$< 3/4$ cycle at $I_{diff} > 5 \times$ pickup

RESTRICTED GROUND FAULT

Pickup:	0.005 to 30.000 pu in steps of 0.001
Dropout:	97 to 98% of pickup
Slope:	0 to 100% in steps of 1%
Pickup delay:	0 to 600.00 s in steps of 0.01
Dropout delay:	0 to 600.00 s in steps of 0.01
Operate time:	< 1 power system cycle

PHASE/NEUTRAL/GROUND TOC

Current:	Phasor or RMS
Pickup level:	0.000 to 30.000 pu in steps of 0.001
Dropout level:	97% to 98% of pickup
Level accuracy:	
for 0.1 to $2.0 \times$ CT:	$\pm 0.5\%$ of reading or $\pm 0.4\%$ of rated (whichever is greater)
for $> 2.0 \times$ CT:	$\pm 1.5\%$ of reading $> 2.0 \times$ CT rating
Curve shapes:	IEEE Moderately/Very/Extremely Inverse; IEC (and BS) A/B/C and Short Inverse; GE IAC Inverse, Short/Very/Extremely Inverse; I^2t ; FlexCurves™ (programmable); Definite Time (0.01 s base curve)
Curve multiplier:	Time Dial = 0.00 to 600.00 in steps of 0.01
Reset type:	Instantaneous/Timed (per IEEE)
Curve timing accuracy at 1.03 to $20 \times$ pickup:	$\pm 3.5\%$ of operate time or $\pm 1/2$ cycle (whichever is greater) from pickup to operate

PHASE/NEUTRAL/GROUND IOC

Pickup level:	0.000 to 30.000 pu in steps of 0.001
Dropout level:	97 to 98% of pickup
Level accuracy:	0.1 to 2.0 × CT rating: ±0.5% of reading or ±0.4% of rated (whichever is greater)
	> 2.0 × CT rating: ±1.5% of reading
Overreach:	<2%
Pickup delay:	0.00 to 600.00 s in steps of 0.01
Reset delay:	0.00 to 600.00 s in steps of 0.01
Operate time:	<16 ms at 3 × pickup at 60 Hz (Phase/Ground IOC) <20 ms at 3 × pickup at 60 Hz (Neutral IOC)
Timer accuracy:	±3% of operate time or ±1/4 cycle (whichever is greater)

PHASE DIRECTIONAL OVERCURRENT

Relay connection:	90° (quadrature)
Quadrature voltage:	ABC phase seq.: phase A (V_{BC}), phase B (V_{CA}), phase C (V_{AB}); ACB phase seq.: phase A (V_{CB}), phase B (V_{AC}), phase C (V_{BA})
Polarizing voltage threshold:	0.000 to 3.000 pu in steps of 0.001
Current sensitivity threshold:	0.05 pu
Characteristic angle:	0 to 359° in steps of 1
Angle accuracy:	±2°
Operation time (FlexLogic operands):	Tripping (reverse load, forward fault): < 12 ms, typically Blocking (forward load, reverse fault): < 8 ms, typically

NEUTRAL DIRECTIONAL OVERCURRENT

Directionality:	Co-existing forward and reverse
Polarizing:	Voltage, Current, Dual
Polarizing voltage:	V_{0} or VX
Polarizing current:	IG
Operating current:	I_{0}
Level sensing:	$3 \times (I_{0} - K \times I_{1})$, IG
Restraint, K :	0.000 to 0.500 in steps of 0.001
Characteristic angle:	-90 to 90° in steps of 1
Limit angle:	40 to 90° in steps of 1, independent for forward and reverse
Angle accuracy:	±2°
Offset impedance:	0.00 to 250.00 Ω in steps of 0.01
Pickup level:	0.002 to 30.000 pu in steps of 0.01
Dropout level:	97 to 98%
Operation time:	<16 ms at 3 × pickup at 60 Hz

NEGATIVE SEQUENCE DIRECTIONAL OC

Directionality:	Co-existing forward and reverse
Polarizing:	Voltage
Polarizing voltage:	V_{2}
Operating current:	I_{2}
Level sensing:	Zero-sequence: $ I_{0} - K \times I_{1} $ Negative-sequence: $ I_{2} - K \times I_{1} $
Restraint, K :	0.000 to 0.500 in steps of 0.001
Characteristic angle:	0 to 90° in steps of 1
Limit angle:	40 to 90° in steps of 1, independent for forward and reverse
Angle accuracy:	±2°
Offset impedance:	0.00 to 250.00 Ω in steps of 0.01
Pickup level:	0.015 to 30.000 pu in steps of 0.01
Dropout level:	97 to 98%
Operation time:	<16 ms at 3 × pickup at 60 Hz

GENERATOR UNBALANCE

Gen. nominal current:	0.000 to 1.250 pu in steps of 0.001
Stages:	2 (I^2t with linear reset and definite time)
Pickup level:	0.00 to 100.00% in steps of 0.01
Dropout level:	97 to 98% of pickup
Level accuracy:	0.1 to 2 × CT rating: ±0.5% of reading or 1% of rated (whichever is greater)
	> 2.0 × CT rating: ±1.5% of reading
Time dial (K-value):	0.00 to 100.00 in steps of 0.01
Pickup delay:	0.0 to 1000.0 s in steps of 0.1
Reset delay:	0.0 to 1000.0 s in steps of 0.1
Timer accuracy:	±3% of operate time or ±20 ms, whichever is greater
Operate time:	<50 ms at 60 Hz

SPLIT PHASE PROTECTION

Operating quantity:	split phase CT current biased by generator load current
Pickup level:	0.020 to 1.500 pu in steps of 0.001
Dropout level:	97 to 98% of pickup
Level accuracy:	±0.5% of reading or ±1% of rated
Pickup delay:	0.000 to 65.535 s in steps of 0.001
Timer accuracy:	±3% of operate time or ±5 cycles, whichever is greater
Operate time:	<5 cycles at 1.10 × pickup at 60 Hz

SENSITIVE DIRECTIONAL POWER

Measured power:	3-phase, true RMS
Number of stages:	2
Characteristic angle:	0 to 359° in steps of 1
Calibration angle:	0.00 to 0.95° in steps of 0.05
Minimum power:	-1.200 to 1.200 pu in steps of 0.001
Pickup level accuracy:	±1% or ±0.001 pu, whichever is greater
Hysteresis:	2% or 0.001 pu, whichever is greater
Pickup delay:	0 to 600.00 s in steps of 0.01
Timer accuracy:	±3% of operate time or ±1/4 cycle (whichever is greater)
Operate time:	<50 ms

PHASE UNDERVOLTAGE

Pickup level:	0.000 to 3.000 pu in steps of 0.001
Dropout level:	102 to 103% of pickup
Level accuracy:	±0.5% of reading from 10 to 208 V
Curve shapes:	GE IAV Inverse; Definite Time (0.1s base curve)
Curve multiplier:	Time dial = 0.00 to 600.00 in steps of 0.01
Curve timing accuracy at <0.90 x pickup:	±3.5% of operate time or ±1/2 cycle (whichever is greater) from pickup to operate

AUXILIARY UNDERVOLTAGE

Pickup level:	0.000 to 3.000 pu in steps of 0.001
Dropout level:	102 to 103% of pickup
Level accuracy:	±0.5% of reading from 10 to 208 V
Curve shapes:	GE IAV Inverse, Definite Time
Curve multiplier:	Time Dial = 0 to 600.00 in steps of 0.01
Curve timing accuracy at <0.90 x pickup:	±3.5% of operate time or ±1/2 cycle (whichever is greater) from pickup to operate

THIRD HARMONIC NEUTRAL UNDERVOLTAGE

Operating quantity:	3rd harmonic of auxiliary undervoltage
Undervoltage:	
Pickup level:	0.000 to 3.000 pu in steps of 0.001
Dropout level:	102 to 103% of pickup
Accuracy:	±2% of reading from 1 to 120 V
Power:	
Pickup level:	0.000 to 1.200 pu in steps of 0.001
Dropout level:	97 to 98% of pickup
Accuracy:	±5% or ±0.01 pu, whichever is greater
Undervoltage Inhibit	
Level:	0.000 to 3.000 pu in steps of 0.001 pu
Accuracy:	±0.5% of reading from 10 to 208 V
Pickup delay:	0 to 600.00 s in steps of 0.01
Timer accuracy:	±3% of operate time or ±20 ms, whichever is greater
Operate time:	<30 ms at 0.9 × pickup at 60 Hz

PHASE OVERVOLTAGE

Voltage:	Phasor only
Pickup level:	0.000 to 3.000 pu in steps of 0.001
Dropout level:	97 to 98% of pickup
Level accuracy:	±0.5% of reading from 10 to 208 V
Pickup delay:	0.00 to 600.00 in steps of 0.01 s
Operate time:	<30 ms at 1.10 × pickup at 60 Hz
Timer accuracy:	±3% of operate time or ±1/4 cycle (whichever is greater)

NEUTRAL OVERVOLTAGE

Pickup level:	0.000 to 3.000 pu in steps of 0.001
Dropout level:	97 to 98% of pickup
Level accuracy:	±0.5% of reading from 10 to 208 V
Pickup delay:	0.00 to 600.00 s in steps of 0.01 (definite time) or user-defined curve
Reset delay:	0.00 to 600.00 s in steps of 0.01
Curve timing accuracy at >1.1 × pickup:	±3.5% of operate time or ±1 cycle (whichever is greater) from pickup to operate
Operate time:	<30 ms at 1.10 × pickup at 60 Hz

AUXILIARY OVERVOLTAGE

Pickup level:	0.000 to 3.000 pu in steps of 0.001
Dropout level:	97 to 98% of pickup
Level accuracy:	±0.5% of reading from 10 to 208 V
Pickup delay:	0 to 600.00 s in steps of 0.01
Reset delay:	0 to 600.00 s in steps of 0.01
Timer accuracy:	±3% of operate time or ±1/4 cycle (whichever is greater)
Operate time:	<30 ms at 1.10 × pickup at 60 Hz
Operate time when 20 Hz injection is performed:	8 power system cycles

NEGATIVE SEQUENCE OVERVOLTAGE

Pickup level:	0.000 to 1.250 pu in steps of 0.001
Dropout level:	97 to 98% of pickup
Level accuracy:	±0.5% of reading from 10 to 208 V
Pickup delay:	0 to 600.00 s in steps of 0.01
Reset delay:	0 to 600.00 s in steps of 0.01
Timer accuracy:	±3% of operate time or ±20 ms, whichever is greater
Operate time:	<30 ms at 1.10 × pickup at 60 Hz

VOLTS PER HERTZ

Voltage:	Phasor only
Pickup level:	0.80 to 4.00 in steps of 0.01 pu V/Hz
Dropout level:	97 to 98% of pickup
Level accuracy:	±0.02 pu
Timing curves:	Definite Time; Inverse A, B, and C, FlexCurves™ A, B, C, and D
TD Multiplier:	0.05 to 600.00 s in steps of 0.01
Reset delay:	0.0 to 1000.0 s in steps of 0.1
Timer accuracy:	±3% of operate time or ±15 cycles (whichever is greater) for values greater than 1.1 × pickup

100% STATOR GROUND

Operating quantity:	$\frac{V_{\text{neutral_3rd}}}{V_{\text{neutral_3rd}} + V_{\text{zero_3rd}}}$
Pickup level:	0.000 to 0.900 pu in steps of 0.001
Dropout level:	97 to 98% of pickup
Level accuracy:	±2% of reading from 1 to 120 V
Pickup delay:	0 to 600.00 s in steps of 0.01
3rd harmonic supervision level:	0.0010 to 0.1000 pu in steps of 0.0001
Timer accuracy:	±3% of operate time or ±20 ms, whichever is greater
Operate time:	<30 ms at 1.10 × pickup at 60 Hz

SUB-HARMONIC STATOR GROUND

- Stator ground resistance pickup accuracy: $\pm 5\%$ of reading from 1 to 10 k Ω , $\pm 10\%$ of reading from 10 to 20 k Ω
- Total stator capacitance to ground: 200 nF to 2 μ F
- Sub-harmonic voltage metering accuracy: $\pm 2\%$ of reading or 0.2 V from 0.5 to 25 V AC
- Sub-harmonic current metering accuracy: $\pm 2\%$ of reading or 5 mA from 5 to 200 mA
- Sub-harmonic element operating time: 0.6 to 1.2 s
- Sub-harmonic element dropout level accuracy: 102 to 103% of pickup
- Time delay accuracy: $\pm 3\%$ of time delay setting or ± 4 ms, whichever is greater

FIELD GROUND

- Measured field ground resistance: 1 k Ω to 20 M Ω
- Ground resistance accuracy: $\pm 5\%$ of reading $\pm 250 \Omega$ from 1 to 500 k Ω
- Field winding capacitance: 1 to 10 μ F
- Maximum field voltage: 600 V DC rated field voltage / 1000 V ripple peak for single box option; 800 V DC rated field voltage / 2000 V ripple peak for external resistor box option
- Field voltage measurement range: 15 to 800 V
- Field voltage measurement accuracy: ± 1 V or $\pm 3\%$ of reading (for GPM-F-L); ± 1 V or $\pm 5\%$ of reading (for GPM-F-H)
- Field ground RMS current accuracy: $\pm 5\%$ of reading
- Fault location accuracy: $\pm 5\%$ of reading
- Field ground resistance typical operating time: 1.1 s + (1 / injection frequency)
- Field ground element dropout level accuracy: 102 to 103% of pickup
- Time delay accuracy: $\pm 3\%$ of time delay setting or ± 4 ms, whichever is greater

FIELD CURRENT

- Field current measurement (dcmA) accuracy: $\pm 0.2\%$ of full scale
- Field overcurrent and undercurrent operating time: 1 power system cycle
- Field current element dropout level accuracy: 102 to 103% of pickup for undercurrent and 97 to 98% of pickup for overcurrent
- Time delay accuracy: $\pm 3\%$ of time delay setting or ± 4 ms whichever is greater

UNDERFREQUENCY

- Minimum signal: 0.10 to 1.25 pu in steps of 0.01
- Pickup level: 20.00 to 65.00 Hz in steps of 0.01
- Dropout level: pickup + 0.03 Hz
- Level accuracy: ± 0.001 Hz
- Time delay: 0 to 65.535 s in steps of 0.001
- Timer accuracy: $\pm 3\%$ of operate time or $\pm 1/4$ cycle (whichever is greater)
- Operate time: typically 4 cycles at 0.1 Hz/s change
typically 3.5 cycles at 0.3 Hz/s change
typically 3 cycles at 0.5 Hz/s change
- Typical times are average operate times including variables such as frequency change instance, test method, etc., and may vary by ± 0.5 cycles.

OVERFREQUENCY

- Pickup level: 20.00 to 65.00 Hz in steps of 0.01
- Dropout level: pickup – 0.03 Hz
- Level accuracy: ± 0.001 Hz
- Time delay: 0 to 65.535 s in steps of 0.001
- Timer accuracy: $\pm 3\%$ of operate time or $\pm 1/4$ cycle (whichever is greater)
- Operate time: typically 4 cycles at 0.1 Hz/s change
typically 3.5 cycles at 0.3 Hz/s change
typically 3 cycles at 0.5 Hz/s change
- Typical times are average operate times including variables such as frequency change instance, test method, etc., and may vary by ± 0.5 cycles.

RATE OF CHANGE OF FREQUENCY

- df/dt trend: increasing, decreasing, bi-directional
- df/dt pickup level: 0.10 to 15.00 Hz/s in steps of 0.01
- df/dt dropout level: 96% of pickup
- df/dt level accuracy: 80 mHz/s or 3.5%, whichever is greater
- Overvoltage supv.: 0.100 to 3.000 pu in steps of 0.001
- Overcurrent supv.: 0.000 to 30.000 pu in steps of 0.001
- Pickup delay: 0 to 65.535 s in steps of 0.001
- Reset delay: 0 to 65.535 s in steps of 0.001
- Timer accuracy: $\pm 3\%$ of operate time or $\pm 1/4$ cycle (whichever is greater)
- 95% settling time for df/dt: < 24 cycles
- Operate time: typically 6.5 cycles at $2 \times$ pickup
typically 5.5 cycles at $3 \times$ pickup
typically 4.5 cycles at $5 \times$ pickup

TURBINE FREQUENCY OUT-OF-BAND (OOB) ACCUMULATED OPERATING TIME

- Frequency OOB accumulation: 7 sets; 20 to 70 Hz in steps of 0.01
- Frequency OOB accumulation pickup: 1 to 65536 s in steps of 1
- Frequency OOB accumulator preset: 1 to 65536 s in steps of 1
- Level accuracy: ± 0.01 Hz
- Minimum volt/amp supervision: 0.1 to 1.25 pu of V₁ or I₁
- Timer accuracy of accumulation: $\pm 1\%$ or 1 second, whichever is greater

BREAKER FAILURE

Mode:	1-pole, 3-pole
Current supervision:	phase, neutral current
Current supv. pickup:	0.001 to 30.000 pu in steps of 0.001
Current supv. dropout:	97 to 98% of pickup
Current supv. accuracy:	
0.1 to 2.0 × CT rating:	±0.75% of reading or ±2% of rated (whichever is greater)
above 2 × CT rating:	±2.5% of reading
Timer accuracy:	±3% of operate time or ±1/4 cycle (whichever is greater)

SYNCHROCHECK

Max voltage difference:	0 to 400000 V in steps of 1
Max angle difference:	0 to 100° in steps of 1
Max freq. difference:	0.00 to 2.00 Hz in steps of 0.01
Hysteresis for max. freq. diff.:	0.00 to 0.10 Hz in steps of 0.01
Dead source function:	None, LV1 & DV2, DV1 & LV2, DV1 or DV2, DV1 xor DV2, DV1 & DV2 (L = Live, D = Dead)

POWER SWING DETECT

Functions:	Power swing block, Out-of-step trip
Characteristic:	Mho or Quad
Measured impedance:	Positive-sequence
Blocking / tripping modes:	2-step or 3-step
Tripping mode:	Early or Delayed
Current supervision:	
Pickup level:	0.050 to 30.000 pu in steps of 0.001
Dropout level:	97 to 98% of pickup
Fwd / reverse reach (sec. Ω):	0.10 to 500.00 Ω in steps of 0.01
Left and right blinders (sec. Ω):	0.10 to 500.00 Ω in steps of 0.01
Impedance accuracy:	±5%
Fwd / reverse angle impedances:	40 to 90° in steps of 1
Angle accuracy:	±2°
Characteristic limit angles:	40 to 140° in steps of 1
Timers:	0.000 to 65.535 s in steps of 0.001
Timer accuracy:	±3% of operate time or ±1/4 cycle (whichever is greater)

ACCIDENTAL ENERGIZATION

Operating condition:	Overcurrent
Arming condition:	Undervoltage and/or Machine Offline
Overcurrent:	
Pickup level:	0.000 to 3.000 pu in steps of 0.001
Dropout level:	97 to 98% of pickup
Level accuracy:	±0.5% of reading from 0.1 to 2.0 × CT rating
Undervoltage:	
Pickup level:	0.000 to 3.000 pu in steps of 0.001
Dropout level:	102 to 103% of pickup
Level accuracy:	±0.5% of reading 10 to 208 V
Operate Time:	<30 ms at 1.10 × pickup at 60 Hz

LOSS OF EXCITATION

Operating condition:	Positive-sequence impedance
Characteristic:	2 independent offset mho circles
Center:	0.10 to 300.0 Ω (sec.) in steps of 0.01
Radius:	0.10 to 300.0 Ω (sec.) in steps of 0.01
Reach accuracy:	±3%
Undervoltage supervision	
Level:	0.000 to 1.250 pu in steps of 0.001
Accuracy:	±0.5% of reading from 10 to 208 V
Pickup delay:	0 to 65.535 s in steps of 0.001
Timer accuracy:	±3% of operate time or ±20 ms, whichever is greater
Operate time:	<50 ms

THERMAL OVERLOAD PROTECTION

Thermal overload curves:	IEC 255-8 curve
Base current:	0.20 to 3.00 pu in steps of 0.01
Overload (k) factor:	1.00 to 1.20 pu in steps of 0.05
Trip time constant:	0 to 1000 min. in steps of 1
Reset time constant:	0 to 1000 min. in steps of 1
Minimum reset time:	0 to 1000 min. in steps of 1
Timer accuracy (cold curve):	±100 ms or 2%, whichever is greater
Timer accuracy (hot curve):	±500 ms or 2%, whichever is greater for $I_p < 0.9 \times k \times I_b$ and $I / (k \times I_b) > 1.1$

RTD PROTECTION

Pickup:	1 to 249°C in steps of 1
Dropout level:	2°C of pickup
Timer accuracy:	<1 s
Elements:	trip and alarm

REMOTE RTD PROTECTION

Pickup level:	1 to 200°C
Dropout level:	2°C of pickup
Time delay:	<10 s
Elements:	trip and alarm

TRIP BUS (TRIP WITHOUT FLEXLOGIC)

Number of elements:	6
Number of inputs:	16
Operate time:	<2 ms at 60 Hz
Timer accuracy:	±3% or 10 ms, whichever is greater

FLEXLOGIC

Programming language:	Reverse Polish Notation with graphical visualization (keypad programmable)
Lines of code:	512
Internal variables:	64
Supported operations:	NOT, XOR, OR (2 to 16 inputs), AND (2 to 16 inputs), NOR (2 to 16 inputs), NAND (2 to 16 inputs), latch (reset-dominant), edge detectors, timers
Inputs:	any logical variable, contact, or virtual input
Number of timers:	32
Pickup delay:	0 to 60000 (ms, sec., min.) in steps of 1
Dropout delay:	0 to 60000 (ms, sec., min.) in steps of 1

FLEXCURVES™

Number:	4 (A through D)
Reset points:	40 (0 through 1 of pickup)
Operate points:	80 (1 through 20 of pickup)
Time delay:	0 to 65535 ms in steps of 1

FLEX STATES

Number:	up to 256 logical variables grouped under 16 Modbus addresses
Programmability:	any logical variable, contact, or virtual input

FLEXELEMENTS™

Number of elements:	16
Operating signal:	any analog actual value, or two values in differential mode
Operating signal mode:	signed or absolute value
Operating mode:	level, delta
Comparator direction:	over, under
Pickup Level:	-90.000 to 90.000 pu in steps of 0.001
Hysteresis:	0.1 to 50.0% in steps of 0.1
Delta dt:	20 ms to 60 days
Pickup & dropout delay:	0.000 to 65.535 s in steps of 0.001

NON-VOLATILE LATCHES

Type:	set-dominant or reset-dominant
Number:	16 (individually programmed)
Output:	stored in non-volatile memory
Execution sequence:	as input prior to protection, control, and FlexLogic

USER-PROGRAMMABLE LEDs

Number:	48 plus trip and alarm
Programmability:	from any logical variable, contact, or virtual input
Reset mode:	self-reset or latched

LED TEST

Initiation:	from any digital input or user-programmable condition
Number of tests:	3, interruptible at any time
Duration of full test:	approximately 3 minutes
Test sequence 1:	all LEDs on
Test sequence 2:	all LEDs off, one LED at a time on for 1 s
Test sequence 3:	all LEDs on, one LED at a time off for 1 s

USER-DEFINABLE DISPLAYS

Number of displays:	16
Lines of display:	2 × 20 alphanumeric characters
Parameters:	up to 5, any Modbus register addresses
Invoking and scrolling:	keypad, or any user-programmable condition, including pushbuttons

CONTROL PUSHBUTTONS

Number of pushbuttons:	7
Operation:	drive FlexLogic operands

USER-PROGRAMMABLE PUSHBUTTONS (OPTIONAL)

Number of pushbuttons:	12 (standard faceplate); 16 (enhanced faceplate)
Mode:	self-reset, latched
Display message:	2 lines of 20 characters each
Drop-out timer:	0.00 to 60.00 s in steps of 0.05
Autoreset timer:	0.2 to 600.0 s in steps of 0.1
Hold timer:	0.0 to 10.0 s in steps of 0.1

SELECTOR SWITCH

Number of elements:	2
Upper position limit:	1 to 7 in steps of 1
Selecting mode:	time-out or acknowledge
Time-out timer:	3.0 to 60.0 s in steps of 0.1
Control inputs:	step-up and 3-bit
Power-up mode:	restore from non-volatile memory or synchronize to a 3-bit control input or synch/restore mode

DIGITAL ELEMENTS

Number of elements:	48
Operating signal:	any FlexLogic operand
Pickup delay:	0.000 to 999999.999 s in steps of 0.001
Dropout delay:	0.000 to 999999.999 s in steps of 0.001
Timing accuracy:	±3% or ±4 ms, whichever is greater

2.2.3 MONITORING

OSCILLOGRAPHY

Maximum records:	64
Sampling rate:	64 samples per power cycle
Triggers:	any element pickup, dropout, or operate; digital input change of state; digital output change of state; FlexLogic equation
Data:	AC input channels; element state; digital input state; digital output state
Data storage:	in non-volatile memory

EVENT RECORDER

Capacity:	1024 events
Time-tag:	to 1 microsecond
Triggers:	any element pickup, dropout, or operate; digital input change of state; digital output change of state; self-test events
Data storage:	in non-volatile memory

USER-PROGRAMMABLE FAULT REPORT

Number of elements:	2
Pre-fault trigger:	any FlexLogic operand
Fault trigger:	any FlexLogic operand
Recorder quantities:	32 (any FlexAnalog™ value)

DATA LOGGER

Number of channels:	1 to 16
Parameters:	any available analog actual value
Sampling rate:	15 to 3600000 ms in steps of 1
Trigger:	any FlexLogic operand
Mode:	continuous or triggered
Storage capacity:	(NN is dependent on memory)
	1-second rate:
	01 channel for NN days
	16 channels for NN days
	↓
	60-minute rate:
	01 channel for NN days
	16 channels for NN days

PHASOR MEASUREMENT UNIT

Output format:	per IEEE C37.118 or IEC 61850-90-5 standard
Number of channels:	14 synchrophasors, 8 analogs, 16 digitals
TVE (total vector error)	<1%
Triggering:	frequency, voltage, current, power, rate of change of frequency, user-defined
Reporting rate:	1, 2, 5, 10, 12, 15, 20, 25, 30, 50, or 60 times per second for P and M class, and 100 or 120 times per second for P class only
Number of clients:	One over TCP/IP port and one over UDP/IP per aggregator
AC ranges:	As indicated in appropriate specifications sections
Network reporting format:	16-bit integer (for C37.118) or 32-bit IEEE floating point numbers
Network reporting style:	rectangular (real and imaginary for C37.188) or polar (magnitude and angle) coordinates
Post-filtering:	none, 3-point, 5-point, 7-point
Calibration:	±5° (angle) and ±5% (magnitude)

2.2.4 METERING

RMS CURRENT: PHASE, NEUTRAL, AND GROUND

Accuracy at	
0.1 to 2.0 × CT rating:	±0.25% of reading or ±0.1% of rated (whichever is greater)
> 2.0 × CT rating:	±1.0% of reading

RMS VOLTAGE

Accuracy:	±0.5% of reading from 10 to 208 V
-----------	-----------------------------------

REAL POWER (WATTS)

Accuracy at 0.1 to 1.5 x	
CT rating and 0.8 to	
1.2 x VT rating:	±1.0% of reading at $-1.0 \leq PF < -0.8$ and $0.8 < PF \leq 10$

REACTIVE POWER (VARs)

Accuracy at 0.1 to 1.5 x	
CT rating and 0.8 to	
1.2 x VT rating:	±1.0% of reading at $-0.2 \leq PF \leq 0.2$

APPARENT POWER (VA)

Accuracy at 0.1 to 1.5 x	
CT rating and 0.8 to	
1.2 x VT rating:	±1.0% of reading

WATT-HOURS (POSITIVE AND NEGATIVE)

Accuracy:	±2.0% of reading
Range:	±0 to 1×10^6 MWh
Parameters:	three-phase only
Update rate:	50 ms

VAR-HOURS (POSITIVE AND NEGATIVE)

Accuracy:	±2.0% of reading
Range:	±0 to 1×10^6 Mvarh
Parameters:	three-phase only
Update rate:	50 ms

CURRENT HARMONICS

Harmonics:	2nd to 25th harmonic: per phase, displayed as a % of f_1 (fundamental frequency phasor) THD: per phase, displayed as a % of f_1
------------	--

Accuracy:

HARMONICS: 1. $f_1 > 0.4pu$: (0.20% + 0.035% / harmonic) of reading or 0.15% of 100%, whichever is greater
2. $f_1 < 0.4pu$: as above plus %error of f_1

THD: 1. $f_1 > 0.4pu$: (0.25% + 0.035% / harmonic) of reading or 0.20% of 100%, whichever is greater
2. $f_1 < 0.4pu$: as above plus %error of f_1

VOLTAGE HARMONICS

Harmonics:	2nd to 25th harmonic: per phase, displayed as a % of f_1 (fundamental frequency phasor) THD: per phase, displayed as a % of f_1
------------	--

Accuracy:

HARMONICS: 1. $f_1 > 0.4pu$: (0.20% + 0.035% / harmonic) of reading or 0.15% of 100%, whichever is greater
2. $f_1 < 0.4pu$: as above plus %error of f_1

THD: 1. $f_1 > 0.4pu$: (0.25% + 0.035% / harmonic) of reading or 0.20% of 100%, whichever is greater
2. $f_1 < 0.4pu$: as above plus %error of f_1

FREQUENCY

Accuracy at

$V = 0.8$ to $1.2 pu$: ±0.001 Hz (when voltage signal is used for frequency measurement)
±0.05 Hz

 $I = 0.1$ to $0.25 pu$:

$I > 0.25 pu$: ±0.001 Hz (when current signal is used for frequency measurement)

2.2.5 INPUTS**AC CURRENT**

CT rated primary:	1 to 50000 A
CT rated secondary:	1 A or 5 A by connection
Relay burden:	< 0.2 VA at rated secondary
Conversion range:	
Standard CT:	0.02 to $46 \times CT$ rating RMS symmetrical
Sensitive Ground CT module:	0.002 to $4.6 \times CT$ rating RMS symmetrical
Current withstand:	20 ms at 250 times rated 1 sec. at 100 times rated continuous $4 \times I_{nom}$; URs equipped with 24 CT inputs have a maximum operating temp. of 50°C
Short circuit rating:	150000 RMS symmetrical amperes, 250 V maximum (primary current to external CT)

AC VOLTAGE

VT rated secondary:	50.0 to 240.0 V
VT ratio:	1.00 to 24000.00 Relay burden: < 0.25 VA at 120 V
Conversion range:	1 to 275 V
Voltage withstand:	continuous at 260 V to neutral 1 min./hr at 420 V to neutral

FREQUENCY

Nominal frequency setting:	25 to 60 Hz
Sampling frequency:	64 samples per power cycle
Tracking frequency range:	3 to 70 Hz

CONTACT INPUTS

Dry contacts:	1000 Ω maximum
Wet contacts:	300 V DC maximum
Selectable thresholds:	17 V, 33 V, 84 V, 166 V
Tolerance:	±10%
Contacts per common return:	4
Recognition time:	< 1 ms
Debounce time:	0.0 to 16.0 ms in steps of 0.5
Continuous current draw:	3 mA (when energized)

CONTACT INPUTS WITH AUTO-BURNISHING

Dry contacts:	1000 Ω maximum
Wet contacts:	300 V DC maximum
Selectable thresholds:	17 V, 33 V, 84 V, 166 V
Tolerance:	±10%
Contacts per common return:	2
Recognition time:	< 1 ms
Debounce time:	0.0 to 16.0 ms in steps of 0.5
Continuous current draw:	3 mA (when energized)
Auto-burnish impulse current:	50 to 70 mA
Duration of auto-burnish impulse:	25 to 50 ms

DCMA INPUTS

Current input (mA DC):	0 to -1, 0 to +1, -1 to +1, 0 to 5, 0 to 10, 0 to 20, 4 to 20 (programmable)
Input impedance:	379 $\Omega \pm 10\%$
Conversion range:	-1 to + 20 mA DC
Accuracy:	±0.2% of full scale
Type:	Passive

RTD INPUTS

Types (3-wire):	100 Ω Platinum, 100 & 120 Ω Nickel, 10 Ω Copper
Sensing current:	5 mA
Range:	-50 to +250°C
Accuracy:	$\pm 2^\circ\text{C}$
Isolation:	36 V pk-pk

REMOTE RTD INPUTS

Wire type:	three-wire
Sensor type:	100 Ω platinum (DIN 43760), 100 Ω nickel, 120 Ω nickel, 10 Ω copper
RTD sensing current:	3 mA
Range:	-40 to 200°C
Accuracy:	$\pm 2^\circ\text{C}$
Lead resistance:	25 Ω maximum for Pt and Ni type; 3 Ω max. for Cu type
Isolation:	36 Vpk

IRIG-B INPUT

Amplitude modulation:	1 to 10 V pk-pk
DC shift:	TTL-Compatible
Input impedance:	50 k Ω
Isolation:	2 kV

REMOTE INPUTS (IEC 61850 GSSE/GOOSE)

Input points:	32, configured from 64 incoming bit pairs
Remote devices:	16
Default states on loss of comms.:	On, Off, Latest/Off, Latest/On
Remote DPS inputs:	5

DIRECT INPUTS

Input points:	32
Remote devices:	16
Default states on loss of comms.:	On, Off, Latest/Off, Latest/On
Ring configuration:	Yes, No
Data rate:	64 or 128 kbps
CRC:	32-bit
CRC alarm:	
Responding to:	Rate of messages failing the CRC
Monitoring message count:	10 to 10000 in steps of 1
Alarm threshold:	1 to 1000 in steps of 1
Unreturned message alarm:	
Responding to:	Rate of unreturned messages in the ring configuration
Monitoring message count:	10 to 10000 in steps of 1
Alarm threshold:	1 to 1000 in steps of 1

TELEPROTECTION

Input points:	16
Remote devices:	3
Default states on loss of comms.:	On, Off, Latest/Off, Latest/On
Ring configuration:	No
Data rate:	64 or 128 kbps
CRC:	32-bit

2.2.6 POWER SUPPLY**LOW RANGE**

Nominal DC voltage:	24 to 48 V
Minimum DC voltage:	20 V
Maximum DC voltage:	60 V
Voltage loss hold-up:	20 ms duration at nominal
NOTE:	Low range is DC only.

HIGH RANGE

Nominal DC voltage:	125 to 250 V
Minimum DC voltage:	88 V
Maximum DC voltage:	300 V
Nominal AC voltage:	100 to 240 V at 50/60 Hz
Minimum AC voltage:	88 V at 25 to 100 Hz
Maximum AC voltage:	265 V at 25 to 100 Hz
Voltage loss hold-up:	200 ms duration at nominal

ALL RANGES

Volt withstand:	2 \times Highest Nominal Voltage for 10 ms
Power consumption:	typical = 15 to 20 W/VA maximum = 50 W/VA contact factory for exact order code consumption

INTERNAL FUSE RATINGS

Low range power supply:	8 A / 250 V
High range power supply:	4 A / 250 V

INTERRUPTING CAPACITY

AC:	100 000 A RMS symmetrical
DC:	10 000 A

FORM-A RELAY

Make and carry for 0.2 s: 30 A as per ANSI C37.90

Carry continuous: 6 A

Break (DC inductive, L/R = 40 ms):

VOLTAGE	CURRENT
24 V	1 A
48 V	0.5 A
125 V	0.3 A
250 V	0.2 A

Operate time: < 4 ms

Contact material: silver alloy

LATCHING RELAY

Make and carry for 0.2 s: 30 A as per ANSI C37.90

Carry continuous: 6 A as per IEEE C37.90

Break (DC resistive as per IEC61810-1):

VOLTAGE	CURRENT
24 V	6 A
48 V	1.6 A
125 V	0.4 A
250 V	0.2 A

Operate time: < 4 ms

Contact material: silver alloy

Control: separate operate and reset inputs

Control mode: operate-dominant or reset-dominant

FORM-A VOLTAGE MONITOR

Applicable voltage: approx. 15 to 250 V DC

Trickle current: approx. 1 to 2.5 mA

FORM-A CURRENT MONITOR

Threshold current: approx. 80 to 100 mA

FORM-C AND CRITICAL FAILURE RELAY

Make and carry for 0.2 s: 30 A as per ANSI C37.90

Carry continuous: 8 A

Break (DC inductive, L/R = 40 ms):

VOLTAGE	CURRENT
24 V	1 A
48 V	0.5 A
125 V	0.3 A
250 V	0.2 A

Operate time: < 8 ms

Contact material: silver alloy

DCMA OUTPUTS

Range: -1 to 1 mA, 0 to 1 mA, 4 to 20 mA

Max. load resistance: 12 k Ω for -1 to 1 mA range
12 k Ω for 0 to 1 mA range
600 Ω for 4 to 20 mA range

Accuracy: $\pm 0.75\%$ of full-scale for 0 to 1 mA range
 $\pm 0.5\%$ of full-scale for -1 to 1 mA range
 $\pm 0.75\%$ of full-scale for 0 to 20 mA range

99% Settling time to a step change: 100 ms

Isolation: 1.5 kV

FAST FORM-C RELAY

Make and carry: 0.1 A max. (resistive load)

Minimum load impedance:

INPUT VOLTAGE	IMPEDANCE	
	2 W RESISTOR	1 W RESISTOR
250 V DC	20 K Ω	50 K Ω
120 V DC	5 K Ω	2 K Ω
48 V DC	2 K Ω	2 K Ω
24 V DC	2 K Ω	2 K Ω

Note: values for 24 V and 48 V are the same due to a required 95% voltage drop across the load impedance.

Operate time: < 0.6 ms

Internal Limiting Resistor: 100 Ω , 2 W

SOLID-STATE OUTPUT RELAY

Operate and release time: <100 μ s

Maximum voltage: 265 V DC

Maximum continuous current: 5 A at 45°C; 4 A at 65°C

Make and carry:

for 0.2 s: 30 A as per ANSI C37.90

for 0.03 s: 300 A

Breaking capacity:

	UL508	Utility application (autoreclose scheme)	Industrial application
Operations/interval	5000 ops / 1 s-On, 9 s-Off 1000 ops / 0.5 s-On, 0.5 s-Off	5 ops / 0.2 s-On, 0.2 s-Off within 1 minute	10000 ops / 0.2 s-On, 30 s-Off
Break capability (0 to 250 V DC)	3.2 A L/R = 10 ms 1.6 A L/R = 20 ms 0.8 A L/R = 40 ms	10 A L/R = 40 ms	10 A L/R = 40 ms

CONTROL POWER EXTERNAL OUTPUT (FOR DRY CONTACT INPUT)

Capacity: 100 mA DC at 48 V DC

Isolation: ± 300 Vpk

REMOTE OUTPUTS (IEC 61850 GSSE/GOOSE)

Standard output points: 32

User output points: 32

DIRECT OUTPUTS

Output points: 32

Driving signal: any FlexAnalog quantity

Upper and lower limit for the driving signal: -90 to 90 pu in steps of 0.001

2.2.8 FIELD AND STATOR GROUND MODULES

GPM-F MODULE CONTACT INPUTS

Internal wetting: 24 V DC
 Input comparator threshold: 6 V DC
 External contact: dry
 Current when energized: < 10 mA
 Debounce time: 10 ms

GPM-F MODULE CRITICAL FAILURE RELAY

Make and carry: 30 A for 0.2 s as per ANSI C37.90
 Continuous carry: 8 A
 Break (DC inductive, L/R = 40 ms): 1 A at 24 V, 0.5 A at 48 V,
 0.3 A at 125 V, 0.2 A at 250 V
 Operate time: < 8 ms
 Contact material: silver alloy

GPM-F MODULE POWER SUPPLY

GPM-F-L: 100 to 240V AC at 50/60Hz and 10 VA
 125 to 250V DC at 10W
 GPM-F-HM: 100 to 240V AC at 50/60Hz and 10 VA
 125 to 250V DC at 10W

GPM-S-G MODULE CONTACT INPUTS

Internal wetting: 24 V DC
 Input comparator threshold: 6 V DC
 External contact: dry
 Current when energized: < 10 mA
 Debounce time: 10 ms

GPM-S-G MODULE POWER SUPPLY

Power supply: 100 to 240 V AC at 50/60 Hz and 110VA
 125 to 250 V DC at 110W
 Output ratings: 26 V rectangular at 20 Hz, load capability 80 VA

GPM-S-B MODULE

Power rating: 80VA
 Input ratings: maximum 30 V rectangular at 20 Hz

GPM-F-R MODULE

Current limiting resistor: $12.5 \Omega \times 4$
 Voltage divider resistor: $5 \Omega \times 3$

STATOR GROUND PROTECTION CT

Part number: 204-SD-43737
 Turns ratio: 400:5A
 Rating factor (RF): 3.0
 Frequency: 20 Hz
 Voltage insulation: 600 V
 Basic impulse level (BIL): 10 kV

a) MAIN MENU

PATH: SETTINGS ⇨ ↓ GROUPED ELEMENTS ⇨ SETTING GROUP 1(6) ⇨ ↓ DISTANCE

■ DISTANCE	◀▶	DISTANCE SOURCE: SRC 1	Range: SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4
MESSAGE	▲▼	MEMORY DURATION: 10 cycles	Range: 5 to 25 cycles in steps of 1
MESSAGE	▲▼	FORCE SELF-POLAR: Off	Range: FlexLogic™ operand
MESSAGE	▲▼	FORCE MEM-POLAR: Off	Range: FlexLogic™ operand
MESSAGE	▲▼	■ PHASE DISTANCE Z1 ■	See page 5-152.
MESSAGE	▲▼	■ PHASE DISTANCE Z2 ■	See page 5-152.
MESSAGE	▲	■ PHASE DISTANCE Z3 ■	See page 5-152.

Four common settings are available for distance protection. The **DISTANCE SOURCE** identifies the signal source for all distance functions. The mho distance functions use a dynamic characteristic: the positive-sequence voltage – either memorized or actual – is used as a polarizing signal. The memory voltage is also used by the built-in directional supervising functions applied for both the mho and quad characteristics.

The **MEMORY DURATION** setting specifies the length of time a memorized positive-sequence voltage should be used in the distance calculations. After this interval expires, the relay checks the magnitude of the actual positive-sequence voltage. If it is higher than 10% of the nominal, the actual voltage is used, if lower – the memory voltage continues to be used.

The memory is established when the positive-sequence voltage stays above 80% of its nominal value for five power system cycles. For this reason it is important to ensure that the nominal secondary voltage of the VT is entered correctly under the **SETTINGS** ⇨ ↓ **SYSTEM SETUP** ⇨ **AC INPUTS** ⇨ ↓ **VOLTAGE BANK** menu.

Set **MEMORY DURATION** long enough to ensure stability on close-in reverse three-phase faults. For this purpose, the maximum fault clearing time (breaker fail time) in the substation should be considered. On the other hand, the **MEMORY DURATION** cannot be too long as the power system may experience power swing conditions rotating the voltage and current phasors slowly while the memory voltage is static, as frozen at the beginning of the fault. Keeping the memory in effect for too long may eventually lead to incorrect operation of the distance functions.

The distance zones can be forced to become self-polarized through the **FORCE SELF-POLAR** setting. Any user-selected condition (FlexLogic operand) can be configured to force self-polarization. When the selected operand is asserted (logic 1), the distance functions become self-polarized regardless of other memory voltage logic conditions. When the selected operand is de-asserted (logic 0), the distance functions follow other conditions of the memory voltage logic as shown below.

The distance zones can be forced to become memory-polarized through the **FORCE MEM-POLAR** setting. Any user-selected condition (any FlexLogic operand) can be configured to force memory polarization. When the selected operand is asserted (logic 1), the distance functions become memory-polarized regardless of the positive-sequence voltage magnitude at this time. When the selected operand is de-asserted (logic 0), the distance functions follow other conditions of the memory voltage logic.

The **FORCE SELF-POLAR** and **FORCE MEM-POLAR** settings should never be asserted simultaneously. If this happens, the logic will give higher priority to forcing self-polarization as indicated in the logic below. This is consistent with the overall philosophy of distance memory polarization.



The memory polarization cannot be applied permanently but for a limited time only; the self-polarization may be applied permanently and therefore should take higher priority.

MESSAGE		PHS DIST Z1 BLK: Off	Range: FlexLogic operand
MESSAGE		PHS DIST Z1 TARGET: Self-reset	Range: Self-reset, Latched, Disabled
MESSAGE		PHS DIST Z1 EVENTS: Disabled	Range: Disabled, Enabled

The phase mho distance function uses a dynamic 100% memory-polarized mho characteristic with additional reactance, directional, and overcurrent supervising characteristics. When set to “Non-directional”, the mho function becomes an offset mho with the reverse reach controlled independently from the forward reach, and all the directional characteristics removed.

Each phase distance zone is configured individually through its own setting menu. All of the settings can be independently modified for each of the zones except:

1. The **SIGNAL SOURCE** setting (common for the distance elements of all zones as entered under **SETTINGS** ⇒ **GROUPED ELEMENTS** ⇒ **SETTING GROUP 1(6)** ⇒ **DISTANCE**).
2. The **MEMORY DURATION** setting (common for the distance elements of all zones as entered under **SETTINGS** ⇒ **GROUPED ELEMENTS** ⇒ **SETTING GROUP 1(6)** ⇒ **DISTANCE**).

The common distance settings described earlier must be properly chosen for correct operation of the phase distance elements. Additional details may be found in chapter 8: *Theory of operation*.

NOTICE Ensure that the Phase VT Secondary Voltage setting (see the **SETTINGS** ⇒ **SYSTEM SETUP** ⇒ **AC INPUTS** ⇒ **VOLTAGE BANK** menu) is set correctly to prevent improper operation of associated memory action.

- **PHS DIST Z1 DIR:** All phase distance zones are reversible. The forward direction is defined by the **PHS DIST Z1 RCA** setting, whereas the reverse direction is shifted 180° from that angle. The non-directional zone spans between the forward reach impedance defined by the **PHS DIST Z1 REACH** and **PHS DIST Z1 RCA** settings, and the reverse reach impedance defined by **PHS DIST Z1 REV REACH** and **PHS DIST Z1 REV REACH RCA** as illustrated below.

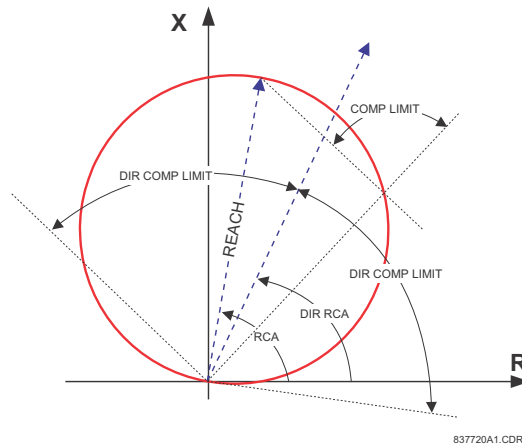


Figure 5-65: DIRECTIONAL MHO DISTANCE CHARACTERISTIC

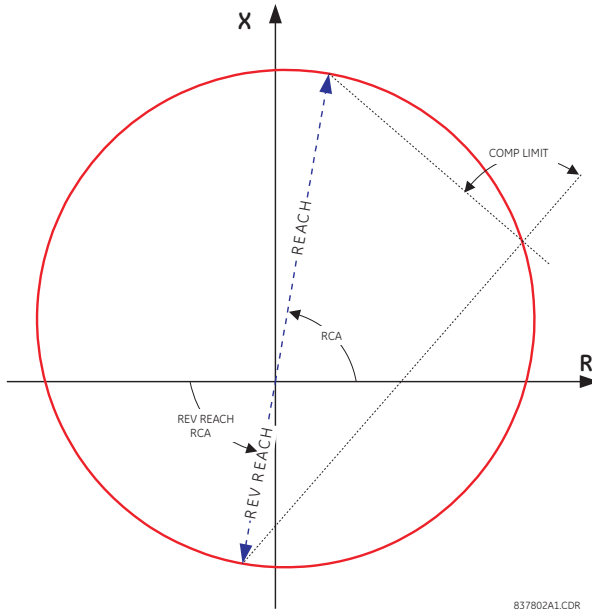


Figure 5-66: NON-DIRECTIONAL MHO DISTANCE CHARACTERISTIC

5

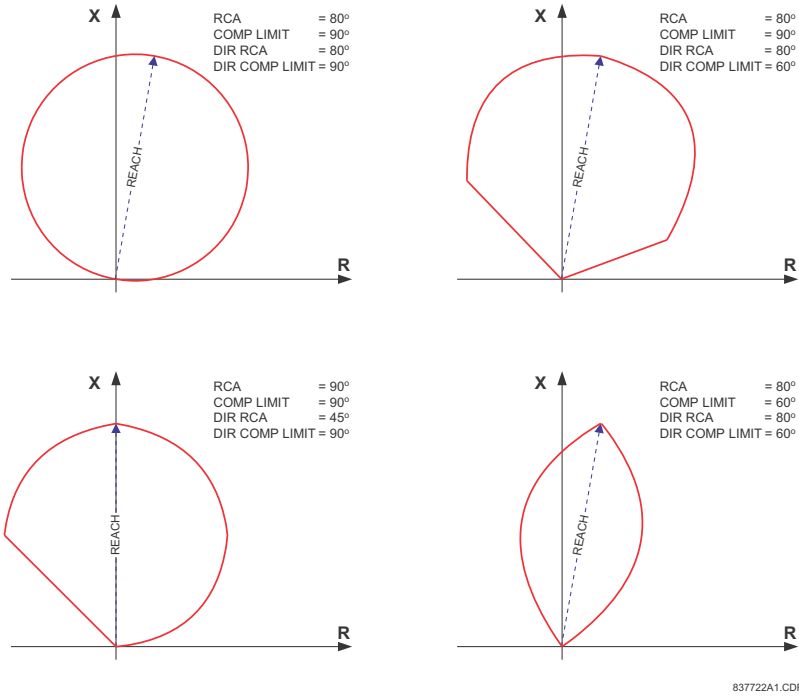


Figure 5-67: MHO DISTANCE CHARACTERISTIC SAMPLE SHAPES

- PHS DIST Z1 XFMR VOL CONNECTION:** The phase distance elements can be applied to look through a three-phase delta-wye or wye-delta power transformer. In addition, VTs and CTs could be located independently from one another at different windings of the transformer. If the potential source is located at the correct side of the transformer, this setting shall be set to “None”.

This setting specifies the location of the voltage source with respect to the involved power transformer in the direction of the zone. The following figure illustrates the usage of this setting. In section (a), zone 1 is looking through a transformer from the delta into the wye winding. Therefore, the Z1 setting shall be set to “Dy11”. In section (b), Zone 3 is looking through a transformer from the wye into the delta winding. Therefore, the Z3 setting shall be set to “Yd1”. The zone is restricted by the potential point (location of the VTs) as illustrated in Figure (e).

- **PHS DIST Z1 XFMR CUR CONNECTION:** This setting specifies the location of the current source with respect to the involved power transformer in the direction of the zone. In section (a) of the following figure, zone 1 is looking through a transformer from the delta into the wye winding. Therefore, the Z1 setting shall be set to “Dy11”. In section (b), the CTs are located at the same side as the read point. Therefore, the Z3 setting shall be set to “None”.

See the *Theory of operation* chapter for more details, and the *Application of settings* chapter for information on calculating distance reach settings in applications involving power transformers.

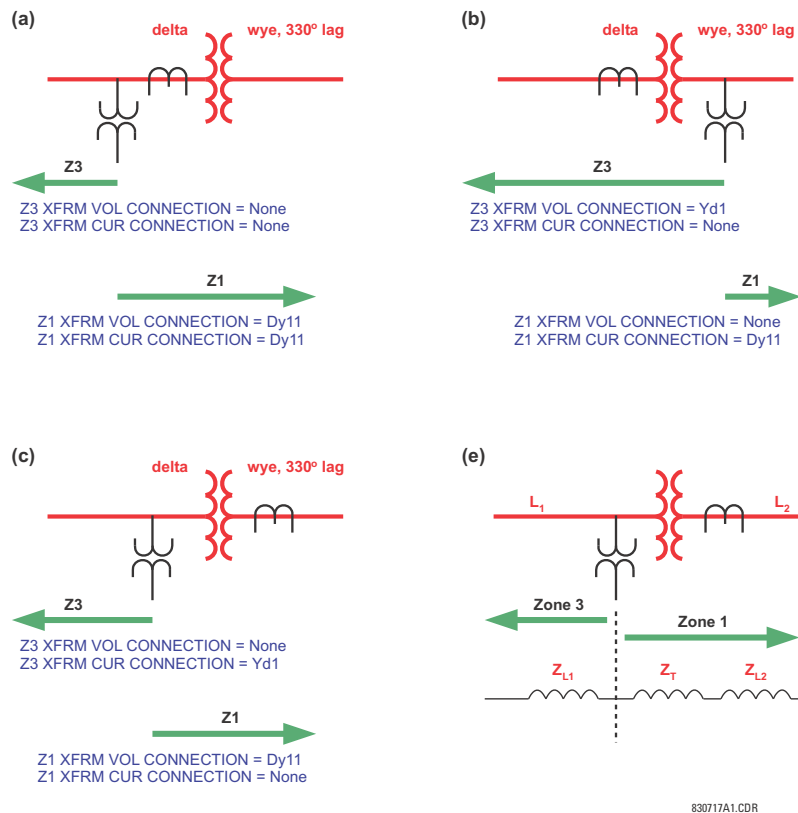


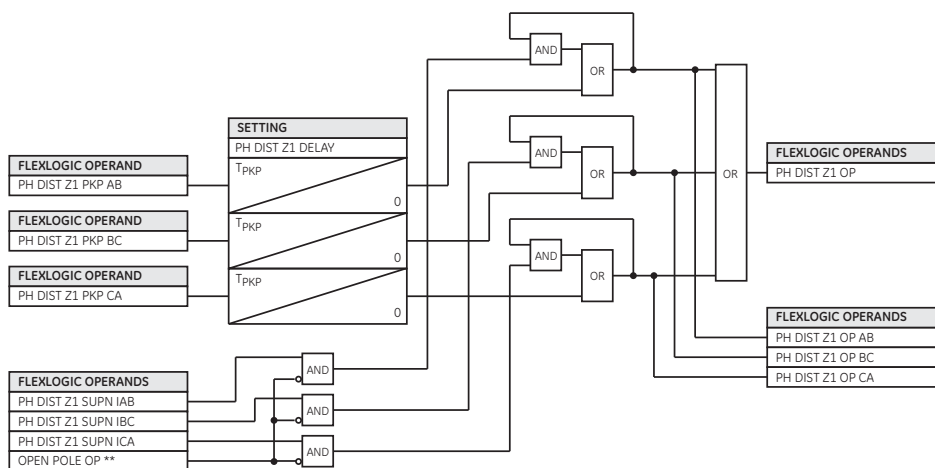
Figure 5-68: APPLICATIONS OF THE PH DIST XFMR VOL/CUR CONNECTION SETTINGS

- **PHS DIST Z1 REACH:** This setting defines the zone reach for the forward and reverse applications. In the non-directional applications, this setting defines the forward reach of the zone. The reverse reach impedance in non-directional applications is set independently. The reach impedance is entered in secondary ohms. The reach impedance angle is entered as the **PHS DIST Z1 RCA** setting.
- **PHS DIST Z1 RCA:** This setting specifies the characteristic angle (similar to the ‘maximum torque angle’ in previous technologies) of the phase distance characteristic for the forward and reverse applications. In the non-directional applications, this setting defines the angle of the forward reach impedance. The reverse reach impedance in the non-directional applications is set independently. The setting is an angle of reach impedance as shown in the distance characteristic figures shown earlier. This setting is independent from **PHS DIST Z1 DIR RCA**, the characteristic angle of an extra directional supervising function.
- **PHS DIST Z1 REV REACH:** This setting defines the reverse reach of the zone set to non-directional (**PHS DIST Z1 DIR** setting). The value must be entered in secondary ohms. This setting does not apply when the zone direction is set to “Forward” or “Reverse”.

- **PHS DIST Z1 REV REACH RCA:** This setting defines the angle of the reverse reach impedance if the zone is set to non-directional (PHS DIST Z1 DIR setting). This setting does not apply when the zone direction is set to “Forward” or “Reverse”.
- **PHS DIST Z1 COMP LIMIT:** This setting shapes the operating characteristic, producing the lens-type characteristic of the mho function. The same limit angle applies to both the mho and supervising reactance comparators. This setting improves loadability of the protected line.
- **PHS DIST Z1 DIR RCA:** This setting selects the characteristic angle (or maximum torque angle) of the directional supervising function. The directional function is an extra supervising function as the dynamic mho characteristic itself is a directional one. The directional function uses the memory voltage for polarization. This setting typically equals the distance characteristic angle PHS DIST Z1 RCA.
- **PHS DIST Z1 DIR COMP LIMIT:** Selects the comparator limit angle for the directional supervising function.
- **PHS DIST Z1 SUPV:** The phase distance elements are supervised by the magnitude of the line-to-line current (fault loop current used for the distance calculations). For convenience, $\sqrt{3}$ is accommodated by the pickup (that is, before being used, the entered value of the threshold setting is multiplied by $\sqrt{3}$).

If the minimum fault current level is sufficient, the current supervision pickup should be set above maximum full load current preventing maloperation under VT fuse fail conditions. This requirement may be difficult to meet for remote faults at the end of zones 2 and above. If this is the case, the current supervision pickup would be set below the full load current, but this may result in maloperation during fuse fail conditions.

- **PHS DIST Z1 VOLT LEVEL:** This setting is relevant for applications on series-compensated lines, or in general, if series capacitors are located between the relaying point and a point where the zone shall not overreach. For plain (non-compensated) lines, set to zero. Otherwise, the setting is entered in per unit of the phase VT bank configured under the DISTANCE SOURCE. Effectively, this setting facilitates dynamic current-based reach reduction. In non-directional applications (PHS DIST Z1 DIR set to “Non-directional”), this setting applies only to the forward reach of the non-directional zone. See chapters 8 and 9 for information on calculating this setting for series compensated lines.
- **PHS DIST Z1 DELAY:** This setting allows the user to delay operation of the distance elements and implement stepped distance protection. The distance element timers for zones 2 and higher apply a short dropout delay to cope with faults located close to the zone boundary when small oscillations in the voltages or currents could inadvertently reset the timer. Zone 1 does not need any drop out delay since it is sealed-in by the presence of current.
- **PHS DIST Z1 BLK:** This setting enables the user to select a FlexLogic operand to block a given distance element. VT fuse fail detection is one of the applications for this setting.



** D60, L60, and L90 only. Other UR-series models apply regular current seal-in for zone 1.

837017A8.CDR

Figure 5–69: PHASE DISTANCE ZONE 1 OP SCHEME

- The POWER SWING UN/BLOCK FlexLogic operand shall be used to block those protection elements that are intended to be blocked under power swings, but subsequently unblocked should a fault occur after the power swing blocking condition has been established.
- The POWER SWING 50DD FlexLogic operand indicates that an adaptive disturbance detector integrated with the element has picked up. This operand will trigger on faults occurring during power swing conditions. This includes both three-phase and single-pole-open conditions.
- The POWER SWING INCOMING FlexLogic operand indicates an unstable power swing with an incoming locus (the locus enters the inner characteristic).
- The POWER SWING OUTGOING FlexLogic operand indicates an unstable power swing with an outgoing locus (the locus leaving the outer characteristic). This operand can be used to count unstable swings and take certain action only after pre-defined number of unstable power swings.
- The POWER SWING TRIP FlexLogic operand is a trip command.

The settings for the power swing detect element are described below:

- **POWER SWING FUNCTION:** This setting enables and disables the entire power swing detection element. The setting applies to both power swing blocking and out-of-step tripping functions.
- **POWER SWING SOURCE:** The source setting identifies the signal source for both blocking and tripping functions.
- **POWER SWING SHAPE:** This setting selects the shapes (either “Mho” or “Quad”) of the outer, middle and, inner characteristics of the power swing detect element. The operating principle is not affected. The “Mho” characteristics use the left and right blinders.
- **POWER SWING MODE:** This setting selects between the two-step and three-step operating modes and applies to both power swing blocking and out-of-step tripping functions. The three-step mode applies if there is enough space between the maximum load impedances and distance characteristics of the relay that all three (outer, middle, and inner) characteristics can be placed between the load and the distance characteristics. Whether the spans between the outer and middle as well as the middle and inner characteristics are sufficient should be determined by analysis of the fastest power swings expected in correlation with settings of the power swing timers.

The two-step mode uses only the outer and inner characteristics for both blocking and tripping functions. This leaves more space in heavily loaded systems to place two power swing characteristics between the distance characteristics and the maximum load, but allows for only one determination of the impedance trajectory.

- **POWER SWING SUPV:** A common overcurrent pickup level supervises all three power swing characteristics. The supervision responds to the positive sequence current.
- **POWER SWING FWD REACH:** This setting specifies the forward reach of all three mho characteristics and the inner quadrilateral characteristic. For a simple system consisting of a line and two equivalent sources, this reach should be higher than the sum of the line and remote source positive-sequence impedances. Detailed transient stability studies may be needed for complex systems in order to determine this setting. The angle of this reach impedance is specified by the **POWER SWING FWD RCA** setting.
- **POWER SWING QUAD FWD REACH MID:** This setting specifies the forward reach of the middle quadrilateral characteristic. The angle of this reach impedance is specified by the **POWER SWING FWD RCA** setting. The setting is not used if the shape setting is “Mho”.
- **POWER SWING QUAD FWD REACH OUT:** This setting specifies the forward reach of the outer quadrilateral characteristic. The angle of this reach impedance is specified by the **POWER SWING FWD RCA** setting. The setting is not used if the shape setting is “Mho”.
- **POWER SWING FWD RCA:** This setting specifies the angle of the forward reach impedance for the mho characteristics, angles of all the blinders, and both forward and reverse reach impedances of the quadrilateral characteristics.
- **POWER SWING REV REACH:** This setting specifies the reverse reach of all three mho characteristics and the inner quadrilateral characteristic. For a simple system of a line and two equivalent sources, this reach should be higher than the positive-sequence impedance of the local source. Detailed transient stability studies may be needed for complex systems to determine this setting. The angle of this reach impedance is specified by the **POWER SWING REV RCA** setting for “Mho”, and the **POWER SWING FWD RCA** setting for “Quad”.
- **POWER SWING QUAD REV REACH MID:** This setting specifies the reverse reach of the middle quadrilateral characteristic. The angle of this reach impedance is specified by the **POWER SWING FWD RCA** setting. The setting is not used if the shape setting is “Mho”.

- **POWER SWING QUAD REV REACH OUT:** This setting specifies the reverse reach of the outer quadrilateral characteristic. The angle of this reach impedance is specified by the **POWER SWING FWD RCA** setting. The setting is not used if the shape setting is “Mho”.
- **POWER SWING REV RCA:** This setting specifies the angle of the reverse reach impedance for the mho characteristics. This setting applies to mho shapes only.
- **POWER SWING OUTER LIMIT ANGLE:** This setting defines the outer power swing characteristic. The convention depicted in the *Power swing detect characteristic* diagram should be observed: values greater than 90° result in an apple-shaped characteristic; values less than 90° result in a lens shaped characteristic. This angle must be selected in consideration of the maximum expected load. If the maximum load angle is known, the outer limit angle should be coordinated with a 20° security margin. Detailed studies may be needed for complex systems to determine this setting. This setting applies to mho shapes only.
- **POWER SWING MIDDLE LIMIT ANGLE:** This setting defines the middle power swing detect characteristic. It is relevant only for the 3-step mode. A typical value would be close to the average of the outer and inner limit angles. This setting applies to mho shapes only.
- **POWER SWING INNER LIMIT ANGLE:** This setting defines the inner power swing detect characteristic. The inner characteristic is used by the out-of-step tripping function: beyond the inner characteristic out-of-step trip action is definite (the actual trip may be delayed as per the **TRIP MODE** setting). Therefore, this angle must be selected in consideration to the power swing angle beyond which the system becomes unstable and cannot recover.

The inner characteristic is also used by the power swing blocking function in the two-step mode. In this case, set this angle large enough so that the characteristics of the distance elements are safely enclosed by the inner characteristic. This setting applies to mho shapes only.

- **POWER SWING OUTER, MIDDLE, and INNER RGT BLD:** These settings specify the resistive reach of the right blinder. The blinder applies to both “Mho” and “Quad” characteristics. Set these value high if no blinder is required for the “Mho” characteristic.
- **POWER SWING OUTER, MIDDLE, and INNER LFT BLD:** These settings specify the resistive reach of the left blinder. Enter a positive value; the relay automatically uses a negative value. The blinder applies to both “Mho” and “Quad” characteristics. Set this value high if no blinder is required for the “Mho” characteristic.
- **POWER SWING PICKUP DELAY 1:** All the coordinating timers are related to each other and should be set to detect the fastest expected power swing and produce out-of-step tripping in a secure manner. The timers should be set in consideration to the power swing detect characteristics, mode of power swing detect operation and mode of out-of-step tripping. This timer defines the interval that the impedance locus must spend between the outer and inner characteristics (two-step operating mode), or between the outer and middle characteristics (three-step operating mode) before the power swing blocking signal is established. This time delay must be set shorter than the time required for the impedance locus to travel between the two selected characteristics during the fastest expected power swing. This setting is relevant for both power swing blocking and out-of-step tripping.
- **POWER SWING RESET DELAY 1:** This setting defines the dropout delay for the power swing blocking signal. Detection of a condition requiring a block output sets latch 1 after **PICKUP DELAY 1** time. When the impedance locus leaves the outer characteristic, timer **POWER SWING RESET DELAY 1** is started. When the timer times-out the latch is reset. This setting should be selected to give extra security for the power swing blocking action.
- **POWER SWING PICKUP DELAY 2:** Controls the out-of-step tripping function in the three-step mode only. This timer defines the interval the impedance locus must spend between the middle and inner characteristics before the second step of the out-of-step tripping sequence is completed. This time delay must be set shorter than the time required for the impedance locus to travel between the two characteristics during the fastest expected power swing.
- **POWER SWING PICKUP DELAY 3:** Controls the out-of-step tripping function only. It defines the interval the impedance locus must spend within the inner characteristic before the last step of the out-of-step tripping sequence is completed and the element is armed to trip. The actual moment of tripping is controlled by the **TRIP MODE** setting. This time delay is provided for extra security before the out-of-step trip action is executed.
- **POWER SWING PICKUP DELAY 4:** Controls the out-of-step tripping function in “Delayed” trip mode only. This timer defines the interval the impedance locus must spend outside the inner characteristic but within the outer characteristic before the element is armed for the delayed trip. The delayed trip occurs when the impedance leaves the outer characteristic. This time delay is provided for extra security and should be set considering the fastest expected power swing.

5.6.5 STATOR DIFFERENTIAL

PATH: SETTINGS ⇨ ↓ GROUPED ELEMENTS ⇨ SETTING GROUP 1(6) ⇨ ↓ STATOR DIFFERENTIAL

<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> <input checked="" type="checkbox"/> STATOR <input checked="" type="checkbox"/> DIFFERENTIAL </div>	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> STATOR DIFF FUNCTION: Disabled </div>	Range: Disabled, Enabled
MESSAGE	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> STATOR DIFF LINE END SOURCE: SRC 1 </div>	Range: SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4
MESSAGE	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> STATOR DIFF NEUTRAL END SOURCE: SRC 1 </div>	Range: SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4
MESSAGE	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> STATOR DIFF PICKUP: 0.100 pu </div>	Range: 0.050 to 1.000 pu in steps of 0.001
MESSAGE	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> STATOR DIFF SLOPE 1: 10 % </div>	Range: 1 to 100% in steps of 1
MESSAGE	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> STATOR DIFF BREAK 1: 1.15 pu </div>	Range: 1.00 to 1.50 pu in steps of 0.01
MESSAGE	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> STATOR DIFF SLOPE 2: 80 % </div>	Range: 1 to 100% in steps of 1
MESSAGE	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> STATOR DIFF BREAK 2: 8.00 pu </div>	Range: 1.50 to 30.00 pu in steps of 0.01
MESSAGE	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> STATOR DIFF BLK: Off </div>	Range: FlexLogic™ operand
MESSAGE	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> STATOR DIFF TARGET: Self-reset </div>	Range: Self-reset, Latched, Disabled
MESSAGE	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px;"> STATOR DIFF EVENTS: Disabled </div>	Range: Disabled, Enabled

The stator differential protection element is intended for use on the stator windings of rotating machinery.

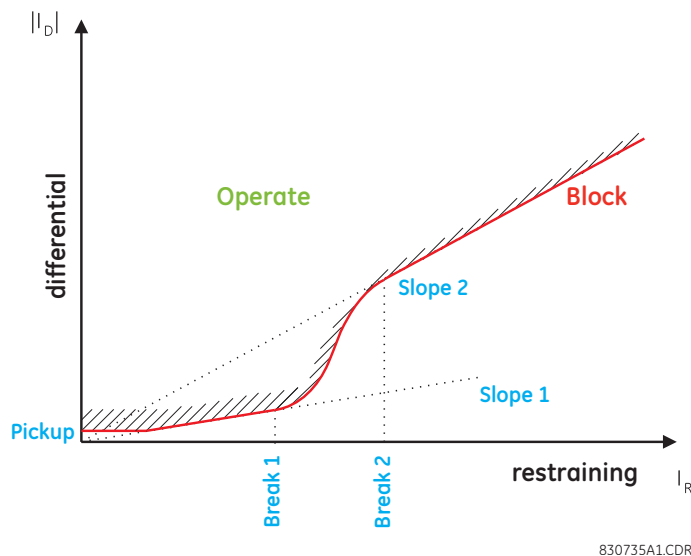


Figure 5-79: STATOR DIFFERENTIAL CHARACTERISTIC

This element has a dual slope characteristic. The main purpose of the percent-slope characteristic is to prevent a maloperation caused by unbalances between CTs during external faults. CT unbalances arise as a result of the following factors:

1. CT accuracy errors

2. CT saturation

The characteristic allows for very sensitive settings when fault current is low and less sensitive settings when fault current is high and CT performance may produce incorrect operate signals.

- **STATOR DIFF LINE END SOURCE:** This setting selects the source connected to CTs in the end of the machine stator winding closest to the load and furthest from the winding neutral point. Both line and neutral-side CTs should be wired to measure their currents in the same direction with respect to the neutral point of the winding.
- **STATOR DIFF NEUTRAL END SOURCE:** This setting selects the source connected to CTs in the end of the machine stator winding furthest from the load and closest to the winding neutral point. Both line and neutral-side CTs should be wired to measure their currents in the same direction with respect to the neutral point of the winding.
- **STATOR DIFF PICKUP:** This setting defines the minimum differential current required for operation. This setting is based on the amount of differential current that might be seen under normal operating conditions. A setting of 0.1 to 0.3 pu is generally recommended.
- **STATOR DIFF SLOPE 1:** This setting is applicable for restraint currents from zero to **STATOR DIFF BREAK 1**, and defines the ratio of differential to restraint current above which the element will operate. This slope is set to ensure sensitivity to internal faults at normal operating current levels. The criteria for setting this slope is to allow for maximum expected CT mismatch error when operating at the maximum permitted current. This maximum error is generally in the range of 5 to 10% of CT rating.
- **STATOR DIFF BREAK 1:** This setting defines the end of the Slope 1 region and the start of the transition region. It should be set just above the maximum normal operating current level of the machine.
- **STATOR DIFF SLOPE 2:** This setting is applicable for restraint currents above the **STATOR DIFF BREAK 2** setting when the element is applied to generator stator windings. This slope is set to ensure stability under heavy external fault conditions that could lead to high differential currents as a result of CT saturation. A setting of 80 to 100% is recommended. The transition region (as shown on the characteristic plot) is a cubic spline, automatically calculated by the relay to result in a smooth transition between **STATOR DIFF SLOPE 1** and **STATOR DIFF SLOPE 2** with no discontinuities.
- **STATOR DIFF BREAK 2:** This setting defines the end of the transition region and the start of the Slope 2 region. It should be set to the level at which any of the protection CTs are expected to begin to saturate.

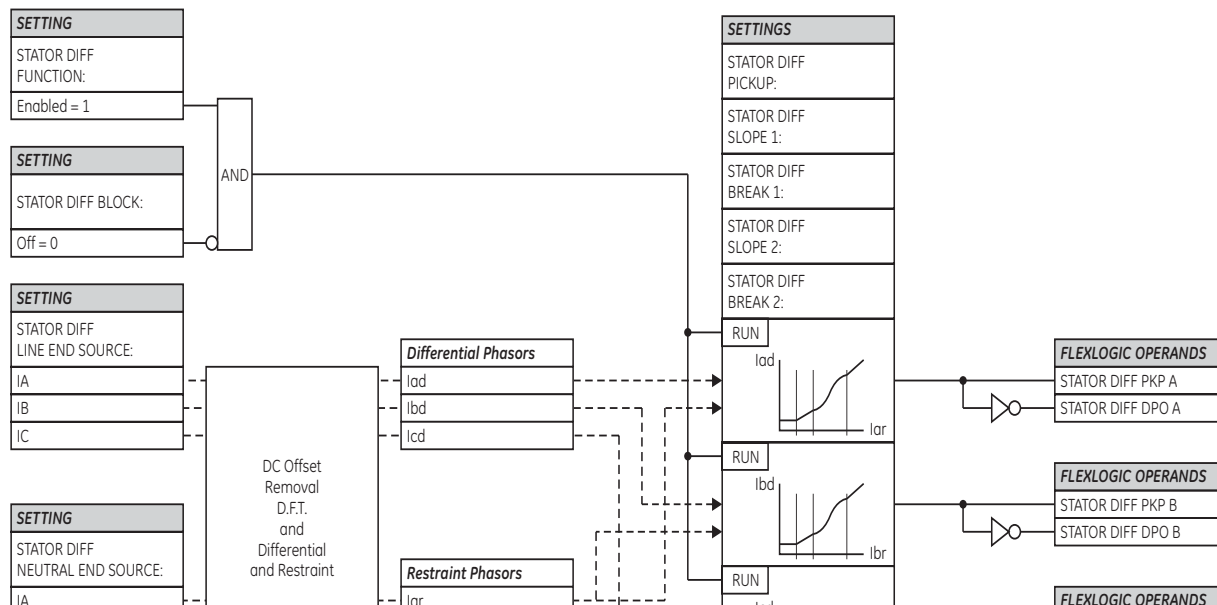


Figure 5-80: STATOR DIFFERENTIAL SCHEME LOGIC

SATURATION DETECTION:

External faults near generators typically result in very large time constants of DC components in the fault currents. Also, when energizing a step-up transformer, the inrush current being limited only by the machine impedance may be significant and may last for a very long time. In order to provide additional security against maloperations during these events, the G60 incorporates saturation detection logic. When saturation is detected the element will make an additional check on the angle between the neutral and output current. If this angle indicates an internal fault then tripping is permitted.

5.6.10 GENERATOR UNBALANCE

PATH: SETTINGS ⇒ GROUPED ELEMENTS ⇒ SETTING GROUP 1(6) ⇒ GENERATOR UNBALANCE

■ GENERATOR ■ UNBALANCE		GEN UNBAL FUNCTION: Disabled	Range: Disabled, Enabled
MESSAGE	▲▼	GEN UNBAL SOURCE: SRC 1	Range: SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4
MESSAGE	▲▼	GEN UNBAL INOM: 0.800 pu	Range: 0.000 to 1.250 pu in steps of 0.001
MESSAGE	▲▼	GEN UNBAL STG1 PICKUP: 8.00%	Range: 0.00 to 100.00% in steps of 0.01
MESSAGE	▲▼	GEN UNBAL STG1 K-VALUE: 1.00	Range: 0.00 to 100.00 in steps of 0.01
MESSAGE	▲▼	GEN UNBAL STG1 TMIN: 0.250 s	Range: 0.000 to 50.000 s in steps of 0.001
MESSAGE	▲▼	GEN UNBAL STG1 TMAX: 600.00 s	Range: 0.0 to 1000.0 s in steps of 0.1
MESSAGE	▲▼	GEN UNBAL STG1 K-RESET: 240.00 s	Range: 0.0 to 1000.0 s in steps of 0.1
MESSAGE	▲▼	GEN UNBAL STG2 PICKUP: 3.0%	Range: 0.00 to 100.00% in steps of 0.01
MESSAGE	▲▼	GEN UNBAL STG2 PKP DELAY: 5.0 s	Range: 0.0 to 1000.0 s in steps of 0.1
MESSAGE	▲▼	GEN UNBAL BLK: Off	Range: FlexLogic™ operand
MESSAGE	▲▼	GEN UNBAL TARGET: Self-Reset	Range: Self-reset, Latched, Disabled
MESSAGE	▲	GEN UNBAL EVENTS: Disabled	Range: Enabled, Disabled

The generator unbalance element protects the machine from rotor damage due to excessive negative-sequence current. The element has an inverse time stage which is typically used for tripping and a definite time stage typically used for alarm purposes. The inverse time stage operating characteristic is defined by the following equation:

$$T = \frac{K}{(I_2/I_{nom})^2} \quad \text{where } I_{nom} \text{ is the generator rated current and } K \text{ is the negative-sequence capability constant normally provided by the generator manufacturer.}$$

- **GEN UNBAL INOM:** This setting is the rated full load current of the machine.
- **GEN UNBAL STG1 PICKUP:** This setting defines the pickup of the stage 1 element expressed as a percentage of the nominal current as specified by **GEN UNBAL INOM** setting. It is typically set at the maximum continuous negative sequence current rating of the machine.
- **GEN UNBAL STG1 K-VALUE:** This setting is the negative sequence capability constant. This value is normally provided by the generator manufacturer (refer to ANSI C50.13 for details).
- **GEN UNBAL STG1 TMIN:** This is the minimum operate time of the stage 1 element. The stage will not operate before this time expires. This is set to prevent false trips for faults that would be cleared normally by system protections.
- **GEN UNBAL STG1 TMAX:** This is the maximum operate time of the stage 1 element. This setting can be applied to limit the maximum tripping time for low level unbalances.

- **GEN UNBAL STG1 K-RESET:** This setting defines the linear reset rate of the stage 1 element. It is the maximum reset time from the threshold of tripping. This feature provides a thermal memory of previous unbalance conditions.
- **GEN UNBAL STG2 PICKUP:** This setting defines the pickup of the stage 2 element expressed as a percentage of the nominal current as specified by **GEN UNBAL INOM** setting. The definite time element would normally be used to generate an alarm to prompt an operator to take some corrective action. The stage 2 element would typically be set at a safe margin below the stage 1 pickup setting.
- **GEN UNBAL STG2 PKP DELAY:** This is the minimum operate time of the stage 2 element. This is set to prevent nuisance alarms during system faults.

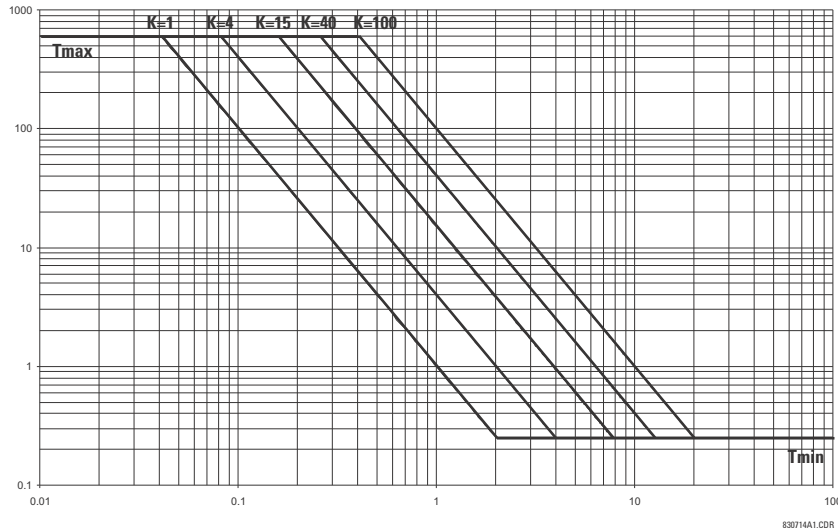


Figure 5-99: GENERATOR UNBALANCE INVERSE TIME CURVES

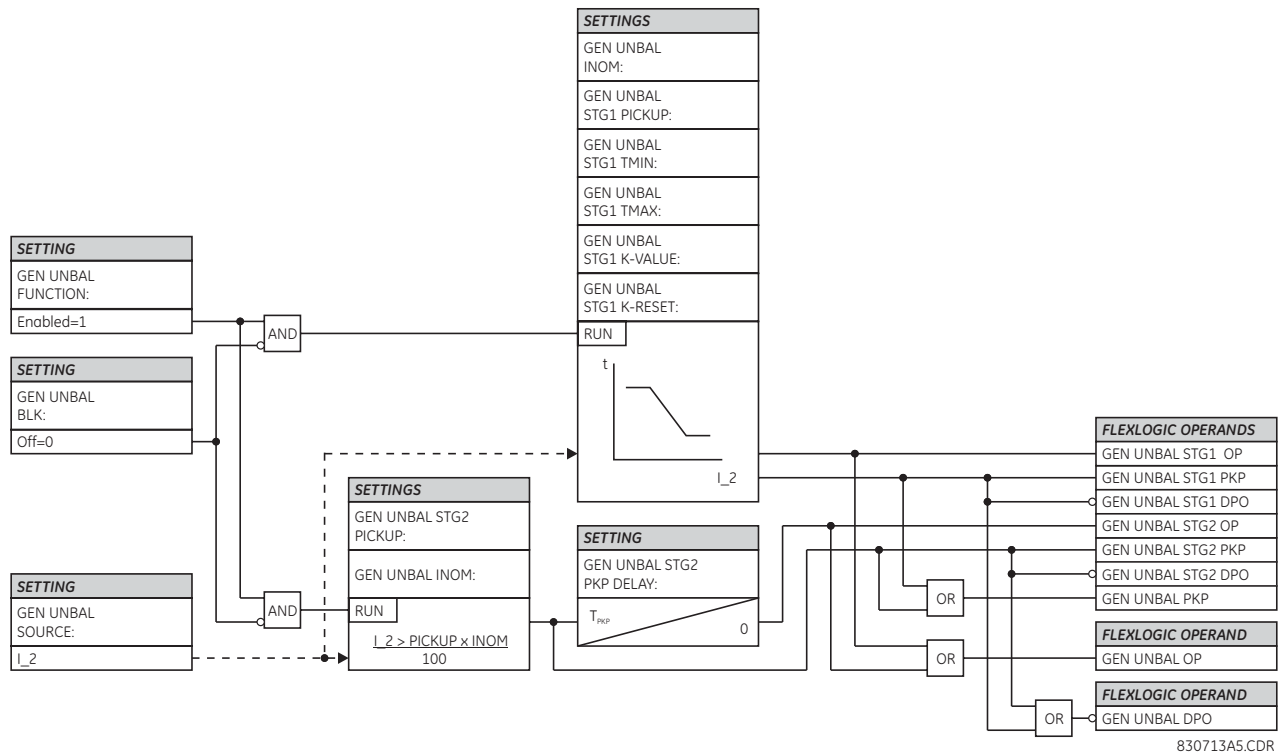
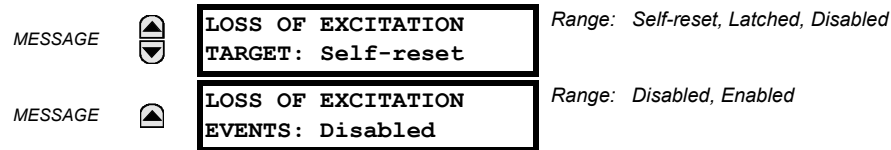


Figure 5-100: GENERATOR UNBALANCE SCHEME LOGIC



The operating characteristic is shaped out of two offset mho circles shifted down along the imaginary axis as shown below.

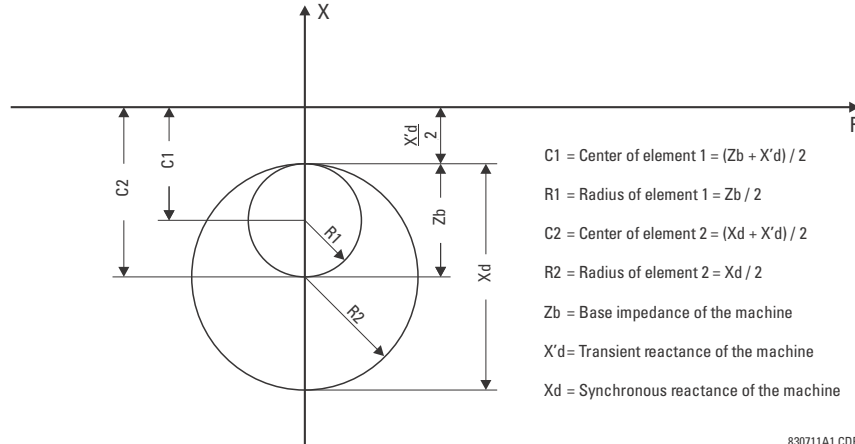


Figure 5-121: LOSS OF EXCITATION OPERATING CHARACTERISTICS

STAGE 1 SETTINGS:

5

The stage 1 characteristic is typically set to detect a loss of excitation for load conditions of 30% of the nominal or higher. This is achieved with a mho element with a diameter equal to the base impedance of the machine and an offset equal to half the machine transient reactance ($X'd$).

$$\text{CENTER 1} = \frac{Zb + X'd}{2}, \quad \text{RADIUS 1} = \frac{Zb}{2} \quad (\text{EQ 5.32})$$

The stage 1 element should be time delayed to allow for blocking by the VT fuse failure element (50 ms).

STAGE 2 SETTINGS:

The stage 2 characteristic is typically set to detect a loss of excitation for all load conditions. This is achieved with a mho element with a diameter equal to the synchronous reactance of the machine and an offset equal to half the machine transient reactance ($X'd$).

$$\text{CENTER 2} = \frac{Xd + X'd}{2}, \quad \text{RADIUS 1} = \frac{Xd}{2} \quad (\text{EQ 5.33})$$

During stable power swing conditions the positive-sequence impedance may momentarily enter the stage 2 characteristic. For security of the function under such conditions, it is recommended to delay stage 2 by a minimum of 0.5 seconds.

The **LOSS OF EXCIT BLK** setting specifies a FlexLogic™ operand for blocking the feature based on user-programmable conditions. When the blocking input is asserted, the element resets its timers, de-asserts the PKP and OP operands (if asserted), clears self-reset targets, logs a 'blocked' event if events are enabled, and becomes inactive. When unblocked, the element will start functioning instantly. If exposed to pickup conditions for an extended period of time and unblocked, the element will pickup and start timing out at the moment of unblocking.

5.6.16 SENSITIVE DIRECTIONAL POWER

PATH: SETTINGS ⇒ GROUPED ELEMENTS ⇒ SETTING GROUP 1(6) ⇒ POWER ⇒ SENSITIVE DIRECTIONAL POWER
 ⇒ DIRECTIONAL POWER 1(2)

<ul style="list-style-type: none"> ■ DIRECTIONAL ■ POWER 1 	◀▶	DIR POWER 1 FUNCTION: Disabled	Range: Disabled, Enabled
MESSAGE	▲▼	DIR POWER 1 SOURCE: SRC 1	Range: SRC 1, SRC 2, SRC 3, SRC 4
MESSAGE	▲▼	DIR POWER 1 RCA: 0°	Range: 0 to 359° in steps of 1
MESSAGE	▲▼	DIR POWER 1 CALIBRATION: 0.00°	Range: 0 to 0.95° in steps of 0.05
MESSAGE	▲▼	DIR POWER 1 STG1 SMIN: 0.100 pu	Range: -1.200 to 1.200 pu in steps of 0.001
MESSAGE	▲▼	DIR POWER 1 STG1 DELAY: 0.50 s	Range: 0.00 to 600.00 s in steps of 0.01
MESSAGE	▲▼	DIR POWER 1 STG2 SMIN: 0.100 pu	Range: -1.200 to 1.200 pu in steps of 0.001
MESSAGE	▲▼	DIR POWER 1 STG2 DELAY: 20.00 s	Range: 0.00 to 600.00 s in steps of 0.01
MESSAGE	▲▼	DIR POWER 1 BLK: Off	Range: FlexLogic operand
MESSAGE	▲▼	DIR POWER 1 TARGET: Self-Reset	Range: Self-Reset, Latched, Disabled
MESSAGE	▲	DIR POWER 1 EVENTS: Disabled	Range: Disabled, Enabled

The sensitive directional power element responds to three-phase directional power and is designed for reverse power and low forward power applications for synchronous machines or interconnections involving co-generation. The relay measures the three-phase power from either full set of wye-connected VTs or full-set of delta-connected VTs. In the latter case, the two-wattmeter method is used. Refer to the *UR-series metering conventions* section in chapter 6 for details regarding the active and reactive powers used by the sensitive directional power element.

The element has an adjustable characteristic angle and minimum operating power as shown in the *Directional power characteristic* diagram. The element responds to the following condition:

$$P \cos \theta + Q \sin \theta > SMIN \quad (\text{EQ 5.34})$$

where: P and Q are active and reactive powers as measured per the UR-series metering convention, θ is a sum of the element characteristic (DIR POWER 1 RCA) and calibration (DIR POWER 1 CALIBRATION) angles, and $SMIN$ is the minimum operating power

The operating quantity is displayed in the **ACTUAL VALUES** ⇒ **METERING** ⇒ SENSITIVE DIRECTIONAL POWER 1(2) actual value. The element has two independent (as to the pickup and delay settings) stages for alarm and trip, respectively.

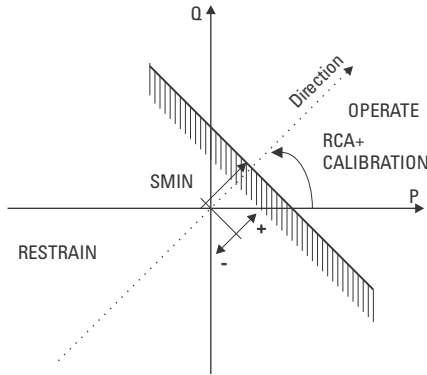


Figure 5-124: DIRECTIONAL POWER CHARACTERISTIC

By making the characteristic angle adjustable and providing for both negative and positive values of the minimum operating power a variety of operating characteristics can be achieved as presented in the figure below. For example, section (a) in the figure below shows settings for reverse power, while section (b) shows settings for low forward power applications.

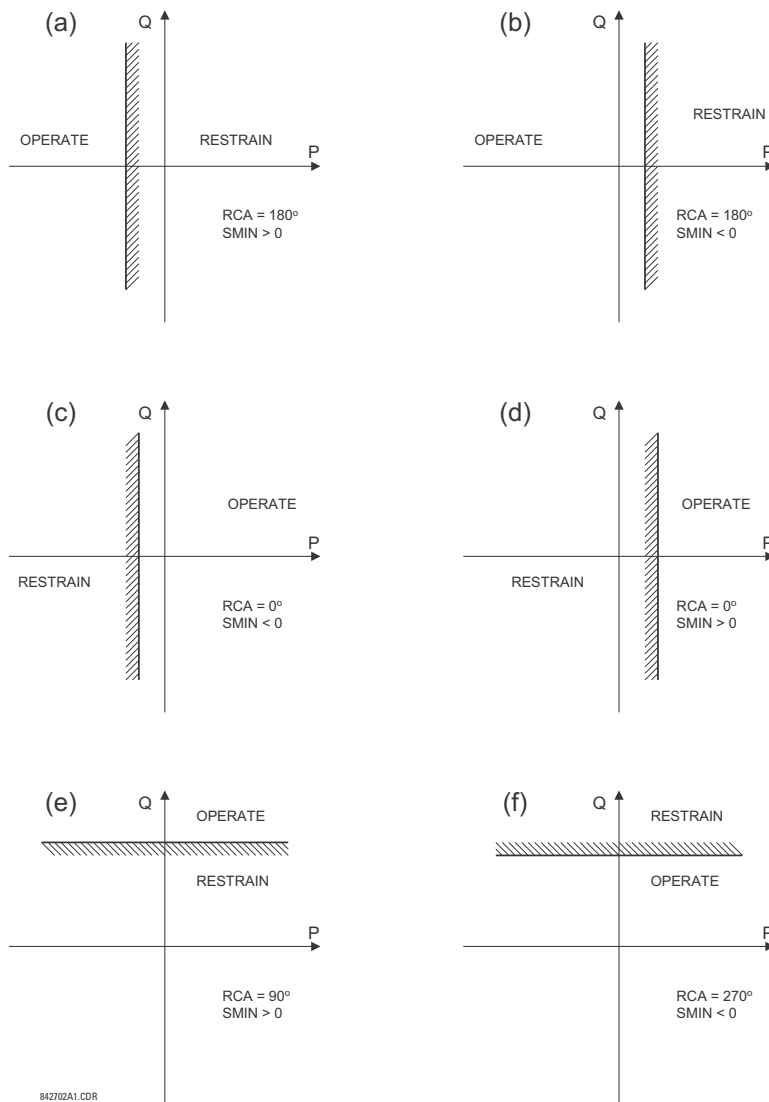


Figure 5-125: DIRECTIONAL POWER ELEMENT SAMPLE APPLICATIONS

5

- **DIR POWER 1 RCA:** Specifies the relay characteristic angle (RCA) for the sensitive directional power function. Application of this setting is threefold:
 1. It allows the element to respond to active or reactive power in any direction (active overpower/underpower, etc.).
 2. Together with a precise calibration angle, it allows compensation for any CT and VT angular errors to permit more sensitive settings.
 3. It allows for required direction in situations when the voltage signal is taken from behind a delta-wye connected power transformer and the phase angle compensation is required.

For example, the active overpower characteristic is achieved by setting **DIR POWER 1 RCA** to “0°”, reactive overpower by setting **DIR POWER 1 RCA** to “90°”, active underpower by setting **DIR POWER 1 RCA** to “180°”, and reactive underpower by setting **DIR POWER 1 RCA** to “270°”.

- **DIR POWER 1 CALIBRATION:** This setting allows the relay characteristic angle to change in steps of 0.05°. This may be useful when a small difference in VT and CT angular errors is to be compensated to permit more sensitive settings. This setting virtually enables calibration of the directional power function in terms of the angular error of applied VTs and CTs. The element responds to the sum of the **DIR POWER 1 RCA** and **DIR POWER 1 CALIBRATION** settings.
- **DIR POWER 1 STG1 SMIN:** This setting specifies the minimum power as defined along the relay characteristic angle (RCA) for the stage 1 of the element. The positive values imply a shift towards the operate region along the RCA line; the negative values imply a shift towards the restrain region along the RCA line. Refer to the *Directional power sample applications* figure for details. Together with the RCA, this setting enables a wide range of operating characteristics. This setting applies to three-phase power and is entered in per-unit (pu) values. The base quantity is $3 \times VT \text{ pu base} \times CT \text{ pu base}$.

For example, a setting of 2% for a 200 MW machine is $0.02 \times 200 \text{ MW} = 4 \text{ MW}$. If 7.967 kV is a primary VT voltage and 10 kA is a primary CT current, the source pu quantity is 239 MVA, and thus, SMIN should be set at $4 \text{ MW} / 239 \text{ MVA} = 0.0167 \text{ pu} \approx 0.017 \text{ pu}$. If the reverse power application is considered, $RCA = 180^\circ$ and $SMIN = 0.017 \text{ pu}$.

The element drops out if the magnitude of the positive-sequence current becomes virtually zero, that is, it drops below the cutoff level.

- **DIR POWER 1 STG1 DELAY:** This setting specifies a time delay for stage 1. For reverse power or low forward power applications for a synchronous machine, stage 1 is typically applied for alarming and stage 2 for tripping.

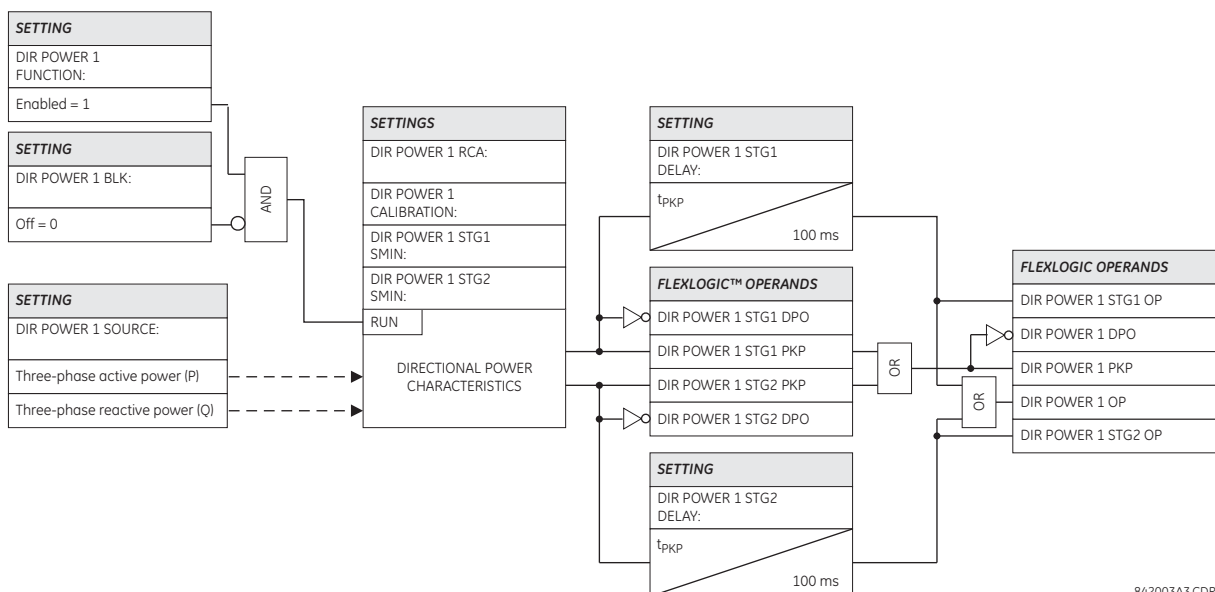


Figure 5-126: SENSITIVE DIRECTIONAL POWER SCHEME LOGIC

10.1.1 DESCRIPTION

This section provides an example of the settings required for an example system configuration. Consider the generator protection system shown below:

GENERATOR:
 211.765 MVA, 18 kV, ABC
 $X'_d = 0.216$ pu
 $X_d = 1.967$ pu
 I_2^T capability = 10
 I_2 capability = 8%
 Motoring Power = 22000 kW

GSU:
 200 MVA
 18 : 138 kV
 $X_1 = 10\%$

TX LINE:
 138 kV
 $Z_1 = 15 + j75$ ohm

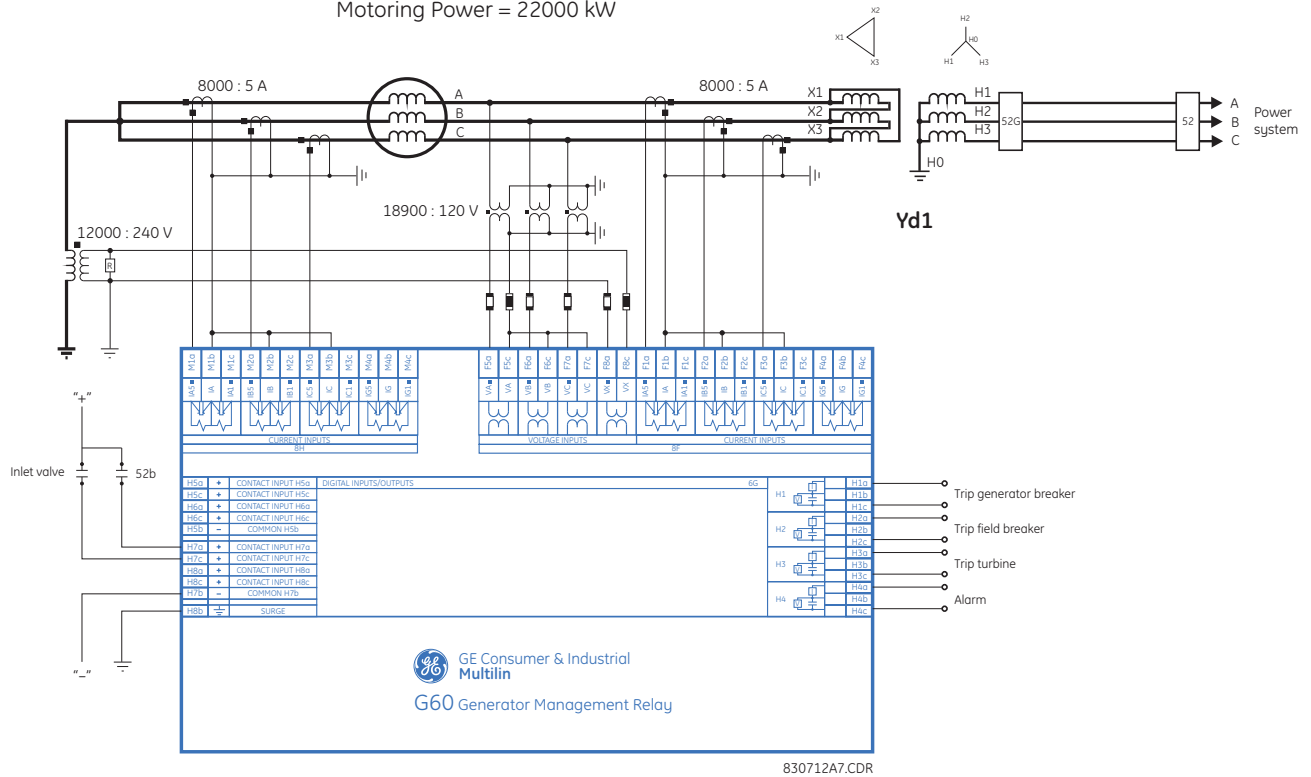


Figure 10–1: G60 SAMPLE SYSTEM

10.1.2 SYSTEM SETUP

Ideally, the CTs should be selected so the generator nominal current is 80 to 85% of CT primary. The following settings are entered for the example system. The M5 bank and the ground CT input on each of the groups are unused in this example.

The nominal current is given by:

$$I_{nom} = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3}V_{nom}} = \frac{212 \times 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \times 18 \times 10^3 \text{ V}} = 6800 \text{ A} \quad \text{(EQ 10.1)}$$

Make the following settings changes in EnerVista UR Setup (or alternately, via the front panel through the **SYSTEM SETUP** ⇒ **AC INPUTS** ⇒ **CURRENT BANK F1** and the **SYSTEM SETUP** ⇒ **AC INPUTS** ⇒ **CURRENT BANK M1** menus).

PARAMETER	CT F1	CT M1	CT M5
Phase CT Primary	8000 A	8000 A	1 A
Phase CT Secondary	5 A	5 A	1 A
Ground CT Primary	1 A	1 A	1 A
Ground CT Secondary	1 A	1 A	1 A

For the example system, the voltage settings are calculated as follows:

$$\text{PHASE VT SECONDARY} = \frac{18000 \text{ V}}{\sqrt{3}} \times \frac{120 \text{ V}}{18900 \text{ V}} = 66 \text{ V} \tag{EQ 10.2}$$

$$\text{PHASE VT RATIO} = \frac{18900 \text{ V}}{120 \text{ V}} = 157.5 \tag{EQ 10.3}$$

$$\text{NEUTRAL VT RATIO} = \frac{12000 \text{ V}}{240 \text{ V}} = 50 \tag{EQ 10.4}$$

Enter the following values through EnerVista UR Setup (or alternately, through the front panel **SETTINGS** ⇒ **SYSTEM SETUP** ⇒ **AC INPUTS** ⇒ **VOLTAGE BANK F5** ⇒ menu):

PARAMETER	VT F5
Phase VT Connection	Wye
Phase VT Secondary	66.0 V
Phase VT Ratio	157.50 :1
Auxiliary VT Connection	Vn
Auxiliary VT Secondary	240.0 V
Auxiliary VT Ratio	50.00 :1

G60_500.urs | System Setup: AC Inputs

10.1.3 POWER SYSTEM

Frequency tracking should always be enabled for generator applications. Make the following power system parameters changes via EnerVista UR Setup or through the **SETTINGS** ⇒ **SYSTEM SETUP** ⇒ **POWER SYSTEM** ⇒ **VOLTAGE BANK F5** ⇒ menu:

SETTING	PARAMETER
Nominal Frequency	60 Hz
Phase Rotation	ABC
Reverse Phase Rotation	OFF
Frequency And Phase Reference	SRC 1 (SRC 1)
Frequency Tracking Function	Enabled

G60_500.urs | System Setup

10.1.4 SIGNAL SOURCES

Two sources are required for this application example. The “LINE” source uses the phase and auxiliary VT inputs and the CT input wired to the generator output CT. The “NEUTRL” source uses the phase VT inputs and the CT input wired to the generator neutral CT. Including the phase VT inputs for both sources allows the user to choose the location of elements that use both voltage and current. Elements using the auxiliary VT input are assigned to the “NEUTRL” source.

Make the following changes through EnerVista UR Setup or through the **SETTINGS** ⇒ **SYSTEM SETUP** ⇒ **SOURCE 1** and the **SETTINGS** ⇒ **SYSTEM SETUP** ⇒ **SOURCE 2** menus:

PARAMETER	SOURCE 1	SOURCE 2
Source 1 Name	OUTPUT	NEUTRL
Phase CT	F1	M1
Ground CT	F1	M1
Phase VT	F5	F5
Aux VT	F5	F5

G60_500.urs | System Setup

10.1.5 STATOR DIFFERENTIAL

The “LINE” and “NEUTRL” sources are both required for the stator differential element. The minimum pickup can usually be set as low as 0.05 pu (corresponding to 0.25 A secondary or 400 A primary in this example). Set the **STATOR DIFF SLOPE 1** setting to accommodate for CT errors; a setting of 10% is adequate in most instances. Set the **STATOR DIFF SLOPE 2** setting to accommodate for errors due to CT saturation; a setting of 80% is recommended for most applications. The **STATOR DIFF BREAK 1** setting must be greater than the maximum load expected for the machine. The **STATOR DIFF BREAK 2** setting should be set at the level where CT saturation is expected to occur.

Make the following parameter changes in EnerVista UR Setup or through the **SETTINGS** ⇨ **GROUPED ELEMENTS** ⇨ **SETTING GROUP 1** ⇨ **STATOR DIFFERENTIAL** ⇨ menu:

SETTING	PARAMETER
Operating Characteristic Graph	View
Function	Enabled
Line End Source	OUTPUT (SRC 1)
Neutral End Source	NEUTRL (SRC 2)
Pickup	0.050 pu
Slope 1	10 %
Break 1	1.15 pu
Slope 2	80 %
Break 2	3.00 pu
Block	OFF
Targets	Latched
Events	Enabled

10.1.6 GENERATOR UNBALANCE

Stage 1 of the generator unbalance element is typically used to trip the generator. In this example, the I_2 capability of the machine is 8% and the I_2^2T capability is 10. The generator nominal current is:

$$I_{nom(pu)} = \frac{I_{nom \text{ primary}}}{CT \text{ primary}} = \frac{6800 \text{ A}}{8000 \text{ A}} = 0.85 \text{ pu} \quad (\text{EQ 10.5})$$

The minimum operate time of stage 1 will be set to 0.25 seconds, the maximum operating time will be 10 minutes, and the reset time will be set to 4 minutes.

Stage 2 is typically set lower than stage 1 with a time delay to prevent nuisance alarms for external faults that are normally cleared by system protection. For the application example, the pickup setting is:

$$\text{Pickup} = 70\% \times I_2 \text{ capability} = 0.70 \times 8\% = 5.6\% \quad (\text{EQ 10.6})$$

Source 2 will be chosen for this element. The settings are as follows:

SETTING	PARAMETER
Function	Enabled
Source	NEUTRL (SRC 2)
Inom	0.850 pu
Stage 1 Pickup	8.00 %
Stage 1 K-Value	10.00
Stage 1 Tmin	0.250 s
Stage 1 Tmax	600.0 s
Stage 1 K-Reset	240.0 s
Stage 2 Pickup	5.60 %
Stage 2 Pickup Delay	10.0 s
Block	OFF
Target	Latched
Events	Enabled

10.1.7 LOSS OF EXCITATION

For the example system, we have the following values:

$$Z_{b(\text{sec})} = \frac{\text{base kV}^2}{\text{base MVA}} \times \frac{\text{CT ratio}}{\text{VT ratio}} = \frac{(18 \text{ kV})^2}{211.765 \text{ MVA}} \times \frac{1600}{157.5} = 15.54 \ \Omega \quad (\text{EQ 10.7})$$

$$X_d'(\text{sec}) = X_d' \times Z_b(\text{sec}) = 0.216 \times 15.54 \ \Omega = 3.36 \ \Omega \quad (\text{EQ 10.8})$$

$$X_d(\text{sec}) = X_d \times Z_b(\text{sec}) = 1.967 \times 15.54 \ \Omega = 30.57 \ \Omega \quad (\text{EQ 10.9})$$

$$\text{CENTER 1} = \frac{Z_b(\text{sec}) + X_d'(\text{sec})}{2} = \frac{15.54 \ \Omega + 3.36 \ \Omega}{2} = 9.45 \ \Omega \quad (\text{EQ 10.10})$$

$$\text{RADIUS 1} = \frac{Z_b(\text{sec})}{2} = \frac{15.54 \ \Omega}{2} = 7.77 \ \Omega \quad (\text{EQ 10.11})$$

$$\text{PICKUP DELAY 1} = 0.06 \text{ seconds} \quad (\text{EQ 10.12})$$

$$\text{CENTER 2} = \frac{X_d(\text{sec}) + X_d'(\text{sec})}{2} = \frac{30.57 \ \Omega + 3.36 \ \Omega}{2} = 16.97 \ \Omega \quad (\text{EQ 10.13})$$

$$\text{RADIUS 2} = \frac{X_d(\text{sec})}{2} = \frac{30.57 \ \Omega}{2} = 15.28 \ \Omega \quad (\text{EQ 10.14})$$

The voltage supervision setting will be determined by a system study and may be disabled on either element if required. VT fuse failure should supervise this element.

The choice of source is not critical for this application. The NEUTRL source is chosen for the following setting changes. Make the following changes in EnerVista UR Setup or through the **SETTINGS** ⇨ **GROUPED ELEMENTS** ⇨ **SETTING GROUP 1** ⇨ **LOSS OF EXCITATION** menu:

SETTING	PARAMETER
Function	Enabled
Source	OUTPUT (SRC 1)
Center 1	9.45 ohm
Radius 1	7.77 ohm
UV Supervision Enable 1	Disabled
Pickup Delay 1	0.060 s
Center 2	16.97 ohm
Radius 2	15.28 ohm
UV Supervision Enable 2	Disabled
Pickup Delay 2	0.500 s
UV Supervision	0.700 pu
Block	SRC1 VT FUSE FAIL OP
Target	Latched
Events	Enabled

G60_500.urs | Grouped Elements: Group 1

10.1.8 REVERSE POWER

The reverse power element should be set at ½ the rated motoring power. The pickup is calculated as follows:

$$S_{min} = \frac{1}{2} \times \frac{\text{Rated Motoring Power (primary watts)}}{3 \times \text{Phase CT Primary} \times \text{Phase VT Ratio} \times \text{Phase VT Secondary}} \quad (\text{EQ 10.15})$$

For the example system: $S_{min} = \frac{1}{2} \times \frac{22 \times 10^6 \text{ W}}{3 \times 8000 \text{ A} \times 157.5 \times 66 \text{ V}} = 0.044 \text{ pu}$

To prevent maloperation for power swings the element is typically time delayed by 20 to 30 seconds. For sequential tripping applications the time delay will be 2 to 3 seconds. The element may be blocked when the generator is offline. The line source will be used for this application. Make the following changes in EnerVista UR Setup or through the **SETTINGS** ⇄ **GROUPED ELEMENTS** ⇄ **SETTING GROUP 1** ⇄ **SENSITIVE DIRECTIONAL POWER** ⇄ **DIRECTIONAL POWER 1** menu:

PARAMETER	SENS DIR POWER1
Function	Enabled
Signal Source	OUTPUT (SRC 1)
Sensitive Directional Power RCA	180 deg
Sensitive Directional Power Calibration	0.00 deg
Stage 1 SMIN	0.100 pu
Stage 1 Delay	0.50 s
Stage 2 SMIN	0.100 pu
Stage 2 Delay	20.00 s
Block	Offline ON (H7'a)
Target	Self-reset
Events	Disabled

At the bottom of the window, it says: G60_500.urs [Grouped Elements: Group 1: Sensitive Directional Power]

Sequential tripping logic can be implemented in FlexLogic as follows:

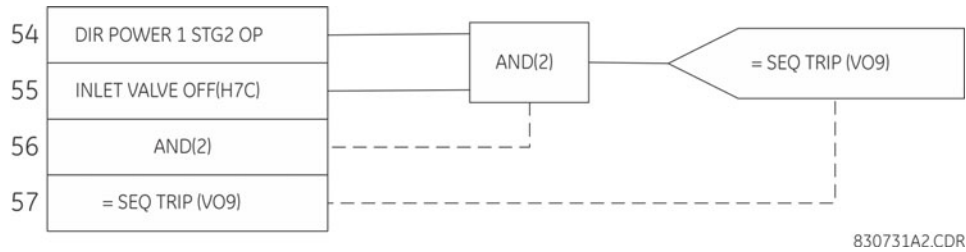


Figure 10–2: SEQUENTIAL TRIPPING FLEXLOGIC™

10.1.9 SYSTEM BACKUP OVERCURRENT

System backup protection is implemented using a phase time overcurrent element with voltage restraint enabled. The NEUTRL source will be chosen for this element. The pickup of this element should be set at a safe margin above the maximum load expected on the machine.

$$PICKUP = 1.5 \times \frac{\text{Generator Nominal Current}}{\text{CT Primary}} = 1.5 \times \frac{6800}{8000} = 1.275 \text{ pu} \quad (\text{EQ 10.16})$$

The selection of all standard curves (and FlexCurves™) is allowed for easy coordination with system relaying. For the example system, an IEEE extremely inverse curve will be used and a setting will be chosen such that the operate time for a three phase fault on the high side of the transformer is 0.75 seconds. For simplicity, the power system contribution is not considered.

$$\text{Transformer Impedance} = 0.10 \times \frac{211.765}{200} = 0.106 \text{ pu on machine base} \quad (\text{EQ 10.17})$$

$$\text{Impedance to Fault} = 0.216 + 0.106 = 0.322 \text{ pu} \quad (\text{EQ 10.18})$$

$$\text{Fault Current} = \frac{V}{X} = \frac{1}{0.322} \times \frac{6800}{8000} = 2.64 \text{ pu} \quad (\text{EQ 10.19})$$

$$\text{Fault Voltage} = \text{Nominal Voltage} \times \frac{\text{Transformer Impedance}}{\text{Total Impedance}} = 18 \text{ kV} \times \frac{10.6}{32.2} = 5.93 \text{ kV} \quad (\text{EQ 10.20})$$

$$\text{Pickup Reduction} = \frac{\text{Fault Voltage}}{\text{Generator Nominal Voltage}} = \frac{5.93 \text{ kV}}{18 \text{ kV}} = 0.329 \quad (\text{EQ 10.21})$$

The equation for an IEEE extremely inverse curve is as follows:

$$T = \text{TDM} \times \left[\frac{A}{\left(\frac{I}{I_{pickup} \times \text{Pickup Reduction}} \right)^p - 1} + B \right] \quad (\text{EQ 10.22})$$

where $A = 28.2$, $B = 0.1217$, and $p = 2$. Solving for TDM, we have:

$$\text{TDM} = \frac{0.75}{\frac{28.2}{\left(\frac{2.64}{1.275 \times 0.329} \right)^2 - 1} + 0.1217} = 0.88 \quad (\text{EQ 10.23})$$

Since this element will coordinate with system protections a timed reset is chosen. The element must be blocked for a VT fuse failure. The neutral source will be chosen. Make the following changes in EnerVista UR Setup or through the **SETTINGS** ⇒ **GROUPED ELEMENTS** ⇒ **SETTING GROUP 1** ⇒ **PHASE CURRENT** ⇒ **PHASE TOC1** menu:

PARAMETER	PHASE TOC1
Function	Enabled
Signal Source	NEUTRL (SRC 2)
Input	Phasor
Pickup	1.275 pu
Curve	IEEE Ext Inv
TD Multiplier	0.88
Reset	Timed
Voltage Restraint	Enabled
Block A	SRC2 VT FUSE FAIL OP
Block B	SRC2 VT FUSE FAIL OP
Block C	SRC2 VT FUSE FAIL OP
Target	Latched
Events	Enabled

G60_500.urs | Grouped Elements: Group 1: Phase Current

10.1.10 BACKUP DISTANCE

This function provides time-delayed protection for system faults that have not been cleared by system protections and to provide backup protection for stator faults.

The “Line” source will be used in this example to permit the application of a forward and reverse zone. The memory duration will be left at the default setting (10 cycles).

Zone 1 will look forward and cover the GSU and the transmission line leaving the station. Zone 3 will look in the reverse direction and cover the stator winding. Zone 2 will not be used in this example. Both the VTs and the CTs are located on the low voltage side of the GSU. The transformer vector diagram (see figure 9-1) shows this transformer to be Yd1. Consequently, due to the location of instrument transformers, Dy11 is chosen for both the **XFMR VOL CONNECTION** and **XFMR CUR CONNECTION** settings. There are no transformers in the reverse direction. Therefore “None” is chosen for both of the zone 3 transformer connection settings. The reach of the zone 1 element will be set at 120% of impedance of the GSU and the transmission line. In the instance that there are multiple lines and/or multiple generators, the zone 1 reach must be increased to compensate for the infeed effect.

$$\text{Transformer impedance} = X_T \times \frac{V_L^2}{\text{MVA}_T} = j0.1 \times \frac{(18)^2}{200} = j0.162 \text{ primary ohms} \quad (\text{EQ 10.24})$$

$$\text{Line impedance} = X_L \times \frac{V_L^2}{V_H^2} = (15 + j75) \times \frac{(18)^2}{(138)^2} = 0.255 + j1.276 \text{ primary ohms} \quad (\text{EQ 10.25})$$

$$\begin{aligned} \text{Zone 1 reach} &= 1.2 \times (\text{Transformer impedance} + \text{Line impedance}) \times \frac{\text{CT ratio}}{\text{VT ratio}} \\ &= 1.2 \times (j0.162 + 0.255 + j1.276) \times \frac{1600}{157.5} = 17.8 \angle 80^\circ \text{ secondary ohms} \end{aligned} \quad (\text{EQ 10.26})$$

The zone 3 reach will be set at 120% of the generator transient reactance. The time delay of this element should be compared to the generator decrement curve to verify the adequacy of this setting.

$$\text{Generator impedance} = X_d \times \frac{V_L^2}{MVA_G} = j1.967 \times \frac{(18)^2}{211} = j3.01 \text{ primary ohms} \quad (\text{EQ 10.27})$$

$$\begin{aligned} \text{Zone 3 reach} &= 1.2 \times \text{Generator impedance} \times \frac{\text{CT ratio}}{\text{VT ratio}} \\ &= 1.2 \times j3.01 \times \frac{1600}{157.5} = j36.68 \text{ secondary ohms} \end{aligned} \quad (\text{EQ 10.28})$$

An mho shape has been chosen for this example. Therefore, the quadrilateral settings are left at their default values. Make the following changes in EnerVista UR Setup or through the **SETTINGS** ⇒ **GROUPED ELEMENTS** ⇒ **SETTING GROUP 1** ⇒ **DISTANCE** ⇒ **PHASE DISTANCE Z1(3)** menus:

PARAMETER	PHASE DISTANCE Z1	PHASE DISTANCE Z2	PHASE DISTANCE Z3
Distance Shape Graph	View	View	View
Function	Enabled	Disabled	Enabled
Direction	Forward	Forward	Reverse
Shape	Mho	Mho	Mho
Xfmr Vol Connection	Dy11	None	None
Xfmr Curr Connection	Dy11	None	None
Reach	17.80 ohms	2.00 ohms	36.68 ohms
RCA	80 deg	85 deg	90 deg
Rev Reach	2.00 ohms	2.00 ohms	2.00 ohms
Rev Reach RCA	90 deg	85 deg	85 deg
Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg
DIR RCA	80 deg	85 deg	90 deg
DIR Comp Limit	90 deg	90 deg	90 deg
Quad Right Blinder	10.00 ohms	10.00 ohms	10.00 ohms
Quad Right Blinder RCA	85 deg	85 deg	85 deg
Quad Left Blinder	10.00 ohms	10.00 ohms	10.00 ohms
Quad Left Blinder RCA	85 deg	85 deg	85 deg
Supervision	0.200 pu	0.200 pu	0.200 pu
Volt Level	0.000 pu	0.000 pu	0.000 pu
Delay	0.000 s	0.000 s	0.000 s
Block	SRC1 VT FUSE FAIL OP	OFF	SRC1 VT FUSE FAIL OP
Target	Latched	Self-reset	Latched
Events	Enabled	Disabled	Enabled

10.1.11 STATOR GROUND FAULT

a) AUXILIARY OVERVOLTAGE

Stator ground fault protection is implemented with an overvoltage element connected at the generator neutral resistor. The auxiliary overvoltage element will be used in this example. The auxiliary voltage input has previously been assigned to the NEUTRL source. In this example the element will be set to protect 97% of the stator against ground faults.

$$\text{PICKUP} = 0.03 \times \frac{\text{Nominal Phase - Ground Voltage}}{\text{Ground VT Primary}} = 0.03 \times \frac{18000 / \sqrt{3}}{12000} = 0.026 \text{ pu} \quad (\text{EQ 10.29})$$

The time delay should be longer than the longest normal clearing time for faults outside the generator zone. If the phase VTs are wye-connected then this element should also be coordinated with VT secondary fuses to prevent false operations for VT secondary ground faults. For the sample system a time delay of 1 second will be used. Make the following changes in EnerVista UR Setup or through the **SETTINGS** ⇒ **GROUPED ELEMENTS** ⇒ **SETTING GROUP 1** ⇒ **VOLTAGE ELEMENTS** ⇒

AUXILIARY OV1 menu:

PARAMETER	AUXILIARY OV 1
Function	Enabled
Source	NEUTRL (SRC 2)
Pickup	0.026 pu
Pickup Delay	1.00 s
Reset Delay	1.00 s
Block	OFF
Target	Latched
Events	Enabled

G60_500.urs | Grouped Elements: Group 1: Voltage Elements

b) 100% STATOR GROUND

The auxiliary voltage input is required for both the 100% stator ground and the third harmonic neutral undervoltage elements. Therefore the NEUTRL source will be assigned for these elements. Make the following changes in the **SETTINGS** ⇒ **GROUPED ELEMENTS** ⇒ **SETTING GROUP 1** ⇒ **STATOR GROUND** menu

STATOR GROUND SOURCE: "SRC 2" (the "NEUTRL" source)

This 100% stator ground element provides ground fault protection for the neutral end of the stator winding. The element has two stages. In this application, stage 1 is used to trip the machine and stage 2 is used for alarm purposes. Set the pickup to 0.15 for both stages to provide adequate overlap with the auxiliary overvoltage element. Set stage 1 to 0.375 V secondary (this value may be increased for security in particularly noisy environments). Stage 2 is typically set at 0.3 V secondary. The supervision settings are expressed in per unit of the **NOMINAL PHASE VT SECONDARY** setting. The time delay settings are 5 seconds and 1 second for the Stage 1 and Stage 2 elements respectively.

$$\text{STG1 SUPV} = \frac{0.375 \text{ V}}{66 \text{ V}} = 0.0057 \text{ pu}, \quad \text{STG2 SUPV} = \frac{0.300 \text{ V}}{66 \text{ V}} = 0.0045 \text{ pu} \quad (\text{EQ 10.30})$$

Make the following changes in EnerVista UR Setup or through the **SETTINGS** ⇒ **GROUPED ELEMENTS** ⇒ **SETTING GROUP 1** ⇒ **STATOR GROUND** ⇒ **100% STATOR GROUND** menu:

SETTING	PARAMETER
Function	Enabled
Stage 1 Pickup	0.150 pu
Stage 1 Pickup Delay	5.00 s
Stage 1 Supv	0.0057 pu
Stage 2 Pickup	0.150 pu
Stage 2 Pickup Delay	1.00 s
Stage 2 Supv	0.0045 pu
Block	OFF
Target	Latched
Event	Enabled

G60_500.urs | Grouped Elements: Group 1: Stator Ground

c) THIRD HARMONIC NEUTRAL UNDERVOLTAGE

If the phase VTs are delta connected then third harmonic voltage cannot be measured and the 100% stator ground element cannot be used. In this case the third harmonic neutral undervoltage element can be used. Field measurements should be taken over the entire operating range of the machine to determine the variation of the third harmonic voltage as shown below:

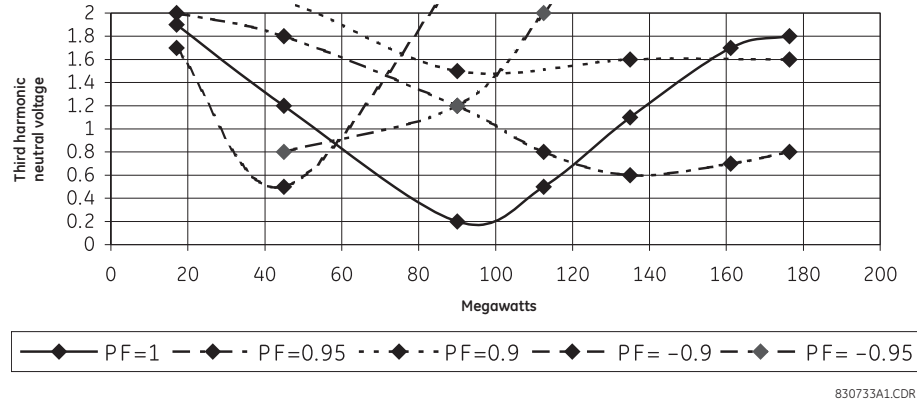


Figure 10-3: THIRD HARMONIC NEUTRAL UNDERVOLTAGE FIELD MEASUREMENTS

The element is accurate for levels as low as 0.25 volts, secondary. In this case, the pickup setting will be:

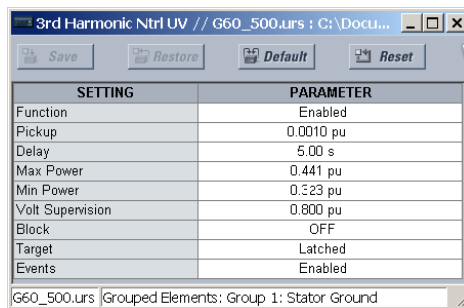
$$PICKUP = \frac{0.25 \text{ V}}{240 \text{ V}} = 0.001 \text{ pu} \tag{EQ 10.31}$$

The third harmonic will dip below the pickup setting between 95 and 105 megawatts. The element should be blocked over this range. A margin of 5% should be added to the relay settings. The values for maximum and minimum power will be:

$$\text{Max Power} = 1.05 \times \frac{105 \times 10^6}{3 \times 8000 \times 157.5 \times 66} = 0.441 \text{ pu} \tag{EQ 10.32}$$

$$\text{Min Power} = 0.95 \times \frac{85 \times 10^6}{3 \times 8000 \times 157.5 \times 66} = 0.323 \text{ pu} \tag{EQ 10.33}$$

Voltage supervision will be given a setting of 0.8 pu in order to prevent maloperation during a sustained undervoltage condition. A time delay of 5 seconds will be applied. If required, the element may be blocked when the machine is offline. Make the following changes in EnerVista UR Setup or through the **SETTINGS** ⇒ **GROUPED ELEMENTS** ⇒ **SETTING GROUP 1** ⇒ **STATOR GROUND** ⇒ **3RD HARM NTRL UNDERVOLTAGE** menu:



Anexo D. Funções utilizadas do Relé GFM-F-H

Table 6: Sample injection frequency settings

C_F	F_{INJ}
1 μ F	2.50 Hz
2 μ F	1.50 Hz
3 μ F	0.83 Hz
4 μ F	0.63 Hz
5 μ F	0.50 Hz
6 μ F	0.42 Hz
7 μ F	0.36 Hz
8 μ F	0.31 Hz
9 μ F	0.28 Hz
10 μ F	0.25 Hz

Field Ground Inj Connection Type

Range: Single Point, Double Point

Default: Single Point

Field ground protection can be implemented by injecting a low frequency signal either into both positive and negative terminals of the field winding or only into the negative terminal of the field winding. See the instruction manual of the field ground module for wiring difference between single point and double point injections. For single point injection, the G60 provides the feature of fault location. In case of a field ground fault, the G60 displays the location of the fault in the field winding as a percentage of the winding from the negative terminal. If the preference is to keep the injection symmetrical into the field winding, then double point injection has to be done but the fault location feature is not available. This setting has to match the type of connection on the field ground module.

Field Ground Stg1 Pickup

Range: 1 to 500 kOhms in steps of 1

Default: 20 kOhms

If the measured ground resistance is less than the value specified by this setting, then the stage 1 element picks up. Normally stage 1 is used to raise alarms and typical settings fall in the range of 10 to 40 k Ω .

Field Ground Stg1 Delay

Range: 0.1 to 600.0 seconds in steps of 0.1

Default: 10.0 seconds

This setting specifies a time delay for stage 1. Typical settings are in the range of 10 to 15 seconds. This delay needs to be added to the operating time of the element to obtain the overall delay.

Field Ground Stg2 Pickup

Range: 1 to 500 kOhms in steps of 1

Default: 5 kOhms

If the measured ground resistance is less than the value specified by this setting, then the stage 2 element picks up. Normally stage 2 is used to raise trip signals and typical settings fall in the range of 2 to 5 kΩ.

Field Ground Stg2 Delay

Range: 0.1 to 600.0 seconds in steps of 0.1

Default: 3.0 seconds

This setting specifies a time delay for stage 2. Typical settings are in the range of 3 to 5 seconds. This delay needs to be added to the operating time of the element to obtain the overall delay.

Field Ground UC Pickup

Range: 0.05 to 100.00 mA in steps of 0.1

Default: 1.00 mA

This setting specifies the ground undercurrent level below which a brush open condition is detected. A brush lift-off condition prevents the field ground detector from operating. This is detected by calculating the RMS value of the ground current. It normally has a non-zero value due to the capacitance of the field winding. A drop in this signal indicates an open circuit in the injection path. To set this value, the ground current in a healthy operating condition preferably with zero field voltage needs to be recorded from G60 actual values (performed during commissioning). Configure this setting to be 60 to 70% of that normal value.

Anexo E. Funções utilizadas do Relé DTP B

2.2.4 ELECCIÓN DE LA PENDIENTE PORCENTUAL

La pendiente porcentual K_1 apropiada, se determinará por la suma de:

- El campo máximo del cambiador de tomas o regulador en carga, en tanto por ciento.
- El error máximo de igualación en las tomas del relé, en tanto por ciento.

En general, si el error total no excede el 20%, puede utilizarse la pendiente del 25%. En el relé DTP se puede realizar un ajuste muy fino ya que los pasos de la pendiente van en incrementos del 0.1%.

La segunda característica K_2 de que dispone el relé deberá ajustarse basada en el conocimiento de la máxima corriente pasante durante faltas externas en donde podrían darse saturaciones parciales o totales de los transformadores de intensidad.

2.3.2.2 Error de Transformadores de Intensidad

	A	B	C
1. Impedancia	0.75	0.75	0.77
2. Amperios a 8 veces	24	24	32
3. Es	18	18	24.64
4. le requerida	1	0.2	0.1
5. Error de relación en %	4.16%	0.83%	0.31%

Todos los errores son menores del 20%, luego la relación de los TIs es correcta.

2.3.3 PENDIENTE PORCENTUAL K₁ (FIGURA 9)

Máximo valor de regulación en carga	10,00%
Máximo valor de igualación.....	1,01%
TOTAL	11,01%

Ajustar una pendiente porcentual K₁ tal que:

$$11.01\% < K_1 < 25\%$$

2.3.4 PENDIENTE PORCENTUAL K₂ (FIGURA 9)

La característica porcentual K₂ está implementada en el relé DTP-B para cubrir los desequilibrios introducidos por transformadores de intensidad saturados debido a altas corrientes pasantes durante faltas externas.

El punto de inflexión entre las pendientes K₁ y K₂ debe ajustarse a un valor de corriente (veces toma) superior al de régimen de ventilación forzada, e inferior al nivel de sobrecarga de emergencia admitida (momentánea).

La pendiente porcentual K₂ puede ajustarse igual que la pendiente K₁ o con un valor superior en función de las previsiones que sobre posibles saturaciones de los TI pudieran tenerse.

2.3.5 AJUSTE DE CONFIGURACIÓN DE TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD

Considerando que las marcas de polaridad P1 están del lado de barra en todos los devanados:

1. Un transformador de intensidad tendrá configuración **Estrella-Estrella-Cero** (Yy0), cuando su borna secundaria S1 esté cableada a la **borna positiva** de la fase correspondiente en el relé.
2. Un transformador de intensidad tendrá configuración **Estrella-Estrella-Seis** (Yy6) cuando su borna secundaria S1 esté cableada a la **borna negativa** de la fase correspondiente en el relé.

A continuación se detallan los ajustes independientes para cada tabla:

Tabla IV. Ajustes independientes para cada tabla

Ajuste	Límite	Defecto	Paso
Ajustes función diferencial			
Sensibilidad	0.2 - 0.4 x Itoma	0.3	0.01
Inflexión K1-K2	0 - 10 x Itoma	5.0	0.01
Frenado porcentual K1	15 - 100 %	30	0.01%
Frenado porcentual K2	15 - 100 %	30	0.01%
Frenado segundo armónico	12 - 100 %	100	0.01%
Frenado quinto armónico	12 - 100 %	100	0.01%
Toma 87R	4 - 12 x Itoma	8	0.01 A

Comentarios sobre los Ajustes:

El ajuste de número de tabla de ajustes activa "TABLA ACTIVA" permite seleccionar cuál de las tres tablas de ajustes incorporadas en el equipo DTP está activa en un momento determinado. Dicha selección puede realizarse también mediante entradas digitales configuradas a tal efecto, teniendo prioridad, en caso de discrepancia, la selección realizada por entrada frente a la realizada por ajuste.

El ajuste de ciclos prefalta para la oscilografía "CICLOS PREFALTA" permite su ajuste entre 2 y 10 ciclos. En cualquier caso, el número total de ciclos para un registro oscilográfico está prefijado a 66 ciclos, independientemente del número de ciclos prefalta ajustados.

El ajuste INFLEXION K1-K2 es el punto que separa los dos tramos diferentes de frenado porcentual. El valor que se ajusta es la intensidad de paso para la cual se cambia de tramo.

Los ajustes correspondientes al tercer y cuarto devanado solo aparecen en los relés con tales devanados.

11. TECLADO Y DISPLAY

Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Presentación	Rango Válido
	FUNCION DIFERENCIAL	SENSIBILIDAD	Sensibilidad de la protección	0.2 - 0.4 x It
		INFLEXIÓN K1-K2	Punto de inflexión entre las dos rampas de la protección	0 - 10 x It
		k1(%)	Frenado porcentual de la primera etapa	15% - 100%
		K2(%)	Frenado porcentual de la segunda etapa	15% - 100%
		FRENADO 2° ARMÓNICO	Frenado por segundo armónico	12% - 100%
		FRENADO 5° ARMÓNICO	Frenado por quinto armónico	12% - 100%
		TOMA 87R	Valor de arranque de la unidad 87R	4 - 12 x It

Para proceder al cambio de un ajuste hay que dar los siguientes pasos:

1. Pulsar la tecla SET.
2. Seleccionar la opción CAMBIAR AJUSTES.
3. Seleccionar el ajuste deseado dentro del árbol de menús.
4. Teclear el valor a modificar (o seleccionar el deseado dentro de la lista de ajustes disponible con ← →).
5. Pulsar la tecla ENT. Si se desea cambiar algún otro ajuste, dentro de la misma agrupación, repetir los pasos 3 a 5.
6. Pulsar la tecla END.

El relé pedirá la confirmación al cambio presentando en la pantalla el siguiente mensaje:

**¿CONFIRMAR?
(Y / N)**

7. En el caso de querer realizar el cambio pulsar la tecla 1/Y. (En caso contrario pulsar 3/N).
8. El relé presentará entonces el siguiente mensaje en pantalla:

**CAMBIO AJUSTES
EJECUTADO**

9. Pulsar sucesivamente la tecla CLR para volver al estado de reposo.

En el caso de que se sobrepase algún límite en el cambio de ajustes, el relé no aceptará el cambio y presentará el siguiente mensaje:

**AJUSTE FUERA
DE LIMITES**

Existen ajustes que no requieren la entrada por teclado de un valor numérico, sino que es una selección de una opción dentro de varias posibilidades. En este caso se pueden visualizar las opciones utilizando las teclas ←/→

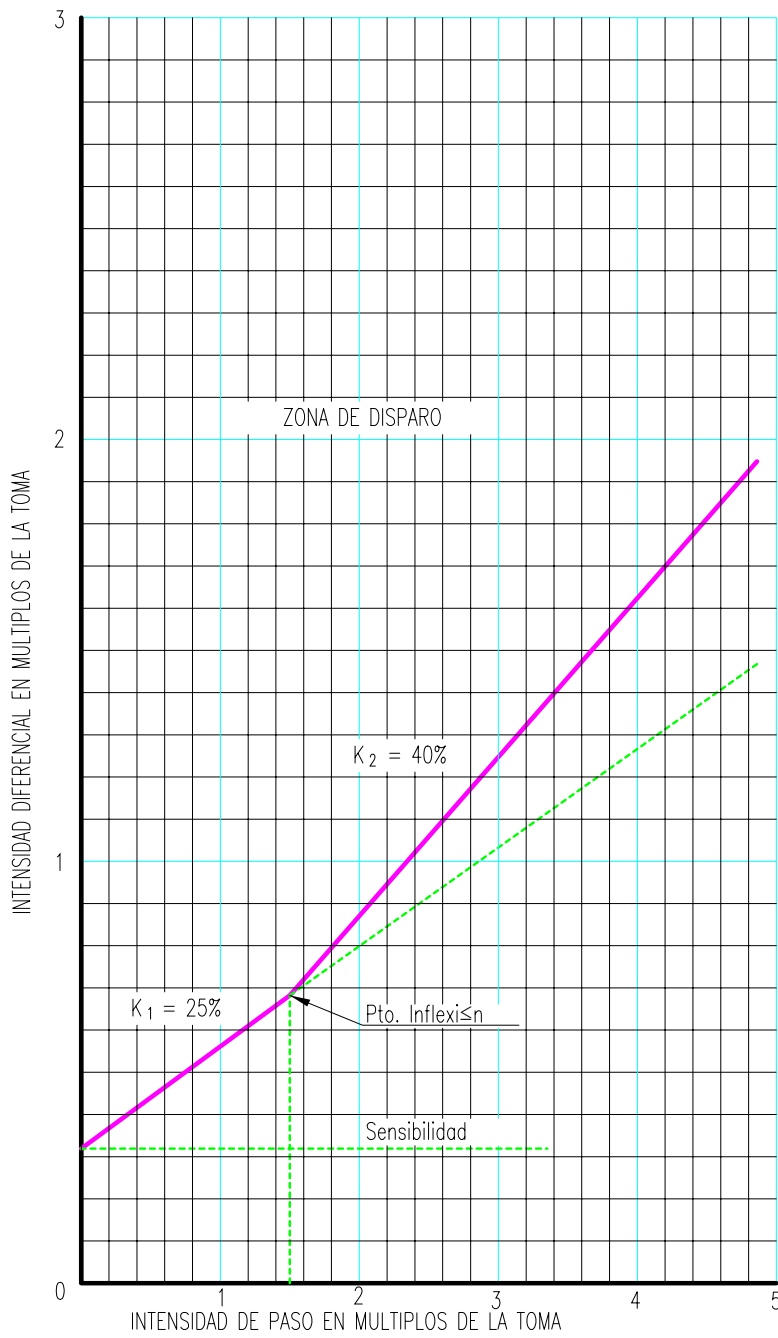


Figura 9. Característica Porcentual (301A7435F5)